

**Ekonomia**

# **Koszty transakcyjne w energetyce wodnej**

Joanna Sołtuniak



WYDAWNICTWO  
UNIwersytetu  
ŁÓDZKIEGO

# **Koszty transakcyjne w energetyce wodnej**



WYDAWNICTWO  
UNIwersYTETU  
ŁÓDZKIEGO

**Ekonomia**

# **Koszty transakcyjne w energetyce wodnej**

Joanna Sołtuniak



WYDAWNICTWO  
UNIwersYTETU  
ŁÓDZKIEGO

ŁÓDŹ 2016

Joanna Sołtuniak – Uniwersytet Łódzki, Wydział Ekonomiczno-Socjologiczny  
90-214 Łódź, ul. Rewolucji 1905 r. nr 41

RECENZENT

*Rafał Miłaszewski*

REDAKTOR INICJUJĄCY

*Monika Borowczyk*

REDAKTOR

*Magdalena Kącicka*

SKŁAD I ŁAMANIE

*Monika Wolska-Bryl*

KOREKTA TECHNICZNE

*Leonora Wojciechowska*

PROJEKT OKŁADKI

*Stämpfli Polska Sp. z o.o.*

Zdjęcie wykorzystane na okładce: © Shutterstock.com

Wydrukowano z gotowych materiałów dostarczonych do Wydawnictwa UŁ

© Copyright by Joanna Sołtuniak, Łódź 2016

© Copyright for this edition by Uniwersytet Łódzki, Łódź 2016

Wydane przez Wydawnictwo Uniwersytetu Łódzkiego  
Wydanie I. W.07787.16.0.M

Ark. druk. 16,0

ISBN 978-83-8088-590-5

e-ISBN 978-83-8088-591-2

Wydawnictwo Uniwersytetu Łódzkiego  
90-131 Łódź, ul. Lindleya 8  
www.wydawnictwo.uni.lodz.pl  
e-mail: ksiegarnia@uni.lodz.pl  
tel. (42) 665 58 63

<https://doi.org/10.18778/8088-590-5>

# Spis treści

<b>Wstęp</b>	9
Rozdział 1	
<b>Instytucje i koszty transakcyjne jako podstawowe kategorie nowej ekonomii instytucjonalnej</b>	<b>19</b>
1.1. Pojęcie i znaczenie instytucji	19
1.1.1. Podział instytucji	21
1.1.2. Badania i pomiar jakości instytucji	25
1.1.3. Równowaga i zmiana instytucjonalna	26
1.1.4. Prawa własności	29
1.2. Koszty transakcyjne	31
1.2.1. Zarys historii koncepcji kosztów transakcyjnych	31
1.2.2. Definiowanie i podział kosztów transakcyjnych	35
1.2.3. Pomiar kosztów transakcyjnych	42
1.2.4. Wybrane kierunki badawcze ekonomii kosztów transakcyjnych	47
1.3. Koszty transakcyjne a efekty zewnętrzne powstające w środowisku przyrodniczym	52
Rozdział 2	
<b>Uwarunkowania rozwoju energetyki odnawialnej</b>	<b>59</b>
2.1. Ogólna charakterystyka odnawialnych źródeł energii	59
2.2. Rodzaje odnawialnych źródeł energii	63
2.3. Efekty zewnętrzne w energetyce	66
2.4. Polityka klimatyczno-energetyczna Unii Europejskiej w zakresie wspierania rozwoju wykorzystania odnawialnych źródeł energii	79
2.5. Regulacje prawne i polityka dotycząca energetyki odnawialnej w Polsce	84
2.6. Ustawa o odnawialnych źródłach energii i próba oceny przyszłego systemu wsparcia	90
2.7. Energetyka wodna w polityce i prawie	94

2.8.	Aspekty techniczno-organizacyjne funkcjonowania rynku energii	102
2.9.	Instrumenty wsparcia rozwoju sektora odnawialnych źródeł energii w Unii Europejskiej	108
2.10.	Instrumenty wsparcia rozwoju sektora odnawialnych źródeł energii w Polsce	112
2.10.1.	Świadectwa pochodzenia energii	114
2.10.2.	Obowiązek zakupu energii ze źródeł odnawialnych po wyznaczonej cenie	118

Rozdział 3

	<b>Praktyka gospodarcza w zakresie małej energetyki wodnej</b>	<b>121</b>
3.1.	Charakterystyka małych elektrowni wodnych	121
3.2.	Wybrane techniczne aspekty funkcjonowania małych elektrowni wodnych oraz ich klasyfikacje	124
3.3.	Etapy realizacji inwestycji w elektrownię wodną	129
3.3.1.	Szacowanie potencjału energetycznego lokalizacji	131
3.3.2.	Etap środowiskowy realizacji inwestycji	133
3.3.3.	Decyzja o warunkach zabudowy	135
3.3.4.	Pozwolenie wodnoprawne	136
3.3.5.	Warunki przyłączenia do sieci energetycznej	139
3.3.6.	Pozwolenie na budowę	141
3.3.7.	Prace budowlane	142
3.3.8.	Koncesja lub wpis do rejestru wytwórców w sektorze elektroenergetycznym	142
3.4.	Zastosowanie teorii kosztów transakcyjnych w analizie problemów wykorzystania energii z odnawialnych źródeł	144
3.5.	Praktyczne aspekty przebiegu procesu inwestycyjnego	146
3.6.	Problematyka zewnętrznego finansowania inwestycji w elektrownie wodne	149
3.7.	Instytucje i koszty transakcyjne wpływające na wykorzystanie energii wodnej	154
3.8.	Ryzyko i niepewność inwestycji w małe elektrownie wodne	160

Rozdział 4

	<b>Koszty transakcyjne procesu inwestycyjnego i funkcjonowania małych elektrowni wodnych w województwie łódzkim – wyniki badań</b>	<b>171</b>
4.1.	Ogólna charakterystyka sieci hydrograficznej województwa łódzkiego	171
4.2.	Charakterystyka elektrowni wodnych w województwie łódzkim	173
4.3.	Proces inwestycyjny w małe elektrownie wodne na przykładzie województwa łódzkiego – wyniki badań własnych	176
4.3.1.	Opis przyjętego modelu kosztów transakcyjnych inwestycji w małą elektrownię wodną	177
4.3.2.	Wizja lokalna obiektów elektrowni wodnych w województwie łódzkim	179

4.3.3. Badania przeprowadzone wśród właścicieli MEW posiadających pracujące elektrownie wodne w województwie łódzkim	182
4.3.4. Badania przeprowadzone wśród inwestorów będących w trakcie przeprowadzania procesu administracyjno-inwestycyjnego w małe elektrownie wodne w województwie łódzkim	188
4.3.5. Badania przeprowadzone wśród właścicieli małych elektrowni wodnych w Polsce	191
4.4. Ocena kosztów transakcyjnych badanej elektrowni wodnej – studium przypadku	194
4.5. Podsumowanie wyników badań	210
4.6. Założenia do analizy ekonomicznej projektu inwestycyjnego w MEW	219
<b>Zakończenie</b>	223
<b>Bibliografia</b>	227
<b>Spis tabel</b>	253
<b>Spis rysunków</b>	255





# Wstęp

Działalność człowieka wywołuje często niekorzystne zjawiska w środowisku przyrodniczym prowadzące do jego degradacji<sup>1</sup>. Związane jest to głównie ze zbyt wielką skalą eksploatacji zasobów naturalnych, produkcją zanieczyszczeń i nieprzetwarzalnych odpadów oraz niszczeniem ekosystemów. Wpływa to na obniżenie jakości elementów tworzących środowisko oraz osłabianie relacji pomiędzy nimi. Pierwsze badania naukowe w zakresie ochrony przyrody, które rozpoczęły się w XIX w., obejmowały inwentaryzację obiektów przyrody i poszukiwanie skutecznych metod ochrony ginących gatunków<sup>2</sup>. Systematyczne zainteresowanie problematyką zanieczyszczenia i ochrony środowiska pojawiło się na przełomie lat sześćdziesiątych i siedemdziesiątych XX w., gdy nastąpiło znaczne zagrożenie kryzysem ekologicznym<sup>3</sup>. Wciąż jednak brakuje skutecznych metod unikania konfliktów między działalnością człowieka a ochroną środowiska. Niedostateczna znajomość mechanizmów przyczynowo-skutkowych w środowisku jest nadal pierwotnym źródłem negatywnych skutków określanych jako: straty ekologiczne, koszty społeczne, koszty ochrony środowiska czy koszty użytkowania środowiska<sup>4</sup>.

- 
- 1 Niniejsza monografia powstała na bazie pracy doktorskiej Joanny Sołtuniak *Pozyskiwanie energii ze źródeł odnawialnych na przykładzie małych elektrowni wodnych w województwie łódzkim w świetle teorii kosztów transakcyjnych*. Rozprawa została napisana na Wydziale Ekonomiczno-Socjologicznym Uniwersytetu Łódzkiego pod kierownictwem naukowym prof. dr hab. Małgorzaty Burchard-Dziubińskiej.
  - 2 J.M. Dołęga, *Człowiek w zagrożonym środowisku*, Wydawnictwo Akademii Teologii Katolickiej, Warszawa 1998, s. 17; K. Prandecki, *Ochrona środowiska w teorii ekonomii*, „*Ekonomia i Środowisko*”, nr 2(32)2007, s. 21–33.
  - 3 A. Michałowski, *Metodologiczne i teoriopoznawcze podstawy ekonomicznej analizy procesów gospodarowania środowiskiem*, „*Problemy Ekologii*”, vol. 13, nr 3, maj–czerwiec 2009, s. 118–126.
  - 4 P. Szczypa, *Rachunek ekonomiczny w ochronie środowiska*, [w:] K. Małachowski (red.), *Gospodarka a środowisko i ekologia*, CeDeWu, Warszawa 2007, s. 111.

Ochrona środowiska oznacza oszczędne oraz ostrożne użytkowanie zasobów naturalnych, zapobieganie naruszaniu prawidłowości rządzących przyrodą, a zwłaszcza przeciwdziałanie jej zanieczyszczeniu, zatruczeniu i ogólnej degradacji<sup>5</sup>. Jest to rodzaj dobra publicznego, czyli takiego, które charakteryzuje: brak możliwości wykluczenia z jego użytkowania i nierywalizacyjny charakter konsumpcji<sup>6</sup>. Do korzyści dostępu mają wszyscy. Dobro to nie stanowi również przedmiotu zwykłych transakcji rynkowych. Ochrona środowiska jest dobrem normalnym, ale czasem uznaje się, że jest dobrem luksusowym, na które popyt rośnie szybciej niż dochód<sup>7</sup>. Problematyka ochrony i kształtowania środowiska ma interdyscyplinarny charakter uwzględniający kwestie techniczne, przyrodnicze, prawne, polityczne i ekonomiczne<sup>8</sup>. Niezwykle istotne jest to, że zwykle znacznie bardziej opłaca się ponieść nakłady na przeciwdziałanie szkodom w środowisku przyrodniczym przed uruchomieniem produkcji i w trakcie jej trwania niż później ponieść koszty naprawy zaistniałych szkód i zniszczeń<sup>9</sup>. Nie wszystkie zmiany są odwracalne, a działania naprawcze są zwykle długotrwałe. Z drugiej strony należy podkreślić, że wielofunkcyjne znaczenie środowiska przyrodniczego musi być podporządkowane nadrzędnemu celowi – rozwojowi i przetrwaniu społeczeństwa. Temu powinno się podporządkować wielorakie wybory ekonomicznych rozwiązań, gdyż to daje racjonalne podstawy działalności gospodarczej w długim okresie<sup>10</sup>. W kontekście wykorzystania środowiska przyrodniczego i gospodarowania jego zasobami wyróżnia się różne nurty ekonomiczne różniące się przedmiotem badania i metodologią<sup>11</sup>.

---

5 B. Prandecka, *Strategia ochrony środowiska – podstawy interdyscyplinarne*, [w:] A. Ginsberg-Gebert (red.), *Ekonomiczne i socjologiczne problemy ochrony środowiska*, Wydawnictwo Ossolineum, Wrocław 1985, s. 9–20.

6 M. Burchard-Dziubińska, *Dyskontowanie przy inwestycjach w ochronie klimatu*, „Przegląd Komunalny”, nr 9(228)2010, s. 18–19.

7 T. Żylicz, *Ekonomia środowiska i zasobów naturalnych*, PWE, Warszawa 2004, s. 168.

8 Więcej: B. Dobrzańska, G. Dobrzański, D. Kiełczewski, *Ochrona środowiska przyrodniczego*, PWN, Warszawa 2008; A. Ginsberg-Gebert (red.), *Ekonomiczne i socjologiczne problemy ochrony środowiska*, Wydawnictwo Ossolineum, Wrocław 1985; B. Prandecka, *Nauki ekonomiczne a środowisko przyrodnicze*, Państwowe Wydawnictwo Ekonomiczne, Warszawa 1991; Z. Pawlak, *Ochrona środowiska dla ekonomistów*, Poznań 2002; A. Graczyk, *Pojęcie ekologicznych kosztów zewnętrznych*, „Ekonomia i Środowisko”, nr 2(26)2004, s. 7–29; W.M. Gauzel, *Zarządzanie w gospodarce przestrzennej*, Oficyna Wydawnicza Brenda, Bydgoszcz–Poznań 2003; M. Burchard-Dziubińska, *Instytucje ochrony środowiska przyrodniczego w budowie zrównoważonego rozwoju w Polsce w okresie transformacji*, [w:] J. Godłów-Legiędź (red.), *Instytucje i transformacja*, Wydawnictwo Adam Marszałek, 2009, s. 174–191; A. Giddens, *Socjologia*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2010, s. 632–658.

9 B. Prandecka, *Strategia ochrony środowiska...*, s. 15.

10 Ibidem, s. 18–19.

11 Więcej: K. Górka, *Kontrowersje terminologiczne w zakresie ekonomiki ochrony środowiska i ekonomii ekologicznej*, „Ekonomia i Środowisko”, nr 2(38)2010, s. 10–21; T. Żylicz, *Ekonomia środowiska...*; V. Korporowicz, *Ekonomia środowiska – dyscyplina z przyszłością*, [w:] P. Jeżow-

Współcześnie przyjmuje się, że wszystkie przedsięwzięcia powinny być realizowane zgodnie z zasadą zrównoważonego rozwoju<sup>12</sup>. Dokładne opisy tej idei i jej interpretacje są przedstawione w literaturze<sup>13</sup>. Nie wchodząc w szczegółowe analizy dotyczące tego zagadnienia, warto podkreślić, że pierwotnie rozwój zrównoważony odnosił się do konieczności zaspokojenia potrzeb ludzi biednych oraz akceptował ograniczenia narzucone przez zastany poziom rozwoju społecznego i technicznego<sup>14</sup>. Obecnie uważa się, że rozwój zrównoważony to wzrost materialnego bogactwa narodów zaspokajający bieżące potrzeby, bez ograniczania możliwości zaspokojenia potrzeb przyszłych pokoleń. To oznacza, że każde pokolenie ma moralny obowiązek przekazać w spadku następnym pokoleniom przynajmniej taką samą bazę produkcyjną w stosunku do liczby ludności, jaką samo przejęło po poprzedniej generacji. Zaspokajanie potrzeb obecnego pokolenia w sposób, który nie ogranicza przyszłym pokoleniom możliwości zaspokojenia ich potrzeb, oznacza realizację sprawiedliwości międzypokoleniowej<sup>15</sup>.

Zrównoważony rozwój to „rozwój społeczno-gospodarczy, w którym wykorzystywanie nieodnawialnych zasobów środowiska będzie wykazywało tendencję malejącą. Wykorzystywanie zasobów odnawialnych winno odbywać się z jak najmniejszym obciążaniem środowiska<sup>16</sup>”. Rozwój zrównoważony należy rozpatry-

---

ski (red.) *Ekonomiczne problemy ochrony środowiska i rozwoju zrównoważonego w XXI w.*, Szkoła Główna Handlowa, Warszawa 2007, s. 35–44.

- 12 Podstawy znajdują się w tzw. *Raporcie Bruntland* i programie *Agenda 21*. Zob.: *Report of the World Commission on Environment and Development: Our Common Future*, Oslo, 20 March 1987, <http://www.un-documents.net/our-common-future.pdf>; *Dokumenty końcowe Konferencji Narodów Zjednoczonych Środowisko i Rozwój – Szczyt Ziemi*, Rio de Janeiro, 3–14 czerwca 1992, IOŚ, Warszawa 1993.
- 13 Więcej: K. Górka, *Wdrażanie koncepcji rozwoju zrównoważonego*, [w:] M. Burchard-Dziubińska, A. Rzeńca (red.), *Zrównoważony rozwój na poziomie lokalnym i regionalnym. Teoria i praktyka*, Wydawnictwo Uniwersytetu Łódzkiego, Łódź 2010, s. 10–25; B. Bomanowski, *Zasada zrównoważonego rozwoju. Wnioski de lege lata i de lege ferenda*, [w:] M. Burchard-Dziubińska, A. Rzeńca (red.), *Zrównoważony rozwój na poziomie lokalnym i regionalnym. Teoria i praktyka*, Wydawnictwo Uniwersytetu Łódzkiego, Łódź 2010, s. 26–45; Z. Bukowski, *Zrównoważony rozwój w systemie prawa*, Zbigniew Bukowski & Towarzystwo Naukowe Organizacji i Kierownictwa, Stowarzyszenie Wyższej Użyteczności „Dom Organizatora”, Toruń 2009; T. Poskrobko, *Kapitał naturalny a ekonomia głównego nurtu*, „Ekonomia i Środowisko”, nr 1(31)2007, s. 23–39; J. Ciechanowicz-McLean, *Ochrona środowiska w działalności gospodarczej*, Wydawnictwo Prawnicze Lewis Nexis, Warszawa 2003, s. 43.
- 14 R. Janikowski, *Sustensologia a zrównoważony rozwój*, [w:] B. Poskrobko, G. Dobrzański (red.), *Problemy interpretacji i realizacji zrównoważonego rozwoju*, Wydawnictwo Wyższej Szkoły Ekonomicznej, Białystok 2007, s. 50; T. Żylicz, *Trwały rozwój*, „Aura”, nr 5/2008, s. 4–5.
- 15 M.G. Woźniak, *Fundamentalne problemy aksjologiczne ładu instytucjonalnego współczesnej gospodarki*, [w:] B. Polszakiewicz, J. Boehlke (red.), *Ład instytucjonalny w gospodarce*, Wydawnictwo Uniwersytetu Mikołaja Kopernika, Toruń, 2005; T. Żylicz, *Ekonomia środowiska...*, s. 197.
- 16 J. Ciechanowicz-McLean, *Ochrona środowiska w działalności gospodarczej*, Wydawnictwo Prawnicze Lewis Nexis, Warszawa 2003, s. 15.

wać zatem jako maksymalnie długie wykorzystanie naturalnych źródeł surowców i pojemności systemu odtworzeniowego. Problematyczną kwestią jest określenie granic pomiędzy wykorzystaniem środowiska a zachowaniem jego walorów oraz perspektywy czasowej, w jakiej może odbywać się oddziaływanie różnorodnych wpływów na środowisko<sup>17</sup>. Długotrwałe utrzymanie procesów przyrodniczych i różnorodności biologicznej wiąże się z uwzględnieniem w trakcie procesów inwestycyjnych stosowania przyjaznych środowisku technik i środków ochronnych<sup>18</sup>. W polskim prawie rozwój zrównoważony ma rangę konstytucyjną<sup>19</sup>. Jednakże niektóre badania ukazują, że Polska, niestety, pomimo silnej pozycji idei zrównoważonego rozwoju w ustawodawstwie, nie podejmuje wystarczających działań wspomagających jego wdrożenie<sup>20</sup>.

Zrównoważona polityka energetyczna wiąże się z polepszeniem dobrobytu społeczeństwa w dalekiej przyszłości przez dążenie do utrzymania równowagi pomiędzy: bezpieczeństwem energetycznym, zaspokojeniem energetycznych potrzeb społecznych, konkurencyjnością gospodarki i ochroną środowiska<sup>21</sup>. Celem zrównoważonej polityki energetycznej jest ograniczenie skutków negatywnego oddziaływania energetyki konwencjonalnej przez wspieranie wykorzystania niekonwencjonalnych i odnawialnych źródeł oraz mniej szkodliwą i bardziej wydajną produkcję energii, jej przesył, dystrybucję i wykorzystanie. Główną zasadą zrównoważonego rozwoju energetycznego jest efektywne wykorzystanie zasobów energetycznych, ludzkich, ekonomicznych i naturalnych<sup>22</sup>. Spełnienie zasad energetycznego rozwoju zrównoważonego wymaga zintegrowanych działań w zakresie zarówno popytowym (zwiększenie efektywności wykorzystania energii), jak i podażowym (zwiększenie efektywności wytwarzania energii i zmniejszenie śro-

17 Z. Bodziński, M. Kramarz, M.R. Sławomirski, *Energia odnawialna wizytówka nowoczesnej gospodarki. Wstęp*, Wydawnictwo Adam Marszałek, 2011, s. 5–7; M. Burchard-Dziubińska, *Koszty transakcyjne wdrażania zrównoważonego rozwoju*, [w:] B. Poskrobko, G. Dobrzański (red.), *Problemy interpretacji i realizacji zrównoważonego rozwoju*, Białystok 2007, s. 83.

18 C. Mik, *Wybór właściwej podstawy prawnej aktów wspólnotowego prawa wtórnego, ze szczególnym uwzględnieniem projektów aktów należących do pakietu klimatyczno-energetycznego*, [w:] Urząd Komitetu Integracji Europejskiej, *Pakiet klimatyczno-energetyczny. Analityczna ocena propozycji Komisji Europejskiej*, Departament Polityki Integracyjnej, Warszawa 2008, s. 9–50.

19 *Konstytucja RP z dnia 2 kwietnia 1997 r.*, Dz.U. Nr 78, poz. 483 par. 5.

20 Badania przeprowadzone w oparciu o wskaźniki organizacji międzynarodowych o globalnym zasięgu analizujące stopień stanu rozwoju w zakresie rozwoju zrównoważonego i gospodarki opartej na wiedzy wykazały, że Polska znajduje się pod tym względem na 24. miejscu na 27 krajów Unii Europejskiej. M. Łuszczczyk, *Wartościowanie rozwoju zrównoważonego w warunkach gospodarki opartej na wiedzy*, „*Ekonomia i Środowisko*”, nr 2(36)2009, s. 20–33.

21 E. Lorek, *Rozwój rynku energetyki odnawialnej w warunkach gospodarki niskoemisyjnej*, „*Ekonomia i Środowisko*”, nr 2(40)2011, s. 30–46.

22 A. Graczyk, A.M. Graczyk, *Wprowadzenie mechanizmów rynkowych w ochronie środowiska*, Polskie Wydawnictwo Ekonomiczne, Warszawa 2011, s. 123–124.

dowiskowej uciążliwości stosowanych technologii wytwarzania energii). Zrównoważony rozwój energetyki wiąże się też z internalizacją efektów zewnętrznych oraz likwidacją subsydiowania produkcji energii<sup>23</sup>. Zasadniczą kwestią w zrównoważonym rozwoju energetycznym jest wybranie lepszego rozwiązania między nieuniknioną ingerencją w środowisko a zachowaniem jego cennych walorów. Z tego powodu kwestie środowiskowe powinny być uwzględniane już na wczesnym etapie planowania zamierzenia inwestycyjnego. Działania powinny być ekonomicznie efektywne, a analizowanie degradacji środowiska powinno być rozpatrywane na różnych poziomach – lokalnym, regionalnym, krajowym i międzynarodowym<sup>24</sup>.

Obecnie w Polsce energia wytwarzana jest głównie z konwencjonalnych, nieodnawialnych źródeł, których spalanie przyczynia się w dużym stopniu do znacznego zanieczyszczenia środowiska przyrodniczego. Zwiększanie udziału w bilansie energetycznym odnawialnych źródeł energii (OZE), czyli zasobów, które się odnawiają w naturalnych, samoistnych procesach, jest szansą na ograniczanie emisji zanieczyszczeń, a także na zwiększenie niezależności gospodarczej w kwestii energetycznej. Wiele z technologii pozyskiwania OZE jest dzisiaj nieopłacalnych ekonomicznie, ale zapewne niektóre z nich w przyszłości będą konkurencyjne rynkowo ze względu na prognozowany wzrost cen energii, stopniowe wliczanie efektów zewnętrznych związanych z energetyką konwencjonalną do kosztów działalności przedsiębiorstw, postęp technologiczny i zwiększenie skali produkcji urządzeń wykorzystujących OZE.

Tradycyjna analiza ekonomiczna dotycząca inwestycji w OZE ujmuje zazwyczaj tylko typowe koszty inwestycji, takie jak: zakup turbin, generatorów, koszty materiałów i robót budowlanych. Nie zawiera długotrwałości i uciążliwości procesu administracyjno-inwestycyjnego wiążącego się z pozyskiwaniem stosownych decyzji urzędowych, których otrzymanie często związane jest z wypełnieniem rygorystycznych założeń, wykonywaniem kosztownych ekspertyz i dokonywaniem czasochłonnych uzgodnień między stronami postępowania. Z tego powodu uzyskiwanie pozwoleń administracyjnych może wiązać się z dużą niepewnością inwestycyjną. W czasopiśmie branżowych, a nawet w prasie codziennej pojawiają się wzmianki o tym, że występują trudności w znalezieniu odpowiedniej lokalizacji pod budowę elektrowni czy problemy z uzyskiwaniem pozwoleń w energetyce odnawialnej<sup>25</sup>. Nieraz podkreśla się, że występują wysokie koszty inwestycyjne oraz, że otoczenie biznesowe w tym sektorze jest stosunkowo słabo rozwinięte. Nato-

23 J. Malko, *Zrównoważony rozwój – cele i wyzwania elektroenergetyki*, [w:] A. Graczyk, *Teoria i praktyka zrównoważonego rozwoju*, Katedra Ekonomii Ekologicznej Akademii Ekonomicznej im. O. Langego we Wrocławiu, Białystok–Wrocław 2007, s. 188; E. Lorek, *Rozwój zrównoważonej energetyki w wymiarze międzynarodowym, europejskim i krajowym* [w:] A. Graczyk (red.), *Teoria i praktyka zrównoważonego rozwoju*, Katedra Ekonomii Ekologicznej Akademii Ekonomicznej im. O. Langego we Wrocławiu, Białystok–Wrocław 2007, s. 163–176.

24 A. Graczyk, A.M. Graczyk, op. cit., s. 124.

25 Przykładowo: A. Ślusarczyk, *Poskramiacze rzek*, „Newsweek”, listopad 2009, s. 22–23.

miast w polskiej literaturze ekonomicznej brakuje prac dotyczących szczegółowej oceny i wyceny procesu administracyjno-inwestycyjnego w zakresie wykorzystania źródeł odnawialnych.

Celem tej pracy jest przedstawienie przebiegu budowy małej elektrowni wodnej (MEW) w Polsce w kontekście administracyjnego procesu uzyskiwania niezbędnych pozwoleń inwestycyjnych. MEW są to elektrownie wodne o mocy zainstalowanej do 5 MW. Inwestycje w MEW wyróżniają się na tle innych OZE. Charakteryzuje je przede wszystkim punktowy charakter lokalizacji, uzależniony od występujących piętrzeń na wybranym cieku wodnym oraz specyficzność prawa własności wody płynącej oraz gruntów, po których płyną wody. Należą one zwykle do Skarbu Państwa, co powoduje, że inwestor nie jest w pełni samodzielny i projekt musi być realizowany według uzgodnień z administratorem. Te obiekty są budowane na wiele lat – okres technicznej sprawności urządzeń i maszyn MEW jest przeważnie bardzo długi. W północnej Polsce istnieją elektrownie pracujące od ponad stu lat. Zwykle MEW o mocy kilkuset kilowatów i mniejszej lokalizowane są przy już wybudowanych piętrzeniach wodnych. Warto podkreślić, że istniejące piętrzenia są zwykle wielofunkcyjne. Pełnią funkcje: retencyjne, przeciwpowodziowe, nawodnieniowe, turystyczne i energetyczne.

Wykorzystanie energii wód płynących przez wieki traktowane było jako tanie, lokalnie dostępne źródło energii, co pozwalało się rozwijać gospodarczo wielu regionom. Obecnie wykorzystanie energii z wody i innych OZE dodatkowo jest uzasadnione koniecznością sprostania polityce energetycznej Unii Europejskiej, w której nałożono na Polskę obowiązek osiągnięcia do 2020 r. przynajmniej 15% udziału energii ze źródeł odnawialnych w zużyciu. Zatem ich wykorzystanie zyskuje na ważności i aktualności.

Rzeczywistość gospodarcza w niniejszej pracy zostanie przedstawiona zgodnie z podejściem właściwym dla ekonomii kosztów transakcyjnych (EKT). Koszty transakcyjne generalnie wyrażają koszty wszystkich czynności niezwiązanych z produkcją, które doprowadzają do przeprowadzenia transakcji czy podjęcia przedsięwzięcia. Wyraźnie zależą od jakości otoczenia instytucjonalnego (administracyjnego i biznesowego) danego sektora, umiejętności korzystania z informacji i wiedzy oraz dostępu do nich. Stosunkowo często spotyka się prace, w których przedstawia się różnorodne koncepcje rozumienia kosztów transakcyjnych dla wyjaśnienia określonych zjawisk gospodarczych, czasem też definiuje się koszty transakcyjne pod kątem konkretnych sytuacji i warunków ekonomicznych<sup>26</sup>. Na-

---

26 Przykładowo: S. Bogacki, *Koszty transakcyjne na rynku nieruchomości mieszkaniowych*, [w:] R. Sobiecki, J.W. Pietrewicz (red.), *Koszty transakcyjne. Skutki zmian dla przedsiębiorstw*, Oficyna Wydawnicza Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie, Warszawa 2011, s. 163–174; W. Szymański, *Niepewność i niestabilność gospodarcza*, PWN, Warszawa 2011, s. 208–209; S. Rudolf, *Konkurencyjność przedsiębiorstw w świetle teorii kosztów transakcyjnych*, [w:] S. Rudolf (red.), *Nowa ekonomia instytucjonalna. Aspekty teoretyczne i praktyczne*, Wydawni-

tomiast operacjonalizacja kosztów transakcyjnych związana ze stworzeniem konkretnych procedur analitycznych, pozwalających na empiryczne dokonanie obserwacji, jest ciągle wyzwaniem dla nauki.

Badania przeprowadzone na potrzeby pracy mają na celu opisanie rodzajów kosztów transakcyjnych ponoszonych przez inwestorów w trakcie procesu inwestycyjno-administracyjnego związanego z MEW, oszacowanie ich wysokości oraz określenie, jaki wywierają wpływ na ekonomiczną analizę inwestycji. Aby sprościć tak postawionemu zadaniu, trzeba prześledzić specyfikę tych inwestycji i zbadać wpływ otoczenia administracyjnego, politycznego, prawnego, biznesowego i społecznego na proces inwestycyjny. W pracy zostaną przedstawione: analiza instytucjonalna i kosztów transakcyjnych związanych z MEW oraz efekty zewnętrzne w energetyce, zwłaszcza odnawialnej. Te ostatnie wywierają znaczący wpływ na ekonomiczną efektywność inwestycji w OZE, gdyż obok efektu produkcyjnego, inwestycja daje również efekt ekologiczny i ogólnospołeczny. Z kolei ocena i wycena efektów zewnętrznych powoduje znaczne koszty transakcyjne, które często zmuszony jest ponieść inwestor.

Ekonomiczna ocena zwrotu z inwestycji dla przedsięwzięcia w elektrownię wodną zależy od doboru miejsca przyszłej MEW i od dokładnego oszacowania potencjału lokalizacji wraz z określeniem prawdopodobieństwa występowania naturalnej podaży surowca odnawialnego. W przyszłości na te zjawiska nałożą się prawdopodobnie konsekwencje zmian klimatycznych. To są również informacje i wiedza, które mogą być analizowane w kategorii oszczędzania łącznych kosztów transakcyjnych i kosztów produkcji. Zostanie to w zarysie przedstawione w niniejszej pracy.

Głównym celem pracy jest odpowiedź na następujące pytanie badawcze: Czy długotrwałość etapu administracyjnego procesu inwestycyjnego jest hamulcem

---

ctwo Wyższej Szkoły Ekonomicznej i Administracji im. prof. Edwarda Lipińskiego w Kielcach, Kielce 2005, s. 255–267; E. Hościłowicz, *Procesy fuzji i przejęć firm a koszty transakcyjne*, [w:] R. Sobiecki, J.W. Pietrewicz (red.), *Uwarunkowania zmian kosztów transakcyjnych*, Oficyna Wydawnicza Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie, Warszawa 2011, s. 255–278; A. Noga, *Przedsięwzięcie Facebook a teorie przedsiębiorstw*, [w:] R. Sobiecki, J.W. Pietrewicz (red.), *Koszty transakcyjne. Skutki zmian dla przedsiębiorstw*, Oficyna Wydawnicza Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie, Warszawa 2011, s. 112–124; G. Sobiecki, *Technologie informacyjne i telekomunikacyjne* [w:] R. Sobiecki, J.W. Pietrewicz (red.), *Uwarunkowania zmian kosztów transakcyjnych*, Oficyna Wydawnicza Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie, Warszawa 2011, s. 135–156; W. Szymański, *Zmiany kosztów transakcyjnych w dostosowaniu przedsiębiorstw do wyzwań współczesnej gospodarki*, [w:] R. Sobiecki, J.W. Pietrewicz (red.), *Koszty transakcyjne. Skutki zmian dla przedsiębiorstw*, Oficyna Wydawnicza Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie, Warszawa 2011, s. 15–37; I. Andreea-Oana, *A New Approach in Economics: Transaction Costs Theory*, „The Journal of the Faculty of Economics”, May (2)2009, s. 370–375, <http://steconomice.uoradea.ro/anale/volume/2009/v2-economy-and-business-administration/62.pdf>, [Dostęp 02.10.2011].



dla nowych inwestycji w małe elektrownie wodne w Polsce? Aby na nie odpowiedzieć, zastosowano następujące metody i narzędzia badawcze:

- studia literaturowe z zakresu nowej ekonomii instytucjonalnej i kosztów transakcyjnych;
- analizę wybranych pierwotnych i wtórnych źródeł dotyczących OZE i MEW, w tym danych z Wojewódzkiego Zarządu Melioracji i Urządzeń Wodnych w Łodzi (WZMiUW) dotyczących energetyki wodnej województwa, zagadnień technicznych, politycznych i prawnych, w szczególności prawno-administracyjnych z zakresu przeprowadzania inwestycji w źródła odnawialne;
- wywiady bezpośrednie indywidualne pogłębione z właścicielami MEW w województwie łódzkim (pytania z kwestionariusza dotyczyły przebiegu poszczególnych etapów procesu administracyjno-inwestycyjnego i obecnej pracy elektrowni wodnej);
- wywiady bezpośrednie indywidualne pogłębione z inwestorami, którzy obecnie przeprowadzają proces inwestycyjny w MEW w województwie łódzkim (pytania z kwestionariusza dotyczyły przebiegu poszczególnych zrealizowanych i realizowanych etapów procesu administracyjno-inwestycyjnego w elektrownię wodną);
- wywiady telefoniczne z członkami Towarzystwa Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych (TRMEW), ogólnopolskiego stowarzyszenia zrzeszającego inwestorów w małą energetykę wodną w Polsce (pytania z kwestionariusza dotyczyły przebiegu poszczególnych etapów procesu administracyjno-inwestycyjnego i obecnej pracy MEW);
- wizje lokalne i obserwacje bezpośrednie (za pomocą arkusza obserwacji) wszystkich elektrowni wodnych w województwie łódzkim w 2011 r. (n = 39);
- analizę studium przypadku procesu administracyjno-inwestycyjnego w MEW obejmującą badanie przygotowania realizacji inwestycji MEW, wykonanie kompletnej dokumentacji inwestorskiej i uzyskanie stosownych pozwoleń administracyjnych niezbędnych do realizacji przedsięwzięcia oraz pozyskanie odpowiednich środków finansowych na jej wykonanie.

W rozdziale 1, który ma charakter teoretyczny, przedstawiono charakterystykę instytucji, kosztów transakcyjnych i efektów zewnętrznych. Skupiono się na roli instytucji i znaczeniu kosztów transakcyjnych w działalności inwestycyjnej. Nawiązano do nowej ekonomii instytucjonalnej, ekonomii kosztów transakcyjnych, teorii praw własności i teorii kosztów transakcji specyficznymi aktywami. Przedstawiono zagadnienia związane z kwantyfikacją i operacjonalizacją kosztów transakcyjnych. Oparto się na dorobku między innymi: R.H. Coase'a, D.C. Northa, O.E. Williamsona, a z polskiej literatury na pracach B. Zbroińskiej, W. Stankiewicza, J. Godłów-Legiędź, Ł. Harta, Z. Stańka czy J. Platje. Wspomniano również problematykę kosztów transakcyjnych w kontekście istnienia efektów zewnętrznych. Te kwestie rozważano w oparciu o prace między innymi: R.H. Coase'a i T. Żylicza.

W rozdziale 2 omówiono przesłanki rozwoju wykorzystania odnawialnych źródeł energii. Opisano rolę bezpieczeństwa energetycznego, aspekty zanieczyszczenia środowiska i zmian klimatu, scharakteryzowano odnawialne źródła energii, a także omówiono efekty zewnętrzne w energetyce. Następnie przedstawiono prowadzoną politykę i obowiązujące prawo na szczeblu unijnym i krajowym w zakresie energetyki odnawialnej a w szczególności energetyki wodnej. Ponadto opisano stosowane systemy wsparcia dla OZE występujące w Unii Europejskiej i w Polsce.

Kolejne dwa rozdziały mają charakter empiryczny. W rozdziale 3 scharakteryzowano małą energetykę wodną, przedstawiono proces administracyjno-inwestycyjny w MEW wraz z omówieniem ryzyka inwestycyjnego na różnych etapach cyklu życia elektrowni.

W rozdziale 4 scharakteryzowano potencjał hydroenergetyczny województwa łódzkiego. Następnie przedstawiono podsumowanie badań własnych w zakresie wizji lokalnej oraz wywiadów z właścicielami elektrowni wodnych. Opisano również studium przypadku przebiegu procesu administracyjno-inwestycyjnego w MEW.

Wartością dodaną pracy jest przedstawienie na podstawie wyników badań realiów inwestycyjnych w sektorze odnawialnych źródeł energii na przykładzie MEW w Polsce po 1989 r. Wskazano, że wliczenie kosztów transakcyjnych w tym sektorze znacząco rzutuje na rachunek inwestora głównie poprzez wysokie ryzyko niezrealizowania inwestycji, ale też długi czas oczekiwania na pojawienie się pierwszych przychodów i przez to opóźniony zwrot nakładów inwestycyjnych.

Autorka chciałaby serdecznie podziękować Pani Prof. dr hab. Małgorzacie Burchard-Dziubińskiej za cenne wskazówki oraz kierownictwo naukowe podczas wykonywania prac badawczych i przygotowywania dysertacji doktorskiej, na bazie której powstało niniejsze opracowanie. Równie bardzo dziękuje recenzentom rozprawy – Pani Profesor dr hab. Janinie Godłów-Legiędź oraz Panu Profesorowi dr hab. inż. Rafałowi Miłaszewskiemu za wnikliwe uwagi dotyczące pracy.

Z wielką przyjemnością Autorka wyraża też wdzięczność Respondentom – właścicielom elektrowni wodnych, członkom Towarzystwa Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych oraz osobom zajmującym się administrowaniem gospodarką wodną za poświęcony czas i podzielenie się swoją wiedzą, a także doświadczeniem w zakresie inwestycji w energetyce wodnej.



## Rozdział 1

# Instytucje i koszty transakcyjne jako podstawowe kategorie nowej ekonomii instytucjonalnej

### 1.1. Pojęcie i znaczenie instytucji

Pierwsza fala zainteresowania instytucjami<sup>1</sup> miała miejsce w Stanach Zjednoczonych na przełomie XIX i XX wieku. Według T. Veblena (1857–1929), najbardziej znanego przedstawiciela instytucjonalizmu amerykańskiego, instytucje to reguły i zasady, nieraz organizacje. Określił je jako utarte zwyczajowo sposoby regulowania procesów życiowych społeczeństwa w odniesieniu do środowiska materialnego, w którym ono żyje<sup>2</sup>. Uważał, że na każdą społeczność można spojrzeć jak na system gospodarczy złożony z instytucji ekonomicznych. Przykładał dużą wagę do technologicznego i materialnego uwarunkowania instytucji. Uznał, że przemiany instytucjonalne nie nadążają za zmianami następującymi w technice i wymagają dłuższego czasu na dostosowanie się do nowych warunków<sup>3</sup>.

- 
- 1 Słowo „instytucja” pochodzi od łacińskiego *institutiones*, co oznacza opracowanie zawierające podstawowe informacje z dziedziny prawa mające charakter informacyjno-dydaktyczny. Zob.: T. Gaweł, M. Klimczak, *Pojęcie instytucji w prawie i ekonomii*, [w:] B. Polszakiewicz, J. Boehlke (red.), *Ład instytucjonalny w gospodarce*, Wydawnictwo Uniwersytetu Mikołaja Kopernika, Toruń 2005, s. 73 (73–86).
  - 2 M. Ratajczak, *Instytucjonalizm – wzbogacenie czy alternatywa ekonomii głównego nurtu*, [w:] B. Polszakiewicz, J. Boehlke (red.), *Ład instytucjonalny w gospodarce*, Wydawnictwo Uniwersytetu Mikołaja Kopernika, Toruń 2005, s. 59; W. Stankiewicz, *Historia myśli ekonomicznej*, Polskie Wydawnictwo Ekonomiczne, Warszawa 2000, s. 292.
  - 3 H. Przybyła, *Intelektualne związki starego instytucjonalizmu*, [w:] U. Zagóra-Jonszta (red.), *Dokowania współczesnej myśli ekonomicznej. Ekonomia instytucjonalna – teoria i praktyka*, Wydawnictwo Akademii Ekonomicznej w Katowicach, Katowice 2006, s. 67; M. Burchard-Dziubińska, *Instytucjonalne aspekty międzynarodowej współpracy w dziedzinie ochrony środowiska przyrodniczego*, Wydawnictwo Uniwersytetu Łódzkiego, Łódź 2006, s. 22.

Na początku XX wieku szeroko rozumiane instytucje stały się celem rozważań wielu badaczy, między innymi W.C. Mitchella, J.R. Commonsa czy J.M. Clarka<sup>4</sup>. Ich prace okazały się inspirujące dla szerokiego grona ekonomistów, spośród których odwołano się do prac R.H. Coase'a, D.C. Northa oraz H. Demsetza. Według Northa: „instytucje składają się ze zbioru ograniczeń nakładanych na zachowania w formie reguł i regulacji; ze zbioru procedur służących do wykrywania odchyłeń od reguł i regulacji; ze zbioru moralnych, etycznych i behawioralnych norm, które określają zakres, [...] w jakim tworzone są i umocowane reguły i regulacje”<sup>5</sup>. Uważa on, że sprawność całej gospodarki jest zdeterminowana przez ramy instytucjonalne, które określają koszty działania podmiotów gospodarczych i udział wydatków na organizowanie transakcji w dochodzie narodowym danego kraju, decydując o jakości kooperacji w procesach gospodarczych<sup>6</sup>. O.E. Williamson i K. Arrow uznają, że instytucje stwarzają system niezależności wyborów i wolności działania osoby gospodarującej przy istnieniu zewnętrznych ograniczeń. Stają się podstawową siłą determinującą rozwój gospodarczy<sup>7</sup>.

Instytucje wpływają na wybory, obowiązki, uprawnienia i ograniczenia. Kształtują relacje ekonomiczne, społeczne i polityczne. Stanowią trwałe uwarunkowania dla powtarzalności zachowań i wzajemnych relacji między poszczególnymi jednostkami i grupami, ułatwiając większą przewidywalność ich działań<sup>8</sup>. W potocznym rozumieniu uważa się, że instytucje to organizacje. Na gruncie Nowej Ekonomii Instytucjonalnej (NEI) przyjmuje się, że organizacje to tylko niektóre formy instytucji powstające wśród nich, dysponujące zasobami i realizujące swoje cele. Określa się je jako struktury regulacyjne i zarządzające stworzone dla potrzeb procesów produkcji i wymiany oraz ułatwienia przeprowadzanych transakcji, a także w celu osiągnięcia korzyści ze specjalizacji oraz podziału pracy<sup>9</sup>.

---

4 W. Stankiewicz, *Historia myśli ekonomicznej*, Polskie Wydawnictwo Ekonomiczne, Warszawa, 1998, s. 296–303.

5 B. Klimczak, *Uwagi o powiązaniach między standardową ekonomią i nową ekonomią instytucjonalną*, [w:] S. Rudolf (red.), *Nowa Ekonomia Instytucjonalna. Aspekty teoretyczne i praktyczne*, Wyższa Szkoła Ekonomii i Prawa im. prof. Edwarda Lipińskiego w Kielcach, Kielce 2005, s. 11–26.

6 Ł. Hardt, *Ekonomia kosztów transakcyjnych – geneza i kierunki rozwoju*, Wydawnictwo Uniwersytetu Warszawskiego, Warszawa 2009, s. 23.

7 A.P. Balcerzak, *System instytucjonalny, jako determinanta wykorzystania potencjału „Nowej gospodarki”*, [w:] B. Polszakiewicz, J. Boehlke (red.), *Ład instytucjonalny w gospodarce*, Wydawnictwo Uniwersytetu Mikołaja Kopernika, Toruń 2005, s. 105.

8 A. Zenka, *Wpływ państwa na równowagę systemu instytucjonalnego*, [w:] S. Rudolf (red.), *Nowa Ekonomia Instytucjonalna. Teoria i zastosowanie*, Wyższa Szkoła Ekonomii i Prawa im. prof. Edwarda Lipińskiego w Kielcach, Kielce 2009, s. 237–255.

9 B. Zbroińska, *Koszty transakcyjne skarbowości. Analiza instytucjonalna kontraktów skarbowych*, Wydawnictwo Uniwersytetu Jana Kochanowskiego, Kielce 2011, s. 26.

Pojęcie instytucji jest obecne w wielu dziedzinach nauki. W zależności od przedmiotu badań uwypukla się ich różne funkcje i cechy. T. Gawęł i B. Klimczak przedstawili następujące definicje instytucji prawnych, ekonomicznych i socjologicznych, czyli:

- instytucje prawne to wypowiedzi normatywne stanowiące pewną całość z punktu widzenia przedmiotu regulacji, jest to zbiór norm prawnych zawartych w przepisach;
- instytucje ekonomiczne to instytucje prawne oraz instytucje o charakterze nieformalnym, uzupełniające i poszerzające instytucje formalne, a czasem stojące z nimi w sprzeczności;
- instytucje socjologiczne to struktury społeczne będące efektem działań ludzi prowadzące do powstania struktury normatywnej (kulturowych wzorców, reguł, norm i wartości)<sup>10</sup>.

### 1.1.1. Podział instytucji

Podstawowy podział instytucji obejmuje dwa ich rodzaje: instytucje nieformalne i formalne. Instytucje nieformalne obejmują tradycję, kulturę, normy religijno-społeczne, obyczaje, zwyczaje, które kierują zachowaniem jednostek i pomagają wytworzyć więzi prowadzące do umiejętności współpracy między nimi w celu realizacji określonego interesu, czyli sprzyjają powstaniu potencjału kapitału społecznego. Pojawiają się podczas różnych interakcji pomiędzy ludźmi. Istnieją różne poglądy dotyczące pochodzenia tych instytucji. W jednych podkreśla się żywiołowy charakter ich powstania, w innych zaś przemyślany plan<sup>11</sup>. Instytucje formalne to normy wpływające na określone zachowania jednostek i zbiorowości będące efektem działań organów tworzących prawo w celu porządkowania życia społeczno-gospodarczego. Istnieją i funkcjonują w otoczeniu instytucji nieformalnych. Należą do nich systemy: prawny, polityczny oraz egzekwowania reguł związane z pracą sił porządkowych i sądownictwa. Efektywność struktury instytucjonalnej zależy od zgodności instytucji formalnych i nieformalnych. Jeśli jedno odpowiada drugiemu, to wzajemnie się umacniają, co prowadzi do zmniejszenia pewnych kosztów utrzymania określonego systemu. Jeśli natomiast instytucje formalne nie są zgodne z nieformalnymi, to koszty wprowadzenia i przestrzegania nowych reguł mogą być wysokie, prowadząc do konfliktów społecznych<sup>12</sup>. Syntetycznie ten problem przedstawia tabela 1.1. Jeśli

10 T. Gawęł, M. Klimczak, op. cit., s. 83.

11 Więcej: J. Godłów-Legiędź, T. Legiędź, *Interakcja instytucji formalnych i nieformalnych w procesie transformacji od planu do rynku*, [w:] J. Godłów-Legiędź (red.), *Instytucje i transformacja*, Wydawnictwo Adam Marszałek, Toruń 2009, s. 64; J. Godłów-Legiędź, *Doktryna społeczno-ekonomiczna Friedricha von Hayeka*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 1992, s. 22–25.

12 A. Zenka, op. cit.

instytucje formalne i nieformalne wspólnie ewoluowały, to bardzo często wzajemnie się uzupełniają. Tak dzieje się w systemach demokratycznych. W reżimach zarówno politycznych, jak i ekonomicznych mogą one ze sobą konkurować<sup>13</sup>.

**Tabela 1.1.** Efektywność instytucji

Zgodność celów z instytucjami nieformalnymi	Efektywne instytucje formalne	Nieefektywne instytucje formalne
Zgodne	Komplementarność	Substytucyjność
Niezgodne	Przystosowanie	Konkurencja

**Źródło:** J. Boehlke, *Kompletność, komplementarność i substytucyjność instytucji w przedsiębiorstwie według nowej ekonomii instytucjonalnej*, [w:] S. Rudolf (red.), *Nowa ekonomia instytucjonalna. Teoria i zastosowanie*, Wydawnictwo Wyższej Szkoły Ekonomii i Prawa im. prof. E. Lipińskiego w Kielcach, Kielce 2009, s. 98.

D. Rodrik dzieli instytucje na: tworzące rynek (np. prawa własności), instytucje sfery regulacyjnej (np. informacje o działalności firm), instytucje stabilizujące rynek (np. odpowiednia polityka podatkowa), instytucje osłonowe (np. polityka społeczna). Według Banku Światowego istnieją instytucje publiczne (sądy, system prawny, prawa własności, przejrzystość organów administracyjnych i przedsiębiorstw prywatnych) oraz prywatne (izby handlowe, rejestry kredytów, wzajemność partnerów w interesach)<sup>14</sup>.

W literaturze zwraca się uwagę na dwa rodzaje funkcji pełnionych przez instytucje. Jedną z nich jest funkcja bezpieczeństwa, gdy instytucje zabezpieczają przed konsekwencjami ryzyka czy katastrof oraz zapewniają zwiększenie bezpieczeństwa podczas cyklu życiowego. Mogą być związane z ochroną ubezpieczeniową, wprowadzaniem programów rodzinnych lub spółdzielczych. Druga z funkcji – ekonomiczna polega na wspieraniu działalności gospodarczej i edukacji<sup>15</sup>. Jako przykład można podać obniżanie kosztów wchodzenia nowych produktów na rynek lub wspieranie tworzenia infrastruktury. Trzeba podkreślić, że wydajne otoczenie instytucji formalnych może nie wpływać na zwiększanie aktywności gospodarczej, jeśli nie będzie

13 Więcej: J. Jagas, *Nowa ekonomia instytucjonalna a rzeczywistość gospodarcza*, [w:] U. Zagóra-Jonszta (red.), *Dokonania współczesnej myśli ekonomicznej. Ekonomia instytucjonalna – teoria i praktyka*, Wydawnictwo Akademii Ekonomicznej w Katowicach, Katowice 2006, s. 269.

14 R. Piasecki, *Znaczenie rozwiązań instytucjonalnych dla rozwoju gospodarczego krajów słabiej i średnio rozwiniętych*, [w:] S. Rudolf (red.), *Nowa ekonomia instytucjonalna. Aspekty teoretyczne i praktyczne*, Wydawnictwo Wyższej Szkoły Ekonomicznej i Administracji im. prof. Edwarda Lipińskiego w Kielcach, Kielce 2005, s. 59–63.

15 M. Turek, *Ekonomiczne podstawy zmiany instytucjonalnej*, [w:] U. Zagóra-Jonszta (red.), *Dokonania współczesnej myśli ekonomicznej. Ekonomia instytucjonalna – teoria i praktyka*, Wydawnictwo Akademii Ekonomicznej w Katowicach, Katowice 2006, s. 43 (41–56).

odpowiedniej fizycznej i przestrzennej infrastruktury<sup>16</sup>. Funkcje ekonomiczne i bezpieczeństwa mogą być pełnione równocześnie. Niektóre z instytucji pełnią z kolei funkcje regulacyjne lub orientacyjne. Funkcja regulacyjna odnosi się do wpływu wywieranego na zachowanie jednostek, aby przeciwdziałać powstawaniu wzajemnych szkód oraz rekompensowaniu pojawiających się. Funkcja orientacyjna wiąże się z organizacją przekazywania informacji i ułatwianiem uczenia się<sup>17</sup>.

Do bardzo ważnych instytucji w kontekście niniejszej pracy należą instytucje gospodarcze i kapitał społeczny. Instytucje gospodarcze mają za zadanie sterować procesem otwierania i prowadzenia działalności gospodarczej, koordynacją produkcji i wymiany. Powinny zapewniać przejrzystość otoczenia instytucjonalnego przez umożliwienie zbierania i weryfikacji informacji oraz wiedzy, a także ułatwiać prowadzenie działalności. Można określić, że instytucje te kształtują zachowania podmiotów gospodarczych względem otoczenia biznesowego i społecznego. Są to przeważnie instytucje formalne typu ustawa o działalności gospodarczej, prawo pracy, prawo handlowe czy przepisy podatkowe. Instytucje te powinny stwarzać odpowiednie motywacje dla podmiotów gospodarczych w celu wspierania przedsiębiorczości, zapewniać długoterminową stabilność przepisów i poczucie bezpieczeństwa prowadzonej działalności oraz skutecznie egzekwować przestrzeganie prawa. Stabilność przepisów zapewnia możliwość dostosowania się podmiotów do otoczenia. Zmienność przepisów wywołuje niepewność i utrudnia identyfikację przedsięwzięć zapewniających efektywność<sup>18</sup>. Ważną instytucją gospodarczą jest skuteczny system przestrzegania kontraktów. Jego brak jest według D.C. Northa powodem stagnacji gospodarczej. Aby zabezpieczać prywatne kontrakty w ramach istniejących instytucji formalnych, tworzy się konkretne mechanizmy. Od strony instytucji nieformalnych to obawa przed utratą reputacji, negatywną wzajemnością, wykluczeniem z innych transakcji itp.<sup>19</sup>

Z nieformalnych instytucji gospodarczych można wymienić: wyrabianie marki, pozyskiwanie zaufania, umiejętność współpracy, uwzględnianie zasad etyki biznesu, percepcję przedsiębiorczości czy tolerancję na niepowodzenia<sup>20</sup>. W niektórych

16 J. Platje, *Bodźce i koszty transakcyjne a zmiany instytucjonalne oraz stan polskiej gospodarki w latach 1971–2000*, „Uniwersytet Opolski. Studia i monografie” nr 387/2007, s. 69.

17 A. Słomka-Gołębiowska, *Nowa ekonomia instytucjonalna a rozwój gospodarczy*, [w:] S. Rudolf (red.), *Nowa ekonomia instytucjonalna. Teoria i zastosowanie*, Wydawnictwo Wyższej Szkoły Ekonomii i Prawa im. prof. E. Lipińskiego w Kielcach, Kielce 2009, s. 113–136.

18 J. Godłów-Lęgiędź, *Instytucjonalna analiza transformacji ustrojowej. Od planu do rynku*, [w:] S. Rudolf (red.), *Nowa ekonomia instytucjonalna. Aspekty teoretyczne i praktyczne*, Wydawnictwo Wyższej Szkoły Ekonomicznej i Administracji im. prof. Edwarda Lipińskiego w Kielcach, Kielce 2005, s. 27–46.

19 J. Godłów-Lęgiędź, *Instytucje i koszty transakcji, jako podstawowe pojęcia nowej ekonomii instytucjonalnej*, [w:] J. Godłów-Lęgiędź (red.), *Instytucje i transformacja*, Wydawnictwo Adam Marszałek, Toruń 2009, s. 11–32.

20 M. Burchard-Dziubińska, *Instytucje ochrony środowiska przyrodniczego w budowie zrównoważonego rozwoju w Polsce w okresie transformacji*, [w:] J. Godłów-Lęgiędź, *Instytucje i transformacja*, Wydawnictwo Adam Marszałek, Toruń 2009, s. 174–194.



krajach (np. w USA) uwarunkowania instytucjonalne powodują, że działalność prywatnych przedsiębiorców cieszy się wysokim uznaniem i istnieje stosunkowo duża tolerancja społeczna wobec niepowodzeń w jej prowadzeniu<sup>21</sup>. Z kolei w Polsce wciąż jeszcze oddziałujące nieformalne zasady działania z minionego systemu gospodarki centralnie planowanej wpływają na stosunek społeczeństwa do przedsiębiorców. Często przejawia się on negatywną oceną ich działalności i nieufnością.

Niezwykle ważna jest umiejętność współpracy i utrzymywania dobrych relacji międzyludzkich wykorzystywana przez jednostkę lub grupę do realizacji wspólnych celów, określana jako kapitał społeczny<sup>22</sup>. Wpływa on na decyzje o podejmowaniu bądź niepodejmowaniu działalności i o sposobie jej prowadzenia. Wiąże się to z dostępem do różnorodnych zasobów (rzeczywistych i potencjalnych) związanych z posiadaniem trwałej sieci mniej lub bardziej zinstytucjonalizowanych związków opartych na wzajemnej znajomości i uznaniu<sup>23</sup>. Kapitał społeczny składa się ze zbioru zasad, norm i wartości. Jego formami są: zobowiązania, oczekiwania, odwzajemnianie zobowiązań między uczestnikami grupy, kanały przepływu informacji, normy społeczne i efektywne sankcje. Dobrze rozwinięty, wysokiej jakości kapitał społeczny sprzyja budowaniu zaufania i reputacji, ograniczaniu niepewności, co wpływa na ekonomiczną konkurencyjność, zwiększa wydajność i sprawność gospodarowania, ułatwia kooperację, daje lepsze warunki rozwoju. Ta instytucja nieformalna może znacznie zmniejszać koszty transakcyjne<sup>24</sup>.

Instytucje wysokiej jakości są najprawdopodobniej efektem rozwoju gospodarczego, jak też jego stymulatorem. Jakość niektórych instytucji może się pogarszać na skutek negatywnie oddziałujących czynników, takich jak słaby wzrost gospodarczy, niestabilność polityczna, zmiany prowadzonej polityki czy spadek dochodów<sup>25</sup>. Ze względu na to, że instytucje podlegają zmianom, uznaje się, że nie ma uniwersalnych praw ekonomicznych<sup>26</sup>.

---

21 A.P. Balcerzak, op. cit.

22 Więcej: D. Walczak-Duraj, *Socjologia dla ekonomistów*, Polskie Wydawnictwo Ekonomiczne, Warszawa 2010, s. 82–96.

23 A. Rymsza, *Wiążący kapitał społeczny jako bariera dla przedsiębiorczości*, [w:] T. Kazimierzczak (red.), *W poszukiwaniu strategii pobudzania oddolnego rozwoju społeczności wiejskich*, ISP, Warszawa 2008, s. 177–182.

24 M. Skrzek-Lubasińska, *Wpływ kapitału społecznego na kształtowanie się kosztów transakcyjnych*, [w:] R. Sobecki, J.W. Pietrewicz (red.), *Uwarunkowania zmian kosztów transakcyjnych*, Oficyna Wydawnicza Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie, Warszawa 2011, s. 157–168; A. Zenka, op. cit.

25 D. Milczarek, *Instytucje a wzrost gospodarczy w świetle badań empirycznych*, [w:] M. Brzozowski (red.), *Rola instytucji w procesie transformacji i wzrostu*, Wydawnictwo Uniwersytetu Warszawskiego, Warszawa 2006, s. 30–40.

26 E. Kundera i in., *Słownik historii myśli ekonomicznej*, Oficyna Ekonomiczna, Oddział Polskich Wydawnictw Profesjonalnych, Kraków 2004, s. 79.

### 1.1.2. Badania i pomiar jakości instytucji

Instytucje są zjawiskiem bardzo trudno poddającym się pomiarom. Dokładne obliczenie wielkości oddziaływania i wpływu systemu instytucjonalnego na system gospodarczy jest praktycznie niemożliwe. Z tego względu trzeba skorzystać z przybliżonych miar. Instytucje można opisać za pomocą wskaźników skonstruowanych dla poszczególnych rozwiązań. Wyróżnia się wskaźniki cech instytucji i efektywności działania instytucji (efektywność wdrażania istniejących zasad)<sup>27</sup>. Analizy cech instytucji przeprowadzane dla różnych regionów czy sektorów gospodarki mogą porównać je i wychwycić przyczyny prowadzące do różnic rozwoju. Zwykle bierze się pod uwagę: jakość systemu prawnego związaną z przestrzeganiem kontraktów i ochroną praw własności, rozwój infrastruktury gospodarczej, otwarcie na kontakty z zagranicą, rozwój rynków finansowych, jakość kapitału ludzkiego, elastyczność rynków pracy, przedsiębiorczość społeczeństwa i polityczną stabilność. Przykładami pomiaru efektywności wdrażania zasad mogą być oceny efektywności uprawnień własnościowych, zmniejszania poziomu biurokracji, określanie trudności prowadzenia działalności gospodarczej czy obliczenie lub oszacowanie finansowych skutków wprowadzenia aktów prawnych<sup>28</sup>.

Badania samych instytucji i ich wpływu na działalność gospodarczą oraz proponowane zmiany wiążą się też z kosztami. Są to badania kosztów: funkcjonowania instytucji, projektowania i tworzenia nowych instytucji, negocjowania umów w ramach obowiązującego systemu instytucjonalnego, implementacji przyjętych regulacji, wprowadzania nowego systemu i przekonywaniem do niego społeczeństwa lub różnych organizacji przyzwyczajonych jeszcze do poprzedniego systemu, kosztów związanych ze wzrostem niepewności w zakresie nowych warunków działania oraz ewentualnych wypłat kompensacyjnych<sup>29</sup>.

Niektóre badania z zakresu ekonomii instytucjonalnej przedstawiają studium przypadku określonego rozwiązania instytucjonalnego. To umożliwia uchwycenie specyfiki ograniczeń oraz możliwości powstających w określonej sytuacji i czasie, co przybliży realia funkcjonowania gospodarki. Takie podejście będzie wykorzystywane w dalszej części pracy.

---

27 J. Pietrucha, *Instytucjonalny wymiar polityki pieniężnej*, [w:] B. Polszakiewicz, J. Boehlke (red.), *Ład instytucjonalny w gospodarce*, Wydawnictwo Uniwersytetu Mikołaja Kopernika, Toruń 2005, s. 163.

28 A.P. Balcerzak, op. cit., s. 105–109.

29 M. Burchard-Dziubińska, *Instytucjonalne...*, s. 44–45.

### 1.1.3. Równowaga i zmiana instytucjonalna

W każdym społeczeństwie funkcjonuje inny system instytucjonalny, w którym jest prowadzona działalność polityczna, społeczna i gospodarcza. W literaturze pojawiają się poglądy, że dobrze funkcjonujące instytucje wprowadzające efektywne mechanizmy ekonomiczne, prawne, administracyjne czy system negocjacji społecznych, uważane są za coś prawidłowego i zwyczajnego. Aby taki system utrzymać, powinno się dążyć do równowagi instytucjonalnej, a przy zmianach niektórych instytucji odpowiednio dostosowywać pozostałe. Sprzyja temu długookresowe poparcie polityczne takiego systemu<sup>30</sup>. Ład instytucjonalny uważa się za wyznacznik sprawności systemu ekonomicznego. Dzięki niemu można osiągnąć zwiększoną efektywność ekonomiczną, stabilizację procesów i mechanizmów funkcjonowania gospodarki, wzrost gospodarczy, równowagę ekonomiczną i generowanie sprawiedliwych, ekonomicznie uzasadnionych i społecznie akceptowalnych nierówności dochodowo-majątkowych. W tym celu należy dążyć do ochrony wszystkich instytucji, w których jest kapitał społeczny (rodzinny, wspólnoty lokalnej czy religii), jak i wspierać przez system prawny różne rodzaje działalności nakierowane na realizację celów służących wspólnemu dobru. Zgodnie z takim poglądem wysokie standardy moralne są źródłem tworzenia dobrobytu, gdyż redukują koszty wynikające z braku zaufania<sup>31</sup>. Przeciwdziałają pojawieniu się oportunistycznym, czy *moralności transakcyjnej*<sup>32</sup>. Również, jeśli korzyści z przestrzegania umów i reguł instytucjonalnych są większe od kosztów ich nieprzestrzegania, prowadzi to do zmniejszania skali negatywnych zachowań<sup>33</sup>.

Według D.C. Northa stan gospodarki jest bardzo mocno uzależniony od czynników kulturowych, politycznych, ekonomicznych i społecznych. Uznał on, że różne drogi rozwoju krajów związane są z odmiennymi systemami instytucjonalnymi poszczególnych społeczeństw. Wprowadził pojęcie określające zależność rozwoju

- 
- 30 J.K. Solarz, *Instytucjonalne ramy polityki finansowej*, [w:] S. Rudolf (red.), *Nowa Ekonomia Instytucjonalna. Aspekty teoretyczne i praktyczne*, Wydawnictwo Wyższej Szkoły Ekonomicznej i Administracji im. prof. Edwarda Lipińskiego w Kielcach, Kielce 2005, s. 131–150; B. Polszakiewicz, *Wprowadzenie* [w:] B. Polszakiewicz, J. Boehlke (red.), *Ład instytucjonalny w gospodarce*, Wydawnictwo Uniwersytetu Mikołaja Kopernika, Toruń 2005, s. 10; M. Muczyński, *Państwo w ujęciu współczesnej ekonomii instytucjonalnej*, [w:] U. Zagóra-Jonszta (red.), *Dokonywanie współczesnej myśli ekonomicznej. Ekonomia instytucjonalna – teoria i praktyka*, Wydawnictwo Akademii Ekonomicznej w Katowicach, Katowice 2006, s. 131–140; A. Zenka, op. cit.
- 31 M.G. Woźniak, *Fundamentalne problemy aksjologiczne ładu instytucjonalnego współczesnej gospodarki*, [w:] B. Polszakiewicz, J. Boehlke (red.), *Ład instytucjonalny w gospodarce*, Wydawnictwo Uniwersytetu Mikołaja Kopernika, Toruń 2005, s. 29.
- 32 G. Soros, *Kryzys światowego kapitalizmu*, Wydawnictwo Muza SA, Warszawa 1999.
- 33 J. Godłów-Lęgiędź, *Instytucjonalna analiza transformacji ustrojowej. Od planu do rynku*, [w:] S. Rudolf (red.), *Nowa Ekonomia Instytucjonalna. Aspekty teoretyczne i praktyczne*, Wydawnictwo Wyższej Szkoły Ekonomicznej i Administracji im. prof. Edwarda Lipińskiego w Kielcach, Kielce 2005, s. 27–45.

instytucji od przeszłości – *ścieżka zmian instytucjonalnych* (ang. *path dependence*). Wiąże się ona ze starym systemem, do którego zdążono się przyzwyczaić<sup>34</sup>. North zaznaczył, że ścieżka zmian instytucjonalnych w przyszłości jest niezwykle trudna do przewidzenia<sup>35</sup>. Do stagnacji czy regresu instytucjonalnego dochodzi wówczas, gdy ramy instytucjonalne charakteryzują takie systemy przekonań i wartości, które nie dają szans na rozwiązywanie nowych problemów i wyzwań rozwojowych oraz nie pozwalają na wprowadzenie nowych instytucji<sup>36</sup>.

Wdrożenie nowych instytucji zwykle wymaga czasu, ze względu na to, że trzeba się nauczyć stosować nowe zasady. Jeśli instytucje rozwijają się spontanicznie, to J. Platje określa to trafnie, że „istnieje rynek dla instytucji”<sup>37</sup>. O.E. Williamson stwierdza, że niektóre nieformalne rozwiązania mogą się zmieniać setki lat, z kolei formalne środowisko instytucjonalne dziesiątki lat. Zmiany w teorii zarządzania pojawiają się co kilka lat<sup>38</sup>. Jego poglądy zostały przedstawione w tabeli 1.2. NEI zajmuje się głównie poziomem zmian L2 i L3.

**Tabela 1.2.** Charakter zmian instytucjonalnych

Poziom	Przedmiot zmiany	Cel/dążenie	Czas zmiany w latach
L1	Zachowanie społeczeństw	Zmiana kultury, tradycji, religii	100–1000
L2	Formalne reguły gry, prawa własności, polityka, prawodawstwo, formy biurokracji	Optymalizacja struktur formalnych	10–100
L3	Zarządzanie (przebieg gry, kontraktowanie, przystosowanie struktur zarządzania do transakcji).	Optymalizacja struktur zarządzania	1–10
L4	Alokacja zasobów, zatrudnienia, zmiany cen, ilości	Optymalizacja struktur produkcji	Ciągłe zmiany

**Źródło:** opracowanie na podstawie: O.E. Williamson, *The New Institutional Economics: Taking Stock, Looking Ahead*, „Journal of Economic Literature”, Vol. XXXVIII, September 2000, s. 595–613.

- 34 J. Platje, *Transformacja gospodarcza krajów Europy Środkowo-Wschodniej w kontekście instytucjonalnych uwarunkowań rozwoju*, [w:] B. Fiedor, K. Kociszewski (red.), *Ekonomia rozwoju*, Uniwersytet Ekonomiczny we Wrocławiu, Wrocław 2010, s. 318.
- 35 D.C. North, *Pojmowanie zmian ekonomicznych i wzrostu gospodarczego*, [w:] G.T. Kołodko, *Globalizacja, marginalizacja, rozwój*, Wydawnictwo Wyższej Szkoły Przedsiębiorczości i Zarządzania im. Leona Koźmińskiego, Warszawa 2003, s. 137–153, tiger.edu.pl/kołodko/książki/Kołodko-Globalizacja\_marginalizacja\_rozwoj.pdf, [Dostęp 30.07.2015].
- 36 J. Dzionek-Kozłowska, *Koncepcja path dependence, czyli trajektorie rozwojowe w życiu gospodarczym*, [w:] J. Godłów-Legiędź (red.), *Instytucje i transformacja*, Wydawnictwo Adam Marszałek, Toruń 2009, s. 31–62.
- 37 J. Platje, *Bodźce...*, s. 74.
- 38 O.E. Williamson, *The New Institutional Economics: Taking Stock, Looking Ahead*, „Journal of Economic Literature”, vol. XXXVIII, September 2000, s. 595–613.

Przystosowania do zmian instytucjonalnych są uzależnione od wielu czynników, między innymi otwartości gospodarki, poziomu wykształcenia społeczeństwa, wolności słowa, popierania nowego systemu. Przy niestabilności politycznej przeważa realizowanie celów krótkookresowych, a rzadko długookresowych. W takiej sytuacji istnieje ograniczona polityczna odpowiedzialność ze względu na szybkie zmiany władz. Reguły gry mogą być zmieniane niezgodnie z interesem publicznym w celu przechwytywania (nieuzasadnionych) rent<sup>39</sup>. Częste zmiany w prowadzonej polityce gospodarczej powodują niepewność, co wywiera negatywny wpływ na działalność podmiotów gospodarczych.

Zmiany w polityce gospodarczej mogą wynikać z naśladowania formalnych rozwiązań instytucjonalnych istniejących w innych krajach lub regionach<sup>40</sup>. Natomiast nie ma rozwiązań instytucjonalnych, które byłyby uniwersalne do zastosowania w różnych systemach. Jest to spowodowane istnieniem instytucji nieformalnych. Kopiowanie jedynie instytucji formalnych bez uwzględnienia czasu, przestrzeni i lokalnych uwarunkowań może nie dać odpowiedniego rezultatu. Uważa się, że do budowy właściwej struktury instytucjonalnej konieczne jest wypracowanie odpowiedniej równowagi pomiędzy narzędziami wprowadzanej polityki makroekonomicznej i strukturalnej a zastanym otoczeniem instytucjonalnym<sup>41</sup>.

Sytuacja ekonomiczna danego kraju związana jest z możliwością adaptacji postępu technicznego, zależącą od istniejącej kultury, tradycji czy ideologii. To określone jest przez istnienie odpowiednich struktur instytucjonalnych sprzyjających kreatywności i przedsiębiorczości w pobudzaniu innowacyjności. Istotny jest przy tym wysoki poziom zaufania, ułatwianie kontaktów nauki z praktyką gospodarczą<sup>42</sup>. Wykazuje się, że w niektórych krajach rozwijających się istnieje słaba zależność pomiędzy poziomem wzrostu gospodarczego a wielkością wydatków inwestycyjnych i postępem technologicznym. Szeroko rozumiana pomoc międzynarodowa dla tych krajów nie poprawia jakości ich instytucji. Te środki często nie są efektywnie wykorzystywane, a występująca korupcja prowadzi do utrwalenia się niskiej jakości instytucji<sup>43</sup>. To jak rozwija się dany kraj, zależy zarówno od jego za-

39 J. Pietrucha, op. cit; A. Wojtyna, *Teoretyczny wymiar zależności między zmianami instytucjonalnymi, polityką ekonomiczną a wzrostem gospodarczym*, [w:] A. Wojtyna (red.), *Instytucje a polityka ekonomiczna w krajach na średnim poziomie rozwoju*, Polskie Wydawnictwo Ekonomiczne, Warszawa 2008, s. 12–36.

40 Więcej: R.C. Allen, J. Hatton, H. O'Rourke, A.M. Taylor, *India in the Great Divergence*, „The New Comparative Economic History: Essays in Honor of Jeffery G. Williamson”, Cambridge 2007, s. 9–32.

41 A. Wojtyna, op. cit., s. 12–36.

42 S. Rudolf, *Konkurencyjność przedsiębiorstw w świetle teorii kosztów transakcyjnych*, [w:] S. Rudolf (red.), *Nowa ekonomia instytucjonalna. Aspekty teoretyczne i praktyczne*, Wydawnictwo Wyższej Szkoły Ekonomicznej i Administracji im. prof. Edwarda Lipińskiego w Kielcach, Kielce 2005, s. 255–267.

43 M. Wajda-Lichy, *Znaczenie uwarunkowań instytucjonalnych dla efektywności wykorzystania bezpośrednich inwestycji zagranicznych w procesie konwergencji*, [w:] A. Wojtyna (red.), *Insty-*

sobów, kapitału i wiedzy, jak i wartości, obyczajów, symboli i atmosfery społecznej. Zatem system obowiązujących i przestrzeganych w społeczeństwie instytucji nieformalnych wywiera wpływ na poziom jego zamożności<sup>44</sup>. Przed wprowadzeniem nowości powinno się zbadać efektywność alokacji i efektywność dynamiczną, wyrażającą się w możliwościach i w bodźcach do wprowadzania i rozpowszechniania zmian i innowacji<sup>45</sup>.

Do dalszych rozważań nad instytucjami, inspirując się D.C. Northem uznano, że instytucje składają się ze zbioru moralnych, etycznych i behawioralnych norm dających podstawę do tworzenia reguł i regulacji, a także ze zbioru ograniczeń nakładanych na zachowania w formie reguł i regulacji oraz procedur służących wykrywaniu odchyłeń od nich. Instytucje są to formalne i nieformalne reguły gry. Mogą istnieć w skali międzynarodowej, krajowej, regionalnej i lokalnej.

#### 1.1.4. Prawa własności

Do podstawowych instytucji w każdym systemie gospodarczym należą: prawa własności, system tworzenia i podziału dochodu narodowego oraz podział pracy. Teoria praw własności została oparta na pracach R. Coase'a, A. Alchiana i H. Demsetza<sup>46</sup>. Uważają oni, że prawa własności są podstawą ładu gospodarczego. Według Northa porządek ekonomiczny związany jest ze strukturą i systemem obowiązujących praw własności, gdyż jest to podstawa wszystkich decyzji podejmowanych w gospodarce<sup>47</sup>. Przekazywanie tych praw to najbardziej rozpoznawalny typ transakcji, a przy dobrze zdefiniowanych prawach własności i niskich kosztach transakcyjnych jest szansa na osiągnięcie optymalnych rozwiązań ekonomicznych, wiążących się z większą efektywnością alokacji zasobów<sup>48</sup>.

---

*tucje a polityka ekonomiczna w krajach na średnim poziomie rozwoju*, Polskie Wydawnictwo Ekonomiczne, Warszawa 2008, s. 103–104.

- 44 W. Kiwak, *Instytucje źródłem pomyślności bądź nędzy narodów*, [w:] U. Zagóra-Jonszta (red.), *Dokonania współczesnej myśli ekonomicznej. Ekonomia instytucjonalna – teoria i praktyka*, Wydawnictwo Akademii Ekonomicznej w Katowicach, Katowice 2006, s. 117.
- 45 L. Balcerowicz, *Wstęp do wydania polskiego*, [w:] R. Coase, *Firma, rynek i prawo*, Oficyna Wolters Kluwer Business, Warszawa 2013, s. XIX.
- 46 A.A. Alchian; H. Demsetz, *The Property Right Paradigm*, „The Journal of Economic History”, vol. 33, nr 1, March 1973, s. 16–27.
- 47 M. Muczyński, *Państwo w ujęciu współczesnej ekonomii instytucjonalnej*, [w:] U. Zagóra-Jonszta (red.), *Dokonania współczesnej myśli ekonomicznej. Ekonomia instytucjonalna – teoria i praktyka*, Wydawnictwo Akademii Ekonomicznej w Katowicach, Katowice 2006, s. 131–140.
- 48 W. Stankiewicz, *Ekonomika Instytucjonalna. Zarys wykładu*, Wydawnictwo Wyższej Szkoły Businessu, Administracji i Nauk Komputerowych, Warszawa 2007, s. 289.; Z. Staniek, *Prawa własności a koszty transakcyjne*, [w:] U. Zagóra-Jonszta (red.), *Dokonania współczesnej myśli ekonomicznej. Ekonomia instytucjonalna – teoria i praktyka*, Wydawnictwo Akademii Ekonomicznej w Katowicach, Katowice 2006, s. 151–164.

Istotą ekonomii praw własności jest dążenie do sformułowania kontraktu, który dla wszystkich stron tworzy warunki dla osiągnięcia wspólnego celu, ponadto zapobiega zjawisku „jazdy na gapę”<sup>49</sup>. „Prawa własności to ukształtowane przez prawo, zwyczaje czy moralność uprawnienia ograniczające zakres dysponowania przez jednostki w zakresie wykorzystywania zasobów w stosunku do innych podmiotów gospodarowania”<sup>50</sup>.

Zgodnie ze *Słownikiem historii myśli ekonomicznej*: „Ekonomika praw własności podkreśla znaczenie indywidualnych i transferowalnych praw własności dla efektywnej alokacji zasobów w gospodarce. W teorii praw własności przyjęte jest, że prawa własności pozwalają ograniczyć zakres stosunków niewymiernych w gospodarce (tj. nieskoordynowanych przez rynek), co oznacza, że prawa te są sposobem »uwewnętrznienia« (internalizacji) efektów zewnętrznych”<sup>51</sup>.

Ogólnie można wyróżnić własność prywatną, publiczną i wspólną lub własność jednostek, grup bądź społeczności<sup>52</sup>. Według prawa rzymskiego istnieją trzy główne rodzaje własności: prawo do używania, prawo do użytkowania wraz z czerpaniem korzyści oraz prawo do rozporządzania przedmiotem. Prawa własności dają uprawnienia związane z posiadaniem, korzystaniem, rozporządzaniem, zarządzaniem rzeczami, przyswajaniem korzyści, przenoszeniem prawa w ramach obowiązujących przepisów prawnych i zasad współżycia społecznego, zatem otoczenia instytucji formalnych i nieformalnych. Korzystanie z praw własności nie może szkodzić innym osobom ani podmiotom gospodarczym<sup>53</sup>. Zwykle największa wartość rynkowa istnieje dla precyzyjnie zdefiniowanych praw własności, zasobów praw własności należących do jednego właściciela i praw własności łatwo przenoszonych. Im trudniejszy jest transfer tych praw, tym niższa jest ich wartość rynkowa<sup>54</sup>. Wartość praw własności w przedsiębiorstwach zależy od struktury właścicielskiej. Generalnie jest ona słabsza, jeśli większa jest rola menedżerów i osób trzecich w podejmowaniu kluczowych decyzji<sup>55</sup>. Na wartość praw wpływają odpowiednie przepisy prawne chroniące je, koszty obrony prawa własności i jego egzekwowania. Niejasno zdefiniowane lub słabo egzekwowalne prawa własności mogą wiązać się z koniecznością kształtowania wydajnych instytucji w celu ich

49 J. Platje, *Bodźce...*, s. 36.

50 S. Czaja, B. Fiedor, A. Graczyk, Z. Jakubczyk, *Podstawy ekonomii środowiska i zasobów naturalnych*, Wydawnictwo C.H. Beck, Warszawa 2002, s. 57.

51 E. Kundera i in., *Słownik historii myśli ekonomicznej*, Oficyna Ekonomiczna, Oddział Polskich Wydawnictw Profesjonalnych, Kraków 2004, s. 53.

52 J. Platje, *Bodźce...*, s. 36.

53 Z. Staniek, *Koszty transakcyjne jako przedmiot analizy ekonomii instytucjonalnej*, [w:] R. Sobiecki, J.W. Pietrewicz (red.), *Uwarunkowania zmian kosztów transakcyjnych*, Szkoła Główna Handlowa w Warszawie, Warszawa 2011, s. 13–44; J. Platje, *Bodźce...*, s. 36.

54 J. Platje, *Bodźce...*, s. 141.

55 Więcej: H. Demsetz, *The Structure of Ownership and the Theory of the Firm*, „Journal of Law and Economics” vol. 26, nr 2, s. 375–390.

ochrony<sup>56</sup>. Nieprecyzyjne określanie praw własności stwarza trudności w osiągnięciu efektywności ekonomicznej. Gdy nie ma właściciela, to nie istnieje możliwość zawierania transakcji, które kierowałyby zasoby do najwłaściwszych zastosowań. Jest to widoczne przy zabezpieczeniach środowiska przed zanieczyszczeniami, zwłaszcza w przypadku dóbr o swobodnym dostępie. Przykładowo atmosfera, która jest dobrem o swobodnym dostępie, jako odbiornik odpadów powinna być traktowana jako własność państwowa, to gwarantowałoby skuteczniejszą ochronę<sup>57</sup>.

Prawa własności były odmienne w różnych okresach. Ukształtowanie odpowiedniej struktury własnościowej wymagało czasu. W krajach Europy Zachodniej struktury form własności zmieniały się stopniowo, dostosowując się do wymogów wydajności gospodarczej przy uwzględnieniu poczucia sprawiedliwości z punktu widzenia społeczeństwa. W Polsce w procesie transformacji ustrojowej następowała szybka zmiana i przebudowa stosunków własnościowych<sup>58</sup>. W odczuciu wielu była ona niesprawiedliwa.

## 1.2. Koszty transakcyjne

Do transakcji dochodzi wtedy, gdy dobro (lub usługa) jest przemieszczane pomiędzy wyodrębnionymi organizacyjnie jednostkami<sup>59</sup>. Zawieranie transakcji powoduje pewne koszty u stron wymiany i czasem u osób trzecich. Według O.E. Williamsona ekonomia kosztów transakcyjnych (EKT) to: „interdyscyplinarne, komparatywne, instytucjonalne podejście do badań, gdzie podstawową jednostką analizy jest transakcja”<sup>60</sup>. Uważa on, że każdy problem, który można pośrednio lub bezpośrednio wyrazić jako problem kontraktowania, korzystnie jest badać w kategorii oszczędności kosztów transakcyjnych. Uznaje, że głównym celem i skutkiem działania instytucji jest oszczędność kosztów transakcyjnych<sup>61</sup>.

Tradycyjne modele ekonomiczne z zakresu mikroekonomii i makroekonomii pomijają koszty transakcyjne. W ujęciu ekonomii ortodoksyjnej przyjmuje się, że rynek z doskonałą informacją i konkurencją jest najlepszym mechanizmem alokacji zasobów. Uczestnicy rynku mają precyzyjnie określony cel, kompletną informację i wiedzę oraz cechują się doskonałą racjonalnością, czyli posiadają umiejęt-

56 J. Platje, *Bodźce...*, s. 60.

57 T. Żylicz, *Ekonomia środowiska i zasobów naturalnych*, PWE, Warszawa 2004, s. 22.

58 J. Godłów-Legiędź, *Liberalizm od ekonomii klasycznej do polityki transformacji*, Wydawnictwo Absolwent, Łódź 2001, s. 108.

59 O.E. Williamson, *Ekonomiczne instytucje kapitalizmu*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 1988, s. 15.

60 Ibidem, s. 54.

61 Ibidem, s. 54.



ność maksymalizacji celu przy ograniczeniach zasobów rzeczowych i finansowych niezbędnych do jego uzyskania<sup>62</sup>. W modelach tych przyjmuje się, że koordynacja działań gospodarczych przebiega bezproblemowo i jest darmowa. Rozpatrywana jest tylko funkcja produkcji, którą rozumie się jako przemianę surowców, materiałów, przy określonych warunkach technicznych, kapitałowych i zasobach siły roboczej w gotowe wyroby lub usługi. Firma jest postrzegana jako tzw. *czarna skrzynka*. Nie jest traktowana jako sposób lub środek handlu<sup>63</sup>. Okazuje się, że takie podejście nie pozwala w wielu przypadkach wyjaśnić gospodarczej rzeczywistości. Aby ją uwzględnić, trzeba wliczyć wiele czynników mających wpływ na efektywność. Jednym z nich jest to, że poszczególne osoby mogą mieć różne zamierzenia i dążą do ich osiągnięcia z różną intensywnością. W analizie powinno się również uwzględnić ryzyko i niepewność oraz trudności z uzyskaniem informacji powodujące koszty transakcyjne. H. Simon w koncepcji ograniczonej racjonalności zwraca uwagę na złożoność procesu decyzyjnego, który nie jest wyborem jedyne­go możliwego wyjścia<sup>64</sup>. Ograniczona racjonalność może oznaczać zarówno nieracjonalność, czyli wyciąganie wniosków z niekompletnych przesłanek o danej sytuacji, jak i irracjonalność, czyli niepoprawne wnioskowanie. Z tym założeniem związane jest podejmowanie decyzji satysfakcjonujących, choć nieoptymalnych<sup>65</sup>. Można ją także rozpatrywać jako intencjonalną racjonalność, gdy można obliczyć, w jakim stopniu opłaca się pozyskiwać informacje i wiedzę<sup>66</sup>.

Według EKT analiza mikroekonomiczna powinna ujmować zachowania podmiotów gospodarczych, gdyż nie zawsze podejmowane przez nie decyzje wynikają z kierowania się racjonalnością i efektywnością. Ujęcie różnego rodzaju czynników kulturowych, psychologicznych czy socjologicznych pozwala na ocenę różnorodnych uwarunkowań transakcji<sup>67</sup>. Williamson uważa, że w stosunku do innych ekonomicznych podejść badawczych EKT jest bardziej mikroanalityczna, częściej uwzględnia behawioralne założenia oraz specyfikę zasobu, rolę instytucji i kontraktów w fazie *ex post*. Przedsiębiorstwo jest traktowane pod kątem struktury

---

62 B. Klimczak, *Uwagi...*

63 S. Łobesko, *Wykorzystanie kosztów transakcyjnych jako czynnika rozwoju przedsiębiorstw sieciowych*, [w:] R. Sobiecki, J.W. Pietrewicz (red.), *Koszty transakcyjne. Skutki zmian dla przedsiębiorstw*, Oficyna Wydawnicza Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie, Warszawa 2011, s. 127–146; T. Gruszecki, *Współczesne teorie przedsiębiorstwa*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2002, s. 30.

64 B. Klimczak, *Uwagi...* i M. Ratajczak, *Instytucjonalizm – wzbogacenie czy alternatywa ekonomii głównego nurtu*, [w:] B. Polszakiewicz, J. Boehlke (red.), *Ład instytucjonalny w gospodarce*, Wydawnictwo Uniwersytetu Mikołaja Kopernika, Toruń 2005, s. 57.

65 M. Wojtysiak-Kotlarski, *Teoria przedsiębiorstwa a koncepcja zarządzania i praktyka biznesu*, Oficyna Wydawnicza, Szkoła Główna Handlowa w Warszawie, Warszawa 2011, s. 124.

66 B. Klimczak, *Uwagi...*

67 M. Wojtysiak-Kotlarski, *Koszty transakcyjne – okoliczności powstania i istota*, [w:] R. Sobiecki, J.W. Pietrewicz (red.), *Koszty transakcyjne. Skutki zmian dla przedsiębiorstw*, Oficyna Wydawnicza Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie, Warszawa 2011, s. 39–52.

zarządzania, a nie funkcji produkcji<sup>68</sup>. O.E. Williamson jednakże zauważa, że EKT jest niekompletna z kilku powodów, między innymi ze względu na niedoszacowane zależności pomiędzy szeregiem powiązanych kontraktów wraz z konsekwencjami tego<sup>69</sup>. Jego zdaniem: „teoretyczny aparat, którym posługuje się ekonomia kosztów transakcyjnych, jest prymitywny i wymaga udoskonalenia [...] Podstawowe dylematy należy pełniej dopracować, a zasadnicze atrybuty, którymi różnią się transakcje, powinny być pełniej opisane”<sup>70</sup>.

### 1.2.1. Zarys historii koncepcji kosztów transakcyjnych

Próby określania kosztów transakcyjnych istnieją od bardzo dawna. Arystoteles wskazał koszty wymiany dóbr i sprowadził je do kosztów transportu określonych jako kosztowna wymiana. A. Smith badał wpływ kosztów transportu na zróżnicowanie cen dóbr pomiędzy krajami. W *Badaniach nad naturą i przyczynami bogactwa narodów* stwierdził, że rozmiar rynku, który ogranicza możliwości podziału pracy jest pochodną kosztów transportu. Można wysnuć wniosek, że im te koszty są mniej znaczące, tym bardziej zwiększa się pole do prowadzenia wymiany rynkowej i tym samym wzrasta stopień specjalizacji w produkcji dóbr i usług. W XIX w. nienazwany jeszcze w teorii ekonomii mechanizm kosztu transakcyjnego nazywano tarcie, ekonomicznym odpowiednikiem fizycznego zjawiska tarcia<sup>71</sup>. Określał on, czy strony wymiany współdziałają harmonijnie, czy też występują różne nieporozumienia, konflikty, które prowadzą do opóźnień, załamania i innych zakłóceń. Oceniono, że to utrudnia wykorzystanie potencjału gospodarczego i zmniejsza korzyści z racjonalnego podziału pracy i specjalizacji<sup>72</sup>. K. Marks pisał z kolei o kosztach cyrkulacji, które podnoszą cenę towaru, a nic nie dodają do jego wartości użytkowej, należą zatem (z punktu widzenia społeczeństwa) do *faux frais*<sup>73</sup>.

J. Commons przedstawił transakcję jako podstawową jednostkę analizy (w pracy z 1934 r.)<sup>74</sup>. W 1937 r. ukazał się artykuł *The Nature of the Firm* Coase’a<sup>75</sup>. Często uważa się, że wyznacza on początek EKT. W tej publikacji

68 O.E. Williamson, *Ekonomiczne...*, s. 31.

69 Ibidem, s. 395.

70 Ibidem, s. 138.

71 Ł. Hardt, op. cit., s. 48–49.

72 O.E. Williamson, *Ekonomiczne...*, s. 17.

73 Ł. Hardt, op. cit., s. 50.

74 W. Giza, *Krytyka neoklasycznej teorii przedsiębiorstwa z perspektywy współczesnej ekonomii instytucjonalnej*, [w:] U. Zagóra-Jonszta (red.), *Dokowania współczesnej myśli ekonomicznej. Ekonomia instytucjonalna – teoria i praktyka*, Wydawnictwo Akademii Ekonomicznej w Katowicach, Katowice 2006, s. 182.

75 R. Coase, *The Nature of the Firm*, „Economica”, Vol. 4(16)1937, s. 336–405.

zwrócono uwagę na koszty korzystania z rynku. R.H. Coase uznał, że przedsiębiorstwo powstaje po to, aby zmniejszyć te koszty, gdyż koordynacja za pomocą cen nie jest darmowa. Zakup produktu czy usługi wiąże się z poświęceniem czasu i środków na ich poszukiwanie. Czasem trudno też ustalić, jaka powinna być ich cena, gdy wcześniej nie istniały na rynku. Również koszty negocjacji kontraktu mogą być znaczące. Okazuje się, że z tego względu w pewnych sytuacjach łatwiej jest zinternalizować transakcję. Wówczas poprzez wydawanie poleceń pracownikom (przy przestrzeganiu przepisów prawa pracy) można nadzorować realizację zadań. Coase uznał, że tam, gdzie koszty koordynacji transakcji na rynku są wyższe niż w przedsiębiorstwie, zasadne jest utworzenie firmy. Tam zaś, gdzie te koszty są mniejsze, nie ma ekonomicznego uzasadnienia, aby ją tworzyć. Doszedł on do wniosku, że ustalenie rozsądnych granic wielkości firmy jest zmiennym w czasie problemem ekonomicznym a nie technologicznym<sup>76</sup>. Interesującym zagadnieniem jest to, że artykuł Coase'a, wiele wnoszący do teorii ekonomii, dopiero w latach siedemdziesiątych XX wieku został doceniony przez szerokie grono naukowców. Podaje się, że problemy z kwantyfikacją i operacjonalizacją kosztów transakcyjnych mogły być powodem trudności w zaakceptowaniu nowej teorii<sup>77</sup>.

Od lat czterdziestych XX wieku nastąpiły intensywne badania organizacji gospodarczych. R. Knight uznał, że analiza takich organizacji powinna ujmować oportunizm. Coase uwzględniając, że transakcja powinna stać się podstawową jednostką analizy w organizacji, stwierdził, że badania nad wewnętrzną strukturą firmy i rynkiem powinny być powiązane. Wówczas można je rozpatrywać pod kątem oszczędzania kosztów transakcyjnych<sup>78</sup>. J.R. Commons uznał, że ważne jest ujmowanie transakcji w ramy legislacyjne. Uważał, że ekonomika instytucjonalna będąc syntezą prawa, ekonomii i etyki, powinna badać zarówno konflikty interesów, jak i współzależności grup społecznych<sup>79</sup>.

W literaturze można znaleźć pogląd, że sformułowanie *transaction costs* pierwszy raz zostało użyte w 1950 r. przez J. Marschaka<sup>80</sup>. Zdefiniował on koszt transakcyjny jako wydatki związane z wymianą dóbr i usług na rynku. Znaczący rozwój koncepcji EKT nastąpił w latach sześćdziesiątych XX wieku, kiedy stwierdzono,

---

76 T. Gruszecki, *Współczesne teorie przedsiębiorstwa*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2002, s. 213; M. Wojtysiak-Kotlarski, *Teoria przedsiębiorstwa a koncepcja zarządzania i praktyka biznesu*, Oficyna Wydawnicza, Szkoła Główna Handlowa w Warszawie, Warszawa 2011, s. 139.

77 M. Klaes, *The History of the Concept of Transaction Costs: Neglected Aspects*, „Journal of the History of Economic Thought”, Vol. 22, nr 2, 2000, s. 191–216.

78 O.E. Williamson, *Ekonomiczne...*, s. 20.

79 W. Stankiewicz, *Historia myśli ekonomicznej*, Polskie Wydawnictwo Ekonomiczne, Warszawa 2000, s. 300.

80 M. Klaes, op. cit., s. 192. Jednakże warto zauważyć, że według badań Ł. Hardta pierwszy raz sformułowania *high transaction costs* użył w 1940 T. Scitovsky. [za:] Ł. Hardt, op. cit., s. 19.

że zagadnienia „ułomności rynku” są nierozzerwalnie związane z kosztami transakcyjnymi. W latach siedemdziesiątych XX wieku dowiedziono, że to, jakie transakcje mogą być zrealizowane, zależy od struktury instytucjonalnej rynku. Uznano zatem, że koszty wymiany zależą od instytucji, które są podstawowymi determinantami wielkości kosztów transakcyjnych<sup>81</sup>. K. Arrow dobitnie stwierdził, że struktura organizacji rynku decyduje o wielkości kosztów transakcyjnych<sup>82</sup>.

Trudności związane z szacowaniem i mierzeniem kosztów transakcyjnych utrudniają wliczanie ich do rachunku gospodarczego. Niektórzy uważają, że EKT to nauka trudna do praktycznego wykorzystania, inni, że jest to rewolucja naukowa<sup>83</sup>. R.H. Coase uważa, że bez koncepcji kosztów transakcyjnych nie jest możliwe zrozumienie zasad działania systemu gospodarczego. Dorobek pionierów EKT został doceniony przez przyznanie im nagród Banku Szwecji im. Alfreda Nobla. W 1991 r. otrzymał ją R.H. Coase za odkrycie kosztów transakcyjnych i praw własności dla teorii ekonomii, a także za wyjaśnienie ich roli w funkcjonowaniu instytucjonalnej struktury gospodarki, w 1993 r. D.C. North za odnowienie historii gospodarczej poprzez wykorzystanie w analizie kosztów transakcyjnych i instytucji, a w 2009 r. O.E. Williamson za analizę sposobów organizacji transakcji uwzględniających wielkość przedsiębiorstwa i zakres jego granic<sup>84</sup>.

### 1.2.2. Definiowanie i podział kosztów transakcyjnych

W literaturze występuje wiele definicji kosztów transakcyjnych. R.H. Coase w artykule z 1937 r. na określenie tych kosztów użył sformułowania *koszty użycia mechanizmu cenowego*, z kolei w artykule z 1960 r. *koszty korzystania z rynku*. Później określił, że jedno i drugie koszty określają to samo i oznaczają koszty transakcyjne<sup>85</sup>. D.C. North uważa, że koszty transakcyjne to są zarówno koszty pozyskiwania informacji, jak i nakłady na wdrożenie kontraktów wraz z zapewnieniem realizacji zobowiązań w czasie i przestrzeni. O.E. Williamson definiuje koszty transakcyjne jako: „komparatywne koszty planowania, adaptacji i nadzoru nad wypełnianiem zadań w różnych strukturach zarządzania [...] i egzekucji”<sup>86</sup>.

81 Ł. Hardt, op. cit., s. 19.

82 W. Szymański, *Zmiany kosztów transakcyjnych w dostosowaniu przedsiębiorstw do wyzwań współczesnej gospodarki*, [w:] R. Sobiecki, J.W. Pietrewicz (red.) *Koszty transakcyjne. Skutki zmian dla przedsiębiorstw*, Oficyna Wydawnicza Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie, Warszawa 2011, s. 15–37.

83 J. Godłów-Legiędź, *Koszty transakcji, Istota i problem kwantyfikacji*, [w:] S. Rudolf (red.), *Nowa ekonomia instytucjonalna. Teoria i zastosowanie*, Wydawnictwo Wyższej Szkoły Ekonomii i Prawa im. prof. E. Lipińskiego w Kielcach, Kielce 2009, s. 13–24.

84 Ł. Hardt, op. cit.

85 R. Coase, *Firma, rynek i prawo*, Oficyna Wolters Kluwer Business, Warszawa 2013, s. 6.

86 O.E. Williamson, *Ekonomiczne ... op. cit.*, s. 15.

Zdaniem K. Arrowa koszty transakcyjne to ogólnie koszty funkcjonowania systemu gospodarczego<sup>87</sup>. Y. Barzel, S. Pejovich, H. Demsetz uznali, że koszty transakcyjne to koszty związane z przeniesieniem praw własności. S. Cheung, przyjmując bardzo szeroką definicję kosztów transakcyjnych, określił je jako dowolne koszty, które powstają w wyniku działania instytucji<sup>88</sup>. Powyższe definicje były bardzo inspirujące dla innych autorów. K. Nowicka przyjmuje, że: „koszty transakcyjne stanowią istotę ekonomii, wszechobecnie kreując rzeczywistość funkcjonowania podmiotu gospodarczego”<sup>89</sup>. J. Platje stwierdza, że: „koszty transakcyjne obejmują nakłady ponoszone w trakcie zawierania i realizacji wszystkich typów transakcji. Są to zatem koszty związane z dokonywaniem i egzekwowaniem wymiany”<sup>90</sup>. R. Sobiecki, J.W. Pietrewicz uważają, że: „koszty transakcyjne to koszty utrzymania systemu ekonomicznego w ruchu, koszty dochodzenia do operacji rynkowych z aktywną rolą przedsiębiorstwa w tym zakresie”<sup>91</sup>. Obejmują one również koszty redukcji niepewności i ryzyka. W pracy A. Kargula pojawia się następująca definicja kosztów: „Koszty transakcyjne, tak jak koszty produkcji, są pojęciem szerokim i heterogenicznym. Strony kontraktu muszą się nawzajem odnaleźć i komunikować, by wymienić informację. Dobra muszą być wzajemnie opisane, skontrolowane, zważone i zmierzone. Kontrakty muszą być sporządzone, prawnicy mogą być konsultowani, prawa są przenoszone, a ewidencja musi być zachowana”<sup>92</sup>. J. Godłów-Legiędź stwierdza, że koszty transakcji to: „koszty społecznej koordynacji, koszty funkcjonowania systemu ekonomicznego, wszelkie koszty w procesie wymiany związane z przenoszeniem praw własności z jednego uczestnika na drugiego”<sup>93</sup>.

Generalnie koszty transakcyjne to koszty wynikające ze współdziałania wielu podmiotów gospodarczych i/lub koszty społecznej koordynacji. Generowane są w źródłach niezwiązanych z produkcją. Można też spotkać się z poglądem, że koszty transakcji obejmują prawie wszystkie koszty poza kosztami produkcji

---

87 A. Piotrowska-Piątek, *Konsolidacja nadawców radiowych w świetle teorii kosztów transakcyjnych*, [w:] S. Rudolf (red.), *Nowa ekonomia instytucjonalna. Teoria i zastosowanie*, Wydawnictwo Wyższej Szkoły Ekonomii i Prawa im. prof. E. Lipińskiego w Kielcach, Kielce 2009, s. 39–54.

88 G. Sobiecki, *Technologie informacyjne i telekomunikacyjne*, [w:] R. Sobiecki, J.W. Pietrewicz (red.), *Uwarunkowania zmian kosztów transakcyjnych*, Szkoła Główna Handlowa w Warszawie, Warszawa 2011, s. 135–156.

89 K. Nowicka, *Cloud computing a koszty transakcyjne*, [w:] R. Sobiecki, J.W. Pietrewicz (red.), *Uwarunkowania zmian kosztów transakcyjnych*, Szkoła Główna Handlowa w Warszawie, Warszawa 2011, s. 233.

90 J. Platje, *Transformacja...*, s. 312.

91 R. Sobecki, J.W. Pietrewicz, *Wstęp*, [w:] R. Sobecki, J.W. Pietrewicz (red.), *Uwarunkowania zmian kosztów transakcyjnych*, Szkoła Główna Handlowa w Warszawie, Warszawa 2011.

92 A. Kargul, *Zmiany znaczenia kosztów transakcyjnych w przedsiębiorstwach*, [w:] R. Sobiecki, J.W. Pietrewicz (red.), *Koszty transakcyjne. Skutki zmian dla przedsiębiorstw*, Oficyna Wydawnicza Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie, Warszawa 2011, s. 39–52.

93 J. Godłów-Legiędź, *Instytucjonalna...*

i transportu. Jednocześnie zwraca się uwagę na to, że występują trudności w rozdzieleniu kosztów transportu od transakcyjnych. Mogą one różnić się od siebie, albo też być powiązane i wówczas zmniejszają koszt alternatywny określonego działania. Jako przykład podaje się podróż samochodem na rozmowę z klientem oraz jednocześnie przewiezienie towaru<sup>94</sup>.

W ujęciu mikroekonomicznym J. Platje uznaje, że wielkość kosztów transakcyjnych decyduje o łatwości bądź trudności dokonania wymiany<sup>95</sup>. Koszty transakcyjne mogą obejmować w różny sposób wyrażone nakłady zasobów rzeczowych i finansowych oraz czasu niezbędne do wykonywania czynności zawierania i realizowania transakcji. Takie ujęcie znalazło się w pracy L. Benham i A. Benham<sup>96</sup>. Czasem traktuje się je też jako koszty utraconych możliwości lub niepowodzenia rynku, gdyż ich stosunkowo znaczna wysokość przy zawieraniu transakcji redukuje dynamikę wzrostu społecznego dobrobytu. Ich występowanie powoduje, że zasoby mogą nie trafić do najbardziej wydajnego użytkownika<sup>97</sup>.

Poziom kosztów transakcyjnych zależy od wielu czynników. Pośrednio zależy od charakteru gospodarki i struktury rynku, istniejących przepisów prawnych, sytuacji politycznej oraz od różnych norm występujących w społeczeństwie. Bezpośrednio zależy od liczby uczestników i stron zawieranych transakcji, stopnia racjonalności ich postępowania oraz zakresu niepewności związanej z ich działaniami, charakterystyki występujących w transakcjach zasobów i aktywów, technologii, typów i form praw własności, kosztów stanowienia i ochrony tych praw, kosztów zawierania i realizacji kontraktów<sup>98</sup>. Te czynniki wzajemnie na siebie wpływają. Ponadto producenci zwykle mają skłonność do wliczania kosztów transakcyjnych w cenę produktu, przez co ją podwyższają. To zależy też od strony popytowej i cenowej elastyczności popytu na produkt oraz ogólnej sytuacji gospodarczej<sup>99</sup>.

94 M. Wit-Grudziński, *Koszty transakcyjne kontra koszty organizacji*, [w:] R. Sobiecki, J.W. Pietrewicz (red.), *Uwarunkowania zmian kosztów transakcyjnych*, Szkoła Główna Handlowa w Warszawie, Warszawa 2011, s. 89–110; J. Platje, *Bodźce...*

95 Ibidem, s. 15.

96 A. Benham, L. Benham, *The Cost of Exchange*, „Ronald Coase Institute. Working Paper”, Number 1, July 2001, s. 1–14.

97 A. Słomka-Gołębiowska, op. cit.

98 Z. Staniek, *Koszty transakcyjne jako przedmiot analizy ekonomii instytucjonalnej*, [w:] R. Sobiecki, J.W. Pietrewicz (red.), *Uwarunkowania zmian kosztów transakcyjnych*, Szkoła Główna Handlowa w Warszawie, Warszawa 2011, s. 13–44.

99 Więcej: B. Czyżewski, A. Grzelak, *Uwarunkowania kosztów transakcyjnych na przykładzie przemysłu spożywczego w Polsce*, [w:] R. Sobiecki, J.W. Pietrewicz (red.), *Uwarunkowania zmian kosztów transakcyjnych*, Oficyna Wydawnicza Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie, Warszawa 2011, s. 185–206; G. Sobiecki, *Technologie informacyjne i telekomunikacyjne*, [w:] R. Sobiecki, J.W. Pietrewicz (red.), *Uwarunkowania zmian kosztów transakcyjnych*, Oficyna Wydawnicza Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie, Warszawa 2011, s. 163–174.

W literaturze występują różne podziały kosztów transakcyjnych. Kompleksowo te podziały wraz z kryteriami ich wyodrębniania ujmuje zestawienie o właściwościach niewyłączających B. Zbroińskiej, które zostało przedstawione w tabeli 1.3.

**Tabela 1.3.** Kryteria podziału i oceny kosztów transakcyjnych (według B. Zbroińskiej)

Kryterium podziału i oceny	Koszty transakcyjne	Funkcja celu
Przyczyna powstania	Obsługa instytucji ogólnego zasięgu Obsługa kontraktu	Optymalizacja polegająca na zbilansowaniu kosztów i korzyści
Typ struktury/współpracy	Rynkowe Menedżerskie Publiczne	
Faza kontraktu	Ponoszone w fazie zawierania kontraktu Ponoszone w fazie realizacji kontraktu	
Ponoszący obciążenie	Obciążające budżety prywatne Obciążające budżety publiczne	
Sposób pomiaru	Wyrażone w jednostkach naturalnych Wyrażone w jednostkach pieniężnych	
Racjonalność	Niezbędne Nadmierne	

**Źródło:** B. Zbroińska, *Koszty transakcyjne skarbowości. Analiza instytucjonalna kontaktów skarbowych*, Wydawnictwo Uniwersytetu Jana Kochanowskiego, Kielce 2011, s. 50.

**Tabela 1.4.** Rodzaje kosztów transakcyjnych wyszczególnione przez Z. Stańka

Rodzaj kosztów	Charakterystyka i przykłady kosztów
Rynkowe koszty transakcyjne	Koszty pozyskiwania informacji o produkcie lub usłudze, znalezienia kontrahentów, określenia jakości, wysokości cen, warunków zawierania umowy, koszty związane z kupnem i sprzedażą.
Menedżerskie koszty transakcyjne	Koszty powstające wewnątrz podmiotu gospodarczego (koszty związane z obsługą umów pracowników, koszty informacji, koszty przemieszczania dóbr i usług wewnątrz przedsiębiorstwa, koszty agencji).
Publiczne koszty transakcyjne	Koszty związane ze sprawowaniem władzy ustawodawczej, wykonawczej i sędziowskiej. Koszty utworzenia otoczenia instytucjonalnego dla podmiotów gospodarczych, koszty związane z utrzymaniem porządku i bezpieczeństwa wewnętrznego, sądownictwa, stanowienia prawa, edukacją i usługami medycznymi.

**Źródło:** opracowanie na podstawie: Z. Staniek, M. Garbicz, *Mikroekonomia. Problemy zawodności rynku*, Wyższa Szkoła Menedżerska, Warszawa 2010, s. 31–33.

Pierwsze kryterium w tabeli 1.3, nawiązujące do przyczyny powstania kosztów, określa, czy koszty transakcyjne są badane w kategorii makroekonomicznej czy mikroekonomicznej. Drugie kryterium: typ struktury/współpracy odnosi się

do pozycji prawnej i miejsca ponoszenia kosztów przez podmioty uczestniczące. W literaturze występuje wiele podziałów kosztów uwzględniających to kryterium. Jako przykład podano podziały kosztów wyróżnione przez Z. Stańka (tabela 1.4) i J. Godłów-Legiędź (tabela 1.5). Warto dodać, że w ramach poszczególnych grup kosztów wyróżnia się również koszty transakcyjne stałe i zmienne.

**Tabela 1.5.** Rodzaje kosztów transakcji wyszczególnione przez J. Godłów-Legiędź

Typ kosztów transakcji	Rodzaje kosztów składających się na dany typ kosztów transakcji	Przykłady
Koszty transakcji rynkowych	Koszty związane ze zdobywaniem informacji niezbędnych do zawierania umów kupna–sprzedaży	Marketing, czas i środki poświęcone na zdobywanie informacji o potencjalnych kontrahentach
	Koszty negocjowania warunków umowy	Koszty obsługi prawnej umów
	Koszty związane z realizacją wynegocjowanych warunków umowy	Straty z tytułu niedotrzymania umowy przez kontrahenta, koszty monitorowania procesu realizacji umów
Koszty zarządzania w przedsiębiorstwie (koszty organizacji hierarchicznej)	Koszty stałe związane z utrzymaniem struktury organizacji przedsiębiorstwa	Płace kierownictwa, nakłady na systemy informacyjne w przedsiębiorstwie
	Koszty zmienne związane z podejmowaniem decyzji w przedsiębiorstwie	Koszty nadzoru nad pracownikami. Koszty związane z transferem produktów i półproduktów w przedsiębiorstwie
Polityczne koszty transakcji	Koszty tworzenia, utrzymania i zmian systemu formalnych instytucji i organizacji politycznych, czyli koszty związane z tworzeniem i funkcjonowaniem ustroju politycznego	Koszty utrzymania parlamentu, administracji państwowej, sądownictwa, policji

**Źródło:** J. Godłów-Legiędź, *Koszty transakcji. Istota i problem kwantyfikacji*, [w:] S. Rudolf (red), *Nowa ekonomia instytucjonalna. Teoria i zastosowania*, Wydawnictwo Wyższej Szkoły Ekonomicznej i Administracji im. prof. Edwarda Lipińskiego w Kielcach, Kielce 2009, s. 13–24.

W ramach kryterium odnoszącego się do miejsca ponoszenia kosztów przez podmioty uczestniczące można też spotkać się z podziałem na koszty transakcyjne rynkowe i nierynkowe. Koszty rynkowe to koszty: identyfikacji jednostek gotowych zawrzeć transakcję, przekazywania o tym informacji, przygotowania kontraktów i zarządzania nimi, negocjacji, kontroli realizacji warunków kontraktu, badania rynku, koordynacji wymiany (ustalenia ceny, miejsce wymiany), motywacji (związane z niedoskonałością umów, w tym utracone korzyści na skutek błędnej oceny kontraktu czy asymetrii informacji), koszty egzekucji. Koszty nierynkowe to koszty identyfikacji możliwości wymiany i administracyjne niezbędne do zorganizowania działalności w konkretnym państwie. Mieszczą się wśród nich



koszty systemowe (związane z kosztami publicznymi) i koszty wynikające z uwarunkowań kulturowych (na przykład koszty związane z różnym pojęciem czasu w kulturze zachodniej i wschodniej)<sup>100</sup>.

Wśród kryteriów podziału kosztów wyróżnionych przez B. Zbroińską (tabela 1.3) w fazie kontraktu można wyróżnić koszty transakcyjne *ex ante* i *ex post*. Ich opis jest przedstawiony w tabeli 1.6.

**Tabela 1.6.** Koszty transakcyjne *ex ante* i *ex post*

Rodzaj kosztów	Opis kosztów	Charakter wydatków
<i>ex ante</i>	Występujące lub możliwe do przewidzenia podczas przygotowania kontraktu. Zwykle do tych kosztów zalicza się koszty przygotowania, projektowania, negocjowania i zabezpieczania umów.	Wydatki zrealizowane i czasem potencjalne
<i>ex post</i>	Występują w czasie wypełniania kontraktu. Do nich zaliczyć można koszty tworzenia struktur zarządzania i monitorowania, koszty adaptacji i zobowiązań gwarancyjnych, renegocjacji umów, przestrzegania ich nadzorowania. Koszty <i>ex post</i> mogą wynikać z ograniczonej informacji i oportunistu stron umowy.	Wydatki zrealizowane i często potencjalne

**Źródło:** opracowanie na podstawie: Z. Staniek, M. Garbicz, *Mikroekonomia. Problemy zawodności rynku*, Wyższa Szkoła Menedżerska, Warszawa 2010, s. 31; M. Wit-Grudziński, *Koszty transakcyjne kontra koszty organizacji*, [w:] R. Sobiecki, J.W. Pietrewicz (red.), *Uwarunkowania zmian kosztów transakcyjnych*, Szkoła Główna Handlowa w Warszawie, Warszawa 2011, s. 89–110.

Koszty *ex ante* i *ex post* kontraktu są powiązane. Uważa się, że skuteczne regulacje *ex ante* o charakterze długofalowym mogą zredukować koszty transakcyjne *ex post* do niezbędnego minimum<sup>101</sup>. Im więcej poświęci się czasu, uwagi i dołoży staranności na przygotowanie kontraktu, z uwzględnieniem różnych nieoczekiwanych zdarzeń, założeniem odpowiednich zachowań stron oraz kontraktu w określonej sytuacji, tym niższe ponosi się koszty *ex post*, ale większe koszty *ex ante*. Jednakże praktycznie niemożliwe jest przewidzenie wszystkiego, co może się wydarzyć, zatem trudno określić całkowitą wysokość kosztów *ex post*. Można też przygotować niekompletny kontrakt i w *miarę potrzeb* ustosunkowywać się do sytuacji w związku z umową. Wiąże się to z pewnymi większymi kosztami późniejszego zabezpieczenia transakcji. Forma kontraktu zależy między innymi od: ustaleń stron,

100 J. Imiołek-Kosowska, *Wpływ korporacji transnarodowych na obniżanie kosztów transakcyjnych*, [w:] R. Sobiecki, J.W. Pietrewicz (red.), *Uwarunkowania zmian kosztów transakcyjnych*, Szkoła Główna Handlowa w Warszawie, Warszawa 2011, s. 63–88.

101 Z. Krysiak, *Wpływ szacowania ryzyka w kosztach transakcyjnych na funkcjonowanie przedsiębiorstw*, [w:] R. Sobiecki, J.W. Pietrewicz (red.), *Koszty transakcyjne. Skutki zmian dla przedsiębiorstw*, Oficyna Wydawnicza Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie, Warszawa 2011, s. 91–111.

przedmiotu transakcji, jego specyficzności, charakterystyki rynku, na którym zawierana jest umowa. Wydaje się, że określenie i oszacowanie kosztów *ex ante* jest prostsze niż kosztów *ex post*. Trudności związane z oceną kosztów *ex post* wynikają między innymi z rozłożenia w czasie występowania tych kosztów<sup>102</sup>.

Podział kosztów transakcyjnych odnoszących się do faz kontraktu jest związany z cyklem życia transakcji. Taki podział zaproponował między innymi C. Dahlman:

- koszty poszukiwania informacji w celu sprawdzenia ceny, jakości i warunków oferowania określonego produktu; są to koszty związane z badaniem rynku, planowaniem umów, asymetrią informacji;
- koszty zarządzania i zawierania kontraktów wiążące się z doprowadzaniem do przeprowadzenia transakcji;
- koszty kontroli (koszty dopilnowania), wiążące się z właściwym zrealizowaniem kontraktu; należą do nich koszty zarządzania i kontroli, monitoringu, analizy wyników, ubezpieczenia od różnych strat<sup>103</sup>.

Kryterium podziału kosztów transakcyjnych według miejsca ponoszenia tych kosztów dzieli je na koszty obciążające budżety prywatne i publiczne. Warto uwzględnić, że wydatki publiczne także ponoszą obywatele. Zwiększenie ponoszonych przez państwo wydatków służące poprawie jakości instytucji publicznych, prowadzące do zmniejszenia niepewności przy zawieraniu kontraktów, może przyczynić się do mniejszych kosztów obciążających budżet prywatny. Z tego względu koszty obciążające budżety prywatne i publiczne są wzajemnie od siebie uzależnione<sup>104</sup>.

Zestawienie kosztów transakcyjnych odnoszące się do fazy kontraktu oraz cyklu życia transakcji według W. Stankiewicza zamieszczono w tabeli 1.7.

Podział kosztów transakcyjnych, przyjmujący za kryterium sposób pomiaru kosztów transakcyjnych, nawiązuje do trudności pomiaru kosztów transakcyjnych, co szerzej zostanie przedstawione w podrozdziale 1.2.3.

Bardzo istotny jest podział kosztów transakcyjnych odnoszący się do racjonalności kosztów, dla których miarą jest użyteczność. Dzielone są one na: niezbędne (konieczne) i nadmierne (nieuzasadnione). Koszty transakcyjne niezbędne są konieczne do zrealizowania transakcji, a ich ponoszenie przyczynia się do wzrostu użyteczności. Koszty transakcyjne nadmierne wiążą się z marnotrawstwem zasobów, a za przyczynę ich pojawienia uważa się zawodność państwa, niegospodarność lub nieojojalność. Mogą to być nakłady tracone przez niepotrzebne zużycie zasobów. Ich ponoszenie nie przyczynia się do wzrostu użyteczności lub powoduje jej ubytek<sup>105</sup>.

102 Z. Staniek, M. Garbicz, *Mikroekonomia. Problemy zawodności rynku*, Wyższa Szkoła Menedżerska, Warszawa 2010, s. 30–33.

103 A. Kargul, op. cit. [za:] C.J. Dahlman *The Problem of Externality*, „Journal of Law and Economics”, vol. 22, nr 1, April, 1979, s. 141–162; J. Platje, *Transformacja...*, s. 312.

104 B. Zbroińska, op. cit.

105 Ibidem.

Koszty transakcyjne są obecne praktycznie wszędzie. Jak wskazano, w literaturze występują różnorodne ich definicje i klasyfikacje. Warto też zwrócić uwagę, że każda ze stron transakcji ponosi inne koszty.

**Tabela 1.7.** Podział kosztów transakcyjnych według W. Stankiewicza

Rodzaj kosztów	Charakterystyka i przykłady kosztów
Koszty poszukiwania alternatyw	Koszty pozyskiwania informacji o cenach, jakości produktów, wiarygodności potencjalnych kontrahentów.
Koszty realizacji rozliczeń	Koszty rozliczeń między kontrahentami transakcji oraz koszty związane z transakcją ponoszone przez izby celne, banki, firmy ubezpieczeniowe i księgowe.
Koszty mierzenia	Koszty związane z oceną oraz wyceną dóbr i usług przed zakupem. Zależą od wiedzy eksperckiej i stosowanych systemów pomiarowych, jak również od rodzaju produktu.
Koszty zawierania kontraktów	Koszty dochodzenia do zawarcia transakcji i koszty samych transakcji. Należą do nich między innymi: koszty pozyskiwania kredytu bankowego, zakupu polisy ubezpieczeniowej czy gwarancji.
Koszty specyfikacji i ochrony praw własności	Koszty związane z określeniem praw podmiotu dysponującego prawem własności, będącego przedmiotem kontraktu. Należą do nich między innymi różne koszty materialne oraz koszty poświęconego czasu związanego z definiowaniem pojęć, uprawnień czy określeniem granic prawnych. W kategorii makroekonomicznej wlicza się też tutaj koszty związane z utrzymaniem bezpieczeństwa, ładu społecznego, sił porządkowych oraz systemu sądowniczego.
Koszty zachowań oportunistycznych	Koszty konsekwencji zachowań oportunistycznych oraz koszty związane z dążeniem do eliminacji osiągnięcia celów przez oszustwa i łamanie zasad moralnych.

**Źródło:** opracowanie na podstawie: W. Stankiewicz, *Ekonomika Instytucjonalna. Zarys wykładu*, Wydawnictwo Wyższej Szkoły Businessu, Administracji i Nauk Komputerowych, Warszawa 2007, s. 179–184.

### 1.2.3. Pomiar kosztów transakcyjnych

Pierwsza znana próba mierzenia kosztów transakcji w ramach NEI została przedstawiona przez D.C. Northa i J. Wallisa. Podstawą ich obliczeń był rachunek dochodu narodowego. Został wydzielony sektor produkcji (z produkcją rolną, przemysłową, górnictwem, budownictwem, transportem, usługami) i sektor transakcji (z bankowością, ubezpieczeniami, rynkiem nieruchomości, handlem hurtowym i detalicznym). Obliczono, że w Stanach Zjednoczonych w latach 1870–1970 udział usług (kosztów) transakcyjnych wzrósł z 26% do 54,7%. Podobne badania przeprowadzone w wielu krajach wykazują, że sektor transakcji jest większy w krajach wysoko rozwiniętych, mniejszy – w krajach słabo rozwiniętych<sup>106</sup>. W tej

106 J. Godłów-Legiędź, *Koszty...*

drugiej grupie krajów oficjalnie koszty transakcyjne są niższe, ale prawdopodobnie występują koszty nieujawnione, w tym korupcja i koszty w szarej strefie<sup>107</sup>.

Od końca XX w. nastąpił wyraźny, znaczny wzrost udziału kosztów transakcyjnych w kosztach gospodarowania<sup>108</sup>. Dotyczy on zarówno sektora prywatnego, jak i publicznego. Spowodowane jest to coraz większą złożonością rynku, która sprawia, że znalezienie odpowiedniego towaru bądź usługi w zakresie parametrów jakościowych, cenowych czy innych wiąże się ze zwiększonym wysiłkiem i coraz dłuższym czasem. Prowadzone badania ujmuje zwykle tylko koszty przechodzące przez rynek, potwierdzone w oficjalnych statystykach. Nie obejmują innych kosztów związanych z wymianą, do których należy czas, środki poświęcone na zdobywanie informacji o cenach, jakości produktów oraz kosztów spełniania procedur formalno-prawnych. Kosztami ponoszonymi przez uczestników wymiany mogą też być straty związane z nadmierną biurokracją i uciążliwymi procedurami formalno-prawnymi, koszty nadmiaru regulacji oraz koszty nieuczciwości ze strony kontrahentów<sup>109</sup>. Jednakże oprócz tych kosztów podjętych w celu zainicjowania i egzekwowania transakcji, pojawić się mogą inne wywołane przez ryzyko związane z nią, takie jak stres czy utrata zdrowia. Wiele kosztów zatem może nie podlegać wycenieniu i pomiarowi w uniwersalny sposób<sup>110</sup>. Wysokie koszty transakcyjne wpływają na niższą efektywność gospodarowania, albo niepodejmowanie działalności. Jak zauważa J. Godłów-Legiędź, pomijanie w analizach kosztów transakcyjnych, które często nie znajdują się w oficjalnym bilansie zysków i strat, oznacza nieuwzględnianie poważnej części gospodarki narodowej i wiąże się z wyciąganiem niewłaściwych wniosków dotyczących kondycji sektora<sup>111</sup>.

W pracach z zakresu EKT pojawiają się różne sposoby mierzenia kosztów transakcyjnych, lecz generalnie nie ujmują one całości problemu<sup>112</sup>. Często są stosowane metody oparte na wskaźnikach czy statystyki porównawcze. Jako przykład mogą posłużyć wskaźniki wolności gospodarczej, przydatne szczególnie w anali-

107 Pisali o tym między innymi: R. Sobiecki, J.W. Pietrewicz, *Wstęp*, [w:] *Uwarunkowania zmian kosztów transakcyjnych*, (red.) R. Sobiecki, J.W. Pietrewicz, *Uwarunkowania zmian kosztów transakcyjnych*, Oficyna Wydawnicza Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie, Warszawa 2011; J. Godłów-Legiędź, *Współczesna ekonomia. Ku nowemu paradygmatowi*, Wydawnictwo C.H. Beck, Warszawa 2010, s. 158.

108 W nauce sposobem pomiaru zainteresowania tematyką kosztów transakcyjnych może być przeszukiwanie zasobów bibliotecznych pod kątem tytułów, słów kluczowych, abstraktu z wyrażeniem „koszt transakcyjny”. Takie badania opublikowane zostały między innymi [w:] A. Benham, L. Benham, *The Cost of Exchange*, „Ronald Coase Institute Working Paper” Number 1, July 2001; Ł. Hardt, op. cit., s. 238–242.

109 J. Godłów-Legiędź, *Współczesna ekonomia...*, s. 158–159.

110 G. Sobiecki, op. cit.

111 J. Godłów-Legiędź, *Koszty...*

112 S. Łobesko, op. cit., s. 128–145.

zach makroekonomicznych<sup>113</sup>. Wiele kosztów transakcyjnych jest jednakże niepołączalnych, a niektóre trudno nawet ująć i opisać.

Określenie, ile czasu przeznaczają przedsiębiorcy na sprawy biurokratyczne ukazuje pośrednio, jakie są koszty transakcyjne i warunki prowadzenia działalności gospodarczej. Czekanie na decyzje administracyjne i czas poświęcony na spełnianie biurokratycznych wymogów oznacza niemożność podjęcia działalności i również brak możliwości zaangażowania środków w inne przedsięwzięcie. Takie koszty istnieją w każdej gospodarce, ale ich wysokość jest znacznie wyższa w państwach słabo rozwiniętych i po transformacjach ustrojowych, niż w krajach wysoko rozwiniętych. Okazuje się, że im mniej procedur prawnych jest wymaganych przy prowadzeniu działalności gospodarczej, tym występuje większe prawdopodobieństwo uczciwości wśród przedsiębiorców. Wysokie koszty transakcyjne, prowadzące do strat w zasobach i kapitale, są zwykle związane z niepewnością i niestabilnością polityczną, nadmierną biurokracją, korupcją, przestępczością, nieuczciwością. Wynikają ze sposobu ukształtowania instytucji<sup>114</sup>. Warto przy tym zwrócić uwagę, że koszt transakcyjny jednych uczestników rynku może stać się dochodem dla innych. W tabeli 1.8 przedstawiono czas poświęcony na biurokratyczne procedury jako sposób oszacowania kosztów transakcyjnych.

**Tabela 1.8.** Szacowanie kosztów transakcyjnych wyrażone w czasie poświęconym sprawom urzędowym

Kraj	Czas zarządzania przedsiębiorstwem poświęcony kontaktom z urzędami [w %]
Chiny	19,0
Czechy	5,5
Estonia	6,2
Litwa	10,0
Polska	12,3
Rosja	14,1
Słowacja	9,5
Węgry	8,7

**Źródło:** J. Godłów-Legiędź, *Koszty transakcji. Istota i problem kwantyfikacji*, [w:] S. Rudolf (red.), *Nowa ekonomia instytucjonalna. Teoria i zastosowanie*, Wydawnictwo Wyższej Szkoły Ekonomii i Prawa im. prof. E. Lipińskiego w Kielcach, Kielce 2009, s. 22.

113 Opis niektórych wskaźników służących do pomiaru kosztów transakcyjnych [w:] J. Godłów-Legiędź, *Interakcja instytucji formalnych i nieformalnych w procesie transformacji od planu do rynku*, [w:] U. Zagóra-Jonszta (red.), *Dokonania współczesnej myśli ekonomicznej. Ekonomia instytucjonalna – teoria i praktyka*, Wydawnictwo Akademii Ekonomicznej w Katowicach, Katowice, 2006, s. 203–214; J. Godłów-Legiędź, *Współczesna ekonomia...*, s. 152–164.

114 J. Godłów-Legiędź, *Koszty...*

H. de Soto analizował koszty prowadzenia działalności gospodarczej w różnych krajach. Według jego badań w niektórych krajach słabo rozwiniętych, takich jak: Peru, Filipiny i Egipt są to bardzo wysokie koszty. Obliczył, że czas potrzebny do rozpoczęcia prowadzenia działalności gospodarczej w Peru wynosi 289 dni, a legalne kupienie skrawka ziemi wymaga spełnienia 728 formalności<sup>115</sup>. Zaznaczył, że sposób organizacji społeczeństwa ma wpływ na jego rozwój gospodarczy. Opisał prawną reformę zniesienia restrykcji obrotu ziemią w Meksyku, która wywołała kilkukrotny wzrost cen ziemi, co jednocześnie pozwoliło rozwijać się gospodarczo pewnym atrakcyjnym turystycznie terenom. Ten rozwój jest jednakże niestety hamowany i ograniczany na skutek machiny korupcyjno-urzędniczej. Autor zaznaczył, że prowadzenie działalności gospodarczej jest możliwe tylko przez zamożnych. Dla udowodnienia tego przytoczył niektóre koszty: otworzenie działalności gospodarczej – 15 000 peso, potwierdzenie strony dokumentu – 100 peso, upoważnienie notarialne 10 000–20 000 peso. Dla porównania podał, że płaca minimalna, którą pobiera 40% społeczeństwa wynosi 900 peso, średnia płaca policjanta to 1 000–2 000 peso, a lekarza – 5 000 peso. Autor uważa, że każda wizyta w urzędzie wiąże się z koniecznością dania łapówki, gdyż urzędnicy utrzymują się głównie z nich. Stwierdził, że przepisy prawne są sprzeczne, sprawy urzędowe trwają latami, a długość ich trwania uzależniona jest od skorumpowania osób decyzyjnych<sup>116</sup>. Do tego bardzo dużo różnych organów jest zaangażowanych w wydawanie decyzji, co wydłuża proces inwestycji i go podraża.

W wielu badaniach wykazano, że istnieje następująca zależność: im większy jest zasięg korupcji i biurokracji, tym większe powstają koszty transakcyjne. Korupcja jest niska w tych krajach, gdzie urzędnicy są dobrze opłacani i z tego względu nie opłaca się im brać łapówek, gdyż grozi to utratą pracy i innymi sankcjami. Z dostępnych badań wynika, że jednymi z najlepiej opłacanych urzędników, również na szczeblu ministerialnym są przedstawiciele administracji w Singapurze. Istnieje tam również specjalne biuro do walki z korupcją. Ocenia się, że poziom korupcji jest tam bardzo niski<sup>117</sup>.

D.C. North badał zróżnicowanie poziomu kosztów transakcyjnych w różnych gospodarkach. W swoim artykule podaje: „Kiedy chcę dowiedzieć się, jak dobrze funkcjonuje dana gospodarka [...] zawsze zadaję ten sam zestaw pytań. Biorę pod uwagę kilka podstawowych rynków, czynników produkcji i produktów, i staram się uzyskać empiryczne dane na temat kosztów wymiany handlowej na tych rynkach. Na przykład przedstawicielom przemysłu tekstylnego zadaję pytanie, jak długo trwa lub ile kosztuje otrzymanie określonej części zamiennej lub ile się czeka za założenie telefonu w firmie. Albo można zapytać o koszty uruchomienia

115 H. de Soto, *Tajemnica kapitału*, Fijor Publishing, Chicago–Warszawa 2002, s. 39.

116 Ibidem, s. 14.

117 V. Tanzi, *Policies, Institutions and the dark Side of Economics*, Edward Elgar Publishing, Cheltenham 2000, s. 151.

nowego małego przedsiębiorstwa – lista zagadnień jest długa. Istnieje cała seria pytań, które zadają w każdej gospodarce. Odpowiedzi mówią mi w skrócie, jak dobrze funkcjonuje ta gospodarka. Najbardziej interesują mnie koszty transakcji związane z prowadzeniem działalności gospodarczej”<sup>118</sup>.

Dalej North pisze o konieczności uchwycenia zależności między kosztami transakcyjnymi a kosztami produkcji, aby móc analizować funkcjonowanie gospodarki. Podobne badania przedstawili A. Benham i L. Benham. Łączną sumę kosztów produkcji i kosztów transakcyjnych poniesionych przez jednostkę określili przez pieniądze, czas i produkty potrzebne do uzyskania określonego dobra w danej lokalizacji. W ich pracy wykazano, że na świecie występują bardzo duże różnice w poziomie kosztów transakcyjnych. Przykładowo w Singapurze wymiana pewnego produktu może się odbyć w ciągu kilkunastu minut, podczas gdy w niektórych słabo rozwiniętych krajach w ciągu kilkuset dni<sup>119</sup>. Takie podejście badawcze z punktu widzenia inwestora jest bardzo użyteczne.

Możliwe jest też mierzenie wielkości kosztów transakcyjnych przez przypisanie im określonych wag. Takich obliczeń dokonała K. Bentkowska na przykładzie działalności eksportowej. Autorka przeprowadziła badania empiryczne kosztów transakcyjnych wśród eksporterów z branży spożywczej. Poszczególnym kosztem transakcyjnym przedsiębiorcy przypisali określone wagi. Wskaźnik obciążenia tymi kosztami został opisany jako średnia z wag, co umożliwiło porównanie ich ze sobą. Na podstawie badań autorka stwierdziła, że obecnie w Polsce występują mniejsze koszty transakcyjne w związku z dostosowaniem do regulacji prawnych rynków importera niż kilka czy kilkanaście lat wcześniej. Zwłaszcza przed wejściem Polski do Unii Europejskiej były one bardzo wysokie. Jednakże według ankietowanych do tej pory występują różne interpretacje obowiązujących przepisów, co zwiększa koszty transakcyjne<sup>120</sup>.

R.H. Coase i O.E. Williamson uznają, że koszty transakcyjne nie muszą być precyzyjnie wymierzone. Według nich wystarczy porównać różne systemy zarządzania, aby stwierdzić, jakie występują między nimi różnice w kosztach transakcyjnych. Williamson stwierdza, że: „Empiryczne badania kosztów transakcyjnych prawie nigdy nie mierzą tych kosztów bezpośrednio”<sup>121</sup>. Dodaje ponadto, że im wyższa specyficzność aktywów, tym trudniej zmierzyć koszty transakcyjne<sup>122</sup>. Zaznacza, że istnieją trudności z analitycznym badaniem kosztów transakcyjnych

118 D.C. North, *Pojmowanie...*, s. 142–143.

119 A. Benham, L. Benham, *The Cost of Exchange*, „Ronald Coase Institute. Working Paper”, nr 1, July 2001.

120 K. Bentkowska, *Koszty transakcyjne w działalności eksportowej przedsiębiorstw w branży spożywczej*, [w:] R. Sobiecki, J.W. Pietrewicz (red.), *Koszty transakcyjne. Skutki zmian dla przedsiębiorstw*, Oficyna Wydawnicza Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie, Warszawa 2011, s. 185–201.

121 O.E. Williamson, *Ekonomiczne...*, s. 35.

122 *Ibidem*, s. 217.

w firmach. Ich właściciele często nie ujawniają wewnętrznych problemów, aby nie zostało to zinterpretowane jako błąd w zarządzaniu<sup>123</sup>. Ponadto, jak zauważa North, zmierzenie całości tych kosztów jest trudne ze względu na gromadzenie kosztów *ex post*<sup>124</sup>. Jednakże występują trudności w obliczeniu nie tylko poszczególnych, lecz także łącznych rodzajów kosztów transakcji. Można podsumować, że problemy z pomiarem wynikają z trzech głównych powodów:

- różnorodności stosowanych definicji kosztów i ich wieloznaczności,
- trudności w oddzieleniu kosztów transakcyjnych od kosztów produkcji, które są współzależne i mają te same źródła,
- możliwości pomiaru tylko w odniesieniu do wykonywanych transakcji i występujących na danych rynkach rodzajów działalności<sup>125</sup>.

To ostatnie wiąże się z tym, że w niektórych systemach instytucjonalnych wysokie koszty transakcyjne uniemożliwiły rozwój pewnych rodzajów działalności gospodarczej. Podobnie może być w przypadku niedokończonych inwestycji ze względu na wysokie koszty transakcyjne. W kontekście niniejszej pracy okazuje się, że takie sytuacje w przypadku inwestycji w MEW są stosunkowo częste.

#### 1.2.4. Wybrane kierunki badawcze ekonomii kosztów transakcyjnych

Badając koszty transakcyjne, powinno się określić czynniki oddziałujące na przeprowadzenie transakcji – właściwości jej otoczenia instytucjonalnego i właściwości samej transakcji. Do tych ostatnich zalicza się: specyfikę aktywów, częstotliwość transakcji, jej złożoność i związaną z tym niepewność, strukturę zarządzania transakcją (rynek, firma bądź formy pośrednie). Powyższe czynniki na siebie oddziałują. Podstawowe wymiary samej transakcji, według Williamsona, powinny być rozpatrywane pod kątem: niepewności, częstotliwości i specyficzności aktywów<sup>126</sup>.

Niepełność informacji jest jednym z głównych założeń ekonomii kosztów transakcyjnych. Gdyby informacje były kompletne, to transakcje byłyby zawierane bez problemów. Oczywiście tak nie jest. Warto jednakże dodać, że tradycyjne modele mikro i makroekonomiczne zakładają idealne wzorcowe rozwiązania instytucjonalne ze względu na założoną pełną symetryczną informację i brak niepewności. Niepewność można podzielić na niepewność *ex ante* (niedostatek informacji,

123 Ibidem, s. 164.

124 D.C. North, *Transaction Costs Through Time*, „Washington University Press. Working Paper”, 1994.

125 M. Gancarczyk, *Wybór struktury zarządzania pomocą publiczną dla małych i średnich przedsiębiorstw w świetle teorii kosztów transakcyjnych*, [w:] S. Rudolf (red.), *Nowa ekonomia instytucjonalna. Aspekty teoretyczne i praktyczne*, Wydawnictwo Wyższej Szkoły Ekonomicznej i Administracji im. prof. Edwarda Lipińskiego w Kielcach, Kielce 2005, s. 173–196.

126 O.E. Williamson, *Ekonomiczne...*, s. 83.



kiedy jedna ze stron ma prywatną informację, o ujawnieniu której może swobodnie decydować) i niepewność *ex post* (związaną z fałszowaniem informacji)<sup>127</sup>. W sytuacji niepewności pojawić się może oportunizm, który oznacza przebiegłe dążenie do realizacji własnego interesu za pomocą różnych nieuczciwych praktyk, czyli: kłamstwa, kradzieży, oszustwa, świadomego podejmowania wysiłku dla wprowadzenia w błąd, zniekształcania czy utajniania informacji. Prowadzi to do asymetrii informacji<sup>128</sup>. Williamson zaznacza, że: „oportunizm nie ma znaczenia wobec nieograniczonej racjonalności”<sup>129</sup>.

Można wyróżnić trzy poziomy informacji gospodarczej: dane, informacje i wiedzę. Dane dotyczą zmysłowych i obserwowalnych zjawisk, bardziej konceptualne są informacje, a najbardziej konceptualna jest wiedza. Przekształcenie danych w informacje, a informacji w wiedzę wymaga pewnych umiejętności i procedur, co jest efektem odpowiedniego kształcenia<sup>130</sup>. Przy prowadzeniu działalności gospodarczej dla przedsiębiorcy wskazane jest „takie zachowanie, którego podstawą jest wiedza (a nie intuicja), prowadząca do działań nadających zasobom nowe możliwości bogacenia się”<sup>131</sup>. Koszty zdobywania informacji związane ze zbieraniem, przetwarzaniem i wykorzystywaniem potrzebnej informacji są kosztami, które zawsze w określonym stopniu są ponoszone przy prowadzeniu działalności gospodarczej, gdyż ułatwiają efektywne funkcjonowanie firmy. Te koszty bywają odwrotnie proporcjonalne do całkowitej wielkości kosztów transakcyjnych. Najkorzystniejsza jest sytuacja, gdy można uzyskać dokładne informacje po jak najniższej cenie dzięki sprawnemu przepływowi informacji<sup>132</sup>. W rzeczywistości gospodarczej dostęp do informacji ograniczają asymetryczne rozmieszczenie, koszty jej uzyskania czy trudności w akomodacji. Asymetria informacji występuje w wielu sytuacjach i wśród różnych stron, przykładowo między właścicielem i menedżerem albo między sprzedającym i kupującym. Poszerzająca się różnorodność podmiotów może również ją zwiększać i wpływać na wzrost kosztów związanych

---

127 Z. Staniek, *Koszty transakcyjne jako przedmiot analizy ekonomii instytucjonalnej*, [w:] R. Sobiecki, J.W. Pietrewicz (red.), *Uwarunkowania zmian kosztów transakcyjnych*, Oficyna Wydawnicza Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie, Warszawa 2011, s. 34.

128 S. Rudolf, *Analiza działalności związków zawodowych z wykorzystaniem teorii kosztów transakcyjnych*, [w:] S. Rudolf (red.), *Nowa ekonomia instytucjonalna. Teoria i zastosowania*, Wydawnictwo Wyższej Szkoły Ekonomicznej i Administracji im. prof. Edwarda Lipińskiego w Kielcach, Kielce 2009, s. 25–38.

129 O.E. Williamson, *Ekonomiczne...*, s. 65.

130 B. Klimczak, *Wybrane problemy i zastosowania ekonomii instytucjonalnej*, Wydawnictwo Akademii Ekonomicznej im. Oskara Langego we Wrocławiu, Wrocław 2006.

131 F. Kapusta, *Przedsiębiorczość. Teoria i praktyka*, Wydawnictwo Forum Naukowe, Poznań–Wrocław 2006, s. 22.

132 A. Tur, *Instytucje wspierające rynek i ich wpływ*, [w:] R. Sobiecki, J.W. Pietrewicz (red.), *Koszty transakcyjne. Skutki zmian dla przedsiębiorstw*, Oficyna Wydawnicza Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie, Warszawa 2011, s. 169–184.

z zawieraniem między kontraktu<sup>133</sup>. Asymetria występuje często wskutek wzrostu podziału pracy, gdyż pojawiają się pośrednicy w procesach wymiany. Przez to może wydłużać się czas między zamówieniami, realizacją i płatnością za dane dobro czy usługę. Podział pracy powoduje, że trzeba ponosić coraz większe koszty za uzyskanie informacji, wyselekcjonowanie jej, zmniejszanie ryzyka, przeciwdziałanie trudnościom związanym z coraz większą ilością stron umowy. Bardzo istotna staje się wiedza miejsca i czasu<sup>134</sup>.

D.C. North zauważa, że koordynacja wiedzy będąca warunkiem skutecznego rozwiązywania problemów wymaga odpowiedniej instytucjonalnej struktury decydującej, w jakim stopniu i za jaką cenę rozproszona wiedza będzie integrowana oraz wykorzystywana do rozwiązywania problemów<sup>135</sup>. Przykładowo może się to wiązać z wprowadzaniem certyfikatów jakości, zakazem wprowadzania do umów klauzul niedozwolonych, stosowaniem gwarancji czy rękojmi. Zatem prawne regulacje mogą eliminować ryzyko i niepewność wielu transakcji związanych z kosztem pozyskania informacji. To też powoduje powstawanie nowych rynków<sup>136</sup>. Takie działania zmniejszają koszty transakcyjne po stronie inwestora. Jeśli inwestor ma wrażenie, że nie ma wpływu na sytuację, wówczas jest bardzo negatywnie nastawiony do ponoszenia ryzyka<sup>137</sup>. Ta sytuacja jest trudna zwłaszcza wtedy, gdy inwestor już poniósł pewne koszty na realizację zamierzenia. Może obawiać się ponosić dalsze nakłady, a jeśli miałby możliwość, wycofałby się z niektórych obszarów działalności. Lecz to w sytuacji nieodwracalności inwestycji może być bardzo trudne i wiązać się ze znacznymi stratami poniesionych wcześniej kosztów.

Przy dużej częstotliwości transakcji strony posiadają już pewne doświadczenie w zakresie jej przebiegu na podstawie wcześniejszych kontaktów. Przy podejmowaniu decyzji mogą ocenić, czy kontynuować wzajemne stosunki gospodarcze, czy kontaktować się z innymi podmiotami. Zwykle im większa jest częstotliwość transakcji, tym mniejsze są koszty transakcyjne.

Aktywa (rozwiązania, produkty) można podzielić na ogólne (standaryzowane) i specjalnego przeznaczenia. Aktywa standaryzowane zwykle są ogólnie dostępne i skorzystanie z nich nie generuje dużych kosztów transakcyjnych. Przenoszenie ich odbywa się zwykle bez większych strat, w przeciwieństwie do

133 A. Kargul, *Zmiany znaczenia kosztów transakcyjnych w gospodarce*, [w:] R. Sobiecki, J.W. Pietrewicz (red.), *Koszty transakcyjne. Skutki zmian dla przedsiębiorstw*, Oficyna Wydawnicza Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie, Warszawa 2011, s. 53–73; O.E. Williamson, *Ekonomiczne...*

134 J. Godłów-Legiędź, *Koszty...*

135 Ibidem.

136 J. Wierzbicki, *Koszty transakcyjne a państwo – regulacje w związku z kosztami transakcyjnymi*, [w:] R. Sobiecki, J.W. Pietrewicz (red.), *Uwarunkowania zmian kosztów transakcyjnych*, Oficyna Wydawnicza Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie, Warszawa 2011.

137 M. Czyż, *Ryzyko w sferze inwestycji proekologicznych*, „*Ekonomia i Środowisko*”, nr 1/2002, s. 93–105.

aktywów specjalnego przeznaczenia, które mogą znacznie stracić na wartości<sup>138</sup>. Z tego względu, gdy specyficzność aktywów jest nieistotna, można poszukiwać odpowiednich rozwiązań na rynku. Wraz ze specyficznością aktywów rosną koszty transakcyjne zdobywania informacji. A. Alchian wykazał, że bardzo często specyficzność aktywów i problemy asymetrii informacji są nierozdzielne<sup>139</sup>. Wobec powyższego Williamson uważa, że: „wraz ze wzrostem specyficzności aktywów punkt ciężkości przesuwa się na korzyść organizacji wewnętrznej”<sup>140</sup>, uznając, że to może być skuteczniejsze w eliminowaniu nieuczciwych zachowań. Uważa on, że zwłaszcza wtedy, gdy często występują specyficzne transakcje i pojawia się oportunizm u kontrahentów, internalizacja transakcji może być niezbędna<sup>141</sup>. Ponadto specyfika aktywów, która jest związana z określonymi rozwiązaniami „na miarę”, specjalną wiedzą w zakresie kluczowych kompetencji, a często też wrażliwością informacji, sprawia, że pojawiają się trudności w znalezieniu takich rozwiązań na rynku, co wywołuje tendencje do internalizacji produkcji i budowania integracji pionowej. Wiąże się to z możliwością korekty transakcji, planowania jej, zbieżnością przewidywań, wewnętrznym i zewnętrznym audytem, unikaniem konfliktu kooperacji, rywalizacji i spraw sądowych<sup>142</sup>. W zależności od złożoności aktywów mogą występować również rozwiązania hybrydowe związane z prowadzeniem określonych transakcji częściowo na rynku i częściowo w przedsiębiorstwie<sup>143</sup>.

Specyficzność aktywów jest kategorią bardzo szeroką. O.E. Williamson wyróżnił następujące typy specyficzności aktywów: specyficzność położenia, specyficzność fizyczną, technologiczną, specyficzność aktywów ludzkich, specyficzność przeznaczenia aktywów<sup>144</sup>. Niektóre aktywa mogą stać się specyficzne w określonym czasie lub miejscu. W literaturze często zaznacza się, że specyficzność służy

---

138 M. Wojtysiak-Kotlarski, *Koszty transakcyjne – okoliczności powstania i istota*, [w:] R. Sobiecki, J.W. Pietrewicz (red.), *Koszty transakcyjne. Skutki zmian dla przedsiębiorstw*, Oficyna Wydawnicza Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie, Warszawa 2011, s. 39–52.

139 O.E. Williamson, *Ekonomiczne...*, s. 92–93.

140 Ibidem, s. 100.

141 Jest to nurt teorii kosztów transakcji specyficznymi aktywami O.E. Williamona. Łączy on nurt transakcyjny (z kosztami transakcji, kontraktów, niekompletnych kontraktów, praw własności, agencji) z nurtem zasobów i kompetencji. Za: A. Noga, *Teorie przedsiębiorstw*, Polskie Wydawnictwo Ekonomiczne, Warszawa 2009, s. 201.

142 M. Wit-Grudziński, *Koszty transakcyjne kontra koszty organizacji*, [w:] R. Sobecki, J.W. Pietrewicz (red.), *Uwarunkowania zmian kosztów transakcyjnych*, Oficyna Wydawnicza Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie, Warszawa, 2011, s. 89–110.; A. Noga, *Teorie...*, s. 201.

143 T. Crook, J.G. Combs, D.J. Ketchen, H. Aguinis, *Organizing around transaction costs: What have we learned and where do we go from here*, „Academy of Management Perspectives”, vol. 27, nr 1, 2013, s. 63–79, <http://dx.dui.org/10.5465/amp>, [Dostęp 21.10.2013].

144 O.E. Williamson, *Ekonomiczne...*, s. 68–69.

większej specjalizacji produkcji, obniżając jej koszty<sup>145</sup>. Wskazuje się również, że zwiększa koszty transakcyjne związane z poszukiwaniem partnerów transakcji<sup>146</sup>.

Specyficzność aktywów powoduje duże ryzyko ze względu na ich rzadkość i złożoność, a także niepewność otoczenia przy ograniczonej racjonalności i oportunistycznym. Z tego względu ponoszone są określone koszty związane ze stosowaniem różnego rodzaju zabezpieczeń. W przypadku zerwania umowy dotyczącej specyficznych aktywów, strona, która poniosła największe nakłady specyficzne dla danej transakcji, znajduje się w najmniej korzystnej sytuacji w stosunku do pozostałych. Takie aktywa trudno sprzedać, gdyż często nie mają one innego zastosowania. To można traktować jako specyficzną formę kosztów utopionych (ang. *sunk costs*) lub jako zerowy koszt alternatywny. Taka sytuacja może wystąpić przy unikalnej lokalizacji, specjalistycznym wykształceniu, ochronie patentowej czy monopolistycznej pozycji nabywcy. Wiąże się ona z trudnościami adaptacyjnymi inwestycji do zmian<sup>147</sup>. Strona, która poczyniła najmniejsze inwestycje specyficzne dla danej transakcji, może zacząć przejawiać zachowanie oportunistyczne, próbując renegocjować kontrakt dla własnej korzyści<sup>148</sup>. Williamson stwierdza, że: specyfika aktywów jest najbardziej istotnym elementem opisu transakcji, a „brak specyficzności aktywów zlikwidowałby większą część” EKT<sup>149</sup>.

EKT nieraz zajmuje się „niedostrzegalnymi” problemami, gdyż większość ludzi wykazuje dość dobrą intuicję w zakresie kosztów transakcyjnych. Williamson uczula, „by ta intuicja była weryfikowana na drodze badania atrybutów transakcji, ze szczególnym uwzględnieniem stopnia specyficzności aktywów”<sup>150</sup>. Według niego EKT zapewnia użyteczne podejście do bardzo dużej liczby problemów istotnych dla ekonomii stosowanej<sup>151</sup>. Jak stwierdza W. Stankiewicz: „działania badawcze na gruncie mikro- i makroekonomicznym bez wzięcia pod uwagę zagadnień kosztów transakcyjnych nierealnie ujmują praktykę współczesnych systemów gospodarki rynkowej”<sup>152</sup>. Poglądy, że badania w ramach EKT powinny być uzupełnieniem do analizy konwencjonalnej są często spotykane w literaturze<sup>153</sup>.

145 Y.J. Yoon, *Stochastic Demand, Specialization and increasing Returns*, „Division of Labour & Transaction Costs”, vol. 3, nr 1 (2008), s. 1–5.

146 Z. Staniek, *Koszty transakcyjne jako przedmiot analizy ekonomii instytucjonalnej*, [w:] R. Sobiecki, J.W. Pietrewicz (red.), *Uwarunkowania zmian kosztów transakcyjnych*, Oficyna Wydawnicza Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie, Warszawa 2011, s. 13–44.

147 S. Rudolf, *Analiza...*

148 J. Platje, *Bodźce...*, s. 37.

149 O.E. Williamson, *Ekonomiczne...*, s. 20.

150 Ibidem, s. 114–115.

151 Ibidem, s. 51.

152 W. Stankiewicz, *Ekonomika instytucjonalna. Zarys wykładu*, Wydawnictwo Prywatnej Wyższej Szkoły Businessu, Administracji i Nauk Komputerowych, Warszawa 2007, s. 161.

153 Przykładowo: M. Ratajczak, *Czy wszyscy jesteśmy lub będziemy instytucjonalistami?*, „Prace Naukowe Uniwersytetu Ekonomicznego we Wrocławiu. Ekonomia 3” nr 74, 2009, s. 13–25; A. Matysiak, *Paradygmat ekonomii instytucjonalnej*, [w:] U. Zagóra-Jonszta (red.), *Dokonania*

Podzielając poglądy R.H. Coase'a, O.E. Williamsona i wielu innych ekonomistów, uznaje się, że badanie rzeczywistości gospodarczej w ujęciu EKT powinno być stosowane razem z innymi podejściami ekonomicznymi, a nie zamiast nich. Warto stosować połączoną analizę, to znaczy: konwencjonalną (z neoklasycznymi kosztami produkcji) i kosztów transakcyjnych.

Podsumowując opis EKT, warto przytoczyć inspirującą myśl Williamsona, że: „teoria [ekonomii – JS], która daje dobre wyjaśnienia dziś, może dawać złe wyjaśnienia w innym okresie”<sup>154</sup>. Wydaje się, że teoria kosztów transakcyjnych, pomimo różnego jej rozumienia, definiowania pojęć, niedoskonałości związanych z pomiarem kosztów, na tle innych teorii ekonomicznych jest uniwersalna i ponadczasowa ze względu na to, że ukazuje realia rzeczywistości gospodarczej. Powinna być uwzględniona w każdej analizie mikroekonomicznej, aby umożliwić ukazanie trudności w dochodzeniu do założonego efektu ekonomicznego, realną ocenę ponoszonych kosztów oraz przygotowanie rekomendacji dla podobnych działań w przyszłości.

### 1.3. Koszty transakcyjne a efekty zewnętrzne powstające w środowisku przyrodniczym

Pojęcie efektów zewnętrznych zostało wprowadzone do teorii ekonomii pod koniec XIX w. przez A. Marshalla w *Zasadach ekonomiki*, jako *oszczędność zewnętrzna*. Utożsamiane było z malejącymi lub rosnącymi przychodami wywołanymi przez czynniki zewnętrzne dla danej gałęzi. Obecne znaczenie efektów zewnętrznych wprowadził A. Pigou na początku XX wieku w *Ekonomii dobrobytu*<sup>155</sup>. Efekt zewnętrzny powstaje wtedy, kiedy rozmiar produkcji lub konsumpcji jednostki fizycznie wpływa na produkcję lub konsumpcję innych podmiotów ekonomicznych, często w sposób niezamierzony i pozarynkowy jako skutek uboczny<sup>156</sup>. Efekty zewnętrzne można też określić jako różnicę między prywatnymi a społecznymi kosztami (korzyściami)<sup>157</sup>. Jeśli są one skutkiem współzależności wynikających z normalnych, rynkowych koordynacji działań ekonomicznych, to wówczas określa się je jako pieniężne efekty zewnętrzne. Z kolei, gdy polegają one na prze-

---

współczesnej myśli ekonomicznej. *Ekonomia instytucjonalna – teoria i praktyka*, Wydawnictwo Akademii Ekonomicznej w Katowicach, Katowice 2006, s. 33–40.

154 O.E. Williamson, *Ekonomiczne...*, s. 388.

155 A. Graczyk, *Pojęcie ekologicznych kosztów zewnętrznych*, „*Ekonomia i Środowisko*”, nr 2(26) 2004, s. 7–29.

156 K. Malik, *Handel uprawnieniami emisyjnym i jako instrument polityki zrównoważonego rozwoju Unii Europejskiej*, „*Ekonomia i Środowisko*”, nr 1(29)2006, s. 84–98.

157 C.J. Dahlman, *The Problem of Externality*, „*Journal of Law and Economics*”, vol. 22, No. 1, April, 1979, s. 141–162.

niesieniu pewnej części kosztów bądź korzyści związanych z działalnością danego podmiotu na innych bez odpowiedniej rekompensaty, są to technologiczne efekty zewnętrzne<sup>158</sup>. Wówczas konsekwencje odczuwają i ponoszą niezależnie od swojej woli różni odbiorcy. W dalszych rozważaniach pod uwagę zostaną wzięte technologiczne efekty zewnętrzne.

Efekty zewnętrzne mogą być wywoływane przez nieprecyzyjnie określone prawa własności lub ich brak, albo trudności z ich wyegzekwowaniem. Uważa się, że to zjawisko normalne w gospodarce i społeczeństwie<sup>159</sup>. Dzieli się je na dwa rodzaje: negatywne (koszty zewnętrzne) i pozytywne (korzyści zewnętrzne). Negatywne efekty zewnętrzne występują, gdy producent przerzuca część swoich kosztów na inne podmioty gospodarcze lub osoby trzecie, które są niezwiązane z tą działalnością i nie odnoszą z niej korzyści. Doznają spadku dobrobytu lub ponoszą straty. Wśród negatywnych efektów zewnętrznych wyróżnia się też konsumpcyjne efekty zewnętrzne, które są wywołane przez nierozłączność konsumpcji (np. hałas na skutek zbyt głośno nastawionego radia, zanieczyszczenia środowiska spowodowane przez spaliny pojazdów)<sup>160</sup>.

Przykładem pozytywnych efektów zewnętrznych może być możliwość bezpłatnego korzystania z infrastruktury stworzonej dla określonych celów, choćby użytkowanie prywatnej drogi, którą wybudował właściciel nieruchomości w celu dojazdu do niej, przez mieszkańców działek położonych obok. Takie działanie wywołuje wzrost dobrobytu u sąsiadów, ale sam inwestujący nie otrzymuje pełnego wynagrodzenia za to. Przykładem negatywnych efektów jest degradacja środowiska naturalnego wywoływana przez przemysł, energetykę konwencjonalną czy transport. Przejawia się ograniczeniem przydatności składników środowiska przyrodniczego do pełnienia funkcji produkcyjnych i konsumpcyjnych na skutek nadmiernej lub niewłaściwej eksploatacji zasobów naturalnych prowadzącej do degradacji środowiska. W przypadku konsumentów występuje utrata dobrobytu wskutek obniżenia poziomu użyteczności, a producenci mają zmniejszony stopień realizacji założonych celów<sup>161</sup>. Z kolei prowadzenie działalności ochronnej może być źródłem pozytywnych efektów zewnętrznych. Przykładowo budowa stacji filtrów w elektrociepłowni poprawia jakość powietrza dla całej okolicy. Negatywne efekty zewnętrzne przyczyniają się u producentów do nadmiernej podaży dóbr, a pozytywne do niedostatecznej. Efekty zewnętrzne wiążą się zatem z nieoptymalnym wykorzystaniem zasobów.

158 S. Czaja, B. Fiedor, A. Graczyk, Z. Jakubczyk, *Podstawy ekonomii środowiska i zasobów naturalnych*, Wydawnictwo C.H. Beck, Warszawa 2002, s. 9; 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; A. Graczyk, *Pojęcie...*

159 S. Czaja, B. Fiedor, A. Graczyk, Z. Jakubczyk, op. cit., s. 57.

160 N. Acocella, *Zasady polityki gospodarczej*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2002, s. 119.

161 S. Czaja, B. Fiedor, A. Graczyk, Z. Jakubczyk, op. cit., s. 10, 50.

Efekty zewnętrzne mają często pozarynkowy charakter, wobec tego trudno o obiektywną ocenę ich wartości. Tak też jest w przypadku degradacji środowiska. Dodatkowo dużym problemem jest określenie wpływu i wielkości poszczególnych efektów, gdyż zwykle nie są znane dokładne zależności między stopniem zanieczyszczenia środowiska a ograniczeniem produkcji, stopniem pogorszenia jej jakości, wielkością negatywnych skutków społeczno-zdrowotnych. Ze względu na zanieczyszczenia koszty zewnętrzne obejmują koszty zdrowotne, koszty w środowisku przyrodniczym, szkody w budynkach, materiałach, produktach rolnych czy obniżonym komforcie życia. Oprócz tego występują pozaśrodkowe efekty społeczne typu zmiana wielkości zatrudnienia czy efekty fiskalne. Jeśli efekty analizowano by tylko w wąskim zakresie, przykładowo tylko w odniesieniu do konkretnego miejsca inwestycji czy ich wpływu na określony obszar, to pewne efekty mogłyby nie zostać ujawnione<sup>162</sup>. Warto też zauważyć, że z różnych powodów, chociażby ze względu na oddalenie w czasie i przestrzeni, może być trudno zidentyfikować wszystkie efekty określonego działania. Ich określenie i wycena mogą wiązać się ze znacznymi kosztami transakcyjnymi. Podobnie sytuacja wygląda w odniesieniu do korzyści zewnętrznych wynikających przykładowo z poprawy jakości środowiska dzięki skutecznie prowadzonej polityce ekologicznej. Nieraz efekty nie podlegają ocenie wartościującej<sup>163</sup>. Wyzwaniem metodologicznym jest również prawidłowa wycena efektów zewnętrznych. W ostatnich latach osiągnięto pewien postęp w zakresie rozwoju odpowiednich technik<sup>164</sup>. T. Żylicz zauważa, że badanie ekonomicznej wartości środowiska przyrodniczego powinno wynikać z przekonania, że niszczenie przyrody można często powstrzymać za pomocą argumentów ekonomicznych. One są z reguły traktowane jako najmniej kontrowersyjne i stosunkowo mało subiektywne, a więc przez to są skuteczniejsze od innych. Ponadto trzeba uwzględnić, że istnieje konieczność utrzymania odpo-

---

162 M. Kudełko, *Koszty zewnętrzne produkcji energii elektrycznej z projektowanych elektrowni dla kompleksów złożowych węgla brunatnego Legnica i Gubin oraz sektora energetycznego w Polsce*, Kraków 2012, [http://www.greenpeace.org/poland/PageFiles/461286/koszty\\_wegla\\_ekspertyza.pdf](http://www.greenpeace.org/poland/PageFiles/461286/koszty_wegla_ekspertyza.pdf); M. Kudełko, E. Pękała, *Ekologiczna reforma podatkowa – wyzwania i ograniczenia*, „Problemy Ekologii”, vol. 12, nr 1, styczeń–luty 2008, s. 17–24.

163 Więcej: A. Kundzewicz, R. Miłaszewski, *Analiza efektywności kosztowej indywidualnych systemów usuwania i oczyszczania ścieków*, „Inżynieria Ekologiczna”, nr 24, 2011, s. 174–183; R. Miłaszewski, *Określenie efektu użytkowego inwestycji w ochronie wód*, „Ekonomia i Środowisko”, nr 3(43)2012, s. 152–164.

164 T. Żylicz, *An economist looks at ecosystem services*, [w:] M. Burchard-Dziubińska (red.), *Towards a green economy. From ideas to practice*, Wydawnictwo Uniwersytetu Łódzkiego, Łódź 2011, s. 11–30; P. Jeżowski, *Kapitał naturalny w ekonomii środowiska i ekonomii ekologicznej*, [w:] P. Jeżowski (red.), *Ekonomiczne problemy ochrony środowiska i rozwoju zrównoważonego w XXI w.*, Szkoła Główna Handlowa w Warszawie, Oficyna Wydawnicza, Warszawa 2007, s. 25–34.

wiedniego stanu środowiska czy ekosystemów, pomimo że utrudnione czy niedo-  
cenione jest ich wycenienie w kategoriach ekonomicznych<sup>165</sup>.

W przypadku wód (istotnych z uwagi na problematykę pracy) koszty środo-  
wiskowe to wartość strat w środowisku i ekosystemach spowodowanych korzy-  
staniem z wód oraz strat ponoszonych przez podmioty w wyniku korzystania  
ze zdegradowanego środowiska. Koszty zasobowe to koszty utraconych korzyści  
z powodu tego, że zasoby wodne i zdolność ich odnawiania są uszczuplone przez  
korzystanie z nich. Pewnego rodzaju częściową rekompensatą są opłaty za pobór  
wody oraz opłaty za wprowadzanie ścieków do wód powierzchniowych lub ziemi.  
Te ostatnie mogą nie odzwierciedlać wszystkich strat gospodarczych<sup>166</sup>.

Powinno się poszukiwać takich metod rozwiązywania problemów środowi-  
skowych efektów zewnętrznych, które nie ograniczają swobody działalności go-  
spodarczej i społecznej, ale równocześnie dbają o jak najmniejszy jej wpływ na  
środowisko naturalne. Głównym celem jest internalizacja tych efektów. Jest ona  
związana z włączeniem na różne sposoby kosztów bądź korzyści zewnętrznych  
określonej działalności gospodarczej do rachunku ekonomicznego prowadzącego  
ją podmiotu. Teoretycznie można to osiągnąć przez utworzenie bardzo dużych  
jednostek gospodarczych zamykających w sobie oddziaływanie efektów zewnętr-  
znych. Innym sposobem jest zastosowanie odpowiednich mechanizmów prawno-  
-organizacyjnych i ekonomicznych typu nakazy, zakazy, podatki korekcyjne,  
subsytia, zbywalne zezwolenia emisyjne, metody regulacyjne, wprowadzanie in-  
nowacji<sup>167</sup>. Te metody dzieli się również na prywatne i publiczne. Znalezienie i od-  
powiednie wykorzystanie stosownej metody wiąże się z kosztami transakcyjnymi,  
które trzeba ponieść, aby ją wdrożyć.

Teoremat Coase ukazuje zależności w zakresie optymalnej alokacji zasob-  
ów między prawami własności a negatywnymi efektami zewnętrznymi (które  
R.H. Coase nazywa szkodliwymi). R.H. Coase analizuje możliwości rozwiązania  
problemu efektów zewnętrznych przez porozumienie zainteresowanych stron bez  
udziału władz publicznych. Wskazuje, że byłoby to możliwe, jeśli zostaliby pra-  
widłowo określone sprawy efektów zewnętrznych oraz prawa własności; ponadto  
istniałyby niskie koszty negocjacji oraz zainteresowane strony miałyby równą po-  
zycję względem siebie i tych stron nie byłoby zbyt wiele. Przy takich warunkach  
efekt zewnętrzny może stać się przedmiotem wymiany. Wówczas można byłoby  
osiągnąć optymalną alokację zasobów przez wymianę uprawnień<sup>168</sup>. R.H. Coase

165 T. Żylicz, *Ekonomia środowiska...*, s. 24.

166 M. Cygler, R. Miłaszewski, *Koszty środowiskowe i zasobowe*, [w:] R. Miłaszewski, M. Cygler, *Materiały do studiowania ekonomiki zaopatrzenia w wodę i ochrony wód*, Wydawnictwo Eko-  
nomia i Środowisko, Białystok 2008, s. 36–37.

167 Metody są szczegółowo opisane w: J.E. Stiglitz, *Ekonomia sektora publicznego*, Wydawni-  
ctwo Naukowe PWN, Warszawa 2004.

168 Przedstawione w: R.H. Coase, *The Problem of Social Cost*, „Journal of Law and Economics”, t. 3,  
1960, s. 1–44.



uważa, że świat bez kosztów transakcyjnych jest nierealny i te koszty zawsze muszą być brane pod uwagę w celu oceny realności warunków ekonomicznych, „abyśmy mogli badać świat, który istnieje”<sup>169</sup>. Ukazał on, że jeśli koszty transakcyjne są wysokie i utrudniają optymalną alokację zasobów, to rozwiązanie problemu efektów zewnętrznych zależy od interpretacji przepisów prawa. Podał kilka przykładów różnej jego wykładni. Analizując je, uznał, że decyzje sądów w identycznych sytuacjach ekonomicznych, nakazują różne rozwiązania, co nie sprzyja optymalnej alokacji zasobów<sup>170</sup>. Trafnie ujął to T. Żylicz, uznając, że jeśli analizuje się efekt zewnętrzny z punktu widzenia poszczególnych stron, to często okazuje się, że nie jest jednoznaczne, komu przyznać rację<sup>171</sup>. Według L. Balcerowicza rozumowanie Coase’a jest „odkrywcze i subtelne”<sup>172</sup>. Coase uważa, że zasoby środowiska przyrodniczego, które nie są produktami rynkowymi, nie muszą być skazane na problemy błędnej alokacji i określone metody wyceny. Trzeba ustalić, co jest przeszkodą, aby te dobra dotarły na rynek, przykładowo ustalić prawa własności, wyznaczyć obowiązek ich przestrzegania, usunąć bariery zwiększające koszty transakcyjne dla tych, którzy chcieliby negocjować zmianę ich alokacji<sup>173</sup>. H. Demsetz badał wpływ efektów zewnętrznych na poziom kosztów transakcji. Według niego również efekty zewnętrzne nie powinny być argumentem na rzecz koniecznej interwencji państwa. Uważa, że istnienie efektów zewnętrznych dowodzi głównie nieefektywności struktury praw własności<sup>174</sup>.

W zakresie internalizacji efektów zewnętrznych możliwe jest zastosowanie różnych rozwiązań. Rozwiązania związane z systemem prawnym dają możliwość ubiegania się o uzyskanie odszkodowań na skutek oddziaływania negatywnych efektów zewnętrznych. Podatki korekcyjne polegają na nałożeniu podatku na producenta powodującego występowanie negatywnych efektów zewnętrznych. Przykładem jest podatek Pigou, nakładany w wysokości uzależnionej od powodowanych efektów zewnętrznych. Ma on na celu zniwelowanie negatywnych skutków związanych z efektami zewnętrznymi i włączenie ich do rachunku ekonomicznego producenta. Efektem będzie wzrost kosztów wytwarzania, co przełoży się na cenę produktu i wielkość popytu. To spowoduje dostosowywanie wielkości produkcji do poziomu optymalnego ze społeczno-ekonomicznego punktu widzenia. Taki podatek powinien być indywidualnie ustalany dla każdego podmiotu. W rzeczywistości gospodarczej występują podobne podatki z pewnymi modyfikacjami. W przypadku emisji zanieczyszczeń zanieczyszczający muszą przekalku-

169 R. Coase, *Firma, rynek i prawo*, Oficyna Wolters Kluwer Business, Warszawa 2013, s. 14.

170 Ibidem, s. 86–170.

171 T. Żylicz, *Twierdzenie Coase’a*, „Aura”, nr 7/2009, s. 24–25.

172 L. Balcerowicz, op. cit., s. XXI.

173 T. Żylicz, *Ekonomia środowiska...*, s. 49–50.

174 J. Boehlke, *Charakterystyka nurtu prawo i ekonomia we współczesnej myśli ekonomicznej*, [w:] B. Polszakiewicz, J. Boehlke (red.), *Ład instytucjonalny w gospodarce*, Wydawnictwo Uniwersytetu Mikołaja Kopernika, Toruń 2005, s. 52.

lować i zdecydować, czy będą dalej dokonywać emisji i płacić podatki emisyjne, czy poniosą koszty zmniejszenia emisji. Konsumenci i producenci ponoszą koszty wprowadzenia tego podatku w stosunku uzależnionym od (krzywej) elastyczności cenowej popytu i podaży. Z kolei korzyści odnoszą ofiary zanieczyszczeń<sup>175</sup>. W przypadku podatku Pigou przedsiębiorstwa ponoszą podwójną opłatę: za wdrożenie przedsięwzięć ochronnych, do których ten podatek motywuje oraz za każdą jednostkę efektu zewnętrznego, która pozostaje po zastosowaniu redukcji<sup>176</sup>. Zbywalne zezwolenia emisyjne<sup>177</sup> polegają na określeniu ogólnej wielkości emisji w pewnym przedziale czasu i zorganizowaniu przetargu, na którym producenci mogą kupić drogą licytacji prawo do pewnej wielkości emisji w stosunku do ogólnej wyznaczonej wielkości. Zwykle sprzedawcy pozwoleń ponoszą niski koszt redukcji emisji, a nabywcy – wysoki<sup>178</sup>. Metodami regulacyjnymi są głównie określone zakazy i nakazy, które wymuszają pożądane zachowania sprawców – producentów niekorzystnych efektów zewnętrznych. Wydaje się, że w przyszłości coraz częściej metodą niwelowania efektów zewnętrznych będzie poszukiwanie i stosowanie innowacji, wiążących się z wynalezieniem takiego rozwiązania technicznego, które pozwala osiągnąć zamierzony efekt produkcyjny i ekologiczny przy obniżonych kosztach. Inną metodą jest ujawnianie informacji na temat wpływu na otoczenie określonej działalności gospodarczej. Wówczas pod wpływem presji opinii publicznej przedsiębiorcy mogą sami podejmować odpowiednie działania prowadzące do niwelacji negatywnych efektów zewnętrznych.

Wskazane byłyby stosowanie takich metod rozwiązywania efektów zewnętrznych, które byłyby skuteczne, a jednocześnie pozwalałyby przedsiębiorcom elastycznie i przy w miarę niskich kosztach transakcyjnych dostosować się do wymagań ochronnych. Byłoby to najbardziej efektywne rozwiązanie dla stron. Uważa się, że decyzje w zakresie ograniczania efektów zewnętrznych powinny zapadać na możliwie najniższym szczeblu administracyjnym właściwym dla danego problemu. Jednocześnie pewne efekty oddziaływające w szerszym zakresie mogą wymagać wsparcia wyższego szczebla<sup>179</sup>. Przykładowo oddolne inicjatywy w zakresie

175 T. Żylicz, *Ekonomia środowiska...*, s. 72.

176 Ibidem, s. 123–128.

177 Pojęcie zbywalnych pozwoleń wywodzi się od kanadyjskiego ekonomisty J.H. Dalesa, który pod koniec lat sześćdziesiątych XX w. wystąpił z koncepcją administracyjnego określenia wielkości dopuszczalnej emisji wybranych zanieczyszczeń dla określonego obszaru lub sektora gospodarki. Pierwsze próby wprowadzenia takich zezwoleń miały miejsce w USA w 1980. Ich celem było zmotywowanie zarządów rafinerii do zmiany z wytwarzania benzyny ołowiowej na bezołowiową. W ciągu 6 lat udało się zrealizować ten projekt przy nadawaniu coraz mniejszej liczby uprawnień do czterometylku ołowiu, będącego tradycyjnym składnikiem benzyny ołowiowej. [za:] T. Żylicz, *Ewolucja pozwoleń zbywalnych*, „Aura”, nr 2/2007, s. 28–29.

178 T. Żylicz, *Ekonomiczna racjonalność gospodarki wodnej (2). Instrumenty polityki wodnej*, „Aura”, nr 9/2010, s. 6–27.

179 T. Żylicz, *Zasada pomocniczości*, „Aura”, nr 6/2007, s. 46–47.

ochrony środowiska często charakteryzują: niepełna i opóźniona percepcja zagrożeń, konflikty interesów pomiędzy podmiotami gospodarczymi, chęć uniknięcia odpowiedzialności za koszty środowiskowe, dążenie do maksymalizacji celów w krótkim czasie oraz występująca przyczyna powstawania problemu będącego poza zasięgiem oddziaływania danej społeczności<sup>180</sup>. Włączenie kosztów zewnętrznych w ceny produktów i usług sprzyjałoby optymalnemu wykorzystaniu zasobów.

Uwzględnienie kosztów transakcyjnych pozwala inaczej spojrzeć na rachunek ekonomiczny, zrozumieć wiele problemów inwestycyjnych w praktyce, zwłaszcza z punktu widzenia podmiotów gospodarczych. Wydaje się konieczne włączenie tych kosztów do każdej analizy ekonomicznej. Wcześniej należy je jednakże zdefiniować, gdyż nie ma jednej uniwersalnej definicji w tym zakresie.

Na potrzeby niniejszej pracy przyjmuje się, że koszty transakcyjne w skali makroekonomicznej to koszty ponoszone na funkcjonowanie instytucji publicznych (administracji, policji itp), z kolei w skali mikroekonomicznej to koszty różnego rodzaju nakładów ponoszonych podczas planowania, zawierania i egzekwowania umów, w tym również tych niezrealizowanych. Precyzyjne oszacowanie kosztów transakcyjnych jest niezwykle trudne i to wydaje się głównym powodem, dla którego nie są one powszechnie brane pod uwagę w rachunkach ekonomicznych. Koszty te wzrastają wraz z niepewnością, brakiem symetrycznej informacji oraz wysoką specyficznością aktywów. Gdy w przedsięwzięcie zaangażowanych jest wiele stron lub jeśli istnieją związane z nim efekty zewnętrzne, może się okazać, że koszty transakcyjne przeprowadzenia inwestycji wiążą się ze znacznymi trudnościami w porozumieniu się i mogą uniemożliwić jej realizację lub sprawić, że ze względu na potencjalne koszty będzie ona nieopłacalna. Zatem koszty transakcyjne mogą spowodować brak rozwoju przedsięwzięć w pewnych sektorach gospodarki.

---

180 M. Burchard-Dziubińska, *Instytucje...*, s. 174–194.

## Rozdział 2

# Uwarunkowania rozwoju energetyki odnawialnej

Polityka energetyczna na szczeblu Unii Europejskiej i w Polsce jest determinowana stopniowym wyczerpywaniem się paliw kopalnych, koniecznością dywersyfikacji źródeł energii i zapewnienia wzrostu bezpieczeństwa energetycznego, wzrostem zapotrzebowania na energię oraz degradacją środowiska przyrodniczego, a także zmianami klimatycznymi związanymi z wykorzystywaniem konwencjonalnych surowców energetycznych. Ta problematyka jest szeroko rozpatrywana w literaturze zarówno naukowej, jak i branżowej. Jest ona również poruszana w różnych strategiach, polityce i przepisach prawnych oraz innych dokumentach ukazując różne aspekty tych zjawisk. Szersze wykorzystywanie energii z odnawialnych źródeł, które mogą w szerokim zakresie być substytutem paliw konwencjonalnych, pozwoliłoby chronić środowisko i przynajmniej częściowo klimat. Od lat siedemdziesiątych XX wieku następuje intensyfikacja wykorzystania OZE. Uważane są one za czyste i bezpieczne źródła energii o znacznej podaży.

## 2.1. Ogólna charakterystyka odnawialnych źródeł energii

Zgodnie z definicją, zawartą w ustawie *Prawo energetyczne*, OZE to: „źródło wykorzystujące w procesie przetwarzania energię wiatru, promieniowania słonecznego, geotermalną, fal, prądów i pływów morskich, spadku rzek oraz energię pozyskiwaną z biomasy, biogazu wysypiskowego, a także biogazu powstałego w procesach odprowadzania lub oczyszczania ścieków albo rozkładu składowanych szczątków roślinnych i zwierzęcych”<sup>1</sup>. Według *Polityki Energetycznej Polski do 2030 r.*: „Energetyka odnawialna to zwykle niewielkie jednostki wytwórcze zloka-

---

1 Art. 3, Ustawa z 10 kwietnia 1997 r. *Prawo energetyczne* (Dz.U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625 ze zm.).

lizowane blisko odbiorcy, co pozwala na podniesienie lokalnego bezpieczeństwa energetycznego oraz zmniejszenie strat przesyłowych. Wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych cechuje się niewielką lub zerową emisją zanieczyszczeń, co zapewnia pozytywne efekty ekologiczne. Rozwój energetyki odnawialnej przyczynia się również do rozwoju słabiej rozwiniętych regionów, bogatych w zasoby energii odnawialnej<sup>2</sup>.

Rozwój wykorzystania energii z OZE daje możliwość ograniczenia emisji gazów cieplarnianych i zanieczyszczeń środowiska wywołanych przez konwencjonalną energetykę. Jest on związany z eksploatacją lokalnych, odnawialnych i rozproszonych źródeł energii, które mogą być wykorzystywane w wielu miejscach blisko konsumentów, co zmniejsza straty związane z transportem i dystrybucją energii<sup>3</sup>. Prowadzona przez władze unijne polityka energetyczna promuje wytwarzanie energii w oparciu o odnawialne źródła i generację rozproszoną, co oznacza produkcję energii w jednostkach o mocy poniżej 100 MW. Energetyczne systemy rozproszone charakteryzuje między innymi: różnorodność źródeł energii elektrycznej, małe moce pojedynczych źródeł oraz nierównomierna wydajność energetyczna<sup>4</sup>. Zastosowanie rozproszonego i indywidualnego zasilania w energię elektryczną odciąża system energoelektryczny w zakresie mocy wytwórczych i przesyłowych, a także zwiększa bezpieczeństwo energetyczne, gdyż ogranicza wrażliwość gospodarki na trudności związane z importem i wzrostem cen surowców konwencjonalnych.

Zwiększenie wykorzystania OZE jest szansą na realizację rozwoju ekonomicznego w zgodzie z zasadą zrównoważonego rozwoju<sup>5</sup>. Światowy potencjał energii zawarty w odnawialnych źródłach zapewnia rocznie wielokrotnie większe zasoby niż wynosi obecnie całkowite zużycie energii<sup>6</sup>. Coraz częściej uważa

2 *Polityka Energetyczna Polski do 2030 r.*

3 J. Paska, *Aspekty formalno-prawne energetyki rozproszonej w Polsce*, „Polityka Energetyczna”, t. 14, z. 1, 2011, s. 145–162; E. Lorek, *Rozwój rynku energetyki odnawialnej w warunkach gospodarki niskoemisyjnej*, „Ekonomia i Środowisko”, nr 2(40)2011, s. 30–46.

4 J. Kozyra, G. Krawczyk, *Elastyczne sterowanie i kondycjonowanie energii elektrycznej w elektroenergetycznych systemach generacji rozproszonej*, [w:] J. Kalotka (red.), *Odnawialne źródła energii, materiały z I Ogólnopolskiego Seminarium Odnawialne źródła energii*, Instytut Technologii i Eksploatacji – PIB w Radomiu, Radom 2005, s. 195–206.

5 Więcej: W.M. Lewandowski, *Proekologiczne odnawialne źródła energii*, Wydawnictwo Naukowo-Techniczne, Warszawa 2006; S. Gomułka, T. Knap i in., *Energetyka wiatrowa*, Uczelniane Wydawnictwa Naukowo-Dydaktyczne, Kraków 2006; J. Kieć, *Odnawialne źródła energii*, Wydawnictwo Akademii Rolniczej w Krakowie, Kraków 2007; M. Lis, *Przyszłość energetyki wodnej w Europie. Wywiad z Bernhardem Pelikanem*, „Energetyka Wodna”, nr 2/2012, s. 7–8; A. Czerwiński, *Współczesne źródła energii*, Wydział Chemii Uniwersytetu Warszawskiego, Warszawa 2001; N. Makowska, *Studium wykonalności dla alternatywnych systemów energetycznych*, „Czysta Energia”, nr 1/2009, s. 22–24; T. Szymura, *Odnawialne źródła energii – wybrane aspekty podatkowe*, „Energetyka Wodna”, nr 2/2013, s. 27–28.

6 G. Jastrzębska, *Odnawialne źródła energii i pojazdy proekologiczne*, Wydawnictwo Naukowo-Techniczne, Warszawa 2007, s. 19.

się, że wydatki przewidziane na import surowców powinny być przeznaczone na rozwijanie technologii i metod pozwalających korzystać z własnych odnawialnych źródeł, co równocześnie zwiększyłoby liczbę miejsc pracy<sup>7</sup>. Wadą eksploatacji instalacji wykorzystujących OZE są trudności w oszacowaniu, zwłaszcza w odległej przyszłości, ilości wyprodukowanej energii, gdyż to zależy od warunków naturalnych. Niektóre technologie wykorzystujące odnawialne źródła są bardzo niestabilne i nieprzewidywalne (zwłaszcza dotyczy to energii uzyskiwanej z wiatru)<sup>8</sup>.

W przypadku wykorzystania OZE duże znaczenie ma renta geograficzna, będąca swoistą premią, częścią renty ekonomicznej wynikającą z położenia geograficznego (lokalizacji)<sup>9</sup>. Zwykle w początkowej fazie rozwoju wykorzystania odnawialnych źródeł instalacje powstają w lokalizacjach charakteryzujących się największymi zasobami, łatwymi do pozyskania stosunkowo niewielkim kosztem. Później inwestycje powstają w coraz mniej zyskownych miejscach. Uważa się, że w przypadku energetyki wodnej zdecydowana większość korzystnych lokalizacji w Polsce jest już zajęta<sup>10</sup>. Od strony technicznej źródła OZE są charakteryzowane przez: gęstość strumienia źródła, z którym wiąże się między innymi gabaryty urządzeń do pozyskiwania energii oraz zasobność energetyczną źródła oznaczającą potencjalny rozmiar produkcji przy uwzględnieniu rozwiązań technologicznych i czasu eksploatacji<sup>11</sup>. W tabeli 2.1 przedstawiono gęstość strumienia energii dla wybranych surowców energetycznych.

Energia z OZE jest obecnie przeciętnie 2–2,5 razy droższa w wytworzeniu niż konwencjonalna w warunkach niepełnej internalizacji efektów zewnętrznych. Według danych Komisji Energetyki UE produkcja jednej kilowatogodziny czystej energii z odnawialnego źródła to zmniejszenie emisji: 750–1 250 g CO<sub>2</sub>, 5–8 g SO<sub>2</sub>, 3–6 g NO<sub>x</sub>, 40–70 g popiołów i żużli oraz 0,0004–0,009 g pyłów w porównaniu do takiej samej ilości energii z węgla<sup>12</sup>. Działające w Polsce Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych (TRMEW) podaje, że korzyści ekologiczne odniesione w stosunku do 1 GWh energii elektrycznej wyprodukowanej w hydroelek-

7 J. Malko, *OZE w czasach kryzysu*, „Czysta Energia”, nr 6/2009, s. 28–29; J. Steller, *Realizacja projektu SHP Stresmmap dobiegła końca*, „Energetyka Wodna”, nr 3/2012, s. 28–33.

8 S. Gomuła, A. Wodniak, *Jak określić stopień wykorzystania mocy elektrowni wiatrowej*, „Czysta Energia”, nr 1/2008.

9 K. Kopczevska, *Renta geograficzna a rozwój społeczno-gospodarczy*, Wydawnictwo Cedewu, Warszawa 2008, s. 19.

10 Ł. Jaworski, *Uwarunkowania rozwoju inwestycji w odnawialne źródła energii do produkcji energii elektrycznej w Unii Europejskiej do roku 2020 i w latach kolejnych*, „Polityka Energetyczna”, t. 14, z. 1, 2011; M. Duraczyński, M. Filipowicz, *Porównanie zasobów energii wiatru i wody w wybranych lokalizacjach południowej Polski*, „Polityka Energetyczna”, t. 14, z. 1, 2011, s. 253–270.

11 J. Iwan, *Studium badawczo-rozwojowe problemów turbin wodnych małej energetyki*, Politechnika Gdańska, Gdańsk 2006, s. 11.

12 *Małe elektrownie wiatrowe zintegrowane z PV*, „Czysta Energia”, nr 9/2008, s. 53.

trowni lub w innym OZE to oszczędność około 800 ton węgla i niewyemitowanie około: 15 ton tlenków siarki, 1 500 ton dwutlenku węgla, 5 ton tlenków azotu<sup>13</sup>. Są to argumenty na rzecz wsparcia rozwoju energetyki odnawialnej różnymi instrumentami ekonomiczno-administracyjnymi.

**Tabela 2.1.** Gęstość strumienia energii dla wybranych nośników energii odnawialnej

Rodzaj źródła i parametry	Wielkość parametru	Gęstość strumienia energii [W/m <sup>2</sup> ]
Woda przy wysokości piętrzenia H [m]	1 m	43 450
	2 m	122 900
	3 m	225 800
Słońce w warunkach polskich w okresie	Wiosenno-letnim	228
	Jesienno-zimowym	57
Wiatr przy prędkości C [m/s]	2 m/s	5
	8 m/s	320
	20 m/s	5 000

**Źródło:** J. Iwan, *Studium badawczo-rozwojowe problemów turbin wodnych małej energetyki*, Politechnika Gdańska, Gdańsk 2006.

Coraz częściej w wielu miejscach na świecie maksymalnie wykorzystuje się lokalne źródła OZE. Przykładowo w jednym z miast Kalifornii w nocy i rano pozyskuje się energię głównie z hydroelektrowni, a w ciągu dnia z paneli słonecznych. Dostarczana jest również jednocześnie energia z wiatru. Stabilizatorem systemu jest geotermia charakteryzująca się stałą produkcją. W razie potrzeby istnieje także możliwość produkcji energii z gazu ziemnego. Prawidłowa praca systemu zależy od trafności prognoz dostępnego potencjału energii odnawialnej<sup>14</sup>. Takie rozwiązania wskazują, że różne rodzaje energii ze źródeł odnawialnych mogą być komplementarne względem siebie i coraz bardziej substytucyjne względem konwencjonalnych źródeł. W literaturze podaje się wiele przykładów znacznego udziału łącznego wykorzystania OZE w różnych lokalizacjach<sup>15</sup>.

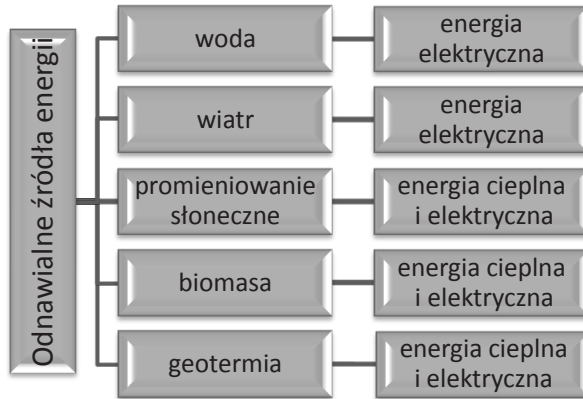
13 [www.trmew.pl](http://www.trmew.pl), [Dostęp 30.09.2011].

14 A. Marzec, *Wspólna droga do bezpieczeństwa energetycznego*, „Czysta Energia”, nr 12/2010, s. 26–27.

15 Przykładowo: M. Tondos, P. Michalak, *Systemowe wykorzystanie OZE*, „Czysta Energia”, nr 5/2011, s. 38–41.

## 2.2. Rodzaje odnawialnych źródeł energii

Sektor OZE jest bardzo zróżnicowany. Syntetyczne zestawienie informacji o nim zawiera rysunek 2.1. Przedstawione są tutaj rodzaje odnawialnych źródeł oraz wytwarzane z nich formy energii.



**Rysunek 2.1.** Rodzaje energii z OZE

**Źródło:** opracowanie własne.

Najdynamiczniej rozwijającym się sektorem OZE jest energetyka wiatrowa. Warunki anemometryczne uzależnione są od czynników makroklimatycznych (rozkładu pól barycznych oraz ogólnej cyrkulacji atmosfery) i lokalnych (ukształtowania terenu, pokrycia terenu, co można określić jako klasę szorstkości terenu). Wielkość potencjalnej energii wiatru jest wprost proporcjonalna do prędkości wiatru w trzeciej potęgze i współczynnika zależnego od gęstości powietrza. Przy powierzchni Ziemi, ze względu na siły tarcia, prędkość wiatru jest niewielka. Zwiększa się ona wraz z wysokością<sup>16</sup>. Zatem dla wytworzenia dużej ilości energii z wiatru ważne jest jak najwyższe umiejscowienie turbiny wiatrowej<sup>17</sup>. Najbardziej korzystnymi obszarami dla pozyskiwania energii z wiatru w Polsce są: Pomorze, Suwalszczyzna i środkowa część Wielkopolski. Oprócz tego występują tereny, gdzie ze względu na ukształtowanie powierzchni te inwestycje są również korzystne<sup>18</sup>. Elektrownie wia-

16 H. Lorenc, *Struktura i zasoby energetyczne wiatru w Polsce*, Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej w Polsce, Warszawa 1996, s. 20.

17 W. Lewandowski, *Proekologiczne odnawialne źródła energii*, Wydawnictwo Naukowo-Techniczne, Warszawa 2007.

18 Więcej: W. Nowak, A. Stachel, *Stan i perspektywy wykorzystania niektórych odnawialnych źródeł energii w Polsce*, Wydawnictwo Uczelniane Politechniki Szczecińskiej, Szczecin, 2004, s. 150; A. Drzymała, T. Knap, P. Sanecki i in., *Przyjazne środowisku źródła energii*, Wydawnictwo Nauka dla Przemysłu i Środowiska, Rzeszów 2002, s. 95–106.



trów buduje się na terenach, gdzie średnia prędkość wiatru jest większa od 4,5 m/s, ale warto dodać, że podaje się, że optymalne średnie prędkości do budowy takich obiektów to 8–15 m/s<sup>19</sup>. W Polsce największe średnie prędkości wiatru zwykle występują zimą, najmniejsze w okresie od maja do października. Zwykle prędkość wiatru jest najmniejsza w godzinach porannych, a największa w popołudniowych. Konkretne lokalizacje potencjalnych przyszłych inwestycji trzeba określić indywidualnie pod względem klasy szorstkości i zasobów energetycznych. Z tego powodu przeprowadza się zwykle w tych miejscach dokładne pomiary prędkości wiatru przez przynajmniej rok lub dwa lata<sup>20</sup>.

Energia geotermalna pozyskiwana jest z ciepłej energii wnętrza Ziemi. Wraz ze wzrostem głębokości w ziemi zwiększa się temperatura, przeciętnie o 1°C/33 m. Wody, infiltrując pod powierzchnię ziemi, podgrzewają się do wysokich temperatur<sup>21</sup>. Ta energia jest często wykorzystywana jako źródło ogrzewania w układach centralnego ogrzewania. Polska ma dość dobre warunki geotermalne. W przeważającej części kraju znajdują się wody geotermalne, których temperatura wynosi od 25°C do 150°C, a głębokość występowania sięga do 4 km. Część z tych zasobów może być wykorzystywana, w szczególności ciepłe i gorące, słabo zasolone wody do głębokości 2 km<sup>22</sup>. W Polsce pierwszy zakład geotermalny powstał na obszarze Podhala<sup>23</sup>. W województwie łódzkim ciepłe wody są wykorzystywane na szerszą skalę w Uniejowie i Poddębicach.

Energetyka solarna jest obecnie w Polsce najmniej wykorzystywaną formą energii odnawialnej. Ilość energii słonecznej docierającej do określonego miejsca zależy głównie od szerokości geograficznej, pory roku, dnia i zachmurzenia. W cyklu rocznym rozkład promieniowania słonecznego w Polsce jest nierówny. Na okres

19 T. Boczar, *Energetyka wiatrowa aktualne możliwości wykorzystania*, Wydawnictwo Pomiarów, Automatyka, Kontrola, Warszawa 2007, s. 255.

20 Więcej: S. Augustyn, *Symulacyjne określanie prędkości wiatru dla analizy efektywności turbin wiatrowych*, „Czysta Energia”, nr 1/2009, s. 18–19; M. Duraczyński, M. Filipowicz, *Porównanie zasobów energii wiatru i wody w wybranych lokalizacjach południowej Polski*, „Polityka Energetyczna”, t. 14, z. 1, 2011, s. 253–270; S. Gomuła, A. Wodniak, *Jak określić stopień wykorzystania mocy elektrowni wiatrowej*, „Czysta Energia”, nr 1/2008; Ł. Sołtysiak, *Energia wiatrowa podbija Europę – w północnych Niemczech powstaje nowy klaster przemysłowy*, „Energetyka”, kwiecień 2009, s. 226; A. Sowiżdżał, M. Giesko, *Energia z wiatru*, [w:] J. Kalotka (red.), *Odnawialne źródła energii*, Materiały z I Ogólnopolskiego Seminarium „Odnawialne źródła energii”, Instytut Technologii i Eksploatacji – PIB w Radomiu, Radom 2005, s. 76–84; T. Gruszka, *Energia z wiatru i słońca to energetyka przyszłości*, „Czysta Energia”, nr 1/2009, s. 21.

21 W. Jabłoński, J. Wnuc, *Zarządzanie odnawialnymi źródłami energii. Aspekty ekonomiczno-techniczne*, Oficyna Wydawnicza „Humanitas”, Sosnowiec 2009, s. 20.

22 W. Lewandowski, op. cit.

23 S. Cieślakowski, E. Marczewska, *Elementy kosztów instalacji dla wybranych energii odnawialnych*, [w:] J. Kalotka (red.), *Odnawialne źródła energii*, Materiały z I Ogólnopolskiego Seminarium „Odnawialne Źródła Energii”, Instytut Technologii i Eksploatacji – PIB w Radomiu, Radom 2005, s. 206–212.

wiosna–lato przypada 80% całkowitej sumy nasłonecznienia w naszym kraju. Przy instalacji określonego systemu fotowoltaicznego oraz kolektorów słonecznych należy w szczególności uwzględnić dostęp światła słonecznego oraz brak cienia<sup>24</sup>.

Biomasa jest to masa materii zawarta w organizmach, czyli „biodegradowalna frakcja produktów, odpadów i pozostałości o pochodzeniu biologicznym wywodząca się z rolnictwa (w tym produkty pochodzenia roślinnego i zwierzęcego), leśnictwa i pokrewnych branż łącznie z rybołówstwem i akwakulturą (uprawa roślin i zwierząt w wodzie), jak również biodegradowalna frakcja odpadów przemysłowych i komunalnych<sup>25</sup>”. Zwykle wyróżnia się fitomasę (biomasę roślin), zoomasę (biomasę zwierząt) i plankton (biomasę organizmów wodnych)<sup>26</sup>. W warunkach klimatycznych Polski na potrzeby produkcji energii z biomasy można uprawiać niektóre rośliny szybko rosnące, takie jak: wierzba wiciowa, ślazier pensylwański, topinambur, róża wielokwiatowa, rdest sachaliński czy wieloletnie trawy. Warto dodać, że w krajach Unii Europejskiej nie wprowadzono na szerszą skalę upraw energetycznych wyłącznie na potrzeby energetyki i ciepłownictwa. To należy ocenić pozytywnie, gdyż pozyskiwanie biomasy roślinnej nie powinno wypierać produkcji żywnościowej, choć uważa się, że rośliny energetyczne można byłoby uprawiać na nieużytkach<sup>27</sup>.

Energię wód można wykorzystać z wód oceanicznych (energia pływów, energia fal, energia prądów morskich) lub z wód rzecznych (energia przepływu, energia różnic poziomu wody). Na świecie wykorzystuje się w pewnym zakresie energię oceanów i mórz. Sposoby przetwarzania energii fal morskich dzielą się na: pneumatyczne (sztywne, elastyczne), mechaniczne (wahliwe, przemieszczające), hydrauliczne, indukcyjne (wahliwe, posuwisto-zwrotne)<sup>28</sup>. Energetyka wodna związana z wykorzystywaniem wód rzecznych charakteryzuje się najniższymi kosztami eksploatacyjnymi i najdłuższym okresem eksploatacji infrastruktury technicznej spośród OZE<sup>29</sup>. Dla pracy elektrowni wodnej istotna jest różnica poziomów wody w ujęciu i odpływie (spad brutto) oraz wielkość przepływów wodnych. Jednak

---

24 Więcej: M. Turalska, *Certyfikacja instalatorów OZE w świetle dyrektywy 2009/28/WE*, „Czysta Energia”, nr 12/2011, s. 22–23.

25 *Nowa dyrektywa w sprawie energii odnawialnej*, „Ekopartner”, nr 1(207)/2009.

26 Więcej: Z. Juroszek, *Wpływ lokalnych uwarunkowań na koszty jednostkowe pozyskania paliw odnawialnych*, „Polityka Energetyczna”, t. 14, z. 1, 2011, s. 179–196; H. Rusak, *System elektroenergetyczny po przemianach ustrojowych w Polsce. Bliżej czy dalej do zrównoważonego rozwoju*, [w:] D. Kiełczewski (red.), *Implementacyjne aspekty wdrażania zrównoważonego rozwoju*, Wyższa Szkoła Ekonomiczna, Białystok 2011.

27 Ł. Jaworski, *Uwarunkowania rozwoju inwestycji w odnawialne źródła energii do produkcji energii elektrycznej w Unii Europejskiej do roku 2020 i w latach kolejnych*, „Polityka Energetyczna”, t. 14, z. 1, 2011, s. 163–178; M. Nowicki, *Polski wkład w ochronę klimatu*, „Aura”, nr 12/2008, s. 4–5; Z. Kamiński, *Udane negocjacje*, „Czysta Energia”, nr 1/2011, s. 9.

28 Więcej: A. Czerwiński, *Współczesne źródła energii*, Wydział Chemii Uniwersytetu Warszawskiego, Warszawa 2001, s. 6.

29 K. Piotrowski, T. Witowski, K. Mondal, *Nowe spojrzenie na hydroenergetykę*, „Czysta Energia”, nr 2/2007, s. 16–19.

dla rozwoju energetyki wodnej w Polsce nie ma zbyt dobrych warunków naturalnych. Ukształtowanie powierzchni jest w przeważającej części nizinne, występują niewielkie spadki terenu, a opady są stosunkowo małe i niekorzystnie rozłożone w czasie. Ponadto występuje duża przepuszczalność gruntów. Szeroko temat energetyki rzecznej jest poruszony w rozdziałach 3 i 4.

### 2.3. Efekty zewnętrzne w energetyce

Każdy sposób wytwarzania energii powoduje efekty zewnętrzne. Dotyczą one zarówno konwencjonalnych, jak i odnawialnych jej źródeł. Charakter efektów zewnętrznych, inaczej mówiąc to, czy są one negatywne, czy pozytywne, a także ich wielkość, zależy od źródła energii, rodzaju zasobu i surowca, lokalizacji przedsięwzięcia oraz określenia praw własności.

W przypadku ujemnych efektów zewnętrznych powstają koszty zewnętrzne, których producentem (sprawcą) jest podmiot wytwarzający energię w sposób, który obciąża negatywnymi konsekwencjami tego procesu inne podmioty (ofiary). Mogą występować następujące rodzaje oddziaływań: zajęcie terenu, emisja zanieczyszczeń powietrza, promieniowanie radioaktywne w warunkach zwykłej pracy, pobór wód i ich zanieczyszczanie, hałas, wytwarzanie odpadów, oddziaływanie na środowisko w przypadku awarii czy przekształcanie krajobrazu. Zwykle technologie starsze i wcześniej rozwinięte technicznie cechują się większą uciążliwością dla środowiska niż nowe. Często w miarę doskonalenia technologii możliwe staje się ograniczanie uciążliwych efektów zewnętrznych na jednostkę wytwarzanej energii. Jednak z czasem coraz trudniej o zasadniczą poprawę ze względu na to, że wyczerpuje się potencjał redukcji uciążliwości. Zatem istotne dalsze ograniczanie efektów zewnętrznych jest uzależnione od zastosowania innowacji lub dołączania nowych elementów procesu technologicznego<sup>30</sup>.

Prawidłowo zidentyfikowane koszty zewnętrzne powinny objąć cały łańcuch technologiczny i cały cykl życia obiektu wytwarzającego energię. Zalicza się do nich koszty zewnętrzne procesu budowy i zamknięcia elektrowni, wydobywania bądź pozyskania surowca, jego transportu, emisji zanieczyszczeń oraz innych negatywnych oddziaływań w trakcie produkcji energii<sup>31</sup>. Wliczenie ich do kosztów

30 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.

31 M. Kudelko, *Koszty zewnętrzne produkcji energii elektrycznej z projektowanych elektrowni dla kompleksów złazowych węgla brunatnego Legnica i Gubin oraz sektora energetycznego*

producenta może wywołać znaczną zmianę alokacji zasobów<sup>32</sup>. Należy pamiętać o tym, że te dokuczliwości obciążają zarówno inne przedsiębiorstwa, jak i ludność oraz środowisko przyrodnicze. Do ich prawidłowej internalizacji konieczna jest jednoznaczna identyfikacja sprawcy i poszkodowanych, co jest bardzo trudne w przypadku działalności wielu sprawców generujących powszechnie występujące zanieczyszczenia o charakterze globalnym, jakie powstają na przykład w wyniku spalania paliw kopalnych oraz możliwość wyceny pieniężnej wartości tych efektów, co jest utrudnione ze względu na brak cen rynkowych dla wielu dóbr i usług środowiskowych. Niewkalkulowanie kosztów zewnętrznych wiąże się z brakiem pełnej finansowej odpowiedzialności sprawców zanieczyszczeń za szkody wyrządzone społeczeństwu i środowisku. To w praktyce oznacza ukryte subsydiowanie<sup>33</sup>.

W przypadku konwencjonalnych źródeł energii, zwłaszcza tych bazujących na węglu, powstają wysokie koszty zewnętrzne, które niestety nie są w pełni zbadane i często są ukrywane. Wiążą się one z zanieczyszczeniem środowiska lub jego degradacją i wszystkimi tego konsekwencjami włącznie z wpływem na pogorszenie stanu zdrowia społeczeństw oraz ze zmianami klimatu pochodzenia antropogenicznego. Koszty zewnętrzne emisji szkodliwych gazów i pyłów mają charakter długotrwały z uwagi na występowanie efektu zapadki. Przykładowo gazy cieplarniane utrzymują się w atmosferze przez wiele lat i ciągle może ich przybywać. Ich wcześniejsza i obecna emisja sprawia, że efekty zewnętrzne mają charakter kumulatywny, powszechny i globalny<sup>34</sup>. Jeśli producent energii konwencjonalnej ponosi jedynie koszty jej produkcji bez kosztów zewnętrznych, to może zaoferować na rynku energię po niższej cenie. Jednakże nigdzie na świecie nie internalizuje się wszystkich efektów zewnętrznych związanych z energetyką konwencjonalną. Jest to spowodowane czynnikami o charakterze techniczno-organizacyjnym (obiektywnie istniejące trudności z prawidłową identyfikacją tych efektów i ich wyceną i/lub wysokimi kosztami takich działań) oraz politycznym (kontrola cen energii z przyczyn społecznych, wpływ silnych lobby górniczo-energetycznych itp.<sup>35</sup>).

---

w Polsce, Kraków 2012, [http://www.greenpeace.org/poland/PageFiles/461286/koszty\\_węgla\\_ekspertyza.pdf](http://www.greenpeace.org/poland/PageFiles/461286/koszty_węgla_ekspertyza.pdf).

- 32 D. Begg, S. Fisher, R. Dornbusch, *Mikroekonomia*, Polskie Wydawnictwo Ekonomiczne, Warszawa 2007, s. 488.
- 33 M. Burchard-Dziubińska, D. Lipińska, *Analiza problemu przenoszenia zakładów z sektorów produkujących cement, stal, szkło oraz aluminium poza terytorium Polski i UE na skutek pojawienia się nowych przeszkód dla przedsiębiorców wynikających z pakietu klimatyczno-energetycznego oraz ocena proponowanych mechanizmów zapobiegających temu zjawisku*, [w:] *Pakiet klimatyczno-energetyczny – analityczna ocena propozycji Komisji Europejskiej*, Urząd Komitetu Integracji Europejskiej, Departament Polityki Integracyjnej, Warszawa, grudzień 2008, s. 399.
- 34 G. Borys, *Wybrane kontrowersje wokół handlu emisjami gazów cieplarnianych*, „*Ekonomia i Środowisko*”, nr 1(39)2011, s. 10–24.
- 35 I. Rumianowska, *Grupy interesu i nacisku w ochronie środowiska przyrodniczego*, „*Prace Naukowe Uniwersytetu Ekonomicznego we Wrocławiu. Ekonomia 3*”, nr 74, 2009, s. 367–377.

Oszacowano, że wyprodukowanie 1 MWh energii w elektrowni bazującej na węglu kamiennym powoduje koszt prywatny w wysokości 32,58 EUR, szkody z tytułu zanieczyszczeń lokalnych przez pyły, SO<sub>2</sub> i odpady wynoszą 12,35 EUR, a szkody z tytułu emisji CO<sub>2</sub> – 35,58 EUR. Po zsumowaniu tych wielkości okazuje się, że produkcja 1 MWh energii w elektrowni konwencjonalnej kosztuje 80,51 EUR. Z kolei w elektrowni wiatrowej koszt prywatny wynosi 61,1 EUR, koszt z tytułu zanieczyszczeń lokalnych – 0,41 EUR, a z emisji CO<sub>2</sub> – 0,91 EUR. Razem wyprodukowanie 1 MWh energii w elektrowni wiatrowej kosztuje 62,43 EUR. Zatem przy uwzględnieniu różnych kosztów związanych z wpływem działalności na środowisko okazuje się, że elektrownie wiatrowe wytwarzają tańszą energię w stosunku do elektrowni konwencjonalnych<sup>36</sup>. Podaje się również, że koszt produkcji energii elektrycznej z węgla i ropy byłby dwa razy większy, a z gazu o 30% większy, gdyby koszty ochrony środowiska i pogorszenia stanu zdrowia ludności zostały uwzględnione w działalności przedsiębiorstw energetycznych. Koszty te stanowią około 1–2% produktu krajowego brutto państw należących do UE (85–170 mld euro rocznie) bez uwzględnienia kosztów zmian klimatu, wpływających na całość ludzkiej działalności. Oszacowano, że koszty zdrowotne i środowiskowe zaoszczędzone dzięki pracy turbin wiatrowych w 2005 r. wynosiły blisko 5 mld EUR<sup>37</sup>. Ekologiczne koszty zewnętrzne wytwarzania energii konwencjonalnej w Polsce szacowano w 1990 r. na około 2/3 kosztów własnych wytworzenia energii, a w krajach wysoko rozwiniętych na około 1/3<sup>38</sup>. Okazuje się, że uwzględnienie kosztów zdrowotnych, społecznych i środowiskowych generowanych przez konwencjonalną energetykę w cenie energii spowodowałoby, że cena energii ze źródeł odnawialnych mogłaby być konkurencyjna nawet bez mechanizmów wsparcia. Jest to też oczywiście uzależnione od zastosowanych technologii. Dla porównania w tabeli 2.2 przedstawiono emisję związaną z różnymi rodzajami surowców energetycznych.

**Tabela 2.2.** Porównanie emisji źródła o mocy 1 MW dla rocznego czasu wykorzystania mocy zainstalowanej 4500 h/a

Rodzaj zanieczyszczeń	Emisja w tonach z różnych źródeł			
	Węgiel	Gaz ziemny	Związki ropopochodne	Hydroenergetyka
CO <sub>2</sub>	3 750	2 250	3 000	0
NO <sub>x</sub>	0,6	2,2	3,7	0
SO <sub>x</sub>	4,5	0,02	4,6	0

**Źródło:** J. Malko, *Mała hydroenergetyka w perspektywicznej strukturze energii Unii Europejskiej*, „Energetyka”, luty 2009, s. 98.

36 T. Żylicz, *Współkorzyści ochrony światowego klimatu*, „Aura”, nr 11/2008.

37 A. Pultowicz, *Koszty i korzyści środowiskowe inwestycji związanych z energetyką wiatrową*, „Ekonomia i Środowisko”, nr 2(34)2008, s. 116–130.

38 S. Łojewski, *Ekonomia środowiska*, Akademia Techniczno-Rolnicza w Bydgoszczy, Bydgoszcz 1998, s. 53.

Nawet wprowadzanie zasady „zanieczyszczający płaci” do polityki ekologicznej nie doprowadziło do pełnej internalizacji ujemnych efektów zewnętrznych w energetyce konwencjonalnej, choć spowodowało podjęcie działań pozwalających przynajmniej na częściowy sukces. Podatki ekologiczne, w tym podatek węglowy, opłaty emisyjne oraz handel uprawnieniami do emisji CO<sub>2</sub> są instrumentami mającymi na celu ograniczenie szkodliwych oddziaływań<sup>39</sup>. Innym sposobem niwelowania negatywnych efektów zewnętrznych konwencjonalnej energetyki jest ulepszanie technologii wytwarzania tej energii zmniejszające emisje zanieczyszczeń, dążenie do zwiększania efektywności energetycznej, racjonalne i oszczędne wykorzystywanie energii oraz produkowanie jak największej ilości energii nie zanieczyszczającej środowiska. Cele te są obecne w większości powstających na świecie strategii rozwoju gospodarki niskoemisyjnej (*low-emission development strategies* – LEADS)<sup>40</sup>.

Produkcja energii z odnawialnych źródeł jest natomiast źródłem korzyści zewnętrznych w postaci zmniejszonych kosztów środowiskowych, gdyż pozwala uniknąć części tych kosztów generowanych przez energetykę konwencjonalną. Całościowo efekt ekologiczny w przypadku inwestycji w OZE można określić jako sumę:

- zmniejszenia zużycia nieodnawialnych, konwencjonalnych surowców energetycznych,
- zmniejszenia emisji szkodliwych substancji wywoływanych przez produkcję energii ze źródeł konwencjonalnych,
- ograniczenia innych form negatywnego wpływu konwencjonalnej energetyki na środowisko<sup>41</sup>.

Te efekty powinny być skompensowane producentom czystej energii przez beneficjentów poprzez odpowiednie transakcje rynkowe, w których oferuje się pewną kwotę za to działanie. Przy takim podejściu ocena ekonomicznej efektyw-

39 Więcej: K. Malik, *Handel uprawnieniami emisyjnymi, jako instrument polityki zrównoważonego rozwoju Unii Europejskiej*, „Ekonomia i Środowisko”, nr 1(29)2006, s. 84–98; E. Gąsiorowska, J. Piekacz, T. Surma, *Polityka energetyczna Unii Europejskiej wobec zmian klimatu*, „Polityka Energetyczna”, z. 1, 2009, s. 5–32; M. Sadowski, *Pakiet klimatyczno-energetyczny*, „Aura”, nr 6/2008, s. 17–19; J. Oleszkiewicz, *Nowe zasady w handlu emisjami CO<sub>2</sub> – darmowe uprawnienia*, „Ekopartner” 10(216)2009, s. 4–5; M. Kudełko, W. Suwała, J. Kamiński, *Propozycje rozdziału uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> dla krajowego planu rozdziału uprawnień II*, „Ekonomia i Środowisko”, nr 2(36)2009, s. 44–70; A. Gajda, *Rozwój sektora energetycznego w perspektywie 2020 r. – aspekty ekologiczne i ekonomiczne*, „Polityka Energetyczna”, t. 12, z. 2/1, 2009, s. 19–35; Z. Kamiński, *Niedopuszczalne podejście do tworzenia prawa*, „Czysta Energia”, nr 2/2013, s. 10.

40 *Low-Emission Development Strategies (LEADS): Technical, Institutional and Policy Lessons*, OECD, AIE, November 2010, [http://mitigationpartnership.net/sites/default/files/2010\\_oecd\\_clapp\\_leds\\_technical\\_institutional\\_and\\_policy\\_lessons.pdf](http://mitigationpartnership.net/sites/default/files/2010_oecd_clapp_leds_technical_institutional_and_policy_lessons.pdf), [Dostęp 20.10.2015].

41 M. Ligus, *Efektywność inwestycji w odnawialne źródła energii. Analiza kosztów i korzyści*, Wydawnictwo CeDeWu, Warszawa 2010, s. 7–8.

ności inwestycji w OZE ujmuje efekt produkcyjny tych inwestycji zawarty w rachunku kosztów i korzyści inwestora oraz efekt ekologiczny zawarty w rachunku zewnętrznych korzyści i kosztów środowiskowych inwestycji<sup>42</sup>. Możliwe jest skwantyfikowanie przynajmniej części tych efektów wraz z określeniem ich wartości pieniężnej.

W energetyce, podobnie jak w innych sektorach gospodarki, jedną z głównych przyczyn występowania efektów zewnętrznych są nieprecyzyjnie sformułowane prawa własności. Ze względu na to, że środowisko naturalne jest dobrem o swobodnym dostępie podmioty gospodarcze w łatwy sposób przerzucają koszty działalności na nie oraz na społeczeństwo. Ofiarą różnych zanieczyszczeń może stać się każdy. Podobna sytuacja ma miejsce w przypadku generowania dodatnich efektów zewnętrznych. Przykładowo prowadzenie działalności ochronnej w odniesieniu do powietrza poprzez zastępowanie energetyki konwencjonalnej energetyką wykorzystującą źródła odnawialne staje się źródłem korzyści zewnętrznych dla społeczeństwa. W odniesieniu do niektórych zasobów środowiska występuje użytkowanie wspólnych zasobów. Tutaj również wystąpić mogą efekty zewnętrzne. Jako przykład niekorzystnych społecznych efektów można podać sytuację, gdy na rzece działa już kilka elektrowni wodnych a pomiędzy nimi buduje się nowe piętrzenia i stawia nowe elektrownie. To mogłoby spowodować zmniejszenie spadku wody w sąsiednich elektrowniach. Niższy spadek wody wiąże się z mniejszą produkcją energii, albo nawet z wyłączeniem elektrowni. Tym samym wielkość przychodów z tytułu sprzedaży energii w istniejących już wcześniej elektrowniach wodnych się zmniejszy. Nowi inwestorzy zyskaliby kosztem pozostałych właścicieli. Przy takim postępowaniu może powstać również strata społeczna spowodowana zbyt gęszczeniem elektrowni wodnych na jednej rzece. Ograniczenia liczby elektrowni wodnych na krótkim odcinku rzeki, na którym nie ma znacznego spadku wody, służy bardziej efektywnemu wykorzystaniu zasobów wodnych. Można uznać, że jest to społecznie korzystne rozwiązanie. W przypadku, gdyby jeden właściciel posiadał wszystkie elektrownie na rzece i zarządzałby nimi łącznie, najprawdopodobniej omawiany problem nie wystąpiłby. Podobna sytuacja mogłaby zaistnieć w przypadku budowy na niewielkim terenie kilku elektrowni wiatrowych, które wzajemnie zasłaniałyby się i zakłócały swobodny ruch powietrza, co w końcowym efekcie prowadziłyby do mniejszej produkcji energii. Jeden właściciel najprawdopodobniej dobrze zarządziłby ich rozmieszczeniem, aby efektywnie wykorzystał siłę wiatru.

Inwestycje w OZE powodują ograniczanie udziału konwencjonalnej energetyki w produkcji energii ogółem, co przyczynia się do spowolnienia eksploatacji nieodnawialnych surowców naturalnych, ochrony środowiska i zdrowia, ograniczenia antropogenicznych zmian klimatycznych; stymuluje ożywienie gospodarcze, zwiększenie zatrudnienia szczególnie na rynku lokalnym, a także wzmacnia

---

42 Ibidem.

bezpieczeństwo energetyczne. Są to pozytywne efekty zewnętrzne, które bardzo trudno wycenić. Niezależnie od ogólnych efektów zewnętrznych każdy obiekt produkujący energię może wywierać indywidualny wpływ na otoczenie. Ponadto pojedyncze przedsięwzięcia mogą nie uwzględniać zagrożeń dla środowiska związanych z wpływem łącznym i kumulowaniem się poszczególnych oddziaływań<sup>43</sup>. Zatem przy analizie efektów powinno się uwzględnić aspekt lokalny, regionalny i nawet globalny. W przypadku efektów zewnętrznych istotne jest też to, że odbiorca produktu rynkowego często nie jest odbiorcą efektu zewnętrznego. Przykładowo energia jądrowa zaspokaja potrzeby odbiorców na wielu rynkach, podczas gdy składowiska odpadów radioaktywnych są najbardziej groźne dla osób mieszkających w ich pobliżu.

Z uwagi na rosnące zainteresowanie wykorzystywaniem OZE przyjrzymy się bliżej związanym z nimi efektem zewnętrznym. Uprawa biomasy na ogół wiąże się z koniecznością nawożenia i chemicznej ochrony upraw, co wpływa na zanieczyszczenie gleby i wód. Może spowodować również wyczerpywanie się składników pokarmowych w glebie, deficyt wody wokół plantacji, nagromadzenie chorób i szkodników na danym obszarze<sup>44</sup>. Spalanie biomasy suchej wywołuje inne skutki środowiskowe i efekty energetyczne niż spalanie biomasy wilgotnej. Podczas spalania biomasy wydziela się pewna ilość CO<sub>2</sub>, która jest zrównoważona jego ilością wcześniej zasymilowaną w procesie fotosyntezy. Popiół, będący efektem spalania, jest nawozem mineralnym zawierającym związki potasu, wapnia i fosforu<sup>45</sup>. Istotna jest też jakość surowca do produkcji energii. Spalanie biomasy wilgotnej i suchej wywołuje odmienne efekty energetyczne i środowiskowe. Natomiast współspalanie polegające na spalaniu węgla wraz z odpadami drewna i innych surowców z biomasy generuje już większe negatywne efekty zewnętrzne (zależne od udziału węgla) wiążące się z emisją dwutlenku węgla, tlenków azotu, dwutlenku siarki i pyłów. Przedstawia to tabela 2.3.

43 S. Urban, *Selekcja kateryczna przedsięwzięć z załącznika II dyrektywy 85/337/ EWG w świetle orzecznictwa ETS*, „Problemy ocen środowiskowych”, nr 1(48)2010, s. 8–12; M. Pchałek, A. Adamski, *Krytyka sztuki OOS – prawa vs realia*, „Problemy Ocen Środowiskowych”, nr 1(48)2010, s. 13–19.

44 H. Rusak, *System elektroenergetyczny po przemianach ustrojowych w Polsce. Bliżej czy dalej do zrównoważonego rozwoju*, [w:] D. Kielczewski, B. Dobraczyński (red.), *Implementacyjne aspekty wdrażania zrównoważonego rozwoju*, Wyższa Szkoła Ekonomiczna, Białystok 2011, s. 209–228; J. Piechota, *Stan wykorzystania OZE w Polsce na tle UE*, „Ekopartner” nr 9(215)/2009.

45 K. Jaracz, M. Piaskowska, K. Pytel, *Wpływ energii ze źródeł odnawialnych na środowisko*, [w:] *Stan pozyskania odnawialnych źródeł energii w Polsce*, Międzynarodowa Konferencja Naukowa, PAN, Instytut Maszyn Przepływowych, Państwowa Wyższa Szkoła Informatyki i Przedsiębiorczości w Łomży, Łomża 2009, s. 287–291.



**Tabela 2.3.** Wielkość emisji zanieczyszczeń przy spalaniu surowców energetycznych

Paliwo	Emisja kg/GJ			
	CO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	SO <sub>2</sub>	Pyły
Węgiel	100	0,3–0,4	0,5–1	0,05
Słoma	–	–	0,07	0,02
Drewno	–	–	–	0,02

**Źródło:** K. Jaracz, M. Piaskowska, K. Pytel, *Wpływ energii ze źródeł odnawialnych na środowisko*, [w:] *Stan pozyskania odnawialnych źródeł energii w Polsce*, Międzynarodowa Konferencja Naukowa, PAN, Instytut Maszyn Przepływowych, Państwowa Wyższa Szkoła Informatyki i Przedsiębiorczości w Łomży, Łomża 2009.

W świetle badań przytoczonych przez J. Godlewską bardzo wielu respondentów sprzeciwia się inwestycji polegającej na budowie biogazowni w pobliżu miejsca zamieszkania, tłumacząc to zwykle spadkiem cen nieruchomości i gorszym komfortem życia spowodowanym przez odór, zagrożenie wybuchami, hałas i wzrost ruchu kołowego<sup>46</sup>. Wydaje się, że tego rodzaju oceny będą się wraz z wpływem czasu nasilać. W swoim opracowaniu M. Ligus wykazuje, że środowiskowy koszt zewnętrzny dla biogazowni dla lat 2005–2010 wynosił rocznie 11% kosztu całkowitego, natomiast w 2020 r. będzie wynosić 26%, a w 2030 r. – 44%<sup>47</sup>.

Energetyka geotermalna może negatywnie wpływać na środowisko, jeśli wody geotermalne zawierają szkodliwe gazy i sole. Te wody, po wykorzystaniu ciepła, powinno się ponownie zatłaczać, aby przeciwdziałać osiadaniu gruntu i wyczerpywaniu zasobów<sup>48</sup>.

W przypadku energii słonecznej występują negatywne efekty związane z utylizacją kolektorów słonecznych zawierających metale ciężkie, takie jak: chrom, nikiel, kobalt. Ponadto instalacje pewnych rodzajów lusterek stosowanych do koncentracji energii słonecznej były przyczyną zwiększonej śmiertelności ptaków. Obecnie nie są już one wykorzystywane, głównie ze względu na to, że były mało wydajne w produkcji energii<sup>49</sup>.

Efekty zewnętrzne elektrowni wiatrowych zwykle kojarzą się z hałasem podczas pracy turbiny wiatrowej, zagrożeniem dla ptactwa wynikającym z możliwości zderzenia z wirującymi łopatami, efektem wizualnym i estetycznym w krajobrazie związanym z konstrukcjami technicznymi wież i turbin, efektem stroboskopopo-

46 J. Godlewska, *Uwarunkowania wykorzystania biomasy na poziomie lokalnym*, „*Ekonomia i Środowisko*”, nr 2(40)2011, s. 58–71.

47 M. Ligus, *Analiza porównawcza opłacalności finansowo-ekonomicznej technologii odnawialnych źródeł energii*, „*Ekonomia i Środowisko*”, nr 2(40)2011, s. 90–109.

48 K. Jaracz, M. Piaskowska, K. Pytel, op. cit.

49 P. Tryjanowski, A. Łuczak, *Wpływ elektrowni słonecznych na środowisko przyrodnicze*, „*Czysta Energia*”, nr 1/2013, s. 20–22.

wym związanym z obrotami śmigieł i miganiem, migracjami zwierząt z obszarów bezpośrednio usytuowanych przy elektrowni<sup>50</sup>. Interesujące są badania dotyczące wpływu farm wiatrowych na ptaki. Niektórzy autorzy podają, że niewielkie jest zagrożenie śmiercią ptaków od zderzenia z turbinami, gdyż po prostu ptaki je omijają. Jednakże można spotkać się z opiniami, że istnieje zagrożenie dla migrujących ptaków (zwłaszcza na początku okresu funkcjonowania elektrowni), jeśli jest ona zlokalizowana w miejscu występowania silnych prądów powietrznych wykorzystywanych przez ptaki<sup>51</sup>. A. Pultowicz, przywołując badania z USA, stwierdza, jeśli chodzi o śmiertelność ptaków na skutek zderzeń z pojazdami, liniami wysokiego napięcia, budowami i innymi konstrukcjami, w tym turbinami, że tylko 1% ptaków zginął na skutek zderzeń z turbiną<sup>52</sup>. Natomiast w literaturze zwraca się również uwagę na fakt, że budowa farmy wiatrowej może zwiększyć śmiertelność ptaków w wyniku kolizji z infrastrukturą towarzyszącą – napowietrznymi liniami energetycznymi<sup>53</sup>.

Można się spotkać z poglądami, że roczne badania ornitologiczne są za krótkie i zaleca się, żeby trwały one przynajmniej 3 lata oraz, że powinien odbywać się dokładny przedrealizacyjny i porealizacyjny monitoring ornitologiczny. Jednym z argumentów jest to, że na skutek poszerzania terenów farm wiatrowych pojawiają się skumulowane negatywne oddziaływania na ptaki<sup>54</sup>. W prasie branżowej stawia się trudne pytania, co zrobić w sytuacji, gdy inwestor spełnił wszystkie wymagania niezbędne do realizacji inwestycji, zainwestowano w nią znaczne nakłady (podaje się, że 1 MW zainstalowanej mocy elektrowni wiatrowej kosztuje około 1,5 mln euro), a porealizacyjny monitoring ornitologiczny wykazuje, że ginie większa liczba ptaków niż podczas monitoringu przedrealizacyjnego<sup>55</sup>.

Niektórzy autorzy zauważają oddziaływanie farm wiatrowych pod względem ornitologicznym na obszary Natura 2000 nawet, gdy te obszary położone są daleko od planowanej lokalizacji, ale znajdują się na trasie przelotu ptaków. Sugeruje się, że powinny być przeprowadzane badania ekofizjograficzne w skali kraju i regionów. Pozwoliłoby to określić, które tereny nadają się do lokalizacji tych in-

---

50 T. Boczar, *Energetyka wiatrowa aktualne możliwości wykorzystania*, Wydawnictwo Pomiarów, Automatyka, Kontrola, Warszawa 2007, s. 242–245.

51 Ibidem, s. 250.

52 A. Pultowicz, *Koszty i korzyści środowiskowe inwestycji związanych z energetyką wiatrową*, „*Ekonomia i Środowisko*”, nr 2(34)2008, s. 116–130.

53 P. Tryjanowski, *Ocena oddziaływania farm wiatrowych na ptaki. Cz. I*, „*Czysta Energia*”, nr 2/2009, s. 20–22.

54 A. Wuczyński, P. Chylarecki, P. Tryjanowski, *Procedury środowiskowe w inwestycjach wiatrowych*, „*Czysta Energia*”, nr 12/2009, s. 20–21; P. Tryjanowski, A. Wuczyński, *Ocena oddziaływania farm wiatrowych na ptaki. Cz. II*, „*Czysta Energia*”, nr 3/2009, s. 20–22; P. Tryjanowski, A. Wuczyński, *Ocena oddziaływania farm wiatrowych na ptaki. Monitoring porealizacyjny zakres i szacunkowe koszty*, „*Czysta Energia*”, nr 4//2009, s. 32–33.

55 A. Stadnik, *Energetyka wiatrowa – stać nas na dużo*, „*Czysta Energia*”, nr 4/2008, s. 10–11.

westycji, a które zdecydowanie nie. Jednostki samorządowe miałyby podstawę do kontestacji bądź zachęt do ewentualnej budowy tych obiektów<sup>56</sup>. To rozwiązanie wydaje się dobre zarówno dla środowiska przyrodniczego, inwestorów, jak i strony administracyjnej. Jasno określiliby, gdzie można budować elektrownie wiatrowe. Jednocześnie wiązałyby się z przeniesieniem kosztów transakcyjnych z inwestora na stronę administracyjną, co zdecydowanie zmniejszyłoby koszty transakcyjne procesu inwestycyjnego ponoszone przez inwestorów, gdyż nie musieliby oni, tak jak obecnie bardzo szczegółowo wykazywać, jaki wpływ dana inwestycja może wywierać na różne organizmy. Przy takim rozwiązaniu istniałoby mniejsze ryzyko od strony przyrodniczej dla inwestorów. Ponadto proces administracyjny przy realizacji inwestycji zapewne byłby krótszy. Trafnie zauważa się również, że zwykle badany jest wpływ szkodliwości turbin wiatrowych na ptaki, ale często umyka uwadze fakt, że wiele ptaków ginie przez energetykę konwencjonalną, w tym zdestawowane i zanieczyszczone środowisko, zniszczenia obszarów leśnych będących siedliskami ptaków itd.<sup>57</sup>

Energetyka wiatrowa często napotyka z różnych względów na zwiększony opór społeczności lokalnych<sup>58</sup>. A. Pultowicz badała subiektywne odczucia ludności mieszkającej w pobliżu elektrowni wiatrowej ze względu na psucie przez nią krajobrazu. Zdaniem mieszkańców inwestycje te przeszkadzają, podczas gdy wiele innych sztucznych elementów znajdujących się w pobliżu (typu linie wysokiego napięcia, billboardy) nie jest postrzegane negatywnie. Okazuje się, że z czasem z różnych względów te elementy zostały zaakceptowane. Autorka tych badań zauważyła też, że hałas i efekt stroboskopowy nie są szczególnie zauważalne i uciążliwe dla ludności i są jednymi z najmniej istotnych w kategoriach przez nią przyjętych<sup>59</sup>.

W przypadku określenia efektów zewnętrznych w energetyce wodnej ważne jest rozdzielenie obiektów pod względem wielkości, gdyż generują one inne efekty. MEW mogą być lokalizowane punktowo w wielu miejscach na ciekach wodnych. Nie wymagają one dużej infrastruktury w porównaniu do wielkich inwestycji w hydroenergetykę. Trzeba podkreślić, że wielozadaniowy charakter obiektów hydrotechnicznych i hydroenergetycznych generuje bardzo duże pozytywne efekty zewnętrzne dla gospodarki i środowiska w porównaniu do innych OZE. Zbiorniki wodne są budowane nie tylko do celów energetycznych, ale też rolniczych, komunalnych, rekreacyjnych i przeciwpowodziowych. Niezwykle ważny jest również długi cykl życia obiektu przy często bezawaryjnej pracy. Obsługa MEW oczyszcza wody płynące z nieczystości stałych gromadzonych na kratkach elektrowni.

56 M. Kistowski, *Przyrodnicze i krajobrazowe uwarunkowania lokalizacji farm wiatrowych*, „Czysta Energia”, nr 5/2009, s. 52.

57 E. Wach, *Krajowy Plan Działań z zakresie OZE*, „Czysta Energia”, nr 3/2011, s. 38.

58 K. Żmijewski, *Bruksela promuje konsumpcję, a nie produkcję*, „Czysta Energia”, nr 2/2013, s. 12–14.

59 A. Pultowicz, op. cit.

Często są to ogromne ilości śmieci, których wywóz systematycznie odbywa się na własny koszt przedsiębiorców. Ponadto do obowiązków właścicieli MEW należy konserwacja brzegów cieków w rejonie cofki, jazu i dolnej wody elektrowni, dbałość o utrzymanie sprawności technicznej i eksploatacyjnej znajdujących się przy elektrowni: stopni wodnych, jazów, kanałów, przepławek itp.<sup>60</sup> Niekiedy przy MEW zlokalizowanych na już wcześniej istniejących stopniach wodnych są budowane przepławki umożliwiające migrację ryb i innych organizmów wodnych. Właściciele MEW biorą również udział w programach zarybieniowych. Powstanie elektrowni może wiązać się z budową dodatkowej infrastruktury (dróg dojazdowych, mostów), z czego korzysta lokalna społeczność. Ponadto efektem związanym z lokalnym rynkiem pracy może być zatrudnienie przy eksploatacji i konserwacji urządzeń MEW, brzegów rzek, zbiorników i urządzeń wodnych, niekiedy przy turystyce związanej z infrastrukturą wokół obiektów MEW. Podsumowując, warto podkreślić, że wykorzystanie istniejących obiektów piętrzących wiąże się z możliwością wytwarzania czystej energii, redukcją kosztów utrzymania rzek i piętrzeń przez Skarb Państwa, uzyskiwaniem dochodów z dzierżawy urządzeń i opłat z gruntów pokrytych wodami<sup>61</sup>.

Zmiany hydrologiczne i hydromorficzne wód płynących następujące przez piętrzenie wody wywierają wpływ na skład oraz strukturę fauny i flory wodnej. Dobrze zaprojektowane i eksploatowane obiekty mogą przyczynić się do zwiększenia bioróżnorodności. Przy MEW czasem pojawiają się nowe gatunki roślin, przykładowo chroniona hildenbrandia rzeczna, potrzebująca odpowiedniej temperatury, natlenienia, widzialności, prędkości i natężenia przepływu. Natlenianie wód wywołane przez pracę turbin przyspiesza naturalny proces samooczyszczania rzeki. Każdy obiekt hydrotechniczny wywołuje pewne zmiany w środowisku przyrodniczym i krajobrazie, w tym też nieodwracalne<sup>62</sup>.

Zwykle nowe obiekty MEW wywierają minimalny wpływ na środowisko. Jednakże jeszcze kilkanaście lat temu nie było odpowiednio ostrych norm środowiskowych i budowlanych dotyczących powstawania elektrowni wodnych<sup>63</sup>. Ustawa *Prawo wodne* z 2001 r. wprowadza „zasadę niepowodowania pogorszenia stanu ekologicznego wód i ekosystemów od nich zależnych. Wiele działań technicznych realizowanych w latach poprzednich nie uwzględniało ich negatywnego oddziaływania i doprowadziło do degradacji środowiska wodnego. Obecny rozwój infrastruktury i restrukturyzacji gospodarki powinien nie powodować dalszych niekorzystnych

60 Na podstawie: A. Henke, *Zalety i wady MEW – środowiskowe aspekty Małych Elektrowni Wodnych*, <http://ioze.pl/energetyka-wodna/zalety-malych-elektrowni-wodnych>, [Dostęp 30.11.2011].

61 E. Malicka, *Hydroenergetyczne wykorzystanie istniejących obiektów piętrzących wodę w Polsce*, „Energetyka Wodna”, nr 2/2013, s. 23–24.

62 E. Jakubas, *Wpływ budowli hydrotechnicznych na stan ekologiczny rzeki Wełny*, „Energetyka Wodna”, nr 2/2012, s. 49–51.

63 E. Malicka, *Niewykorzystany potencjał*, „Biuletyn TRMEW”, nr 13/2010, s. 4–6.

zmian w środowisku wodnym<sup>64</sup>. Najczęściej wśród negatywnych efektów związanych z elektrowniami wodnymi wymienia się budowę piętrzenia. Warto jednakże podkreślić, że obecnie MEW najczęściej powstają przy już wcześniej wybudowanych piętrzeniach, które były budowane dla celów: nawodnieniowych, przeciwpowodziowych czy retencyjnych, a produkcja energii jest działalnością dodatkową. Do negatywnych efektów w przypadku budowy piętrzenia i braku właściwie funkcjonującej przepławki należy przerwanie ciągłości rzeki, powodujące utratę naturalnego charakteru rzeki ze zmianą flory i fauny w pobliżu piętrzenia<sup>65</sup>. Nowopowstałe piętrzenie wpływa na zahamowanie procesu oczyszczania wód płynących, wywołuje osadzanie rumowiska i namulów przed zaporą, co przyczynia się do kumulacji szkodliwych substancji w zbiorniku oraz zmian morfologii koryta i zwiększenie erozji dennej poniżej zapory<sup>66</sup>. Przy budowlach hydrotechnicznych wzrasta głębokość i powiększa się powierzchnia lustra wody. Im większe piętrzenie, tym większy wywiera wpływ na erozję koryta rzeki oraz zmianę ekosystemu z rzecznoego na jeziorny. Stopień wodny ponadto przegradza wędrówkę ryb w górę rzeki. Niektóre gatunki mają problem z dotarciem do tarlisk znajdujących się po drugiej stronie piętrzenia, zatem znacząco zmieniają się ich warunki bytowania. Przegrodzenia powodują, że część gatunków znika z rzek, a inne są zagrożone wyginięciem. Zmianie ulega również skład gatunkowy innych organizmów żywych, przed i za piętrzeniem<sup>67</sup>.

Do negatywnych efektów związanych z MEW należą ponadto różne uszkodzenia ryb przepływających przy niezabezpieczonych turbinach. W Polsce jedno z pierwszych badań dotyczących przechodzenia ryb przez turbiny związane były z budową zapory w Rożnowie w latach czterdziestych XX wieku. Stwierdzono wówczas, że ryby przepływające przez turbinę Francisa przemieszczają się przez obszary o dużych różnicach ciśnienia i prędkości wody, co powoduje między innymi odkształcenia ości. Uznano, że skala tych zjawisk zależy od wielkości i typu turbiny oraz spadu<sup>68</sup>. Podczas innych badań zachowania ryb przy turbinie elektrowni wodnej udowodniono, że ryby płynące z szybkim prądem wody znacznie częściej mogą znaleźć się w pracującej turbinie, niż tam, gdzie prąd wodny jest wolniejszy.

---

64 J. Ciechanowicz-McLean, *Bezpieczeństwo ekologiczne w prawie ochrony środowiska i w prawie wodnym*, [w:] H. Lisicka (red.), *Wybrane problemy prawa ochrony środowiska. Rola Sądów. Prawo wodne*, Wydawnictwo Prawo Ochrony Środowiska, Wrocław 2007, s. 154–161.

65 Więcej: R. Żurek, *Ryby płaczą w polskich rzekach*, „Gospodarka Wodna”, nr 8/2009, s. 301–305.

66 J. Steller, *Energetyka wodna w Polsce – niepojęte wyzwanie*, Międzynarodowa Konferencja Naukowa „Stan pozyskania odnawialnych źródeł energii w Polsce”, Materiały pokonferencyjne, PAN Instytut Maszyn Przepływowych, Państwowa Wyższa Szkoła Informatyki i Przedsiębiorczości w Łomży, Łomża 2009, s. 69–84.

67 R. Brzeziński, M. Bonisławska, *Oddziaływanie wybranych budowli hydrotechnicznych na drożność i jakość wód rzeki Krapiel*, „Gospodarka Wodna”, nr 1/2010, s. 34–43; Urząd Marszałkowski w Łodzi, *Ocena konkurencyjności wykorzystania odnawialnych źródeł energii w województwie łódzkim*, październik 2008, <http://www.rpo2007-2013.lodzkie.pl>.

68 M. Łatyszew, *Likwidacja małych elektrowni wodnych*, „Gospodarka Wodna”, nr 7/2010, s. 297.

W niektórych krajach, na przykład we Francji, zostały ustalone odpowiednie regulacje chroniące ryby dotyczące określenia maksymalnych dopuszczalnych prędkości przepływu wody i ich wahań przy elektrowni, prędkości obwodowej wirnika czy wahań ciśnienia wody w turbinie<sup>69</sup>. Dla ochrony rybostanu istotny jest też rodzaj turbiny. W dość bezpiecznej dla ryb turbinie ślimakowej tylko w 7% przypadków przechodzenia ryb przez turbiny zauważono straty w rybostanie, takie jak uszkodzone łuski i krwawienie<sup>70</sup>. Jednakże w różnych innych typach turbin te straty mogą być znacznie większe. Wobec powyższego ważne jest dobranie odpowiednich, sprawnych zabezpieczeń przed turbiną, które mogą zminimalizować straty w rybostanie przez niedopuszczanie, aby ryby znalazły się w pobliżu turbiny. Zwykle przy elektrowniach znajdują się odpowiednio gęste kraty, coraz częściej bariera elektryczno-energetyczna oraz przepławki. Elektrownie, które nie spełniają określonych wymagań w zakresie ochrony rybostanu mogą być zobowiązane do płacenia odszkodowania dla Polskiego Związku Wędkarskiego (PZW). W literaturze spotkano się z informacją, że przeciętne odszkodowania ze strony niektórych właścicieli elektrowni wodnej dla PZW wynosi 5 000 zł rocznie<sup>71</sup>. PZW przy przebiegu postępowania wodnoprawnego może zgłaszać na prawach strony uwagi związane z ochroną rybostanu podczas przyszłej pracy elektrowni wodnej. Warto też zwrócić uwagę na obiekty elektrowni wodnych budowanych przy wielkich zbiornikach, ale mieszczących się według polskiej klasyfikacji w MEW. W województwie łódzkim należą do nich elektrownia Sulejów o mocy 3,4 MW i Jeziorsko o mocy 4,89 MW. Ich charakter oddziaływania jest z inny niż klasycznej MEW. Może być porównywalny z wpływem dużych elektrowni wodnych, co przedstawiono w tabeli 2.4.

Warto podkreślić, że władze UE nie wspierają budowy dużych elektrowni wodnych, uznając, że wywierają one znaczący negatywny wpływ na środowisko przyrodnicze. Największą elektrownią wodną na świecie jest elektrownia na rzece Jangcy – Zapora Trzech Przełomów. W 2010 r. zainstalowanych było w niej 26 turbin o mocy 700 MW każda. W 2011 r. zainstalowano kolejne trzy, z których każda ma również moc 700 MW. W przyszłości planowane jest zainstalowanie jeszcze dodatkowych trzech turbin, co da zainstalowaną moc całkowitą 22,5 GW i pozwoli wytworzyć energię zbliżoną do wielkości 2/3 rocznej produkcji wszystkich elektrowni w Polsce. Sztuczny zbiornik przy elektrowni ma długość 630 km, szerokość średnio 1,2 km. Założeniem inwestycji była oszczędność węgla o około 30 mln ton rocznie, ograniczenie ryzyka powodzi, retencja wód na okres suszy oraz kilkukrotne zwiększenie tonażu transportu rzeczno-eg. Tak wielki obiekt wywiera jednakże negatywny wpływ na środowisko. Wzrosło tempo erozji brzegów, zostały zakłócone szlaki migracyjne wielu gatunków fauny, następuje niszczenie ekosystemów. Zapora po-

69 M. Drzewiecki, *Wykorzystywanie niskich spadów rzek do produkcji energii – zespół VLH*, „Energetyka Wodna”, s. 16–18.

70 M. Łatyszew, op. cit.

71 Ibidem.

woduje zwiększenie zanieczyszczenia rzeki i zamulenia oraz prawdopodobnie oddziałuje niekorzystnie na tektonikę, przez co zwiększyła się liczba wstrząsów w tym rejonie. Warto dodać, że przed budową zbiornika przesiedlono z tego terenu około 1,4 mln ludzi, a zalanie spowodowało, że pod powierzchnią wody znalazło się wiele zabytków<sup>72</sup>. Można zatem podsumować, że im większy obiekt w energetyce wodnej, tym większy wpływ wywiera na otoczenie.

**Tabela 2.4.** Wpływ elektrowni wodnych na środowisko

Wywieranie wpływu na:	Zmiany i skutki	
	Pozytywne	Negatywne
Warunki hydrologiczne	Wyrównanie przepływów, zmniejszenie powodzi	Wahania przepływów i stanów wody, pozbawienie przepływów w korytach rzek w rozwiązaniach elektrowni z derywacją
Kształtowanie się koryt rzek	Akumulacja rumowiska	Sedymentacja zawiesin, erozja dna, abrazja brzegów, osuwiska zboczy
Warunki hydrogeologiczne terenów przyległych	Możliwość intensyfikowania gospodarki hodowlanej, zwiększenie retencji gruntowej	Podtopienia terenów ze wszystkimi ujemnymi skutkami, przesiąkanie wałów, nadmierne uwilgotnienie okolicznych terenów
Właściwości fizykochemiczne	Natlenienie, absorpcja, mineralizacja, fotosynteza	Fermentacja osadów
Warunki życia hydrobiologicznego	Rozwój bioetonu i roślinności wyższej, rozwój hodowli ryb jeziornych	Eutrofizacja, zmniejszenie ilości ryb wędrownych, zagrożenie życia organizmów żywych przy ujęciach wody do elektrowni (J.S.)
Krajobraz, użytkowanie terenu, dobra przyrody i kultury	Stworzenie nowych powierzchni wodnych, rekreacja, sporty wodne	Zmniejszenie powierzchni gruntów, zagrożenie dla zabytków i dóbr przyrody, zakłócenia w krajobrazie
Warunki termiczne wody i zmiany mikroklimatyczne	Zmniejszenie amplitud temperatury wody i powietrza, brak zlodzenia na dolnym odcinku rzeki, korzystne zmiany mikroklimatu	Wydłużenie okresu zlodzenia na zbiorniku, zatory w cofce

**Źródło:** K. Jaracz, M. Piskowska, K. Pytel, *Wpływ energii ze źródeł odnawialnych na środowisko*, [w:] *Stan pozyskania odnawialnych źródeł energii w Polsce*, Międzynarodowa Konferencja Naukowa, materiały pokonferencyjne, PAN, Instytut Maszyn Przepływowych, Państwowa Wyższa Szkoła Informatyki i Przedsiębiorczości w Łomży, Łomża 2009, s. 290.

Próba uruchomienia nowej elektrowni wodnej często napotyka na sprzeciw związany z wyżej przedstawionymi wadami, jednakże warto zauważyć, że dobrze zaprojektowane i umiejętnie wdrożone rozwiązania inżynierskie mogą nie tylko

72 G. Ozaist, *Zapora Trzech Przełomów*, „Energetyka Wodna”, nr 02/2012, s. 37–37.

je niwelować, lecz także ulepszać stan zastany. Dobrym przykładem jest Zapora Czorsztyńska z wielką elektrownią wodną, która polepszyła stosunki wodne w terenie, zabezpieczyła cenne tereny przed powodzią, zapewniła równowagę ekologiczną na pobliskich terenach<sup>73</sup>. Obiekt tuż po wybudowaniu ochronił miejscową ludność i okoliczne tereny przed katastrofalną powodzią w 1997 r. Charakter obiektów energetyki wodnej służących wielu celom równocześnie wyróżnia je na tle innych obiektów wykorzystujących OZE.

Wpływ na środowisko zależy od skali przedsięwzięcia i miejsca lokalizacji. Wydaje się, że w przypadku niewielkich źródeł OZE korzyści zdecydowanie przeważają nad stratami. Porównanie całkowitych kosztów zewnętrznych różnych źródeł energii zawarte w tabeli 2.5 potwierdza wyższą atrakcyjność energetyki odnawialnej w porównaniu z konwencjonalną.

**Tabela 2.5.** Całkowite koszty zewnętrzne różnych źródeł energii [eurocenty/kWh]

Energia wiatrowa	Fotowoltaika	Energia wodna	Biomasa	Energia nuklearna	Energia oparta na węglu	Energia oparta na ropie	Energia oparta na gazie
0,05–0,26	0,14–0,33	0,004–0,7	0,1–2,9 współspalanie do 5,2	0,24–0,7	1,8–15	2,6–10,9	0,5–3,5

**Źródło:** A. Pultowicz, *Koszty i korzyści środowiskowe inwestycji związanych z energetyką wiatrową*, „Ekonomia i Środowisko”, nr 2(34)2008, s. 116–130.

W dalszej przyszłości, ze względu na postępującą internalizację efektów zewnętrznych energetyki, korzyści wynikające z ekonomii skali i na skutek postępu technicznego, cena energii z OZE może maleć.

## 2.4. Polityka klimatyczno-energetyczna Unii Europejskiej w zakresie wspierania rozwoju wykorzystania odnawialnych źródeł energii

Prowadzona na szczeblu Unii Europejskiej polityka ochrony środowiska, klimatyczna i energetyczna wpływa znacząco na rozwój wykorzystania OZE w każdym z państw członkowskich. Uznaje się, że zawsze powinno się uwzględniać ochronę środowiska oraz zapobiegać jego zanieczyszczeniu przy rozpoczynaniu,



prowadzeniu i kończeniu jakiejkolwiek działalności gospodarczej. Korzystający ze środowiska ponoszą odpowiedzialność prawną w sytuacji naruszenia jego stanu. Polityka klimatyczna jest bardzo intensywnie realizowana ze względu na to, że zmiany klimatyczne uznano za jedno z największych i najgroźniejszych współczesnych zagrożeń. W krajach Unii powołane zostały różne instytucje mające chronić środowisko i klimat, między innymi – Rada ds. Środowiska i Dyrekcja Generalna ds. Klimatu. Ponadto wiele krajów ma własne sposoby dochodzenia do rozwiązania tych problemów i powołuje w tym celu odpowiednie instytucje. W Danii w 2007 r. zostało utworzone Ministerstwo ds. Klimatu i Energii<sup>74</sup>.

Głównym celem polityki klimatycznej UE jest przeciwdziałanie zmianom klimatu pochodzenia antropogenicznego. Najważniejsze dokumenty związane z tą problematyką, jakie przyjęto w ostatnich latach to: *Zielona Księga: Adaptacja do zmian klimatycznych w Europie* [KOM(2007)354], komunikat: *W kierunku ogólnego porozumienia kopenhaskiego w sprawie zmian klimatu* [KOM(2009)39], *Biała Księga: Adaptacja do zmian klimatu. Europejskie ramy działania* [KOM(2009)147] oraz *Strategia w sprawie adaptacji do zmian klimatu* [COM(2013)216].

Polityka energetyczna UE zmierza w kierunku wykształcenia niskoemisyjnej gospodarki, jednolitego, wewnętrznego rynku energii elektrycznej w krajach Unii wraz z solidarnością międzypaństwową w dziedzinie energetyki, sprawnością funkcjonowania wewnętrznego rynku energii i zapewnieniem bezpieczeństwa dostaw surowców energetycznych oraz energii. Wiąże się to między innymi z koniecznością liberalizacji krajowych rynków energetycznych. Prowadzona polityka znacząco wspiera rozwój nowych technologii oraz gałęzi przemysłu związanych z OZE, długotrwałe wykorzystanie odnawialnych źródeł energii i efektywne zarządzanie konwencjonalnymi surowcami, przy uwzględnieniu zasad zrównoważonego rozwoju oraz ochrony konkurencji<sup>75</sup>.

Jednymi z pierwszych dokumentów z zakresie OZE w UE były: *Traktat karty Energetycznej z 1994 r.*, *Biała Księga: Energia dla przyszłości – odnawialne źródła energii z 1997 r.*, w której założono 12% udział OZE w całkowitym zużyciu energii w 2010 r. i *Zielona Księga – w sprawie bezpieczeństwa dostaw energii i ku europejskiej strategii bezpieczeństwa energetycznego z 2000 r.* Istotna była *Strategia Lizbońska z 2000 r.*, która zakładała rozwój OZE przez wprowadzenie instrumentów prowadzących do internalizacji kosztów zewnętrznych w energetyce<sup>76</sup>. Innym ważnym dokumentem była *Strategia zrównoważonego rozwoju Unii Europejskiej* „Zrówno-

74 Z. Kamiński, *Przepaść w myśleniu o klimacie*, „Czysta Energia”, nr 3/2011, s. 9–9.

75 T. Sadowski, G. Świdorski, W. Lewandowski, *Dotacje UE na rozwój odnawialnych źródeł energii w Polsce*, Europrimus Consulting, Warszawa 2006, s. 11; J. Gierczycka, *Zrównoważony rozwój we wspólnych politykach Unii Europejskiej*, [w]: D. Kielczewski (red.), *Implementacyjne aspekty wdrażania zrównoważonego rozwoju*, Wyższa Szkoła Ekonomiczna, Białystok 2011, s. 23–36.

76 J. Jaśkiewicz, *Polityka ochrony środowiska UE, a polityka energetyczna kraju oraz inne polityki rozwojowe*, „Problemy Ocen Środowiskowych”, 2009, s. 17–21.

ważona *Europa dla lepszego świata*<sup>77</sup> (Göteborg, 2001 r.). Przez kilka lat obowiązywały: *Dyrektywa 2001/77/WE*<sup>77</sup> dotycząca wspierania rozwoju energetyki odnawialnej i *Dyrektywa 2003/30/WE*<sup>78</sup> mająca na celu wspieranie biopaliw i innych paliw z surowców odnawialnych. Obecnie zostały one zniesione *Dyrektywami 2009/28/WE* i *2009/29/WE* należącymi do pakietu klimatyczno-energetycznego. *Mapa Drogowa Energii Odnawialnej do 2050 r.* z marca 2011 r. zakłada zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych o 80–95% do 2050 r. w stosunku do poziomu z 1990 r.<sup>79</sup> Tak wysokie cele redukcyjne mają być osiągnięte przy zwiększonym udziale OZE.

W grudniu 2008 r. został przyjęty pakiet klimatyczno-energetyczny będący jednym z najważniejszych dokumentów UE dotyczących problematyki zmian klimatu i polityki energetycznej. Pakiet składa się z kilku aktów prawnych, które dotyczą redukcji emisji gazów cieplarnianych, handlu uprawnieniami do emisji tych gazów, podziemnego składowania dwutlenku węgla oraz promowania OZE<sup>80</sup>. Główne cele pakietu obejmują:

- przynajmniej 20% udział OZE w całkowitej produkcji energii do 2020 r.;
- redukcję emisji gazów cieplarnianych o co najmniej 20% w stosunku do poziomu z 1990 r. (nawet o 30%, jeśli pozostałe kraje rozwinięte zobowiążą się do podobnych ograniczeń swoich emisji) do 2020 r.;

77 *Dyrektywa 2001/77/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 27 września 2001 w sprawie wspierania produkcji na rynku wewnętrznym energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych.*

78 *Dyrektywa 2003/30/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 8 maja 2003 w sprawie wspierania w transporcie biopaliw lub innych paliw odnawialnych.*

79 W *Mapie Drogowej 2050* Komisji Europejskiej określono ograniczenie emisji gazów cieplarnianych wyrażonych w ekwiwalencie CO<sub>2</sub> o 80–95% do 2050. Przyjęto cele pośrednie w ograniczeniu tych emisji: 25% w 2020 r., 40% w 2030 r. i 60% w 2040 r. Uznano, że gdyby przyjęto niższe cele, to mogłoby to prowadzić do inwestowania w technologie związane z wysoką emisją CO<sub>2</sub>. Ponadto przyjęto, że tak ustalone cele zapewnią badania i szybki rozwój niskoemisyjnych źródeł energii, technologii wychwytywania i składowania CO<sub>2</sub> oraz inteligentnych sieci. Założono, że większość dodatkowych inwestycji zwróci się z czasem przez niższe opłaty za energię i większą produktywność. Za: J. Malko, *Klimatyczne aspekty polityki energetycznej*, „Polityka Energetyczna”, t. 11, z. 2, 2011, s. 273–289.

80 Są to: *Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. zmieniająca Dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych*, *Decyzja Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2009/406/WE z 23 kwietnia 2009 r. w sprawie wysiłków podjętych przez państwa członkowskie, zmierzających do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych w celu realizacji zobowiązań Wspólnoty dotyczących redukcji emisji gazów cieplarnianych*, *Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca Dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE*, *Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/31/WE z 23 kwietnia 2009 r. w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla oraz zmieniająca Dyrektywę Rady 85/337/EWG, Euratom, Dyrektywy 2000/60/WE, 2001/80/WE, 2004/35/WE, 2006/12/WE, 2008/1/WE i Rozporządzenie WE nr 1013/2006.*

- zmniejszenie zużycia energii poprzez zwiększenie efektywności energetycznej o 20% w stosunku do prognoz na 2020 r. wykonywanych w 2005 r.;
- minimum 10% udział biopaliw w ogólnej konsumpcji paliw transportowych w 2020 r.

W pakiecie ustalono docelowe poziomy redukcji emisji CO<sub>2</sub> do 2020 r. dla poszczególnych krajów (od 10% dla Malty do 49% dla Szwecji) uwzględniające uwarunkowanie ekonomiczne i energetyczne poszczególnych państw członkowskich. Założono, że korzyści związane z wprowadzeniem pakietu klimatyczno-energetycznego mają służyć przeciwdziałaniu zmianom klimatycznym o podłożu antropogenicznym, wpłynąć na mniejsze zanieczyszczenie środowiska, co będzie generować korzyści społeczne, w tym zdrowotne oraz zwiększyć bezpieczeństwo energetyczne przez stopniowe uniezależnianie się od importu coraz droższych surowców konwencjonalnych na rzecz zwiększania udziału energii z własnych odnawialnych źródeł. Pakiet ponadto ma sprzyjać przewadze konkurencyjnej dzięki zastosowaniu znaczących innowacji w sektorze energetycznym i ochronie środowiska, a także zwiększeniu zatrudnienia do 2020 r.<sup>81</sup> Biorąc pod uwagę fakt, że kraje UE utraciły na rzecz Chin prymat w produkcji urządzeń do wytwarzania energii z OZE, wsparcie może przyczynić się do ożywienia w sektorze MSP. Nie brak jednak wątpliwości, czy to będzie możliwe<sup>82</sup>.

Dla zwiększenia udziału i rozwoju produkcji energii pozyskiwanej z OZE największe znaczenie ma *Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych*, ustanawiająca wspólnotowe ramy wspierania wytwarzania tej energii<sup>83</sup>. W niniejszej dyrektywie uznaje się, że polityka energetyczna to podstawowy element strategii UE dotyczącej zmian klimatycznych, w której bardzo ważną rolę ma odegrać zwiększenie wykorzystania energii z odnawialnych źródeł i energooszczędnych technologii. Zgodnie z unormowaniami dyrektywy na wszystkie państwa Unii nałożony został obowiązek wprowadzenia odpowiednich przepisów i instrumentów administracyjno-prawnych w celu wspierania rozwoju energetyki odnawialnej dla zwiększenia jej udziału w całkowitej ilości produkowanej energii. Odbywa się to przez różnego rodzaju wsparcie i zachęty do realizacji inwestycji w sektorze OZE, w tym zagwarantowanie możliwości sprzedaży energii ze źródeł odnawialnych w korzystnych cenach. Ponadto zalecenia dyrektywy dotyczą promowania i wspierania zwiększenia efektywności energetycznej, rozwoju syste-

81 [http://ec.europa.eu/climateaction/docs/climate-energy\\_summary\\_pl.pdf](http://ec.europa.eu/climateaction/docs/climate-energy_summary_pl.pdf), [Dostęp 30.12.2011].

82 Ł. Jaworski, *Uwarunkowania rozwoju inwestycji w odnawialne źródła energii do produkcji energii elektrycznej w Unii Europejskiej do roku 2020 i w latach kolejnych*, „Polityka Energetyczna”, t. 14, z. 1, 2011.

83 *Dyrektywa 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*.

mów przesyłowych oraz dystrybucyjnych energii<sup>84</sup>. System wsparcia zobowiązuje producentów energii do wytwarzania określonej ilości energii z OZE, dostawców energii do włączania jej do swoich dostaw, a użytkowników energii do pokrywania pewnej części swojego zapotrzebowania energią wyprodukowaną w źródłach odnawialnych<sup>85</sup>. Nie wprowadzono zapisów określających konkretny system wsparcia ze względu na specyfikę rynków energii w poszczególnych krajach Unii. Dyrektywa nakazuje dokumentowanie rodzaju, czasu i miejsca wytworzenia czystej energii oraz stworzenie otoczenia prawnego w celu zwiększenia jej wykorzystania. W dyrektywie został przedstawiony sposób wyliczania całkowitego udziału energii z OZE przy ostatecznym zużyciu energii w poszczególnych państwach jako suma końcowego zużycia energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych oraz końcowego zużycia energii z tych źródeł na potrzeby ogrzewania i chłodzenia, a także końcowego zużycia energii ze źródeł odnawialnych w transporcie<sup>86</sup>.

W punkcie 41 omawianej dyrektywy bardzo wyraźnie zaznaczono dążenie do uproszczenia procedur administracyjnych przy inwestowaniu w OZE. „Zostało wykazane, że brak przejrzystych przepisów i koordynacji między poszczególnymi organami wydającymi zezwolenia utrudnia wykorzystanie energii ze źródeł odnawialnych. Z tej przyczyny specyficzna struktura sektora energii odnawialnej powinna zostać wzięta pod uwagę przez organy krajowe, regionalne i lokalne przy dokonywaniu przeglądu procedur administracyjnych stosowanych przy wydawaniu zezwoleń na budowę i eksploatację obiektów i związanych sieci infrastruktury przesyłu i dystrybucji dla wytwarzania energii elektrycznej, ogrzewania i chłodzenia lub paliw transportowych z odnawialnych źródeł energii. Administracyjne procedury wydawania zezwolenia powinny zostać usprawnione i powinny w przejrzysty sposób określać terminy dla instalacji wykorzystujących energię ze źródeł odnawialnych. Zasady i wytyczne dotyczące planowania powinny zostać dostosowane w celu uwzględnienia oszczędnych i przyjaznych dla środowiska urządzeń grzewczych, chłodzących i elektrycznych, wykorzystujących odnawialne źródła energii”<sup>87</sup>. Te zapisy o usprawnieniu procedur administracyjnych w energetyce odnawialnej są niezmiernie ważne dla w miarę szybkiego rozwoju OZE i dla zmniejszenia kosztów transakcyjnych procesu inwestycyjnego.

W punkcie 42 zapisano, że: „Z uwagi na korzyści płynące z szybkiego zastosowania energii ze źródeł odnawialnych oraz z uwagi na jej zrównoważony charakter i korzystny wpływ na środowisko państwa członkowskie, stosując przepisy administracyjne, planując struktury i przepisy prawne dotyczące przyznawania pozwoleń na instalacje w odniesieniu do kontroli i redukcji zanieczyszczeń z zakładów przemysłowych, walki z zanieczyszczeniem powietrza oraz zapobiegania przedo-

---

84 Ibidem.

85 Ibidem, art. 2. pkt I.

86 Ibidem, art. 5.

87 Ibidem, pkt 41.

stawianiu się niebezpiecznych substancji do środowiska lub minimalizacji tego procesu, powinny uwzględnić wkład odnawialnych źródeł energii w realizację celów związanych z ochroną środowiska i zmianami klimatycznymi, zwłaszcza w porównaniu z instalacjami wytwarzającymi energię ze źródeł nieodnawialnych”<sup>88</sup>. W punkcie 43 stwierdzono, że w celu zwiększenia rozwoju OZE przez pobudzenie oddolnych inicjatyw „w osiągnięciu celów określonych w niniejszej dyrektywie, odpowiednie organy powinny rozważyć możliwość zastąpienia pozwoleń prostym powiadomieniem właściwych organów o instalowaniu małych zdecentralizowanych urządzeń do wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych”<sup>89</sup>. Te działania bardzo uprościłyby proces inwestycji w niewielkie instalacje OZE i zmniejszyłyby koszty transakcyjne.

W zakresie rozwoju OZE na szczeblu unijnym opracowano również obowiązkowy schemat raportowania wyników realizacji planów OZE co 2 lata. Pierwsze sprawozdanie przypadło na 31 grudnia 2011 r.<sup>90</sup> Według informacji zawartych w *27 Krajowych Planach Działania* w państwach należących do UE w roku 2020 energia wiatrowa ma zaspokajać 14,1% finalnego zużycia energii elektrycznej, wodna – 10,5%, biomasa 6,5%, fotowoltaika 2,35%, skoncentrowana energia słoneczna 0,5%, energia geotermalna 0,3%, a energia oceanów 0,15%<sup>91</sup>. Wprowadzono też mechanizmy umożliwiające inwestycje w OZE będące wspólnymi przedsięwzięciami pomiędzy różnymi krajami, przy zużyciu tej energii na terytorium Unii<sup>92</sup>.

## 2.5. Regulacje prawne i polityka dotycząca energetyki odnawialnej w Polsce

Przepisy unijne w zakresie wspierania OZE wydają się jasne i zachęcają do podjęcia inwestycji w tym sektorze. Są one transponowane do polskiego ustawodawstwa. Zadania wypełniane przez najwyższe organy administracyjne są częściowo rozkładane na szczeble wojewódzkie, a potem gminne. W Polsce z rozwojem OZE, w tym z energetyką wodną, jest związanych szereg przepisów prawnych. Źródła tych przepisów syntetycznie przedstawia tabela 2.6. Najwyższy rangą przepis mający zastosowanie do rozwoju OZE, jest związany z ochroną środowiska i zo-

88 Ibidem, pkt 42.

89 Ibidem, pkt 43.

90 K. Grecka, *Wykorzystanie energii zasobów odnawialnych – nowa dyrektywa*, „Czysta Energia”, nr 9/2009, s. 14–15.

91 M. Ćwil, *Mapowanie energii z OZE do 2020 r.*, „Czysta Energia”, nr 5/2011, s. 57–57.

92 Więcej: Z. Kamieński, *Ważny wizerunek czystej Unii Europejskiej*, „Czysta Energia”, nr 7–8/2011, s. 9–9.

stał sformułowany w Konstytucji RP. W art. 5 jest zaznaczone, że „Rzeczpospolita Polska [...] zapewnia ochronę środowiska, kierując się zasadą zrównoważonego rozwoju”<sup>93</sup>. W art. 74 Konstytucji jest zapis, że władze publiczne zobowiązane są do zapewnienia bezpieczeństwa ekologicznego obecnemu i przyszłym pokoleniom. Określa to długotrwałą ochronę środowiska w stosunku do doraźnych potrzeb, uznając, że ochrona środowiska jest jednym z podstawowych zadań państwa<sup>94</sup>.

**Tabela 2.6.** Źródła przepisów prawnych dotyczących rozwoju OZE w Polsce

Źródła wymagań prawnych w Polsce (publikowane w Dzienniku Ustaw lub Monitorze Polskim)	Przepisy regionalne i lokalne	Wymagania indywidualne
Konstytucja RP Umowy międzynarodowe (ratyfikowane przez parlament) Ustawy (uchwalone przez Parlament) Rozporządzenia wydane przez odpowiednich ministrów lub Radę Ministrów Zarządzenia wydawane przez dyrektorów urzędów centralnych	Rozporządzenia wojewody (publikowane w Dzienniku urzędowym Wojewody) Miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego (dostępny w urzędzie gminy) Uchwały gminy (dostępne w urzędzie gminy)	Decyzje Pozwolenia Zezwolenia Uzgodnienia lub zatwierdzenia Umowy cywilno-prawne Normy produktowe Zobowiązania dobrowolne Zobowiązania przyjęte przez jednostkę nadrzędną

**Źródło:** T.M. Laguna, M. Witkowska-Dąbrowska, *Zarządzanie zasobami środowiska*, Wydawnictwo Ekonomia i Środowisko, Białystok–Olsztyn 2010, s. 211.

Jednym z pierwszych ważnych dokumentów na gruncie prawa krajowego w sprawie rozwoju OZE była *Strategia Rozwoju Energetyki Odnawialnej z 2001 r.* Zostały w niej zawarte założenia, cele i możliwości rozwoju OZE przy uwzględnieniu potencjału technicznego i sposobów finansowania<sup>95</sup>. Innymi ważnymi dokumentami były: *Polityka energetyczna Polski do 2025 roku*, która została przyjęta przez Radę Ministrów 4 stycznia 2005 r., *Program dla elektroenergetyki*, przyjęty przez Radę Ministrów 28 marca 2006 r., a także rozporządzenia w zakresie udziału OZE w bilansie energetycznym<sup>96</sup>.

93 Konstytucja RP z dnia 2 kwietnia 1997 r. (Dz.U. Nr 78, poz. 483 art. 5).

94 T. Żylicz, *Ekonomia konstytucyjna*, „Aura”, nr 10/2009, s. 5–6.

95 L. Jastrzębowski, *Dyrektywa 2001/77/EC Parlamentu Europejskiego i Rady Europy w sprawie wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych i jej realizacja w Polsce*, [w:] J. Kalotka (red.), *Odnawialne źródła energii*, Materiały z I Ogólnopolskiego Seminarium „Odnawialne Źródła Energii”, Instytut Technologii i Eksploatacji – PIB w Radomiu, Radom 2005, s. 45–63.

96 *Rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 19 grudnia 2005 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej oraz zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii*, (Dz.U. z 2005 r. Nr 261, poz. 2656), *Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia*

W 2015 r. w Polsce stan prawny dotyczący rozwoju OZE obejmował: *Ustawę z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne*<sup>97</sup>, *Politykę energetyczną Polski do 2030 r.*, przyjętą przez Radę Ministrów 10 listopada 2009 r., *Krajowy Plan Działania z 2010 r.*, *Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 18 października 2012 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii*<sup>98</sup>, *Ustawę z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej*<sup>99</sup>. W pierwszej połowie 2015 r. wszedł w życie długo oczekiwany dokument prawny w randze ustawy dotyczący OZE<sup>100</sup>.

We wstępie do ustawy *Prawo energetyczne* zaznacza się, że „Celem ustawy jest tworzenie warunków do zrównoważonego rozwoju kraju, zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, oszczędnego i racjonalnego użytkowania paliw i energii, rozwoju konkurencji, przeciwdziałania negatywnym skutkom naturalnych monopolii, uwzględniania wymogów ochrony środowiska, zobowiązań wynikających z umów międzynarodowych oraz równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii”<sup>101</sup>.

W zakresie dotyczącym OZE *Prawo energetyczne* zawiera zasady planowania rozwoju ich wykorzystania oraz szereg mechanizmów wspierających inwestycje w źródła odnawialne. Ta ustawa była już kilkadziesiąt razy nowelizowana między innymi z powodu konieczności dostosowania polskiego prawodawstwa do przepisów unijnych, w tym uwzględnienia wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych. Jedną z nowelizacji była (przyjęta w grudniu 2009 r.) zmiana związana z koniecznością transpozycji do polskiego prawa *Dyrektywy 2005/89/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 18.01.2006 r. dotyczącej zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych*. Jest ona

---

14 sierpnia 2008 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii, (Dz.U. Nr 156 poz. 969).

97 *Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne*, Dz.U. z 2006 r. Nr 89 poz. 625 ze zm.

98 *Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 18 października 2012 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii*, Dz. U. z 2012 r. poz. 1229.

99 *Ustawa z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej*, (Dz.U. z 2011 r. Nr 94, poz. 551 oraz Dz.U. 2012 r. poz. 951, poz. 1203 i poz. 1397).

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

101 Art. 1. p.2. *Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne* (Dz.U. z 2006 r. Nr 89 poz. 625 ze zm.)

związana między innymi: z naliczaniem zaliczki na poczet przyłączenia do sieci, obowiązkiem posiadania wypisu i wyrysu z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródeł energii elektrycznej do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV oraz obowiązkiem wykonania ekspertyzy w zakresie przyłączenia przez przedsiębiorstwo sieciowe. Przed zmianą prawa różne niezbędne ekspertyzy wykonywał podmiot przyłączający, a przedsiębiorstwa sieciowe często zgłaszały uwagi w zakresie ich treści, kompletności i jakości. Zmiana przepisu miała na celu skrócenie czasu wydawania warunków przyłączenia<sup>102</sup>.

Zmiana ustawy *Prawo energetyczne* z 8 stycznia 2010 r. zakłada, że gminy od 11 marca 2012 r. mają obowiązek uchwalać, realizować i aktualizować lokalne plany zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe. Plany te powinny być zgodne z innymi planistycznymi dokumentami gmin<sup>103</sup>. Podaje się, że w treści dokumentu powinny znaleźć się informacje dotyczące między innymi inwentaryzacji OZE w gminie oraz programu w zakresie ich wykorzystania. Inwentaryzacja biomasy i energii wodnej powinna się opierać na danych rzeczywistych, pozostających na danych planistycznych i literaturowych ze wskazaniem obszarów preferowanych dla wykorzystania energii, a także obszarów wykluczonych<sup>104</sup>. Można to uprościć przykładowo przez wskazanie lokalnych piętrzeń wodnych oraz przez wykluczenie pewnych rodzajów inwestycji na terenach obszarów *Natura 2000*. Ponadto władze gminy ponoszą odpowiedzialność za prawidłowe zaopatrzenie mieszkańców w nośniki energii. Ze względu na to władze gminy zobligowane są do realnych działań w zakresie upowszechniania wykorzystania OZE lub do partycypacji w tych przedsięwzięciach<sup>105</sup>.

Zgodnie z ustawą *Prawo energetyczne* istnieje obowiązek przedstawienia strategii państwa w zakresie polityki energetycznej i określenia najważniejszych wyzwań stojących przed energetyką w kolejnych latach. Obecnie obowiązują wytyczne *Polityki energetycznej Polski do 2030 r.* (PEP)<sup>106</sup>. Projekt był kilkakrotnie przesyłany do konsultacji społecznych. Uwagi zgłaszały między innymi przedsiębiorstwa energetyczne, władze samorządowe, stowarzyszenia i osoby prywatne. Wiele z nich zostało uwzględnionych w ostatecznym kształcie PEP<sup>107</sup>.

102 H. Majchrzak, *OZE w świetle zmian w prawie energetycznym*, „Czysta Energia”, nr 1/2010, s. 9.

103 J. Godlewska, *Uwarunkowania wykorzystania biomasy na poziomie lokalnym*, „Ekonomia i Środowisko”, nr 2(40)2011; J. Godlewska, B. Poskrobko, *Rola planu energetycznego gminy jako narzędzia ochrony powietrza i klimatu*, „Ekonomia i Środowisko”, nr 2(34)2008, s. 66–73.

104 B. Poskrobko, *Organizacyjne uwarunkowania zarządzania energią w gminach*, „Ekonomia i Środowisko”, nr 2(40)2011, s. 8–29.

105 H. Rechul, *Polityka energetyczna w gminie*, „Czysta Energia”, nr 2/2013, s. 28–30.

106 Ministerstwo Gospodarki, *Polityka energetyczna Polski do 2030 r.*, Warszawa, 10 listopada 2009, <http://www.mg.gov.pl/files/upload/8134/Polityka%20energetyczna%20ost.pdf>, [Dostęp 30.12.2011].

107 H. Majchrzak, *Polityka energetyczna Polski do 2030 r.*, „Czysta Energia”, nr 5/2009, s. 7.



W PEP do 2030 r. znalazły się także zalecenia dotyczące rozwoju OZE. We wstępie zwraca się uwagę na problemy i wyzwania dla sektora energetycznego: „Polski sektor energetyczny stoi obecnie przed poważnymi wyzwaniami. Wysokie zapotrzebowanie na energię, nieadekwatny poziom rozwoju infrastruktury wytwórczej i transportowej paliw i energii, znaczne uzależnienie od zewnętrznych dostaw gazu ziemnego i niemal pełne od zewnętrznych dostaw ropy naftowej oraz zobowiązania w zakresie ochrony środowiska, w tym dotyczące klimatu, powodują konieczność podjęcia zdecydowanych działań zapobiegających pogorszeniu się sytuacji odbiorców paliw i energii”<sup>108</sup>. Jednocześnie zwraca się uwagę na problemy globalne: „W ostatnich latach w gospodarce światowej wystąpił szereg niekorzystnych zjawisk. Istotne wahania cen surowców energetycznych, rosnące zapotrzebowanie na energię ze strony krajów rozwijających się, poważne awarie systemów energetycznych oraz wzrastające zanieczyszczenie środowiska wymagają nowego podejścia do prowadzenia polityki energetycznej”<sup>109</sup>. PEP do 2030 r. odnosi się do polityki UE i pakietu „3x20%”: „Polityka energetyczna poprzez działania inicjowane na szczeblu krajowym wpisuje się w realizację celów polityki energetycznej określonych na poziomie Wspólnoty”<sup>110</sup>.

Uwarunkowania prowadzonej polityki energetycznej Polski stanowią: zasoby kopalnych surowców energetycznych, polityczne problemy związane z importem surowców (ropy i gazu), prowadzona polityka energetyczna na szczeblu unijnym, emisyjność sektora energetycznego i zwiększanie efektywności energetycznej<sup>111</sup>. W PEP do 2030 r. przyjęto, że celem polityki jest wzrost bezpieczeństwa energetycznego kraju z zachowaniem zasady zrównoważonego rozwoju, zwiększenie wykorzystania OZE, stosowanie czystych i bardziej efektywnych ekonomicznie technologii węglowych oraz wprowadzenie energetyki jądrowej. Tak przyjęte cele są ze sobą powiązane. Poprawa efektywności energetycznej ogranicza zapotrzebowanie na paliwa i energię, co powoduje zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego przez ograniczenie importu, a także mniejszy wpływ na środowisko poprzez redukcję emisji<sup>112</sup>. Narzędziami PEP do 2030 r. w zakresie rozwoju OZE, w tym też dla MEW, są między innymi: monitorowanie sytuacji na rynkach paliw i energii przez UOK i URE oraz podejmowanie działań interwencyjnych w razie potrzeby, bieżące działania regulacyjne weryfikujące wysokość tariff oraz ich zatwierdzanie przez URE, stosowanie mechanizmów wsparcia, takich jak certyfikaty, ulgi i zwolnienia podatkowe dla przedsięwzięć obecnie nieopłacalnych ekonomicznie, ale korzystnych z punktu widzenia społecznego, wsparcie ze środków publicznych, w tym też funduszy eu-

108 Ministerstwo Gospodarki, *Polityka energetyczna Polski do 2030 r...*

109 Ibidem.

110 Ibidem.

111 R. Ney, *Niektóre uwarunkowania polskiej polityki energetycznej*, „Polityka Energetyczna”, t. 12, z. 2/1, 2009, s. 5–17.

112 Ministerstwo Gospodarki, *Polityka energetyczna Polski do 2030 r...*

ropejskich w realizacji istotnych dla Polski projektów w zakresie energetyki oraz wykorzystanie nadzoru właścicielskiego do wydzierżawienia istniejących budowli piętrzących w celu produkcji energii<sup>113</sup>.

Głównymi celami w zakresie rozwoju OZE przyjętymi w PEP są:

- wzrost, zgodnie z zaleceniami *Dyrektywy 2009/WE/28*, udziału OZE w finalnym zużyciu energii co najmniej do poziomu 15% w 2020 roku oraz dalszy wzrost tego wskaźnika w latach następnych;
- zwiększenie dywersyfikacji źródeł dostaw energii oraz stwarzanie optymalnych warunków do rozwoju energetyki rozproszonej opartej na lokalnie dostępnych surowcach.

W PEP do 2030 r. określono najważniejsze plany dotyczące dochodzenia do 15% udziału OZE w zużyciu energii finalnej:

- utrzymanie mechanizmów wsparcia dla producentów energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w tym zasady zwolnienia z akcyzy energii pochodzącej z OZE;
- bezpośrednie wsparcie finansowe budowy nowych jednostek wytwarzających energię z OZE oraz sieci elektroenergetycznych umożliwiających ich przyłączenie;
- stymulowanie rozwoju przemysłu produkującego urządzenia dla energetyki odnawialnej;
- przygotowanie inwentaryzacji oraz oceny możliwości energetycznego wykorzystania istniejących urządzeń piętrzących, które są własnością Skarbu Państwa wraz z określeniem ich wpływu na środowisko i wypracowaniem zasad ich udostępniania<sup>114</sup>.

Ministerstwo Gospodarki w *Polityce energetycznej Polski do 2030 r.* przyjęło cel 19% udziału OZE w bilansie energetycznym do 2030 r. Założono, że będzie się to odbywać w sposób przyjazny i stabilny dla inwestorów z możliwością finansowania projektu ze środków publicznych oraz dążenia do prowadzenia tego rodzaju działalności możliwie najniższym kosztem<sup>115</sup>. W *Krajowym planie działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych* z grudnia 2010 r. przygotowanym przez Radę Ministrów wytyczono na 2020 r. cel osiągnięcia 15,5% udziału energii z OZE w zużyciu energii końcowej brutto, głównie przy udziale biomasy oraz energii wiatrowej. W *Krajowym planie działania* jako poziom odniesienia przyjęto średnie zużycie energii w latach 2001–2005. Podkreślono w nim, że w Polsce istnieje długoterminowość i systemowość wsparcia dla wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych oraz gwarancja przyłączenia instalacji do sieci (co było dyskusyjne dla przedstawi-

---

113 Ibidem.

114 Ibidem.

115 Ministerstwo Gospodarki, *Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 r.*, załącznik 2 do *Polityki Energetycznej Polski do 2030 r.*, Warszawa, 10 listopada 2009, [www.mg.gov.pl/files/upload/8134/Prognoza\\_zapotrzebowania\\_na\\_paliwa\\_i\\_energie\\_ost.pl](http://www.mg.gov.pl/files/upload/8134/Prognoza_zapotrzebowania_na_paliwa_i_energie_ost.pl), [Dostęp 20.11.2011].

cieli sektora OZE<sup>116</sup>). Z innych aktów prawnych istotna jest również *Ustawa z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej* określająca krajowy cel wzrostu efektywności energetycznej o 9% rocznie do 2016 r. W literaturze wskazuje się na istotność uzyskania większej spójności polityki energetycznej z innymi dziedzinami i prowadzoną polityką państwa, a także stworzenie bądź usprawnienie już istniejących ram regulacyjnych i mechanizmów w kierunku ich trwałości, przejrzystości i elastyczności. Podkreśla się także wagę międzynarodowej współpracy w obszarze energii<sup>117</sup>. Wydaje się, że regulacje promujące wykorzystanie OZE zawarte w ustawie *Prawo energetyczne* są generalnie sprzyjające rozwojowi tych inwestycji. Regulacje dotyczące inwestycji w OZE znajdują się również w innych aktach prawnych, między innymi w prawie wodnym i budowlanym, prawie ochrony środowiska, czy ustawie o zagospodarowaniu przestrzennym.

## 2.6. Ustawa o odnawialnych źródłach energii i próba oceny przyszłego systemu wsparcia

Komisja Europejska założyła, że wdrażanie przepisów pakietu klimatyczno-energetycznego powinno nastąpić w państwach członkowskich do grudnia 2010 r. W Polsce przygotowywanie ustawy o OZE trwało blisko pięć lat. Dopiero w kwietniu 2015 roku weszła w życie długo oczekiwana ustawa w tym zakresie. Nowa ustawa reguluje podstawowe kwestie energetyczne w zakresie wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych. Natomiast część zagadnień dotyczących inwestycji w tym sektorze, na przykład sprawy związane z budownictwem wodnym znajdują się w innych aktach prawnych. Jednym z najważniejszych założeń ustawy jest dostosowanie polskich przepisów prawnych w zakresie OZE do przepisów dyrektywy 2009/28/WE, w tym dążenie do realizacji nałożonego na Polskę unijnego celu 15% udziału OZE w 2020 r. Nowa regulacja dotycząca OZE jest częścią tzw. trójpacku energetycznego obejmującego poza nią ustawę prawo gazowe i ustawę prawo energetyczne. Pojawiały się komentarze, że zbyt wolno posuwały się prace nad nową ustawą oraz, że nie wybrano optymalnego poziomu rozwoju wykorzystania OZE oraz ścieżki dojścia do niego. Niektóre organizacje branżowe wskazywały, że po-

116 M. Ćwil, *Opóźnione regulacje na rynku OZE*, „Czysta Energia”, nr 2/2011, s. 49.

117 G. Wojtkowska-Łodej, W. Manteuffel, *Uwarunkowania, wyzwania i perspektywy dla polityki energetycznej Polski w kontekście polityki klimatycznej*, [w:] *Zmiany klimatu są faktem*, zbiór materiałów przygotowanych w ramach projektu: „Zmiany klimatu w świadomości obywateli”, Centrum Stosunków Międzynarodowych przy Współpracy Instytutu na Rzecz Ekorozwoju, Warszawa 2009, s. 63–88.

ziom mógłby być zdecydowanie wyższy niż założony<sup>118</sup>. Dążono do wprowadzenia jak najtańszego systemu wsparcia, który pozwoliłby spełnić unijne wymagania w zakresie osiągnięcia założonych celów rozwoju OZE przy zachowaniu zasad zrównoważonego rozwoju<sup>119</sup>.

Ogłoszono kilka wersji projektu ustawy o OZE. W pierwszych wersjach projektu ogłaszanych w dniach 22.12.2011, 27.07.2012, 09.10.2012 założono stosowanie cen gwarantowanych dla energii pochodzącej z odnawialnych źródeł, zwolnienie z akcyzy energii elektrycznej wytworzonej w mikroinstalacji, uproszczenie przyłączania do sieci tych instalacji oraz uznano, że można przyłączyć źródło OZE na taką moc, na jaką pozwalają warunki, jeśli brak technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia na większą moc<sup>120</sup>. W projekcie z dnia 9.10.2012 r. zapewniono obowiązkowy zakup energii i system świadectw pochodzenia gwarantowany na 15 lat, ale nie dłużej niż do 2035 r.<sup>121</sup> W tym samym projekcie założono, że jeśli sprzedaje się energię pochodzącą z OZE w cenie wyższej niż cena regulowana ustalona dla jej zakupu przez sprzedawców z urzędu, wówczas producent energii z odnawialnego źródła nie otrzyma świadectw pochodzenia. Pojawiły się komentarze, że takie rozwiązanie byłoby niezgodne z obowiązującymi zasadami wolnego handlu na rynku energii. Tego typu sytuacje mogłyby dotyczyć tych, którzy sprzedają energię na podstawie umów dwustronnych, na giełdzie towarowej czy innej platformie obrotu i osiągną wyższą cenę niż cena obowiązkowego zakupu przez sprzedawcę z urzędu. W projekcie nie określono, czy dotyczyłoby to tylko części wyprodukowanej energii czy całości<sup>122</sup>. W literaturze w stosunku do ogłaszanych projektów zauważano między innymi: nierówne traktowanie podmiotów, odbieranie praw nabytych, kierowanie znacznej pomocy publicznej do podmiotów nieuprawnionych, dyskryminację niektórych źródeł OZE, w tym też małych elektrowni wodnych oraz brak przejrzystości, gwarancji stabilności przy proponowanym wsparciu inwestycji. Z kolei zauważono, że projekt zakłada stosunkowo znaczące wsparcie dla nowych i dużych elektrowni wodnych<sup>123</sup>.

Dnia 17.09.2013 r. Ministerstwo Gospodarki zaprezentowało założenia kolejnego projektu, a dnia 12.11.2013 r. został ogłoszony tekst nowej wersji ustawy. W stosunku do poprzednich projektów różnice we wspieraniu OZE przez państwo okazały się znaczne. Zaplanowano wprowadzenie systemu aukcyjnego dla

118 L. Karski, *Projekt ustawy o odnawialnych źródłach energii*, „Czysta Energia”, nr 3/2012, s. 12–15; G. Wiśniewski, *OZE – zmarnowany rok*, „Czysta Energia”, nr 1/2013, s. 31.

119 T. Tomasiak, *Ile może kosztować czas*, „Czysta Energia”, nr 1/2013, s. 16–17.

120 M. Pasiewicz, W. Brysz, *Komentarz do nowego projektu ustawy o OZE*, „Energetyka Wodna”, nr 03/2012, s. 17.

121 B. Ziębiński, K. Makuch, *Hydroenergetyka – perspektywy legislacyjne, oczekiwania sektora*, „Energetyka Wodna”, nr 2/2013, s. 29–30.

122 T. Janas, P. Puacz, *Jeśli zarabiasz na energii nie dostaniesz zielonych certyfikatów*, „Energetyka Wodna”, nr 03/2012, s. 18–19.

123 M. Ćwil, *Mały czy duży trójpak ustaw energetyczny*, „Czysta Energia”, nr 1/2013, s. 33.

nowo powstałych instalacji OZE lub w odpowiednim stopniu zmodernizowanych. Dla obiektów funkcjonujących nie dłużej niż cztery lata przewidziano możliwość wyboru systemu wsparcia pomiędzy systemem świadectw albo aukcji. Wytwórcy, którzy przez dwa lata od wprowadzenia ustawy nie weszliby do systemu aukcyjnego utraciliby wsparcie świadectwami pochodzenia z końcem 2021 r. Zakładano, że świadectwa będą miały 24 miesiące trwałości i, że będzie zmniejszana ich ilość podlegająca obowiązkowemu umorzeniu. Systemy aukcji mają być organizowane przez URE. Ich wygranie umożliwi uzyskanie określonej ceny sprzedaży energii przez 15 lat. Kryterium podczas aukcji ma być oferowana cena za energię oraz stabilność źródła, bez podziału na technologie<sup>124</sup>. System aukcyjny będzie bazował na cenie referencyjnej, co jest korzystniejsze dla dużych inwestycji, które charakteryzują się niskimi kosztami stałymi. Jeśli producent energii nie wygra aukcji, to wówczas będzie sprzedawał energię po cenach rynkowych. W tej wersji ustawy o OZE założono, że jeśli zostanie w elektrowni wodnej zainstalowana moc większa niż 1 MW, to nie będzie obejmował tych obiektów ani system świadectw, ani aukcyjny. Zatem będzie można sprzedawać energię tylko po cenach rynkowych<sup>125</sup>.

Długi czas procedowania ustawy o OZE powodował, że potencjalni inwestorzy tkwili w bardzo dużej niepewności, gdyż nie wiedzieli, do czego mają się dostosowywać. Jednakże szczególnie trudną sytuację zastali przedsiębiorcy, których projekty były w toku lub już zostały zakończone, ale jeszcze nie były spłacone. Ich decyzje podejmowane były w innym otoczeniu prawnym i przy innych przesłankach ekonomicznych niż zaprojektowane w ustawie. Zmiana zasad w trakcie trwania realizacji inwestycji prowadzi do niezachowania założeń projektu i może spowodować całkowitą zmianę warunków prowadzenia działalności. W przypadku sektorów, takich jak sektor OZE, który charakteryzuje się wysokimi kosztami inwestycyjnymi i długim zwrotem z inwestycji, mogą powstać tzw. koszty osieroczone. Wiążą się one z brakiem możliwości zrekompensowania poniesionych wydatków i osiągnięcia spodziewanych zysków<sup>126</sup>. Jest to ryzyko nieotrzymania określonego dochodu, który był powodem realizowania inwestycji z uwagi na dłuższy okres zwrotu. Inwestorzy powinni mieć zagwarantowaną długotrwałą pewność w zakresie warunków realizowania inwestycji i znać z wieloletnim wyprzedzeniem zmiany w przepisach, aby mogli racjonalnie planować długotrwałe i kosztowne inwestycje, jakimi są te z branży odnawialnych źródeł energii.

Pojawiały się poglądy, że funkcjonujący przez wiele lat w Polsce jednakowy mechanizm rynkowy, tak samo wspierający energię z różnych odnawialnych źródeł nie jest korzystny, głównie ze względu na to, że zróżnicowane są koszty jednostkowe i całkowite wytworzenia energii z tych źródeł, co nie stwarza specjalnych za-

124 M. Pasiewicz, W. Brysz, *Planowany system wsparcia dla energetyki odnawialnej*, „Energetyka Wodna”, nr 4/2013, s. 17–18.

125 R. Koropis, *Niezależność – niedoceniana cecha MEW*, „Energetyka Wodna”, nr 4/2013, s. 3–3.

126 M. Burchard-Dziubińska, D. Lipińska, op. cit., s. 401.

chęć do modernizacji i inwestycji w niektóre droższe źródła. Ponadto uważa się, że takie samo wsparcie nie uwzględnia odmiennych efektów zewnętrznych związanych z poszczególnymi obiektami wykorzystującymi OZE. Niektórzy uważają, że istnieje nadmierne wspieranie współspalania biomasy z węglem oraz wytwarzania energii w dużych elektrowniach wodnych<sup>127</sup>. W nowej ustawie o OZE założono, że zostanie przyznany współczynnik dla współspalania przy wydawaniu świadectw pochodzenia, który będzie równy 0,5. W ustawie uwzględniono ponadto zróżnicowane wsparcie w zależności od nośnika OZE, zainstalowanej mocy urządzeń, daty włączenia instalacji do eksploatacji oraz modernizacji. Wsparcie będzie przyznawane na 15 lat. TRMEW zleciło przeprowadzenie badań, z których wynika, że 450 właścicieli elektrowni wodnych, których obiekty są starsze niż 15 lat straci wsparcie mechanizmami ekonomicznymi<sup>128</sup>. Ta grupa będzie się zwiększać.

Według nowej ustawy zakłada się, że modernizacja obiektu może pozwolić na wsparcie w zakresie zwiększonej mocy lub wydajności<sup>129</sup>. Są przykłady, kiedy modernizacja w związku z postępem technicznym przynosi znaczne efekty. Stara, zabytkowa elektrownia wodna w Horster Mühle w Niemczech była kilkakrotnie modernizowana i za każdym razem znacznie wzrastała jej wydajność. Podaje się, że modernizacja w 2009 r. zwiększyła jej wydajność o ponad 20%<sup>130</sup>. W wielu nowszych obiektach modernizacja może być jednakże nieracjonalna. Zgodnie z prawem wodnym potencjał wodny musi być optymalnie wykorzystany i jeśli w fazie projektowej właściwie dobrano do niego turbinę, dostosowując je do przepływów rzecznych, to dla takich obiektów nie ma praktycznych możliwości zwiększenia produkcji energii. Ponadto podjęta w ustawie kwestia modernizacji nie uwzględnia starych elektrowni wodnych, które zostały zmodernizowane w ostatnich latach. Zatem może wystąpić problem utraty praw nabytych<sup>131</sup>.

Ustawa nie daje możliwości oszacowania kształtowania się cen za sprzedawaną energię ze źródeł odnawialnych. Wyjątkiem w tej kwestii są prosumenci. Ustalono dla nich preferencyjny sposób obliczania ceny energii, liczony jako 210% średniej ceny energii z poprzedniego roku, którą ogłasza Prezes URE. Zatem samo ogłoszenie ustawy dla innych producentów niewiele wniosło w zakresie likwidacji

---

127 B. Soliński, *Zielone certyfikaty jako system wsparcia odnawialnych źródeł energii w Polsce*, [w:] Z Brodziński, M. Kramarz, M. Sławomirski (red.), *Energia Odnawialna wizytówką nowoczesnej gospodarki*, Wydawnictwo Adam Marszałek, 2011, s. 281–293; ta problematyka jest również poruszana w wywiadach przeprowadzonych przez red. U. Wojciechowską z przedstawicielami sektora OZE: *Podstawową zaletą systemu jest to, że istnieje*, „Czysta Energia”, nr 3/2011.

128 R. Koropis, *Stanowisko Towarzystwa Rozwoju Małych Elektrowni wodnych*, „Energetyka Wodna”, nr 03/2012, s. 16–17.

129 M. Pasiewicz, W. Brysz, *Komentarz do nowego projektu ustawy o OZE*, „Energetyka Wodna”, nr 03/2012, s. 17–17.

130 ZEK Hydro, *Drugie odrodzenie elektrowni wodnej Horster Muhle*, „Energetyka Wodna”, nr 2/2012, s. 29–31.

131 R. Koropis, *Stanowisko...*

cji niepewności inwestycyjnej. Wciąż jest wiele niewiadomych, brak wytycznych i interpretacji. Najważniejszą, poza trudnością w określeniu ceny energii, jest też niepewność, w jaki sposób będzie liczona pomoc publiczna. Dotyczy większości lub nawet wszystkich właścicieli pracujących obiektów, gdyż obejmuje dotychczas korzystających z systemu świadczeń pochodzenia oraz tych, którzy inwestycje finansowali w pewnym stopniu ze środków publicznych.

Najwłaściwszą przesłanką wynikającą z ustawy o OZE powinno być zapewnienie inwestorom poczucia długoterminowej stabilności i bezpieczeństwa dla prowadzonej działalności. To sprzyjałoby powstawaniu nowych inwestycji, co zapewniałoby pewne przychody do budżetu. W interesie państwa jest powstawanie jak największej liczby tych instalacji. Jednakże wydaje się, że nowa ustawa nie spełnia pokładanych w niej nadziei i nadal wywołuje dużą niepewność inwestycyjną.

## 2.7. Energetyka wodna w polityce i prawie

Gospodarowanie wodami powinno uwzględniać zasadę wspólnych interesów różnych podmiotów, w tym administracji publicznej, użytkowników wód, przedstawicieli lokalnych społeczności i być realizowane tak, aby uzyskać maksymalne korzyści społeczne. W krajach Unii Europejskiej zasady zarządzania wodami określa *Ramowa Dyrektywa Wodna* (RDW)<sup>132</sup>. Zgodnie z nią cele gospodarowania wodami to: ochrona i poprawa stanu środowiska wodnego oraz działania podejmowane w zakresie trwałego, zrównoważonego i sprawiedliwego korzystania z wód. RDW kładzie nacisk na ekologiczne i całościowe podejście do stanu wód i dorzecza, włącznie z planowaniem na tym szczeblu oraz informowaniem i włączaniem społeczeństwa w te działania. Zarządzanie w układzie obszarów dorzeczy związane jest z tym, aby wszystkie najważniejsze rozstrzygnięcia odnosiły się do jednolitego obszaru pod względem hydrograficznym<sup>133</sup>. Uznaje się, że podział administracyjny, który obowiązywałby także w odniesieniu do administrowania siecią hydrograficzną naruszałby jej spójność. Zarządzanie albo planowanie rozwoju dorzeczy wymaga powiązania z procesami programowania i planowania rozwoju

132 *Dyrektywa 2000/60/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 października 2000 r. ustanawiająca ramy wspólnotowego działania w dziedzinie polityki wodnej.*

133 J. Rotko, *Kluczowe problemy gospodarowania wodą w świetle prawa polskiego*, [w:] H. Lisicka (red.), *Wybrane problemy prawa ochrony środowiska. Rola Sądów. Prawo wodne*, Wydawnictwo Prawo Ochrony Środowiska, Wrocław 2007, s. 139–146.

na poziomie krajowym, w tym głównie z polityką ekologiczną, polityką rozwoju regionalnego, polityką przestrzenną i polityką regionalną<sup>134</sup>.

Zakłada się, że wdrożenie RDW przyczyni się w Polsce do osiągnięcia dobrego stanu wód najpóźniej do 2027 roku<sup>135</sup>. Dyrektywa zakłada pełen zwrot kosztów usług wodnych. Przyjmuje się, że zwrot kosztów za usługi wodne odnosi się do zaopatrzenia w wodę, odprowadzania ścieków, energetyki, żeglugi śródlądowej, rolnictwa, i niektórych sytuacji ochrony przeciwpowodziowej<sup>136</sup>. Zwrot kosztów usług wodnych można powiązać z zasadą „zanieczyszczający płaci” i z kosztami wynikającymi z antropopresji na zasoby wodne oraz stratami ponoszonymi przez użytkowników. Do przykładowych kosztów należą: koszty związane z naprawą urządzeń na skutek zanieczyszczeń wód, dodatkowe koszty uzdatniania nadmiernie zanieczyszczonej wody, koszty ponoszone na zachowanie walorów środowiska wodnego (w tym rekultywacji zanieczyszczonych zbiorników wodnych). Powinno się też uwzględnić koszty utraconych korzyści, gdyby zasoby wodne i ich zdolność odnawiania zostały uszczuplone w rezultacie istniejącego sposobu ich wykorzystania. Należą do nich między innymi utracone dochody w gospodarce rybnej, czy w rekreacji wodnej<sup>137</sup>. Oczywiście wydaje się, że zrównoważone gospodarowanie wodami powinno uwzględniać efekty zewnętrzne. Natomiast problemem jest wyliczenie tych efektów oraz ocena faktycznego ich wpływu. W Polsce RDW została wdrożona głównie przez ustawę prawo wodne.

W Polsce strategiczne cele gospodarowania wodami uwzględniają między innymi: konieczność adaptacji do zmian klimatu i do zwiększonego ryzyka występowania gwałtownych zjawisk pogodowych, prowadzenie polityki oszczędzania wody, ograniczenia i zagrożenia zasobów wodnych w planach zagospodarowania przestrzennego kraju<sup>138</sup>. Ocenia się, że obecnie gospodarka wodna ma niską rangę w polityce państwa. To związane jest z niedoinwestowaniem i niedofinansowaniem, rozproszonym systemem organizacyjnym, który nie zapewnia skutecznego zarządzania, właściwej ochrony przeciwpowodziowej i ochrony podczas suszy<sup>139</sup>.

Jednym z celów projektu polityki wodnej przygotowanym przez KZGW jest zwiększenie wykorzystania potencjału energetycznego rzek z uwzględnieniem wymagań środowiskowych. Zaznacza się w nim, że „Energetyczne wykorzystanie

---

134 A. Tyszecki, *Gospodarowanie wodami a równoważenie rozwoju*, „Gospodarka Wodna”, nr 8/2009, s. 306–310.

135 E. Malicka, *Warunki korzystania z wód regionów wodnych*, „Energetyka Wodna”, nr 4/2013, s. 12–13.

136 L. Bagiński, *Dyrektorzy wodni*, „Gospodarka Wodna”, nr 6/ 2010, s. I–IV.

137 M. Cygler, R. Miłaszewski, *Materiały do studiowania ekonomiki zaopatrzenia w wodę i ochrony wód*, Wydawnictwo „Ekonomia i Środowisko”, Białystok 2008, s. 34–37.

138 T. Okruszko, M. Kijańska, *Zmiany klimatu a gospodarowanie wodami*, Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, Warszawa 2009, s. 4–5.

139 L. Karwowski, B. Janowczyk, *Projekt polityki wodnej państwa do roku 2030 (z uwzględnieniem etapu 2016)*, „Gospodarka Wodna”, nr 8/2010, s. 301–304.



wód musi wynikać zarówno z potrzeb (ogólnokrajowych, regionalnych, jak i lokalnych) w zakresie wytwarzania energii, jak również możliwości technicznych, a realizowane musi być zgodnie z zasadami zrównoważonego rozwoju uwzględnianymi w gospodarowaniu wodami, mającymi na celu zachowanie dobrego stanu jakościowego i ilościowego zasobów wodnych kraju poprzez skoordynowanie potrzeb wodnych ludności i gospodarki, z uwzględnieniem potrzeb ochrony ekosystemów wodnych i od wód zależnych<sup>140</sup>. Uznaje się, że „Inwestycje w zakresie energetycznego wykorzystania wód muszą być realizowane zgodnie z obowiązującymi przepisami w zakresie ochrony środowiska, które determinują zarówno kwestie lokalizacji samego przedsięwzięcia, jak również warunki jego wykonania oraz eksploatacji. Dodatkowo, rozważając możliwość wykonania elektrowni wodnej, należy wziąć pod uwagę jej wpływ zarówno na samo koryto rzeki, jak również na urządzenia w nim zlokalizowane, tak, aby planowane zamierzenie nie przyczyniło się do niewspółmiernego zwiększenia kosztów ich utrzymania. Dlatego też planowanie inwestycji w zakresie energetyki wodnej powinno być poprzedzone, w każdym przypadku, oceną możliwości jej realizacji, w kontekście obowiązujących przepisów środowiskowych oraz możliwego do wykorzystania, w danej lokalizacji i przy zastosowaniu konkretnych rozwiązań technicznych, potencjału hydroenergetycznego cieku<sup>141</sup>. W projekcie stwierdza się, że „W Polsce, podobnie jak w innych krajach europejskich, istnieje silny sprzeciw wobec budowy dużych elektrowni wodnych, głównie z powodów środowiskowych (ze względu na niekorzystny wpływ elektrowni na ekosystem rzeki i terenów przyległych)<sup>142</sup>. Uznano, że „Perspektywy rozwoju energetyki wodnej mogą być związane głównie z kompleksową modernizacją istniejących elektrowni oraz dalszym rozwojem MEW, w tym bazującym na wykorzystaniu już istniejących obiektów piętrzących. Budowa elektrowni wodnej powinna być zadaniem towarzyszącym nowej inwestycji hydrotechnicznej (tworzącej potencjał hydroenergetyczny), mający na celu ochronę przeciwpowodziową, przeciwdziałanie skutkom suszy oraz zaopatrzenie w wodę, co umożliwić będzie racjonalne wykorzystanie powstałego potencjału hydroenergetycznego [...] Tempo i kierunki rozwoju energetyki wodnej, będącej interesariuszem gospodarki wodnej, w najbliższej przyszłości zależeć będą zarówno od kierunków rozwoju przyjętych w politykach sektorowych oraz od potrzeb wodnych środowiska przyrodniczego i innych użytkowników wód, a także od ustalenia dopuszczalnych lokalizacji MEW i określenia standardów stosowanych w nich rozwiązań<sup>143</sup>. W założeniach Polityki Wodnej Państwa zaznaczono rów-

140 Ministerstwo Środowiska, Krajowy Zarząd Gospodarki Wodnej, *Projekt Polityki Wodnej Państwa do roku 2030 (z uwzględnieniem etapu 2016)*, 2010, s. 33–34, <http://www.kzgw.gov.pl/pl/Projekt-Polityki-wodnej-panstwa-do-roku-2030.html>, [Dostęp 09.01.2014].

141 Ibidem.

142 Ibidem.

143 Ibidem.

niez, że potencjał energetyczny rzek przy uwzględnieniu wymagań środowiskowych zostanie racjonalnie wykorzystany do 2030 r.<sup>144</sup>

Zgodnie z prawem wodnym ochronie podlegają wszystkie wody, niezależnie od stosunków właścicielskich, a zarządzanie zasobami wodnymi ma służyć zaspokajaniu potrzeb ludności, gospodarki, ochronie wód i środowiska związanego z tymi zasobami, ze szczególnym uwzględnieniem tworzenia warunków dla energetycznego, transportowego i rybackiego wykorzystania wód<sup>145</sup>. Podstawowe zasady przy gospodarowaniu wodami to: zasada zrównoważonego rozwoju, zasada racjonalnego i całościowego traktowania zasobów wodnych z uwzględnieniem ich ilości i jakości, zasada szczególnego traktowania wód podziemnych, zasada planowania, zasada powszechności ochrony (niezależnie od własności), zasada prewencji (unikanie, eliminowanie i ograniczanie zanieczyszczeń wód), zasada prawnej reglamentacji działań, które mogą zagrozić wodom (wymóg uzyskiwania pozwoleń wodno-prawnych)<sup>146</sup>. Instrumentami zarządzania zasobami wodnymi są: planowanie gospodarowaniem wodami, pozwolenie wodnoprawne, opłaty w gospodarce wodnej, kataster wodny oraz kontrola gospodarowania wodami.

*Prawo wodne* określa między innymi kwestie dostępu do wód, korzystania z nich, sprawy własności gruntów pokrytych powierzchniowymi wodami płynącymi oraz zasady gospodarowania nimi, gospodarowania mieniem związanym z gospodarką wodną. Zretencjonowana woda w zbiorniku wodnym lub woda przepływająca jako przedmiot prawny niesamoistny nie jest rzeczą. Charakteru rzeczy dopiero nabiera w połączeniu z gruntem. Wówczas, jako przedmiotowi prawnie samoistnemu, można przypisać prawo własności<sup>147</sup>. Grunty tworzą dna i brzegi cieków naturalnych, jezior oraz innych naturalnych zbiorników wodnych w granicach linii brzegu. Linia brzegu to fizyczna granica cieków naturalnych. Stanowi linię graniczną oddziaływania norm prawa wodnego i uprawnień właścicielskich Skarbu Państwa. Dla cieków naturalnych jest to krawędź brzegu lub linia stałego porostu traw albo linia, którą ustala się według średniego stanu wody. Prawa

---

144 Ibidem.

145 J. Sommer, *Prawo wodne w systemie Prawa ochrony środowiska – aktualna koncepcja legislacyjna*, [w:] H. Lisicka (red.), *Wybrane problemy prawa ochrony środowiska. Rola Sądów. Prawo wodne*, Wydawnictwo Prawo Ochrony Środowiska, Wrocław 2007; J. Ciechanowicz-McLean, *Bezpieczeństwo ekologiczne w prawie ochrony środowiska i w prawie wodnym*, [w:] H. Lisicka (red.), *Wybrane problemy prawa ochrony środowiska. Rola Sądów. Prawo wodne*, Wydawnictwo Prawo Ochrony Środowiska, Wrocław 2007, s. 154–161.

146 J. Rotko, op. cit.

147 L. Osuch-Chacińska, *Regulacje prawne ustawy Prawo wodne dotyczące własności wód i gruntów pokrytych wodami jak również gospodarowania innym mieniem związanym z gospodarką wodną*, grudzień 2009, [http://archiwum.ekoportal.gov.pl/warto\\_wiedziec\\_i\\_odwiedzic/artykuly/RegulacjePrawneUstawyPrawoWodne.html](http://archiwum.ekoportal.gov.pl/warto_wiedziec_i_odwiedzic/artykuly/RegulacjePrawneUstawyPrawoWodne.html), [Dostęp 25.03.2012].

właścicielskie do gruntów pokrytych śródlądowymi powierzchniowymi wodami płynącymi przysługują wyłącznie Skarbowi Państwa<sup>148</sup>.

*Prawo wodne* ustala hierarchicznie organy odpowiedzialne za gospodarowanie wodami. Są to minister właściwy do spraw gospodarki wodnej, Prezes Krajowego Zarządu Gospodarki Wodnej – KZGW (centralny organ administracji rządowej, nadzorowany przez ministra właściwego do spraw gospodarki wodnej), dyrektor regionalnego zarządu gospodarki wodnej (organ administracji rządowej, podlegający Prezesowi KZGW), wojewoda oraz organy jednostek samorządu terytorialnego<sup>149</sup>. W tabeli 2.7. przedstawiono schemat gospodarowania zasobami wód płynących w Polsce.

**Tabela 2.7.** Gospodarowanie gruntami pokrytymi powierzchniowymi wodami płynącymi

Organy i podstawy prawne	Rodzaj wód			
	Istotne dla kształtowania zasobów wodnych oraz ochrony przeciwpowodziowej	Znajdujące się w granicach parków narodowych	Istotne dla regulacji stosunków wodnych na potrzeby rolnictwa	Znajdujące się w granicach nadleśnictw
Organy wykonujące prawa właścicielskie do wód i gruntów nimi pokrytych	Prezes Krajowego Zarządu Gospodarki Wodnej	Dyrektor Parku Narodowego	Marszałek województwa	Nadleśniczy
Podstawa prawna	Art. 11 ust. 1 pkt 2 art. 14 ust. 1 i ust. 3 prawa wodnego	Art. 11 ust 1 pkt 3 art. 14 ust. 1 i ust. 3 prawa wodnego	Art. 11 ust 1 pkt 4 art. 14 ust. 1 i ust. 3 prawa wodnego	Art. 11 ust. 1a, art. 14 ust.1 i ust. 3 prawa wodnego, porozumienie, o którym mowa w art. ust 1a
Organy zarządzające gruntami pokrytymi wodami	Regionalne zarządy gospodarki wodnej	Parki narodowe	Wojewódzkie zarządy melioracji i urządzeń wodnych	Lasy państwowe nadleśnictwa
Podstawa prawna	Art. 217 ust. 1 prawa wodnego	Art. 217 ust. 1 prawa wodnego	Art. 19 ust. 1 ustawy z dnia 3 czerwca 2005 r. o zmianie prawa wodnego	Art. 32 ust. 1 ustawy z dnia 28 września 1991 r. o lasach

**Źródło:** M. Pituła K. Kowalewski, *Zarządzanie zasobem gruntów Skarbu Państwa pokrytych powierzchniowymi wodami płynącymi*, „Gospodarka Wodna”, nr 11/2009, s. 432.

148 L. Osuch-Charcińska, *Zasób nieruchomości Skarbu państwa w gospodarce wodnej*, „Gospodarka Wodna” 3/2008, s. 98–101; M. Pituła K. Kowalewski, *Zarządzanie zasobem gruntów skarbu państwa pokrytych powierzchniowymi wodami płynącymi*, „Gospodarka Wodna” 11/2009, s. 432; T.M. Łaguna, M. Witkowska-Dąbrowska, *Zarządzanie zasobami środowiska*, Wydawnictwo Ekonomia i Środowisko, Białystok–Olsztyn 2010, s. 37.

149 Ust. 2, art. 4, *Ustawa z dnia 18 lipca 2001 r. Prawo wodne*, (Dz.U. z 2001 r. Nr 115, poz. 1229).

Utrzymywanie wód (dbanie o stan dna i brzegi cieków naturalnych) należy do organów wykonujących prawa właścicielskie Skarbu Państwa. Wody płynące nie podlegają obrotowi cywilnoprawnemu, a korzystanie z nich odbywa się wyłącznie na podstawie przepisów *Prawa wodnego*. Utrzymanie kanałów i innych urządzeń wodnych, które jako budowle podlegają przepisom *Prawa budowlanego*, spoczywa na ich właścicielach lub zarządcach (mogą to być osoby prawne lub cywilne)<sup>150</sup>. Aby korzystać z powierzchniowych wód śródlądowych stanowiących własność Skarbu Państwa, pozostawiony jest pas o szerokości powyżej 1,5 m wzdłuż linii brzegu cieków i jezior naturalnych, który umożliwia dojście i poruszanie się wzdłuż tych wód<sup>151</sup>.

Grunty pokryte śródlądowymi wodami powierzchniowymi płynącymi należącymi do Skarbu Państwa również stanowią własność Skarbu Państwa i nie podlegają obrotowi cywilnoprawnemu. Gospodarowanie nimi w granicach linii brzegu wykonują te same organy i jednostki, które w imieniu Skarbu Państwa wykonują prawa właścicielskie w stosunku do wód<sup>152</sup>. Te grunty mogą być na zasadach określonych w prawie wodnym oddane w użytkowanie. Między innymi dotyczy to gruntów położonych w korycie rzeki (w granicach linii brzegu) koniecznych do zlokalizowania na nich budowli takich jak: zapory, jazy, elektrownie wodne, przepławki dla ryb, filary, przyczółki mostów, nabrzeża, pomosty, ujęcia wody, wyloty wód i ścieków, itp. Umowy użytkowania gruntu pokrytego wodami powierzchniowymi dla nowobudowanych obiektów zawierane są po uzyskaniu pozwolenia wodnoprawnego na wykonanie urządzenia, a przed uzyskaniem pozwolenia na budowę. Umowa może być rozwiązana przez każdą ze stron w przypadku cofnięcia, wygaśnięcia lub ograniczenia pozwolenia wodnoprawnego. Przepisy prawa nie regulują okresu, na jaki ma być zawarta umowa. Wskazane byłoby, żeby była ona zawierana na czas nieoznaczony bądź na czas istnienia urządzeń wodnych na tych gruntach. Pozostałe grunty niezbędne do realizacji inwestycji, położone poza linią brzegu (niebędące gruntami pokrytymi wodami powierzchniowymi) pozyskuje się na zasadach umowy cywilnoprawnej<sup>153</sup>.

Urządzenia wodne, takie jak budowle piętrzące, zbiorniki i stopnie wodne, kanały, rowy, wały przeciwpowodziowe mogą stanowić własność Skarbu Państwa, osób prawnych lub fizycznych. W niektórych lokalizacjach sytuacja własnościowa urządzeń wodnych nie jest określona. Istnieją urządzenia wodne Skarbu Państwa, zlokalizowane na gruntach prywatnych, które zostały zajęte pod ich budowę, a nie zostały od właściciela wykupione. Jednocześnie wiele urządzeń wodnych stanowiących własność osób prawnych lub cywilnych jest zlokalizowanych w korytach

150 L. Osuch-Charcińska, *Regulacje prawne...*

151 Art. 27 *Prawa wodnego*.

152 M. Pituła K. Kowalewski, *Zarządzanie zasobem gruntów skarbu państwa pokrytych powierzchniami wodami płynącymi*, „Gospodarka Wodna”, nr 11/2009, s. 432.

153 L. Osuch-Charcińska, *Regulacje prawne...*

rzek na gruntach stanowiących własność Skarbu Państwa, dla których nie zawarto umów użytkowania. Zatem nie mają uregulowanego stanu prawnego. Zdarzają się również obiekty, w stosunku do których trudno określić prawa własności. Są to głównie stare zbiorniki, dawno temu budowane stopnie wodne czy kanały powstałe w celu wykorzystania energetycznego lub zaopatrzenia w wodę. Przejęcia własności prywatnej przez państwo po II wojnie światowej czasem nie obejmowały tych urządzeń. Są one najczęściej w złym stanie technicznym, gdyż nie były odpowiednio utrzymywane przez wiele lat<sup>154</sup>. Wiele z nich zagraża bezpieczeństwu. Z kolei często rozbiórka tego rodzaju starych obiektów nie powinna być wykonywana, gdyż mogą stabilizować dno, a poza tym środowisko wodne już przystosowało się do tego stanu<sup>155</sup>.

W kwestii utrzymywania urządzeń wodnych *Prawo wodne* stanowi, że jego przepisy nie naruszają przepisów *Prawa budowlanego*. Z kolei według *Prawa budowlanego* właściciel lub zarządca obiektu budowlanego jest obowiązany utrzymywać i użytkować obiekt w sposób zgodny z jego przeznaczeniem, wymaganiami związanymi z ochroną środowiska, utrzymywać go w należyтым stanie technicznym, estetycznym, bez dopuszczania do nadmiernego pogorszenia jego właściwości użytkowych i sprawności technicznej<sup>156</sup>. Art. 64. *Prawa wodnego* określa obowiązki utrzymywania urządzeń wodnych. Obejmują one ich eksploatację, konserwację oraz remonty w celu zachowania ich funkcji. W kosztach ich utrzymywania uczestniczy ten, kto odnosi z nich korzyści. Ustalenia i podziału kosztów dokonuje na wniosek właściciela urządzenia wodnego, w drodze decyzji, organ właściwy do wydania pozwolenia wodnoprawnego. Właściciel urządzenia wodnego znajdującego się na śródlądowych wodach powierzchniowych jest zobowiązany do zapewnienia obsługi, bezpieczeństwa oraz właściwego funkcjonowania tego urządzenia, z uwzględnieniem wymagań wynikających z warunków utrzymywania wód. Ponadto użytkownik budowli piętrzącej, o wysokości piętrzenia powyżej 1 m i przepływie średnim rocznym (SSQ) powyżej 1,0 m<sup>3</sup>/s, jest zobowiązany do prowadzenia dziennika gospodarowania wodą<sup>157</sup>. Do obowiązków właściciela wody należy dbanie o utrzymanie dobrego stanu ekologicznego zasobów wodnych, a więc też niepodejmowanie i niedopuszczenie do działań, które mogłyby powodować ich degradację. Jeśli już do niej dojdzie, to obowiązkiem właściciela wód jest współudział w działaniach prowadzonych do poprawy ich stanu. Jednocześnie nie może on dopuścić do wzrostu zagrożenia powodziowego. Przy projek-

154 L. Osuch-Charcińska, *Regulacje prawne...*

155 S. Wójcik-Jackowski, *Rozbiórka urządzeń wodnych*, „Gospodarka Wodna”, nr 2/2009, s. 58–64; S. Wójcik-Jackowski, J. Kamiński, *Rozwój energetyki wodnej w południowo-wschodniej Polsce w świetle obowiązujących planów w gospodarce wodnej*, „Polityka Energetyczna”, t. 15, z. 2, 2012, s. 103–114.

156 L. Osuch-Charcińska, *Regulacje prawne...*

157 *Ustawa z dnia 18 lipca 2001 r. Prawo wodne...*

towaniu, budowie i użytkowaniu urządzeń wodnych powinno się kierować zasadą zrównoważonego rozwoju, ze szczególną dbałością o dobry stan ekologiczny wód i charakterystyczne biocenozy oraz rzeźbę terenu<sup>158</sup>.

Jeśli inny zakład przejmuje całą instalację, to wówczas istnieje możliwość przeniesienia pozwolenia wodnoprawnego na niego (zgodnie z art. 134 ust. 1 *Prawa wodnego*). Przejmujący musi zapewnić prawidłowe wykonanie decyzji i podjąć wszystkie obowiązki. Pozwolenie wodnoprawne wygaśnie po tym okresie, na jaki zostało wydane. Z kolei, jeśli przejęcie dotyczy pewnej części instalacji, to wówczas podmiot musi wystąpić o wydanie nowej decyzji wodnoprawnej<sup>159</sup>.

Planowane nowelizacje w ustawie *Prawo wodne* zakładają zmiany związane z uzyskiwaniem przychodów przez Skarb Państwa z opłat za pobór wód i wprowadzanie ścieków do wód lub ziemi oraz przychody z administracyjnych kar pieniężnych za przekroczenie wprowadzenia dopuszczalnej ilości ścieków lub wód do ziemi (określonej w pozwoleniu wodnoprawnym lub pozwoleniu zintegrowanym)<sup>160</sup>. Jeszcze nie określono, w jakiej wysokości pobierane będą opłaty za wykorzystanie wód do celów energetyki. Pojawiają się poglądy, że energetyka wodna, korzystając z infrastruktury gospodarki wodnej, uczestniczy w jej utrzymaniu, gdyż właściciele MEW wnoszą opłaty za dzierżawę piętrzeń, a także infrastruktury towarzyszącej oraz ponoszą dodatkowe koszty związane z eksploatacją urządzeń wodnych, czasem też ich remontów czy konserwacją brzegów rzek w pobliżu elektrowni. Zaważa się, że narzucanie opłat wyłącznie w oparciu o pobór wody jest krzywdzące dla właścicieli elektrowni, które zlokalizowane są przy niskim spadzie wodnym oraz pracują z przestarzałą turbiną o niewielkiej sprawności<sup>161</sup>. Opłaty za pobór wód dla energetyki wodnej występują w niektórych krajach. W państwach UE obowiązują one w Belgii, Grecji, Francji, Portugalii, Włoszech i Rumunii. Podaje się, że w Rumunii są one bardzo dużym obciążeniem dla właścicieli elektrowni wodnych, zwłaszcza dla tych, którzy posiadają elektrownie niskospadowe. Z tego względu niektóre obiekty są zamykane<sup>162</sup>. Również przedstawiciele Europejskiego Stowarzyszenia Małej Energetyki Wodnej (ang. *European Small Hydropower Association* – ESHA) podają, że czasami wprowadzanie takich opłat może wywierać znaczny wpływ na zmniejszenie opłacalności inwestycji w MEW, a nawet być zagrożeniem dla jej funkcjonowania<sup>163</sup>.

158 J. Ciechanowicz-McLean, *Bezpieczeństwo...*

159 S. Fabisiak, *Procedura przeniesienia wodnoprawnego*, „Energetyka Wodna”, nr 01/2013, s. 25–26.

160 M. Kubecki, *Rewolucyjne zmiany w prawie wodnym*, „Energetyka Wodna”, nr 2/2012, s. 19–21; M. Lis, *Nowe prawo wodne coraz bliżej*, „Energetyka Wodna”, nr 4/2013, s. 5–5.

161 J. Steller, *Opłaty za użytkowanie wody przez energetykę wodną*, „Energetyka Wodna”, nr 2/2012, s. 21–22.

162 Ibidem.

163 E. Malicka, *Forum polityczne ESHA*, „Energetyka Wodna”, nr 2/2012, s. 39–40.

W niedalekiej przyszłości rozważane jest wprowadzenie administracyjnych rozwiązań dotyczących sposobu obliczania (minimalnego) nienaruszalnego przepływu hydrologicznego<sup>164</sup>, zakresu wymagań i terminów w zakresie zapewnienia ciągłości morfologicznej cieków, ograniczenia w zakresie budowy nowej infrastruktury hydrotechnicznej, kolejność podmiotów w korzystaniu z wód. Zapewnienie ciągłości morfologicznej cieków wiąże się z budową przepławek i urządzeń zapewniających ochronę ryb spływających. Poszczególne zarządy regionalne opracowały swoje zalecenia w tym zakresie. Są to rozwiązania techniczne ograniczające przedostawanie się spływających ryb do wlotów elektrowni wodnych (RZGW Poznań), kraty o niewielkim prześwicie (RZGW Szczecin) czy urządzenia eliminujące śmiertelność organizmów (RZGW Kraków), zastosowanie turbin przyjaznych rybnom (RZGW Poznań i Wrocław). Terminy ich wprowadzenia są zróżnicowane. Przykładowo RZGW Warszawa podaje, że ma to nastąpić w 2018 r. lub w 2021 r. w zależności od rodzaju cieku. Inne oddziały RZGW nakazują dokonanie dostosowań przy zmianie lub wydaniu nowego pozwolenia wodnoprawnego. Nie wskazano, na kim spoczywa obowiązek finansowania i wykonania urządzeń zabezpieczających ciągłość morfologiczną. Obecnie wszystkie RZGW opracowują projekty warunków korzystania z wód swoich obszarów. Przykładowo RZGW Warszawa i RZGW Kraków nałożyły obowiązek budowy przepławek zgodnie z wytycznymi w zakresie ich parametrów na wszystkich administrowanych przez nich ciekach wodnych<sup>165</sup>.

## 2.8. Aspekty techniczno-organizacyjne funkcjonowania rynku energii

Zaplanowanie produkcji energii w odpowiedniej ilości wiąże się z koniecznością prawidłowej oceny przyszłego jej zużycia. Energia jest wytwarzana i dostarczana finalnym odbiorcom w trybie ciągłym. Ewentualnie na Rynku Bilansującym (RB) istnieje możliwość uzupełnienia niedoborów lub sprzedaż nadwyżki wyprodukowanej energii (po wyższych cenach w stosunku do cen rynkowych). Zapewnienie ciągłości dostaw energii wymaga utrzymania rezerwy mocy wytwórczych w elektrowniach oraz świadczenia przez wytwórców energii pewnych

---

164 Metody obliczania przepływu nienaruszalnego zostały przedstawione między innymi w pracy: M. Mokwa, *Czy naruszać przepływ nienaruszalny*, „Energetyka Wodna”, nr 4/2013, s. 42–48.

165 E. Malicka, *Warunki korzystania z wód regionów wodnych*, „Energetyka Wodna”, nr 4/2013, s. 12–13.

usług systemowych na rzecz sieci przesyłowej<sup>166</sup>. W tym celu wykorzystuje się możliwości magazynowania surowców do wytworzenia energii, jak i samej energii. Paliwa konwencjonalne mogą być przechowywane, aby w miarę potrzeb wytwarzać z nich energię elektryczną i ciepłą<sup>167</sup>. Z kolei w przypadku OZE właściwie tylko biomasa może być magazynowana. Rozróżnia się przechowywanie energii w okresach krótkich (milisekundach) i długich (godzinach i dniach)<sup>168</sup>. Częściowe gromadzenie energii następuje przez pracę elektrowni szczytowo-pompowych. Inne możliwości magazynowania energii na szerszą skalę rozważa się na razie w różnych projektach. Na etapie badań lub wdrożeń przemysłowych są: zasobniki sprężonego powietrza, zasobniki bateryjne, ogniwa paliwowe, koła zamachowe, superkondensatory czy zasobniki nadprzewodzące. Różnią się one w zakresie wielkości możliwości gromadzenia energii, czasu jej przetrzymywania oraz możliwości współpracy ze źródłami OZE. W pewnym stopniu magazynowanie energii jest możliwe w akumulatorach<sup>169</sup>. Szersze możliwości magazynowania energii ograniczyłyby problemy wynikające ze zmienności produkowanej energii. Dotyczy to zwłaszcza energii uzyskanej z odnawialnych źródeł. Zmagazynowana energia mogłaby być wykorzystywana w momentach zapotrzebowania, co ograniczałoby udział konwencjonalnych źródeł pracujących interwencyjnie przy zmiennej produkcji energii z OZE.

W tradycyjnym systemie elektroenergetycznym obciążenie, jak i dostępne moce są prognozowane z relatywnie dużą dokładnością. Przy przesyłce energii utrzymuje się jej określone parametry i dąży do ograniczania strat. Krajowy System Energetyczny (KSE) musi równoważyć dla każdej chwili moc przesyłaną i pobieraną. Związane jest to z wcześniejszym określeniem optymalnego napięcia w sieci uzależnionego od wartości mocy i odległości przesyłu. Konieczne jest także przeciwdziałanie skutkom potencjalnych awarii, które mogą być wywołane wieloma czynnikami. Należą do nich między innymi: ekstremalne warunki atmosferyczne, klęski żywiołowe, przeciążenia linii przesyłowych i stacji systemowych, awarie techniczne w obwodach pierwotnych i wtórnych, błędne działania ludzkie lub zaniechanie działania, zła współpraca dyspozytorów, strajki, wandalizm, sabotaż, awarie wywołane infrastrukturą otaczającą linie i urządzenia elektroenergetyczne. Te czynniki mogą wywołać między innymi: nagłe wypadnięcie z ruchu elementów systemu elektroenergetycznego, przeciążenia sieci, niestabilność pracy

166 E. Tchórzewski, *Historyczne i ekonomiczne uwarunkowania powstania rynku energii elektrycznej*, <http://www.cire.pl/item,27177,7.html>, [Dostęp 15.11.2010].

167 Więcej: E. Garścia, *Jak rozwiązać problem magazynowania energii*, „Aura”, nr 6/2008, s. 3–3.

168 M Pawełczyk, J. Kozyra, G. Krawczyk, *Sposoby magazynowania energii szansą na lepsze wykorzystanie energii odnawialnej*, [w:] J. Kalotka (red.), *Odnawialne źródła energii*, Materiały z I Ogólnopolskiego Seminarium „Odnawialne źródła energii”, Instytut Technologii i Eksploatacji – PIB w Radomiu, Radom 2005, s. 213–222.

169 H. Majchrzak, *Magazynowanie energii z OZE*, „Czysta Energia”, nr 10/2011, s. 11; H. Majchrzak, *Samochód elektryczny*, „Czysta Energia”, nr 5/2011, s. 8–8.



systemu, znaczne odchylenia częstotliwości i napięcia od wartości przewidzianych w odpowiednich normach<sup>170</sup>.

Znaczną nieprzewidywalność systemu elektroenergetycznego może wywołać podłączanie do niego obiektów wytwarzających energię w dużych zainstalowanych mocach, dla których jest stosunkowo trudno prognozować wielkość produkcji ze względu na dużą zmienność w wytwarzaniu energii<sup>171</sup>. Dotyczy to zwłaszcza wielkich elektrowni wiatrowych. Na dzień następnny błąd ogólnej prognozy prędkości wiatru wynosi 4%, a prognozy zużycia energii ustalane są z błędem 2%. Teoretycznie można ustalić dość dokładnie pracę ogólną systemu elektroenergetycznego z wyprzedzeniem kilkunastogodzinnym. Jednakże niezwykle ważna jest szczegółowa praca systemu w poszczególnych sekundach. Niewłaściwe działanie, brak koordynacji przy gwałtownych zmianach mocy może być przyczyną problemów systemu i zjawisk niepożądanych typu *blackout*<sup>172</sup>. Zastępowanie wielu jednostek odnawialnych o dużej mocy przez energetykę konwencjonalną miało miejsce na przykład latem 2003 r., kiedy nad większością terenów Europy panowała cisza wiatrowa i duże farmy wiatrowe zostały wyłączone na terenie Niemiec, Francji, Włoch i Hiszpanii<sup>173</sup>. W Danii, w której udział zainstalowanej mocy w elektrowniach wiatrowych jest bardzo duży, praktycznie od 2003 r. nie powstają nowe moce w energetyce wiatrowej na lądzie (z kolei powstają tam elektrownie wiatrowe na morzu). Spowodowane jest to dążeniem do zwiększenia bezpieczeństwa dostaw energii<sup>174</sup>. Warto zauważyć, że w Polsce w 2009 r. udział mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych wynosił 2%, a ich udział w produkcji elektryczności wynosił tylko około 0,3%<sup>175</sup>.

Znaczącym problemem w polskiej energetyce są przewlekłe procedury uzyskiwania zezwoleń na budowę nowych obiektów. Budowa obecnie powstających linii trwa bardzo długo, zwykle około 10–15 lat. Większość czasu zajmują procedury administracyjne, ustalanie drogi, uzgadnianie kwestii własności i odpłatności za wykorzystanie gruntów<sup>176</sup>. Efektywność linii energetycznych określają straty

---

170 A. Rakowska, A. Grzybowski, J. Stiller, *Czy grożą nam awarie systemowe wywołane czynnikami klimatycznymi?*, „Energetyka”, lipiec 2009, [http://www.rynek-ciepła.cire.pl/pliki/2/czy\\_groza\\_systmowe.pdf](http://www.rynek-ciepła.cire.pl/pliki/2/czy_groza_systmowe.pdf).

171 A. Rajewski, *Moc rezerwowe dla energetyki wiatrowej*, „Czysta Energia”, nr 4/2009, s. 40–41.

172 G. Barzyk, *Problemy i aktualne kierunki rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce*, „Czysta Energia”, nr 2/2008, s. 32–35.

173 T. Boczar, *Energetyka wiatrowa...*, s. 256–257.

174 Ł. Jaworski, *Uwarunkowania rozwoju inwestycji w odnawialne źródła energii do produkcji energii elektrycznej w Unii Europejskiej do roku 2020 i w latach kolejnych*, „Polityka Energetyczna”, t. 14, z. 1, 2011, s. 163–178.

175 T. Żylicz, *Zielona energia*, „Aura”, nr 4/2010, s. 26–27.

176 Więcej: B. Ziębiński, K. Makuch, *Hydroenergetyka – perspektywy legislacyjne, oczekiwania sektora*, „Energetyka Wodna”, nr 2/2013, s. 29–30; Z. Maciejewski, *Stan krajowego systemu elektroenergetycznego*, „Polityka Energetyczna”, t. 11, z. 2, 2011, s. 249–259; W. Dołęga, *Rola uregulowań prawnych w procesie zapewnienia bezpieczeństwa elektroenergetycznego kraju*,

energii w stosunku do ilości transmitowanej energii. Straty wynikające z przesyłu energii są odwrotnie proporcjonalne do napięcia przesyłu. Z tego względu energia elektryczna jest przesyłana liniami o jak najwyższym napięciu. Najwięcej strat jest w sieci dystrybucyjnej średnich i niskich napięć – około 10%, w sieci dystrybucyjnej wysokiego napięcia – 3,2%, w sieciach przesyłowych wysokich napięć – około 1,83%<sup>177</sup>. Można je zmniejszać przez stosowanie odpowiednich konstrukcji przewodów, wykorzystywanie autotransformatorów pobierających stosunkowo mało energii na potrzeby własne, a także diagnozowanie i eliminowanie miejsc straty energii. Straty w sieci uzależnione są też od wieku linii przesyłowych. Przyjmuje się, że po 40 latach elementy infrastruktury przesyłowej są już technologicznie zużyte. W Polsce 33% linii liczy 40–50 lat, a 12% więcej niż 50 lat<sup>178</sup>. Inne źródła wskazują, że elektrownie, sieci przesyłowe i dystrybucyjne są w Polsce zdekapitalizowane w około 70%<sup>179</sup>. Warto dodać, że pomimo zwiększonej produkcji energii suma strat przesyłowych się generalnie zmniejsza. W 2001 r. suma strat wynosiła około 12%, a w 2010 r. było to około 8%<sup>180</sup>. Należy podkreślić, że koszty przesyłu są znaczące i czasem przekraczają cenę za energię. W literaturze pojawiają się poglądy, że w przypadku energii produkowanej w odnawialnych źródłach w systemie rozproszonym blisko odbiorców ta energia powinna być tańsza przez minimalne koszty przesyłu i brak strat na tym przesyśle<sup>181</sup>. To podejście jest bardzo logiczne i powinno być także znaczącym argumentem ekonomicznym na rzecz wspierania wykorzystania energii z OZE.

Produkcja energii w Polsce wynosi ponad 150 TWh. Podstawowymi podmiotami w systemie energetycznym są: wytwórcy energii, operatorzy zarządzający siecią przesyłową i dystrybucyjną i odbiorcy energii. Na rysunku 2.2. przedstawiono zarys systemu energetycznego w Polsce.

---

„Polityka Energetyczna”, t. 13, z. 2, 2010, s. 109; C.T. Szyjko, *Przyszłość infrastruktury energetycznej w UE*, „Czysta Energia”, nr 3/2011; M. Lubińska, *Bariery dla rozwoju farm wiatrowych w Polsce*, „Czysta Energia”, nr 10/2008, s. 16–17; P. Włoch, *Modernizacja krajowego Systemu Elektroenergetycznego – przyłącze w aktach prawnych*, „Czysta Energia”, nr 10/2009, s. 20–21; K. Prasalek, *Potencjał energetyki wiatrowej w Polsce*, „Czysta Energia”, nr 4/2008, s. 18–19; G. Barzyk, *Jak przyłączyć elektrownię wiatrową*, „Czysta Energia”, nr 4/2007, s. 10–12; A. Szulc, *Od pomysłu do wykonania daleka droga*, „Czysta Energia”, nr 4/2009, s. 28–29.

177 H. Majchrzak, *Straty w sieciach energetycznych*, „Czysta Energia”, nr 12/2011, s. 11.

178 A. Marzec, *Wspólna droga do bezpieczeństwa energetycznego*, „Czysta Energia”, nr 12/2001, s. 26–27.

179 C.T. Szyjko, *Przyszłość infrastruktury energetycznej w UE*, „Czysta Energia”, nr 3/2011, s. 16–19.

180 H. Majchrzak, *Straty w sieciach...*, s. 11.

181 P. Lantecki, *Kilka słów o podwyżkach energii*, „Czysta Energia”, nr 4/2009, s. 48.



**Rysunek 2.2.** Schemat systemu energetycznego w Polsce

**Źródło:** opracowanie własne na podstawie literatury.

Wytwórcami energii są elektrociepłownie, elektrownie systemowe, inaczej zwane zawodowymi i instalacje OZE. Elektrociepłownie są to zakłady, gdzie jednocześnie wytwarzana jest energia elektryczna i ciepło (kogeneracja). W niektórych wytwarzany jest również chłód użytkowy (trójgeneracja). W Polsce znajduje się około 50 elektrociepłowni, które przeważnie zlokalizowane są w większych miastach oraz około 160 obiektów przy dużych zakładach przemysłowych. W elektrowniach zawodowych energia jest wytwarzana przez spalanie węgla brunatnego i kamiennego. W Polsce znajduje się 19 elektrowni zawodowych, które produkują około 75% całości energii elektrycznej zużywanej w kraju. Energia wytwarzana ze źródeł odnawialnych stanowiła w 2011 r. 10,9% krajowej produkcji energii. Wyprodukowana energia jest przesyłana siecią przesyłową o dużym napięciu (220 kV, 400 kV, 750 kV) do Głównych Punktów Zasilających (GPZ), a następnie z GPZ siecią dystrybucyjną (o napięciu od 230 V 110 kV) do klientów finalnych. Sieć dystrybucyjna podzielona jest pomiędzy lokalnych dystrybutorów energii, zarządzanych przez Operatorów Systemów Dystrybucyjnych. Spółki obrotu kupują energię od wytwórców i sprzedają ją klientom finalnym. Są nimi gospodarstwa domowe nabywające energię dla potrzeb komunalno-bytowych, które zużywają około 25% energii elektrycznej i pozostali klienci, którzy zakupują energię w związku z prowadzoną działalnością gospodarczą<sup>182</sup>.

Sprzedaż i kupno energii odbywać się może na wielu rynkach. Do podstawowych rynków w Polsce należą: rynek kontraktowy, giełdowy i bilansujący. W tabeli 2.8 przedstawiono ich charakterystykę.

<sup>182</sup> M. Tchórzewski, *Koszty transakcyjne w energetyce*, [w]: R. Sobecki, J.W. Pietrewicz (red.), *Koszty transakcyjne. Skutki zmian dla przedsiębiorstw*, Warszawa 2011, s. 175–185 i [www.cire.pl](http://www.cire.pl).

**Tabela 2.8.** Najważniejsze hurtowe rynki energii w Polsce

Rodzaj rynku	Opis rynku		
Rynek kontraktowy	Na tym rynku sprzedaż odbywa się na podstawie umów kontraktowych pomiędzy wytwórcami, pośrednikami w handlu energią i odbiorcami finalnymi.		
Rynek giełdowy	Towa- rowa Giełda Energii SA (TGE)	Rynek Dnia Następ- nego (RDN)	Handel energią elektryczną prowadzony jest na dzień wcześniej przed dniem, w którym następuje fizyczna dostawa energii. Odbywają się 24 godzinne notowania, podczas których można kupować i sprzedawać energię.
		Rynek Termino- wy To- warowy	Są na nim notowane kontrakty terminowe dotyczące dostawy energii elektrycznej w okresie do 3 lat.
		Aukcje energii	Pełną funkcję podobną do Rynku Terminowego. Ich celem jest umożliwienie zakupu i sprzedaży dużych ilości energii elektrycznej w długim okresie czasu.
		Rynek Dnia Bie- żącego (RDB)	RDB umożliwia korektę wielkości wymiany energii w przeddzień i w dniu realizacji dostaw energii (podobny do RB).
		Rynek Praw Majątko- wych (RPM)	TGE prowadzi obrót prawami majątkowymi do świadectw pochodzenia energii oraz uprawnieniami do emisji CO <sub>2</sub> . Z OZE związane są dwa rodzaje tych praw: – prawa majątkowe z OZE, w których okres produkcji energii z OZE rozpoczął się przed dn. 01.03.2009 r. – zwane PMOZE, – prawa majątkowe z OZE, w których okres produkcji energii z OZE rozpoczął się po dn. 01.03.2009 r. – zwane PMOZE_A, ich notowania są nieco wyższe niż PMOZE*
Platforma Obrotu Energią Elektryczną (POEE) jest to wirtualna platforma do handlu energią z rynkiem spot, terminowym oraz rynkiem obrotu prawami majątkowymi i pozwoleniami na emisję CO <sub>2</sub> .			
Rynek bilansujący (RB)	Jest to specyficzny, techniczny rynek energii, zarządzany przez PSE Operator SA, gdzie bilansowane są na dany moment różnice między rzeczywistym zapotrzebowaniem na energię elektryczną, a transakcjami zawartymi pomiędzy uczestnikami rynku. Wielkość transakcji na RB zależy głównie od nieodpowiedniego prognozowania zapotrzebowania na energię oraz od nieprzewidzianych zdarzeń. Ceny energii na nim są mniej korzystne w stosunku do cen na innych rynkach.		

\* K. Brodziński, *Kolorowa energia na TGE*, „Czysta Energia”, nr 11/2009, s. 20–23.

**Źródło:** opracowanie na podstawie: M. Tchórzewski, *Koszty transakcyjne w energetyce*, [w]: R. Sobiecki, J.W. Pietrewicz (red.), *Koszty transakcyjne. Skutki zmian dla przedsiębiorstw*, Oficyna Wydawnicza Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie, Warszawa 2011, s. 175–185; [www.cire.pl](http://www.cire.pl); [www.tge.pl](http://www.tge.pl), [Dostęp 30.12.2011].

Rynek energii elektrycznej nie jest rynkiem w pełni konkurencyjnym w żadnym kraju. Polska jest jedynym krajem w UE, gdzie funkcjonują dwie giełdy energii: Towarowa Giełda Energii (TGE) i Platforma Obrotu Energią Elektrycz-

ną (POEE). Do sierpnia 2010 r. stosunkowo niewielka ilość sprzedawanej energii była sprzedawana na giełdzie. Po zmianie ustawy *Prawo energetyczne* w zakresie obowiązku sprzedaży przez spółki wytwórcze przynajmniej 15% wyprodukowanej energii na rynku regulowanym, występuje zwiększony obrót energii na giełdzie<sup>183</sup>.

## 2.9. Instrumenty wsparcia rozwoju sektora odnawialnych źródeł energii w Unii Europejskiej

Systemy wsparcia inwestycji w OZE mają na celu zwiększenie wytwarzania i wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych przy jednoczesnym wzroście udziału ich mocy zainstalowanej w bilansie energetycznym. Wpływają na zmniejszanie kosztów wytwarzania energii z OZE i podnoszenie atrakcyjności sprzedaży tej energii. Można to uzyskać na różne sposoby, między innymi przez:

- bezpośrednią pomoc finansową dla inwestycji,
- zwolnienia, ulgi i zwroty podatków,
- nałożenie obowiązku wykorzystywania energii ze źródeł odnawialnych,
- bezpośredni i pośredni wpływ na ceny energii<sup>184</sup>.

W literaturze zwraca się uwagę, aby nie wspierać bezterminowo rozwoju różnych technologii, przedsięwzięć czy rodzajów działalności, nawet tych, które w określonym czasie są bardzo potrzebne ze społecznego punktu widzenia. Zaleca się, aby wyznaczyć dopuszczalne rodzaje wsparcia, maksymalną jego wielkość, a także czas, w którym może ono przysługiwać. Takie podejście motywuje do poszukiwania nowych rozwiązań technologicznych, sprzyja wprowadzaniu innowacji i obniżaniu kosztów wytwarzania<sup>185</sup>. W przypadku instalacji OZE obserwuje się, że zwiększa się ich konkurencyjność w stosunku do energetyki konwencjonalnej. Obiekty wykorzystujące odnawialne źródła stają się coraz efektywniejsze w produkcji energii. Są też coraz tańsze. Poza wsparciem bezpośrednim ważne jest również zapewnienie długotrwałej pewności inwestycyjnej, stabilizacji uwarunkowań prawnych i innych warunków działania tego sektora. Jest to bardzo istotne, gdyż przedsiębiorcy przeważ-

183 K. Brodziński, *Kolorowa energia na TGE*, „Czysta Energia”, nr 10/2009, s. 12–14; Z. Grudziński, *Ceny energii elektrycznej w kontekście wdrożenia obligatoryjnego handlu na giełdzie energii*, „Polityka Energetyczna”, t. 11, z. 2, 2011, s. 93–106; M. Tchórzewski, *Koszty...*

184 A. Graczyk, *Wykorzystanie instrumentów rynkowych w rozwoju odnawialnych źródeł energii*, [w:] B. Poskrobko, G. Dobrzański (red.), *Problemy interpretacji i realizacji zrównoważonego rozwoju*, Białystok 2007, s. 120–130.

185 Przykładowo w: S. Lall, *Reinventing Industrial Strategy: The Role of Government Policy in Building Industrial Competitiveness*, „Intergovernmental Group of Twenty Four, G–24. Discussion Paper Series”, nr 28, April, 2004.

nie muszą wydać znaczne środki na uruchomienie inwestycji w odnawialne źródła, a zwrot kosztów następuje nieraz dopiero po kilkunastu latach.

Pierwszą ustawę o OZE *Stromeinspeisungsgesetz* (STREG) zastosowano w Niemczech w 1990 r. Wprowadzała ona obowiązek zakupu energii elektrycznej produkowanej w OZE z limitami produkcji, tzw. system *feed-in-tariff*. Na przełomie lat 1999/2000 wprowadzono nową ustawę *Erneuerbare-Energien-Gesetz* (EEG), która nie zawierała limitów produkcji energii z OZE. W tym systemie ceny zagwarantowano na 20 lat<sup>186</sup>. Podstawowe dwa systemy wsparcia obecnie funkcjonujące w UE to system bazujący na kształtowaniu cen energii ze źródeł odnawialnych i system wpływający na wielkość produkowanej energii ze źródeł odnawialnych. Są one porównane w tabeli 2.9.

**Tabela 2.9.** Porównanie podstawowych systemów wsparcia funkcjonujących w Unii Europejskiej

Systemy	Opis	Kraj stosowania
System cen stałych (gwarantowanych)	<p>Polega na administracyjnym wyznaczeniu ceny energii wyprodukowanej z OZE w długim okresie, w połączeniu z obowiązkiem jej zakupu. System zapewnia inwestorom dość dużą stabilność oraz możliwość w miarę dokładnego oszacowania przyszłych przychodów (jednakże trzeba uwzględnić, że może wystąpić zmienność podaży surowca odnawialnego). Ceny rynkowe energii nie mają wpływu na cenę energii z OZE. Systemy ceny stałej są zwykle skierowane są dla krajowych producentów energii.</p>	<p>Austria, Bułgaria Czechy, Dania, Estonia, Francja, Grecja, Hiszpania, Holandia, Irlandia, Litwa, Luksemburg, Niemcy, Portugalia, Rumunia, Słowacja, Słowenia, Węgry</p>
System kwotowy	<p>W tym systemie państwo nakłada na producentów, dostawców lub dystrybutorów obowiązek wytwarzania lub oferowania energii z OZE. Zostaje ustalona wielkość energii, która powinna być wyprodukowana. Cena energii jest ustalana na rynku. Ten system jest oparty na przetargach lub zielonych certyfikatach. Obowiązek zakupu może być odrębnym mechanizmem uzupełniającym.</p>	<p>Belgia, Łotwa, Polska, Rumunia, Szwecja, Wielka Brytania, Włochy</p>

**Źródło:** opracowanie na podstawie literatury, między innymi: S. Słupik, *Ocena funkcjonowania systemów wsparcia dla odnawialnych źródeł energii i kogeneracji w Polsce*, [w:] D. Kielczewski (red.), *Implementacyjne aspekty wdrażania zrównoważonego rozwoju*, Wyższa Szkoła Ekonomiczna, Białystok 2011, s. 286–304; 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; O. Mikucki, J. Śleszyński, *Mechanizmy wsparcia rozwoju odnawialnych źródeł energii w Polsce*, „Ekonomia i Środowisko”, nr 2(38)2010, s. 81–98.

<sup>186</sup> M. Kasper, *Niemiecka ustawa OZE „Czysta Energia”*, nr 12/2008, s. 21–21.

Pierwszy system wpływa na określenie ceny energii, zaś drugi – na wytwarzanie minimalnej produkowanej ilości. Porównanie poszczególnych instrumentów w tych systemach przedstawił A. Graczyk. Do systemu stałej ceny należą: subsydia inwestycyjne, system cen gwarantowanych, system stałej marży oraz ulgi podatkowe. Subsydia inwestycyjne są przyznawane w wielkości zależnej od mocy nominalnej generatora. Inwestor dostaje wsparcie finansowe za rozbudowę zainstalowanej mocy. Subsydia są często uznawane za instrument mało efektywny ekonomicznie. System cen gwarantowanych zapewnia inwestorowi stałą cenę za sprzedaż energii z OZE przez wiele lat, co ułatwia zawarcie umów długoterminowych. W systemie stałej ceny gwarantowanej może wystąpić potencjalny wzrost podaży energii odnawialnej przy wzroście postępu technicznego. Wówczas władze publiczne muszą zakupić większą ilość energii. Jeśli cena za energię wyprodukowaną z różnych źródeł odnawialnych jest jednakowa, to nie są uwzględnione różnicowania w kosztach jej wytwarzania. System stałej marży jest zwany również bonusem środowiskowym. W nim wysokość marży ma odzwierciedlać koszty zewnętrzne produkcji energii przez konwencjonalne źródła. Jest ona ogólnie ustalona. System przyczynia się do budowania przewagi konkurencyjnej na rynku. Zwykle dodatek jest przyznawany na 10–20 lat, co obniża ryzyko inwestycyjne. Jednakże system z marżą odzwierciedlającą koszty zewnętrzne wytwarzania energii z surowców konwencjonalnych nie gwarantuje, że zmniejszy się udział tej energii. Z kolei ze społecznego punktu widzenia ta kwota nie powinna być większa od sumy ograniczenia kosztów zewnętrznych. Ulgi podatkowe zwalniają z płacenia podatku od działalności związanej z wytwarzaniem energii przez podatnika. Ich wpływ na rozwój OZE uzależniony jest od stawki opodatkowania. Do systemów kwotowych należą: system przetargowy i zielonych certyfikatów. System przetargowy polega na ogłaszaniu przetargu przez władze publiczne na dostarczenie w pewnym okresie określonej ilości energii z OZE. Zapewniona jest gwarancja jej zakupu. System przetargowy wpływa na ustalenie stosunkowo niskiej ceny za energię. To powoduje, że przy niekorzystnych warunkach naturalnych producenci będą otrzymywać niewielkie przychody. Może się okazać, że później nabyte jednostki energii z OZE mogą być zakupione po cenie wyższej niż wcześniejsze. Umowy są zawierane na 15–20 lat, co obniża presję konkurencyjną. W systemie zielonych certyfikatów na producentów energii elektrycznej, którzy sprzedają energię odbiorcom końcowym, nałożony jest obowiązek, aby określona część sprzedawanej energii pochodziła z odnawialnych źródeł. W przypadku niewywiązania się z tego obowiązku na sprzedawców nakładana jest kara. Stosuje się też niekiedy możliwość uiszczenia opłaty zastępczej. Ten system zakłada, że producent energii elektrycznej z OZE uzyskuje przychody ze sprzedaży fizycznej produkcji energii i ze sprzedaży zielonych certyfikatów. Zielony certyfikat potwierdza wyprodukowanie danej ilości energii z OZE. Charakterystycznymi cechami dla systemu zielonych certyfikatów w krajach UE są: wyznaczone cele ilościowe, stosowanie ścieżek dojścia do celu poprzez określanie ich ilości w poszczególnych latach, określenie odpowiednich horyzontów czasowych dla działania

systemu, ustalenie maksymalnej ceny certyfikatu przez zastosowanie wielkości kary lub opłaty zastępczej i dostosowanie tej wielkości do poziomu inflacji, wyznaczenie minimalnych cen certyfikatu powiązanych z niezbędnym kosztem wytworzenia energii, tworzenie subsystemów dla poszczególnych OZE, stosowanie możliwości transferu niesprzedanych certyfikatów na inny okres. W niektórych krajach ten system przewidziany jest tylko dla nowo instalowanych mocy. Ustalanie cen certyfikatów jest pewnym ryzykiem dla inwestora<sup>187</sup>. W Polsce górna wartość certyfikatu jest określona przez wysokość opłaty zastępczej, z kolei dolna przez rynek. Uważa się, że ceny powinny być określone na poziomie, który odzwierciedlałby nadwyżkę społeczną netto między kosztami i korzyściami wynikającymi z produkcji energii pomiędzy różnymi technologiami jej wytwarzania. Jeśli jest ona wyznaczona rynkowo, to nie ma powiązania z korzyściami zewnętrznymi<sup>188</sup>. Jeśli podaż certyfikatów w stosunku do założonych administracyjnie celów ilościowych jest mniejsza, to ceny rynkowe za certyfikaty są wysokie, bliskie opłacie zastępczej. Z kolei, jeśli ich podaż jest duża w stosunku do założeń, to ich ceny szybko spadają.

Poza wyżej opisanymi głównymi systemami wspierającymi produkcję energii z OZE w państwach Unii stosuje się różne rozwiązania fiskalne i dotacje. W niektórych z systemów dążenie do zwiększenia produkcji energii z OZE może nie mieć ograniczeń wielkości<sup>189</sup>. W literaturze podaje się czasem, że systemy bazujące na różnego rodzaju taryfach powinny dopasowywać się do rozwoju technologii i efektu skali. Zatem w przypadku OZE taryfy powinny zmniejszać się, jeśli w przeliczeniu na jednostkę wyprodukowanej energii z OZE koszty jednostkowe maleją. Jednakże w praktyce okazuje się, że niemożliwe jest dokładne dopasowanie stawek taryfowych<sup>190</sup>. Niektórzy sugerują również, aby wprowadzić mnożniki dla różnych technologii z OZE, co pozwoliłoby wspierać określone sposoby wytwarzania energii w zależności od kosztów z tym związanych<sup>191</sup>. Jednakże barierą mogą być duże trudności w precyzyjnym oszacowaniu kosztów inwestycji i produkcji, zwłaszcza, że część z nich związana jest z koniecznością dostosowania wybranej technologii do określonej lokalizacji. Ponadto w każdej z lokalizacji ponoszone są inne dodat-

---

187 A. Graczyk, *Wykorzystanie instrumentów rynkowych w rozwoju odnawialnych źródeł energii*, [w:] B. Poskrobko, G. Dobrzański (red.), *Problemy interpretacji i realizacji zrównoważonego rozwoju*, Białystok 2007, s. 120–130.

188 A. Graczyk, A.M. Graczyk, *Wprowadzenie mechanizmów rynkowych w ochronie środowiska*, Polskie Wydawnictwo Ekonomiczne, Warszawa 2011, s. 144.

189 Więcej: S. Słupik, *Ocena funkcjonowania systemów wsparcia dla odnawialnych źródeł energii i kogeneracji w Polsce*, [w:] D. Kielczewski (red.), *Implementacyjne aspekty wdrażania zrównoważonego rozwoju*, Wyższa Szkoła Ekonomiczna, Białystok 2011, s. 286–304; H. Majchrzak, *Kraje UE składają się do urynkowania energetyki wiatrowej*, „Czysta Energia”, nr 7–8//2011, s. 8.

190 A. Graczyk, *Wykorzystanie...*, s. 127.

191 S. Słupik, *Odnawialne źródła energii w polityce energetycznej państwa*, [w:] D. Kielczewski, B. Dobraczyński (red.) *Zrównoważony rozwój i ochrona środowiska w gospodarce*, Wyższa Szkoła Ekonomiczna w Białymstoku, Białystok 2007, s. 183–196.



kowe koszty związane z realizacją inwestycji. Również należy uwzględnić, że przy malejących taryfach mogą pojawić się koszty osierocone. Ponadto zmienne taryfy nie byłyby powiązane z korzyściami zewnętrznymi, które są również w dużym stopniu uzależnione od lokalizacji. Zatem dobre dopasowywanie taryf wiązałyby się z indywidualnym podejściem ze względu na konieczność uwzględnienia aspektu lokalnego i w związku z tym z bardzo dużymi kosztami transakcyjnymi takiego przedsięwzięcia.

O. Mikucki i J. Śleszyński uważają, że w początkowym okresie rozwoju OZE najbardziej efektywnym systemem wsparcia jest system subwencji inwestycyjnych i system cen gwarantowanych. Ma to duże znaczenie w przypadku nowych i kosztownych technologii. Według nich w późniejszym okresie wskazane jest wprowadzenie mechanizmów rynkowych, przykładowo systemu zielonych certyfikatów<sup>192</sup>. Wydaje się, że mogłoby to być dobrym rozwiązaniem, pod warunkiem, że będzie ono długotrwale obowiązywało, aby inwestorzy mieli zapewnioną stabilność inwestycyjną. Pozwoliłoby to uniknąć znaczących kosztów transakcyjnych precyzyjnego kalkulowania i dopasowywania taryf oraz choć w pewnym stopniu ująć korzyści zewnętrzne powiązane z tymi inwestycjami.

## 2.10. Instrumenty wsparcia rozwoju sektora odnawialnych źródeł energii w Polsce

Instrumenty wsparcia w Polsce można podzielić na instrumenty o charakterze:

- 1) regulacyjnym (głównie obowiązki nałożone na poszczególne podmioty typu: obowiązek zakupu energii i ciepła z OZE, obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia energii, obowiązek pierwszeństwa przesyłu energii z OZE),
- 2) finansowym (różnego rodzaju zwolnienia i ulgi, na przykład: zwolnienie energii wyprodukowanej w OZE z akcyzy, zwolnienie z opłat skarbowych za wydanie koncesji przy produkcji energii w instalacjach o zainstalowanej mocy mniejszej niż 5 MW, specjalne zasady bilansowania dla farm wiatrowych) i programy finansowania<sup>193</sup>.

Poszczególne rodzaje wsparcia mają różne znaczenie dla inwestorów. Do 2015 r. największe wsparcie związane było z obowiązkiem nabywania energii wyprodukowanej z OZE za cenę wskazywaną ustawowo oraz z obowiązkiem uży-

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

193 A. Graczyk, *Problemy dofinansowania odnawialnych źródeł energii ze środków publicznych*, „Ekonomia i Środowisko”, nr 2(40)2011, s. 72–89.

skania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia potwierdzających wytworzenie energii elektrycznej w źródle odnawialnym lub wniesienie opłaty zastępczej przez sprzedawców energii odbiorcom końcowym. W 2015 r. w związku z wejściem w życie ustawy o OZE zaszyły znaczące zmiany wsparcia uzyskiwania tej energii. Stopniowo planowane jest likwidowanie systemu świadectw pochodzenia. Dla części obiektów będzie możliwa sprzedaż wytworzonej energii na aukcji z zagwarantowaną ceną przez 15 lat.

Od maja 2015 r. zniesiono obowiązek uzyskiwania koncesji w przypadku niewielkich źródeł odnawialnych wytwarzających energię elektryczną do 200 kW zainstalowanej mocy. Obecnie dla źródeł o mocy zainstalowanej 40–200 kW wytwarzających energię elektryczną istnieje obowiązek odpłatnego uzyskania wpisu do rejestru prowadzonego przez Prezesa URE. Wcześniej dla tych źródeł wydawano koncesję bez dodatkowych opłat. Natomiast nadal wydanie koncesji dla źródeł o mocy od 200 kW do 5 MW jest bezpłatne (więcej w rozdziale 3). Warto zauważyć, że niektóre formy wsparcia w formie zwolnienia z różnych opłat obowiązkowych dotyczą tylko źródeł o zainstalowanej mocy poniżej 5 MW. Chodzi o wspomnianą opłatę skarbową za wydanie koncesji i za wydanie świadectw pochodzenia, coroczne opłaty za uzyskanie koncesji na wytwarzanie energii, opłaty za wpis do rejestru świadectw pochodzenia wraz ze zwolnieniem z opłat przy dokonywaniu zmian w tym rejestrze przy sprzedaży praw majątkowych<sup>194</sup>.

Ponadto dla inwestycji w OZE o mocy zainstalowanej poniżej 5 MW, a także dla jednostek kogeneracji o mocy poniżej 1 MW istnieją preferencyjne warunki w opłacie za przyłączanie źródeł odnawialnych do sieci. Inwestor ponosi jedną drugą kosztów za przyłączenie do sieci na odcinku od sieci do punktu przyłączenia. Natomiast występują trudności z ustaleniem miejsca, do którego ma być wykonane przyłączenie<sup>195</sup>. Zdarzają się sytuacje, że to miejsce jest bardzo odległe od miejsca inwestycji<sup>196</sup>. Od 1 lipca 2007 roku istnieje obowiązek zapewnienia pierwszeństwa w przesyle energii elektrycznej z OZE, jak również energii wytwarzanej w kogeneracji przed energią wytwarzaną z innych źródeł.

W Polsce od 2000 r. produkcja energii lub jej import jest objęty akcyzą<sup>197</sup>. Natomiast energia odnawialna z obiektów powstałych (oddanych) po 01.03.2009 r. jest zwolniona z podatku akcyzowego po przedstawieniu dokumentów o umorzeniu świadectw pochodzenia energii. Z kolei energia elektryczna wykorzystywana

194 Art. 34. i art. 9e ustawy *Prawo energetyczne*.

195 P. Włoch, *Modernizacja krajowego systemu elektroenergetycznego – przyłącze jako istotny element inwestycji*, „Czysta Energia”, nr 11/2009, s. 16–17.

196 Szacunki kosztów w zależności od lokalizacji punktu przyłączenia i czasu trwania przyłączenia są przedstawione w pracy: P. Włoch, *Modernizacja krajowego systemu elektroenergetycznego – wpływ kosztów przyłącza do sieci na rentowność inwestycji*, „Czysta Energia”, nr 12/2009, s. 10–11.

197 Art. 30, ust. 1 *Ustawy z dnia 6 grudnia 2008 r o podatku akcyzowym*, (Dz.U. z 2009 r. Nr 3, poz. 11).

na potrzeby własne, w przypadku których nie przysługują świadectwa pochodzenia, może być zwolniona z podatku akcyzowego, jeśli jest zużywana do produkcji energii elektrycznej lub do procesów podtrzymujących tę produkcję. Aby to udowodnić, potrzebne jest prowadzenie ewidencji pozwalającej na określenie ilości i sposobu wykorzystania energii oraz przekazanie stosownego oświadczenia do właściwego naczelnika urzędu celnego<sup>198</sup>.

Przed wejściem w życie ustawy o OZE system wsparcia dla energii ze źródeł odnawialnych sprawiał, że oddzielnie odbywał się obrót energią elektryczną i prawami majątkowymi. Zostało to określone jako rozdzielenie cechy użytkowej energii elektrycznej od jej cechy ekologicznej<sup>199</sup>. Producent energii z OZE uzyskuje przychód ze sprzedaży energii elektrycznej oraz ma możliwość zbycia praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia energii na giełdzie lub w obrocie pozagiełdowym. Po wejściu w życie ustawy nadal ten system będzie obowiązywał dla części (głównie starszych) obiektów, a w przypadku nowych będzie możliwość wejścia w system aukcyjny, w którym będzie jedna cena za energię ekologiczną.

### 2.10.1. Świadectwa pochodzenia energii

W Polsce przyznawane są różne rodzaje świadectw pochodzenia energii<sup>200</sup>. Popularnie są one zwane certyfikatami. Świadectwa pochodzenia to dokumenty potwierdzające wytworzenie fizycznych jednostek energii elektrycznej w OZE. Są to papiery wartościowe o zmiennej wartości pieniężnej. Mogą podlegać obrotowi na giełdzie towarowej lub w obrocie pozagiełdowym. W świadectwach są określone cechy wyprodukowanej energii: ilość, okres i miejsce wytworzenia. Sprzedaż ich jest możliwa po wcześniejszym zarejestrowaniu w Rejestrze Świadectw Pochodzenia na podstawie danych w nich zawartych i zaksięgowaniu na koncie ewidencyjnym. Sprzedający nadaje unikalny numer wpisywany na fakturze (certyfikacja)<sup>201</sup>. Wytworzenie 1 kWh odpowiada jednemu prawu majątkowemu. Certyfikaty pochodzenia energii nabywają spółki dystrybucyjne, które mają ustalone w stosownych przepisach obowiązki albo wyprodukowania pewnej wielkości energii z OZE, albo nabycia odpowiedniej ilości świadectw pochodzenia energii bądź wniesienia opłaty zastępczej<sup>202</sup>.

198 P. Paszek, *Kiedy elektrownia wodna może skorzystać ze zwolnienia od akcyzy*, „Energetyka Wodna”, nr 02/2012, s. 27–27.

199 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.

200 Z. Muras, *Kolorowy zawrót głowy – czyli specyfika polskich systemów wsparcia OZE i kogeneracji*, „Czysta Energia”, nr 5/2011, s. 12–14.

201 A.M. Graczyk, *Unijne...*

202 Więcej: Z. Muras, *Energetyka odnawialna i kogeneracja*, „Czysta Energia”, nr 1/2010, s. 12–14.

Oплата zastępcza wyznacza maksymalną wartość świadectw pochodzenia. Jej jednostkowa wartość została ustalona na kwotę 240 zł w 2005 roku<sup>203</sup>. Podlega ona corocznej waloryzacji średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem z roku kalendarzowego poprzedzającego rok, dla którego oblicza się opłatę zastępczą. Wskaźnik określony jest w komunikacie Prezesa GUS, ogłoszony w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej Monitor Polski. Prezes URE ogłasza w biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki jednostkową opłatę zastępczą po jej waloryzacji do dnia 31 marca każdego roku<sup>204</sup>. Giełdowa cena świadectw pochodzenia jest przeważnie niższa od wysokości opłaty zastępczej, choć zdarzały się pojedyncze notowania, że kosztowały one więcej<sup>205</sup>. Prawie do końca 2012 r. ceny świadectw pochodzenia były zbliżone do ceny opłaty zastępczej. Później, na skutek zwiększonej podaży, ich ceny zaczęły spadać. W tabeli 2.10 przedstawiono średniomiesięczne ceny świadectw pochodzenia z lat 2010–2016.

**Tabela 2.10.** Średniomiesięczne ceny świadectw pochodzenia w złotych notowane na TGE SA

Rok/miesiąc	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
1	272,84	277,50	283,51	172,77	224,46	157,42	114,77
2	274,29	280,05	278,81	130,31	231,21	148,82	115,74
3	272,65	277,95	277,60	129,55	183,98	137,09	113,60
4	270,75	279,07	277,97	130,20	185,46	126,81	108,71
5	272,49	282,02	275,05	170,17	180,24	121,05	94,10
6	273,50	281,92	260,80	145,97	178,47	111,56	76,23
7	274,13	281,84	246,27	145,59	178,95	105,17	60,99
8	274,50	281,87	240,08	173,87	184,43	107,18	48,08
9	275,73	282,41	233,06	192,59	172,25	114,69	39,27
10	276,95	283,47	229,41	173,17	169,86	117,76	37,57
11	277,64	284,40	226,51	203,66	166,10	119,69	42,74
12	277,23	284,47	185,44	196,12	155,98	115,60	38,77
Średnia cena z powyższych danych*	274,39	281,41	251,21	163,66	184,28	123,57	74,21

\* Bez uwzględnienia wolumenu obrotu.

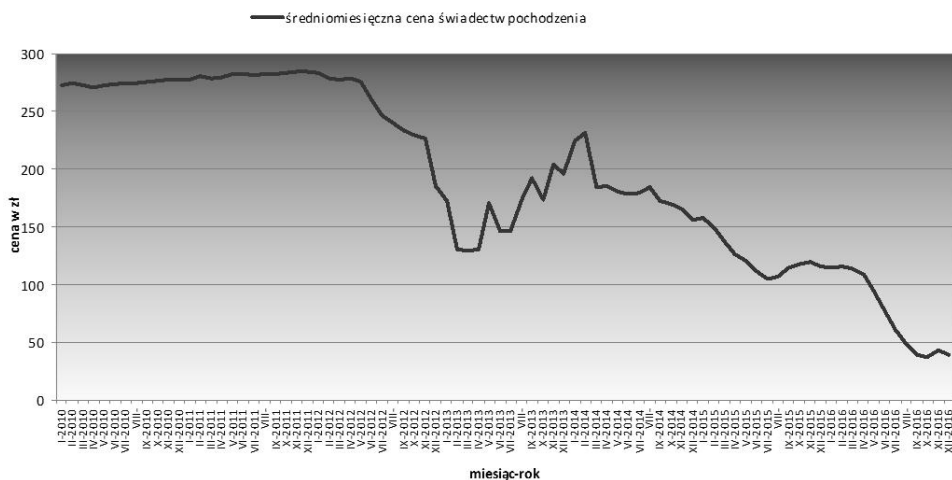
**Źródło:** opracowanie własne na podstawie danych TGE SA, [www.tge.pl](http://www.tge.pl).

203 W stosunku do „zółtych” i „czerwonych” certyfikatów wartość opłaty zastępczej ustala corocznie Prezes URE. Więcej: R. Tytko, *Odnawialne źródła energii*, OWG, 2011, s. 81.

204 G. Borys, *Podatkowe aspekty handlu uprawnieniami zbywalnymi do emisji*, [w:] B. Poskrobko, G. Dobrzański (red.), *Problemy interpretacji i realizacji zrównoważonego rozwoju*, Białystok 2007, s. 140–141.

205 M. Tchórzewski, *Koszty transakcyjne w energetyce*, [w:] R. Sobecki, J.W. Pietrewicz (red.), *Koszty transakcyjne. Skutki zmian dla przedsiębiorstw*, Warszawa 2011, s. 175–185.

W analizowanym okresie, najwyższa średniomiesięczna cena to 284,47 zł z grudnia 2011 r., z kolei najniższe średniomiesięczne ceny wystąpiły w 2016 r. Na rysunku 2.3 przedstawiono zmiany średniomiesięcznych cen świadectw pochodzenia. Można odczytać, że przez pierwsze dwa i pół roku ceny za świadectwa były stabilne, następnie zaczęły spadać. Pierwsze minimum wystąpiło w marcu 2013 r. Później występował pewien wzrost cen do przełomu 2013/2014 r., po czym ceny świadectw zaczęły znowu się obniżać. Wydaje się, że jest to spowodowane nadpodażą świadectw.



**Rysunek 2.3.** Zmiany cen świadectw pochodzenia w latach 2010–2016

**Źródło:** opracowanie własne na podstawie danych z TGE SA, [www.tge.pl](http://www.tge.pl).

Instytucja regulująca może stosować różne sposoby przeciwdziałania spadkowi cen certyfikatów będących w nadpodaży, przykładowo zorganizować interwencyjny wykup lub zwiększyć obowiązek minimalnego udziału przedstawianych do umorzenia sum energii z OZE, wynikających ze świadectw pochodzenia (lub alternatywnie uiszczonych opłat zastępczych) w całkowitej rocznej ilości sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym. W tabeli 2.11 przedstawiono progi procentowe określające minimalny limit produkcji energii z OZE z dwóch rozporządzeń z 2008 r. i 2012 r.

W analizowanym okresie (w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 18.10.2012 r.) podwyższono omawiany limit, co przełożyło się na wyższe ceny świadectw. Ostateczny termin wniesienia opłaty zastępczej lub umorzenia odpowiedniej ilości świadectw pochodzenia przez spółki dystrybucyjne przypada 31 marca w rozliczeniu za poprzedni rok kalendarzowy. Za niewypełnienie tych obowiązków nakładane są kary pieniężne. Opłaty zastępcze stanowią przychód NFOŚiGW. Zakłada się, że powinny być przeznaczane na wspieranie inwestycji w nowe in-

stacje wykorzystujące OZE oraz na wzmacnianie sieci dystrybucyjnych w celu zwiększenia wykorzystania energii z odnawialnych źródeł<sup>206</sup>. Kara za niewypełnienie obowiązku zakupu energii z OZE też trafia na konto NFOŚiGW.

**Tabela 2.11.** Progi procentowe określające w całkowitej rocznej ilości sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym minimalny udział przedstawionych do umorzenia sum energii elektrycznej wynikających ze świadectw pochodzenia lub alternatywnie uiszczonych opłat zastępczych

Rok/udział procentowy w rozporządzeniu	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Z 2008 r.	10,4	10,4	10,4	10,9	11,4	11,9	12,4	12,9				
Z 2012 r.			10,4	12,0	13,0	14,0	15,0	16,0	17,0	18,0	19,0	20,0

**Źródło:** Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 14 sierpnia 2008 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii (Dz.U. Nr 156, poz. 969 z późn. zm.) i Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 18 października 2012 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii, (Dz.U. z 2012 r., poz. 1229).

Po zakończeniu każdego kolejnego miesiąca produkcji jest ustalane saldo wymiany pomiędzy wytwórcą zajmującym się wytwarzaniem energii z odnawialnych źródeł a operatorem sieci. Wytwórca składa wnioski o wydanie świadectw pochodzenia do Prezesa URE. Zostaje on złożony za pośrednictwem operatora systemu elektroenergetycznego, na którego obszarze działania znajduje się OZE określone we wniosku. Operator sieci ma 14 dni na potwierdzenie danych we wniosku. Potem przesyła dokumentację do URE, który w ciągu 14 dni wydaje świadectwa pochodzenia. Dopiero po ich otrzymaniu wytwórca może zbyć prawa do uzyskanych świadectw. Ze względu na zdarzające się opóźnienia, wpływy z transakcji dotyczące świadectw pochodzenia dla przedsiębiorców z OZE są często dostępne dopiero po 65–75 dniach od zakończenia miesiąca produkcji<sup>207</sup>.

206 A. Graczyk, *Problemy dofinansowania odnawialnych źródeł energii ze środków publicznych*, „Ekonomia i Środowisko”, nr 2(40)2011, s. 72–89.

207 G. Barzyk, *Aspekty eksploatacji elektrowni wiatrowej*, „Czysta Energia”, nr 12/2011, s. 18–21.

### 2.10.2. Obowiązek zakupu energii ze źródeł odnawialnych po wyznaczonej cenie

Obowiązek zakupu całej oferowanej energii z odnawialnego źródła został wprowadzony w Polsce 4 marca 2005 r.<sup>208</sup> Sprzedawca z urzędu (którym jest podmiot faktycznie wykonujący funkcję sprzedaży energii na danym obszarze) kupuje ją, jeśli obiekt OZE jest podłączony do sieci dystrybucyjnej bądź przesyłowej obsługiwanej przez tego sprzedawcę oraz jeśli są spełnione wymogi formalne (przykładowo: stosowna umowa w tym zakresie, wpis do rejestru wytwórców czy koncesja w sektorze energetycznym). Cena sprzedaży energii liczona jako średnia cena za energię z zeszłego roku jest podawana do publicznej wiadomości przez Prezesa URE do 31 marca bieżącego roku<sup>209</sup>. Ze względu na to, że następuje przeważnie wzrost cen energii, cena ogłaszana różni się od ceny rynkowej. Zgłaszano postulaty, aby cena sprzedaży energii była średnią cen z zeszłego kwartału. Obecnie inwestorzy w OZE w Polsce mają zagwarantowane, że po stworzeniu mocy wytwórczych, przyłączeniu ich do sieci, uzyskaniu koncesji na wytwarzanie i obrót energią elektryczną, wyprodukowana energia elektryczna zostanie zakupiona po określonej cenie przez sprzedawcę z urzędu. Warto zaznaczyć, że obowiązek zakupu energii jest stosowany zwykle w krajach, gdzie rynek OZE jest na początkowym etapie rozwoju. W Polsce dopuszczalne jest również sprzedanie energii innym podmiotom według cen rynkowych lub wzajemnie ustalonych<sup>210</sup>.

Przed wprowadzeniem systemu zielonych certyfikatów i ustawowym ustaleniem ceny zakupu energii z OZE ceny tej energii były indywidualnie ustalane z zakładem energetycznym. W pracy O. Mikuckiego i J. Śleszyckiego przytoczono wyniki badań w zakresie kształtowania cen energii wytwarzanej w MEW z tego okresu. Badania zostały przeprowadzone wśród 78 właścicieli MEW. Wykazały one, że średnia wynegocjowana cena z zakładem energetycznym była znacznie poniżej prognozy rentowności wskazywanego przez właścicieli MEW. W kilku przypadkach nie udało się ustalić odpowiedniej ceny i następował odbiór energii po cenie nieuzgodnionej<sup>211</sup>. Generalnie właściciele MEW znajdowali się w gorszej pozycji negocjacyjnej. Pomimo tej niekorzystnej sytuacji przeciętne ceny za energię z OZE w cenach stałych z 2013 r. z lat 1998–2005 wynosiły 373 zł za 1 MWh. Okazuje się, że były wyższe niż obecnie. W 2013 r. przy wahających się cenach certyfikatów

208 Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, (Dz.U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625 ze zm.).

209 Ustalona według wzoru w prawie energetycznym.

210 M. Lubińska, *Barierzy dla rozwoju farm wiatrowych w Polsce*, „Czysta Energia”, nr 10/2008, s. 16–17.

211 O. Mikucki, J. Śleszycki, op. cit.

łączna cena za sprzedaż 1 MWh energii i certyfikatu wynosiła 300–355 zł. Cena wyłącznie za sprzedaż 1 MWh energii wynosiła 198,90 zł<sup>212</sup>.

Każda działalność produkcyjna wywiera mniejszy lub większy wpływ na środowisko. Podobnie jest w energetyce. W literaturze zaleca się, aby różne technologie wytwarzania energii porównać przy przeciętnych warunkach pracy w odniesieniu do wielkości wytwarzanej energii w zakresie uciążliwości dla środowiska czy zasięgu oddziaływania. Jednakże trzeba uwzględnić, że ta sama technologia może powodować różne koszty zewnętrzne w zależności od miejsca lokalizacji. Z tego względu rozpatrzenie oddziaływania inwestycji na otoczenie jest niezwykle ważne. Natomiast nie powinno to przyczyniać się do znaczącego wydłużania przeprowadzania procesu administracyjnego inwestycji w OZE lub wręcz do blokowania tych przedsięwzięć. Wskazane byłoby odgórne wyznaczenie terenów, na których jest zakaz inwestycji w poszczególne technologie wykorzystujące OZE; terenów, na których po spełnieniu pewnych warunków te inwestycje są możliwe do realizacji oraz terenów bez przeciwwskazań do inwestycji. Znacząco obniżyłoby to koszty transakcyjne przedsiębiorców w tym sektorze i skróciłoby czas procedur administracyjno-inwestycyjnych.

Można uznać, że najlepsze dla inwestorów są jasne, przejrzyste, stabilne przepisy prawno-administracyjne, dające w perspektywie wieloletniej możliwość kalkulacji przychodów uzależnionych tylko od ryzyka podaży związanego z naturalnymi cechami surowców odnawialnych. Stabilność przepisów zmniejsza znacznie ryzyko inwestycyjne. Pozwala na ewentualne zaakceptowanie dłuższego okresu zwrotu. W Polsce sytuacja w tym zakresie była w ostatnich latach daleka od spełnienia takich warunków. Wydawałoby się, że przyjęta w 2015 roku, długo oczekiwana, ustawa o OZE wprowadzi stabilizację instytucjonalnych uwarunkowań inwestowania w odnawialne źródła, ale przedstawienie przez Ministerstwo Gospodarki projektu jej nowelizacji zaledwie 11 dni po wejściu ustawy w życie, znów te nadzieje odbiera. Trudno zatem uznać, że instytucjonalne ramy rozwoju branży OZE w Polsce sprzyjają jej rozwojowi.

Podsumowując charakterystykę OZE, przedstawiono analizę SWOT dotyczącą energetyki odnawialnej ze szczególnym uwzględnieniem MEW (tabela 2.12). Główne przesłanki rozwoju energetyki odnawialnej wynikają przede wszystkim z konieczności zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju, kurczenia się zasobów paliw kopalnych, występowania związanych z ich eksploatacją negatywnych efektów zewnętrznych oraz pozytywnych efektów zewnętrznych, których źródłem jest rozwój energetyki odnawialnej.

---

212 B. Derski, *Małe elektrownie wodne zarabiają najmniej od lat 90-tych*, „Energetyka Wodna”, nr 2/2013, s. 3–3.



Tabela 2.12. Analiza SWOT w sektorze MEW

Mocne strony	Słabe strony
<p>Trwałość i odnawialność surowca; Znaczne pozytywne efekty zewnętrzne; Przepisy prawne wspierające produkcję energii z OZE na szczeblu unijnym, mające odzwierciedlenie w polskich przepisach związane z nałożeniem obowiązkowych minimalnych limitów wytwarzania tej energii, co sprawia, że występuje wzrost zapotrzebowania na energię z OZE; Obowiązek zakupu wyprodukowanej energii odnawialnej po wyznaczonej cenie; <b>Przyznanie świadectw pochodzenia dla energii odnawialnej.</b></p>	<p>Zmienna podaż surowca odnawialnego; Trudności w dokładnym prognozowaniu wielkości produkcji energii odnawialnej; Brak możliwości magazynowania energii na szeroką skalę; Trudności w znalezieniu odpowiedniej lokalizacji do budowy obiektów wykorzystujących OZE (zwłaszcza elektrowni wodnych i biogazowni); Długotrwałe, skomplikowane, kosztowne procedury administracyjne; Zbyt mało profesjonalnych firm przeprowadzających proces inwestycyjno-budowlany dla małych inwestycji w OZE; Brak zapewnienia stabilności inwestycyjnej; Niechęć społeczna do rozwoju OZE oraz negatywne wypowiedzi polityków w tym zakresie; Wysoki koszt wyprodukowania energii odnawialnej; Niewliczanie wszystkich kosztów zewnętrznych produkcji energii z różnych źródeł do rachunku producenta; Niedostatecznie rozwinięta wycena ekonomiczna efektów zewnętrznych; Różna interpretacja szkodliwości kosztów zewnętrznych związanych z wytwarzaniem energii z OZE; Trudności w pozyskaniu zewnętrznego dofinansowania na inwestycję w sektorze OZE.</p>
Szanse	Zagrożenia
<p>Wyczerpywanie się zasobów nieodnawialnych w skali światowej; Niestabilny rynek surowców konwencjonalnych; Prognozowany wzrost na zapotrzebowanie na energię elektryczną; Prognozowany wzrost cen energii; Konieczność dywersyfikacji źródeł energii; Konieczność zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego; Spadek kosztów pozyskania energii z OZE na skutek postępu technologicznego.</p>	<p>Silne lobby związane z energetyką opartą na węglu i energii atomowej; Zwiększane wymagania administracyjne zwłaszcza w kwestiach środowiskowych i wodnych; Przedłużające się procedury administracyjne; Koszty osieroczone inwestycji na skutek braku stabilnych przepisów w sektorze OZE.</p>

Źródło: opracowanie własne na podstawie literatury<sup>213</sup> i własnych badań.

213 Przykładowo: P.A. Oszytko, I. Richter, *Strategiczne uwarunkowania produkcji energii ze źródeł odnawialnych w Polsce*, „Polityka Energetyczna”, t. 15, z. 2, 2012, s. 15–26; Urząd Marszałkowski w Łodzi, *Ocena konkurencyjności wykorzystania odnawialnych źródeł energii w województwie łódzkim*, <http://www.rpo2007-2013.lodzkie.pl>.

## Rozdział 3

# Praktyka gospodarcza w zakresie małej energetyki wodnej

### 3.1. Charakterystyka małych elektrowni wodnych

Małe elektrownie wodne są różnie definiowane. Według Europejskiego Stowarzyszenia Energetyki Wodnej (ang. *European Small Hydropower Association* – ESHA) do MEW zalicza się obiekty elektrowni wodnych o mocy zainstalowanej poniżej 10 MW. Podobne klasyfikacje obowiązują w niektórych państwach UE (np. w Portugalii, Hiszpanii, Irlandii, Grecji i Belgii)<sup>1</sup>. Według przepisów obowiązujących w Polsce MEW to elektrownie wodne poniżej 5 MW zainstalowanej mocy<sup>2</sup>. Przykłady norm określających MEW w wybranych krajach zawiera tabela 3.1.

Warunki hydrologiczne Polski nie sprzyjają rozwojowi energetyki wodnej. W kraju występują przeciętnie niższe sumy opadów rocznych i większa ewapotranspiracja niż w państwach sąsiednich. Powoduje to mniejszy sumaryczny odpływ rzeczny. Na około 20% powierzchni średniorocznie opady są poniżej 500 mm, co jest zbliżone do wielkości opadów w najbardziej suchych regionach Europy<sup>3</sup>. Potencjał hydroenergetyczny Polski jest niewielki w stosunku do powierzchni kraju. Teoretyczny ocenia się na 25 TWh/rok, techniczny 12 na TWh, a ekonomiczny 8,5 na TWh<sup>4</sup>. Dla porównania w Chinach potencjał teoretyczny szacowany jest

- 
- 1 J. Steller, A. Henke, M. Kaniecki, *Jak zbudować małą elektrownie wodną? Przewodnik inwestora*, Wydawnictwo Europejskie Stowarzyszenie Małej Energetyki Wodnej (ESHA), Bruksela – Gdańsk 2010.
  - 2 *Uchwała nr 192 Rady Ministrów w sprawie rozwoju małej energetyki wodnej z dnia 7 września 1981r.*, (Monitor Polski z 1981 r. Nr 24, poz. 214).
  - 3 W. Mioduszewski, *Czy Polska jest krajem ubogim w wodę?*, „Gospodarka Wodna”, nr 5/2008, s. 186–193; Ministerstwo Środowiska, *Polityka ekologiczna Polski na lata 2009–2012 z perspektywą do 2016 r.*, Monitor Polski z 2009 r. Nr 34, poz. 501.
  - 4 J. Steller, *Energetyka wodna w Polsce – niepojęte wyzwanie*, Międzynarodowa Konferencja Naukowa „Stan pozyskania odnawialnych źródeł energii w Polsce”, Materiały pokonferencyjne, PAN Instytut Maszyn Przepływowych, Państwowa Wyższa Szkoła Informatyki i Przedsiębiorczości w Łomży, Łomża 2009.

na 6 083 TWh, techniczny na 2 474 TWh, przy czym jest on wykorzystywany w 71%. W Norwegii potencjał teoretyczny wynosi 600 TWh, a techniczny, który jest wykorzystany w 86% – 240 TWh<sup>5</sup>. W Czechach potencjał teoretyczny wynosi 13,1 TWh, techniczny 3,4 TWh i wykorzystywany w 70,1%. W krajach europejskich poziom wykorzystania potencjału technicznego w zakresie hydroenergetyki wynosi przeciętnie około 47%, z czego w Niemczech wynosi 70%, we Francji – 82%, na Słowacji – 59%, w Szwajcarii – 92%, w Austrii – 69%, Hiszpanii – 79%. W Polsce wykorzystanie potencjału wynosi zaledwie 17%<sup>6</sup>. W Norwegii 99% energii pochodzi z hydroelektrowni, w Brazylii – 84%, w Wenezueli – 74%, w Kanadzie – 59%, w Szwecji – 49%<sup>7</sup>. W Polsce jedynie około – 2%. Według różnych źródeł hydroenergetyka daje około 19–30% energii na świecie, a w UE około – 17%<sup>8</sup>.

**Tabela 3.1.** Przyjęte normy określające małe elektrownie wodne w poszczególnych krajach

Kraj	Kryteria wielkości małych elektrowni wodnych w MW
Brazylia	=<30
Kanada	<50
Chiny	=<50
Niektóre państwa UE	=<20
Indie	=<25
Norwegia	=<10
Wielka Brytania	<20
Włochy	<3
Szwecja	=<1,5
Stany Zjednoczone	<15

**Źródło:** Hydropower, *Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series*, Volume 1: Power Sektor, June 2012, International Renewable Energy Agency, s. 11; T. Surma, *Stan obecny i perspektywy rozwoju energetyki odnawialnej w Unii Europejskiej – doświadczenia Vattenfall*, materiały konferencyjne PAN, Instytut Maszyn Przepływowych Międzynarodowa Konferencja Naukowa „Stan poszukiwania odnawialnych źródeł energii w Polsce”.

- 5 Hydropower, *Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series*, Volume 1: Power Sektor, June 2012, International Renewable Energy Agency, s. 12–13.
- 6 E. Malicka, *Istotne problemy gospodarki wodnej w świetle ramowej dyrektywy wodnej*, „Energetyka Wodna”, 01/2012, s. 20–22; <http://www.ptm.pl/praktyka/warsztat-wyceny/male-elektrownie-wodne-warto-cenic-wartosc>, [Dostęp 30.01.2013].
- 7 Hydropower, op. cit., s. 14.
- 8 K. Piotrowski, T. Witowski, K. Mondal, *Nowe spojrzenie na hydroenergetykę*, „Czysta Energia”, nr 2/2007, s. 16–19; M. Wilkowski, *Małe elektrownie wodne na miarę XXI w.*, „Czysta Energia”, nr 4/2011, s. 38–39.

P. Lantecki ze stowarzyszenia TRMEW wskazuje na istnienie w Polsce około dziesięciu tysięcy potencjalnych lokalizacji pod budowę MEW<sup>9</sup>. Projekt *Restor Hydro*, koordynowany przez ESHA, jest związany z tworzeniem mapy młynów i ma na celu inwentaryzację historycznych obiektów elektrowni wodnych, aby wybrać niektóre lokalizacje do budowy nowych elektrowni wodnych. Wstępnie zakłada się, że będzie zawierać około pięćdziesięciu tysięcy lokalizacji w Europie, w tym w Polsce przynajmniej sześć tysięcy (młyny, tartaki, koła wodne, jazy z podstawowymi informacjami o ich potencjale energetycznym i stanie)<sup>10</sup>. Krajowy Zarząd Gospodarki Wodnej (KZGW) przygotował opracowanie o istniejących obiektach piętrzących powyżej 0,7 m w Polsce, będących własnością Skarbu Państwa. Obliczono, że istnieje 14 420 takich obiektów, a przy nich znajduje się tylko 651 MEW. Zatem stopień ich wykorzystania wynosi 4,5%<sup>11</sup>. Według szacunków KZGW zinwentaryzowane obiekty dają około dwóch tysięcy potencjalnych lokalizacji MEW<sup>12</sup>.

W Polsce znajduje się 3 848 piętrzeń administrowanych przez Wojewódzkie Zarządy Melioracji i Urządzeń Wodnych (WZMiUW) oraz 2 920 piętrzeń zarządzanych przez Regionalne Zarządy Gospodarki Wodnej (RZGW). 2 518 piętrzeń jest łącznie zarządzanych przez Lasy Państwowe, starostwa, jednostki samorządu terytorialnego oraz spółki Skarbu. Ponad pięć tysięcy obiektów nie ma ustalonego właściciela. Zwraca się uwagę, że w przypadku obiektów o uregulowanym stanie prawnym często brak ujednoczonych procedur ich udostępniania<sup>13</sup>. Warto dodać, że w Polsce 2/3 piętrzeń wodnych jest zlokalizowanych w dorzeczu Odry. Wiele z nich pochodzi jeszcze z czasów przedwojennych<sup>14</sup>.

Możliwości wzrostu produkcji energii z elektrowni wodnych są związane z budową nowych elektrowni i nowych piętrzeń, ale też czasem z poprawą efektywności pracy już istniejących obiektów. To ostatnie można osiągnąć między innymi przez: minimalizację przestoju, zmniejszenie strat na przesyłce energii, zwiększenie mocy istniejących elektrowni przez ich modernizację, systematyczne prace konserwacyjne czy oczyszczanie krat. Modernizacja starszych elektrowni może przyczynić się do znacznego wzrostu produkcji energii, nawet o kilkadziesiąt procent. Jest to związane z tym, że dawno temu powstałe obiekty mogły mieć źle oszacowany potencjał, ponadto często były budowane najtańszym sposobem. Z tego względu w przypadku niektórych starszych MEW wskazana jest stopniowa

9 P. Lantecki, *Szacowanie potencjału OZE*, „Czysta Energia”, nr 10/2007, s. 34–35.

10 E. Malicka, *Projekt Restor Hydro*, „Energetyka Wodna”, nr 03/2012, s. 3–4.

11 E. Malicka, *Hydroenergetyczne wykorzystanie istniejących obiektów piętrzących wodę w Polsce*, „Energetyka Wodna”, nr 2/2013, s. 23–24.

12 Ministerstwo Środowiska, Krajowy Zarząd Gospodarki Wodnej, *Projekt Polityki Wodnej Państwa do roku 2030 (z uwzględnieniem etapu 2016)*, 2010, <http://www.kzgw.gov.pl/pl/Projekt-Polityki-wodnej-panstwa-do-roku-2030.html>, [Dostęp 09.01.2014].

13 E. Malicka, *Hydroenergetyczne...*

14 R. Brzeziński, M. Bonisławska, *Oddziaływanie wybranych budowli hydrotechnicznych na drożność i jakość wód rzeki Krąpiel*, „Gospodarka Wodna”, nr 1/2010, s. 34–43.

modernizacja techniczna, lecz trudno oszacować możliwy do uzyskania wzrost produkcji z już istniejących obiektów<sup>15</sup>.

Początki energetyki wodnej na ziemiach polskich sięgają końca XIX w. Podaje się, że liczba młynów i elektrowni wodnych w Polsce w latach 1925–1935 wynosiła około 8 tysięcy<sup>16</sup>. Po II wojnie światowej ich liczba znacznie spadła na skutek polityki prowadzonej przez ówczesne władze. Obiekty hydroenergetyczne, jako przejaw prywatnej inicjatywy, były likwidowane. W 1968 roku było tylko około 200 MEW. Ponowny rozwój energetyki wodnej nastąpił w latach osiemdziesiątych XX w. po zatwierdzeniu uchwały w sprawie rozwoju małej energetyki wodnej oraz później po transformacji ustrojowej. W 2012 roku było 770 elektrowni wodnych<sup>17</sup>. Blisko 600 z nich należy do prywatnych właścicieli<sup>18</sup>. Obecnie w Polsce istnieje kilkanaście elektrowni wodnych o mocy większej niż 5 MW. Większość dużych elektrowni jest zlokalizowana w górach i na pogórzach, z kolei większość MEW znajduje się na terenach nizinnych<sup>19</sup>. Duże elektrownie wodne często są elektrowniami szczytowo-pompowymi. Należą do nich między innymi obiekty w Żarnowcu, Porąbce-Żar, Żydowie (najstarsza tego typu elektrownia wodna w Polsce), w Solinie czy Niedzicy. W Polsce elektrownie szczytowo-pompowe mają łączną moc zainstalowaną 1 350 MW. Z kolei wszystkie elektrownie wodne charakteryzują się łączną mocą zainstalowaną około 2 100 MW. W ostatnich latach najwięcej hydroelektrowni wybudowano na terenach Pomorza<sup>20</sup>. W środkowej Polsce największą elektrownią wodną jest elektrownia we Włocławku o mocy zainstalowanej 160 MW<sup>21</sup>.

### 3.2. Wybrane techniczne aspekty funkcjonowania małych elektrowni wodnych oraz ich klasyfikacje

Dla potrzeb elektrowni wodnej wykorzystywane są lub budowane różne budowle i urządzenia hydrotechniczne. Należą do nich między innymi: budowle piętrzące, ujęcia wody, z urządzeniami je zabezpieczającymi (kraty, czyszczarki),

15 P. Lantecki, *Szacowanie potencjału OZE*, „Czysta Energia”, nr 10/2007, s. 34–34; E. Malicka, *Niewykorzystany potencjał*, „Biuletyn TRMEW”, nr 13/2010, s. 4–6.

16 E. Malicka, *Niewykorzystany potencjał...*, s. 4–6.

17 [www.ure.pl](http://www.ure.pl), [Dostęp 20.09.2013].

18 A. Ślusarczyk, *Poskramiacze rzek*, „Newsweek”, listopad 2009, s. 22–23.

19 J. Kaflik, T. Pyrcioch, *Znaczenie energii odnawialnej z MEW*, „Czysta Energia”, nr 12/2008, s. 24–24.

20 J. Steller, *Energetyka...*

21 Więcej: D. Gronek, I. Ankiersztejn, *Praktyka wykorzystania potencjału hydroenergetycznego Wisły w świetle 60-lecia doświadczenia firmy Hydroprojekt*, „Energetyka Wodna”, nr 01/2012, s. 7–12; J. Grudziński, *Początek remontu zapory we Włocławku*, „Energetyka Wodna”, 01/2013, s. 10–12.

urządzenia doprowadzające i odprowadzające wodę: kanały, rurociągi oraz sztolnie. W zależności od lokalizacji mogą występować inne typy budowli: śluzy żelugowe, przepławki dla ryb, pochylnie dla tratw. Większe elektrownie wodne składają się z bloku elektrowni (pod wodą), hali maszyn i hali montażowej, pomieszczeń pomocniczych i ciągów komunikacyjnych<sup>22</sup>.

Przegrodzenie koryta rzeki powinno być możliwe jedynie wtedy, gdy służy celom stanowiącym nadrzędny interes społeczny, albo stanowi korzyść dla środowiska wodnego lub społeczeństwa. W energetyce do celów publicznych zaliczane są urządzenia służące do przesyłu energii elektrycznej, a nie samo wytwarzanie energii. Z kolei celem publicznym w gospodarce wodnej jest budowa i utrzymanie należących do Skarbu Państwa obiektów oraz urządzeń służących ochronie środowiska, regulacji przepływów i ochrony przed powodzią, regulacji i utrzymania wód dla celów melioracji, zbiorników i innych urządzeń stanowiących zaopatrzenie w wodę<sup>23</sup>. Z tego względu do budowy elektrowni wodnej zwykle wykorzystuje się piętrzenia istniejące, głównie zapory i jazy, które są budowane w celach: przeciwpowodziowych, regulacyjnych, retencyjnych, czy rekreacyjnych. Część istniejących piętrzeń z różnych powodów nie może być wykorzystana hydroenergetycznie. Urządzenia i budowle hydrotechniczne są tak projektowane, aby wytrzymały wystąpienie bardzo wysokich przepływów<sup>24</sup>. Poniżej podano wzór na wielkość wytwarzanej energii (E), jaką można uzyskać przy wykorzystaniu potencjału wodnego:

$$E = N_e \times q \times g \times H \times V_{sr} \times t, \text{ przy: } N_e = N_t \times N_g \times N_{tr}$$

gdzie:

$N_e$  – sprawność elektrowni wodnej (0,84–0,90),

$N_t$  – sprawność turbiny (0,88–0,93),

$N_g$  – sprawność generatora (0,95–0,98),

$N_{tr}$  – sprawność transformatora (0,97–0,995),

$q$  – gęstość wody,

$g$  – przyspieszenie ziemskie,

$H$  – spad,

$V_{sr}$  – średni przepływ wody,

$t$  – czas pracy elektrowni w roku<sup>25</sup>.

- 
- 22 M. Butkowski, *Energetyka wodna podstawowym źródłem energii odnawialnej w Polsce*, [w:] J. Kalotka (red.), *Materiały z VI Ogólnopolskiego Seminarium „Odnawialne Źródła Energii”*, Instytut Technologii i Eksploatacji – PIB w Radomiu, Radom 2010, s. 94–108.
- 23 S. Wójcik-Jackowski, J. Kamiński, *Rozwój energetyki wodnej w południowo-wschodniej Polsce w świetle obowiązujących planów w gospodarce wodnej*, „Polityka Energetyczna”, t. 15, z. 2, 2012, s. 103–114.
- 24 J. Kamiński, S. Wójcik-Jackowski, *Uwarunkowania środowiskowo-prawne rozwoju energetyki wodnej w południowo-wschodniej Polsce*, „Polityka Energetyczna”, t. 14, z. 1, 2011, s. 237–249.
- 25 M. Duraczyński, M. Filipowicz, *Porównanie zasobów energii wiatru i wody w wybranych lokalizacjach południowej Polski*, „Polityka Energetyczna”, t. 14, z. 1, 2011, s. 253–270; M. Butkowski, *Energetyka wodna...*

Najczęściej spotykane w MEW są turbiny śmigłowe typu Kaplan i typu Francis. Sprawność tych turbin dochodzi do 84–90%. Mniejsza sprawność może być związana ze zwiększonymi stratami hydraulicznymi rurociągów czy zanieczyszczeniami krat na ujęciach wody<sup>26</sup>. Rzadziej spotyka się turbiny Banki–Mitchella, które są stosunkowo mało sprawne, ale też zwykle najtańsze spośród turbin wodnych<sup>27</sup>. Turbiny Archimedesesa i VLH cechują się wysoką sprawnością dla cieków o niskich przepływach i małych spadach, na których stosowanie tradycyjnych turbin mogłoby być nieopłacalne. Z tego względu wydaje się, że mogą mieć duże znaczenie w warunkach polskich przy często spotykanych niskich piętrzeniach wody. Pierwsze tego rodzaju turbiny zaczęły być wykorzystywane w polskich elektrowniach w 2011 r.<sup>28</sup>. W czasopiśmie branżowym spotkać się można z opinią, że te ostatnie turbiny są bezpieczne dla ryb ze względu na odpowiedni profil obudowy turbiny, a także kształt i rozmiary wirnika oraz niedużą prędkość jego pracy, słabo odczuwalne wibracje oraz cichą pracę turbiny<sup>29</sup>.

Starsze turbiny o stałej prędkości obrotowej zwykle dopasowywano do określonych przepływów wodnych (średnich lub najdłużej trwających). Obecnie produkowane są coraz częściej turbiny o zmiennej prędkości obrotowej, dopasowujące się do aktualnych przepływów wody. Takie rozwiązanie wydłuża czas pracy elektrowni. Urządzenia regulujące w turbinach są stosunkowo kosztowne<sup>30</sup>.

Elektrownie coraz częściej pracują automatycznie, zwłaszcza w zakresie obsługi pracy turbozespołów w zależności od ilości wody płynącej oraz odstawienia turbozespołów w awaryjnych sytuacjach oraz ponownego ich załączenia<sup>31</sup>. Wówczas nie ma konieczności zatrudnienia obsługi do tych czynności. Właściciele lub pracownicy zajmują się zwykle konserwacją, remontami, porządkowaniem terenu przy elektrowni i dbaniem o brzegi rzeki w jej pobliżu. Kolejną czynnością związaną z obsługą MEW jest regularne czyszczenie krat znajdujących się przy ujściu wody prowadzącym do elektrowni, które chronią przed dostaniem się do środka ciał stałych, takich jak płynące liście i lód, a także śmieci<sup>32</sup>. Ta praca może być wy-

---

26 M. Pająk, *Analiza eksploatacyjna Małej Elektrowni Wodnej Domaniów*, [w:] J. Kalotka (red.), *Materiały z VI Ogólnopolskiego Seminarium „Odnawialne Źródła Energii”*, Instytut Technologii i Eksploatacji – PIB w Radomiu, Radom 2010, s. 89–95.

27 J. Rduch, *Wybór rodzaju turbiny dla mikroelektrowni wodnych*, „Czysta Energia”, nr 2/2008, s. 36–38.

28 M. Kubecki, *Bieleckie Młyny na finiszu*, „Czysta Energia”, nr 10/2011, s. 24–25.

29 M. Drzewiecki, *Rozwój niskospadowej energetyki wodnej*, „Czysta Energia”, nr 11/2011, s. 48–49; M. Drzewiecki, *Wykorzystywanie niskich spadów rzek do produkcji energii – zespół VLH*, „Energetyka Wodna”, nr 02/2012, s. 16–18.

30 Więcej: J. Iwan, *Studium badawczo-rozwojowe problemów turbin wodnych małej energetyki*, Politechnika Gdańska, Gdańsk 2006; J. Rduch, *Wybór rodzaju turbiny dla mikroelektrowni wodnych*, „Czysta Energia”, nr 2/2008, s. 16–18.

31 [www.ioze.pl](http://www.ioze.pl), [Dostęp 20.01.2013].

32 J. Steller, A. Henke, E. Kaniewski, *Jak zbudować małą elektrownię wodną?...*

konywana ręcznie, albo za pomocą automatycznych oczyszczarek. Te ostatnie rozwiązania są istotne przy wielkich obiektach oraz tych, które nie mają stałej obsługi.

Obok elektrowni coraz częściej powstają przepławki umożliwiające przemieszczanie się rybom wzdłuż cieku wodnego. Ich budowa zależy od lokalnych warunkowań. Przykładowe rodzaje przepławek to: komorowe, szczelinowe, o prądzie wstecznym, Denilla czy węgorzowe. Niestety czasem budowane przepławki nie pozwalają na swobodną migrację ryb lub małych organizmów wodnych, będących pożywieniem dla ryb<sup>33</sup>. Obecnie istnieją możliwości, aby z publicznych funduszy uzyskać środki na budowę przepławki<sup>34</sup>. Aby umożliwić migrację ryb wzdłuż cieku wodnego, buduje się czasem również śluzy lub wyciągi.

Na pracę elektrowni wodnej w znaczący sposób wpływa zmienność przepływów wodnych, zlodzenie oraz ilość i wielkość ciał stałych płynących wraz z wodą. Zagrożenie mogą stanowić: w porze wiosennej – gwałtowne roztopy i związane z nimi zwiększone przepływy wody, latem – powódzie, jesienią – liście i gałęzie płynące wraz z wodą, które mogą zastawić kraty elektrowni, zimą – lód. Okres zlodzenia na polskich rzekach trwa przeciętnie od 10 do 100 dni w zależności od miejsca i ostrości zimy<sup>35</sup>. Generalnie rzeki dorzecza Wisły ulegają dłuższemu i trwalszemu zlodzeniu w porównaniu do rzek dorzecza Odry i rzek Pomorza. Według badań powstawanie pokrywy lodowej opóźnia się przeciętnie w Polsce o 5,8 dnia/100 lat i równocześnie następuje jej wcześniejszy rozpad o 6,5 dnia/100 lat<sup>36</sup>. Pojawienie się pokrywy lodowej sprawia, że spada prędkość przepływu i przyrastają stany wody. Istotna jest forma zlodzenia, czas utrzymywania się pokrywy lodowej, jak również proces jej formowania. Podaje się, że najlepsze dla elektrowni jest, jeśli rzeka zamara szybko na długich odcinkach. Znacznie utrudnia pracę elektrowni lód płynący w masie wodnej – śryż. Zakleja on oczka krat wlotowych, utrudniając napływ wody do turbin. Aby temu przeciwdziałać, stosuje się czasem bariery lub siatki śryżowe, w których panują dogodne warunki do zamarzania wody i wytworzenia zwartej powłoki lodowej<sup>37</sup>.

Elektrownie wodne mogą być klasyfikowane według różnych kryteriów. W tabeli 3.2 przedstawiono często stosowane w literaturze klasyfikacje.

33 R. Brzeziński, M. Bonisławska, *Oddziaływanie wybranych budowli hydrotechnicznych na drożność i jakość wód rzeki Krąpiel*, „Gospodarka Wodna”, nr 1/2010, s. 34–43.

34 J. Steller, *Realizacja projektu SHP Stresmmap dobiegła końca*, „Energetyka Wodna”, 3/2012, s. 28–33.

35 M. Grześ, *Problemy z lodem w MEW-ach*, „Biuletyn TRMEW”, nr 13/2010, s. 5–5.

36 M. Ćmielewski, M. Grześ, *Wieloletnia zmienność zlodzenia Wisły w Toruniu*, „Gospodarka Wodna”, nr 3/2010, s. 112–115.

37 M. Grześ, op. cit.



**Tabela 3.2.** Wybrane klasyfikacje elektrowni wodnych

Sposób klasyfikacji	Rodzaje elektrowni wodnych
Ze względu na wytwarzaną moc gwarantowaną	pikoelektrownie wodne – do 10 kW nanoelektrownie wodne – do 40 kW mikroelektrownie wodne – do 300 kW minielektrownie wodne – do 1 MW małe elektrownie wodne – do 5 MW
Ze względu na wielkość spadu	elektrownie wysokospadowe – spad 100 m i więcej elektrownie średnospadowe – spad 30 ÷ 100 m elektrownie niskospadowe – spad 2 ÷ 30 m
Ze względu na możliwość współpracy z systemem elektroenergetycznym	elektrownie przepływowe elektrownie na zbiornikach o okresowym regulowaniu przepływu elektrownie w kaskadzie zwartej elektrownie pompowe i elektrownie z członem pompowym
Ze względu na sposób koncentracji piętrzenia	elektrownie przyjazowe elektrownie przyzaporowe elektrownie z derywacją kanałową elektrownie z derywacją ciśnieniową elektrownie z derywacją mieszaną elektrownie podłączone do innych urządzeń hydrologicznych

**Źródło:** opracowanie na podstawie literatury, zwłaszcza: J. Steller, A. Henke, M. Kaniecki, *Jak zbudować małą elektrownie wodną? Przewodnik inwestora*, ESHA, Bruksela–Gdańsk 2010 oraz [www.trmew.pl](http://www.trmew.pl).

W Polsce często spotykane są elektrownie przyjazowe, przyzaporowe i z derywacją kanałową. Elektrownie przyjazowe są budowane obok jazu, stanowiącego element piętrzący. Zwykle występują na rzekach nizinnych. Elektrownie przyzaporowe powstają przy zaporze zbiornika, który zwykle jest wielozadaniowy. Często jeszcze służy ochronie przeciwpowodziowej, nawadnianiu lub poborowi wody dla celów komunalnych. Elektrownie te mogą być oddzielone od zapory lub wbudowane w zaporę. Rurociągi umieszczone w korpusie zapory dostarczają wodę do elektrowni. Elektrownie z derywacją kanałową (rurociągową) są projektowane, gdy istnieją warunki skrócenia biegu rzeki i możliwość wykonania kanału (np. przy meandrującej rzece)<sup>38</sup>. Budowane są również ze względu na wymogi ochrony środowiska, gdyż takie rozwiązanie budowy MEW chroni koryto rzeki. W tym rozwiązaniu część przepływu jest niewykorzystana energetycznie, ponieważ w korycie rzeki musi zostać przynajmniej przepływ nienaruszalny<sup>39</sup>.

38 J. Steller, A. Henke, E. Kaniecki, *Jak zbudować małą elektrownię wodną?...*

39 Aspekty techniczne: M. Wilkowski, *Małe elektrownie wodne na miarę XXI w.*, „Czysta Energia”, nr 4/2011, s. 38–39; A. Czerwiński, *Współczesne źródła energii*, Wydział Chemii Uniwersytetu Warszawskiego, Warszawa 2001, s. 5.

Wydaje się, że w stosunku do innych technologii w energetyce wodnej technicznie prosty jest odzysk energii z sieci wodociągowych<sup>40</sup>. Jednakże w takim rozwiązaniu najważniejsza jest ciągłość dostaw wraz z odpowiednią jakością wody oraz utrzymaniem właściwego ciśnienia wody dla użytkowników sieci wodociągowej, zatem pozyskiwanie energii staje się trudne i wiąże się z uzyskaniem bardzo wielu pozwoleń inwestycyjnych oraz wykonaniem licznych ekspertyz<sup>41</sup>. Możliwe są też sposoby pozyskiwania energii ze ścieków. Rozważano, aby w województwie łódzkim w zbiorczym kanale odpływowym z oczyszczalni ścieków zainstalować elektrownię wodną<sup>42</sup>.

### 3.3. Etapy realizacji inwestycji w elektrownię wodną

Proces inwestycyjno-budowlany dotyczący powstania MEW jest długotrwały i obciążony wysoką niepewnością. Podstawowe etapy procesu inwestycyjnego według polskiego systemu prawnego i w ujęciu ekonomicznym to:

- przygotowanie inwestycji do realizacji (z fazą planowania inwestycji i fazą projektowania),
- etap realizacji inwestycji (przygotowanie organizacyjne robót i placu budowy, budowa – wykonawstwo robót, rozruch wraz z oddaniem inwestycji do użytku)<sup>43</sup>.

Zwykle przy realizacji przedsięwzięcia inwestor podejmuje następujące działania:

- określa potrzeby inwestycyjne,
- wykonuje biznesplan,
- dokonuje wstępnej analizy możliwości inwestycyjnych połączonej z opracowaniem studium wykonalności,
- decyduje się na wariant realizacji inwestycji,
- ocenia uwarunkowania prawno-instytucjonalne, środowiskowe, społeczne i ekonomiczne połączone z wykonaniem studium wykonalności, a także montażem finansowym,
- przygotowuje realizację inwestycji,

40 G. Giudici, R. Sottocornola, *Rola władz miejskich w rozwoju małych elektrowni wodnych na przykładzie Włoch*, „Energetyka Wodna”, nr 01/2013, s. 17–18.

41 M. Maloney, *Odzysk energii z sieci wodociągowych*, „Energetyka Wodna”, 3/2012, s. 7–9.

42 M. Mokwiński, J. Prywer, *Energia z nurtu oczyszczonych ścieków komunalnych GOŚ w Łodzi*, „Energetyka Wodna”, nr 3/2012, s. 9–11.

43 S. Łojewski, *Ekonomia środowiska*, Akademia Techniczno-Rolnicza w Bydgoszczy, Bydgoszcz 1998, s. 104.

- dokonuje fizycznej realizacji przedsięwzięcia inwestycyjnego,
- dokonuje włączenia inwestycji w bieżącą działalność gospodarczą<sup>44</sup>.

Przy inwestycjach w MEW wyróżnia się następujące etapy przedsięwzięcia: poszukiwania lokalizacji, koncepcyjny, prawno-administracyjny, finansowy oraz realizacja inwestycji w terenie. Etapy poszukiwania lokalizacji i koncepcyjny obejmują ustalenie kwestii lokalizacyjnych i hydrologicznych dla potrzeb przyszłej elektrowni. Związane są z poszukiwaniem odpowiedniej lokalizacji, wyborem lokalizacji poprzedzonym ogólnym badaniem miejscowych uwarunkowań hydrologicznych, infrastrukturalnych, społecznych i środowiskowych przed ewentualnym nabyciem prawa do terenu inwestycji. Po nabyciu prawa do miejsca inwestycji zwykle przeprowadza się szczegółowe badania przepływów wody, topografii i geomorfologii terenu<sup>45</sup>.

Kolejnym etapem jest etap prawno-administracyjny, którego celem jest uzyskanie przez inwestora prawa do realizacji przedsięwzięcia, czyli pozwolenia na budowę oraz w branży energetycznej również zezwolenia na wytwarzanie energii, czyli wpisu do odpowiedniego rejestru lub otrzymanie koncesji. Zanim do tego dojdzie, najpierw trzeba uzyskać decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach inwestycji, potem decyzję o zagospodarowaniu przestrzennym, później pozwolenie wodnoprawne i pozwolenie na budowę. Równocześnie z uzyskiwaniem tych pozwoleń ustalane są z zakładem energetycznym warunki podłączenia elektrowni do sieci. Zmiana osoby, na której rzecz wydane zostało pozwolenie jest możliwa i stosunkowo łatwa do zrealizowania w przypadku decyzji środowiskowej i pozwolenia na budowę. Z kolei przeniesienie pozwoleń wodnoprawnych jest skomplikowane pod kątem prawnym ze względu na specyfikę własności wód płynących. Jest też dosyć długotrwałe<sup>46</sup>. Jednakże warto dodać, że przenoszenie decyzji na inną osobę może utrudnić ubieganie się o przyznanie finansowania zewnętrznego<sup>47</sup>. W przypadku poszczególnych inwestycji może wystąpić konieczność powzięcia dodatkowych czynności, takich jak: ustalenie warunków dzierżawy z administratorem lub właścicielem piętrenia lub gruntów, wykup działki czy uzgadnianie indywidualnych podłączeń i innych kwestii<sup>48</sup>.

Etap realizacji przedsięwzięcia w terenie dzieli się na: etap budowlany, montażowy i rozruchowy. Długość i skomplikowanie prac jest uzależnione od warun-

44 A. Becla, S. Czaja, A. Zielińska, *Analiza kosztów – korzyści w wycenie środowiska przyrodniczego*, Difin SA, Warszawa 2012, s. 47.

45 Więcej: M. Sikora, *Proces inwestycyjny w MEW. Wybór lokalizacji pod inwestycję w MEW*, „Biuletyn TRMEW”, nr 15/2011, s. 17–17.

46 S. Fabisiak, *Procedura przeniesienia wodnoprawnego*, „Energetyka Wodna”, nr 01/2013, s. 25–26.

47 M. Szambelańczyk, *Prawna bankowalność projektów wiatrowych*, „Czysta Energia”, nr 02/2013, s. 18–19.

48 Por.: A. Zwolińska-Mańczak, M. Tarka, W. Irenowicz, *Prawne wymogi budowy przydomowej elektrowni wiatrowej*, „Czysta Energia”, nr 2/2012, s. 16–17.

ków lokalnych i pogody. Po ich zakończeniu, ale przed rozpoczęciem eksploatacji elektrowni, trzeba uzyskać pozwolenie na użytkowanie oraz koncesję lub wpis do rejestru wytwórców w zakresie wytwarzania energii elektrycznej. Zatem w przypadku inwestycji w MEW etap realizacji rozdziela etap uzyskiwania pozwoleń administracyjnych.

Zwykle równoległe z wyżej wymienionymi etapami przebiega etap finansowy, który może się wiązać z pozyskaniem zewnętrznego źródła finansowania na przeprowadzenie realizacji inwestycji lub pewnej jej części oraz później z rozliczeniami. Związany jest również z ubezpieczeniem inwestycji w trakcie budowy i także z ubezpieczeniem już wybudowanej elektrowni. W literaturze podkreśla się, że analiza i rachunek ekonomiczny powinny być prowadzone we wszystkich fazach i etapach procesu inwestycyjnego i produkcyjnego, włączając efekty związane ze stratami wynikającymi z błędnych decyzji inwestycyjnych i produkcyjnych<sup>49</sup>.

W niniejszej pracy analiza studium przypadku obejmuje przygotowanie przedsięwzięcia MEW do realizacji w terenie, czyli wykonanie kompletnej dokumentacji inwestorskiej wraz z uzyskaniem stosownych pozwoleń administracyjno-inwestycyjnych oraz odpowiednich zasobów finansowych na jej wykonanie.

### 3.3.1. Szacowanie potencjału energetycznego lokalizacji

Aby określić moc i przyszłą produkcję energii, trzeba poznać dokładne stany<sup>50</sup> i przepływy wody, określić spad, sprawność urządzeń i ciężar właściwy wody. Przepływy i stany wody są od siebie zależne. Mogą charakteryzować się dużą zmiennością zarówno w skali jednego roku, jak i wielu lat. Zależą od warunków pogodowych w latach mokrych i posusznych<sup>51</sup>. Wielkości przepływów wodnych zmieniają się wraz z biegiem rzeki, a uzależnione są głównie od: zasilania rzeki, geometrii zlewni, gęstości sieci rzecznej, pokrycia terenu zlewni, rzeźby terenu, przepuszczalności podłoża. Praktyczny opis pozyskiwania informacji o przepływach wodnych dla szacowania potencjału energetycznego jest zamieszczony w pracy M. Lisa. Przed rozpoczęciem przygotowania projektu elektrowni wodnej szacuje się potencjał wodny w konkretnej lokalizacji. Powinno się pozyskać wieloletnie wiarygodne dane hydrologiczne lub przynajmniej ich szczegółowe opracowanie. Najwięcej

49 S. Łojewski, op. cit., s. 104.

50 *Stan wody jest to różnica pomiędzy rzędną zwierciadła wody, a umownym poziomem odniesienia, dowiązany do sieci niwelacji państwowej, zwanym zerem wodowskazu. Jest to zatem wartość względna, która nie odzwierciedla na przykład głębokości rzeki, czy wysokości płynącej rzeką fali powodziowej*, za: R. Skąpski, *Stany określające stopień zagrożenia hydrologicznego*, „Gospodarka Wodna”, nr 12/2010, s. 494–498.

51 Uznaje się, że przepływy Wisły i Odry w latach 2003–2008 wskazują na okres posuszny, za: J. Stachy, *Średnie roczne przepływy Odry i Wisły w latach 1901–2008*, „Gospodarka Wodna”, nr 6/2010, s. 233–237.

danych hydrologicznych dla Polski posiada IMGW. Instytut prowadzi regularne, cykliczne pomiary w kilkuset miejscach. Na niektórych stacjach regularne pomiary zaczęto wykonywać od 1951 roku, na innych od 1971 r. Im bliżej stacji pomiarowej na rzece znajduje się określone miejsce inwestycji, tym zwykle łatwiej wyznaczyć dla niego charakterystykę przepływów. Jeśli pomiary są prowadzone na innym odcinku rzeki, to uwzględnia się czynniki, które mogą wpływać na zmianę wielkości przepływów wodnych (dopływy, ujęcia wody, zbiorniki retencyjne). Pozyskanie szczegółowych, konkretnych danych pomiarowych jest dość kosztowne. Codzienne dane wraz z charakterystycznymi przepływami dla okresu kilkunastu lat mogą kosztować kilkanaście tysięcy zł. Inwestorzy mogą również zamówić opracowanie potencjału wodnego dla wybranej lokalizacji, co jest zwykle dużo tańsze. Dane o wartości natężenia przepływów znajdują się również w operatach wodno-prawnych innych elektrowni zlokalizowanych na rzece czy ujęciach wody. Jednakże trzeba uwzględnić, że te dane są tworzone dla konkretnej lokalizacji i czasu, zatem mogą być nie w pełni przydatne<sup>52</sup>. Część inwestorów dodatkowo zleca wykonanie indywidualnych pomiarów w miejscu lokalizacji lub samodzielnie je wykonuje. Najdokładniejszą metodą pozyskania informacji o przepływach wodnych w miejscu planowanej lokalizacji jest wykonywanie tam serii bezpośrednich pomiarów. Do metod pomiaru<sup>53</sup> należą między innymi: metoda wodowskazowa, pływakowa, maksymalnej prędkości, pływaka głębinowego, pływaka całkującego czy spadku hydraulicznego. Można też je wykonać młynkiem hydrometrycznym i przepływomierzem elektromagnetycznym. Wybór sposobu zależy głównie od szerokości i głębokości cieku, poziomu turbulencji oraz dostępności sprzętu. Jeśli nie ma innych danych w zakresie wielkości przepływów, to ciąg pomiarowy powinien trwać przynajmniej rok. Z kolei, jeśli pomiary są tylko uzupełnieniem istniejących danych lub opracowań, to wówczas liczba i okres wykonywania pomiarów zależą od jakości posiadanych w tym zakresie informacji oraz konkretnych potrzeb. Następnie określa się krzywą sum czasu trwania przepływów, która wyznacza przedział czasu, w którym natężenie przepływu jest równe bądź większe od ustalonej wartości. Znając krzywą sum czasu trwania przepływów wodnych, wielkość przepływu nienaruszalnego i przepływu technicznego minimalnego, można określić przełyk instalowanej turbiny. W przypadkach rzek o ustabilizowanych przepływach przełyk turbiny zwykle można dopasować bez większych trudności. Powinno się go tak ustalić, aby turbina mogła pracować przez jak najdłuższy czas w ciągu roku. Jeśli występują duże wahania przepływów, to może się okazać, że dostępne przedziały zakresu regulacji przełyku są niewystarczające. W tej sytuacji rozwiązaniem może być zainstalo-

52 M. Lis, *Proces inwestycyjny MEW – ustalenie przepływu wody, właściwe określenie mocy i produkcji MEW*, „Biuletyn TRMEW”, nr 16/2011, IV kwartał, s. 22–24.

53 Opis różnych metod pomiaru natężenia przepływu w: A. Byczkowski, *Hydrologia*, t. 1, Wydawnictwo SGGW, Warszawa 1996, s. 116–165.

wanie dwóch lub więcej turbin pracujących przy różnych przełykach<sup>54</sup>. Właściwe oszacowanie danych i ich odpowiednie opracowanie jest niezwykle ważne, gdyż na tym opierają się dalsze prace projektowe.

### 3.3.2. Etap środowiskowy realizacji inwestycji

Decyzja środowiskowej zgody na realizację inwestycji (zwana decyzją środowiskową) powinna zawierać ustalenia sprawiające, że planowana inwestycja w stosunkowo najmniejszym stopniu będzie wywierała negatywny wpływ na otoczenie i środowisko. Decyzję środowiskową wydaje wójt, burmistrz lub prezydent miasta. Do wniosku o jej wydanie załącza się:

- raport o oddziaływaniu inwestycji na środowisko lub kartę informacyjną przedsięwzięcia (w zależności od rodzaju inwestycji w MEW);
- kopię mapy ewidencyjnej z przewidywanym terenem realizacji przedsięwzięcia;
- wypis z ewidencji gruntów z przewidywanym terenem realizacji przedsięwzięcia;
- wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego<sup>55</sup>.

Przy niektórych, zwykle małych inwestycjach w OZE, inwestor ma obowiązek przedstawić jedynie kartę przedsięwzięcia. Wtedy postępowanie odbywa się bez udziału społeczeństwa i organizacji ekologicznych i trwa dość szybko<sup>56</sup>. Jednakże często w przypadku inwestycji w OZE wymagane jest dodatkowe przeprowadzenie oceny oddziaływania na środowisko (OOŚ) przed uzyskaniem decyzji środowiskowej. To wynika z ustawowego obowiązku<sup>57</sup> albo administracyjnego nakazu (np. ze względu na to, że inwestycja znajduje się na terenie sieci *Natury 2000*). Wówczas postępowanie się wydłuża. OOŚ bada potencjalny wpływ przyszłej inwestycji na środowisko oraz uzgadnia odpowiednie warunki jej przeprowadzenia, które pozwolą ograniczyć bądź wyeliminować ryzyko negatywnego wpływu na środowisko. W trakcie tego postępowania określone są rodzaje i wielkość oddziaływań na środowisko z uwzględnieniem oddziaływań bezpośrednich i pośrednich, krótkotrwałych i długotrwałych. W nim powinna zostać ustalona ścieżka jednocześnie uwzględniająca ochronę środowiska i kwestie ekonomiczne w świetle zasad zrównoważonego rozwoju. Postępowanie w sprawie OOŚ

54 M. Lis, *Proces...*

55 [www.ioze.pl](http://www.ioze.pl), [Dostęp 27.10.2012].

56 A. Pacek-Opalewska, *Procedura przeprowadzania ocen oddziaływania na środowisko planowanych przedsięwzięć*, „Ekopartner”, nr 9(215)/2009, s. 10–11.

57 Rodzaje inwestycji ustawowo wymagające przeprowadzenia OOŚ zawarte są w *Rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 9 listopada 2010 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko*, Dz.U. z 2010 r. Nr 213, poz.1397.

odbywa się przy udziale organów administracji, ochrony środowiska, inspektora sanitarnego, a także społeczeństwa<sup>58</sup>. W tabeli 3.3 wyróżniono rodzaje ocen środowiskowych.

**Tabela 3.3.** Rodzaje oceny oddziaływania na środowisko

Rodzaj oceny	Rodzaje przedsięwzięć
Ocena oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko określone w § 2 i § 3 <i>Rozporządzenia z 9 listopada 2010 r.</i>	Przedsięwzięcia zawsze znacząco oddziałujące na środowisko, Przedsięwzięcia potencjalnie znacząco oddziałujące na środowisko
Ocena oddziaływania przedsięwzięcia na obszar Natura 2000	Przedsięwzięcia w stosunku do których decyzja o inwestycji następuje za zgodą RDOŚ

**Źródło:** A. Pacek-Opalewska, *Procedura przeprowadzania ocen oddziaływania na środowisko planowanych przedsięwzięć*, „Ekopartner”, nr 9(215)/2009, s. 10–11.

OOŚ może wiązać się ze sporządzeniem raportu o oddziaływaniu inwestycji na środowisko. Przykładowo jest on obligatoryjny w przypadku elektrowni wodnych powstających przy budowach piętrzących wodę na wysokość przynajmniej 5,0 m oraz przy zaporach i innych urządzeniach gromadzących masę wody<sup>59</sup> o pojemności powyżej 10 mln m<sup>3</sup>. Ze sporządzeniem raportu może wiązać się wykonanie stosownych ekspertyz hydrologicznych, hydrotechnicznych, mykologicznych czy ichtologicznych<sup>60</sup>. Podczas postępowania OOŚ weryfikowany jest raport i dokonywane są konsultacje. Każdy obywatel może składać uwagi i wnioski dotyczące wydania decyzji o warunkach zabudowy terenu dla inwestycji mogącej znacząco oddziaływać na środowisko. Uprawnienie to ma charakter opiniotwórczy, ale nie gwarantuje kontroli społecznej inwestycji. Nie jest wiążące dla sprawy, gdyż wnoszący, nie mając uprawnień na prawach strony, nie mogą zaskarżyć wydanej decyzji do sądu administracyjnego. Uważa się jednak, że organ powinien się ustosunkować do opinii wnoszącego<sup>61</sup>. W tym postępowaniu organizacje ekologiczne oraz inne organizacje społeczne mają wiele uprawnień wynikających z przepisów prawnych i mogą uczestniczyć w postępowaniach środowiskowych na prawach strony<sup>62</sup>.

58 A. Pacek-Opalewska, op. cit.

59 *Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 9 listopada 2004 r. w sprawie określenia rodzajów przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko oraz szczegółowych uwarunkowań związanych z kwalifikowaniem przedsięwzięcia do sporządzania raportu o oddziaływaniu na środowisko*, Dz.U. z 2004 r. Nr 257, poz. 2573.

60 J. Sołtuniak, *Polityka energetyczna a rozwój odnawialnych źródeł energii*, „Gospodarka w Praktyce i Teorii”, nr 2(27)2010, s. 51–60.

61 M. Trzeciak, *Energetyka wiatrowa – stać nas na dużo*, „Czysta Energia”, nr 4/2008, s. 10.

62 M. Micińska, *Udział społeczeństwa w planowaniu przestrzennym i procesie budowlanym* (2), „Aura”, nr 2/2007, s. 9–11.

Teoretycznie przedsięwzięcia, których realizacja jest obojętna, czyli nie pogarszająca stanu środowiska, można realizować na terenach *Natura 2000*. Jednakże te obszary mogą stanowić dużą barierę dla wielu inwestycji, w tym hydrotechnicznych i hydroenergetycznych, gdyż może się okazać, że w jakiś sposób oddziałują na te tereny i są dla nich szkodliwe. Z tego względu przeprowadza się dla nich OOŚ<sup>63</sup>. Podaje się, że również inwestycje położone poza obszarami *Natury 2000* powinny mieć przeprowadzoną taką procedurę, jeśli istnieje podejrzenie, że mogą niekorzystnie oddziaływać na te obszary. Skumulowany wpływ kilku inwestycji także może negatywnie oddziaływać na przyrodę, a nie jest on uwzględniany w przypadku poszczególnych inwestycji. Warto też dodać, że organizacje ekologiczne zgłosiły do Komisji Europejskiej też obszary, które nie zostały uwzględnione przez polskie władze przy wyznaczaniu terenów *Natura 2000*. W stosunku do tych dodatkowych obszarów nie można uzyskać decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach realizacji inwestycji, gdyż nie przeprowadza się dla nich postępowania kompensacyjnego<sup>64</sup>. Decyzja środowiskowa dotyczy konkretnych stron i określonego przedsięwzięcia. Nie narusza praw własności i uprawnień innych wobec nieruchomości. Od dnia uprawomocnienia decyzji przez cztery lata można składać wnioski o kolejne pozwolenia<sup>65</sup>.

### 3.3.3. Decyzja o warunkach zabudowy

Po uzyskaniu decyzji środowiskowej inwestor może ubiegać się o wydanie decyzji o warunkach zabudowy (decyzji lokalizacyjnej). Jeśli potencjalna inwestycja w odnawialne źródła jest zgodna z miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego, to postępowanie powinno być uproszczone. Jeśli nie wpisuje się w ten plan, wówczas należy wnioskować o zmianę lub uchwalenie nowego miejscowego planu. To wiąże się ze skomplikowaną i długotrwałą procedurą, która może trwać nawet kilkanaście miesięcy, gdyż wymaga podjęcia decyzji przez radę gminy i poczynienia szeregu uzgodnień administracyjnych pomiędzy urzędami<sup>66</sup>. W przypadku większości gmin w Polsce plany zagospodarowania przestrzennego nie były przygotowywane. Dla lokalizacji na tych terenach inwestor wnosi o wydanie decyzji

63 M. Behnke, *Przedsięwzięcie jako przedmiot oceny oddziaływania na środowisko*, „Problemy Ocen Środowiskowych”, nr 1(48)/2010, s. 4.

64 W. Bielakowska, *Czy wolno nam inwestować na obszarach Natura 2000?*, „Gospodarka Wodna”, nr 6/2009, s. 221–224.

65 P. Grabowski, M. Izdebski, M. Łysek, *Uwarunkowania administracyjno-prawne sektora OZE*, <http://www.bioenergiadlaregionu.eu/pl/doktoranci/artykuly-doktorantow/art34,uwarunkowania-administracyjno-prawne-sektora-oze.html>, [Dostęp 30.12.2011].

66 M. Stryjecki, *Produkcja energii z OZE jako inwestycja celu publicznego*, „Czysta Energia”, nr 1/2009, s. 12–13; W. Wójcik, *Myślę, że należy usprawnić system wsparcia dla OZE*, „Czysta Energia”, nr 5/2009, s. 8–9.



o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu. Mogą tu wystąpić dwa rodzaje decyzji: decyzja o lokalizacji inwestycji celu publicznego i decyzja o warunkach zabudowy dla pozostałych inwestycji. W ustawie o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym zostały wyszczególnione rodzaje inwestycji, które mogą być objęte decyzją o lokalizacji celu publicznego. Wśród nich nie występują inwestycje związane z wytwarzaniem energii. Podaje się jednak, że obiekt wytwarzający energię odnawialną może być uznany za inwestycję celu publicznego ze względu na istnienie zapisów o celach publicznych określonych w innych ustawach. W przypadku inwestycji celu publicznego ułatwione jest postępowanie administracyjne między innymi ze względu na to, że inwestor nie musi spełnić niektórych restrykcyjnych warunków wynikających z ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym. Ponadto organ może zawiadamiać strony poprzez obwieszczenie, a organizacje proekologiczne nie muszą być zapraszane do uczestnictwa w postępowaniu. Po 12 miesiącach od wydania warunków zabudowy nie można wyeliminować tych inwestycji z obrotu. Procedura wydawania decyzji o warunkach zabudowy dla lokalizacji inwestycji celu publicznego jest nieraz kwestionowana przez organy nadzorcze gmin i sądy<sup>67</sup>. W przypadku ubiegania się o wydanie decyzji o warunkach zabudowy dla pozostałych inwestycji inwestor składa wniosek wraz z wymaganymi załącznikami do wójta, burmistrza lub prezydenta miasta w zależności od terenu inwestycji. Do wymaganych załączników należą między innymi trzy kopie mapy obejmującej teren w wymaganej skali, wypis z rejestru gruntów dotyczący terenu inwestycji, zaświadczenie o tym, że na terenie planowanej inwestycji istnieje lub będzie w przyszłości stosowne uzbrojenie terenu dla jej realizacji oraz decyzja środowiskowa.

### 3.3.4. Pozwolenie wodnoprawne

Pozwolenie wodnoprawne to decyzja administracyjna wydawana na czas oznaczony zezwalająca na szczególne korzystanie z określonych zasobów wody na precyzyjnie określonych warunkach. Stanowi główny instrument prawny ochrony wód przed zanieczyszczeniem, którego celem jest zachowanie lub przywrócenie czystości wód do stanu wymaganego przepisami prawa<sup>68</sup>. Priorytetowo traktowane są w gospodarce wodnej cele zaopatrzenia ludności w wodę pitną i retencja wód. Istotne jest to, że odnosi się to do przeznaczenia wody, a nie do zakładu, który

67 R. Skowron, G. Zawada, *Czy farma wiatrowa to inwestycja celu publicznego*, „Czysta Energia”, nr 6/2009, s. 14–16; M. Tarka, *Elektrownie wiatrowe trafiają na rafy*, „Czysta Energia”, nr 4/2009, s. 12–13.

68 J. Ciechanowicz-McLean, *Bezpieczeństwo ekologiczne w prawie ochrony środowiska i w prawie wodnym*, [w:] H. Lisicka (red.), *Wybrane problemy prawa ochrony środowiska. Rola Sądów. Prawo wodne*, Wydawnictwo Prawo Ochrony Środowiska, Wrocław 2007, s. 154–161.

je realizuje, ze względu na to, że zakład zaopatrujący społeczeństwo w wodę może też wykorzystywać ją dla innych potrzeb<sup>69</sup>.

Pozwolenie wodnoprawne nie rodzi praw do nieruchomości i urządzeń wodnych koniecznych do jego realizacji oraz nie narusza prawa własności i uprawnień. Ubiegający się o pozwolenie nie musi wykazać się prawem własności do nich, ale powinien dysponować umową zezwalającą na korzystanie z tych nieruchomości i urządzeń<sup>70</sup>. Prawa i obowiązki wynikające z pozwolenia mogą przejść na prawnego następcę zakładu, jeśli zostanie uzyskana decyzja o przeniesieniu praw i obowiązków dotyczących eksploatacji instalacji<sup>71</sup>.

Z wnioskiem o wydanie pozwolenia wodnoprawnego inwestor zgłasza się do starosty lub do marszałka województwa. Marszałek posiada kompetencje do wydawania pozwoleń w przypadku inwestycji, które mogą znacząco oddziaływać na środowisko, a starosta może je wydawać w pozostałych przypadkach. Do wniosku o wydanie pozwolenia dołącza się operat wodnoprawny wraz z dokumentacją hydrologiczną będącą załącznikiem lub częścią operatu, decyzję o warunkach zabudowy, opis prowadzonej działalności w języku nietechnicznym<sup>72</sup>. Organ może wystąpić do wnioskodawcy o stosowne uzupełnienie wniosku lub załączenie dodatkowej dokumentacji, przykładowo instrukcji gospodarowania wodą, jeśli występuje zależne od siebie korzystanie z wód. Może on odmówić wydania pozwolenia wodnoprawnego, jeżeli projektowany sposób korzystania z wody dla celów energetyki wodnej nie zapewnia wykorzystania potencjału hydroenergetycznego w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, gdyż zgodnie z prawem wodnym zaleca się optymalne wykorzystanie potencjału hydroenergetycznego rzek. W przypadku podejrzenia o przewymiarowanie produkcji elektrowni organ powinien zlecić ekspertyzę<sup>73</sup>. Jeśli wniosek byłby źle przygotowany, to jego zleceniodawca, w tym przypadku właściciel przyszłej elektrowni, może na drodze cywilnoprawnej wystąpić przeciw autorowi operatu lub dokumentacji hydrologicznej z pozwem o odszkodowanie<sup>74</sup>.

Stronami postępowania są: wnioskodawca ubiegający się o wydanie pozwolenia wodnoprawnego, właściciel wody, właściciel istniejącego urządzenia wodnego znajdującego się w zasięgu oddziaływania zamierzonego korzystania z wód lub planowanych do wykonania urządzeń wodnych, władający powierzchnią ziemi położoną

69 L. Osuch-Charcińska, *Niektóre aspekty szczególnego korzystania z wód oraz znaczenie stawów rybnych w systemie gospodarowania wodami*, „Gospodarka Wodna”, nr 4/2008, s. 140–143.

70 L. Osuch-Charcińska, *Niektóre...*, s. 140–143.

71 J. Bukowska, *Instrumenty prawne i administracyjne gospodarki wodno-ściekowej*, [w:] M. Cygler, R. Miłaszewski, *Materiały do studiowania ekonomiki zaopatrzenia w wodę i gospodarki wód*, „Ekonomia i Środowisko”, 2008, s. 150; M. Sikora, *Przenoszenie decyzji wodnoprawnej na nowego właściciela MEW*, „Biuletyn TRMEW”, 15/2011, s. 9–9.

72 J. Bukowska, op. cit., s. 154.

73 L. Osuch-Charcińska, *Przykłady z orzecznictwa*, „Gospodarka Wodna”, nr 7/2010 s. 265–266; L. Osuch-Charcińska, *Przykłady z orzecznictwa*, „Biuletyn TRMEW”, 13/2010, s. 15–16.

74 L. Osuch-Charcińska, *Przykłady z orzecznictwa*, „Gospodarka Wodna”, nr 3/2010, s. 101–102.

w zasięgu oddziaływania zamierzonego korzystania z wód lub planowanych do wykonania urządzeń wodnych, uprawniony do rybactwa w zasięgu oddziaływania zamierzonego korzystania z wód lub planowanych do wykonania urządzeń wodnych<sup>75</sup>. Informacja o rozpoczęciu postępowania jest podawana do publicznej wiadomości.

W pozwoleniu wodnoprawnym ustala się cel i zakres korzystania z wód, warunki wykonywania uprawnienia oraz obowiązki niezbędne ze względu na ochronę zasobów środowiska, interesów ludności i gospodarki, a w szczególności: tryb pracy elektrowni wodnej, ilość pobieranej lub odprowadzanej wody, w tym maksymalną możliwą ilość oraz ograniczenia wynikające z konieczności zachowania przepływu nienaruszalnego<sup>76</sup>. Zakres poboru wody dotyczy ilości pobieranej wody wraz ze wskazaniem terminów jej pobierania uwzględniających sezonową zmienność. Dla celów energetyki wodnej powinien być ustalony przepływ do korzystania z wód w tym zakresie<sup>77</sup>. W pozwoleniu określa się warunki wykonania i utrzymania urządzeń wodnych, obowiązki wobec innych zakładów mających pozwolenie wodnoprawne oraz w stosunku do uprawnionych do rybactwa. W tym dokumencie może się znaleźć zapis o zakazie wykonywania w pobliżu urządzeń robót, które mogą powodować osiadanie urządzeń, uszkodzeń zapór itp. Jeśli zakład nie rozpoczął w terminie korzystania z urządzeń lub nie korzystał z nich przez 2 lata, to można cofnąć pozwolenie wodnoprawne<sup>78</sup>. Warto dodać, że jeśli nie określono w operacie minimalnych wielkości poboru wód dla zakładu, tylko maksymalne, to w przypadku wydania pozwolenia wodnoprawnego kolejnemu zakładowi, nie można zarzucić, że narusza ono nabyte wcześniej uprawnienia<sup>79</sup>. Jeśli istnieje uzasadniony interes społeczny, to prawo wodne zezwala za odszkodowaniem ograniczenie lub cofnięcie pozwolenia wodnoprawnego<sup>80</sup>.

Budowa i eksploatacja elektrowni wodnej w myśl obowiązujących przepisów prawnych jest to szczególnie korzystanie z wody. Dla tego typu obiektów pozwolenie wydaje się na okres od 10 do 20 lat<sup>81</sup>. Określenie minimalnego okresu obowiązywania pozwolenia wodnoprawnego zwiększa poczucie stabilności w prowadzeniu działalności i jej dalszym planowaniu. Dla właścicieli elektrowni wodnych, bardzo istotny jest art. 123, pkt. 1a., ułatwiający ubieganie się o następne pozwolenie wodnoprawne: „jeżeli jednym z zakładów ubiegających się o wydanie pozwolenia wodnoprawnego jest właściciel urządzenia wodnego koniecznego do realizacji tego pozwolenia, pierwszeństwo w uzyskaniu pozwolenia przysługuje temu zakładowi”<sup>82</sup>. Podmioty, którym upływa termin ważności pozwolenia wod-

75 *Ustawa z dnia 18 lipca 2001 r. Prawo wodne*, Dz. U. z 2001 r. Nr 115, poz. 1229.

76 *Ibidem*.

77 L. Osuch-Charcińska, *Przykłady z orzecznictwa*, „Gospodarka Wodna”, nr 4/2010, s. 144–147.

78 J. Bukowska, *op. cit.*, s. 150.

79 L. Osuch-Charcińska, *Przykłady z orzecznictwa*, „Gospodarka Wodna”, nr 3/2010, s. 101–102.

80 Art. 137, *Ustawa z dnia 18 lipca 2001 r. Prawo wodne*, Dz. U. z 2001 r. Nr 115, poz. 1229.

81 *Ibidem*, Art. 127.

82 *Ibidem*, Art. 123.1a.

noprawnego powinny zgromadzić stosowną dokumentację włącznie z operatem i decyzją lokalizacyjną oraz wystąpić z wnioskiem o nowe pozwolenie<sup>83</sup>.

Jeśli kilka zakładów korzysta z tych samych zasobów wód, to spoczywa na nich obowiązek opracowania projektu instrukcji regulującej korzystanie z wód. Przyjęte w instrukcji rozwiązania określają, w jakim stopniu, ilości i kolejności zostają ograniczone potrzeby poszczególnych zakładów w przypadku suszy. Po zatwierdzeniu instrukcji przez organ uprawniony do wydania pozwolenia, staje się ona integralną częścią pozwolenia. Problematykę tę omawia L. Osuch-Charcińska, opisując również konflikty interesów między właścicielami elektrowni wodnych a właścicielami stawów hodowlanych. Woda do stawów jest doprowadzana w zależności od parowania, odpływu, a także potrzeb poszczególnych gatunków hodowlanych. Autorka opisuje, że głównym powodem konfliktów jest uzupełnianie wody w stawach w czasie upałów i suszy, kiedy woda szybko paruje. Podaje, że właściciele stawów nieraz z naruszeniem posiadanych uprawnień pobierają wodę ze szkodą dla innych użytkowników. Interesujące jest, że w niektórych instrukcjach gospodarowania wodą właściciele stawów rybnych mają przyznane pierwszeństwo przed właścicielami elektrowni wodnych do zaspokajania potrzeb wodnych. W uzasadnieniu jest podane, że stawy są obiektem retencyjnym. Nie uwzględnia się, że cykl produkcyjny hodowli ryb zwykle nie pozwala równocześnie na gromadzenie wód w celach retencyjnych, a stawy rybne to przede wszystkim obiekty produkcyjne używające wodę do hodowli ryb, zaś odprowadzana z nich woda to często ścieki. Z tego względu według L. Osuch-Charcińskiej właściciele stawów hodowlanych powinni być traktowani jak inni użytkownicy wody, a nie priorytetowo<sup>84</sup>. Rozważanie to wydaje się logiczne, a jego uzasadnienie trafne.

### 3.3.5. Warunki przyłączenia do sieci energetycznej

Operator systemu elektroenergetycznego przyłącza do sieci podmioty ubiegające się o podłączenie na ich wnioski, jeśli spełniają warunki przyłączania i odbioru. Do wypełnionego wniosku załącza się: decyzje administracyjne zezwalające na lokalizację oraz tytuł prawny do korzystania z nieruchomości, na której będzie wytwarzana energia. W przypadku większych źródeł wymagane jest wpłacenie zaliczki w związku z przyłączeniem<sup>85</sup>. Jej wprowadzenie ma zapobiegać sytuacjom

83 M. Buszko, *Procedura odnowienia pozwolenia wodnoprawnego*, „Energetyka Wodna”, nr 02/2013, s. 31–32.

84 L. Osuch-Charcińska, *Niektóre aspekty szczególnego korzystania z wód oraz znaczenie stawów rybnych w systemie gospodarowania wodami*, „Gospodarka Wodna”, nr 4/2008, s. 140–143; L. Osuch-Charcińska, *Przykłady z orzecznictwa*, „Gospodarka Wodna”, nr 4/2010, s. 144–147.

85 Więcej o zaliczce na przyłączenie: M. Szambelańczyk, *Zasady podłączania do sieci w projekcie nowelizacji Prawa energetycznego*, „Czysta Energia”, nr 4/2009, s. 14–15.

wcześniejszego rezerwowania mocy i blokowania mocy przez nowe podmioty chcące się przyłączyć, ale bez pewności zrealizowania inwestycji. Ponadto ma ułatwić ocenę wiarygodności składanego wniosku dotyczącego inwestycji w OZE<sup>86</sup>. Okazuje się jednak, że kwotę zaliczki na przyłączenie trudno jest określić w momencie składania wniosku o wydanie warunków przyłączenia, gdyż wynika ona z analizy stanu technicznego koniecznej do modernizacji sieci i aparatury służącej do realizacji złożonego wniosku, a także warunków technicznych miejsca inwestycji. Analizy tej dokonuje operator, ale dopiero po złożeniu wniosku i wniesieniu tej zaliczki. Może wystąpić zatem konieczność zwrotu części zaliczki. Innym problemem jest wydanie warunków technicznych bardzo trudnych do spełnienia dla inwestora, przykładowo zalecenie modernizacji wielu kilometrów linii czy ustalenie punktu przyłączenia w dużej odległości od miejsca inwestycji. Gdy inwestor rezygnuje z realizacji projektu ze względów finansowych, przepada wcześniej wpłacona zaliczka<sup>87</sup>.

Od strony operatora systemu przesyłowego niezbędne jest zapewnienie technicznych i ekonomicznych warunków przyłączenia do sieci obiektów wykorzystujących OZE. Jeśli istniejąca infrastruktura techniczna nie jest przystosowana do przyjęcia nowej jednostki wytwórczej, to wówczas przedsiębiorstwo energetyczne może odmówić przyłączenia jej do sieci. Jednakże zdarzało się, że sama konieczność rozbudowy lub modernizacji w celu dokonania przyłączenia stała się podstawą podawaną przez przedsiębiorstwa energetyczne do odmowy przyłączenia. Z kolei w orzecznictwie sądowym uznaje się, że techniczne warunki istnieją, gdy możliwość przyłączenia wykazała prawidłowo sporządzona ekspertyza wpływu źródła na KSE wykonana przez osobę trzecią. Brak warunków technicznych przyłączenia należy rozumieć jako przeszkodę o charakterze trwałym nie dającą się usunąć, mimo podejmowanych w tym celu prób. Warunki ekonomiczne określają koszty budowy nowej instalacji przyłącza wraz z możliwościami finansowymi pokrycia ich. Operator może odmówić przyłączenia, jeśli udowodni, że koszty przyłączenia są dla niego za wysokie<sup>88</sup>. Wykonujący analizę możliwości przyłączenia musi dokonać również sprawdzenia kryterium zwarciovego, oznaczającego ograniczenie maksymalnej mocy projektowanej instalacji generatorowej w danym punkcie przyłączeniowym<sup>89</sup>. Obserwuje się, że w przypadku obiektów OZE o du-

86 H. Majchrzak, *OZE w świetle zmian w prawie energetycznym*, „Czysta Energia”, nr 1/2010, s. 9–9.

87 M. Barzyk, G. Barzyk, *Energetyka wiatrowa w świetle projektu zmian Prawa energetycznego*, „Czysta Energia”, nr 2/2009, s. 10–11.

88 K. Lasocki, *Nowa procedura przyłączy energetycznych*, „Czysta Energia”, nr 11/2009, s. 28; K. Lasocki, *Prawne możliwości odmowy przyłączenia OZE do sieci*, „Czysta Energia”, nr 4/2011, s. 22–23; M. Lubińska, *Bariery dla rozwoju farm wiatrowych w Polsce*, „Czysta Energia”, nr 10/2008, s. 16–17.

89 G. Barzyk, *Kryterium zwarciovie a warunki przyłączenia do sieci*, „Czysta Energia”, nr 4/2009, s. 26–27.

żej mocy występują częste problemy z przyłączeniem ich do sieci. Z kolei dla małych obiektów zaobserwowano, że trudności występują, gdy nowy obiekt znajduje się daleko od istniejącej infrastruktury. Dla przykładu można podać, że warunki przyłączenia dla instalacji wiatrowych otrzymało 10% wnioskodawców, a jeszcze mniejsza jest ilość faktycznie zawartych umów o przyłączenie<sup>90</sup>.

### 3.3.6. Pozwolenie na budowę

Do wniosku o wydanie pozwolenia na budowę łączy się:

- cztery oryginalne egzemplarze łącznego projektu budowlanego i elektrycznego,
- niezbędne uzgodnienia w ich zakresie,
- oświadczenie o posiadaniu prawa do dysponowania nieruchomością na cele budowlane,
- decyzję środowiskową,
- decyzję o warunkach zabudowy,
- zaświadczenie projektantów o uprawnieniach budowlanych i elektrycznych,
- zaświadczenie o członkostwie projektantów we właściwej izbie samorządu zawodowego,
- zaświadczenie o posiadaniu przez nich aktualnego ubezpieczenia od odpowiedzialności cywilnej wykonywanego zawodu na dzień przygotowania projektu,
- w zależności od rodzaju inwestycji czy jej lokalizacji mogą być wymagane również inne dokumenty, na przykład opinie rzeczoznawców.

W przypadku inwestycji znacząco oddziałującej na środowisko każdy może brać udział w postępowaniu dotyczącym pozwolenia na budowę. Społeczeństwo może składać skargi i wnioski, ale nie uczestniczy w postępowaniu na prawach strony. Organizacje społeczne też są wyłączone z uczestnictwa na prawach strony. Organizacje ekologiczne występują na prawach strony, ale te prawa są bardzo ograniczone. Muszą wnieść kaucję na wypadek roszczeń finansowych ze strony inwestora z powodu wstrzymania wykonania decyzji<sup>91</sup>. Wydanie decyzji o pozwoleniu na budowę zatwierdza dokumentację projektową. Roboty budowlane można rozpocząć nie wcześniej niż po otrzymaniu uprawomocnionego pozwolenia na budowę oraz po powiadomieniu administratora wód. Jeśli wystąpią istotne zmiany w trakcie realizacji budowy, wymagane jest ubieganie się o wydanie nowej decyzji lub zmianę decyzji.

90 K. Lasocki, *Prawne możliwości...*

91 M. Micińska, *Udział społeczeństwa w planowaniu przestrzennym i procesie budowlanym* (2), „Aura”, nr 2/2007, s. 9–11.

### 3.3.7. Prace budowlane

Jeśli inwestor uzyska pozwolenie na budowę, to ma prawo ją rozpocząć pod warunkiem, że przynajmniej 7 dni przed rozpoczęciem robót powiadomi o tym organ państwowego nadzoru budowlanego stosowny dla miejsca inwestycji i nie napotka sprzeciwu z jego strony. Należy również wystąpić do organu, który wydał decyzję na budowę o wydanie dziennika budowy. Dziennik jest wydawany w terminie 3 dni od dnia, w którym ta decyzja się uprawomocniła. W nim dokumentowany jest przebieg robót budowlanych oraz zdarzenia i okoliczności z nimi związane. Dziennik prowadzony jest w jednym egzemplarzu, natomiast strony przeznaczone do wpisów są podwójne (oryginał i kopia). Wydanie dziennika jest odpłatne. Inwestor wybiera kierownika budowy, który posiada uprawnienia niezbędne dla zakresu budowy. Rozpoczęcie budowy następuje od momentu podjęcia wstępnych prac przygotowawczych, takich jak pomiary geodezyjne obiektu w terenie, przygotowanie i zagospodarowanie terenu budowy, budowa tymczasowych obiektów. Później następuje faza budowy właściwej. Trzeba zaznaczyć, że niektóre prace na terenie budowy elektrowni wodnej mogą być przeprowadzone tylko w określonych warunkach atmosferycznych i hydrologicznych, zatem ten etap może być bardzo wydłużony w zależności od warunków naturalnych. Ponadto w trakcie budowy elektrowni może okazać się, że występują nieprzewidziane okoliczności, znaczące problemy techniczne i wobec tego może być potrzebna zmiana otrzymanych wcześniej decyzji i uzgodnionych projektów. Przykładowo podczas projektowania elektrowni w Kempten w Niemczech założono, że formacje skalne są stabilne. Podczas prac budowlanych okazało się, że podłoże jest silnie zerodowane. To wiązało się z dodatkowymi wysokimi kosztami podjętymi w celu usuwania przeszkód oraz znacznie wydłużyło czas budowy<sup>92</sup>. Po zakończeniu budowy inwestor występuje o pozwolenie na użytkowanie. Wydanie pozwolenia na oddanie obiektu do użytkowania odbywa się bez udziału innych stron. Stroną postępowania jest tylko inwestor<sup>93</sup>.

### 3.3.8. Koncesja lub wpis do rejestru wytwórców w sektorze elektroenergetycznym

Po przeprowadzonym procesie inwestycyjnym wszyscy producenci energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (za wyjątkiem produkcji energii z biogazu rolniczego) do 4 maja 2015 r. występowali do URE o przyznanie pozwolenia koncesyjnego w sektorze elektroenergetycznym na prowadzenie działalności gospodarczej. Tylko posiadanie koncesji umożliwiało sprzedaż świadectw pochodzenia. Obecnie producenci energii elektrycznej z OZE, mający zainstalowaną moc

92 ZEK Hydro, *Idealna fala w Kempten*, „Energetyka Wodna”, nr 2/2012, s. 33–35.

93 M. Micińska, op. cit.

większą niż 200 kW, muszą ubiegać się o koncesję. W przypadku produkcji energii cieplnej obowiązek ten istnieje, jeśli zainstalowana moc jest większa niż 600 kW. Koncesja określa dokładny zakres, warunki i czas prowadzenia działalności. Uzyskanie jej następuje po rozruchu elektrowni, choć postępowanie koncesyjne można zacząć przeprowadzać już wcześniej. Do przesłanek pozytywnych, będących podstawą udzielenia koncesji, należą między innymi: posiadanie technicznych możliwości prawidłowego wykonywania działalności i zatrudnienie osób o odpowiednich kwalifikacjach zawodowych<sup>94</sup>. Aby uzyskać koncesję, przedsiębiorca musi udowodnić, że wypełni wszystkie przesłanki pozytywne i że nie ma wobec niego przesłanek negatywnych. Inwestor może również wcześniej ubiegać się o wydanie promesy koncesji, która zapewnia wydanie w przyszłości koncesji, jeśli wnioskujący wypełni wszystkie stawiane wymagania. Promesa koncesji jest udzielana na czas określony, w którym istnieje obowiązek udzielenia koncesji. Jeśli zmienił się stan faktyczny lub prawny w stosunku do podanego we wniosku o promesę, wiążący się z istotną zmianą sytuacji, to URE może odmówić wydania koncesji. Zmiana tych okoliczności może dotyczyć albo samego przedsiębiorcy, albo planowanej działalności gospodarczej<sup>95</sup>. Ubieganie się o wydanie promesy jest odpłatne, zaś koncesja przyznawana jest za darmo dla źródeł o zainstalowanej mocy do 5 MW. Od maja 2015 r. małe źródła OZE wytwarzające energię elektryczną o mocy zainstalowanej 40–200 kW oraz źródła wytwarzające energię ciepłą o mocy 120–600 kW są objęte działalnością regulowaną zastępującą obowiązek koncesyjny. Działalność regulowana zobowiązuje do wpisu do rejestru prowadzonego przez Prezesa URE. To kosztuje 616 zł. Mikroinstalacje o mocy zainstalowanej do 40 kW w przypadku wytwarzania energii elektrycznej oraz do 120 kW w przypadku wytwarzania energii cieplnej są zwolnione z ubiegania się o koncesję i o wpis do rejestru prowadzonego przez URE<sup>96</sup>.

Do wniosku o promesę lub koncesję załącza się dane dotyczące działalności gospodarczej wnioskodawcy, w tym: aktualny odpis z rejestru przedsiębiorców, zaświadczenie o numerze NIP, oświadczenie przedsiębiorcy, że w stosunku do niego nie zgłoszono wniosku o ogłoszenie upadłości lub nie znajduje się w stanie likwidacji, aktualne zaświadczenie z ZUS i urzędu skarbowego o niezaleganiu w opłatach. Ponadto dołącza się oświadczenie o niekaralności, oświadczenie o posiadanym tytule prawnym do obiektów i instalacji źródła OZE, oświadczenie, że osoby zatrudnione przy eksploatacji sieci posiadają stosowne kwalifikacje. Kolejne załączniki to: opis parametrów technicznych urządzeń i instalacji, schemat oraz opis urządzeń i insta-

94 Przesłanki szczegółowo są opisane w prawie energetycznym art. 33.

95 P. Grabowski, M. Izdebski, M. Łysek, op. cit.

96 Dane z prezentacji przygotowanej przez URE, oddział w Lublinie: [http://s.fundacja.lublin.pl/backstage/wp-content/uploads/2015/07/Uwarunkowania-formalno-prawne-zwi%C4%85zane-z-prowadzeniem-dzia%C5%82alno%C5%9Bci-gospodarczej-polegaj%C4%85cej-na-wytwarzaniu-energii-elektrycznej-w-OZE-A\\_Szypulska.pdf](http://s.fundacja.lublin.pl/backstage/wp-content/uploads/2015/07/Uwarunkowania-formalno-prawne-zwi%C4%85zane-z-prowadzeniem-dzia%C5%82alno%C5%9Bci-gospodarczej-polegaj%C4%85cej-na-wytwarzaniu-energii-elektrycznej-w-OZE-A_Szypulska.pdf).



lacji. Załącza się również wydane dotąd decyzje administracyjne. W przypadku koncesji wnioskodawca musi dołączyć komplet uzyskanych decyzji włącznie z pozwoleniem na budowę i odbiorem, pozwoleniem na użytkowanie instalacji, warunkami technicznymi przyłączenia do sieci elektroenergetycznej lub umową przyłączeniową, protokół sprawdzenia technicznego, dopuszczenia i przyjęcia do eksploatacji urządzeń wydany przez operatora systemu, protokół sprawdzenia prawidłowości działania układów pomiarowo-rozliczeniowych. Przy ubieganiu się o wpis do rejestru wymagana jest większość z wyżej przedstawionych dokumentów.

### 3.4. Zastosowanie teorii kosztów transakcyjnych w analizie problemów wykorzystania energii z odnawialnych źródeł

Dla omówienia kosztów transakcyjnych powstających w procesie inwestowania w MEW w Polsce wydaje się zasadne przedstawienie studium przypadku systemu instytucjonalnego dotyczącego takich inwestycji. To nakreśla specyfikę sektora. Taką pracę dotyczącą użytkowania zasobów wodnych przedstawił R. Challen. Autor dokonał szczegółowego opisu systemu instytucjonalnego oraz jego zmian. Przedstawił przeprowadzone reformy przy korzystaniu z systemu nawodnień w gospodarce wodnej południowo-wschodniej Australii pomiędzy dorzeczami Murray i Darling. Praca ukazuje model kosztów transakcyjnych i instytucjonalnego wyboru z uwzględnieniem *path dependence*. Podkreślono wagę uwarunkowań instytucjonalnych mających na celu ochronę środowiska, stosowanie efektywnych metod nawadniania i nowoczesnych technologii. Zaznaczono, że bardzo duży wpływ na przeprowadzane zmiany wywierają prawa własności i związane z nimi koszty transakcyjne. Brak określonych praw własności czy też nieprecyzyjne ich określenie wiążą się z długim okresem wprowadzania reform<sup>97</sup>. Analiza mikroekonomiczna uwzględniająca koszty transakcyjne lepiej odzwierciedla realne warunki prowadzenia działalności gospodarczej. Jej podstawą jest identyfikacja kosztów transakcyjnych, a potem ich pogrupowanie oraz próba oszacowania. Przykładowo, w sektorze nieruchomości, który zbliżony jest specyfiką do sektora inwestycji w energetykę wodną, S. Bogacki wydzielił koszty transakcyjne osobno dla rynku wtórnego i pierwotnego<sup>98</sup>. Opierając się na tym opracowaniu, przedstawiono koszty dla MEW w tabeli 3.4.

97 R. Challen, *Institutions, Transaction Costs and Environmental Policy*, Edward Elgar, Cheltenham, UK, Northampton, MA, USA, 2000.

98 S. Bogacki, *Koszty transakcyjne na rynku nieruchomości mieszkaniowych*, [w:] R. Sobiecki, J.W. Pietrewicz (red.), *Koszty transakcyjne. Skutki zmian dla przedsiębiorstw*, Oficyna Wydawnicza Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie, Warszawa 2011, s. 163–174.

**Tabela 3.4.** Koszty transakcyjne prowadzące do eksploatacji MEW

Faza kontraktu	Rodzaje kosztów
Etap planowania i przygotowania do budowy MEW	<p>Poszukiwania lokalizacji MEW (przegląd wykazu piętrzeń wodnych, poszukiwania o nich informacji, koszty dojazdu do wybranych lokalizacji),  Poniesione przy przetargu (wpłata wadium, przygotowanie dokumentacji),  Związane z dzierżawą piętrzenia,  Zdobycie informacji o energetyce wodnej (zakup branżowej literatury, uczestnictwo w szkoleniach i konferencjach, zwiedzanie innych elektrowni wodnych),  Związane z zakładaniem i prowadzeniem działalności gospodarczej,  Zakup informacji o charakterystyce przepływów wodnych i innych niezbędnych informacji dotyczących wybranej lokalizacji,  Wypisów z ksiąg wieczystych,  Wypisów z ewidencji gruntu,  Wykonania map geodezyjnych,  Przygotowania wniosków o udzielenie stosownych pozwoleń administracyjno-inwestycyjnych,  Przygotowania dokumentacji do raportu oddziaływania na środowisko, operatu wodno-prawnego, ewentualnie instrukcji gospodarowania wodą, projektów budowlanych, elektrycznych i wykonawczych,  Poszukiwania projektantów do opracowania koncepcji, projektów, wymagań ekspertyz, dokonywania z nimi ustaleń i uzgodnień,  Zapłaty za koncepcje, projekty, ekspertyzy, raporty i instrukcje,  Ubiegania się o zewnętrzne finansowanie (przygotowanie wniosku, przygotowania stosownych zabezpieczeń, w tym hipoteki),  Korespondencji.</p>
Etap realizacji budowy i kontroli	<p>Poszukiwanie podmiotów wykonawczych i ich weryfikacji,  Przygotowania umów z wykonawcami,  Kontroli realizacji umów,  Przygotowania rozliczeń z wykonawcami,  Wywołane przez nierzetelnie wykonaną pracę przez projektantów i wykonawców,  Sądowe związane z ewentualnymi sporami sądowymi z projektantami i wykonawcami,  Związane z niekorzystnymi warunkami atmosferycznymi, hydrologicznymi i geodezyjnymi utrudniającymi budowę oraz dostosowywanie urządzeń MEW do istniejących warunków,  Inne związane z niezaplanowanymi sytuacjami przy budowie i dostosowywaniu urządzeń MEW do istniejących warunków,  Usuwanie ewentualnych usterek,  Związane z prowadzeniem działalności gospodarczej,  Ubezpieczenia ryzyk budowlano-montażowych,  Kontroli pracy elektrowni w okresie rozruchów,  Korespondencji,  Przygotowania dokumentacji powykonawczej,  Odbioru budowli lub budynku do użytkowania.</p>

**Źródło:** opracowanie własne na podstawie badań i literatury, głównie: S. Bogacki, *Koszty transakcyjne na rynku nieruchomości mieszkaniowych*, [w:] R. Sobiecki, J.W. Pietrewicz (red.), *Koszty transakcyjne. Skutki zmian dla przedsiębiorstw*, Oficyna Wydawnicza Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie, Warszawa 2011, s. 167.

W analizie wykazano szczegółowo rodzaje kosztów według ich pochodzenia, brak natomiast podziału na koszty uzasadnione i nadmierne związane z oportunistycznym, opieszałością i korupcją. Na podstawie teorii kosztów transakcyjnych, informacji zawartych w tabeli 3.4 oraz własnych badań stwierdzono, że objaśnienie specyfiki danej działalności wymaga dokładnej identyfikacji kosztów transakcyjnych. Próby ich zmierzenia lub oszacowania mogą pomóc określić realną rentowność przedsięwzięć inwestycyjnych oraz zidentyfikować bariery inwestycyjne. Biorąc pod uwagę zasadniczy cel pracy, stwierdza się, że teoria kosztów transakcyjnych może pomóc wyjaśnić rozwój sektora energetyki odnawialnej w Polsce, w szczególności zrozumieć spowolnienie jego rozwoju w ostatnich latach. Natomiast trzeba uwzględnić, że im większa specyficzność aktywów, tym trudniej ocenić i zmierzyć koszty transakcyjne.

Do weryfikacji uzyskanych wyników mogą posłużyć ceny rynkowe lokalizacji MEW w różnych stadiach procesu inwestycyjnego. W internecie znaleziono oferty sprzedaży takich miejsc. Jedną z nich to sprzedaż dwóch lokalizacji blisko siebie na tej samej rzece z uzyskanymi pozwoleniami wodnoprawnymi za cenę 226 000 zł. Obecnie inwestor jest na etapie przygotowywania projektu budowlanego i elektrycznego<sup>99</sup>. Druga oferta to sprzedaż lokalizacji na budowę MEW o mocy 75 kW za cenę 163 000 zł. Sprzedający zaznaczył, że posiada pisemną zgodę gminy na realizację inwestycji<sup>100</sup>. Z kolei za nową MEW o mocy 500 kW podano cenę 12 mln zł<sup>101</sup>.

### 3.5. Praktyczne aspekty przebiegu procesu inwestycyjnego

W literaturze rzadko można spotkać informacje o praktycznych aspektach przebiegu procesów administracyjno-inwestycyjnych w OZE, choć problemy z uzyskiwaniem pozwoleń znają wszyscy inwestujący w tym sektorze. Opisy tych problemów przedstawiane są nie tylko w czasopismach branżowych i specjalistycznych, ale także w prasie codziennej. Przykładowo przedstawiciele firmy Zbigniewa Bońka BonWind inwestującego w elektrownie wiatrowe w województwie łódzkim bardzo narzekają na długotrwałość i uciążliwość procesu inwestycyjnego, która zależy głównie od otoczenia administracyjnego. Zostało to nazwane „papierowa

99 Informacja ze strony internetowej <http://ioze.pl/ogloszenia/sprzedam-lokalizacje-mew-atrakcyjna-cena>, [Dostęp 09.04.2014].

100 Informacja ze strony internetowej <http://ioze.pl/ogloszenia/lokalizacja-75-kw>, [Dostęp 09.04.2014].

101 Informacja ze strony internetowej <http://ioze.pl/ogloszenia/elektrownia-wodna-500-kw>, [Dostęp 09.04.2014].

przepychanka<sup>102</sup>. Jeden z inwestorów, opisując swój proces inwestycyjny w MEW, stwierdził, że jego „elektrownia powstała wbrew prezydentowi, premierowi, Sejmowi i urzędnikom<sup>103</sup>. Inny, chcąc przyspieszyć proces inwestycyjny, który trwał długo ze względu na to, że niektóre analizy środowiskowe można było przeprowadzić tylko w określonych okresach, równoległe przygotowywał dokumentację wodnoprawną i budowlaną. Modyfikował ją w zależności od raportów środowiskowych, ponosząc w związku z tym dodatkowe koszty oraz ryzyko<sup>104</sup>.

Również nieprzewidziane sytuacje czy konieczność dopasowania się do określonych wymagań powodują konieczność zmiany pozwoleń administracyjnych lub wydłużenie procesu administracyjno-budowlanego. Przy ubieganiu się o niektóre rodzaje dofinansowania, również trzeba dostosować projekt do wymagań organizatorów konkursu. W przypadku jednej z elektrowni właściciele określili, że to opóźniło rozpoczęcie prac budowlanych o ponad rok<sup>105</sup>.

W poszczególnych krajach UE uruchomienie MEW wiąże się z inną drogą administracyjną. Liczba procedur i czas trwania formalności jest różny w zależności od kraju. Przykładowo we Włoszech jest wymaganych 58 pozwoleń administracyjnych. Czas ich uzyskiwania jest bardzo zróżnicowany. Niektóre dane przedstawia tabela 3.5.

Dane zamieszczone w tabeli 3.5 mają charakter orientacyjny. Według innych źródeł w Austrii procedura uzyskania pozwolenia na budowę trwa od 3 do 5 lat<sup>106</sup>. Okazuje się, że w kilku nowych krajach UE czas trwania procesu administracyjnego jest krótszy niż w starych, ale generalnie w krajach unijnych procedury inwestycyjne trwają bardzo długo. Podaje się, że duży wpływ mają na to kwestie środowiskowe. W krajach mniej dbających o stan środowiska czas uzyskiwania pozwoleń może być znacznie krótszy i może wiązać się z mniej uciążliwą ścieżką ich uzyskiwania<sup>107</sup>. Również w czasopiśmie branżowych można spotkać się z poglądem, że w wielu krajach UE stosowane jest podejście mocno zapobiegawcze przy podejmowaniu inwestycji w energetykę wodną. Jeśli tylko istnieje podejrzenie, że budowa elektrowni wodnej będzie mogła w jakikolwiek sposób negatywnie wpływać na środowisko bądź miejscową ludność, a przy tym brak jednoznacznych

102 „Gazeta Wyborcza” 24.08.2011.

103 J. Krzemiński, *Pieniądze w strumyku*, „Wprost”, nr 5/1360, 2009, s. 65.

104 E. Cyran, *Inwestycje w MEW na przykładzie Lubicza Dolnego*, „Energetyka Wodna”, nr 3/2012, s. 25–27.

105 M. Lis, *Czysta energia dla mieszkańców Rzeszowa*, „Energetyka Wodna”, nr 3/2012, s. 22–24.

106 J. Grudziński, *W krainie Wielkich zapór. Energetyka wodna w Austrii*, „Energetyka Wodna”, nr 01/2013, s. 40–41.

107 Więcej: W. Suwała, W. Kudelko, B. Janusz-Pawletta, *Analiza problemu relokacja źródeł energii elektrycznej dla polskiego systemu elektroenergetycznego w wyniku polityki klimatycznej UE*, [w:] Urząd Komitetu Integracji Europejskiej, Departament Polityki Integracyjnej, *Pakiet klimatyczno-energetyczno-analityczna ocena propozycji Komisji Europejskiej*, Warszawa 2008, s. 269–352.

dowodów naukowych, że tak nie jest, to obowiązek udowodnienia oddziaływania inwestycji spoczywa na inwestorze<sup>108</sup>. ESHA jako jeden z celów przyjęło dążenie do koordynacji, harmonizacji i uproszczenia procedur inwestycyjnych w energetykę wodną. Podaje się, że średni koszt uzyskania pozwoleń w państwach UE to 10 000–30 000 euro<sup>109</sup>.

**Tabela 3.5.** Szacunkowy czas potrzebny na uruchomienie MEW w wybranych krajach Unii Europejskiej

Kraj	Czas niezbędny dla uzyskania licencji
Austria	Powyżej 1 roku
Estonia	1–2 lata
Francja	6 lat
Grecja	3–5 lat
Hiszpania	6–10 lat
Holandia	10 lat
Irlandia	1 rok
Litwa	1,5–3 lata
Łotwa	1,5 roku
Polska	1–8 lat
Portugalia	9–12 lat
Republika Czeska	1–2 lata
Słowacja	2 lata
Słowenia	2 lata
Szwajcaria	2–5 lat
Szwecja	2–7 lat
Węgry	1 rok–15 miesięcy
Włochy	4–8 lat
Zjednoczone Królestwo	5–8 lat

**Źródło:** Malko J., *Mała hydroenergetyka w perspektywicznej strukturze energii Unii Europejskiej*, „Energetyka”, luty 2009, s. 100. Autor oparł się na danych ESHA.

108 M. Gospodjinacki, *Energetyka wodna potrzebuje poprawy swojego wizerunku w Europie*, „Energetyka Wodna”, nr 2/2012, s. 6–7.

109 J. Malko, *Mała hydroenergetyka w perspektywicznej strukturze energii Unii Europejskiej*, „Energetyka”, luty 2009, s. 99.

## 3.6. Problematyka zewnętrznego finansowania inwestycji w elektrownie wodne

Inwestowanie w OZE, w tym w MEW, zwykle związane jest ze znacznymi kosztami. Wielu inwestorów stara się o pozyskanie zewnętrznego źródła finansowania inwestycji. W przypadku niektórych projektów można ubiegać się o dofinansowanie z programów unijnych lub ze źródeł krajowych. Sposób przydzielania środków z systemów wsparcia jest kwestią indywidualnie opracowywaną dla poszczególnych programów<sup>110</sup>. Opisy projektów wraz z kryteriami dostępu do środków są przedstawiane na stronach internetowych podmiotów finansujących lub w specjalnych informatorach<sup>111</sup>. Niektóre programy są dedykowane wyłącznie dla beneficjentów inwestujących w OZE, inne ogólnie dla przedsiębiorców. Przykładowo w województwie łódzkim funkcjonował na przełomie maja i czerwca 2010 r. nabór wniosków do działania II.9 *Odnawialne źródła energii* Regionalnego Programu Operacyjnego. W ramach tego programu zostało złożonych pięć wniosków dotyczących inwestycji w małe elektrownie wodne. Niestety żaden z tych wniosków nie otrzymał dofinansowania. W perspektywie finansowej obejmującej lata 2014–2020 na wsparcie wykorzystania odnawialnych źródeł energii oraz rozwój efektywności energetycznej, a także zmianę krajowej gospodarki na niskoemisyjną przewidziano ponad 9 mld euro ze środków unijnych. Dotacje te mają przyczynić się do zwiększenia wykorzystania OZE oraz do poprawy bezpieczeństwa ener-

110 Więcej: J. Mikuła, *Odnawialne źródła Energii w programach na lata 2007–2013*, „Czysta Energia”, nr 12/2008, s. 16–17; M. Mielczarska-Rogulska, *Jak zainwestować w odnawialne źródła energii*, „Czysta Energia”, nr 12/2008, s. 23; I. Polok, *Finansowanie OZE z Funduszy Regionalnych*, „Czysta Energia”, nr 10/2009, s. 22–23, O. Mikucki, *Dotacje na małe elektrownie wodne ze środków UE*, „Energetyka Wodna”, nr 02/2012, s. 15; A. Graczyk, *Problemy dofinansowania odnawialnych źródeł energii ze środków publicznych*, „Ekonomia i Środowisko”, nr 2(40)2011, s. 72–89; U. Wojciechowska, *Program priorytetowy NFOŚiGW*, „Czysta Energia”, nr 3/2009, s. 13.

111 Przykłady podręczników w ramach RPO WŁ: *Zasady dotyczące przygotowania studiów wykonalności dla projektów w ramach regionalnego Programu operacyjnego Województwa Łódzkiego na lata 2007–2013*, Urząd Marszałkowski w Łodzi, Departament Polityki Regionalnej, Łódź, 10 lutego 2010; *Zasady wyboru projektów w trybie konkursu zamkniętego w ramach Regionalnego Programu Operacyjnego Województwa Łódzkiego na lata 2007–2013*, Urząd Marszałkowski w Łodzi, Departament Polityki Regionalnej, Łódź, 14 września 2010; *Podręcznik Beneficjenta Regionalnego Programu Operacyjnego Województwa Łódzkiego na lata 2007–2013*, Urząd Marszałkowski w Łodzi, Departament Polityki Regionalnej, Łódź, 12 kwietnia 2010; *Szczegółowy opis osi priorytetowych Regionalnego Programu Operacyjnego Województwa Łódzkiego na lata 2007–2013*, Urząd Marszałkowski w Łodzi, Departament Polityki Regionalnej, Łódź, 21 września 2010; *Zasady procedury odwoławczej w ramach Regionalnego Programu Operacyjnego Województwa Łódzkiego na lata 2007–2013*, Urząd Marszałkowski w Łodzi, Departament Polityki Regionalnej, Łódź, 14 września 2010.

tycznego wielu regionów Polski. Z tego względu środki te będą przyznawane także na przedsięwzięcia dotyczące budowy sieci.

Wśród krajowych instytucji wspierających finansowo inwestycje w odnawialne źródła warto wymienić Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW) i Wojewódzki Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (WFOŚiGW). Środki, którymi dysponują te fundusze są większe niż środki przeznaczone na rozwój OZE z funduszy europejskich<sup>112</sup>. Do poszczególnych projektów przyznawane są punkty za jakość ekologiczną projektu (do 40 pkt.), za efektywność kosztową (do 40 pkt.), za kryteria specyficzne dla danego obszaru (do 20 pkt.). Wnioski są szeregowane od najwyższej do najniższej punktowanego, a dofinansowywane aż do wyczerpania budżetu na dane działanie. WFOŚiGW udzielają pożyczki na okres do 15 lat<sup>113</sup>.

Energetyka odnawialna jest traktowana w Polsce przez podmioty udzielające środków finansowych jako bardzo ryzykowna. Z tego względu trudno pozyskać zewnętrzne finansowanie na ten cel. Wiele podmiotów finansujących nie ma opracowanych procedur analizy tego sektora ze względu na brak wiedzy o różnych uwarunkowaniach<sup>114</sup>. Jeśli już istnieje możliwość finansowania, to zwykle inwestorzy, aby uzyskać kredyt muszą spełniać bardzo restrykcyjne wymagania. Podmioty bez historii kredytowej często nie mają szansy uzyskać zewnętrznego finansowania. Kredytów proekologicznych udzielają między innymi: Bank Ochrony Środowiska, Bank Gospodarstwa Krajowego, Agencja Restrukturyzacji i Modernizacji Rolnictwa<sup>115</sup>.

Ubieganie się o zewnętrzne środki finansowe wiąże się z obowiązkiem zgromadzenia odpowiedniej dokumentacji. Zwykle warunkiem przyznania dofinansowania jest możliwość wniesienia odpowiedniego wkładu własnego do inwestycji. Projekty bardziej zaawansowane przy uzyskiwaniu pozwoleń są zwykle lepiej punktowane, co oczywiście zwiększa szansę na otrzymanie dofinansowania. Możliwość korzystania z funduszy unijnych wydaje się pewną szansą dla przedsiębiorców na uzyskanie dofinansowania. Jednakże według badań L. Janowicza i M. Wojtowicza aplikowanie o te środki jest dla wnioskodawców trudne. Często zasady konkursowe i kryteria wyboru są bardzo złożone. Ponadto zachodzi nieraz konieczność ponownej parametryzacji inwestycji, gdyż są określone wymagania w zakresie przestrzegania przepisów z zakresu pomocy publicznej i ochrony środowiska. Autorzy zauważają, że urzędnicy bywają nieprzygotowani do obsługi du-

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

113 J. Rączka, *Efektywność kosztowa*, „Aura”, nr 8/2008.

114 P.A. Oszytko, I. Richter, *Strategiczne uwarunkowania produkcji energii ze źródeł odnawialnych w Polsce*, „Polityka Energetyczna”, t. 15, z. 2, 2012, s. 15–27.

115 A. Krawczyk, A. Lewicki, *Finansowanie energetyki odnawialnej w dobie spowolnienia gospodarczego*, „Czysta Energia”, nr 4/2009, s. 18–20.

żej liczby wnioskodawców<sup>116</sup>. To wszystko powoduje, że przygotowanie i złożenie wniosku jest sprawą często długotrwałą.

Dofinansowanie ze środków publicznych na realizację projektu można otrzymać po pozytywnym przejściu oceny formalnej i merytorycznej oraz po otrzymaniu odpowiednio wysokiej liczby punktów. Przedsięwzięcie należy realizować zgodnie z wymaganiami projektowymi, złożonym wnioskiem oraz podanymi terminami. Niedotrzymanie tego grozić może odebraniem dofinansowania. Trzeba zauważyć, że w przypadku inwestycji w OZE wysoce niepewna jest realizacja projektu zgodnie z założonymi terminami. Ze względu na to, że występują liczne bariery administracyjne, powoduje to trudności w zakresie określenia realnych terminów uzyskania konkretnych pozwoleń.

Do wniosku o dofinansowanie wymagane jest zwykle dołączenie określonych załączników. Wcześniejsze zapoznanie się z wymaganiami pozwoli odpowiednio się przygotować, ewentualnie zaniechać starań o ubieganie się o ten rodzaj finansowania, gdyby uzyskanie w odpowiednim terminie stosownej dokumentacji było niemożliwe lub zbyt trudne. Załączniki potwierdzające stopień przygotowania projektu, takie jak: decyzja środowiskowa, gotowy projekt techniczny, prawomocne pozwolenie na budowę, dokument określający zapewnienie finansowania są dodatkowo punktowane. Informacje w załącznikach powinny być spójne z informacjami we wniosku i studium wykonalności. Przy ubieganiu się o fundusze unijne niezwykle ważną sprawą są szczegóły uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach zgody na realizację inwestycji, które powinny być zgodne z wytycznymi odpowiedniego ministerstwa w zakresie postępowania w sprawie OOS dla przedsięwzięć finansowanych z krajowych i regionalnych programów operacyjnych. W poszczególnych konkursach mogą być wymagane pewne dane (nieraz bardzo specyficzne) i analizy. W jednym z konkursów wymagane było podanie przynajmniej dwunastomiesięcznych danych pomiarowych wiatru obserwowanych na wysokości 40 m w proponowanej lokalizacji turbin. Pomiarzy miały być skorelowane z wieloletnimi seriami pomiarowymi – przynajmniej dwudziestoletnimi. Istotne jest zatem wcześniejsze zorientowanie się, czy projekt ma szansę spełnić wymagania<sup>117</sup>.

Przy ubieganiu się o pomoc z funduszy unijnych jednym z podstawowych elementów jest wykonanie studium wykonalności projektu, którego zakres jest określony w regulaminie projektu. W formularzu aplikacyjnym wypełniający zazwyczaj muszą zawrzeć informacje o charakterze technicznym (opis przedsięwzięcia, miejsce lokalizacji, planowana technologia z uzasadnieniem wyboru, często prze-

116 L. Janowicz, M. Wojtowicz, *Efektywność wykorzystania środków unijnych na OZE*, „Czysta Energia”, nr 7–8/2011, s. 34–35.

117 M. Szczepaniak, *Załączniki do OZE*, [w:] *Przedsiębiorca w Unii*, Wydawnictwo Fundusze Europejskie, 2009, s. 50–52; S. Piwowarski, L. Janowicz, *Jak sfinansować inwestycję w OZE*, [w:] *Przedsiębiorca w Unii*, Wydawnictwo Fundusze Europejskie, 2009, s. 53–55.



widywany efekt ekologiczny) oraz ekonomiczno-finansowym (koszty inwestycji oraz źródła ich finansowania, analiza finansowa, analiza wrażliwości i ryzyka, która powinna wykazać, że pojawienie się czynników ryzyka nie przyczyni się do utraty płynności finansowej oraz dotychczasową sytuację finansową beneficjenta). Często wymagane jest również przedstawienie dla projektu analizy porównawczej alternatywnych rozwiązań z uwzględnieniem lokalizacji, aspektów środowiskowych, bliskości obszarów *Natura 2000*. Analizę kosztów i korzyści ocenia się z perspektywy społecznej. Jeśli wyrażenie efektów zewnętrznych w wartościach pieniężnych jest utrudnione lub niemożliwe, to można przeprowadzić opisową analizę jakościową. Dla małych projektów zwykle wystarczy wymienić oraz opisać korzyści i koszty społeczne. O dofinansowanie ubiegać się mogą te podmioty, które wykażą dodatnią ekonomiczną wartość projektu<sup>118</sup>. Wnioski o dofinansowanie podlegają ocenie formalnej i merytorycznej. W przypadku wyknięcia błędów podlegają one jednokrotnemu wyjaśnieniu i poprawie. Jeśli beneficjent nie przedstawi odpowiednich wyjaśnień lub nie dokona poprawek zgodnie z terminem w wezwaniu, to wniosek podlega odrzuceniu<sup>119</sup>.

Przy ubieganiu się o dofinansowanie zarówno przez inwestora, jak i podmiot udzielający dofinansowania ponoszone są różne koszty transakcyjne. Inwestor ponosi koszty transakcyjne związane z poszukiwaniem informacji w zakresie możliwości różnych sposobów finansowania oraz z ubieganiem się o konkretne rodzaje pomocy. Wypełnianie określonych formularzy jest często czasochłonne i trudne merytorycznie. Z tego względu może zostać zlecone zewnętrznej firmie. Wówczas ten koszt jest wyceniony na rynku. W przypadku przyznania dofinansowania ponoszone są koszty transakcyjne administrowania dofinansowaniem i związaną z nim sprawozdawczością. Z założeń projektowych może wynikać, że część środków jest od razu przeznaczona na te cele, a także na promocję źródeł finansowania projektu. Po stronie podmiotów udzielających dofinansowania występują koszty opracowywania metod przydzielania wsparcia, koszty dotarcia z informacją do potencjalnych beneficjentów, koszty konsultacji z potencjalnymi beneficjentami, koszty sprawdzania zgłoszonych wniosków, koszty wyboru beneficjentów oraz inne koszty związane z koordynacją udzielania pomocy finansowej. Niekiedy oszczędności na kosztach wewnętrznych administratora mogą wpłynąć na zwiększoną wielkość bezpośredniej pomocy<sup>120</sup>. Jednakże w wielu wypadkach od razu jest określona wielkość całkowitego możliwego wsparcia przeznaczonego

118 A. Bauer, S. Żółciński, *Studium wykonalności dla projektów OZE*, [w:] *Przedsiębiorca w Unii*, Wydawnictwo Fundusze Europejskie, 2009, s. 47–49.

119 S. Piwowarski, L. Janowicz, op. cit.

120 M. Gancarczyk, *Wybór struktury zarządzania pomocą publiczną dla małych i średnich przedsiębiorstw w świetle teorii kosztów transakcyjnych*, [w:] S. Rudolf (red.), *Nowa ekonomia instytucjonalna. Aspekty teoretyczne i praktyczne*, Wydawnictwo Wyższej Szkoły Ekonomicznej i Administracji im. prof. Edwarda Lipińskiego w Kielcach, Kielce 2005, s. 173–196.

dla beneficjentów, a koszty administrowania przez instytucje przyznające są odgórnie ustalone.

Oczywiste jest, że przejrzystość i łatwość dostępu do pomocy publicznej zmniejsza koszty ponoszone przez inwestorów. Jest to też uzależnione od rodzaju wsparcia. Zarządzanie wsparciem powszechnym wymaga standardowych metod i technologii, gdyż te same instrumenty wsparcia są kierowane do wszystkich podmiotów. Podobnie jest z instrumentami nadzoru i kontroli. Potrzebne informacje mogą być pozyskiwane z już istniejących urzędów, biur pracy czy samorządu. Wsparcie selektywne charakteryzują skomplikowane procedury związane z trybem przyznawania pomocy, takie jak: właściwa, specyficzna selekcja beneficjentów, nadzór, kontrola oraz realizacja programu wsparcia<sup>121</sup>. To zagadnienie przedstawia tabela 3.6.

**Tabela 3.6.** Wsparcie publiczne dla sektora MSP

Rodzaj wsparcia	Beneficjenci
Powszechne (bezwartunkowe)	Wszystkie MSP w oparciu o założenie, że niedomagania rynku mogą dotyczyć całej populacji przedsiębiorstw.
Selektywne (warunkowe)	Przedsiębiorstwa o określonej charakterystyce, związanej między innymi z wiekiem, rozmiarami, sektorem działalności, lokalizacją, aktywnością eksportową. Wsparcie jest przyznawane w założeniu, że niedomagania rynku dotyczą tylko pewnych MSP.

**Źródło:** M. Gancarczyk, *Wybór struktury zarządzania pomocą publiczną dla małych i średnich przedsiębiorstw w świetle teorii kosztów transakcyjnych*, [w:] S. Rudolf (red.), *Nowa ekonomia instytucjonalna. Aspekty teoretyczne i praktyczne*, Wydawnictwo Wyższej Szkoły Ekonomicznej i Administracji im. prof. Edwarda Lipińskiego w Kielcach, Kielce 2005, s. 173–196.

Z ekonomicznego punktu widzenia najkorzystniej jest, jeśli wsparcie publiczne zostaje przyznane projektowi efektywnemu ekonomicznie, ale niewykonalnemu finansowo, gdyż takie projekty zwykle nie otrzymują finansowania komercyjnego<sup>122</sup>. Zdarza się, że finansowanie publiczne jest skierowane tylko do dużych inwestycji. Przykładowo w stosunku do innych inwestycji w energetyce odnawialnej wielkie farmy wiatrowe stosunkowo często otrzymują wsparcie w formie subsydiów, choć można się zastanowić, czy jest to dobry kierunek finansowania i czy inne źródła OZE, zwłaszcza te niewielkie, nie powinny być bardziej wspierane. Wydaje się, że subsydiowanie rozwoju wykorzystania źródeł odnawialnych powinno dotyczyć w jak największym zakresie podmiotów publicznych i wspierać przedsięwzięcia, takie jak kolektory słoneczne na dachach publicznych szkół czy szpitali, dla których to inwestycji zostanie wykazana efektywność ekonomiczna.

121 Ibidem.

122 Więcej w: T. Żylicz, *Psucie rynku*, „Aura”, nr 3/2007, s. 8–9.

Na koniec warto podkreślić, że pomimo, trudności w obliczeniu wartości pieniężnej pozytywnych efektów zewnętrznych generowanych przez MEW i przez to w uwzględnieniu dodatkowej wartości tych inwestycji, dobrze je przynajmniej wykazać. Może to być punktowane przy staraniu się o zewnętrzne finansowanie z funduszy proekologicznych.

### 3.7. Instytucje i koszty transakcyjne wpływające na wykorzystanie energii wodnej

Otoczenie instytucjonalne, oddziaływanie na siebie wielu instytucji kulturowych, prawnych, administracyjnych i ekonomicznych jest niezmiernie ważnym czynnikiem determinującym efektywność prowadzenia każdej działalności gospodarczej, a także sposób realizacji konkretnych inwestycji. Wpływa ono na wybór rodzaju i zakresu prowadzonej działalności, jak również na jej organizację. Określa przejrzystość warunków działania, wzajemny poziom zaufania partnerów i klientów, przekazywanie oraz gromadzenie informacji, wykorzystywanie rozproszonej wiedzy i stopień niepewności<sup>123</sup>. Na rozwój energetyki wodnej, podobnie jak w przypadku innych OZE, wpływ wywierają instytucje ochrony środowiska, porządku publicznego, gospodarki, finansów i polityki oraz szeroko rozumiane instytucje moralne, kulturowe i społeczne z kapitałem społecznym włącznie. Ich oddziaływanie jest zróżnicowane. Część instytucji jest charakterystyczna dla wszystkich sektorów OZE, inne dotyczą tylko określonych rodzajów. Pewne instytucje wywierają wpływ na poziomie makroekonomicznym, inne – na mikroekonomicznym. Nie sposób wymienić wszystkie instytucje, z którymi związane jest wykorzystanie energii z odnawialnych źródeł.

Najważniejsze z nich w sektorze MEW to instytucje formalne: prawo w zakresie polityki energetycznej i ochrony środowiska oraz resorty odpowiedzialne za jego wdrażanie, a także system praw własności w stosunku do wód płynących. Istotne są założenia prowadzonej polityki energetycznej obejmujące stopniowy, znaczny wzrost udziału OZE w bilansie energetycznym (zob. rozdział 2). Na dokumenty w tym zakresie mogą powoływać się zarówno inwestorzy, jak i decydenci administracyjni. Nawet jeśli niektóre z nich są ogólne i niekonkretne, ale sprzyjające

---

123 J. Boehlke, *Kompletność, komplementarność i substytucyjność instytucji w przedsiębiorstwie w nowej ekonomii instytucjonalnej*, [w:] S. Rudolf (red.), *Nowa ekonomia instytucjonalna. Teoria i zastosowania*, Wydawnictwo Wyższej Szkoły Ekonomii i Prawa im. prof. E. Lipińskiego w Kielcach, Kielce 2009, s. 95–111; M. Burchard-Dziubińska, *Koszty transakcyjne wdrażania zrównoważonego rozwoju*, [w:] B. Poskrobko, G. Dobrzański (red.), *Problemy interpretacji i realizacji zrównoważonego rozwoju*, Białystok 2007, s. 83–127.

pozyskiwaniu energii z odnawialnych źródeł, mogą być wykorzystane przez inwestorów jako element przetargowy przy realizacji projektu. Jednocześnie trzeba zauważyć, co też jest podkreślane w literaturze, że istnieje realne niebezpieczeństwo znacznego przekształcenia prowadzonej polityki przy zmianie ekip rządzących<sup>124</sup>.

Jednym z głównych argumentów na rzecz rozwoju OZE na szczeblu unijnym jest ochrona środowiska. Jednakże prowadzona polityka środowiska ma dwojaki wpływ na rozwój OZE, w tym MEW. W literaturze zwraca się uwagę, że niektóre dyrektywy środowiskowe są w zasadzie sprzeczne z ideą szerokiego rozwoju OZE, gdyż nakładają znaczne ograniczenia na potencjalnych inwestorów, w tym zakaz realizacji inwestycji w wielu miejscach<sup>125</sup>. W praktyce inwestycyjnej okazuje się również, że etap środowiskowy realizacji inwestycji jest bardzo trudny dla inwestora.

Dużą rolę w rozwoju MEW odgrywają również prawa własności, które w przypadku wody są szczególne. One też generują znaczne koszty transakcyjne w energetyce wodnej. Wszystkie decyzje administracyjne i większość inwestycyjnych musi być uzgadniana z właścicielami bądź administratorami piętrzenia i gruntów, po których płyną wody, gdyż są oni stroną postępowania. To związane jest zarówno z koniecznością poświęcenia czasu, jak i kosztami, a także ryzykiem inwestycyjnym, gdyż nie wszystkie uzgodnienia mogą być zbieżne z początkowymi zamierzeniami inwestora.

Bardzo duży wpływ na rozwój MEW wywierają obowiązujące przepisy administracyjno-prawne odnoszące się do przeprowadzenia procesu inwestycyjno-administracyjnego, czyli niektóre instytucje formalne oddziałujące bezpośrednio na poziom mikroekonomiczny. Powodują, że proces ten jest długotrwały i wiąże się ze znacznymi kosztami transakcyjnymi. Jedną z przyczyn istnienia dużych trudności w realizacji tych inwestycji jest to, że elektrownie wodne są sytuowane w miejscach bardzo wrażliwych z przyrodniczego punktu widzenia. W wielu lokalizacjach, które położone są na terenach cennych przyrodniczo, elektrownie wodne w ogóle nie mogą być budowane. Z kolei na innych obszarach przy nowych MEW są zwykle wymagane przepławki albo bariery elektryczno-energetyczne dla ochrony rybostanu. Kilkanaście lat temu ustalenia środowiskowe przy tego typu inwestycjach były znacznie prostsze. Potwierdzają to osoby posiadające kilka elektrowni wodnych wybudowanych w różnym czasie. Zwiększenie restrykcyjności przepisów znacznie utrudnia inwestorom prowadzenie działalności gospodarczej.

W Polsce często można się spotkać z brakiem społecznej akceptacji dla energetyki odnawialnej. Ze strony osób piastujących najwyższe stanowiska w państwie niekiedy wyrażane są negatywne uwagi dotyczące wykorzystania energii z odna-

124 Z. Łucki, *Instrumenty polityki energetycznej*, „Polityka Energetyczna”, t. 13, z. 1, 2010, s. 5–21.

125 J. Kamiński, S. Wójcik-Jackowski, *Uwarunkowania środowiskowo-prawne rozwoju energetyki wodnej w południowo-wschodniej Polsce*, „Polityka Energetyczna”, t. 14, z. 1, 2011, s. 237–249.

wialnych źródeł<sup>126</sup>. Takie podejście może bardzo utrudniać rozwój „czystej” energetyki. W powojennej Polsce przywilejami cieszyło się górnictwo oparte na węglu. W związku z tym trudno przełamać pewne stereotypy, wprowadzając inne surowce i technologie energetyczne, tym bardziej, że jeszcze długo gospodarka krajowa mogłaby korzystać z własnych zasobów węgla, choć te zasoby są coraz trudniej dostępne i ich wydobycie jest coraz droższe.

Wydaje się, że wzrost cen energii produkowanej z konwencjonalnych źródeł może być uzasadniony ze względu na generowane negatywne efekty zewnętrzne i konieczność ich internalizacji. Natomiast warto zaznaczyć, że podwyżki cen energii w Polsce w niewielkim stopniu powiązane były z systemem OZE. W latach 2006–2011 cena energii dla odbiorców końcowych wzrastała o kilka groszy za kWh rocznie<sup>127</sup>, zaś wzrost cen spowodowany wsparciem dla OZE (jak wynika z tabeli 3.7) był kilkukrotnie mniejszy.

**Tabela 3.7.** Kształtowanie się cen energii i opłaty zastępczej oraz wzrost cen energii ze względu na wsparcie dla OZE

Rok	Obowiązek wytworzenia energii ze źródeł odnawialnych w %	Wysokość opłaty zastępczej (zł/MW)	Cena energii dla wytwórców z OZE (zł/MWh)	Wzrost cen energii elektrycznej spowodowany wsparciem dla OZE (gr/kWh)
2006	3,6	240,00	117,49	0,12
2007	5,1	242,40	119,70	0,37
2008	7,0	248,46	128,80	0,50
2009	8,7	258,89	155,40	0,51
2010	10,4	267,95	197,21	0,53
2011	10,4	274,94	195,32	0,07

Źródło: M. Ćwil, *OZE a wzrost cen energii*, „Czysta Energia”, nr 11/2011, s. 64.

W Polsce inwestorzy w sektorze OZE są bardzo różnie odbierani przez lokalną społeczność. Jeśli z tymi inwestycjami wiążą się korzyści dla lokalnej społeczności, przykładowo nowe miejsca pracy, to akceptacja z pewnością wzrasta. Przy powstawaniu obiektów MEW i innych związanych z OZE można się spotkać z syndromem NIMBY (ang. *Not In My Back Yard*). Powstaje on, gdy ma zostać wybudowany obiekt w jakiś sposób uciążliwy dla otoczenia, przykładowo oczyszczalnia ścieków czy wysypisko odpadów. Wiąże się z nim prawdopodobieństwo awarii, spadek cen gruntów blisko położonych i generalnie uciążliwość dla otoczenia. Obiektami z trudnościami lokalizacyjnymi są często również budowle dla celów

126 U. Wojciechowska, *Wstęp. Od redaktora*, „Czysta Energia”, nr 1/2013, s. 3.

127 M. Ćwil, *OZE a wzrost cen energii*, „Czysta Energia”, nr 11/2011, s. 64.

energetycznych, zwłaszcza biogazownie, farmy wiatrowe i elektrownie wodne. Z tego względu lokalna społeczność protestuje przeciw takiemu przedsięwzięciu, aby po prostu żyć spokojnie i chronić własne interesy. Rozwiązaniem tego rodzaju problemu może być przeprowadzenie referendum. Jego wynik jest jednak uzależniony od doboru głosujących. Jeśli byłoby ono przeprowadzone w skali lokalnej, a nowopowstający obiekt naruszałby interes społeczności lokalnej, to prawdopodobnie wynik referendum byłby niekorzystny dla inwestycji. Z kolei gdyby ono zostało przeprowadzone w skali regionalnej, a obiekt, pomimo swojej lokalnej uciążliwości byłby pożądanym społecznie, to jego wynik mógłby być sprzyjający dla inwestycji. Rozwiązaniem syndromu NIMBY jest w niektórych przypadkach przekonywanie oponentów poprzez analizę kosztów i korzyści. Jednakże może wystąpić problem z ich precyzyjnym oszacowaniem i przez to wiarygodnością (co było poruszane w rozdziale 1.3). Wyjściem z sytuacji może być też przyjęcie dobrze zaplanowanych procedur lokalizacyjnych poddanych kontroli społecznej. W przypadku ich nieprzestrzegania zabrania się kontynuowania inwestycji. Można też przyznać poszkodowanym odpowiednią rekompensatę<sup>128</sup>. Trzeba też zauważyć, że czasem powstaje bez uzasadnienia negatywny stosunek do inwestycji w OZE. Niektórzy przedsiębiorcy skarżą się, że lokalna społeczność źle odbiera inwestycję, nie zgadza się na nią, ale nie przedstawia konkretnych powodów, dlaczego jest przeciwna.

Z innych instytucji znacząco wpływających na wykorzystanie energii z MEW warto jeszcze wymienić opisane w rozdziale 1 instytucje gospodarcze. Brak efektywnych regulacji w tym zakresie znacznie zwiększa koszty transakcyjne. Oczywiście jest, że władze państwowe powinny dążyć do zwiększania bezpieczeństwa i poczucia stabilności prowadzonej działalności. Sytuacja gospodarcza i otoczenie instytucjonalne znacząco wpływają na przedsiębiorczość i wywołują określone bodźce, co obrazuje tabela 3.8.

**Tabela 3.8.** Wpływ bodźców i kosztów transakcyjnych na działalność gospodarczą

Koszty transakcyjne	Bodźce do aktywności gospodarczej/bodźce ekonomiczne	Wpływ na aktywność gospodarczą
Wysokie	Słabe	Negatywny
Wysokie	Silne	Uzależniony od tego, jakie czynniki oddziałują mocno
Niskie	Słabe	
Niskie	Silne	Pozytywny

**Źródło:** opracowanie na podstawie: J. Platje, *Bodźce i koszty transakcyjne a zmiany instytucjonalne oraz stan polskiej gospodarki w latach 1979–2000*, Wydawnictwo Uniwersytetu Opolskiego, Opole 2007, s. 17.

<sup>128</sup> T. Żylicz, *Syndrom NIMBY*, „Aura”, nr 4/2007, s. 8–9.

W literaturze często podkreśla się, że wysokie koszty transakcyjne związane z uzyskiwaniem informacji, ochroną przed nieuczciwą konkurencją, zabezpieczaniem uprawnień własnościowych hamują działalność gospodarczą<sup>129</sup>. W szczególności uważa się, że ogólna niepewność i niestabilność w stosunku do praw własności powoduje, że przedsiębiorcy mają obawy przed długoterminową działalnością i z tego powodu nie dokonują inwestycji w kapitał trwały<sup>130</sup>. Kryzysy polityczne prowadzą do utraty zaufania podmiotów gospodarczych do rządzących.

Sprzyjające otoczenie instytucjonalne jest nieodzowne, aby odnieść sukces w prowadzonej działalności. „Trzeba mieć wiedzę o tym, gdzie zdobyć wiedzę”<sup>131</sup> oraz jakich informacji szukać. Przykładowo początkowy brak wiedzy o konieczności spełnienia jakiegoś wymogu formalnego, na przykład przeprowadzenia konsultacji społecznych czy wykonania odpowiednich badań w terenie może znacząco zmienić początkowy plan inwestycyjny. Aby efektywnie prowadzić działalność, przedsiębiorca musi być elastyczny i otwarty na informacje. Zatem na przedsiębiorcę warto spojrzeć od strony cech, które powinien posiadać, aby zwiększyć prawdopodobieństwo powodzenia w prowadzonej działalności. Niektórzy brak własnego sukcesu tłumaczą swoją uczciwością, a bogactwo innych oszustwami, złodziejstwem, czy korupcją, co nie zawsze jest wiarygodne<sup>132</sup>.

Inwestycja w MEW często wiąże się z założeniem firmy przez inwestora, gdyż daje to możliwość korzystania z niektórych instrumentów ekonomicznych wspierających rozwój OZE. Warto zauważyć, że różne teorie dotyczące firm starają się wyjaśnić kwestie grup przedsiębiorstw i sektorów, natomiast stosunkowo rzadko pojedynczych, zwłaszcza małych firm. Specyfika tych ostatnich, jak i cele działania są różne. Nieraz chodzi po prostu o utrzymanie się na rynku w długim okresie oraz zachowanie niezależności właścicieli<sup>133</sup>. Uważa się, że teoria kosztów transakcyjnych jest obok neoklasycznej teorii firmy, teorii menedżerskiej i behawioralnej, teorii agencji czy teorii praw własności jedną z najbardziej interesujących koncepcji naukowych odnoszących się do funkcjonowania przedsię-

---

129 D. Milczarek, *Instytucje a wzrost gospodarczy w świetle badań empirycznych*, [w:] M. Brzozowski (red.), *Rola instytucji w procesie transformacji i wzrostu*, Wydawnictwo Uniwersytetu Warszawskiego, Warszawa 2006, s. 30.

130 R. Piasecki, *Znaczenie rozwiązań instytucjonalnych dla rozwoju gospodarczego krajów słabiej i średnio rozwiniętych*, [w:] S. Rudolf (red.), *Nowa Ekonomia Instytucjonalna. Aspekty teoretyczne i praktyczne*, Wydawnictwo Wyższej Szkoły Ekonomicznej i Administracji im. prof. Edwarda Lipińskiego w Kielcach, Kielce 2005, s. 59–64.

131 B. Glinka *Kulturowe uwarunkowania przedsiębiorczości w Polsce*, Polskie Wydawnictwo Ekonomiczne, Warszawa 2008, s. 26.

132 Więcej: F. Kapusta, *Przedsiębiorczość Teoria i praktyka*, Wyższa Szkoła Zarządzania i Bankowości, Poznań 2006, s. 23; K. Nowakowski, *Korupcja a instytucje w gospodarce*, [w:] B. Polszakiewicz, J. Boehlke (red.), *Ład instytucjonalny w gospodarce*, Wydawnictwo Uniwersytetu Mikołaja Kopernika, Toruń 2006, s. 137–160.

133 T. Gruszecki, *Współczesne teorie przedsiębiorstwa*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2002, s. 22.

biorstw<sup>134</sup>. Według teorii kosztów transakcyjnych działania organizacyjne przedsiębiorców byłyby doskonałe, jeśli nie występowałyby poniższe czynniki:

- ograniczona racjonalność, czyli istnienie granic percepcyjnych i językowych, które mogą wystąpić w przedsiębiorstwie podczas organizowania działalności czy zbierania informacji,
- wyspecjalizowane aktywa, czyli składniki majątkowe, które ze względu na sposób wykorzystania nie są łatwo przenoszone do innych przedsiębiorstw,
- oportunistyczny, który wyraża się poprzez dążenie do realizacji własnych interesów przy uruchomieniu wszystkich możliwych czynników<sup>135</sup>.

Większość MEW w Polsce jest własnością firm rodzinnych. Specyfika przedsiębiorstw rodzinnych często polega na tym, że życie rodzinne właściciela jest podporządkowane firmie<sup>136</sup>. W małych i średnich firmach rodzinnych często głównym celem jest pozostawienie przedsiębiorstwa pod kontrolą rodziny, dawanie zatrudnienia bliskim, zapewnienie stabilnego dochodu i trwałości rodzinnemu przedsięwzięciu. Właściciele tych firm raczej niechętnie zwiększają kapitał na inwestycje przez dopuszczenie udziałowców, gdyż nie chcą stracić kontroli nad przedsiębiorstwem<sup>137</sup>. Szacunkowe obliczenia kosztów transakcyjnych w takich firmach przedstawia J. Kochanowska. W jej pracy zdefiniowano: „przedsiębiorstwo rodzinne [...] to przedsiębiorstwo o dowolnej formie prawnej lub osoba prowadząca działalność gospodarczą, którego kapitał w całości lub w decydującej części znajduje się w posiadaniu rodziny. Przynajmniej jeden jej członek wywiera decydujący wpływ na kierownictwo lub sam sprawuje funkcję kierowniczą z zamiarem trwałego utrzymania przedsięwzięcia w rękach rodziny”<sup>138</sup>. Autorka skoncentrowała się na zarządzaniu wewnętrznymi kosztami transakcyjnymi. Uznała, że w tego rodzaju przedsiębiorstwach jest ono w zasadzie intuicyjne, a koszty te są stosunkowo małe i nieporównywalnie niższe niż w innych firmach. Jest to związane z większym zaufaniem do pracujących w niej członków rodziny, co ogranicza koszty kontroli, a także z większym zaangażowaniem z ich strony i sumiennością w pracy. Autorka określiła, że istnieje świadomość, że wspólny wysiłek buduje rodzinny dobrobyt<sup>139</sup>. W przypadku eksploatacji MEW bardzo istotna jest systematyczność prac konserwacyjnych i dyspozycyjność, która jest niezbędna przy realizacji pewnych zadań,

134 M. Gorynia, *Przedsiębiorstwo w nowej ekonomii instytucjonalnej*, „*Ekonomista*”, nr 6/1999, [http://www.mariangorynia.pl/prasa/ekonomista/Przedsi%C4%99biorstwo%20w%20nowej%20ekonomii%20instytucjonalnej,%20Ekonomista\\_1999\\_nr\\_6.pdf](http://www.mariangorynia.pl/prasa/ekonomista/Przedsi%C4%99biorstwo%20w%20nowej%20ekonomii%20instytucjonalnej,%20Ekonomista_1999_nr_6.pdf), [Dostęp 30.06.2012].

135 S. Kasiewicz, *Istota przedsiębiorstwa*, [w:] S. Kasiewicz, H. Możaryn, *Teoria przedsiębiorstwa. Wybrane zagadnienia*, Warszawa 2004, s. 14.

136 B. Glinka, op. cit., s. 29.

137 T. Gruszecki, op. cit., s. 22.

138 J. Kochanowska, *Koszty transakcyjne w przedsiębiorstwach rodzinnych*, [w:] R. Sobiecki, J.W. Pietrewicz (red.), *Koszty transakcyjne. Skutki zmian dla przedsiębiorstw*, Oficyna Wydawnicza Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie, Warszawa 2011, s. 203–217.

139 J. Kochanowska, op. cit.



przykładowo obecności przy bardzo wysokich stanach wód, awariach czy pracy przy odgarnianiu liści z krat. Z tego względu istotne jest, aby obiekt obsługiwała osoba sumienna i zaangażowana. Jeśli rodzina właściciela MEW mieszka blisko, to zwykle ona się tym zajmuje.

Jednakże wydaje się, że rynkowe koszty transakcyjne w firmach rodzinnych mogą być stosunkowo wysokie. W przypadku inwestycji w OZE przy wciąż zmieniających się przepisach administracyjno-prawnych i uwarunkowaniach rynkowych, głównie na przedsiębiorcę spada konieczność gromadzenia informacji i wiedzy, aby właściwie przygotować realizację inwestycji, określić jej warunki techniczne i finansowe, sporządzać dokumentację. Popęlnienie błędów, nieuwzględnienie pewnych czynników może wydłużyć procedurę inwestycji i ją podrażać. Wiele sytuacji może nie zostać przewidzianych, a dostosowanie się do okoliczności rozpoznanych może być błędne, poza tym kosztowne. Część kosztów *ex ante* może się przeobrazić w znacznie większe koszty *ex post*.

### 3.8. Ryzyko i niepewność inwestycji w małe elektrownie wodne

Praktycznie każda przeprowadzana inwestycja wiąże się z ponoszeniem pewnego poziomu ryzyka. W naukach ekonomicznych niepewność i ryzyko są systematycznie badane od połowy XX w. Wcześniej F.H. Knight podzielił niepewność na mierzalną (ryzyko), którą można ocenić na podstawie metod matematycznych i statystycznych oraz niemierzalną (niepewność właściwa, *sensu stricto*) bez możliwości oceny prawdopodobieństwa wystąpienia<sup>140</sup>. Obecnie przyjmuje się, że z ryzykiem mamy do czynienia, gdy można oszacować prawdopodobieństwo zaistnienia różnych wyników, a z niepewnością, gdy nie można przedstawić tego rodzaju szacunków. Również pojęcie ryzyka można wprowadzić w sytuacji, gdy rezultat, jaki będzie osiągnięty w przyszłości nie jest znany, ale można zidentyfikować przyszłe sytuacje lub znane jest prawdopodobieństwo zrealizowania się poszczególnych wariantów możliwości w przyszłości<sup>141</sup>. Do określenia prawdopodobieństwa wystąpienia określonego zdarzenia potrzebne są dane o dotychczasowym jego przebiegu. Można wyszczególnić typy ryzyka:

- czyste (gdy możliwa jest tylko strata lub jej brak),
- systematyczne (wynika z przyczyn niezależnych od pojedynczej osoby),
- osobiste (związane z utratą możliwości zarobkowania),

140 J. Preś, *Zarządzanie ryzykiem pogodowym*, Wydawnictwo CeDeWu, Warszawa 2007, s. 12.

141 Ibidem, s. 12; T. Żylicz, *Ekonomia środowiska...*, s. 113.

- własności (związane z posiadaniem majątkiem – można wyróżnić dwa rodzaje strat: bezpośrednio związane z samą szkodą i pośrednio związane z konsekwencjami straty bezpośrednio, również poniesionymi przez inne osoby),
- estymacyjne (możliwe do oszacowania liczbowego, ale obarczone dużym błędem),
- niepewności czasu (gdy nieznany jest czas wystąpienia zdarzenia),
- niepewności skutku (gdy nie ma i nie może być pewności co do rozmiaru skutków zdarzenia),
- przyrodnicze (związane z działaniem sił przyrody)<sup>142</sup>.

Dużym ryzykiem często cechują się przedsięwzięcia o wysokim poziomie oczekiwanego zysku. Ryzyko będzie mniejsze, im wcześniej uzyskiwane będą efekty poniesionych nakładów. W tym też przypadku efektywność przedsięwzięcia jest większa. Ryzyko zmniejszając dobrobyt społeczny, wywołuje potrzebę optymalnego zarządzania nim. W tym celu konieczna jest jego identyfikacja oraz analiza. W niektórych przypadkach można przeciwdziałać wystąpieniu ryzyka przez unikanie go czy redukcowanie, albo transferowanie (przykładowo przez zawarcie umowy ubezpieczenia). W zależności od rodzaju ryzyka można stosować odpowiednie zabezpieczenia w celu zmniejszania prawdopodobieństwa jego wystąpienia oraz je kontrolować. Każda z tych metod wiąże się z poniesieniem ewentualnych kosztów finansowych<sup>143</sup>.

Całkowite wyeliminowanie ryzyka jest praktycznie nierealne. Może się okazać, że zasoby przeznaczane na zmniejszenie poziomu ryzyka wiążą się ze zbyt wysokimi kosztami. Uważa się czasem, że w warunkach dużej niepewności podjęcie znacznego ryzyka może być jedyną drogą do sukcesu firmy. Oczywiście jest jednak, że efekt działalności inwestora jest uzależniony od właściwej oceny niepewności i ryzyka związanego z działalnością, zarówno w chwili podejmowania decyzji o inwestycji, jak i w późniejszym czasie. To uzależnione jest od zakresu, a także jakości informacji uzyskanych przez inwestora i od zmienności warunków realizacji i eksploatacji inwestycji<sup>144</sup>. Dobrze ujmuje to P. Tkaczyk, stwierdzając, że uwzględnienie ryzyka i niepewności, które są naturalnymi, nieodłącznymi cechami procesów inwestycyjnych w analizach dotyczących działalności gospodarczej, ukazuje faktyczne koszty oraz warunki prowadzonej działalności. Wskazuje on ponadto, że ryzyko w tych samych branżach może być różne w zależności od lokalizacji przedsięwzięcia<sup>145</sup>.

142 K. Mendys, S. Mendys, T. Mrozek, *Propozycja metody wyceny wartości ryzyka związanego z osuwiskiem*, „*Ekonomia i Środowisko*”, nr 1(29)/2006, s. 164–173.

143 E. Ostrowska, *Ryzyko projektów inwestycyjnych*, Polskie Wydawnictwo Ekonomiczne, Warszawa 2002, s. 33; D. Begg, S. Fisher, R. Dornbusch, *Mikroekonomia*, Polskie Wydawnictwo Ekonomiczne, Warszawa 2007, s. 483.

144 W. Szymański, *Niepewność i niestabilność gospodarcza*, PWN, Warszawa 2011, s. 168.

145 P. Tkaczyk, *Współczesne problemy niepewności i ryzyka*, [w:] R. Sobecki, J.W. Pietrewicz (red.), *Uwarunkowania zmian kosztów transakcyjnych*, Oficyna Wydawnicza Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie, Warszawa 2011, s. 231–254.

Inwestorzy w MEW podejmując decyzję o przedsięwzięciu, spotykają się z różnego rodzaju niepewnością i ryzykiem. Występują one zarówno ze strony administracyjno-instytucjonalnej, ekonomicznej, technicznej, jak i przyrodniczej. Niektóre mogą dotyczyć tylko określonych lokalizacji MEW, inne wszystkich obiektów. Na każdym z etapów cyklu życia MEW pojawia się inne ryzyko. Pierwszym jest wybór lokalizacji. Ze względu na długoterminowość inwestycji oraz jej wysokie koszty inwestor już w tym momencie musi dobrze ocenić kwestie środowiskowe, hydrologiczne, geologiczne, techniczne i inne, aby przeprowadzić odpowiednie kalkulacje, a także podjąć odpowiednią decyzję. Następnym jest brak pewności odnośnie do efektu końcowego, zwykle bardzo długiego procesu administracyjno-inwestycyjnego. Okazuje się, że wiele kwestii jest nieprzewidywalnych, specyficznych dla danej inwestycji. Postępowanie stron kontraktu przy tych inwestycjach może cechować ograniczona racjonalność, która jest skutkiem niepewności otoczenia gospodarczego. Interesy stron nie są zbieżne i niestety mogą być również zagrożone oportunistycznym. Wydaje się, że jest on dość częstym zjawiskiem przy realizacji inwestycji w OZE. W wywiadach niektórzy inwestorzy podawali, że zlecieli jakąś część procesu inwestycyjnego (np. projekt, operat, ekspertyzę, opracowanie wniosku o dofinansowanie, itp.) konkretnej firmie lub osobie, która wykonała to nierzetelnie lub po prostu nie wykonała. Często wiążą się z tym wpłacone wcześniej zaliczki, które potem trzeba egzekwować. To wydłuża i podraża proces inwestycyjny. Można tutaj dla przedstawienia zróżnicowania warunków w poszczególnych krajach przytoczyć O.E. Williamsona: „Każdy spór da się rozwiązać, jeśli będzie trzymać się z dala od prawników i księgowych. Oni po prostu nie rozumieją konieczności przestrzegania w biznesie zasady »dać, aby dostać«”<sup>146</sup>. Wydaje się, że na gruncie polskim nie do końca się sprawdza to twierdzenie. Brak zaufania w biznesie generuje dodatkowe koszty transakcyjne.

Ryzyko może się pojawiać podczas samej budowy elektrowni. Jednym z nich jest przedłużanie czasu budowy często z przyczyn niezależnych od inwestora. Mogą pojawić się pewne kwestie powodujące, że niezbędne jest poniesienie dodatkowych kosztów budowy czy urządzeń, wykonanie dodatkowych pomiarów lub badań, aby przeciwdziałać pewnym zjawiskom podczas budowy lub w przyszłości. Przykładowo wcześniejsze wykonanie badań na obecność wód gruntowych pozwala na wykonanie ewentualnych odpowiednich zabezpieczeń, aby zapobiegać filtracji wód pod budowlą. W czasie budowy i eksploatacji dużym ryzykiem jest wystąpienie powodzi, deszczu nawalnego czy pożaru<sup>147</sup>.

Po uruchomieniu elektrowni mogą wystąpić naturalne ryzyka, takie jak głębokie niżówki lub zbyt wysokie stany i przepływy wody uniemożliwiające pracę elektrowni. Pojawia się też ryzyko spowodowane przyczynami technicznymi na

146 O.E. Williamson, *Ekonomiczne instytucje kapitalizmu*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 1988, s. 31.

147 R. Koropis, *Ocena ryzyka MEW*, „Energetyka Wodna”, nr 03/2012, s. 11–12.

skutek zawodności maszyn i urządzeń, awarii i różnych wymuszonych przestoju. Uszkodzenia maszyn, urządzeń czy budowli mogą niekiedy być bardzo dotkliwe, usunięcie skutków może trwać długo i być bardzo kosztowne. Jako przykład można podać zalanie MEW przez powódź. Zniszczenia MEW wywołują nie tylko straty rzeczowe, ale też straty finansowe na skutek braku w tym czasie produkcji energii. Jeśli występuje zewnętrzne finansowanie inwestycji, to taka sytuacja może grozić zachwianiem równowagi kredytowej. Wyładowania elektryczne mogą uszkodzić linię lub urządzenia elektryczne. Przed niektórymi ryzykami, takimi jak pożar, można dobrze się zabezpieczyć za pomocą urządzeń pozwalających na jego wykrycie we wstępnej fazie<sup>148</sup>. Znacznym ryzykiem podczas pracy elektrowni wodnej jest też zmienność polityki energetycznej oraz wynikająca z tego zmienność cen energii i certyfikatów oraz niepewność w zakresie systemu aukcyjnego. W tabeli 3.9 przedstawiono główne rodzaje ryzyka związane z inwestycją w MEW.

**Tabela 3.9.** Ryzyko inwestycji w MEW w Polsce

Rodzaj ryzyka	Opis ryzyka
Ryzyko złej oceny produktywności MEW	Zwykle wstępna ocena różni się o kilka-kilkanaście procent od rzeczywistych wartości.
Ryzyko nieuzyskania stosownych pozwoleń administracyjno-budowlanych	Jest to duże ryzyko nieotrzymania wymaganych prawem pozwoleń ze względu na restrykcyjne, czasem również bardzo kosztowne wymagania, które trzeba spełnić. Ponadto uzyskiwanie pozwoleń jest długotrwałe, co opóźnia uzyskiwanie przychodów z MEW.
Ryzyko niewybudowania MEW przez inwestora	Po uzyskaniu niezbędnych zgód i przy zgromadzeniu przez inwestora potrzebnych środków finansowych na budowę MEW zwykle udaje się ją wybudować. Problemem przy budowie może być niekorzystna pogoda, czy zbyt wysokie przepływy wód, trudne geologicznie podłoże, co generuje dodatkowe koszty.
Ryzyko braku stabilności dzierżawy jazów i gruntów dla potrzeb MEW	W przypadku dzierżawy gruntu od Skarbu Państwa nie ma dużego ryzyka zachwiania stabilności. Z kolei w przypadku konieczności dzierżawy gruntu przy MEW od prywatnego właściciela dla potrzeb dojazdu czy infrastruktury towarzyszącej ryzyko się zwiększa.
Ryzyko zmienności przychodów	W przypadku MEW zlokalizowanych na rzece ryzyko jest duże ze względu na różne natężenie przepływu, co powoduje zmienną produkcję energii i przez to zmienność przychodów. Mniejsze ryzyko dotyczy obiektów MEW zlokalizowanych przy zbiornikach, gdzie przepływy zwykle są bardziej wyrównane, przez co jest wielkość produkcji energii jest bardziej stabilna i w związku z tym przychody również.

Tabela 3.9. (cd.)

Rodzaj ryzyka	Opis ryzyka
Ryzyko trudności w sprzedaży wyprodukowanej energii i świadectw pochodzenia	Obecnie istnieje ustawowy obowiązek zakupu wyprodukowanej energii z OZE. Zatem nie ma ryzyka związanego z problemami ze sprzedażą. Cena jest ustalona jako średnia cena z poprzedniego roku. Świadectwa pochodzenia można sprzedać na giełdzie. Ich maksymalna cena jest niższa od wartości opłaty zastępczej. Wahania i spadki ceny świadectw pochodzenia są dużym ryzykiem dla inwestora.
Ryzyko zmiany polityki energetycznej i przepisów prawnych	Trwające pięć lat procedowanie nowej ustawy o OZE utrzymywało stan niepewności, co do dalszego funkcjonowania oraz kierunków zmian systemu wsparcia dla OZE. Obecna ustawa też nie zapewnia inwestorom stabilności i przewidywalności działalności oraz możliwości kalkulacji przedsięwzięcia. Wydaje się, że jedynie nieznacznie zmniejsza ponoszone przez nich ryzyko.
Ryzyko zwiększenia stopy procentowej kredytu	Jeśli udział kredytu w finansowaniu inwestycji jest znaczący, to zwiększenie kwoty odsetek może wywołać duże obciążenie finansowe i zachwiać zdolnością kredytową.
Ryzyko ubezpieczeniowe	Przy częstych powodziach może wystąpić wzrost stawki taryfowej za ochronę ubezpieczeniową lub mogą być nałożone dodatkowe warunki do spełnienia, aby obiekt mógł być ubezpieczony.

**Źródło:** opracowanie na podstawie literatury i własnych badań. Typy ryzyka zostały wyszczególnione na podstawie pracy: T. Tomasiak, *Wzrost zainteresowania banków projektami farm wiatrowych*, „Czysta Energia”, nr 4/2008.

Dla członków TRMEW określono następujące rekomendacje w zakresie ubezpieczenia elektrowni. Podczas jej budowy zaleca się zwykle zawarcie ubezpieczenia w zakresie ryzyka budowlano-montażowego, a w czasie eksploatacji ubezpieczenie od wszystkich typów ryzyka. W przypadku ubezpieczeniu od ognia i innych zdarzeń zaleca się przed zawarciem umowy ubezpieczenia budowę instalacji odgromowej, montaż instalacji detekcji włamania, kontrolę stanu technicznego budowli piętujących oraz pomiar wody dolnej i górnej. Te ostatnie dwa zalecenia wynikają z przepisów prawa i są obowiązkowe dla właścicieli MEW. Niespełnienie wyżej wymienionych warunków skutkuje wzrostem franszyzy redukcyjnej, która obniża każdą wartość odszkodowania o określoną wcześniej kwotę. W tym przypadku brak wykonania zaleceń wiąże się z wysokością franszyzy redukcyjnej – 15 000 zł, zaś przy wypełnieniu zaleceń – 2 000 zł. W ubezpieczaniu maszyn i urządzeń elektrycznych zaleceniem dodatkowym są stosowne ich kontrole, które mają się odbywać nie rzadziej niż co pięć lat, monitoring drgań maszyny wirującej, wyko-

nywanie przeglądów i konserwacji zwykłych przynajmniej raz w roku, średnich raz na cztery lata oraz kapitałnych raz na dziesięć lat lub zgodnie z dokumentacją techniczną urządzeń. Niewypełnienie tych zaleceń skutkować może wzrostem franszyzy z 5 000 zł do 20 000 zł. Wysokości franszyzy są bardzo duże w stosunku do nakładów inwestycyjnych i organizacyjnych. Zatem stanowią pewną motywację dla właściciela MEW w zakresie wypełnienia zaleceń, co w pewnym stopniu przyczynia się do zwiększenia bezpieczeństwa elektrowni i jakości jej pracy<sup>149</sup>.

Bardzo trudne jest szacowanie wystąpienia ryzyka przyrodniczego o charakterze katastroficznym, które pojawia się z coraz większą częstotliwością. Ryzyko katastroficzne związane jest z katastrofami naturalnymi i określane jest jako możliwość wystąpienia nieoczekiwanych strat w wyniku katastrofy naturalnej. Należą do nich powodzie, deszcze nawalne i huragany. To staje się coraz poważniejszym wyzwaniem dla ubezpieczycieli<sup>150</sup>. Coraz częściej uznaje się, że ryzyka katastroficzne stają się problemem globalnym, zmuszając do zmiany podejścia z *ex post* na *ex ante*<sup>151</sup>. Jednym z głównych ryzyk są powodzie, które w Polsce występują stosunkowo często. Wywierają one istotny wpływ na pracę MEW. W gospodarce wodnej niezwykle istotnym elementem zarządzania tego rodzaju ryzykiem jest dążenie do minimalizacji szkód przez stosowanie różnego rodzaju metod technicznych i nietechnicznych. Do metod technicznych należy między innymi: budowa polderów, zbiorników retencyjnych czy wałów przeciwpowodziowych, z kolei do metod nietechnicznych: odpowiednie systemy podatkowe i ubezpieczeniowe, edukacja, prawna regulacja gospodarki przestrzennej z systemem nakazów i zakazów, sprawne działanie sztabów przeciwkryzysowych oraz modernizacja pracy

149 R. Koropis, *Możliwości ograniczenia ryzyka operacyjnego w elektrowniach wodnych*, „Energetyka Wodna”, nr 04/2012, s. 16–17.

150 Więcej: M. Bac, *Istota ryzyka katastroficznego w nieruchomościach*, [w:] I. Jędrzejczak, S. Bożek-Weglarz (red.), *Ubezpieczenie ryzyka katastroficznego*, Prace Naukowe Akademii Ekonomicznej im. Karola Adamięckiego w Katowicach, Katowice 2008, s. 23–34; B. Dubiel, *Ubezpieczenia jako transfer ryzyka ekologicznego generowanego przez podmioty gospodarcze*, [w:] I. Jędrzejczak, S. Bożek-Weglarz (red.), *Ubezpieczenie ryzyka katastroficznego*, Prace Naukowe Akademii Ekonomicznej im. Karola Adamięckiego w Katowicach, Katowice 2008, s. 35–50; M. Durajczyk, *Modelowanie naturalnych ryzyk katastroficzných*, [w:] S. Wieteska (red.), *Ubezpieczenia*, Wydawnictwo Uniwersytetu Marie Curie-Skłodowskiej, Lublin 2006, s. 52–62; B. Wieteska, *Ubezpieczenie od szkód huraganowych w Polsce*, [w:] S. Wieteska (red.), *Ubezpieczenia*, Wydawnictwo Uniwersytetu Marie Curie-Skłodowskiej, Lublin 2006, s. 63–69; E. Hajduga, *Ryzyko powodzi jako ryzyko katastroficzne w Polsce*, [w:] I. Jędrzejczak, S. Bożek-Weglarz (red.), *Ubezpieczenie ryzyka katastroficznego*, Prace Naukowe Akademii Ekonomicznej im. Karola Adamięckiego w Katowicach, Katowice 2008, s. 61–69; A. Hanzel, *Metody identyfikacji ryzyka*, [w:] I. Jędrzejczak, S. Bożek-Weglarz (red.), *Ubezpieczenie ryzyka katastroficznego*, Prace Naukowe Akademii Ekonomicznej im. Karola Adamięckiego w Katowicach, Katowice 2008, s. 71–80.

151 K.A. Nawrot, *Redukcja ryzyka katastroficznego*, [w:] I. Jędrzejczak, S. Bożek-Weglarz (red.), *Ubezpieczenie ryzyka katastroficznego*, Prace Naukowe Akademii Ekonomicznej im. Karola Adamięckiego w Katowicach, Katowice 2008, s. 71–80.

służb meteorologicznych. Istotne jest też przeciwdziałanie szerokim zniszczeniom i ratowanie majątku po zaistnieniu zdarzenia<sup>152</sup>.

W każdej inwestycji dochodzą dodatkowo różne ryzyka związane z lokalizacją i miejscowymi uwarunkowaniami społeczno-administracyjno-gospodarczymi. Ponadto każdy sektor OZE charakteryzuje się innymi ryzykami. W wielu lokalizacjach mogą wystąpić trudności z kupnem terenu. Z kolei inne formy (użytkowanie, najem, dzierżawa) są mniej trwałe i niepewne dla inwestorów. Powinny być poprzedzone dokładnym przygotowaniem umów<sup>153</sup>. Wydaje się bardzo ważne, aby te umowy były zawierane przynajmniej na 20 lat i aby inwestor był szczególnie chroniony przed zerwaniem umowy przez następcę prawnego właściciela gruntu<sup>154</sup>.

W przypadku elektrowni wodnych mamy do czynienia ze szczególnym rodzajem ryzyka związanym ze zmiennością przepływów. W środowisku naturalnym wielkość odpływu rzeczno jest uzależniona od warunków fizycznych i geograficznych zlewni, czynników klimatycznych danego obszaru, w tym szczególnie od rozkładu i wielkości opadów atmosferycznych. Działalność antropogeniczna (komunalna, rolnicza, przemysłowa, górnicza, urbanizacja) w wielu miejscach zakłóca naturalny odpływ i często powoduje silne przekształcenie stosunków wodnych. Zabudowa koryta rzek osłabia więź hydrauliczną wody płynącej i doliny. Osiadanie powierzchni przez wydobycie węgla powoduje wzrost retencji powierzchniowej poprzez powstawanie zalewisk oraz zbiorników wodnych pochodzenia antropogenicznego. Wprowadzane do wód płynących ścieki komunalne i przemysłowe oraz zrzuty wód kopalnianych, które nie biorą udziału w normalnym obiegu wody w zlewni, mogą znacznie zmieniać wielkość, jakość i rozkład przepływów<sup>155</sup>.

Coraz powszechniej bierze się pod uwagę prawdopodobieństwo występowania zmian klimatycznych. Niektóre elektrownie wodne istniejące w Polsce mają około 100 lat, zatem możliwe jest, że obecnie budowane elektrownie też będą mogły długo pracować, jeśli warunki administracyjno-prawno-gospodarcze będą sprzyjające. W tak długim przedziale czasowym można prognozować pewne zmiany klimatu, tym bardziej, że występują naturalne wahania klimatyczne w cyklach kilkunastoletnich. Już w XIX w. stwierdzono (W.S. Jevons), że wywierają one wpływ na produktywność. Przepływ i zasilanie rzeczne zakłócone w wyniku zmian klimatu spowodują zmiany w ilości dostępnej wody dla elektrowni wodnych. Szacuje się, że do końca lat siedemdziesiątych XXI wieku potencjał produkcyjny istniejących elektrowni wodnych w Skandynawii i w północnej Rosji wzrośnie o 15–30%.

152 M. Bac, op. cit., s. 23–34.

153 R. Skowron, *Formy prawne korzystania z nieruchomości pod budowę farmy wiatrowej*, „Czysta Energia”, nr 7–8/2009.

154 A. Stadnik, *Energetyka wiatrowa – stać nas na dużo*, „Czysta Energia”, nr 4/2008.

155 A. Czajkowska, *Antropogeniczne zmiany reżimu odpływu rzeczno w zlewni Bierawki*, „Gospodarka Wodna” nr 4/2009, s. 163–171.

Warto zaznaczyć, że obecnie w Norwegii udział elektrowni wodnych w wytwarzaniu energii wynosi prawie 100%, a w Finlandii 19%. Z kolei zmniejszenie potencjału o około 20–50% może nastąpić w Hiszpanii, Portugalii, Bułgarii i na Ukrainie. Dla całej Europy, która generuje z energetyki wodnej obecnie około 20% energii, spodziewany jest spadek tego udziału do lat siedemdziesiątych XXI wieku o 7–12%<sup>156</sup>. Dla Polski również szacuje się, że będą występować generalnie mniejsze średnie przepływy wód i będzie je cechować znacznie większa zmienność niż dotychczas<sup>157</sup>.

Jednocześnie zmiany klimatu mogą powodować wzrost częstotliwości występowania ulewnych deszczy, powodzi, upałów i susz, silnych wiatrów<sup>158</sup>. Zmienia się i wzrasta wydajność pojedynczych zjawisk opadowych. Tak dzieje się zwłaszcza w przypadku deszczy nawalnych z różnego rodzaju chmur burzowych<sup>159</sup>. Warto podkreślić, że w literaturze naukowej ocenia się, że dotychczasowe zmiany w opadach atmosferycznych nie mają trwałych tendencji<sup>160</sup>. W dalszej przyszłości należy spodziewać się obniżenia wartości bilansowej zasobów wodnych, gdyż rośnie parowanie wywołane wzrostem temperatury. Występuje tendencja do zmniejszania się odpływu wód w okresie letnio-jesiennym oraz przesuwanie się okresu powodziowego z marca i kwietnia na styczeń i luty. Jest to związane z topnieniem śniegu w czasie ciepłych zim<sup>161</sup>.

Na podstawie analizy temperatur dla Polski wskazuje się na ocieplenie klimatu, przy równoczesnym przyspieszeniu następowania ochłodzenia jesiennego<sup>162</sup>.

---

156 T. Okruszko, M. Kijańska, *Zmiany klimatu a gospodarowanie wodami*, Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, Warszawa 2009.

157 Polska Akademia Nauk, Komitet Prognoz „Polska 2000 Plus”, *Czy Polsce grożą katastrofy klimatyczne*, Wydawnictwo Elipsa, Warszawa 2003, s. 44.

158 Więcej: The Geneva Association, *The insurance industry and climate change. Contribution to the global debate*, The Geneva Association (The International Association for the Study of Insurance Economics), July 2009, nr 2, [https://www.genevaassociation.org/media/201070/geneva\\_report%5B2%5D.pdf](https://www.genevaassociation.org/media/201070/geneva_report%5B2%5D.pdf), [Dostęp 12.09.2015]; W.R. Stahel, *Risk Management, Insurance and Climate Change*, The Geneva Association, Risk Management, nr 46, November 2009, [www.genevaassociation.org](http://www.genevaassociation.org), [Dostęp 31.10.2011]; R. Singh, *Climate Change: Insurance has a Role to Play today*, The Geneva Association, Risk Management, nr 45, May 2009, [www.genevaassociation.org](http://www.genevaassociation.org), [Dostęp 31.10.2011]; Tokio Marine and Nichido Fire Insurance Company, *Best Practices in Insurance Business Models Related to Climate Change*, Insurance Economics, nr 60, July 2009, [www.genevaassociation.org](http://www.genevaassociation.org), [Dostęp 31.11.2011].

159 K. Koźuchowski, *Zmienność opadów atmosferycznych w Polsce w XX i XXI w.*, [w:] K. Koźuchowski (red.), *Skala, uwarunkowania i perspektywy współczesnych zmian klimatycznych w Polsce*, Wydawnictwo Biblioteka, Łódź 2004, s. 46–57.

160 K. Koźuchowski, *Ewapotranspiracja i klimatyczny bilans wodny (1976–2000)*, [w:] K. Koźuchowski (red.), *Skala, uwarunkowania i perspektywy współczesnych zmian klimatycznych w Polsce*, Wydawnictwo Biblioteka, Łódź 2004, s. 25–45.

161 W. Lenart, *Zmiany klimatu – poważne wyzwanie dla ocen*, „Problemy Ocen Środowiskowych”, nr 4/2009, s. 15–18.

162 K. Koźuchowski, *Skala i tendencje współczesnych zmian temperatury powietrza w Polsce*, [w:] K. Koźuchowski (red.), *Skala, uwarunkowania i perspektywy współczesnych zmian klimatycznych*



Generalnie, postępujący wzrost temperatury może spowodować wzrost anomalii pogodowych. Długotrwała pogoda upalna prowadzi do rozwoju suszy przez zwiększone parowanie i mniejsze przepływy wody. W ostatnich latach zwiększyła się w Polsce częstość susz (co 4–5 lat) oraz ich pogłębianie się. Przyczynami suszy naturalnej mogą być: niska średnia wysokość opadu, znaczna zmienność przestrzenna i czasowa opadów, małe zasoby wodne, zaś suszy o podłożu antropogenicznym: nieprawidłowe działanie systemów nawadniających, zła struktura użytkowania gruntów, likwidacja obszarów wodno-błotnych oraz obiektów małej retencji, urbanizacja i wadliwa zabudowa dolin rzecznych, błędy w zagospodarowaniu zlewni<sup>163</sup>. Ze względu na konieczność pozostawienia przepływu biologicznego w przypadku suszy niewiele wody pozostaje do wykorzystania w innych celach, w tym energetycznych.

W ostatnich trzydziestu latach zaobserwowano wzrost częstości wezbrań najwyższych (powodziowych) i coraz większe objętości fal wezbraniowych. Powodzie opadowo-nawalne wywołane przez krótkotrwałe deszcze o dużym nasileniu często obejmują tylko pojedyncze zlewnie, zatem mają charakter lokalny. Zdarzają się latem i coraz częściej wiosną, wzmagając okresowo tempo roztopów. Występują też na terenie województwa łódzkiego. Powodzie opadowe z deszczów rozlewnych i frontalnych mają duży zasięg terytorialny. Występują często na terenach nizinnych<sup>164</sup>. Powódź może w sposób trwały zniszczyć elektrownię wodną. Ponadto przy bardzo wysokich przepływach i stanach wód często elektrownie wodne muszą być wyłączane (ze względów technologicznych lub bezpieczeństwa).

Prognozowane w przyszłości zmniejszone przepływy wodne zapewne będą się wiązać ze zwiększeniem koncentracji zanieczyszczeń i intensyfikacją procesów biologicznych. To spowoduje w przypadku elektrowni wodnych częstszą potrzebę konserwacji budowli piętrzących, co podniesie koszty eksploatacji.

Ze względu na rozwój gospodarki i prawdopodobny wzrost potrzeb wodnych ludności prognozuje się zwiększoną presję na zasoby wodne. Prawdopodobny wzrost temperatury może przyspieszyć vegetację, co spowoduje potrzebę zwiększonego poboru wody do nawodnień. To przyczyni się do zmniejszenia ilości wody płynącej w rzekach i co za tym idzie zmniejszenie ilości wody do wykorzystania dla potrzeb energetyki. W województwie łódzkim w dolinie Neru znajduje się największy w Polsce kompleks rowów melioracyjnych doprowadzających wodę do terenów uprawnych i obecnie znaczna część wód Neru już służy do nawadniania.

---

*nyc w Polsce*, Wydawnictwo Biblioteka, Łódź 2004, s. 25; J. Wybig, *Bieg roczny i zmienność wieloletnia stopniodni chłodu i ciepła*, [w:] K. Kozuchowski (red.), *Skala, uwarunkowania i perspektywy współczesnych zmian klimatycznych w Polsce*, Wydawnictwo Biblioteka, Łódź 2004, s. 129–137.

163 M.J. Łoś, *Czy w Polsce zabraknie wody?*, „Gospodarka Wodna”, nr 4/2009, s. 155.

164 W. Jankowski, A. Wita, *Zbiorniki wodne w ograniczaniu skutków powodzi i suszy w Polsce*, „Gospodarka Wodna”, nr 4/2009, s. 17.

W przyszłości prawdopodobne jest, że jeszcze więcej wody będzie potrzebne na potrzeby rolne. W okresie pobierania wody do nawodnień właściciele elektrowni wodnych ze względu na niższe przepływy wód i związaną z tym mniejszą produkcję energii, mają niższe przychody.

W literaturze w kwestii zwiększonej presji na zasoby wodne rekomenduje się między innymi:

- stosowanie odpowiednich narzędzi ekonomicznych i prawnych ukierunkowanych na oszczędne (racjonalne) użytkowanie wody,
- okresowe ograniczanie poboru wody w okresach suszy przez przemysł i rolnictwo powiązane z gwarancjami ubezpieczeniowymi,
- efektywne zarządzanie istniejącymi zasobami wodnymi, zwłaszcza w sytuacjach ekstremalnych,
- budowę zbiorników retencyjnych i przerzuty wody. Niektóre zbiorniki retencyjne mogłyby mieć również funkcję energetyczną<sup>165</sup>.

Podsumowując, stwierdza się, że inwestycja w MEW wiąże się z wypełnieniem wielu biurokratycznych formalności, przez co proces administracyjno-inwestycyjny może się bardzo wydłużyć. Spełnianie tych wymogów wiąże się dla inwestora z koniecznością dokładnego zapoznania się z wieloma przepisami publikowanymi w różnych aktach prawnych. Ponadto trzeba je śledzić na bieżąco, ze względu na częstotliwość ich zmian. Wieloletowość i długotrwałość procesu inwestycyjnego dodatkowo podnosi ryzyko inwestycji w MEW. Zauważają to również zewnętrzne podmioty finansujące, które traktują inwestycję w OZE jako niezwykle ryzykowne. Znajduje to też odzwierciedlenie w ocenie ryzyka przez firmy ubezpieczeniowe, które dodatkowo biorą pod uwagę ryzyka przyrodnicze, oceniane w przypadku lokalizacji MEW w Polsce jako wysokie i rosnące.

Dlatego z punktu widzenia inwestora budowa MEW wiąże się z wieloma rodzajami kosztów transakcyjnych *ex ante*.

---

165 Polska Akademia Nauk. Komitet Prognoz „Polska 2000 Plus”, op. cit., s. 51.



## Rozdział 4

# Koszty transakcyjne procesu inwestycyjnego i funkcjonowania małych elektrowni wodnych w województwie łódzkim – wyniki badań

### 4.1. Ogólna charakterystyka sieci hydrograficznej województwa łódzkiego

W województwie łódzkim przeważają obszary nizinne. Teren jest generalnie ubogi w wody powierzchniowe. Spowodowane to jest głównie położeniem wododziałowym I rzędu pomiędzy zlewniami Wisły i Odry, niskimi sumami opadów rocznych oraz dużą przepuszczalnością gruntów, która utrudnia retencję wody. Niektóre krótkie cieki wodne latem bywają suche. Główne rzeki województwa łódzkiego to: Bzura (110 km w granicach województwa), Pilica (170 km w granicach województwa) i Warta (215 km w granicach województwa)<sup>1</sup>. Znaczna powierzchnia ich dolin znajduje się przy granicach województwa. Zlewnię Warty (dopływ Odry), położoną w zachodniej części województwa, od zlewni Bzury i Pilicy (dopływy Wisły), położone we wschodniej części województwa, dzieli dział wodny I rzędu. Szacunki zasobów energii wodnej wyrażone w ilości energii

---

1 *Wojewódzki Program Ochrony i Rozwoju Zasobów Wodnych dla województwa łódzkiego*, wykonany przez Biuro Projektów Wodnych Melioracji i Inżynierii Środowiska Biprowodmel, <http://www.bip.melioracja.lodzkie.pl/data/other/wojprochrzaswod.pdf>, [Dostęp 30.05.2012]; *Raport o stanie środowiska w województwie łódzkim*, praca zbiorowa, Wojewódzki Inspektorat Ochrony Środowiska w Łodzi Wydział Środowiska i Rolnictwa Łódzkiego Urzędu Wojewódzkiego, Wojewódzki Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Łodzi, 2008, s. 14, <http://www.wios.lodz.pl>, [Dostęp 30.05.2012]; E. Klima, A. Janiszewska, A. Rochmińska, *Prognoza oddziaływania na środowisko projektu regionalnego programu operacyjnego województwa łódzkiego na lata 2007–2013, Łódź, sierpień 2006*, <http://www.rpo.lodzkie.pl>, [Dostęp 30.05.2012].

elektrycznej, jaką można pozyskać z wód płynących w ciągu roku określają, że największy potencjał hydroenergetyczny spośród większych rzek przepływających przez województwo łódzkie (w odniesieniu do długości całkowitej, czyli od źródeł do ujścia) ma Warta (1 032 GWh/rok), następnie Pilica (316 GWh/rok) i Bzura (44 GWh/rok). W zakresie odcinków tych rzek na obszarze województwa łódzkiego wartości potencjału wynoszą: dla Warty – 206,4 GWh/rok, Pilicy – 126,4 GWh/rok, Bzury – 35,2 GWh/rok<sup>2</sup>. Najwyższe odpływy rzeczne występują wczesną wiosną i częściowo związane są z roztopami. Z kolei najniższe odpływy występują na przełomie lata i jesieni<sup>3</sup>. Odpływ jednostkowy, określający zasobność obszaru w wodę, w północno-zachodniej części województwa wynosi mniej niż 3 l/s/km<sup>2</sup>, w północno-wschodniej – mniej niż 4 l/s/km<sup>2</sup>, w południowej – poniżej 5 l/s/km<sup>2</sup>. Z kolei średni odpływ jednostkowy z terenu Polski wynosi 5,6 l/s/km<sup>2</sup><sup>4</sup>.

Przepływy w rzekach województwa są bardzo zmienne. Znacząco uzależnione są od sumy opadów i ich rozkładu. Wielkość przepływu zmienia się również w zależności od zmian w obszarze zlewni związanych z wycinką drzew, pokryciem fragmentów terenu zlewni nieprzepuszczalną warstwą, poborem wód, itd. Przepływy wód średnich (SSQ) Pilicy w Spale i Warty w Uniejowie są trzykrotnie większe od przepływów wód niskich (SNQ) i pięciokrotnie mniejsze od przepływów wód wysokich (SWQ). W małych ciekach zmienność przepływów może być jeszcze większa<sup>5</sup>. Niewielka długość rzek i niskie przepływy sprawiają, że wody są podatne na zagrożenia związane z wprowadzeniem ścieków, co powoduje między innymi stopniowe niszczenie urządzeń piętrzących, a także słaby rozwój organizmów wodnych.

Na rzekach województwa łódzkiego powstało ponad 1 300 obiektów hydrotechnicznych piętrzących wodę, w większości w okresie od drugiej połowy XIX wieku do końca okresu międzywojennego. Były budowane z drewna, cegły i kamienia. W wyniku polityki powojennej obiekty te były często niestety likwidowane i niszczone. Czasem na miejscu dawnych młynów są budowane elektrownie wodne. Obecnie w województwie znajduje się około 40 elektrowni wodnych. Większość została wybudowana w ciągu ostatnich 25 lat. Wszystkie należą do tzw. małych elektrowni wodnych (MEW), mających moc zainstalowaną mniejszą niż 5 MW. Według Wojewódzkiego Zarządu Melioracji i Urządzeń Wodnych w Łodzi (WZMiUW) w województwie istnieje około 350 miejsc, które posiadają piętrzenie wyższe niż 1 m, mających pewien potencjał energetyczny

2 *Ocena konkurencyjności wykorzystania energii odnawialnej w województwie łódzkim*, wykonana przez Citec SA na zlecenie Urzędu Marszałkowskiego w Łodzi, październik 2008, <http://www.rpo.lodzkie.pl>, [Dostęp 30.03.2012].

3 *Wojewódzki Program Ochrony i Rozwoju Zasobów Wodnych...*

4 Biuro Projektów Wodnych Melioracji i Inżynierii Środowiska Biprowodmel sp. z o.o. w Poznaniu, *Plan nawodnień rolniczych dla województwa łódzkiego*, <http://www.bip.melioracja.lodzkie.pl/data/other/plannawodnienrolniczych-tomiv.pdf>, [Dostęp 30.05.2012].

5 *Raport o stanie środowiska w województwie łódzkim...*

Wiele z tych miejsc ma dobre warunki hydrologiczne do przeprowadzenia inwestycji w budowę elektrowni wodnej. Obecnie realizowanych jest również kilka inwestycji w MEW.

## 4.2. Charakterystyka elektrowni wodnych w województwie łódzkim

Informację o lokalizacjach elektrowni wodnych w województwie łódzkim przedstawiono w tabeli 4.1.

**Tabela 4.1.** Spis obiektów MEW w województwie łódzkim

Dorzecze	Rzeka	Lokalizacja	Gmina	Powiat	Moc zainstalowana MW
Bzury	Moszczenica	Stryków	m. Stryków	zgierski	(zdemontowana)
Bzury	Mroga	Głowno (Huta Józefów)	m. Głowno	zgierski	0,1
Bzury	Mroga	Głowno (miasto)	m. Głowno	zgierski	
Bzury	Mrożyca	Głowno (przedmieście)	m. Głowno	zgierski	
Bzury	Mroga	Janików	Bielawy	łowicki	0,033
Bzury	Mroga	Psary	Bielawy	łowicki	0,01
Bzury	Mroga	Ziewanice	Głowno	zgierski	0,025
Bzury	Rawka	Kęszyce-Wieś	Bolimów	skierniewicki	
Bzury	Rawka	Sokołów	Bolimów	skierniewicki	
Bzury	Rawka	Bolimowska Wieś	Bolimów	skierniewicki	
Bzury	Rawka	Sierakowice	Skierniewice	skierniewicki	
Bzury	Rawka	Strobów	Skierniewice	skierniewicki	
Bzury	Rawka	Suliszew	Nowy Kawęczyn	skierniewicki	
Pilicy	Czarna Konecka	Dąbrowa nad Czarną – 1 MEW	Aleksandrów	piotrkowski	0,033
Pilicy	Czarna Konecka	Dąbrowa nad Czarną – 2 MEW	Aleksandrów	piotrkowski	0,033
Pilicy	Czarna Konecka	Siucice	Aleksandrów	piotrkowski	0,037
Pilicy	Drzewiczka	Opoczno	m. Opoczno	opoczyński	0,025

Tabela 4.1. (cd.)

Dorzecze	Rzeka	Lokalizacja	Gmina	Powiat	Moc zainstalowana MW
Pilicy	Drzewiczka	Drzewica	m. Drzewica	opoczyński	0,16
Pilicy	Luciąża	Cieszanowice	Gorzkowice	piotrkowski	0,055
Pilicy	Pilica (Zalew Sulejowski)	Smardzewice	Tomaszów Mazowiecki	tomaszowski	3,4
Warty	Grabia	Brzeski	Sędziejowice	łaski	0,03
Warty	Grabia	Nowe Kozuby	Sędziejowice	łaski	0,027
Warty	Ner	Pęczniew	Lutomiersk	pabianicki	0,16
Warty	Ner	Charbice Górne	Lutomiersk	pabianicki	0,08
Warty	Ner	Charbice Dolne	Lutomiersk	pabianicki	0,08
Warty	Ner	Bałdrzychów	Poddebice	poddebicki	0,075
Warty	Ner	Wilkowice	Wartkowice	poddebicki	0,065
Warty	Ner	Kolonia Borek	Wartkowice	poddebicki	0,045
Warty	Ner	Wólka	Wartkowice	poddebicki	0,09
Warty	Ner	Małyń	Zadzim	poddebicki	0,029
Warty	Michna	skoczno	Zadzim	poddebicki	
Warty	Pisia	Małyń	Zadzim	poddebicki	0,01
Warty	Prosna	Kowalówka	Wieruszów	wieruszowski	
Warty	Prosna	Wieruszów	Wieruszów	wieruszowski	0,1
Warty	Prosna	Mesznary	Wieruszów	wieruszowski	0,12
Warty	Rawka (Zbiornik Tatar)	Rawa Mazowiecka	m. Rawa Mazowiecka	rawski	0,8
Warty	Warta	Działoszyn	m. Działoszyn	pajęczański	0,075
Warty	Warta (Zbiornik Jeziorsko)	Jeziorsko	Pęczniew	poddebicki	4,8
Warty	Widawka	Pogórze	Sędziejowice	łaski	0,16
Warty	Widawka	Szczerców	Szczerców	bełchatowski	0,055

**Źródło:** opracowanie własne na podstawie literatury i własnych badań. Ostatnia kolumna tabeli dotycząca mocy zainstalowanej w MW została opracowana na podstawie danych uzyskanych z WZMiUW w Łodzi, literatury<sup>6</sup> oraz wywiadów z respondentami.

Ponadto uzyskano informację o planowanych inwestycjach obiektów MEW w Łódzkiem w 2009 r. Należały do nich między innymi następujące lokalizacje:

- młynówka Drzewiczki, w 0+225 km rzeki, na jazie JZR z 2009 r. w miejscowości Gieźłów, gmina Drzewica,
- 12+550 km rzeki Czarnej Malenieckiej, na jazie JZR w miejscowości Rożenek, gmina Aleksandrów,
- 50+500 km biegu Widawki, na jazie JZR w miejscowości Smugi, gmina Kluki<sup>7</sup>.

Pierwszą z tych elektrowni udało się oddać do użytku w 2013 r., drugą – w 2014 r., ostatnia nie została dotychczas uruchomiona.

WZMiUW ogłasza informacje o konkursach na dzierżawę obiektów piętrzących. Chętni mogą składać oferty dotyczące konkretnych lokalizacji. Wygrywa ten, kto poza spełnieniem wszystkich wymagań konkursowych, zaoferuje najwyższe stawki z tytułu rocznego czynszu za dzierżawę budowli piętrzącej. Zazwyczaj podaje się dwie wielkości proponowanych opłat: przed uruchomieniem elektrowni i po nim. Minimalna opłata może być wyznaczona przez WZMiUW. Przykładowo w miejscowości Zimne Rydzyna (w 29+190 rz. Ner, gm. Świnice Warckie, powiat łęczycki) oferta wyłoniona została na podstawie przetargu, w którym roczny czynsz dzierżawny po uruchomieniu elektrowni, najwyższy ze zgłoszonych, został określony na kwotę 40 400 zł + VAT<sup>8</sup>. W niektórych konkursach zamiast określania stałej kwoty opłaty wymagane jest zaoferowanie odpowiedniej stawki procentowej z przychodów z tytułu wyprodukowanej energii. Jednocześnie ta wartość (iloczyn określonego procentu wyprodukowanej energii oraz ceny sprzedaży energii) nie może być niższa niż określona kwota minimalna<sup>9</sup>. W przypadku niektórych obiektów mogą zostać nałożone dodatkowe wymagania. Przykładowo postępowanie konkursowe na dzierżawę budowli piętrzącej w Siedlowie wymagało załączenia koncepcji budowy MEW pozytywnie zaopiniowanej przez kierownika terenowego Inspektoratu WZMiUW w Białaczowie<sup>10</sup>.

7 Na podstawie danych uzyskanych z WZMiUW w Łodzi.

8 *Informacja o wyniku postępowania konkursowego na dzierżawę budowli piętrzącej zlokalizowanej w km 29+190 rzeki Ner w miejscowości Zimne-Rydzyna, gm. Świnice Warckie, pow. łęczycki, ogłoszonego przez Wojewódzki Zarząd Melioracji i Urządzeń Wodnych w Łodzi w dn. 13 września 2012 r., informacja na: [www.bip.melioracja.lodzkie.pl](http://www.bip.melioracja.lodzkie.pl), [Dostęp 22.12.2013].*

9 *Załącznik nr 2 do Zasad dzierżawy budowli piętrzących będących w administrowaniu WZMiUW w Łodzi, posiadających wysokość piętrzenia  $h \Rightarrow 1$  m, informacja na: [www.bip.melioracja.lodzkie.pl](http://www.bip.melioracja.lodzkie.pl), [Dostęp 22.12.2013].*

10 *Informacja o postępowaniu konkursowym na dzierżawę budowli piętrzącej zlokalizowanej w km 26+900 rzeki Czarnej Koneckiej (Malenieckiej) w miejscowości Siedłów, gm. Żarnów, pow. opoczyński w oparciu o art. 14. ust. 4 ustawy z dnia 18.07.2001 r. Prawo wodne (tekst jednolity Dz.U. z 2012 r., poz. 145), ogłoszonej przez Wojewódzki Zarząd Melioracji i Urządzeń Wodnych w Łodzi, informacja na: [www.bip.melioracja.lodzkie.pl](http://www.bip.melioracja.lodzkie.pl), [Dostęp 22.12.2013].*



Umowa dzierżawy zawiera wykaz obowiązków dla przyszłego inwestora. Należą do nich między innymi: udostępnienie w pierwszej kolejności wody do nawodnień, uzyskanie wszystkich zezwoleń wymaganych do rozpoczęcia działalności związanej z wykorzystaniem budowli piętrzącej (w celu budowy MEW), wypłacanie zasadnych odszkodowań osobom trzecim w związku z ewentualnymi szkodami powstałymi przez piętrzenie wody dla celów energetycznych, utrzymywanie budowli piętrzącej w wymaganej sprawności technicznej, co wiąże się między innymi z jej konserwacją, bieżącymi naprawami, utrzymywaniem koryta rzeki w zasięgu występowania cofki, który to zasięg jest określony w pozwoleniu wodnoprawnym, usuwanie na własny koszt przetamowań związanych z zanieczyszczeniami<sup>11</sup>. Ponadto w umowie zawarte są deklaracje inwestora dotyczące opłat za dzierżawę piętrzenia obiektu.

### 4.3. Proces inwestycyjny w małe elektrownie wodne na przykładzie województwa łódzkiego – wyniki badań własnych

Analizę i ocenę inwestycji można przeprowadzić na wiele sposobów uwzględniając cykl życia inwestycji oraz różne kwestie finansowe, ekonomiczne, społeczne, polityczne, technologiczne, środowiskowe, prawne oraz ryzyko z nimi związane<sup>12</sup>. Urealnienie różnych analiz wymaga uwzględnienia w nich kosztów transakcyjnych.

Badania własne objęły następujące elementy:

- wizję lokalną obiektów MEW w województwie łódzkim ( $n_{\text{obektów}}=39$ , lata 2011–2012),

11 Załącznik nr 3 do *Zasad dzierżawy budowli piętrzących będących w administrowaniu WZMiUW w Łodzi*, posiadających wysokość piętrzenia  $h \Rightarrow 1\text{m}$ , dokument elektroniczny: [www.bip.melioracja.lodzkie.pl](http://www.bip.melioracja.lodzkie.pl), [Dostęp 22.12.2013].

12 Więcej: A. Drobniań, *Ocena projektów publicznych*, Wydawnictwo Akademii Ekonomicznej, Katowice 2005; W. Rogowski, *Rachunek efektywności przedsięwzięć inwestycyjnych*, Kraków 2004; R. Meller, *Przedsiębiorczość*, Polskie Wydawnictwo Ekonomiczne, Warszawa 2011; A. Kuczyńska-Cesarz, *Zasady rachunkowości*, Wydawnictwo Leliwa, Eko-Edukacja, Warszawa 1999; A. Drobniań, *Podstawy oceny efektywności projektów publicznych*, Wydawnictwo Akademii Ekonomicznej w Katowicach, Katowice 2008; G. Gołębiowski, A. Traccała, *Analiza finansowa w teorii i praktyce*, Difin SA, Warszawa 2009; L. Pstraś, *Metodyka analizy inwestycji fotowoltaicznych*, Rynek Energii, 2014, <http://centrumenergetyki.com.pl/old/wp-content/uploads/2014/07/rentownoscC5%9B%C4%87-inwestycji-Fotowoltaicznej.pdf>, [Dostęp 15.01.2016]; P. Dasgupta, E. Maskin, *Uncertainty and Hyperbolic Discounting*, November 2004, <https://www.sss.ias.edu/files/papers/econpaper23.pdf>.

- wywiady z właścicielami MEW posiadającymi pracujące obiekty elektrowni w województwie łódzkim ( $n_{\text{obektów}} = 18$ , lata 2011–2013),
- wywiady z właścicielami MEW posiadającymi pracujące obiekty elektrowni poza województwem łódzkim ( $n_{\text{obektów}} = 8$ , rok 2011),
- wywiady z inwestorami przeprowadzającymi proces administracyjno-inwestycyjny w MEW w województwie łódzkim ( $n_{\text{obektów}} = 3$ , lata 2010–2013),
- studium przypadku procesu administracyjno-inwestycyjnego w MEW (lata 2010–2015).

#### 4.3.1. Opis przyjętego modelu kosztów transakcyjnych inwestycji w małą elektrownię wodną

Aby przeanalizować problem generowania kosztów transakcyjnych przy inwestycjach w MEW, opracowano model tych kosztów związany z procesem inwestycyjnym. Przedstawia on uproszczony przebieg procesu inwestycyjnego. Uznano, że praktycznie niemożliwe jest uwzględnienie wszystkich czynników i warunków mających wpływ na przeprowadzanie inwestycji i prowadzenie działalności gospodarczej, głównie z uwagi na to, że wiele problemów, czynników, spraw jest nietypowych, pojawiających się tylko w danej konkretnej sytuacji. Inspirujące było stwierdzenie O.E. Williamsona, że: „Analiza samych kosztów transakcyjnych bez ekonomicznej analizy instytucji je determinujących jest niewystarczająca”. Do poszczególnych etapów procesu inwestycyjnego przypisano różne rodzaje kosztów transakcyjnych. Jest to przedstawione w tabeli 4.2.

Większość z kosztów wymienionych w tabeli 4.2 jest charakterystyczna dla różnych rodzajów inwestycji w OZE. Natomiast, że względu na to, że inwestycja w MEW wiąże się z określonymi procedurami, to pewne koszty odnoszą się tylko do niej. Należą do nich między innymi koszty związane z uzyskaniem pozwolenia wodnoprawnego i niektóre z kosztów związanych z wypełnianiem procedur koniecznych do uzyskania środowiskowej zgody na realizację inwestycji. Wielkość kosztów jest uzależniona od specyfiki danej inwestycji, związanej z lokalizacją, czasem realizacji, wielkością i zasięgiem, przyjętą technologią. Koszty związane ze staraniem się o uzyskanie zewnętrznego finansowania mogłyby nie występować, jeśli inwestor finansuje przedsięwzięcie z własnych środków. Jednakże praktyka wskazuje, że bardzo wielu przedsiębiorców próbuje pozyskiwać różne fundusze zewnętrzne. Z tego względu te koszty są często ponoszone. Z kolei w przypadku kosztów starania się o promesę koncesji, to obecnie ponoszą je tylko ci z przedsiębiorców, którzy muszą ubiegać się o koncesję (przy mocy zainstalowanej powyżej 200 kW w przypadku wytwarzania elektrycznej oraz powyżej 600 kW w przypadku energii cieplnej) i wcześniej chcą wystąpić o wydanie promesy.

**Tabela 4.2.** Koszty transakcyjne (KT) poszczególnych etapów procesu inwestycyjnego w MEW

Koszty transakcyjne etapów następujących po sobie	Koszty transakcyjne etapów mogących przebiegać równolegle
Poszukiwania lokalizacji pod MEW	
Uzyskania prawa do lokalizacji pod przyszłą MEW	
Wykonania koncepcji technicznej	
Uzyskania decyzji środowiskowej na realizację inwestycji	Uzyskania warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej  Uzyskania zewnętrznego finansowania (KT mogą nie wystąpić, jeśli inwestor finansuje MEW z własnych środków i nie ubiega się o zewnętrzne finansowanie)  Uzyskania promesy koncesji na wytwarzanie energii w sektorze elektroenergetycznym (KT nie występują, jeśli inwestor nie ubiega się o promesę)
Uzyskania decyzji o warunkach zabudowy	
Uzyskania pozwolenia wodno-prawnego	
Wykonania projektu budowlanego i elektrycznego	
Uzyskania pozwolenia na budowę	
Związane z budową MEW	
Związane z rozruchem i odbiorem MEW	
Uzyskania koncesji na wytwarzanie energii w sektorze elektroenergetycznym lub wpisu do rejestru wytwórców	

**Źródło:** opracowanie własne.

Model obejmuje koszty transakcyjne zrealizowanych inwestycji. Ale okazuje się, że mogą również występować podobne koszty transakcyjne dotyczące nierozpoczętych lub niedokończonych inwestycji. Na podstawie wywiadów z respondentami oraz literatury stwierdzono, że stosunkowo często zdarza się w niektórych lokalizacjach zmiana dzierżawców budowli piętrzących przed wybudowaniem elektrowni<sup>13</sup>. Podaje się, że przyczyną są trudności w realizacji inwestycji. Podczas przeprowadzania badania respondenci proszeni byli o przedstawienie procesu administracyjno-inwestycyjnego ich elektrowni, o określenie, jak długi był czas uzyskania pozwoleń oraz o opis i ocenę występujących trudności. Uznano, że może to pośrednio wykazać koszty transakcyjne.

13 K. Janus, *Audyt wstępny lokalizacji elektrowni wodnej: czy warto zlecać*, „Energetyka Wodna”, nr 03/2012, s. 13; *Elektrownia wodna na Widawce już działa*, „Polska Dziennik Łódzki”, 25.01.2010.

### 4.3.2. Wizja lokalna obiektów elektrowni wodnych w województwie łódzkim

Punktem wyjścia do określenia próby badawczej dla wizji lokalnej była baza obiektów małych elektrowni wodnych województwa łódzkiego ujęta w opracowaniu *Ocena konkurencyjności wykorzystania energii odnawialnej w województwie łódzkim* wykonanym na zlecenie Urzędu Marszałkowskiego w Łodzi w 2008 r. Niektóre dane zawarte w tym opracowaniu okazały się nieaktualne. Dlatego je skorygowano i uzupełniono spis obiektów według stanu z 2011 r. Wizja lokalna i obserwacje bezpośrednie (za pomocą arkusza obserwacji) wszystkich elektrowni wodnych ( $n = 39$ , stan na 2011 r.) w województwie przeprowadzone zostały według określonych kryteriów (położenie, miejscowe uwarunkowania techniczne, wyposażenie MEW, sposób wykorzystania energetycznego obiektu piętrzącego, uwarunkowania hydrologiczne w miejscu inwestycji). Wizja lokalna była próbą określenia efektów zewnętrznych w energetyce wodnej i specyficzności aktywów. Była pomocna w następnym etapie badania, w którym przeprowadzono wywiady z właścicielami elektrowni wodnych w województwie na temat kosztów transakcyjnych. Wizja lokalna miała charakter zupełny. Objęła wszystkie obiekty MEW w województwie łódzkim istniejące w 2011 r. To pozwoliło na formułowanie wniosków o charakterze ogólnym dotyczących energetyki wodnej na tym obszarze. Jednakże nie do wszystkich obiektów można było bezpośrednio wejść. Część była oglądana tylko z zewnątrz. Z tego względu niektóre obserwacje są niekompletne. Dokonano opisu poszczególnych obiektów, a dodatkowo obserwacje były notowane w arkuszu według określonych kryteriów. Wyniki badań przedstawiono w tabeli 4.3. W niektórych punktach tabeli zaklasyfikowanie obiektu nie ma wyłączonego charakteru.

**Tabela 4.3.** Opis elektrowni wodnych w województwie łódzkim

Lp.	Kryterium ogólne	Kryteria szczegółowe	Miejscowości, w których znajdują się tak sklasyfikowane elektrownie wodne
1	Występowanie zbiornika wodnego z piętrzeniem przy elektrowni	Zbiornik wodny powyżej 50 ha	Pęczniew (Jeziorsko), Sulejów, Cieszanowice, Rawa Mazowiecka (Zbiornik Tatar)
		Zbiornik wodny o powierzchni do 50 ha	Ziewanice, Suliszew, Strobów, Huta Józef, Głowno
		Bez zbiornika	Pozostałe
2	Wysokość piętrzenia	Powyżej 10 m	Jeziorsko, Sulejów, Cieszanowice
		3–10 m	Drzewica, Strobów
		Do 3 m	Pozostałe

Tabela 4.3. (cd.)

L.p.	Kryterium ogólne	Kryteria szczegółowe	Miejscowości, w których znajdują się tak sklasyfikowane elektrownie wodne
3	Wpływ na środowisko rzeki	Elektrownia znajduje się na kanale obiegowym lub młynówce rzeki	Wilkowice, Wólka, Psary, Janinów, Małyń, Pogórze, Nowe Kozuby, Dąbrowa n. Czarną (jedna MEW), Siucice, Rawa Mazowiecka, Strobów, Kęszycze Wieś
		Przy elektrowni została zainstalowana bariera elektroniczno-elektryczna dla ochrony rybostanu	Drzewica, Szczerców
		Przy elektrowni znajduje się przepławka	Budowana elektrownia wodna w Jeżewie
4	Rodzaj turbin	Turbiny Kaplana	Sulejów, Wola Bolimowska, Kęszycze (jedna MEW), Bałdrzychów, Pęczniew
		Turbiny Francisa	Dąbrowa n/Czarną (dwie MEW), Siucice, Kęszycze (jedna MEW), Nowe Kozuby, Ziewanice, Janinów
		Turbiny śmigłowe	Opczno, Drzewica (3 turbiny śmigłowe), Strobów, Huta Józef
		Turbiny Banki	Cieszanowice
5	Wielkość budynku elektrowni	Duży (o zajmowanej powierzchni przynajmniej 50 m <sup>2</sup> )	Pęczniew (Jeziorsko), Sulejów, Cieszanowice
		Średni (o zajmowanej powierzchni 20–50 m <sup>2</sup> )	Puczniew, Huta Józef, Pogórze, Ziewanice
		Mały (o zajmowanej powierzchni poniżej 20 m <sup>2</sup> )	Wólka, Wilkowice, Działoszyn, Kowalówka, Wieruszów, Mesznary, Głowno-Mrożyca, Janinów, Strobów, Bolimowska Wieś, Sokołów, Kęszycze-Wieś, Brzeski
		Elektrownia nie ma budynku	Małyń-Ner, Kolonia Borek, Psary, Głowno – centrum miasta
6	Historia obiektu	Był lub jest młyn lub była kiedyś wcześniej elektrownia	Suliszew, Stobów, Sierakowice, Sokołów, Kęszycze Wieś, Małyń, Wilkowice, Działoszyn, Kozuby Nowe, Brzeski, Wieruszów, Dąbrowa n/Czarną (2 lokalizacje)
		Istniało wybudowane wcześniej piętrzenie wody	We wszystkich elektrowniach zlokalizowanych na rzekach województwa, w przypadku elektrowni przyzbiornikowych funkcja energetyczna jest jedną z funkcji zbiornika.
7	Lokalizacja obiektu pod względem urbanizacyjnym	Lokalizacja na terenie miasta	Głowno, Wieruszów, Opczno, Drzewica, Szczerców
		Lokalizacja na terenie wsi w pobliżu zabudowań	Dąbrowa n. Czarną (jedna MEW), Kęszycze, Sokołów, Psary, Kowalówka
8	Lokalizacja pod względem praw własności	Na terenie prywatnym	Sierakowice, Sokołów, Dąbrowa n. Czarną, Mesznary
		Na terenie zakładu produkcyjnego	Mesznary, Drzewica
9	Obsługa elektrowni	Blisko elektrowni mieszka właściciel (do 1 km)	Mesznary, Nowe Kozuby, Kęszycze Wieś, Sokołów, Suliszew, Ziewanice, Janinów, Małyń (2 MEW)
		Stała i ciągła obsługa elektrowni	Sulejów, Pęczniew (Jeziorsko)

Źródło: opracowanie własne na podstawie badań.

W Łódzkiem znajdują się dwie stosunkowo duże elektrownie wodne, położone przy największych zbiornikach wodnych województwa i 37 mniejszych. Według klasyfikacji MEW pod kątem możliwości współpracy z systemem energetycznym występuje 31 elektrowni przepływowych i 8 przyzbiornikowych. Z uwagi na wytwarzaną moc gwarantowaną najwięcej jest nanoelektrowni i mikroelektrowni wodnych. Wszystkie elektrownie w województwie są niskospadowe. Największe spadki wodne przy elektrowniach dochodzą do 11 m, a najwięcej MEW znajduje się przy spadach 2–3 m. Ze względu na podział pod kątem koncentracji piętrzenia najwięcej jest elektrowni przyjazowych i przyzaporowych. Prawdopodobnie coraz częściej będą pojawiać się elektrownie z derywacją kanałową, ze względu na to, że powszechnie uważa się, że wywierają one mniejszy wpływ na środowisko w stosunku do innych rozwiązań.

W województwie zlokalizowanych jest kilka bardzo nowoczesnych elektrowni. Uznano, że najnowocześniejsza MEW znajduje się w Mesznych. Jest to obiekt w pełni zautomatyzowany, z czyszczarkami do krat. Z kolei część elektrowni jest przestarzała i wymaga remontów. Kilka starszych MEW ma zastawione światła jazu. Na podstawie wyłącznie wizji lokalnej trudno jest ocenić wykorzystanie potencjału wodnego. Natomiast wydaje się, że ze względu na zastosowany przestarzały sposób budowy MEW, przynajmniej w kilku lokalizacjach potencjał wodny mógłby być lepiej spożytkowany. Obecnie projektowane MEW buduje się coraz częściej na kanale obiegowym. Takie rozwiązanie nie narusza konstrukcji jazu i ułatwia ochronę ryb. Zatem wpływa na niższe koszty środowiskowe, ale koszty budowy mogą być stosunkowo duże. Ponadto przy takim projekcie musi pozostać w rzece przynajmniej przepływ biologiczny, zatem mniej wody pozostaje do wykorzystania energetycznego. W Polsce coraz częściej przy elektrowniach budowane są przepławki. W województwie łódzkim przepławka została wybudowana w Jezewie na Nerze, gdzie w czasie badań przeprowadzany był proces inwestycyjny dla przyszłej elektrowni wodnej.

Większość budynków służących wytwarzaniu energii wodnej jest niewielkich rozmiarów. Część MEW działa przy wcześniej istniejących młynach lub elektrowniach, które powstawały w okresie przedwojennym. Stan wcześniejszy i zastany jest bardzo istotny dla procesu administracyjno-inwestycyjnego planowanych obiektów. W takich lokalizacjach część infrastruktury oraz dokumentacji już istnieje. Ponieważ budowa nie jest przeprowadzana od podstaw, inwestorzy nie muszą się starać o uzyskanie pozwolenia na budowę i przechodzić całej procedury administracyjnej. W tych obiektach istnieje możliwość wykonania prac budowlanych na podstawie zgłoszenia robót w nadzorze budowlanym. Wówczas jest łatwiej i szybciej przy finalizacji inwestycji.

Budowa piętrzenia umożliwia zwykle przejście na drugą stronę rzeki. W województwie łódzkim przy większości MEW znajdują się mosty. Stanowią one bardzo istotny element lokalnej infrastruktury i nieraz jedyne przejście przez ciek wodny w okolicy.

### 4.3.3. Badania przeprowadzone wśród właścicieli MEW posiadających pracujące elektrownie w województwie łódzkim

Badania przeprowadzono w formie wywiadu bezpośredniego indywidualnego pogłębionego (za pomocą dyspozycji do wywiadu) z właścicielami MEW w województwie łódzkim. Badania dotyczyły: identyfikacji problemów i kosztów transakcyjnych występujących podczas procesu inwestycyjnego, zakresu korzystania z usług zewnętrznych firm doradczych przy przeprowadzaniu procesu inwestycyjnego, rodzajów finansowania inwestycji w MEW, współpracy z innymi właścicielami MEW, a także charakterystyki obecnej pracy MEW i wprowadzania ulepszeń technologicznych w celu zwiększenia ilości produkowanej energii. Zaplanowano, że wywiad bezpośredni indywidualny pogłębiony zostanie przeprowadzony z wszystkimi właścicielami elektrowni wodnych w województwie.

Przeprowadzono wywiady z trzynastoma właścicielami MEW dotyczącymi czternastu obiektów (jeden właściciel posiada dwie elektrownie, wywiad był osobno przeprowadzany dla każdego obiektu), ponadto z kierownikiem jednego obiektu, który stanowi własność państwową. W przypadku dwóch obiektów MEW, ich obecni właściciele nie uczestniczyli w procesie inwestycyjnym elektrowni ze względu na to, że nie byli w tym czasie jej właścicielami, ale warto dodać, że poprzednimi właścicielami przeprowadzającymi proces inwestycyjny były osoby z ich najbliższej rodziny oraz że respondenci orientowali się w poruszanej problematyce. Dodatkowo rozmawiano z trzema osobami, które w momencie badań były w obiektach elektrowni i udzieliły odpowiedzi na niektóre pytania. Dwie osoby zajmowały się dozorem obiektu. Kolejna osoba określiła, że jest spokrewniona z właścicielem. Ostatni wymienieni respondenci nie mieli dokładnej wiedzy o tym, jak przebiegał proces inwestycyjny. Jednakże ze względu na to, że część z informacji podanych przez nich jest przydatna w dalszych badaniach, postanowiono ich odpowiedzi włączyć do analizy. Zatem łącznie rozmawiano z 17 respondentami o 18 obiektach MEW.

**Pytanie 1.** Czy długo poszukiwał/a i wybierał/a Pan/Pani miejsce dla lokalizacji MEW? (poproszono o określenie tego okresu w miesiącach lub latach).

Na to pytanie dotyczące długości okresu wyboru lokalizacji pod elektrownię wodną większość osób odpowiedziała, że jest to miejsce od dawna należące do rodziny. Tak odpowiedziało trzynastu respondentów (13/18). Z pozostałych respondentów jeden podał, że kupił teren kilka lat przed budową elektrowni, zamieszkał na nim i wybudował elektrownię. Dwóch następnych stwierdziło, że szukanie lokalizacji trwało kilka miesięcy, kolejny, że kilka lat, a w międzyczasie próbował też podjąć inne inwestycje w MEW. Jedna z MEW od początku stanowi własność państwową i jej budowa związana była z powstawaniem obiektu wielozadaniowego. Zatem ze względu na charakter MEW, respondent nie odpowiedział na to pytanie.

**Pytanie 2.** Ile elektrowni wodnych wcześniej (przed budową swojej MEW) Pan/Pani zwiedził/a lub zobaczył/a?

Większość respondentów stwierdziła, że jeździli (ewentualnie, że poprzedni właściciel jeździł) i oglądali inne MEW, a także rozmawiali z ich właścicielami. Przeważnie podawali, że zwiedzili kilka obiektów. Tak odpowiedziało dziesięciu respondentów. Trzech kolejnych stwierdziło, że obejrzało kilkanaście obiektów. Właściciel jednej z najstarszych elektrowni podał, że w czasie, kiedy on budował obiekt, było bardzo mało innych MEW. Z tego powodu miał możliwość zwiedzić wcześniej tylko jedną elektrownię. Czterech respondentów nie udzieliło odpowiedzi na to pytanie ze względu na to, że nie brali oni udziału w procesie inwestycyjnym.

**Pytanie 3.** Czy w miejscu, gdzie obecnie wybudowana jest MEW, było wcześniej piętrzenie wody?

Wszyscy właściciele MEW położonych na rzekach odpowiedzieli na to pytanie twierdząco (16/18). W przypadku dwóch elektrowni przyzbiornikowych respondenci stwierdzili, że MEW powstała po wybudowaniu obiektu wielozadaniowego, jako jedna z jego funkcji.

**Pytanie 4.** Czy w miejscu, gdzie obecnie zlokalizowana jest MEW, znajdowała się wcześniej inna elektrownia lub młyn wodny?

Na to pytanie ankietowani odpowiedzieli, że w czternastu lokalizacjach wcześniej był lub nadal jest młyn wodny. Dodatkowo w siedmiu z tych lokalizacji była w przeszłości elektrownia wodna. W przypadku czterech lokalizacji nie istniał wcześniej w tych miejscach ani młyn, ani elektrownia.

**Pytanie 5.** Ile czasu od znalezienia tej lokalizacji zajęło Panu/Pani podjęcie decyzji o inwestycji polegającej na budowie elektrowni wodnej?

Na to pytanie dwunastu ankietowanych odpowiedziało, że ziemia przy MEW należy do ich rodziny od dawna i inwestycja w MEW była naturalną decyzją, kontynuacją rodzinnych tradycji. Czterech respondentów stwierdziło, że decyzja była podejmowana szybko w miarę możliwości. Dwóch respondentów nie miało wiedzy w tym zakresie i nie udzielili oni odpowiedzi na to pytanie.

**Pytanie 6.** Czy sprawy związane z inwestycją w MEW prowadził/a Pan/Pani osobiście? (jeśli nie, to proszono o wskazanie, kto prowadził proces inwestycyjny w MEW oraz, co było ewentualnie zlecane firmom zewnętrznym)

Większość respondentów stwierdziła, że prawie wszystkie sprawy formalne sami koordynowali lub zajmował się tym obecny, ewentualnie poprzedni, właściciel elektrowni. Firmom zewnętrznym zwykle zlecano wykonanie operatu wodnoprawnego i projektu budowlanego. Tak odpowiedziało piętnastu respondentów. Jeden respondent podał, że wiele spraw związanych z procesem inwestycyjnym MEW prowadzonych było za pośrednictwem stowarzyszenia TRMEW. W przypadku dwóch obiektów proces przeprowadzony był przez biura. Dotyczy to elektrowni przyzbiornikowych, które w momencie przeprowadzenia procesu inwestycyjnego stanowiły własność państwową.



**Pytanie 7.** Ile czasu trwało wypełnianie wymaganych prawem formalności przedinwestycyjnych dla przyszłej MEW? (poproszono o określenie czasu w miesiącach lub latach)

W stosunku do trzech obiektów określono, że wypełnianie wymaganych prawem formalności przedinwestycyjnych trwało powyżej roku (trzydzieści-piętnaście miesięcy). W przypadku pięciu MEW – około dwa lata, trzech – około trzech lat, jednej – ponad pięć lat. Okazało się, że dawniej spełnianie procedur trwało krócej (około roku–dwóch dla MEW wybudowanych w latach 90. XX w. i blisko 2000 r.), natomiast dla MEW powstałych po 2004 r. – przynajmniej trzy lata. Dla jednej elektrowni uruchomionej w 2005 r. proces inwestycyjny trwał dwa lata, ale właściciel zaznaczył, że już przed tym okresem przyznane zostało pozwolenie wodnoprawne (wcześniej istniała w tym miejscu elektrownia wodna). W stosunku do pięciu obiektów nie uzyskano dokładnej informacji, gdyż respondenci nie uczestniczyli w procesie inwestycyjnym, choć warto dodać, że niektórzy z tych ostatnich posiadali pewną ogólną wiedzę o tym, jak przebiegał proces inwestycyjny MEW.

Pytania 8, 9, 10 są pytaniami powiązаныmi. Dotyczą opinii na temat przebiegu procesu inwestycyjnego oraz identyfikacji spotykanych problemów i długotrwałości ich rozwiązywania.

**Pytanie 8.** Jak długo czekał/a Pan/Pani na poszczególne decyzje urzędowe związane z inwestycją w MEW? (Poproszono o określenie, czy typowy czas oczekiwania był zgodny z przepisami, czy z różnych względów czas ten był inny)

Na to pytanie padały różne odpowiedzi. Ośmiu respondentów, będących właścicielami elektrowni wodnych, wyraziło ogólną opinię, że procedury są zbyt długotrwałe, że panuje duża „biurokracja”, „trzeba dużo chodzić, aby coś załatwić”, „wszędzie długo”. Czterech respondentów określiło, że niektóre etapy uzyskiwania pozwoleń inwestycyjnych trwały dużo dłużej niż się spodziewali. Jeden respondent uznał, że czas uzyskiwania pozwoleń był typowy, normalny. Czterech respondentów nie udzieliło odpowiedzi na to pytanie.

Niektórzy z respondentów wskazywali określone etapy procesu inwestycyjnego, które trwały znacznie dłużej niż oni zakładali i które znacznie wydłużyły cały proces. Rozwinięcie tej kwestii ujęto w odpowiedzi na pytanie 9.

**Pytanie 9.** Na jakim etapie gromadzenia niezbędnych pozwoleń administracyjno-inwestycyjnych wystąpiły największe problemy? (poproszono o wskazanie jednego, ewentualnie dwóch etapów, jeśli oba były porównywalne pod względem trudności)

Dziiesięciu respondentów wskazało na jeden główny problemowy etap. Dwóch respondentów wskazało na dwa główne problemowe etapy. Podsumowując, odpowiedzi tych jedenastu respondentów można stwierdzić, że dla trzech z nich największe problemy pojawiły się w czasie negocjowania ceny za energię z zakładem energetycznym. Warto zaznaczyć, że dotyczy to starszych obiektów budowanych w latach 90. Jednakże wskazali oni, że uzgodnienie ceny sprzedaży produkowanej energii z zakładem energetycznym nie trwało długo, ale był

to trudny etap, z którego rezultatu nie byli do końca zadowoleni. Uznali oni, że powinni uzyskać wyższą cenę za sprzedawaną energię. Pięciu respondentów z jedenastu stwierdziło, że najtrudniejsze i zarazem bardzo długotrwałe było uzyskanie decyzji środowiskowej. Tak stwierdzili respondenci, którzy są właścicielami obiektów budowanych po 2000 r. Czterech respondentów z jedenastu wskazało na trudności z uzyskaniem pozwolenia wodnoprawnego. W przypadku trudności z uzyskaniem decyzji środowiskowej i pozwolenia wodnoprawnego niektórzy respondenci dodali, że na znaczne rozciągnięcie w czasie tych etapów składało się wydłużone postępowanie administracyjne związane między innymi z trudnościami w porozumieniu się ze stronami tego postępowania. Dwóch respondentów z jedenastu oceniło, że bardzo trudne były uzgodnienia z zakładem energetycznym dotyczące przyłącza. Jeden respondent wskazał, że długotrwałe i zarazem kosztowne było ustalenie spraw właścicielskich. Dla jednego respondenta trudne było uzyskanie pozwolenia na budowę. Z pozostałych respondentów czterech stwierdziło, że wszędzie były trudności i trudno wykazać jakiś dominujący w tym etap. Od trzech respondentów nie otrzymano odpowiedzi, gdyż stwierdzili oni, że nie mają wystarczającej wiedzy w tym zakresie, gdyż nie uczestniczyli w procesie inwestycyjnym.

**Pytanie 10.** Jak w Pana/Pani opinii wygląda proces przedinwestycyjny w MEW?

Na pytanie w zakresie opinii o przebiegu procesu administracyjnego czterech respondentów uznało, że był długotrwały (niektóre określenia respondentów: długi, trwający w nieskończoność). Pojawiły się też uwagi, że był: bardzo trudny, wymagał dużej cierpliwości, „silnych nerwów”. Jeden z tych respondentów uznał, że był: „długi, ale niespecjalnie przedłużany”. Z kolei kilku innych narzekało, że procedury realizacji inwestycji były niepotrzebnie wydłużane. Jeden respondent stwierdził, że: „nie ma złych wspomnień w zakresie przeprowadzania procesu inwestycyjnego”. Od trzech respondentów nie uzyskano odpowiedzi, gdyż stwierdzili, że nie mają dokładnej wiedzy w tym zakresie. Ośmiu respondentów porównywało problemy inwestycyjne spotykane przez nich na różnych etapach ich inwestycji z obecnymi. Nawiązanie do obecnych problemów związane było w przypadku dwóch respondentów z koniecznością przedłożenia nowego pozwolenia wodnoprawnego dla MEW i związanych z tym trudności, w dwóch kolejnych z tym, że właściciel remontuje obiekt i ma problem z uzyskiwaniem stosownych zezwoleń, w dwóch następnych, że właściciele planują dalsze inwestycje w OZE i są doskonale zorientowani w obecnych przepisach, w dwóch ostatnich, że respondenci słyszeli od innych inwestujących w MEW o problemach w przeprowadzeniu procesu administracyjnego. Tych ośmiu respondentów stwierdziło, że obecnie występują dużo większe trudności administracyjne przy budowie elektrowni, niż gdy oni przeprowadzali swoje inwestycje. Wskazywali zwłaszcza na długi czas trwania, niepewność końcowego rezultatu oraz trudności w porozumieniu się ze stronami postępowania administracyjnego w etapie środowiskowym i wodnoprawnym.

**Pytanie 11.** Ile procent w stosunku do całej inwestycji w MEW stanowiły koszty uzyskania wszystkich niezbędnych pozwoleń? Należało przyporządkować koszty do przedziału z tabeli.

Procentowy udział kosztów	0->5%	5->10%	10->15%	15->20%	20->30%	30% i więcej
Liczba respondentów	7	6	2	0	0	0

Procentowy udział kosztów uzyskania wszystkich niezbędnych pozwoleń w stosunku do całej inwestycji w MEW przez wszystkich respondentów był określony jako niewysoki i w siedmiu przypadkach nie przekroczył 5% kosztów ogółem, w sześciu wyniósł od 5 do 10%. W żadnym przypadku nie przekroczył 15% całości kosztów. Dla trzech obiektów nie uzyskano odpowiedzi.

**Pytanie 12.** Ile czasu trwały prace budowlane związane z MEW i inną niezbędną infrastrukturą towarzyszącą MEW?

Na to pytanie uzyskano zróżnicowane odpowiedzi. Ośmiu respondentów stwierdziło, że budowa trwała poniżej roku, dwóch respondentów – około półtora roku, trzech respondentów – dwa lata, dwóch kolejnych podało, że sześć lat. W ostatnim przypadku czas budowy był tak długi, że względu na to, że dotyczy to elektrowni przyzbiornikowych, które były budowane jednocześnie z całym obiektem wielozadaniowym. W tym przypadku respondenci podali czas budowy całego obiektu wielozadaniowego. Dla trzech obiektów nie uzyskano odpowiedzi.

Poza powyższymi pytaniami z zakresu przebiegu procesu inwestycyjnego poruszono z respondentami następujące tematy: o finansowaniu inwestycji, obecnej pracy ich elektrowni wodnej, sytuacji branży energetyki odnawialnej. Jeśli chodzi o finansowanie budowy MEW, to respondenci najczęściej wskazywali na fundację p. Lenarta (fundację kościelną)<sup>14</sup>, jako realną możliwość uzyskania środków na budowę elektrowni (pięciu respondentów). Lecz warto zaznaczyć, że tylko jeden respondent przyznał, że otrzymał z niej w tym celu dofinansowanie. Stwierdził, że otrzymanie środków odbyło się szybko i bez zbędnych formalności z jego strony, gdyż większość spraw organizacyjnych związanych z pozyskaniem dofinansowania wzięła na siebie fundacja. Inny respondent mówił, że planuje zmodernizować obiekt i w tym celu chciałby skorzystać ze środków w programie Leader lub z innych zewnętrznych źródeł dofinansowania. Jednakże w czasie przeprowadzenia wywiadu jeszcze nie miał informacji, czy je uzyska. Pozostali respondenci wskazywali, że MEW była budowana ze środków własnych lub czasem w pewnej części również z kredytów bankowych, a jeden z respondentów dodał, że bardzo trudno jest uzyskać kredyt na budowę elektrowni.

<sup>14</sup> Fundacja ta już nie istnieje.

Generalnie respondenci znali i rozumieli obecnie występujące długotrwałe problemy z inwestowaniem, nawet jeśli sami się z tym nie spotkali przy swojej inwestycji. W opinii jednego z respondentów nie ma powszechnej wiedzy na temat tych problemów, natomiast pojawiają się mity na temat potencjalnych zysków właścicieli elektrowni. Odniósł się on do artykułu w popularnym magazynie, w którym podano, że dobrze zlokalizowana elektrownia o mocy 50 kW może dać przychód roczny 1 000 000 zł, a czysty zysk to 200 000 zł<sup>15</sup>. Według niego są to przynajmniej kilkukrotnie zawyżone wartości.

Kolejną poruszaną kwestią była praca elektrowni wodnej. Respondenci zwracali uwagę na konieczność stosunkowo częstego doglądania obiektu w celu przeprowadzania prac konserwacyjnych, dokonywania zmiany ustawień pracy elektrowni, sprzątania liści i innych ciał stałych płynących wraz z wodą. W przypadku dwóch elektrowni wskazano, że wymagane jest bardzo częste doglądanie pracy MEW, nawet kilka razy dziennie. Kilku innych właścicieli mieszkających blisko MEW też twierdzi, że zwykle przychodzi do elektrowni codziennie. Często ten pobyt trwa tylko kilkanaście minut – na oględziny. Jeden z właścicieli mieszkający dość daleko od MEW zwykle przyjeżdża raz w tygodniu, ale jeśli zachodzi potrzeba to częściej. W przypadku innego obiektu należącego do dwóch właścicieli, naprzemiennie, przez tydzień zajmują się jego obsługą. Prawie wszyscy respondenci zaznaczali, że jednorazowo ta czynność nie trwa długo. Dwa obiekty w momencie badania posiadały monitoring pracy elektrowni.

Dla prawidłowej pracy elektrowni wymagane jest regularne czyszczenie krat. Respondenci stwierdzali, że dużo pracy wymaga usuwanie znacznych ilości śmieci płynących z wodą. W okresie jesiennym dochodzi usuwanie liści. Jednorazowo ta czynność nie jest specjalnie czasochłonna, jednak niektórzy respondenci mówili, że jesienią muszą czyścić kraty nawet kilka razy dziennie. Stosowanie oczyszczarek do krat nie jest powszechne. W czasie badań tylko jedna MEW w województwie łódzkim była wyposażona w oczyszczarki. Niektórzy właściciele elektrowni zlecają sprzątanie.

Respondenci wypowiadali się również na temat przestojów elektrowni. Dwóch przyznało, że zimą stosunkowo często elektrownia musi być wyłączana. Respondenci będący właścicielami elektrowni nad Nerem twierdzili, że elektrownie podczas pobierania wody do nawodnień miewają częste przestoje ze względu na niedobór wód w tych okresach. Inni respondenci uznali, że elektrownie pracują prawie cały czas poza okresem zbyt niskich lub wysokich przepływów, okresem modernizacji i remontów oraz niektórych konserwacji. Natomiast właściciele elektrowni, w których zainstalowane są przynajmniej dwie turbiny dodawali, że często pracuje tylko jedna z nich.

Inwestorzy generalnie pozytywnie wypowiadali się o systemie wsparcia. Trzeba zaznaczyć, że badania odbyły się w 2011 r. i na początku 2012 r., kiedy była możli-

15 J. Krzemiński, *Pieniądze w strumyku*, „Wprost”, 2009, nr 5(1360), s. 65.

wość sprzedaży świadectw pochodzenia w cenie zbliżonej do opłaty zastępczej. Jeden z respondentów cały czas poszukuje nowych lokalizacji pod budowę kolejnej elektrowni wodnej, inny – planuje inwestycje w elektrownie wiatrowe.

Podczas badania w województwie łódzkim jedna elektrownia była od kilku miesięcy wyłączona, gdyż została zniszczona podczas powodzi. Z kolei inna MEW wymagała pewnych zmian modernizacyjnych. Obaj właściciele planowali prace remontowo-budowlane, ale stwierdzili, że długotrwałe i trudne procedury administracyjne bardzo utrudniają ponowne uruchomienie MEW. Jeden z tych respondentów obawiał się również znacznych wydatków związanych z tymi pracami.

Z osiemnastu badanych obiektów pięć należy do osób będących członkami TRMEW.

Podsumowując, ten etap badań warto podkreślić, że w województwie łódzkim można się często spotkać ze specyficzną własnością obiektów elektrowni. Aż trzynaście z osiemnastu badanych MEW leży na gruntach należących od wielu lat do właściciela lub jego rodziny. W przypadku tych elektrowni budowa była naturalną decyzją, często kontynuacją rodzinnych tradycji. Ponadto warto podkreślić, że w przypadku wszystkich osiemnastu obiektów już przed budową elektrowni istniało piętrzenie wody, zatem sama budowa MEW nie wpłynęła znacząco na zmiany w środowisku. W wielu miejscach była wcześniej elektrownia lub młyn. Ze względu na to, że już istniała pewna infrastruktura i czasem też dokumentacja, znacznie ułatwione było staranie się o niezbędne zezwolenia.

#### **4.3.4. Badania przeprowadzone wśród inwestorów będących w trakcie przeprowadzania procesu administracyjno-inwestycyjnego w małe elektrownie wodne w województwie łódzkim**

W celu rozpoznania przebiegu aktualnie prowadzonych inwestycji związanych z budową MEW przeprowadzono trzy wywiady bezpośrednie indywidualne pogłębione z inwestorami z województwa łódzkiego. Pytania dotyczyły w szczególności: oceny procesu inwestycyjnego, zakresu korzystania z usług zewnętrznych firm doradczych, sposobów finansowania inwestycji, określenia sposobu pracy przyszłej MEW i technologii z tym związanej.

Wywiady miały umożliwić uzyskanie informacji stanowiących zwiad badawczy. Przyjęto, że wyniki badania nie dostarczą podstaw do sformułowania wniosków ogólnych. Z uwagi na powyższe nie stosowano doboru próby gwarantującej możliwość uzyskania informacji o charakterze reprezentatywnym. O liczbie respondentów decydowało kryterium dostępności.

Według respondentów proces inwestycyjny jest bardzo długi, składa się z wielu etapów, uzgodnień i uzyskania stosownych zgód na jego realizację. Uznali, że

znalezienie odpowiedniej lokalizacji jest czasochłonne, natomiast samo wydzierżawienie konkretnego obiektu od WZMiUW w Łodzi nie jest problemem, jeśli wygra się przetarg. Według respondentów trudności zaczynają się przy opracowaniu koncepcji, gdyż trwa to długo ze względu na obowiązek wcześniejszego uzgodnienia jej ze stroną administracyjną, projektantami i producentami urządzeń. W przypadku jednego obiektu ostateczna uzgodniona koncepcja różniła się znacznie od wcześniejszej wizji inwestora. Przy dwóch obiektach dużym problemem było uzgodnienie kwestii środowiskowych i uzyskanie decyzji środowiskowej. W przypadku jednego z nich wiązało się to z wykonaniem raportu oddziaływania inwestycji na środowisko. Trzeci respondent wskazał, że nie udało mu się uzyskać decyzji środowiskowej. Lokalizacja pod jego planowaną elektrownię znajdowała się na terenach cennych przyrodniczo. Inwestor uznał, że nakazano mu spełnienie zbyt trudnych, wręcz nierealnych wymagań środowiskowych. Przyznał, że poniósł wcześniej pewne koszty finansowe związane z przygotowaniem koncepcji projektu inwestycji, a potem na opracowanie wniosku o decyzję środowiskową oraz odwołania. Według respondentów ustalenia wodnoprawne nie były specjalnie wydłużone. Jednakże uznali oni, że było tak, tylko dlatego że w celu ochrony rybostanu na wczesnym etapie negocjacji zgodzili się na poniesienie pewnych kosztów finansowych, sugerowanych przez przedstawicieli strony postępowania. Według respondentów wykonywanie projektów elektrycznych i budowlanych wiązało się z trudnościami w terminowym wyegzekwowaniu umowy o ich przygotowanie. Respondenci zwrócili uwagę na przedłużanie czasu wykonania projektu ze względu na czekanie na decyzje administracyjne oraz uzgadnianie stanowiska z decydentami. Jeden inwestor stwierdził, że biuro projektowe nie chciało zajmować się uzgodnieniami z reprezentantami stron administracyjnych, czekając na konkretne ustalenia. Można określić, że było to przerzucanie kosztów transakcyjnych na inwestora. Respondenci zauważali problemy przy uzgodnieniu z zakładem energetycznym przyłączenia MEW do sieci. Czasochłonne i kosztowne było też uzyskanie zgody poprowadzenia przyłącza przez grunty o różnej własności. W przypadku jednego obiektu dopiero trzecia koncepcja poprowadzenia trasy kabla została zaakceptowana przez wszystkie strony postępowania. Do każdej z tych trzech tras wcześniej przygotowywane były ekspertyzy i prowadzone były ustalenia z właścicielami o możliwość przeprowadzenia kabla.

Inwestorzy przytaczali konkretne problemy, z którymi się spotykali podczas procesu inwestycyjnego i które generowały znaczne koszty transakcyjne. Jeden z nich podał, że na ostatecznej decyzji urzędowej był nakaz wykonywania pomiarów na rzece, która płynie w innej części kraju i jest znacznie oddalona od miejsca inwestycji. Była to pomyłka urzędowa, jednakże inwestor musiał napisać zgodnie z procedurami odwołanie, co wiązało się z czasem przygotowania pisma odwoławczego oraz oczekiwaniem na wydanie ostatecznej decyzji. Przy otrzymaniu decyzji wodnoprawnej okazało się, że została przyznana na dziesięć lat, a nie standardowo na dwadzieścia. To też wiązało się z wniesieniem odwołania, które wskazywało, że

jest to za krótki horyzont czasowy, który wywołuje zbyt dużą niepewność inwestycyjną, a ponadto zdecydowanie nie zapewni zwrotu z inwestycji. Dodatkowo przy tak krótkim okresie obowiązywania pozwolenia wodnoprawnego prawdopodobnie nie byłoby możliwe uzyskanie zewnętrznego finansowania. To też wiązało się z czasem przygotowania pisma odwoławczego oraz z czasem oczekiwania na uzyskanie ostatecznej odpowiedzi, gdyż ponownie musiały zostać powiadomione strony postępowania i musiał minąć okres udzielony na ewentualne odwołania, aby mogła zostać wydana ostateczna decyzja. Przy tworzeniu projektu budowlanego okazało się, że wskazane byłoby, aby kąt nachylenia dachu był dosłownie o kilka stopni inny niż wymiar precyzyjnie określony w urzędowej decyzji o warunkach zabudowy. Ponieważ ta decyzja była już uprawomocniona, przeprowadzenie tej zmiany było trudne. Okazało się, że każda ze stron postępowania administracyjnego musi wyrazić na to pisemnie zgodę. O ile od strony urzędów dość szybko je uzyskano, to wystąpiły trudności w uzyskaniu pisemnej zgody od prywatnych sąsiadów nieruchomości. Indywidualnie do każdego z nich trzeba było bezpośrednio dotrzeć, aby wyrazili zgodę. Drugi z inwestorów podał, że miał zamiar ubiegać się o dofinansowanie ze środków unijnych. Posiadanie dokumentacji technicznej przyszłej inwestycji było jednym z wymagań w stosunku do potencjalnych beneficjentów. Inwestor nie zdążył złożyć wniosku w ustalonym terminie. Biuro projektowe, które zobowiązało się do wykonania dokumentacji, przez kilka miesięcy deklarowało, że projekt będzie niebawem gotowy, po czym nie wywiązało się z zawartej umowy. Dla inwestora oznaczało to nie tylko stratę czasu, poniesienie pewnych kosztów i opóźniony zwrot z inwestycji, ale także niemożność ubiegania się o określone środki zewnętrzne. Tutaj możemy mówić o kosztach utraconych możliwości.

Inwestorzy spotykali się również z trudnościami administracyjnymi podczas budowy MEW. Jeden wystąpił w tym czasie o uzyskanie promesy koncesji. Wiązało się to między innymi z koniecznością przedstawienia stosownych zaświadczeń z ZUS i Urzędu Skarbowego (wydawanych odpłatnie) oraz innych niezbędnych dokumentów (wymienionych w rozdziale 3). Inwestor musiał ponadto wnieść opłatę przy składaniu wniosku o promesę. Po wszczęciu postępowania nakazano inwestorowi uzupełnić dokumenty, pewne rzeczy poprawić oraz złożyć wniosek dotyczący efektu zachęty. Warto dodać, że wówczas szablon druku tego wniosku był opracowany tylko pod kątem biogazowni. Z tego względu zasugerowano, aby inwestor dopasował informacje o elektrowni wodnej do potrzeb wniosku, co było dość trudne i czasochłonne. W czasie przeprowadzania postępowania nastąpiła zmiana prawa i z tego względu postępowanie o promesę umorzono. Od złożenia wniosku do otrzymania odpowiedzi o umorzeniu minęły ponad cztery miesiące. Koszty transakcyjne postępowania o promesę przepadły.

Inwestorzy spotykali się też z trudnościami urzędowymi podczas budowy MEW. W przypadku jednego obiektu podczas inwentaryzacji w terenie już po rozpoczęciu robót okazało się, że ze względu na istniejącą już wcześniej infra-

strukturę pod powierzchnią terenu (nienaniesionej na mapach) niemożliwe jest wybudowanie budynku zgodnie z niektórymi wymiarami z projektu. Wymuszone zmiany były nieduże, rzędu kilku–kilkunastu centymetrów w niektórych wymiarach i wpływały one generalnie na zmniejszenie wielkości budynku. Zostały one zaakceptowane przez wykonawcę, kierownika budowy i projektantów oraz naniezione przez kierownika i projektantów w dokumentacji inwestorskiej. Jednakże dla inwestora okazało się dużym wyzwaniem uzyskanie akceptacji tych niewielkich zmian projektu w urzędzie. Zasugerowano konieczność zmiany całości dokumentacji inwestorskiej, a długość postępowania w przypadku tych zmian trwała kilka tygodni, które wstrzymywały rozruch inwestycji i jej odbiór.

W celu rozpoznania, na ile instytucjonalne uwarunkowania inwestowania w Łódzkiem są identyczne, a na ile może być różne od uwarunkowań w innych regionach, przeprowadzone zostały badania wśród członków ogólnopolskiego Towarzystwa Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych (TRMEW). Uwaga skoncentrowana była na identyfikacji i wadze kosztów transakcyjnych występujących podczas procesu inwestycyjnego, potrzebach w zakresie korzystania z zewnętrznych firm doradczych oraz sposobach finansowania inwestycji.

#### **4.3.5. Badania przeprowadzone wśród właścicieli małych elektrowni wodnych w Polsce**

Zakres badania przeprowadzanego wśród właścicieli MEW w Polsce był podobny do tego, jakie przeprowadzono w województwie łódzkim. Przygotowano scenariusz wywiadu telefonicznego z właścicielami (inwestorami) elektrowni wodnych oraz ankietę dotyczącą zagadnień związanych z procesem administracyjno-inwestycyjnym w MEW. Wywiad telefoniczny został przeprowadzony z trzema osobami. Oprócz informacji w rozmowie telefonicznej dwóch respondentów uzupełniło też niektóre odpowiedzi drogą mailową. Ponadto kilku innych właścicieli MEW mieszkających poza województwem łódzkim udzieliło ogólnych informacji dotyczących inwestycji w MEW. Ze względu na brak reprezentacyjności, a także z uwagi na fakt, że kryterium doboru respondentów była dostępność, traktuje się, że był to jedynie zwiad badawczy.

W pierwszej kolejności zostanie przedstawiony opis rozmów z trzema respondentami, z którymi przeprowadzono szczegółowy wywiad. Są oni członkami TRMEW. Jeden z respondentów posiada cztery elektrownie wodne, z których trzy pracują, a jedna jest modernizowana. Elektrownie te były budowane w różnych latach. Inny respondent posiada dwie elektrownie, również budowane w różnym czasie, buduje trzecią elektrownię. Kolejny jest właścicielem jednej elektrowni. Wywiady były przeprowadzane indywidualnie dla każdego obiektu. Analizie poddano osiem obiektów. Te elektrownie zlokalizowane są w województwach: dolnośląskim, opolskim, i zachodniopomorskim. Zainstalowana moc w elektrowniach



wodnych wynosi od kilku do 900 kW. Najstarsza z elektrowni została wybudowana w 1989 r., najnowsza w 2009 r. Właściwe miejsce pod elektrownie było wybierane z reguły szybko. Inwestorzy po znalezieniu miejsca zwykle w ciągu pierwszych kilku tygodni podejmowali decyzję o przedsięwzięciu w MEW. W międzyczasie sprawdzali oni uwarunkowania lokalne i możliwości realizacji budowy obiektu. W większości przypadków nie było problemu z nabyciem praw własności do lokalizacji, ale w jednym trwało to bardzo długo – aż 11 lat ze względu na problemy w ustaleniu praw własności. Inwestorzy zwrócili uwagę, że przy niektórych lokalizacjach (czterech omawianych) cena gruntów przy przyszłej elektrowni wzrosła w stosunku do gruntów sąsiednich. Przy kolejnych czterech lokalizacjach uznali, że była porównywalna.

Przed rozpoczęciem inwestycji w energetykę respondenci starali się oglądać, zwiedzać inne obiekty oraz rozmawiać z ich właścicielami. Osoba, która wybudowała elektrownię w 1989 r. podała, że wcześniej oglądała tylko jedną elektrownie, bo nie było w tym czasie elektrowni prywatnych, natomiast jeden z respondentów mówił, że zwiedził kilkanaście obiektów, a inny, że ponad trzydzieści.

Na osiem analizowanych elektrowni cztery znajdują się przy wcześniej wybudowanych piętrzeniach, dwie kolejne elektrownie były budowane przy naturalnych piętrzeniach terenu, przy dwóch kolejnych nie było piętrzenia (przy jednej z nich znajdował się zniszczony jaz, lecz nie udało się go wykorzystać). Warto zaznaczyć, że przy obecnie istniejących trzech obiektach były wcześniej elektrownie lub młyny. W trzech lokalizacjach był wymóg budowy przepławki przed uruchomieniem MEW. Inwestorzy w celu pozyskania informacji o przepływach wodnych korzystali głównie z danych IMGW. W przypadku dwóch z ośmiu obiektów zlecono ponadto dokładne badania empiryczne profesjonalnym firmom. Proces administracyjno-inwestycyjny w przypadku jednego obiektu był prowadzony przez inwestora i kierownika projektu. W przypadku siedmiu obiektów był on samodzielnie przeprowadzany przez inwestorów lub przynajmniej oni to koordynowali. Przy siedmiu obiektach zlecane było przygotowanie operatu wodnoprawnego. W przypadku jednego obiektu inwestor samodzielnie przygotował operat wodnoprawny. Wykonanie projektu budowlanego było zawsze zlecane na zewnątrz. Uzyskiwanie niezbędnych pozwoleń administracyjno-inwestycyjnych do budowy elektrowni w przypadku dwóch najstarszych elektrowni trwało krótko. W przypadku jednej – osiem miesięcy, a drugiej – dziesięć. Z pozostałych: około dwa lata dla jednej elektrowni (z lat 90), trzy lata dla trzech elektrowni oraz trzy i pół roku dla jednej elektrowni. Dla ostatniej elektrowni trwał jeszcze od dwóch i pół roku proces administracyjno-inwestycyjny. W zakresie przebiegu tych procesów uzyskano ogólne odpowiedzi w rodzaju „każdą decyzję musieliśmy wydeptać, ponaglać [...] uzupełnianie niemalże wszystkiego i czekanie około dwóch miesięcy na decyzję, co uzupełnić”, „sami jeździliśmy, by dostarczyć dla ludzi indywidualnych zawiadomienia, by odebrali korespondencję”. Jest „bardzo dużo spraw nieaktualizowanych w geodezji i księgach. Na inwestora spadają wszystkie sprostowania”. W przypadku

dwóch obiektów stwierdzono, że wcześniej dokładnie zostało ustalone, jaka dokumentacja, ekspertyzy, wyjaśnienia są konieczne, aby uzyskać konkretną decyzję. W tych dwóch przypadkach inwestorzy nie spotkali się później z większymi problemami, poza długotrwałością postępowania. Według respondentów największe trudności podczas przeprowadzenia procesu administracyjno-inwestycyjnego w przypadku starszych elektrowni (kiedy nie było ustawowego określenia ceny za energię) były przy uzgodnieniu ceny z zakładem energetycznym. Dla czterech elektrowni wskazano, że żmudne było uzyskanie decyzji środowiskowej na realizację inwestycji. Trwało to długo i składało się z wielu etapów. W przypadku jednego obiektu były problemy z uzyskaniem zgody na dzierżawę, a w kolejnym – warunków przyłączenia do sieci.

Według uzyskanych informacji siedem obiektów zostało sfinansowanych w przeważającej części lub w całości z własnych środków. Jedynie budowa dwóch MEW była finansowana w niewielkiej części z kredytów bankowych. W opinii dwóch respondentów bardzo trudno otrzymać kredyt bankowy na tego rodzaju inwestycje i to nie tylko wtedy, gdy rozpoczyna się działalność w tym sektorze. Spotkali się oni również z tym, że występują znaczne problemy z przyznaniem kredytu na budowę kolejnej elektrowni, nawet jak już się posiada pracującą MEW przynoszącą stosunkowo duże przychody. W przypadku jednego z obiektów na jego budowę przyznano fundusze unijne. Przygotowanie wniosku o te fundusze inwestor zlecił profesjonalnej firmie.

Czas trwania prac budowlanych sześciu MEW wynosił od kilku miesięcy do roku. W przypadku jednego obiektu budowa trwała blisko trzy lata. Długość trwania była uzależniona od wielkości, zakresu budowy oraz napotykanych niespodziewanych trudności. Od uruchomienia obiektu najnowsza elektrownia, mająca około 3,5 roku, pracuje cały czas. Pozostałe MEW miały krótkie przerwy ze względu na niekorzystne zjawiska hydrologiczne (zbyt niskie lub wysokie przepływy wodne) oraz inne spowodowane modernizacją lub konserwacjami. Jedna elektrownia miała ponadto przerwę ze względu na zamrażanie rurociągu doprowadzającego wodę do elektrowni. Wszystkie te przerwy były stosunkowo krótkie – liczone w godzinach lub dniach. Dwie elektrownie miały dłuższe przerwy kilkutygodniowe ze względu na remont, w tym jedna elektrownia nie była czynna w momencie badania. Respondenci podali, że dla trzech obiektów trzeba było dokonać pewnych modernizacji, niedługo po uruchomieniu, aby w zadowalającym stopniu wykorzystać dostępny potencjał wodny. Według właścicieli MEW wykorzystanie potencjału było i jest znaczne oraz zadowalające w przypadku pozostałych obiektów.

Respondenci uznali, że dla siedmiu obiektów całkowite koszty związane z uzyskiwaniem pozwoleń w stosunku do kosztów całej inwestycji stanowiły kilka procent, natomiast dla jednego obiektu kilkanaście procent.

Kilka innych osób należących do Stowarzyszenia TRMEW udzieliło niektórych informacji w zakresie inwestycji w MEW dotyczących trudności jej przeprowadzenia. Respondentami byli:

- były właściciel elektrowni wodnej, który sprzedał MEW,
- inwestor budujący swoją pierwszą elektrownię wodną,
- osoba zajmująca się doradztwem przy inwestycjach w źródła odnawialne i posiadająca własną elektrownię,
- działacz w zakresie rozwoju energetyki wodnej i właściciel jednej elektrowni wodnej.

Czterech respondentów było proszonych o wskazanie trudności napotykanych przez inwestorów podczas procesu inwestycyjnego. W ich opinii proces inwestycyjny jest długi i żmudny. Przedstawili oni, że z chwilą nałożenia przepisów o obowiązku zakupu energii i ustalenia ceny urzędowej skończyły się trudne negocjacje odnośnie do ceny za energię z zakładem energetycznym. Natomiast stwierdzili, że pojawiają się trudności w zaprojektowaniu i przeprowadzeniu linii energetycznej oraz ustaleniu punktu przyłączenia. Podawali, że ostatnio występują znaczne utrudnienia środowiskowe dla realizacji inwestycji nieporównywalne trudniejsze niż były na początku nowego tysiąclecia i jeszcze wcześniej – przed 2000 rokiem. Dwie osoby zwróciły uwagę na trudności w uzgadnianiu pozwolenia wodnoprawnego ze związkiem wędkarskim ze względu na różne poglądy na szkodliwość elektrowni wodnych dla rybostanu. Jeden z respondentów uważa, że jeśli jest wymóg przedstawienia operatu wodnoprawnego z dokładnymi wymiarami przyszłej elektrowni, to w praktyce trzeba od razu wykonać projekt budowlany, aby móc je podać. To według niego jest trudne do spełnienia i może się wiązać później z licznymi koniecznymi zmianami zarówno operatu, jak i projektu budowlanego. Uważa, że projekt budowlany powinien być wykonywany pod koniec realizacji procesu administracyjnego na podstawie kompletnych informacji z uzgodnień i pozwoleń, a nie tylko ich szacunków. W opinii jednego respondenta obecnie trudno uzyskać koncesję ze względu na wymóg przedstawienia dużej ilości załączników. Jeden respondent uznał, że wydzierżawienie niektórych obiektów od RZGW trwa bardzo długo oraz że występują znaczne problemy przy budowie elektrowni na terenach cennych przyrodniczo. Jeśli chodzi o finansowanie MEW, to podawano, że najczęściej korzysta się z funduszy własnych.

#### **4.4. Ocena kosztów transakcyjnych badanej elektrowni wodnej – studium przypadku**

Opis przedsięwzięcia oparto na wywiadzie udzielonym przez inwestora starającego się o uzyskanie stosownych zezwoleń na budowę MEW o mocy instalowanej kilkudziesięciu kW oraz jego doświadczeniach i wiedzy dotyczącej uzyskiwania pozwoleń dla innych obiektów MEW o podobnej mocy. Również na podstawie uzyskanych od niego informacji zostały przedstawione koszty i inne dane związane z inwestowaniem w tym zakresie.

Aby wybrać lokalizację pod przyszłą elektrownie wodną, można skorzystać z wykazu piętrzeń w danym województwie bezpłatnie udostępnianych przez WZMiUW. Następnie trzeba zwiedzić wybrane miejsca potencjalnych inwestycji oraz dokonać oględzin i stosownych pomiarów, gdyż zazwyczaj w dostępnych wykazach nie są podawane informacje o stanie technicznym piętrzeń czy o przepływach wody. Niestety wiele obiektów w terenie nie jest oznakowanych, niektóre są trudnodostępne, zatem czas dotarcia do nich może być długi. Potwierdza to również wizja lokalna obiektów MEW w województwie przeprowadzona na potrzeby niniejszej pracy. Także kilku respondentów podczas wywiadów stwierdzało, że „trzeba się najechać, aby coś znaleźć”. Można przyjąć, że trzeba przejechać około 2 000–3 000 km w celu znalezienia potencjalnej lokalizacji MEW. Inwestor najczęściej musi dojeżdżać do wybranej lokalizacji kilkakrotnie lub nawet więcej razy, aby dokonać obserwacji miejsca, wykonać pomiary przepływów wody, ocenić stan techniczny piętrzenia czy odległość od linii energetycznych.

Część czynności związanych z procesem inwestycyjnym, do których nie trzeba posiadać specjalnych uprawnień, może samodzielnie wykonać inwestor. Pozornie wydaje się, że jest to tańsze rozwiązanie. Niestety specyfika inwestycji powoduje, że jest to zwykle bardzo czasochłonne. Przeważnie przygotowanie dokumentacji zabiera dużo więcej czasu na niż profesjonalnej firmie. Trzeba dokładnie zapoznać się z obowiązującymi przepisami oraz zdobyć wiedzę z wymaganego zakresu. Generuje to wysokie koszty pozyskiwania informacji. Ponadto trzeba uwzględnić, że inwestor w tym wypadku bierze na siebie całkowite ryzyko nietrafionej decyzji. Osobną kwestią jest to, że dla małych inwestycji trudno znaleźć biura chętne do zajęcia się kompleksowo przeprowadzeniem procesu inwestycyjnego lub jakiegoś jego etapu, albo opłaty za ich usługi są zbyt wysokie.

Niektóre informacje o wybranym obiekcie inwestor może uzyskać od jednostek terenowych administratora piętrzenia, jeśli mogą być one udostępnione. Należą do nich przykładowo: rysunki, operaty wodnoprawne, mapy czy pewne wartości stanów lub przepływów wody.

Do oględzin konkretnego obiektu i terenu wokół oraz do wykonania podstawowych pomiarów hydrologicznych można wynająć firmy zatrudniające fachowców i ekspertów w dziedzinie hydroenergetyki. Może wiązać się to z kosztem 500–2 000 zł/dzień pracy. Część z inwestorów stara się zakupić dokładne wieloletnie dane hydrologiczne z wielkościami przepływów wodnych w różnych latach i miesiącach oraz z rozkładem czasów ich trwania. Koszt zakupu danych zależy od ich ilości i długości ciągu pomiarowego. Niektórzy decydują się na zakup opracowania potencjału wodnego, co może wynosić od 2 000 zł do 5 000 zł.

W sprawie potencjalnej inwestycji warto przeprowadzić rozmowy z przedstawicielami miejscowej społeczności, aby poznać poglądy na temat inwestycji w przyszłą MEW.

W niektórych lokalizacjach występuje konieczność uzyskania praw własności do okolicznych gruntów. Spowodowane jest to koniecznością zapewnienia dojazd-

du do elektrowni, budowy MEW na kanale obiegowym, doprowadzeniu prądu, itp. Początkowe trudności w zakupie gruntu mogą wiązać się ustaleniami, kto dysponuje prawem własności. Brakuje oficjalnych rejestrów właścicieli gruntów. Czasami prawa własności są nieuporządkowane z powodu przynależności gruntów do wielu spadkobierców. Pokonanie tej trudności wiąże się z dojazdami do urzędów w celu odnalezienia właścicieli i uzyskania wypisu z rejestru gruntów. Kolejnym problemem może być niechęć właścicieli do udostępnienia gruntu lub jego sprzedaży dla potrzeb MEW. To czasem udaje się rozwiązać przez ustalenie wysokiej ceny zakupu lub dzierżawy. Niejednokrotnie okazuje się, że ceny gruntów dla potrzeb MEW w wielu lokalizacjach są znacznie wyższe niż gruntów sąsiednich.

Przed pozyskaniem praw do piętrzenia warto ustalić, czy planowana inwestycja będzie się znajdować na terenach cennych przyrodniczo (rezerwy, parki ochrony przyrody, obszary *Natura 2000*) lub w ich pobliżu. W urzędzie gminy powinno się spróbować dowiedzieć, jakie są szanse na pozytywne zakończenie inwestycji.

W celu pozyskania praw do obiektu piętrzącego inwestor powinien z administratorem ustalić możliwości jego udostępnienia. Powszechnie przyjętą zasadą jest ogłaszanie przetargu, w którym mogą uczestniczyć zainteresowani potencjalni inwestorzy. Składają oni oferty, do których powinni dołączyć wymagane załączniki, przykładowo mapy geodezyjne czy odpowiednie uzgodnienia. Ostatnio WZMiUW w Łodzi, ogłaszając przetarg, wymagał przygotowania koncepcji budowy, którą należało uzgodnić z terenowym kierownikiem WZMiUW<sup>16</sup>. Dodatkowo należało przedstawić opis dotyczący pracy MEW w latach suchych i mokrych oraz propozycję sposobu pracy MEW, gdy panują wielkie wody. Przy przegranej w przetargu koszt przygotowywania tej dokumentacji praktycznie przepada.

Dysponując prawami do obiektu piętrzącego, można rozpocząć uzyskiwanie wymaganych prawem stosownych pozwoleń administracyjnych. W pierwszej kolejności zwykle wykonuje się dokładną koncepcję budowy MEW, która jest podstawą dokumentacji. Koncepcja kosztuje około 1 600–4 000 zł. Jej cena zależy głównie od wielkości obiektu, stopnia skomplikowania inwestycji i od osoby wykonującej projekt. Koncepcja powinna uwzględnić wymagane konsultacje z producentami turbin, z ekspertami z dziedziny budowni hydrotechnicznych i hydroenergetycznych, sieci elektrotechnicznej oraz automatyki, a także z hydrologiem. Koszty konsultacji mogą być różnie liczone. Spotkano się z ceną za przejrzenie dokumentacji i naniesienie uwag (50 zł/h) lub z ceną za opracowanie konkretnej ekspertyzy (kilkaset złotych do 2 000 zł). Koszty transakcyjne wykonania koncepcji technicznej związane są z:

---

16 Informacja o postępowaniu konkursowym na dzierżawę budowli piętrzącej zlokalizowanej w km 26+900 rzeki Czarnej Koneckiej (Malenieckiej) w miejscowości Siedłów, gm. Żarnów, pow. opoczyński w oparciu o art. 14. ust. 4 ustawy z dnia 18.07.2001 r. Prawo wodne (tekst jednolity Dz.U. z 2012 r., poz. 145), ogłoszonej przez Wojewódzki Zarząd Melioracji i Urządzeń Wodnych w Łodzi, [www.bip.melioracja.lodzkie.pl](http://www.bip.melioracja.lodzkie.pl), [Dostęp 30.11.2013].

- rozpoznaniem (najczęściej telefonicznym lub mailowym) możliwości różnych biur projektowych w celu ustalenia, komu zlecić wykonanie koncepcji i ile ona będzie kosztować,
- kontaktami z projektantami w celu opracowania projektu,
- kontaktami z administratorem piętrzenia, w tym z przygotowaniem pism do niego, w celu ustalenia projektu koncepcji budowy i pracy MEW,
- ewentualnym wykonaniem wymaganych ekspertyz przez rzeczoznawcę ze stosownymi uprawnieniami.

Wybranie projektanta dla wykonania koncepcji, zapoznanie się z opiniami i propozycjami, uzgadnianie, opracowywanie jej zwykle trwa kilka tygodni. Zabiera to czas inwestora lub osoby przez niego upoważnionej – sumarycznie około 50–80 godzin.

W urzędzie gminy składa się wniosek o wydanie środowiskowych uwarunkowań planowanej inwestycji. Koszt złożenia wniosku to około 150 zł. Dochodzą do tego koszty zakupu mapy do celów ewidencyjnych (kilkanaście–kilkadziesiąt złotych). Do wniosku należy załączyć kartę informacyjną przedsięwzięcia, która ma wykazać, jaki wpływ będzie miała inwestycja na istniejące ekosystemy i środowisko. W celu jej kompletnego i prawidłowego wypełnienia należy posiadać, obok koncepcji MEW, także materiały o otaczającym środowisku, występujących obszarach chronionych oraz istniejących zabytkach. Przygotowanie karty informacyjnej (zawiera kilkanaście szczegółowych punktów dotyczących strony technicznej i środowiskowej) kosztuje około 500–2 000 zł. Inwestorowi, który sam to przygotowuje, kilka dni może zająć gromadzenie materiałów, a czas pracy przy wypełnieniu karty można szacować na kilkanaście godzin.

Po otrzymaniu kompletnej dokumentacji od inwestora urząd gminy zawiadamia mieszkańców o planowanej inwestycji i daje możliwość wnoszenia uwag. Jeśli obiekt może potencjalnie wpływać na środowisko, urząd gminy zwraca się do Regionalnej Dyrekcji Ochrony Środowiska o zajęcie stanowiska. W tym przypadku od inwestora wymaga się wykonania raportu oddziaływania inwestycji na środowisko. Jest to opracowanie zawierające szczegółowy opis środowiska otaczającego planowaną MEW i wpływu na nie przyszłej inwestycji. Często te opracowania są kilkudziesięciostronicowe, a nawet kilkusetstronicowe, uwzględniające różne warianty realizacji inwestycji. Przygotowanie raportu jest zwykle bardzo czasochłonne. Wiąże się między innymi z wizytami w terenie, przygotowaniem bądź uzyskaniem wymaganych opinii. Koszt wykonania to około 4 000–10 000 zł. Samodzielnie przygotowanie raportu może zająć kilka–kilkanaście dni, nieraz rozłożonych w czasie.

W każdym postępowaniu administracyjnym prowadzący je urząd może wezwać do składania uzupełnień i wyjaśnień do zapisów zawartych czy brakujących w dokumentacji. Zwykle inwestorowi zgłaszane są różne uwagi o charakterze formalnym i merytorycznym. Niektóre z wymaganych zmian są proste w realizacji, zaś inne trudne i skomplikowane, powodujące, że postępowanie może się

znacznie wydłużyć. Można przyjąć, że udzielenie odpowiedzi może sumarycznie zająć wnioskodawcy kilka–kilkanaście godzin, często rozłożonych w czasie kilku–kilkunastu dni. Jest to spowodowane tym, że potrzeba czasu na skontaktowanie się z ekspertami lub w przypadku postępowań środowiskowych na dotarcie do dodatkowych specjalistycznych opracowań (przykładowo ichtiologicznych). Dla inwestora są to dodatkowe koszty przygotowania wyjaśnień, ewentualne koszty ekspertyz oraz przyjazdów inwestora lub osoby przygotowującej dokumentację do siedziby urzędu. Koszt ewentualnych porad ekspertów, ewentualnie przygotowania przez nich dokumentacji to kwota rzędu 500–2 000 zł.

Na wydanie decyzji środowiskowej RDOŚ ma 30 dni od momentu, w którym zostaną dostarczone od wnioskodawcy wszystkie niezbędne informacje. W czasie tego postępowania prowadzone są również konsultacje społeczne. Przeważnie odbywają się w formie ogłoszenia informacji o postępowaniu i możliwości składania uwag. Czasem jednakże wynika dodatkowo potrzeba bezpośrednich konsultacji społecznych. Wiążą się one dla inwestora z poświęceniem czasu na przygotowanie się do rozmowy z mieszkańcami, zebranie niezbędnych materiałów, przygotowanie prezentacji. Na takie spotkanie można zaprosić eksperta z danej dziedziny, ponieważ osoba opiniotwórcza może łatwiej przekonać lokalną społeczność niechętną inwestycji. Są to kolejne dodatkowe koszty dla inwestora. Sprzeciw społeczeństwa może spowodować zablokowanie planowanej inwestycji. Takie sytuacje są stosunkowo rzadko spotykane w energetyce wodnej, natomiast częściej występują przy biogazowniach i elektrowniach wiatrowych. Zwykle dotyczy to dużych inwestycji. W przypadku braku zgody na środowiskowe uwarunkowania inwestycji, jak też przy innych postępowaniach administracyjnych, inwestor ma możliwość oddania sprawy do postępowania sądowego. Każda wydawana decyzja urzędowa musi się uprawomocnić. Dopiero po tym okresie można wnioskować o wydanie kolejnej decyzji.

Następnym koniecznym pozwoleniem jest decyzja o warunkach zabudowy. Do wniosku o jej wydanie trzeba dołączyć mapę do celów geodezyjnych. Koszt mapy to około 500–600 zł w przypadku pierwszego opracowywanego hektara; za następne opłata jest często niższa (około 100–200 zł/ha). Kompletny wniosek o warunki zabudowy powinien zawierać wyniki konsultacji z przyszłymi projektantami sieci elektrotechnicznej, automatyki, projektu budowlanego. We wniosku powinny być opisane wszystkie prace, jakie będą wykonane wraz z precyzyjnym ustaleniem terytorium budowy. Koszt przygotowania wniosku w zależności od stopnia skomplikowania inwestycji to 500–5 000 zł. Czas oczekiwania na wydanie decyzji o warunkach zabudowy może trwać trzy miesiące.

Po uprawomocnieniu się decyzji można wystąpić z wnioskiem o wydanie pozwolenia wodnoprawnego. W operacie wodnoprawnym należy przedstawić bilans wodny oraz dokładny (z wymiarami) rysunek techniczny planowanej MEW. Koszt wykonania operatu dla MEW wynosi od 3 000 do 18 000 zł. Operat powinien zawierać uzgodnienie w zakresie budowy i korzystania z wód dla potrzeb MEW

z administratorem wód płynących oraz z Okręgowym Związkiem Wędkarskim, który na prawach strony może wnosić zastrzeżenia i uwagi. Uzgodnienia z tym ostatnim może wiązać się z podpisaniem porozumień oraz zobowiązaniem inwestora do zainstalowania urządzeń w celu szczególnej ochrony rybostanu.

Wniosek rozpatruje starostwo, lub, jeśli obiekty są zaklasyfikowane jako mogące potencjalnie zagrażać środowisku, urząd marszałkowski. Jeśli wystąpi konieczność uzupełnienia dokumentacji, urząd nakłada obowiązek jej uzupełnienia w ciągu siedmiu dni. Gdy nie zostanie to spełnione, następuje zamknięcie postępowania. Jeśli wniosek jest kompletny, zostaje wszczęte postępowanie, o którym powiadamia się strony. Mogą one zgłaszać swoje uwagi przez dwa tygodnie. Jeśli w tym czasie nie ma uwag, wydaje się decyzję. Natomiast jeśli pojawią się uwagi od stron postępowania, wówczas wnioskodawca powinien złożyć wyjaśnienia. Strona administracyjna oczekuje na odpowiedzi w ustawowym terminie pięciu dni. Niejednokrotnie zdarza się, że nie uda się złożyć wyjaśnienia w tym czasie. Jeśli termin nie zostanie dotrzymany, postępowanie zostaje przerwane i nierozpatrzone. Aby ponownie rozpocząć postępowanie o uzyskanie decyzji wodnoprawnej, należy znowu złożyć stosowny wniosek. Zdarzają się również zastrzeżenia organu wydającego pozwolenie, że niektóre z warunków narzucanych przez strony postępowania są wygórowane.

Jeśli w operacie zostały uwzględnione uzgodnione warunki ze stronami, to zwykle zgłaszanych uwag jest mniej lub ich nie ma. Z kolei jeśli porozumień nie było, postępowanie może trwać długo. Natomiast faza uzgodnień również może być wydłużona w czasie ze względu na trudności w ustaleniu terminu spotkania z osobami decyzyjnymi, będącymi przedstawicielami stron postępowania i wypracowaniu wspólnego stanowiska. Wydaje się, że sumarycznie inwestorowi może to zająć kilkanaście godzin (zbieranie materiałów, przeglądanie ich, przyjazdy na spotkania, czas spotkań, zapoznawanie się z uwagami, odpowiadanie na nie) rozciągniętych na wiele dni.

Złożenie wniosku o pozwolenie na budowę wiąże się z koniecznością załączenia projektu elektrycznego i projektu budowlanego. Dokumentację można zacząć przygotowywać zaraz po wykonaniu koncepcji MEW. Znając już projektowaną moc elektrowni, można wystąpić do zakładu energetycznego z wnioskiem o wydanie warunków przyłączenia do sieci elektrotechnicznej. We wniosku podaje się rodzaj silnika, generatora, parametry produkowanej energii. Wniosek może być skonsultowany lub sporządzony przez eksperta z dziedziny automatyki lub elektrotechniki. Koszt to około 100–500 zł dla małych obiektów. Z zakładem energetycznym należy ponadto uzgodnić wstępną koncepcję projektu elektrycznego i po uzyskaniu zgody na proponowane rozwiązania, można przystąpić do przygotowania właściwego projektu elektrycznego. Zawiera on projekt przyłączenia do sieci elektrotechnicznej, projekt automatyki regulującej funkcjonowanie generatorów produkujących prąd elektryczny i urządzeń zapewniających odpowiednią jakość prądu. Koszt wykonania projektu części elektrycznej wynosi od 3 000 zł



do 15 000 zł. Projekt linii elektrotechnicznej należy zgłosić do Urzędu Uzgodnień Dokumentacji Projektowej. Koszt przygotowania wniosku to około 500 zł.

Koszt przygotowania części budowlanej projektu dla mniejszych obiektów może wynosić od 5 000 zł do 15 000 zł. Koszty transakcyjne wykonania projektu budowlanego wiążą się z poszukiwaniem i wyborem projektantów, zbieraniem ofert od producentów w zakresie parametrów technicznych urządzeń (masy, wytrzymałości, rozmiarów, cen, itp.), kontaktami z producentami urządzeń i armatury w celu wyboru technologii i ustalenia cen, wizytami w terenie dla opracowania projektu, uzgodnieniem projektu z administratorem, przygotowaniem wymaganych ekspertyz. Utworzenie dokumentacji może trwać kilka miesięcy.

Wielu inwestorów stara się o zewnętrzne finansowanie. Wiąże się to z kierowaniem zapytań do różnych instytucji, czy projekt mogą sfinansować i jakie są wymagania w tym zakresie, z umawianiem się na przeglądanie dokumentacji, z opracowaniem wniosku i wymaganych załączników oraz ze złożeniem wniosku o finansowanie. Jeśli wniosek zostałby odrzucony, wówczas dla inwestora oznacza to stratę czasu i pieniędzy na przygotowanie go.

Podczas procesu inwestycyjnego występują różnorodne koszty transakcyjne, które ponosi inwestor. Mimo że w dużej części obciążają one budżety prywatne, warto też zauważyć, że ponoszącym obciążenie jest również budżet publiczny oraz że koszty transakcyjne obciążające budżety publiczne występują na każdym z etapów procesu inwestycyjnego. Niektóre z tych kosztów przez to, że wcześniej zostały poniesione przez budżet publiczny, przyczyniają się do zmniejszenia kosztów inwestorów. Dodatkowo powodują, że sumarycznie koszty transakcyjne publiczne i prywatne są mniejsze, gdyż raz poniesione przez budżet publiczny, nie obciążają osobno każdego z inwestorów. Tak jest w przypadku przygotowania i udostępnienia informacji o wykazie piętrzeń przez WZMiUW. Każdy inwestor może z niego skorzystać bezpłatnie, uzyskując gotową informację będącą dla niego znacznym ułatwieniem przy szukaniu lokalizacji. Publiczne udostępnienie tego wykazu znacznie zmniejsza łączne koszty wszystkich inwestorów. Przy wnioskowaniu do organów administracji stosowny urząd ponosi koszty związane z przygotowaniem postępowania administracyjnego, w tym rozpatrzenia wniosku, powiadomienia inwestora o ewentualnych błędach lub brakach formalnych, przygotowania informacji dla stron postępowania, powiadomienia stron, przyjęcia od nich zwrotnej informacji, przygotowania odpowiedzi, wydania decyzji, jej uprawomocnienia, wydania zaświadczeń, ewentualnie koszty zmiany decyzji, korekty decyzji, wydania nowej decyzji itp. Częściowo inwestor ponosi pewne koszty tego postępowania w postaci opłat przy wnioskowaniu czy opłat za poświadczenie zgodności dokumentów z oryginałem.

Wiele z wcześniej przedstawionych kosztów ponoszonych przez inwestora można wyrazić w jednostkach naturalnych – liczba kontaktów ze stronami postępowania, liczba przejechanych kilometrów, ilość czasu oczekiwania na wydanie decyzji, koszty korespondencji – a następnie przeliczyć na jednostki pieniężne.

Przykładowo można obliczyć liczbę godzin poświęconych na kontakty, rozumianych jako bezpośrednie spotkania, rozmowy telefoniczne, wysyłane pisma i maile, jako iloczyn przeciętnego czasu pojedynczego kontaktu wyrażonego w godzinach i liczby kontaktów, a następnie wynik pomnożyć przez stawkę za roboczogodzinę w wysokości 20 zł. Stawkę tę przyjęto na podstawie wyliczeń z przeciętnego krajowego wynagrodzenia wynoszącego w 2013 r. 3 650,06 zł (brutto)<sup>17</sup>. Z kolei wartość pieniężną liczby przejechanych kilometrów można obliczyć jako iloczyn przejechanych kilometrów w celu poszukiwania lokalizacji czy dojazdów do konkretnego miejsca (przykładowo lokalizacji MEW, urzędu) oraz zryczałtowanej stawki 80 gr za 1 km przyjmowanej do rozliczeń. Czas oczekiwania na uzyskanie decyzji można wyrazić jako koszty utraconych możliwości. Wówczas kalkuluje się to jako iloczyn sumy czasu oczekiwania wyrażony w latach oraz przeciętny roczny przychód ze sprzedaży energii i świadectw pochodzenia. Koszty utraconych możliwości dodane do nakładów inwestycyjnych i wkalkulowane do rachunku inwestora mogą pozwolić ustalić faktyczny okres zwrotu. Trzeba jednakże uwzględnić, że taka metoda ze względu na przyjęcie uproszczonych rozwiązań jest obciążona pewnym błędem.

W analizowanym przypadku liczbę wizyt w terenie oszacowano na około 80 przed uzyskaniem pozwolenia na budowę. Na to składało się:

- kilkanaście wizyt dotyczących poszukiwania lokalizacji,
- około 10 wizyt w miejscu lokalizacji MEW dla wykonania pomiarów przepływów wodnych i zbierania informacji o lokalizacji przed podpisaniem umowy o dzierżawę,
- około 20–30 wizyt w celu dokonania pomiarów przepływów wodnych, zebrania materiału do przygotowywanej dokumentacji, wykonania zdjęć, badań i pomiarów ze specjalistycznym sprzętem, itp. po podpisaniu umowy o dzierżawę,
- około 20–30 spotkań w miejscu lokalizacji MEW z różnymi osobami lub przedstawicielami firm (projektantami, geodetą, przyszłymi potencjalnymi wykonawcami, rzeczoznawcami w celu omówienia zakresu koncepcji, projektów, prac, ekspertyz, ewentualnie sprawdzenia poprawności wykonywanej dokumentacji).

Przyjmując, że w jedną stronę inwestor musi pokonać około 80 km, to okazuje się, że do uzyskania pozwolenia na budowę inwestor pokonał blisko 13 tysięcy kilometrów, najpierw poszukując lokalizacji, a potem jeżdżąc do przyszłej MEW, co kosztowało ponad 10 tysięcy złotych.

Po rozpoczęciu prac budowlanych również trzeba wykonać wiele wizyt w terenie ze względu na spotkania z potencjalnymi wykonawcami, uzgodnienia z administratorem, spotkania z kierownikiem budowy i projektantami w trakcie robót (nadzór autorski), obserwacje robót, kontakty z wykonawcami, dostarczanie

17 <http://www.zus.pl/default.asp?p=1&id=24>, [Dostęp 01.12.2014].

sprzętu i materiałów, samodzielne wykonywanie pewnych zadań i prac, konieczność koordynacji robót, obserwacje przy rozruchu oraz testowaniu urządzeń, przygotowywanie dokumentacji do odbioru i sam odbiór, sprzątanie.

Na rysunkach 4.1–4.6 przedstawiono rodzaje i szacunkowe liczby kontaktów inwestora w poszczególnych etapach postępowania. Liczbę kontaktów potraktowano jako liczbę podjętych działań mających na celu realizację procesu inwestycyjnego przyjmujących formę:

- bezpośrednich wizyt w urzędach wydających odpowiednie zgody administracyjne, zwanych dalej urzędami,
- bezpośrednich wizyt w instytucjach (administrator piętrzenia, operator systemu elektrycznego),
- bezpośrednich spotkań z projektantami, geodetami, ekspertami, wykonawcami, itp.,
- bezpośrednich spotkań z właścicielami sąsiednich działek,
- przygotowania pisma lub wniosku,
- przygotowania i wysłania e-maila,
- rozmowy telefonicznej.

Każdy z tych kontaktów wiąże się z różnym czasem, który musi inwestor na niego przeznaczyć. Przykładowo, jeśli inwestor umawia się na spotkania z różnymi osobami w lokalizacji przyszłej MEW, to trzeba doliczyć czas dojazdu do obiektu. Przyjmując, że dojazd trwa około 1,5 godziny w jedną stronę, to takie spotkanie zajmuje kilka godzin. Samodzielne przygotowanie pisma zależy od podjętej problematyki oraz zakresu informacji, które trzeba przekazać. Może zająć kilkanaście minut, ale również kilka godzin. Samo złożenie wniosku czy pisma w urzędzie zajmuje zwykle kilka–kilkanaście minut. Z kolei, przy uwzględnieniu dojazdu, może to trwać dwie–trzy godziny. Niektóre kontakty trwają stosunkowo krótko, typu rozmowy telefoniczne czy wysyłanie maili. Jednakże do tych kontaktów często należy się wcześniej przygotować, np. przejrzeć oferty czy otrzymaną dokumentację, w tym projekty i opinie. W praktyce do wielu kontaktów trzeba się przygotować merytorycznie. Poza przeglądaniem dokumentacji powinno się na bieżąco śledzić informacje z omawianej dziedziny, w tym wiedzę techniczną, hydrologiczną i prawniczą. Zsumowanie wszystkich kontaktów i przyjęcie ich jako ogólnej liczby jest dużym uproszczeniem, ale obrazuje ich mnogość, czasochłonność i skomplikowanie poszczególnych etapów procesu inwestycyjnego. Poniżej liczono tylko zrealizowane kontakty, np. dodzwonienie się do odpowiedniej osoby, która miała czas porozmawiać na temat inwestycji w MEW.

Na podstawie przebiegu procesu administracyjno-inwestycyjnego omawianej MEW zostały przedstawione kontakty w tym zakresie. Warto dodać, że lokalizacja przyszłej MEW znajduje się przy istniejącym od kilkudziesięciu lat piętrzeniu (oceniając, że w dobrym stanie), dla którego wiele lat wcześniej administracyjnie przewidziano lokalizację elektrowni. Ukazane sprawy administracyjne dotyczą jedynie okresu do uzyskania pozwolenia na budowę. Po

uzyskaniu prawa do dzierżawy obiektu inwestor rozpoczął przygotowania do wykonania koncepcji MEW. Wiązało się to z wyborem projektantów do opracowania koncepcji, ustaleniami z nimi w tym zakresie oraz uzgodnieniem jej kształtu z administratorem, a także wykonaniem pewnych ekspertyz. Łącznie było to około 30 kontaktów, głównie w formie maili, pism i rozmów telefonicznych. Następnie rozpoczęły się starania związane z występowaniem na drogę administracyjną o uzyskanie pozwoleń.

W pierwszej kolejności omówione zostaną kontakty związane z wydaniem decyzji środowiskowej. Liczba kontaktów było dosyć duża ze względu na to, że nastąpiły odwołania od wydanej decyzji. Pierwsze odwołanie było złożone tuż po otrzymaniu nieprawomocnej jeszcze decyzji. Okazało się, że decyzja została wydana z błędem. Drugie odwołanie złożono, gdy przy wykonaniu szczegółowej mapy w dużej skali okazało się, że jedna z działek ma inny numer geodezyjny. Zostało ono złożone po zakończeniu postępowania przy ubieganiu się o wydanie kolejnych decyzji. Na rysunku 4.1 przedstawiającym strony i kontakty inwestora w zakresie ubiegania się o decyzję środowiskową, zaznaczono również te strony postępowania, z którymi kontaktował się organ administracji (inwestor nie miał obowiązku bezpośrednich kontaktów). Byli to inspektor sanitarny, który przekazał swoją opinię na piśmie do inwestora oraz sąsiedzi nieruchomości, którzy byli powiadomieni o sposobie inwestycji, ale nie wnieśli uwag do postępowania.



**Rysunek 4.1.** Strony i kontakty inwestora w postępowaniu w sprawie wydania decyzji środowiskowej

**Źródło:** opracowanie własne.

W postępowaniu o wydanie decyzji środowiskowej inwestor miał łącznie około 30 kontaktów przebiegających głównie w formie wizyt w różnych urzędach oraz rozmów telefonicznych.

Na rysunku 4.2 przedstawiono strony i kontakty inwestora w zakresie ubiegania się o decyzję o warunkach zabudowy. Pierwszą decyzję o warunkach zabudowy inwestor uzyskał stosunkowo szybko. Natomiast przy występowaniu o kolejne pozwolenia nakazano inwestorowi dwukrotnie zmiany tej decyzji. Z tego względu miała miejsce duża liczba kontaktów w sprawie wydania tej decyzji pomiędzy inwestorem a urzędami. Ponieważ przy postępowaniu wodnoprawnym urząd marszałkowski uznał, że decyzja o warunkach zabudowy jest zbyt ogólna i inwestor powinien wystąpić o wydanie nowej decyzji o warunkach zabudowy. To wymagało początkowo dopytania się o szczegóły, w związku z tym konieczne były wizyty w urzędzie oraz uzgodnienia z projektantem zmian, utworzenie nowej dokumentacji i złożenie wniosku do urzędu. Wiązało się z poniesieniem pewnych kosztów przygotowania, jak i poświęconym czasem. Łącznie trwało to kilka tygodni. Dopiero po uzyskaniu nowej decyzji o warunkach zabudowy inwestor mógł ubiegać się ponownie o wydanie pozwolenia wodnoprawnego. Z kolei przy postępowaniu o uzyskanie pozwolenia na budowę okazało się, że konieczna jest kolejna zmiana lub korekta warunków o wydanie decyzji o warunkach zabudowy. Dla skrócenia czasu uzyskania odpowiedniej decyzji o warunkach zabudowy inwestor zdecydował się ubiegać o korektę wcześniej wydanej decyzji. W tym celu konieczny był bezpośredni kontakt ze wszystkimi właścicielami gruntów położonych obok planowanej inwestycji, aby wyrazili na to zgodę. Trudne było ustalenie adresów ich zamieszkania lub pobytu, aby się móc z nimi spotkać.

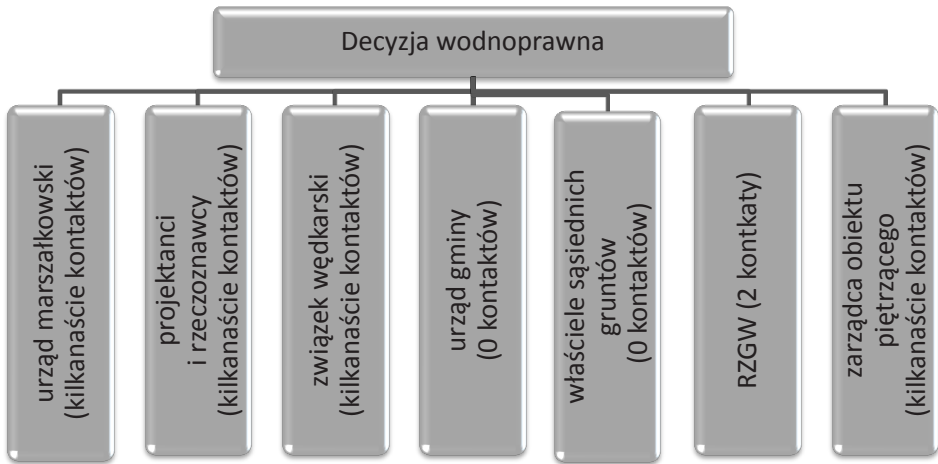


**Rysunek 4.2.** Strony i kontakty inwestora w postępowaniu w sprawie wydania decyzji o warunkach zabudowy

**Źródło:** opracowanie własne.

Łącznie kontaktów w postępowaniu o wydanie warunków zabudowy było kilkadziesiąt – około 50. W większości były to bezpośrednie kontakty związane z wizytami w urzędach oraz kontakty w celu ustalenia miejsca zamieszkania właścicieli sąsiednich działek oraz bezpośrednio z tymi właścicielami.

Następne postępowanie o uzyskanie pozwolenia wodnoprawnego również wiązało się z dość dużą liczbą kontaktów. Wynikały one głównie z trudności uzgodnień między stronami, jaki ma być zakres obowiązków zakładu (inwestora) występującego z wnioskiem o to pozwolenie. Ponadto inwestor musiał zlecić wykonywanie dodatkowych ekspertyz. Trzeba się było również kontaktować z projektantem wykonującym operat w zakresie ustalenia pewnych szczegółów. Dodatkowo inwestor musiał odwołać się od wydanej przez urząd decyzji ze względu na stosunkowo krótki okres przyznania pozwolenia wodnoprawnego. Strony i kontakty w postępowaniu w sprawie wydania pozwolenia wodnoprawnego przedstawiono na rysunku 4.3.



**Rysunek 4.3.** Strony i kontakty inwestora w postępowaniu w sprawie wydania pozwolenia wodnoprawnego

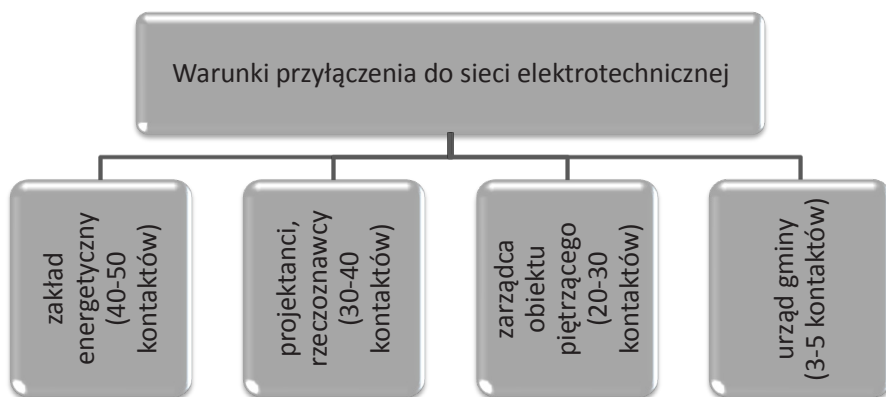
**Źródło:** opracowanie własne.

Kontakty związane z uzyskaniem pozwolenia wodnoprawnego przebiegały głównie w formie bezpośrednich wizyt w urzędzie oraz rozmów telefonicznych z projektantami. Łącznie było około 60–70 kontaktów.

Liczne kontakty w sprawie podłączenia do sieci dystrybucyjnej były rozciągnięte w czasie i wynikały początkowo z konieczności ustalenia punktu przyłączenia, potem wyznaczania trasy linii kabli na potrzeby przyszłej MEW i infrastruktury towarzyszącej. Wiązało to się z uzyskaniem stosownych zgód, uzgodnieniem warunków użyczenia gruntów na potrzeby poprowadzenia trasy kabla do MEW oraz infrastruktury towarzyszącej i podpisaniem umów w tym zakresie, a także zaprojektowaniem trasy. Związane było to też z koniecznością wykonania ekspertyz. Ponadto ze względu na długi okres uzyskiwania pozwoleń i projektowania przedawniły się pewne obowiązujące umowy i trzeba było je wznawiać (warto dodać, że na innych warunkach). Również w międzyczasie zmieniło się prawo ener-

getyczne i trzeba było aneksować umowy, znów pewne warunki z umów zostały zmienione. To wszystko wymagało ponownych kontaktów z projektantami w celu wykonywania zmian poszczególnych projektów.

Przy opracowaniu projektu elektrycznego wystąpiły liczne kontakty, gdyż wymagane były dodatkowe uzgodnienia z zakładem energetycznym. Ponadto były problemy z terminowością wykonania prac ze strony projektantów, co wymagało ponagleń. Strony i kontakty inwestora związane z uzyskaniem warunków podłączenia do sieci zostały przedstawione na rysunku 4.4.

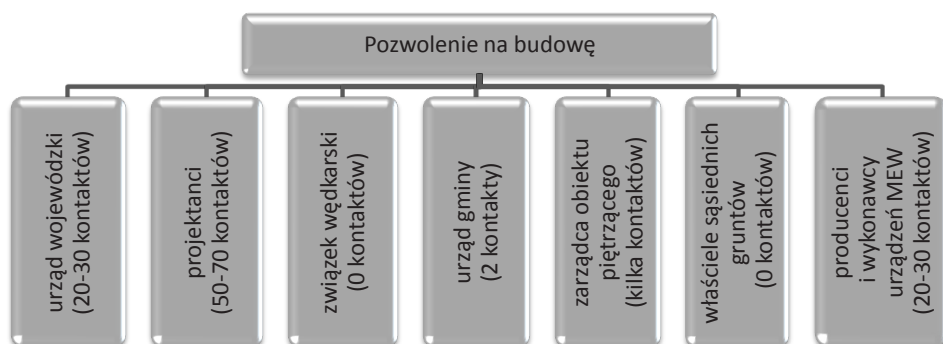


**Rysunek 4.4.** Strony i kontakty inwestora związane z uzyskaniem warunków podłączenia do sieci

**Źródło:** opracowanie własne.

Łącznie miało miejsce około 100–120 kontaktów związanych z uzyskaniem podłączenia do sieci oraz przygotowaniem uzgodnionego projektu elektrycznego.

Przy uzyskiwaniu pozwolenia na budowę kontaktowano się bardzo często z projektantami wykonującymi projekt budowlany. Początkowo było to związane z wyborem projektantów, ustaleniem zakresu ich pracy oraz omówieniem założeń samego projektu, następnie z kilkoma wizytami z nimi w terenie ze względu na konieczność wykonywania różnych pomiarów w celu wykonania projektu. Przeprowadzono także z nimi liczne rozmowy w trakcie tworzenia projektu. W międzyczasie inwestor pośredniczył w różnego rodzaju uzgodnieniach i konsultacjach z administratorem, producentami urządzeń i wykonawcami. Ze strony organu wydającego pozwolenie było dużo uwag w zakresie złożonych projektów (budowlanego i elektrycznego), początkowo o charakterze formalnym, a następnie merytorycznym. To przyczyniło się do kilku osobistych wizyt w urzędzie w związku z interpretacją i zapytaniami do niektórych kwestii, jak również w celu dostarczenia wymaganej dokumentacji. Dodatkowo ze strony urzędu wymagana była dodatkowa ekspertyza w zakresie gruntu, co wywołało kolejne kontakty z rzeczoznawcą i urzędem. Strony i kontakty inwestora w postępowaniu w sprawie wydania pozwolenia na budowę przedstawiono na rysunku 4.5.



**Rysunek 4.5.** Strony i kontakty inwestora w postępowaniu w sprawie wydania pozwolenia na budowę

**Źródło:** opracowanie własne.

Łącznych kontaktów w postępowaniu w sprawie wydania pozwolenia na budowę było szacunkowo około 100–140. Głównie były to kontakty z osobami wykonującymi projekt budowlany, które odbywały się przeważnie w formie rozmów telefonicznych, czasem kontaktu mailowego oraz kilkunastu spotkań bezpośrednich. Odbyły się także liczne wizyty w urzędzie oraz telefoniczne rozmowy z urzędnikami.

Kontakty w sprawie uzyskiwania zewnętrznego finansowania przebiegały głównie w formie rozmów telefonicznych, czasem zapytań mailowych dotyczących możliwości finansowania, jak i uzgadniania szczegółów w zakresie składanych wniosków. W instytucjach finansujących miały też miejsce wizyty bezpośrednie spowodowane składaniem wniosków o dofinansowanie, uzupełnianiem wniosku, dołączaniem wymaganej dokumentacji. Te kontakty przedstawione są na rysunku 4.6.



**Rysunek 4.6.** Kontakty inwestora w postępowaniu w sprawie uzyskania zewnętrznego finansowania

**Źródło:** opracowanie własne.



W sprawie o uzyskanie zewnętrznego finansowania oceniono, że łącznie odbyło się około 90–110 kontaktów. Udało się pozyskać zewnętrzne finansowanie na realizację części inwestycji.

Liczba kontaktów w każdym z etapów była bardzo duża. Ich czas trwania był zróżnicowany. Szacunkowo oceniono, że pomiędzy uzyskaniem zgody na dzierżawę a otrzymaniem pozwolenia na budowę odbyło się około 500 kontaktów, z czego około 50 trwało przeciętnie 4–8 godzin wraz z czasem dojazdu (głównie kontakty bezpośrednie z rzeczoznawcami, projektantami, ekspertami, wykonawcami). Z pozostałych 250 (około połowy) stanowiły kontakty krótkotrwałe trwające przeciętnie około 30 minut (głównie rozmowy telefoniczne i maile). Pozostałe 200 kontaktów trwało przeciętnie 1–3 godz. (wizyty w urzędach, różnych instytucjach, takich jak: administrator, operator sieci, banki, a także inne instytucje finansujące oraz przygotowywanie i wysyłanie pism). Przy takich założeniach wszystkie kontakty zajmują około 825 godzin. Wyceniając tę pracę (20 zł/h) okazuje się, że koszty transakcyjne uzgodnień mogą wynosić około 16 500 zł.

Osobną kwestią jest przygotowanie wniosków wraz z załącznikami, co zabiera bardzo dużo czasu, gdyż całość może obejmować kilkaset stron dokumentacji. Przykładowo taki obszerny wniosek inwestor przygotował do RDOŚ, trzy obszerne wnioski wraz z załącznikami do instytucji finansujących. Ponadto na prośbę przedstawiciela administratora piętrzenia przygotowano komplet dokumentów składający się z kilkuset stron opracowanej wcześniej dokumentacji. Przy każdym wnioskowaniu administracyjnym przygotowano komplet dokumentów składający się przynajmniej z kilkudziesięciu, a nieraz kilkuset stron dokumentacji (wniosek plus wymagane załączniki). Część z tych załączników opracowywali projektanci, rzeczoznawcy i inni eksperci, część inwestor, który ponadto koordynował całość. Wiele z tych dokumentów trzeba było na każdej stronie poświadczyc za zgodność z oryginałem. Przygotowanie takiego wniosku z załącznikami zajmowało przynajmniej kilkadziesiąt godzin, a czasem i więcej. Tego typu opracowania można nieraz wycenić, gdyż są dostępne na rynku. Według zapytań inwestora przygotowanie wniosku do RPO dotyczącego pozyskania zewnętrznego finansowania na realizację inwestycji w odnawialne źródła w województwie łódzkim w 2010 r. przez instytucje świadczące takie usługi mogło kosztować pomiędzy 4 000 zł a 20 000 zł.

Łącznie inwestor przygotował 6 dokumentów, których opracowanie zajęło 50–100 godzin; 4, których opracowanie zajęło 20–50 godzin oraz 3, których opracowanie zajęło 10–20 godzin. Podsumowując, okazuje się, że przygotowywanie kompletnych wniosków zajęło inwestorowi 670 godzin, co można wycenić na około 13 400 zł. Do pracy własnej należy dodać koszty poniesione na zapłatę dla projektantów, rzeczoznawców, itp., którzy przygotowywali określoną część dokumentacji. Wydaje się jednak, że inwestor wydałby znacznie więcej pieniędzy, gdyby korzystał jedynie z rozwiązań dostępnych na rynku i kompleksowo zlecałby

przygotowywanie dokumentacji wraz ze zbieraniem materiałów i uzgadnianiem, a jego praca własna zostałaby zminimalizowana.

Zrealizowanie konkretnych etapów wiązało się z jednej strony z poświęceniem dużej ilości czasu, z poniesieniem znacznych kosztów finansowych, a z drugiej wpływało na długi czas trwania postępowań. Trzeba było czekać na odpowiedzi lub na to aż inna strona znajdzie czas na spotkanie czy czekać aż decyzja się uprawomocni, itd., co spowodowało, że w rozpatrywanym przypadku czas od podpisania umowy o dzierżawę piętrzenia do uzyskania pozwolenia na budowę trwał około czterech lat. Był to okres uzyskiwania niezbędnych pozwoleń administracyjnych. W tym czasie zawsze przynajmniej jedna osoba, a czasem nawet więcej było zaangażowanych w wykonywanie czynności związanych z uzyskiwaniem pozwoleń. Warto dodać, że inwestor starał się działać możliwie szybko i niezwłocznie. Pewne koszty transakcyjne w tym procesie można uznać za nadmierne. Wiązały się one przykładowo z otrzymywaniem błędnych decyzji urzędowych, od których inwestor musiał się odwoływać.

Okazuje się, że szczególnie znaczenie mają koszty uzgadniania warunków kontraktu. Jest to działanie bardzo czasochłonne, zwłaszcza, jeśli inwestor musi uzgodnić pewne kwestie z więcej niż kilkoma zaangażowanymi osobami czy instytucjami (stronami) jednocześnie. Wszystkie strony nie spotykają się ze sobą bezpośrednio. Często było tak, że inwestor kontaktował się osobno (nieraz wielokrotnie) w zależności od etapu z autorami projektu, ekspertami, z administratorem, operatorem sieci, z wykonawcami, geodetą, ewentualnie jeszcze z innymi osobami. Każdej ze stron trzeba było przekazać informacje uzyskane od innych w zakresie ustaleń, warunków, możliwych wariantów inwestycji, aby móc przygotować optymalny projekt według obowiązujących norm budowlanych, uzyskanych zgód i ustalonych ograniczeń, zaakceptowany przez wszystkie strony, który będzie możliwy do zaakceptowania przez urząd. Nawet proste kwestie do uzgodnienia zabierają wówczas dużo czasu, gdyż po prostu trzeba dopilnować, aby każda ze stron się wypowiedziała w tym zakresie i odniosła do poglądów innych. Jeśli stroną jest osoba fizyczna, przykładowo projektant, to często był on w stanie szybko ustosunkować się do pytania czy problemu postawionego przez inwestora. Nieraz było to możliwe od razu podczas rozmowy. Z kolei, gdy musiał się odnieść do tego pisemnie, trzeba było poczekać dłużej na odpowiedź. Jeśli zwrócono się z pisemnym zapytaniem do instytucji, to w wielu kwestiach na rozpatrzenie sprawy trzeba było czekać dość długo, gdyż urzędy państwowe mają wyznaczony maksymalny okres udzielania odpowiedzi, który zwykle trwa 30 dni. Często odpowiedź uzyskiwano dopiero pod koniec tego okresu. Bywało też tak, że odpowiedzi nie dało się uzyskać w miarę szybko, gdyż ze strony instytucji musiał się zebrać zespół, który rozważał problem. Zdarzały się sytuacje, że tuż przed końcem upływu trzydziestu dni z urzędu przychodziło pismo o konieczności dostarczenia dodatkowej dokumentacji, zanim powzięta będzie decyzja. Dopiero po jej otrzymaniu urząd w ter-

minie kolejnych trzydziestu dni dawał odpowiedź. Z kolei inwestor dopiero po jej uzyskaniu, wiedział, co powinien uwzględnić w przygotowywanej dokumentacji.

Jednocześnie trzeba podkreślić, że wyżej wymienione koszty transakcyjne obejmują jedynie koszty *ex ante* powstałe do chwili uzyskania pozwolenia na budowę.

Podczas budowy, rozruchu i odbiorów też ponoszone były różne koszty transakcyjne prowadzące do finalizacji inwestycji. Początkowo koszty transakcyjne ponoszone podczas budowy MEW związane są z analizą ofert, ostatecznym wyborem producentów, wyborem wykonawców, sporządzaniem umów, organizowaniem harmonogramu prac budowlanych uzależnionego od wykonawców i od pogody, wyborem kierownika budowy, administracyjnym ustaleniem zajęcia gruntów, sporządzeniem umów na dostarczenie prądu na plac budowy. W czasie budowy pojawiają się koszty transakcyjne związane z dopilnowywaniem inwestycji i koordynacją robót. Pod koniec budowy dochodzą koszty transakcyjne związane z koniecznością odbioru instalacji elektrycznej, ustaleniem zasad odbioru energii osobno w okresie rozruchu (na maksymalnie 90 dni) i okresie docelowym, podpisaniem osobnych umów w tym zakresie, ustaleniem zasad współpracy ruchowej pomiędzy MEW a jednostką terytorialnego zakładu energetycznego (wiążą się z uzgodnieniem ustawień w układzie automatyki sterujących parametrami prądowymi oraz z wskazaniem przez inwestora osób posiadających stosowne ważne uprawnienia elektryczne, które będą powiadamiane w przypadku awarii), podpisaniem umów na świadczenie usług dystrybucji energii (wiążą się z ustaleniem zasad współpracy, nabyciem przez inwestora odpowiednich uprawnień w zakresie wpływania na funkcjonowanie MEW i uprawniających do obsługi urządzeń elektrycznych), podpisaniem umów na sprzedaż energii (osobno w okresie rozruchu i późniejszym) oraz umów zakupu energii do własnych potrzeb MEW. Dochodzą koszty rozruchu, koszty nadzoru autorskiego projektantów w trakcie budowy, koszty inwentaryzacji geodezyjnej powykonawczej, koszty zbierania dokumentacji oraz oświadczeń niezbędnych do zgłoszenia zakończenia budowy (kierownika budowy, projektantów, projektantów sprawdzających, geodety, elektryka), badań sprawdzających, koszty pozyskania atestów zgodności CE od producentów materiałów i urządzeń (może być to nawet kilka tysięcy stron dokumentacji) oraz deklaracje poprawności wykonania od producentów. Warto podkreślić, że za kompletność i jakość dokumentacji odpowiada inwestor.

## 4.5. Podsumowanie wyników badań

Na podstawie rozważań w niniejszej pracy należy stwierdzić, że proces administracyjno-inwestycyjny w małą elektrownię wodną to przedsięwzięcie złożone i skomplikowane. Uwzględni on wiele kwestii prawnych, środowiskowych, hy-

drologicznych, technicznych, geodezyjnych, budowlanych, energetycznych i łączących je ekonomicznych. To wpływa na długotrwałość i uciążliwość tego procesu, a także na nieprzewidywalność końcowego efektu, gdyż istnieje duże ryzyko niezrealizowania inwestycji lub znacznie opóźnia się zwrot z inwestycji. Z procesem administracyjno-inwestycyjnym wiąże się duża wysokość kosztów transakcyjnych.

Trudno wymienić wszystkie koszty transakcyjne występujące podczas procesu inwestycyjnego. Poszczególne respondenci wskazywali na rozmaite trudności, które generują koszty transakcyjne. Również respondenci będący właścicielami kilku elektrowni wodnych podkreślali występowanie odmiennych problemów i przez to kosztów dla każdej inwestycji. Zatem specyfika miejsca inwestycji oraz jego otoczenie wpływają na rodzaj kosztów i ich wysokość. Warto dodać, że respondenci nie znali terminu „koszty transakcyjne”. Natomiast po wyjaśnieniu był on intuicyjnie dosyć dobrze rozumiany.

Większość respondentów źle wspomina proces inwestycyjny ze względu na, według nich, często niepotrzebną długotrwałość. Wskazywali oni na rozmaite czynniki wydłużające czas przeprowadzania procedury administracyjnej. Respondenci posiadający więcej niż jedną elektrownię stwierdzali, że przy kolejnej inwestycji było im łatwiej przeprowadzić niektóre etapy procesu inwestycyjnego, bo wiedzieli jak odnieść się do problemu lub kto może pomóc w jego rozwiązaniu. Jednak zauważali również, że przy później realizowanych inwestycjach występowało więcej wymagań administracyjno-prawnych, co wydłużało czas trwania procesu inwestycyjnego. Ponadto w każdej lokalizacji występowały specyficzne trudności, niespotykane wcześniej.

Na podstawie badań przeprowadzonych wśród wszystkich inwestorów można stwierdzić, że częstymi problemami w przypadku elektrowni budowanych przed 1997 r. były trudności z wynegocjowaniem ceny z zakładem energetycznym. W większości odpowiedzi podawanych przez respondentów padały sformułowania typu: „ceny były wyznaczane uznaniowo, czy ceny były zaniżane” oraz wspomnienia, że nie przyjmowano argumentów inwestorów w kwestii wyznaczenia cen. Zakład energetyczny jako monopolista był w lepszej sytuacji negocjacyjnej i z tego korzystał. Wydaje się jednak, że ustalanie ceny nie opóźniało znacząco procesu inwestycyjnego, gdyż te rozmowy zwykle nie trwały długo. Dla elektrowni budowanych po 2000 r. dużym problemem stało się uzgodnienie kwestii środowiskowych. Wzrost znaczenia tego czynnika wiąże się głównie ze zwiększającą się świadomością społeczną oraz zaostrzeniem wymagań w zakresie ochrony środowiska przyrodniczego po akcesji do Unii Europejskiej. Ten etap znacząco wydłużał cały proces inwestycyjny w MEW.

Koszty transakcyjne powstają już od samego początku powzięcia zamiaru inwestycyjnego. Poszukiwanie lokalizacji bywa kosztowne i czasochłonne. Zastana sytuacja prawna miejsca potencjalnej inwestycji decyduje o wysokości kosztów transakcyjnych przy uzyskiwaniu prawa do przyszłej MEW. W przypadku niektórych lokalizacji inwestorzy nie ponosili większych kosztów, stając do prze-

targu o dzierżawę piętrzenia. Z kolei nieraz występowały określone wymagania, przykładowo przedstawienie uzgodnionej koncepcji MEW z administratorem czy przygotowanie określonych map, co powodowało już pewne koszty. Gdy nie wygra się przetargu, nie są one zwracane. Respondenci w województwie łódzkim wskazywali jako możliwość dzierżawy lokalizacji pod elektrownię głównie piętrzenia administrowane przez WZMiUW, z kolei respondenci z TRMEW wskazywali piętrzenia administrowane zarówno przez WZMiUW, jak i RZGW. W niektórych lokalizacjach dodatkowo trzeba było uzyskać prawo do okolicznych gruntów. Ich dotychczasowy posiadacz dyktuje warunki sprzedaży. Respondenci z TRMEW twierdzili, że w części lokalizacji, gdy podawali, że miejsce ma służyć elektrowni, to cena gruntu często rosła. W województwie łódzkim tylko jeden respondent zwrócił uwagę na to zjawisko i stwierdził, że sam spotkał się z taką sytuacją. W większości lokalizacji w województwie łódzkim MEW powstawały na gruntach rodzinnych, zatem tego rodzaju sytuacje nie miały miejsca. Inwestorzy przez to nie ponosili kosztów zakupu gruntu, ewentualnych kosztów negocjacji ich ceny i kosztów pozyskania informacji związanych z lokalizacją. Ponadto zamieszkiwanie inwestora w pobliżu przyszłej MEW pozwalało obniżyć koszty transakcyjne przez poczynienie własnych obserwacji dotyczących miejsca inwestycji, stanów wody, ułatwiało przygotowanie projektu inwestycji i przyszłą budowę elektrowni.

Uzgadnianie kwestii środowiskowych było przez bardzo wielu respondentów oceniane negatywnie. Kilku uznało, że normy są zbyt ostre w zakresie uzyskania pozwolenia środowiskowego. Niektórzy inwestorzy spotkali się z sytuacją, że trzeba było udowodnić, że nie ma negatywnego wpływu inwestycji na środowisko lub jej wpływ na środowisko jest minimalny. Wydaje się, że trudności w uzyskaniu pozwolenia zależą między innymi od tego, kto je rozpatruje – urząd gminy czy RDOŚ. W urzędzie gminy zwykle łatwiej i szybciej można uzyskać pozwolenie, a skierowanie przez gminę sprawy do RDOŚ wydłużało procedurę. Trzeba uwzględnić, że do RDOŚ trafiają do rozpatrzenia trudne lokalizacyjnie inwestycje, na terenach cennych przyrodniczo lub z wysokim piętrzeniem oraz z projektowaną dużą mocą. Wszystkie wyżej wymienione przypadki wymagają specjalnych procedur postępowania w celu wypracowania odpowiedniej ochrony środowiska. Tak więc specyfika lokalizacji często decydowała o tym, że dany proces inwestycyjny się wydłużał.

Akceptacja miejscowej ludności dla przyszłej inwestycji jest istotnym ułatwieniem dla inwestora. Czasem mieszkańcy liczą na zatrudnienie i z tego względu inwestycja może być dobrze przyjęta przez lokalną społeczność. Niektórzy inwestorzy nie odczuli żadnych problemów w porozumieniu z lokalną społecznością, inni wspominali, że miejscowa ludność była źle nastawiona do inwestycji, ale nie padały konkretne argumenty przeciwko budowie. Natomiast warto nadmienić, że właściciele sąsiednich działek są doskonale poinformowani o stopniu realizacji inwestycji. Jeden z respondentów podał, że właściciel działki sąsiadującej z jego inwestycją, która znajduje się na terenach niezamieszkałych wśród łąk, w sprawie jeszcze nie powstałej elektrowni o mocy kilkudziesięciu kW dostał już około 10 pism z różnych urzędów.

Uzyskanie pozwolenia wodnoprawnego jest specyficznym rodzajem pozwolenia dla energetyki wodnej. Niektórzy inwestorzy wskazywali na tym etapie problemy z uzgodnieniami budowy przyszłej elektrowni wodnej ze związkami wędkarskimi. Ponadto przy przedłużeniu pozwolenia wodnoprawnego wskazywano na pojawiające się dodatkowe wymagania, przykładowo obowiązek budowy przepławki. Wydaje się, że trudności związane z uzyskaniem tego pozwolenia wynikają z różnych poglądów związanych z wpływem istnienia piętrzenia na migrację ryb i pracy turbin elektrowni na bezpieczeństwo rybostanu. Ocena, jaki jest faktyczny kompleksowy wpływ planowanej MEW jest obiektywnie trudna. Obiegowe opinie o dużej szkodliwości małej energetyki wodnej dla rybostanu są dość powszechne. Jednakże w przypadku już istniejących piętrzeń, budowa elektrowni przy nich zwykle nie zmienia warunków migracji ryb. Uzależnienie uzyskania pozwolenia wodnoprawnego od spełnienia kosztownych w realizacji wymagań związanych z budową przepławek lub elektryczno-elektronicznych barier do ochrony rybostanu może znacząco wpłynąć na nieopłacalność przedsięwzięcia inwestycyjnego w MEW. Negocjacje ze wszystkimi stronami takiego postępowania są z reguły trudne i wiążą się ze znacznymi kosztami transakcyjnymi.

Etap uzyskania pozwolenia na budowę obejmujący wykonanie projektów budowlanych i elektroenergetycznych oraz ich uzgodnienia niesie ze sobą trudności w wypracowaniu wspólnego stanowiska pomiędzy inwestorem, projektantami i reprezentantami stron postępowania. Długotrwałość tej fazy inwestycji wynikała głównie z trudności w uzgodnieniu jego kształtu ze stronami administracyjnymi, ale niełatwo jest także znaleźć odpowiednie biuro projektowe, zdolne w krótkim terminie opracować odpowiednią dokumentację. Zatem ten etap wiąże się z poniesieniem znacznych kosztów negocjacji.

Oceniając doświadczenia respondentów w zakresie ustalenia warunków odbioru przez zakłady energetyczne energii wyprodukowanej w elektrowni wodnej, można spostrzec, że o ile przed 1997 r. największą trudnością nastroczało ustalenie odpowiedniej ceny, to w ostatnich latach najbardziej kłopotliwą kwestią stało się ustalenie punktu przyłączenia. Czasem zostaje on wyznaczony w dużej odległości od miejsca inwestycji, co wiąże się z kosztami projektów doprowadzenia do niego przyłącza, uzgodnień drogi jego poprowadzenia i kosztów samego przyłącza.

Warto zwrócić uwagę, że pojedynczy inwestor lub mała, zwykle jednoosobowa firma jest w gorszej sytuacji negocjacyjnej w stosunku do dużych firm. Wydaje się, że brakuje dobrze ukształtowanego otoczenia biznesu, nastawionego na doradztwo oraz obsługę małych i średnich inwestycji w MEW. Niektórzy właściciele elektrowni wodnych mają własne firmy specjalizujące się w zadaniach z zakresu realizacji inwestycji lub budowy elektrowni wodnych. To daje możliwość dzielenia się wiedzą i zdobytym doświadczeniem w celach komercyjnych, a także umożliwia przeprowadzenie procesów inwestycyjnych dla własnych inwestycji. Następuje koncentracja procesów inwestycyjnych wewnątrz przedsiębiorstwa. Takie rozwiązanie pozwala eliminować w pewnym zakresie oportunistyczny, ograniczoną racjo-

nalność, brak zaufania do kontrahentów czy niepewność, a tym samym obniżyć koszty transakcyjne.

Na długotrwałość procedur wpływały zastane warunki lokalizacyjne. Zasadniczo można stwierdzić, że największe trudności pojawiają się tam, gdzie istnieje konieczność budowy elektrowni wodnej od podstaw, włącznie z piętrzeniem. Z taką sytuacją nie spotkano się w województwie łódzkim. Wszystkie badane MEW w województwie znajdują się przy już wcześniej wybudowanych piętrzeniach wodnych. Ponadto znaczna część obiektów MEW położona jest na terenach niezamieszkałych lub w dość dużej odległości od zabudowań. Z tego względu wydaje się, że w tych lokalizacjach było nieco łatwiej uzyskać pozwolenia administracyjne.

Kolejnym ułatwieniem było istnienie wcześniej w miejscu inwestycji elektrowni lub młyna wodnego. Tak było w dużej części lokalizacji w województwie łódzkim. Pozostała po nich jeszcze infrastruktura, a niekiedy też pewna dokumentacja. Wówczas nie trzeba było ubiegać się o wszystkie pozwolenia administracyjne na budowę MEW. Przykładowo nieraz wystarczyło tylko zgłoszenie prac budowlanych do nadzoru budowlanego. Zatem w takich sytuacjach inwestorzy nie musieli przechodzić wszystkich procedur administracyjnych i ponosić kosztów transakcyjnych z nimi związanych, w tym części kosztów uzgadniania, które znacząco wpływają na wydłużenie czasu trwania realizacji inwestycji.

Długi proces inwestycyjny, niepewność, co do kształtowania się sytuacji sektora energetyki odnawialnej w przyszłości, niepewność uzyskania wszystkich pozwoleń, sytuacji w otoczeniu administracyjnym, ale też prawnym i ekonomicznym generuje duże koszty transakcyjne. Związane są ze złożonością systemu administracyjno-prawnego. W wielu przypadkach wydaje się, że występują trudności w zakresie przewidywalności postępowania administracyjnego ze względu na bardzo dużą liczbę podmiotów zaangażowanych w proces inwestycyjny. W większości postępowań uczestniczy strona administracyjna, przedstawiciele Skarbu Państwa w zakresie reprezentowania praw do wód, uprawnieni na prawach strony (trzecia strona postępowania), inwestor oraz osoby lub firmy, którym inwestor zleca konkretne zadania. Koordynacja działań tego procesu jest zwykle trudna, a koszty transakcyjne znaczące. Ponadto istnieje ryzyko, że strony mogą bez racjonalnych powodów stawiać kłopotliwe do spełnienia i kosztowne wymagania, albo blokować inwestycje. Strony nie spotykają się ze sobą, tylko każda przedstawia swoje wizje lub pomysły, a koordynator – zazwyczaj inwestor (jak pokazuje praktyka) musi się z nimi kontaktować, nieraz wielokrotnie, zbierać informację, przekazywać je dalej, itd. Okazuje się, że głównym problemem w poszczególnych etapach nie jest wykonanie potrzebnej dokumentacji (sporządzanie wniosku, operatu wodnoprawnego czy projektu), ale uzgodnienia administracyjne i projektowe. Podczas postępowania strony są powiadamiane o nim i oczekuje się w ustawowym terminie na ich ewentualne uwagi. Bywało też, że nawet przy wystąpieniu o niewielkie zmiany w już wydanej decyzji powiadamiano strony i znów określony czas musiał upłynąć, aby dać im szansę na zajęcie stanowiska. Dopiero wówczas można było

wydać nową lub zmienioną decyzję. Zawsze musiała się ona jeszcze uprawomocnić. Oczywiście jest, że wskazane są zmiany, które pozwoliłyby skrócić i uprościć procedury administracyjne związane z uzyskiwaniem niezbędnych pozwoleń inwestycyjnych, zwłaszcza w odniesieniu do małych inwestycji. Takie postulaty pojawiały się też przy procedowaniu ustawy o OZE. Natomiast powstaje pytanie, co zmienić i jak.

Wydaje się, że nie będzie można skrócić procedur administracyjnych przez wyeliminowanie któregoś etapu inwestycyjnego. Każdy z nich jest potrzebny, gdyż inwestycja powinna być tak sparametryzowana, aby była bezpieczna dla środowiska naturalnego i społeczeństwa. Ponadto różne strony powinny mieć możliwość wypowiedzenia się w zakresie inwestycji. Ułatwieniem mogłoby być ustalenie zarysów przedsięwzięcia i uzgodnienie możliwości pewnych odstępstw od tego tak, aby w przypadku konieczności wprowadzenia niewielkich zmian można było je szybko wykonać bez konieczności przeprowadzania całej procedury administracyjnej.

Jednym ze sposobów skrócenia etapu administracyjnego mogłyby być wcześniejsze uzgodnienia ze stronami w zakresie ich oczekiwań, a dopiero później po ich uwzględnieniu, przygotowywanie odpowiedniej dokumentacji oraz wcześniejsze szczegółowe ustalenie w urzędzie, co przygotować do złożenia wniosku. Jednak niektórych uzgodnień nie da się łatwo i szybko wcześniej przeprowadzić. Przykładowo uzgodnienia z instytucjami typu WZMiUW, RZGW, związkami wędkarskim, operatorem sieci mogą się często wiązać ze złożeniem pisma z opisem określonej sytuacji, proponowanego rozwiązania i poproszeniem o przedstawienie wymagań w określonym zakresie lub akceptację. W tego typu instytucjach rzadko jedna osoba podejmuje decyzję dotyczące MEW, zwłaszcza, jeśli problem jest interdyscyplinarny. Nieraz trzeba poczekać na zebranie zarządu lub określonego zespołu. Dopiero na podstawie ich ustaleń przygotowuje się odpowiedź. Zdarza się, że przed jej udzieleniem zaleca się wykonanie pewnych ekspertyz. W wielu kwestiach wydaje się to zrozumiałe z tego względu, że budowa MEW jest skomplikowana, wymagająca wieloaspektowego spojrzenia. Natomiast liczne konieczne uzgodnienia przyczyniają się do tego, że proces bardzo się wydłuża.

Za znaczne wydłużenie procesu inwestycyjnego odpowiada nadmierna biurokracja. Wymaga się od inwestora przygotowania ogromnej liczby dokumentów, załączników, rozmaitych ekspertyz, oświadczeń czy poświadczeń. Duża część przygotowywanej dokumentacji wynika wprost z przepisów prawa i musi być wykonana. Pewna część wynika z uwarunkowań lokalnych oraz ekspertyz nakazanych przez urzędy czy projektantów. Im dalszy etap inwestycji, tym z reguły więcej dokumentów trzeba przygotować. Lecz warto dodać, że nawet w początkowym etapie środowiskowym do RDOŚ trafiały kilkusetstronicowe opracowania dotyczące inwestycji w OZE o niewielkiej mocy. Przy tak dużej liczbie dokumentów nietrudno o pomyłkę, brak jakiegoś dokumentu i stąd biorą się liczne kontakty na linii urząd – inwestor.



Bardzo często wymagana była w dokumentacji akceptacja osób uprawnionych. Oczywiście jest, że te osoby powinny podpisywać się pod projektami, oświadczeniami, ekspertyzami, które wykonują. Jednak problematyczne stawało się kwestionowanie przez urząd szablonów druków, na których się te osoby podpisywały, czy nakazanie im przeformułowania pewnych treści lub pojedynczych zdań, czasami dopisania czegoś. W jednym przypadku spotkano się z tym, że wymagano od projektanta podpisu pod ogólnie dostępną informacją z zakresu specjalistycznej wiedzy technicznej. Z takich powodów inwestorzy byli odsyłani do projektantów, rzeczoznawców, geodetów i innych specjalistów, aby ci coś uzupełniali, zmienili, podpisali. To oczywiście wiązało się z marnotrawieniem czasu inwestora i często ponoszonymi przez niego kosztami, a także wydłużało procedury postępowania.

Stosunkowo często okazywało się, że inwestorzy (czy inne osoby przygotowujące lub opracowujące dokumentację) wypełnili nieaktualny formularz, oświadczenie lub były one niekompletnie, brakowało jakiegoś zapisu, itd. Okazuje się, że bardzo dużym problemem bywa znalezienie odpowiednich, aktualnych szablonów formularzy. Teoretycznie informacje o nich znajdują się w odpowiednich przepisach administracyjnych lub prawnych, choć mogą zawierać jedynie wskazówki, co powinno się znaleźć w formularzu. Niektóre szablony są opracowane przez ministerstwa. Czasem są zamieszczane na stronach internetowych urzędów czy stowarzyszeń branżowych. Przygotowanie niekompletnego lub niewłaściwego formularza wymaga poprawy. Jeśli dotyczyło to osoby uprawnionej, przykładowo projektanta, wiązało się z koniecznością nawiązania kontaktu z nim, aby ponownie przygotował formularz lub uzupełnił go, a później kolejnej wizyty w urzędzie.

Dużym problemem było to, że cenieni za swoją wiedzę techniczną w środowisku branżowym projektanci, geodeci czy rozmaici inni eksperci nie nadążali za śledzeniem zmian przepisów administracyjnych. Często sprowadzało się to do tego, że przygotowywali oświadczenia na nieaktualnych już formularzach lub w niewłaściwej formie. Wyjaśniali, że ostatnio takie sporządzali lub w innym urzędzie tego typu oświadczenia są akceptowane. Czasem prosili, aby przygotować im odpowiedni formularz do wypełnienia, uzasadniając, że urzędy mają własne wymagania w tym zakresie. Zatem zdarzały się sytuacje, że na inwestora spadało uzgadnianie druku formularza oświadczenia.

Niektórzy respondenci wskazywali, że jeśli przed złożeniem wniosku uzgodnili w urzędzie, jak go wypełnić i co trzeba załączyć, to było im łatwiej, gdyż wiedzieli, do czego mają dążyć. Wydaje się, że to bardzo dobre rozwiązanie, jeśli tylko urzędnicy mogą i są w stanie pomóc w tym zakresie. Okazuje się jednak, że czasem w urzędzie nie było z kim porozmawiać. Niektórzy urzędnicy zajmujący się określonymi sprawami pracują tylko na część etatu i z tego względu nie przebywają w pracy w niektóre dni (zwykle w małych urzędach). Z kolei w dużych urzędach może być problem z dotarciem do właściwej osoby. Problemem były też odpowiedzi pracowników urzędów, które niewiele wносиły do sprawy i wiązały się ze znaczną dodatkową pracą inwestora. Przykładowo na pytanie o wzór formularza

i wysokość opłaty wnoszonej przy składaniu wniosku, respondent otrzymał informację, że taki formularz i wysokość opłaty znajdują się w stosownym rozporządzeniu. Inwestor został odesłany do analizowania kilkudziesięciu stron przepisów prawnych i odszedł z urzędu praktycznie z niczym.

Natomiast dużo łatwiej jest się komunikować, gdy po złożeniu wniosku sprawa inwestora zostanie przypisana do konkretnego urzędnika. Ale jego nieobecność w pracy zahamowuje rozpatrywanie dokumentacji. Czasem wiele zależy od uzyskania szybkiej decyzji, czy informacji, co i jak należy uzupełnić. Przykładowo nieraz inwestor prowadzi równoległe kilka postępowań w zakresie tej samej inwestycji i wymagane jest w innym miejscu załączenie określonego pozwolenia. Ponieważ inwestycja w MEW wymaga licznych kontaktów, jeśli kilka decyzyjnych osób w różnym czasie w trakcie przeprowadzania postępowania będzie na urlopie, zwolnieniu czy szkoleniu, może to znacząco wydłużyć cały czas postępowania. Wydaje się jednak, że najbardziej dokuczliwe jest wydłużanie postępowania, kiedy już zainwestowano znaczne środki i trzeba czekać bezczynnie aż MEW będzie mogła działać – przykładowo przy pozwoleniu koncesyjnym czy odbiorze inwestycji.

Warto jeszcze zwrócić uwagę, że pozwolenia, mapy, zaświadczenia z ZUS czy urzędu skarbowego wydawane są na określony czas. Może się tak zdarzyć, że w trakcie uzyskiwania kolejnych pozwoleń, te pierwsze wcześniej wydane utracą już ważność. Jest to problem w kontekście wydłużania postępowania administracyjno-inwestycyjnego.

Kolejną sprawą jest nieraz odmienne interpretowanie przepisów prawnych przez różne urzędy czy stawianie innych wymagań w podobnych kwestiach. Szczególnie trudne jest kwestionowanie wydanych przez inny urząd pozwoleń. Inwestorzy spotykali się z tym, że w kolejnym etapie administracyjno-inwestycyjnym dotyczącym MEW urzędnik podważał decyzje wydane wcześniej, uznając, że wcześniejsze decyzje zawierały błędy, były zbyt ogólne lub zbyt szczegółowe i w stosunku do tych ostatnich trudno będzie sparametryzować przedsięwzięcie. Były sytuacje, że inwestor musiał wystąpić na drodze administracyjnej o wydanie nowej lub korektę zakwestionowanej decyzji, co oczywiście wydłużało czas realizacji przedsięwzięcia i powodowało dodatkowe koszty dla inwestora. Wydaje się, że jeśli nie ma rażącego błędu utrudniającego inwestycję, to decyzja wcześniej wydana, nawet jeśli zawiera pewne uchybienia powinna być akceptowana. Urzędy powinny między sobą to wyjaśnić, aby w przyszłości uniknąć podobnych błędów. Można zauważyć, że część problemów urzędowych wynika z tego, że istnieje mało MEW w województwie i niektórzy urzędnicy nie mieli możliwości nabycia wcześniej doświadczenia w przeprowadzeniu tego typu postępowania.

Osobną sprawą jest oportunizm i inne zachowania naganne, które pojawiały się w trakcie przeprowadzania procesu administracyjno-inwestycyjnego. Część respondentów wspominała, że spotkali się z różnymi nieprzyjemnymi sytuacjami. Nie było to zasadniczym tematem badań, a dodatkowo te sprawy powinny być rozpatrywane z punktu widzenia różnych stron, nie tylko inwestorów. Z tego względu pominięto te

kwestie, chociaż wydaje się, że mogły w niektórych sytuacjach wydłużać proces administracyjno-inwestycyjny. Wydaje się, że nie było znaczących zastrzeżeń do pracy urzędników, tylko bardziej do systemu, który jest bardzo skomplikowany i nakłada wiele obowiązków oraz wymagań do spełnienia przez inwestorów.

Na podstawie przeprowadzonych badań stwierdzono, że małe inwestycje w elektrownie wodne są finansowane głównie z własnych środków, czasem w niewielkiej części z komercyjnych kredytów. Dofinansowywanie tych inwestycji środkami publicznymi jest rzadkie. Natomiast znaczna część respondentów starała się pozyskać środki zewnętrzne na finansowanie inwestycji. Uważają oni, że ten etap jest bardzo czasochłonny dla inwestora oraz wymaga dużych nakładów pracy, natomiast efektu w postaci pozyskania zewnętrznego finansowania bardzo często nie ma.

Na etapie budowy pojawiały się pewne koszty *ex post*, związane z różnymi kwestiami trudnymi do przewidzenia we wcześniejszym stadium projektowym. Czasem podczas budowy okazywało się, że dokumentacja tworzona była w oparciu o istniejące, ale nieaktualne mapy geodezyjne. Po rozpoczęciu prac w terenie nieraz okazywało się, że w gruncie istnieje inaczej naniesiona infrastruktura, zatem konieczne było aktualizowanie projektów i ponoszenie kosztów transakcyjnych w tym zakresie.

Może się okazać, że koszty *ex ante* poniesione przez inwestora w czasie wykonywania projektów przeobrażą się w koszty *ex post* związane z konsekwencjami nieprecyzyjnego wykonania projektu lub niewykonania wcześniej stosownych pomiarów. Przykładowo mogą to być wadliwie, źle sparametryzowane lub wykonane urządzenia czy armatura. Jeśli chodzi o funkcjonowanie MEW, to wielu respondentów stwierdziło, że elektrownia pracuje prawie bez przerw z wyjątkiem czasu konserwacji i krótkich okresów zbyt wysokich lub niskich przepływów wodnych lub innych niekorzystnych zjawisk hydrologicznych. Dla tych obiektów koszty transakcyjne *ex ante* procesu inwestycyjnego nie przeobraziły się w koszty *ex post*. W kilku lokalizacjach trzeba było jednakże z różnych względów zmodernizować MEW. Czasem konieczność modernizacji wiązała się z uciążliwymi procedurami, niekiedy podobnymi do tych, jakie przechodzą inwestorzy dopiero inicjujący inwestycję w MEW. Świadomość takich doświadczeń niekiedy powstrzymuje inwestorów przed uzasadnionymi modernizacjami już pracujących obiektów.

Warto też zaznaczyć, że mieszkający w pobliżu MEW właściciele często sami je obsługują, konserwują i pilnują, ewentualnie zajmuje się tym ktoś z rodziny. Trudno wycenić prace, które wykonywane są zwykle z dużym oddaniem, zaangażowaniem, solidnością i terminowością przez członków rodziny. Ponadto taka praca zwykle nie generuje kosztów kontroli, ze względu na wzajemne zaufanie członków rodziny. Bliskość zamieszkania właściciela i jego rodziny zmniejsza niektóre problemy związane z obsługą MEW (np. odgarnianie liści, pilnowanie pracy obiektu elektrowni w czasie okresów zlodzenia i wezbrań).

Obserwuje się duże zainteresowanie energetyką wodną. Właściciele elektrowni wodnych w województwie łódzkim twierdzą, że sporo osób odwiedza MEW. Nie-

którzy z przybywających chcą inwestować w tę branżę, inni przyjeżdżają w celach edukacyjnych lub turystycznych. Do niektórych obiektów przychodzą wycieczki z okolicznych szkół.

System finansowego wsparcia dla energetyki odnawialnej obowiązujący w momencie rozpoczęcia badań (2011 r.) był raczej pozytywnie oceniony przez respondentów. Jednak przeciągające się prace nad ustawą o OZE wprowadziły element niepewności, co do kształtu tego systemu w przyszłości i warunków funkcjonowania rynku energii ze źródeł odnawialnych. Obawy te należy uznać za w pełni uzasadnione, zwłaszcza w świetle dyskusji nad kolejnymi projektami tej ustawy. Ustawa przyjęta na początku 2015 roku nie do końca rozwiązała istniejące wątpliwości odnośnie do systemu aukcyjnego.

Na podstawie badań stwierdza się, że przedłużające się procedury administracyjne związane z procesem inwestycyjnym są poważnym problemem i wiążą się ze znacznym ryzykiem dla przedsiębiorców. Zwiększa się biurokracja w tym zakresie, wymaga się coraz większej liczby dokumentów, niekiedy przygotowanych wyłącznie przez osoby uprawnione. Przepisy prawa zmieniają się stosunkowo szybko i w związku z tym wymagania w zakresie inwestycji trzeba modyfikować. Im później zaczyna się proces administracyjno-inwestycyjny, tym z reguły trwa on dłużej i jest coraz bardziej skomplikowany. Zauważono również, że zdecydowanie łatwiej i szybciej jest uzyskać stosowne pozwolenia w miejscu, gdzie już istniała wcześniej elektrownia lub młyn wodny i została pewna infrastruktura. Te obiekty przechodziły krótszą drogę administracyjną. Być może przyszłością energetyki wodnej będą lokalizacje, w których już kiedyś istniały obiekty hydroenergetyczne, tym bardziej, że w przeszłości w województwie łódzkim, jak i w całej Polsce, było bardzo dużo takich obiektów.

W tej publikacji próbowano przedstawić różne koszty transakcyjne występujące podczas procesu inwestycyjnego oraz je policzyć. Wskazanie różnego rodzaju kosztów było zdecydowanie prostsze od ogólnego szacowania kosztów. Niektóre koszty wyrażono przez ilość przejechanych kilometrów, koszty opracowania wniosków, ilości jednostek czasu poświęconych na realizację określonego działania. Te kalkulacje, mimo że są nacechowane subiektywizmem oraz pewną niedokładnością, której nie da się uniknąć, stanowią niejaki wytlumaczenie powolności rozwoju sektora OZE.

## **4.6. Założenia do analizy ekonomicznej projektu inwestycyjnego w MEW**

Poszczególne technologie stosowane w MEW okazują się bardzo zróżnicowane pod względem opłacalności. Ponadto efektywność technologii zależy od specyfiki lokalizacji. Z tego względu przy ocenach ekonomicznych powinno się stosować

indywidualne podejście do konkretnych przedsięwzięć. Należy też uwzględnić, co jest istotne dla rozważania o kosztach transakcyjnych, i co jest również czasem podkreślane w literaturze, że przed realizacją przedsięwzięcia dla oceny jego opłacalności przyjmowane są wielkości nakładów i efektów oczekiwane przez inwestora. Jednakże w rzeczywistości mogą być one znacząco inne. Trudno zatem precyzyjnie obliczyć przyszłe dochody przed zrealizowaniem inwestycji<sup>18</sup>. Budowa MEW związana jest z ponoszeniem różnego rodzaju kosztów. W ciągu cyklu życia elektrowni wodnej generowane są najpierw koszty procesu administracyjno-inwestycyjnego, potem koszty budowlane i te związane z okresem eksploatacji. Są one wzajemnie powiązane i wpływają na siebie. Do kosztów związanych z procesem administracyjno-inwestycyjnym można zaliczyć między innymi: koszty zakupu informacji o przepływach wodnych i innych związanych z lokalizacją przyszłej elektrowni, koszty map, koszty wykonania koncepcji budowy elektrowni, operatu wodnoprawnego, projektu budowlanego, projektu elektrycznego, przygotowywania wniosków, ekspertyz, koszty kontaktów z otoczeniem biznesowym, koszty koordynowania procesu administracyjnego. Są to znaczne koszty transakcyjne *ex ante*, których wysokość też zależy od staranności zbierania informacji (związanej na przykład ze szczegółowymi danymi o natężeniu i czasie trwania przepływów wodnych, dokładnymi mapami i projektami) i umiejętności jej przekształcania przez inwestora. Z kolei przy braku precyzji ustaleń te koszty prawdopodobnie przekształcą się w koszty *ex post*. Zatem koszty transakcyjne mogą powstawać w ciągu całego cyklu życia elektrowni.

Koszty budowy zależą od zastanego stanu w miejscu lokalizacji. Przykładami kosztów związanymi z tym etapem mogą być: koszty remontu lub budowy piętrzenia, ujęcia wody, kanału, rurociągu derywacyjnego, budynku. Oprócz tego inwestor ponosi wydatki związane z zakupem turbin, krat, siłowni, generatorów, transformatorów, linii przesyłowych, przyłączeniem MEW do sieci, a także koszty ochrony rybostanu, itp. Jednocześnie trzeba zwrócić uwagę, że budynki i elementy wyposażenia elektrowni (turbiny, rury, niektóre elementy konstrukcyjne) cechują się zwykle specyficzną wartością i nieprzenoszalnością. Zwykle są one projektowane i przystosowane do konkretnej lokalizacji. Z tego powodu powinno się stosować tzw. *ochronną strukturę zarządzania*<sup>19</sup> tymi dobrami. Przykładowo przy zerwaniu umowy przez stronę powinno być zagwarantowane odszkodowanie adekwatne do poniesionych kosztów.

Podczas eksploatacji obiektu ponoszone koszty związane są z konserwacją, remontami, wywozem śmieci i usprawnień oraz koszty finansowe, do których można zaliczyć: opłatę za dzierżawę, obsługę zewnętrznego finansowania, ubezpieczenie elektrowni, podatki, ewentualnie płace personelu lub pracę własną. Z ty-

18 R. Meller, *Przedsiębiorczość*, Polskie Wydawnictwo Ekonomiczne, Warszawa 2011, s. 248.

19 O.E. Williamson, *Ekonomiczne instytucje kapitalizmu*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 1988, s. 247.

tułu działalności w sektorze OZE właściciele regulują też płatności związane z podatkami dochodowymi i lokalnymi. Ich zakres jest zawarty w ustawie o podatku dochodowym od osób fizycznych i ustawie z dnia 12 stycznia 1991 r. o podatkach i opłatach lokalnych<sup>20</sup>. W przyszłości prawdopodobnie zostaną wprowadzone podatki od pobranej wody.

Przedsiębiorca samodzielnie prowadzący działalność osiągający przychody poniżej 150 000 euro rocznie (633 450 zł w 2013 r.) z tytułu wytwarzanej energii ma możliwość wybrać sposób opodatkowania podatkiem dochodowym. Może to być ryczałt w wysokości 5,5%<sup>21</sup> lub podatki według skali ogólnej. Na inwestycję nakładane są również podatki lokalne – od powierzchni gruntów, powierzchni użytkowej budynków, budowli lub ich części związanych z prowadzeniem działalności gospodarczej. Maksymalna stawka w przypadku budowli wynosi 2% wartości na dzień 1 stycznia roku podatkowego stanowiąca podstawę obliczania amortyzacji, ale niepomniejszona o odpisy amortyzacyjne. Jeśli amortyzacja została zakończona, to stawka jest obliczana na podstawie wartości ostatniego jej odpisu<sup>22</sup>.

Korzyściami z inwestycji w MEW mogą być w zależności od rodzaju obiektu, wieku obiektu, uzyskanych zezwoleń oraz dotychczasowego wsparcia:

- spodziewane roczne dochody netto ze sprzedaży wyprodukowanej energii oraz świadectw pochodzenia (po odjęciu kosztów operacyjnych oraz utrzymania),
- spodziewane roczne dochody netto jedynie ze sprzedaży wyprodukowanej energii (po odjęciu kosztów operacyjnych oraz utrzymania),
- wylicytowane na aukcji ceny za wyprodukowaną jednostkę energii (po odjęciu kosztów operacyjnych oraz utrzymania) – planowane od 2016 r.

W prognozie dotyczącej wielkości produkcji energii powinno się ją kalkulować w zależności od średniego rocznego przepływu, czasu trwania przepływów, wysokości piętrzenia, rodzaju turbiny i jej sprawności przetwarzania określonych wielkości przepływu. Na podstawie czasu trwania poszczególnych wielkości natężeń przepływów można określić prawdopodobną liczbę dni w roku, w których elektrownia nie będzie pracować ze względu na zbyt wysokie lub niskie przepływy wody. Istotne jest uwzględnienie możliwych wahań przepływów w poszczególnych latach, gdyż może wpłynąć znacząco na poziom produkcji energii i wielkość przychodów. Prognozowane zmiany klimatu mogą przyczynić się do zwiększania

20 T. Szymura, *Odnawialne źródła energii – wybrane aspekty podatkowe*, „Energetyka Wodna”, nr 2/2013, s. 27–28.

21 Do 2010 r. przychód ze sprzedaży energii mógł być opodatkowany ryczałtem 5,5%, a przychód ze świadectw pochodzenia – stawką 19% jako przychód z kapitałów pieniężnych. Obecnie można przychód ze sprzedaży świadectw pochodzenia kwalifikować jako przychody z pozarolniczej działalności gospodarczej i opodatkowywać według stawki – 5,5%. Za: M. Pasiewicz, W. Brysz, *Opodatkowanie sprzedaży zielonych certyfikatów – kontrowersyjne wyroki NSA*, „Energetyka Wodna”, nr 02/2013, s. 26.

22 T. Szymura, op. cit.

częstości występowania zdarzeń ekstremalnych na rzekach i tempa ich osiągnięcia. W analizie powinno się zatem założyć zwiększone prawdopodobieństwo występowania lat „suchych” i „mokrych”, które będą wpływać na produkcję energii. W latach suchych może okazać się, że po uwzględnieniu przepływu biologicznego niewiele wody pozostaje do wykorzystania energetycznego. W analizie powinno się założyć również możliwą przerwę w pracy elektrowni podczas bardzo wysokich przepływów i stanów wód, kiedy elektrownia jest wyłączana. Zalanie elektrowni przez powódź może spowodować znaczne zniszczenia obiektu<sup>23</sup>.

Badając inwestycje pod kątem społecznym, powinno się dodatkowo uwzględniać wpływ inwestycji na otoczenie i środowisko, zatem efekty zewnętrzne. Poszczególne czynniki powinny być ocenione zgodnie z ich wartością użytkową lub kosztem alternatywnym dla społeczeństwa<sup>24</sup>. W przypadku inwestycji w MEW, które są często związane ze znacznymi pozytywnymi efektami zewnętrznymi, nieuwzględnianie ich może znacznie zmienić rachunek ekonomiczny. W przypadku projektów efektywnych ekonomicznie, ale nieefektywnych finansowo, niezrealizowanie ich przyczyniłoby się do utraty dobrobytu społecznego<sup>25</sup>.

Najistotniejszym wnioskiem płynącym z badań jest to, że proces administracyjno-inwestycyjny w MEW obejmujący wiele zagadnień interdyscyplinarnych jest skomplikowany, a przez to długotrwały. Okazuje się, że skuteczne przeprowadzenie go prowadzące do wydania stosownych zgód na realizację inwestycji obecnie może trwać cztery–pięć lat. Włączając w to również czas budowy elektrowni oraz końcowych odbiorów prowadzących do wydania zgody na użytkowanie i wytwarzanie energii, wskazano, że trwający około pięć lat okres inwestycyjno-administracyjno-budowlany w stosunku do nieraz tylko piętnastoletniego okresu dzierżawy piętrenia jest bardzo długi i zajmuje aż jedną trzecią tego okresu. Zatem inwestorzy powinni w ciągu dziesięciu lat uzyskać przynajmniej zwrot poniesionych nakładów. Czy to się uda, zależy od wielu czynników. Jednym z nich jest odpowiednia, właściwa cena za jednostkę „czystej” energii.

23 J. Sołtuniak, *Wpływ prognozowanych zmian klimatu na energetykę wodną w województwie łódzkim*, [w:] M. Burcharad-Dziubińska (red.), *Lokalne i globalne uwarunkowania rozwoju gospodarczego*, Polskie Towarzystwo Ekonomiczne, Łódź 2012, s. 185–193.

24 Te metody to: ENPV (*economic net present value*), ERR (*economic rate of return*) wskaźnik korzyści–koszty B/N (*benefit-cost ratio*). ENPV jest różnicą między zdyskontowanymi korzyściami i kosztami projektu. Jeśli  $ENPV > 0$ , to projekt może być wdrożony. ERR jest stopą dyskontową, dla której ENPV równe jest 0, zatem warto wdrożyć projekty o większej stopie dyskontowej niż ERR. Kryteria stosowane w analizie efektywności ekonomicznej są analogiczne do kryteriów w analizie finansowej, ale uwzględniają one koszty i korzyści społeczne. Za: M. Ligus, *Efektywność inwestycji w odnawialne źródła energii*, Wydawnictwo CeDeWu, Warszawa 2010, s. 18.

25 Ibidem.

# Zakończenie

Zgodnie z regulacjami obowiązującymi do 2020 r. w Polsce powinien nastąpić wzrost udziału OZE w wielkości wytwarzanej energii do 15%. W tym celu w kraju zostały wprowadzone ekonomiczno-prawne mechanizmy wspierające. Obecnie przyrost produkcji energii odnawialnej jest generowany głównie przez wielkie elektrownie wiatrowe i instalacje, w których wykorzystuje się współspalanie. Pozostałe OZE, w tym elektrownie wodne, nie generują istotnych przyrostów uzyskiwanej energii. Istnieje wiele przyczyn tego stanu. Zwykle w literaturze podaje się, że jednym z powodów słabego rozwoju energetyki wodnej jest fakt, że najlepsze lokalizacje do jej rozwoju są już od dawna zajęte i wykorzystywane energetycznie. Warto jednakże podkreślić, że wodny potencjał energetyczny w Polsce jest wykorzystywany w około 20%, a w krajach wysoko rozwiniętych prawie maksymalnie.

W tej monografii przyczyny powolnego rozwoju tych inwestycji przeanalizowano z perspektywy mikroekonomicznej, ze szczególnym naciskiem na koszty transakcyjne. Opisano specyfikę inwestycji w MEW wraz z uwarunkowaniami otoczenia instytucjonalnego: ekonomicznego, administracyjno-prawnego, społecznego i politycznego. Okazało się, że wiele problemów jest nietypowych, pojawiających się tylko w danym miejscu i czasie.

Przedmiotem szczegółowych badań były elektrownie wodne w województwie łódzkim. Na ich przykładzie wykazano, że dużym problemem w rozwoju małej energetyki wodnej jest długotrwałość i niepewność procesu inwestycji, a także skomplikowane procedury. Inwestor, niezależnie od wielkości planowanego obiektu, ma obowiązek uzyskać szereg pozwoleń administracyjnych, decyzji i ekspertyz, poczynić uzgodnienia ze stronami. Jest to czasochłonne i kosztowne. Obecnie inwestycja w nową MEW wiąże się z kilkuletnim procesem inwestycyjno-budowlanym. Uciążliwość procesu administracyjnego i jego długi czas trwania mają przez to wpływ na opóźniony zwrot z inwestycji, co osłabia ich konkurencyjność. Wydaje się, że jednym z głównych czynników hamujących rozwój energetyki wodnej może być właśnie długotrwały proces administracyjny ze wszystkimi jego konsekwencjami.



Kolejną bardzo istotną barierą dla rozwoju MEW są wysokie koszty inwestycyjne: całkowite i na jednostkę wyprodukowanej energii (wyższe niż koszty produkcji w elektrowniach konwencjonalnych). Jednak niektóre analizy wskazują, że energia ze źródeł odnawialnych, w tym z elektrowni wodnych mogłaby być konkurencyjna w stosunku do energii ze źródeł konwencjonalnych przy uwzględnieniu wartości efektów zewnętrznych związanych z tą produkcją. Głównie chodzi tu o unikniętą emisję zanieczyszczeń i oszczędność surowców konwencjonalnych, ale także o prace na rzecz otoczenia przyrodniczego i społecznego, które wykonują właściciele MEW związane z konserwacją piętrzeń i koryta rzeki w pobliżu elektrowni. Obecnie w Polsce cena za cechę ekologiczną energii odnawialnej jest ustalana przez rynek. Przez to jest niestety zmienna i wydaje się dużo niższa od rzeczywistej wartości. Brak odpowiednich przepisów uniemożliwia właściwe i sprawiedliwe rozwiązanie problemu efektów zewnętrznych, co utrudnia inwestycjom w odnawialne źródła energii osiągnięcie konkurencyjności rynkowej.

Kolejnym bardzo istotnym problemem w rozwoju MEW jest brak długotrwałej stabilności przepisów i bezpieczeństwa inwestycyjnego tak, aby nie powstały koszty osierococone. Przyjęcie w lutym 2015 r. ustawy o OZE nie zmieniło sytuacji w zakresie niepewności dotyczącej przyszłego wsparcia oraz braku stabilności inwestycyjnej. Nadal utrudnione jest przeprowadzenie realnej kalkulacji inwestycji, co wiąże się chociażby z problemami przy ubieganiu się o uzyskanie zewnętrznego finansowania.

Można ocenić, że inwestycje w MEW charakteryzuje wysokie ryzyko. Na początku inwestycji wiąże się ono z dużym prawdopodobieństwem niezyskania wymaganych pozwoleń inwestycyjnych. Dochodzi niepewność odnośnie do przyszłego systemu wsparcia dla energetyki odnawialnej i przyszłej podaży surowca odnawialnego. Ryzyko w tej branży podwyższają: wysoka specyficzność aktywów i wysokie koszty inwestycyjne. Warto jednak dodać, że elektrownie wodne są długowieczne w porównaniu z innymi obiektami wykorzystującymi odnawialne źródła energii. W Polsce działają elektrownie wodne liczące ponad sto lat. Z tego względu przy zapewnieniu stabilności inwestycyjnej i eksploatacyjnej oraz w zakresie przedłużenia na takich samych warunkach dzierżawy obiektu piętrzącego i pozwolenia wodnoprawnego, wydaje się, że właściciele elektrowni wodnych mogliby akceptować dłuższy okres zwrotu.

Elektrownie wodne nie zmniejszają ilości wody płynącej w korycie rzeki, nie zużywają jej. Wykorzystują tylko energię spiętrzonej wody. Są to dość stabilne i przewidywalne źródła odnawialnej energii. Wielofunkcyjność obiektów, przy których znajdują się MEW generuje znaczne pozytywne efekty zewnętrzne. Zasada zrównoważonego rozwoju wymaga łącznej analizy kwestii ekonomicznych, społecznych i środowiskowych. Wykorzystanie energii z elektrowni wodnych wpisuje się w tę zasadę. Natomiast trzeba zaznaczyć, że trudne jest precyzyjne oszacowanie wartości efektów zewnętrznych w konkretnej lokalizacji. Wydaje się, że wpływ większości obecnie budowanych elektrowni wodnych na otoczenie jest

minimalny, gdyż zazwyczaj są stosowane technologiczne rozwiązania prośrodowiskowe. To sprawia, że MEW osiąga efekt produkcyjny i ekologiczny. Jednak koszty zastosowania zalecanych i obowiązujących rozwiązań prośrodowiskowych bywają znaczne. Z przeprowadzonych badań wynika, że spełnianie bardzo rygorystycznych standardów środowiskowych powoduje duże trudności techniczno-organizacyjne i wysokie koszty w przeprowadzeniu inwestycji, a czasem nawet rezygnację z budowy elektrowni. Wydaje się, że wskazane byłoby ustalenie ogólnych norm dotyczących budowy i eksploatacji MEW oraz finansowe wspieranie ich budowy w zakresie rozwiązań prośrodowiskowych. Należy zauważyć, że długotrwałość administracyjnych procedur przedinwestycyjnych i wysokie koszty transakcyjne w trakcie realizacji inwestycji budowy MEW są stratą społeczną ze względu na niemożność osiągania korzyści w postaci pozytywnych efektów zewnętrznych generowanych przez energetykę wodną. Opóźnienie rozpoczęcia pracy inwestycji w odnawialne źródła oznacza, że do produkcji analogicznej wielkości energii wykorzystuje się surowce kopalne, co generuje zanieczyszczenia i inne negatywne efekty z nimi związane.

Wielkość uzyskiwanego przychodu z produkcji energii ze źródeł odnawialnych uzależniona jest od wielu czynników, między innymi: warunków naturalnych, technicznych, uzyskiwanych cen sprzedaży energii i mechanizmów wsparcia produkcji energii ze źródeł odnawialnych. Wydaje się, że przyszli inwestorzy zawsze powinni zakładać wystąpienie potencjalnych utrudnień, przeszkód i opóźnień związanych z uzyskiwaniem niezbędnych pozwoleń. Kolejnym problemem jest niewiadoma w zakresie przyszłego poziomu wsparcia. Zwrócono też uwagę na ryzyko zmienności przepływów wodnych, które mogą być wywołane między innymi przez zmiany klimatu. Z uwagi na długi okres eksploatacji elektrowni wodnych czynnik ten może okazać się znaczący, zwłaszcza, że występują naturalne wahania klimatyczne w cyklach kilkunastoletnich, które wiążą się z niewielkimi zmianami temperatur, ale powodują zmiany opadów i parowania, wpływając na zmienne przepływy wód. W przyszłości okazać się może, że z tego względu woda płynąca będzie wykorzystywana w większym stopniu na potrzeby nawadniania gruntów i retencjonowania, co znacząco może zmniejszyć użycie rzek do produkcji energii.

W planowanym systemie wsparcia przewidziano, że cena wytwarzanej energii będzie najlepszym kryterium jego przyznania. W pewnym stopniu będzie zróżnicowana w zależności od rodzaju i wielkości źródła OZE. Wydaje się zasadne i sprawiedliwe, aby wsparcie było uzależnione od generowanych efektów zewnętrznych, a także przewidywalności oraz stabilności źródeł. Jednakże trudno jest ustalić, jak uzależnić wysokość wsparcia od ponoszonych kosztów transakcyjnych, które są znaczące.



# Bibliografia

- Acocella N., *Zasady polityki gospodarczej*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2002.
- Alchian A.A., Demsetz H., *The Property Right Paradigm*, „The Journal of Economic History”, vol. 33, nr 1, 1973, s. 16–27.
- Allen R.C., *India in the Great Divergence*, [w:] J. Hatton, H. O'Rourke, A.M. Taylor (red.), *The New Comparative Economic History: Essays in Honor of Jeffery G. Williamson*, MIT Press, Cambridge 2007, s. 9–32.
- Andreea-Oana I., *A New Approach in Economics: Transaction Costs Theory*, „The Journal of the Faculty of Economics”, May (2) 2009, s. 370–375, <http://steconomice.uoradea.ro/anale/volume/2009/v2-economy-and-business-administration/62.pdf> [Dostęp 02.10.2011].
- Augustyn S., *Symulacyjne określanie prędkości wiatru dla analizy efektywności turbin wiatrowych*, „Czysta Energia”, nr 1/2009, s. 18–19.
- Bac M., *Istota ryzyka katastroficznego w nieruchomościach*, [w:] I. Jędrzejczak, S. Bożek-Węglarz (red.), *Ubezpieczenie ryzyka katastroficznego*, „Prace Naukowe Akademii Ekonomicznej im. Karola Adamięckiego w Katowicach”, Wydawnictwo Akademii Ekonomicznej w Katowicach, Katowice 2008, s. 23–34.
- Bagiński L., *Dyrektorzy wodni*, „Gospodarka Wodna”, nr 6/ 2010, s. I–IV.
- Balcerowicz L., *Wstęp do wydania polskiego*, [w:] R. Coase, *Firma, rynek i prawo*, Oficyna Wolters Kluger Business, Warszawa 2013, s. IX–XXV.
- Balcerzak A.P., *System instytucjonalny, jako determinant wykorzystania potencjału „Nowej gospodarki”*, [w:] B. Polszakiewicz, J. Boehlke (red.), *Ład instytucjonalny w gospodarce*, Wydawnictwo Uniwersytetu Mikołaja Kopernika, Toruń 2005, s. 105–109.
- Barzyk G., *Aspekty eksploatacji elektrowni wiatrowej*, „Czysta Energia”, nr 12/2011, s. 18–21.
- Barzyk G., *Jak przyłączyć elektrownię wiatrową*, „Czysta Energia”, nr 4/2007, s. 10–12.
- Barzyk G., *Kryterium zwarciove a warunki przyłączenia do sieci*, „Czysta Energia”, nr 4/2009, s. 26–27.
- Barzyk G., *Problemy i aktualne kierunki rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce*, „Czysta Energia”, nr 2/2008, s. 32–35.
- Barzyk M., Barzyk G., *Energetyka wiatrowa w świetle projektu zmian Prawa energetycznego*, „Czysta Energia”, nr 2/2009, s. 10–11.

- Bauer A., Żółciński S., *Studium wykonalności dla projektów OZE*, „Fundusze Europejskie”, nr 4/2009, s. 47–49.
- Becla A., Czaja S., Zielińska A., *Analiza kosztów – korzyści w wycenie środowiska przyrodniczego*, Difin SA, Warszawa 2012.
- Begg D., Fisher S., Dornbusch R., *Mikroekonomia*, Polskie Wydawnictwo Ekonomiczne, Warszawa 2007.
- Behnke M., *Przedsięwzięcie jako przedmiot oceny oddziaływania na środowisko*, „Problemy Ocen Środowiskowych”, nr 1(48)/2010, s. 4–7.
- Benham A., Benham L., *The Cost of Exchange*, „Working Paper. Ronald Coase Institute”, nr 1, July 2001, s. 1–14.
- Bentkowska K., *Koszty transakcyjne w działalności eksportowej przedsiębiorstw w branży spożywczej*, [w:] R. Sobiecki, J.W. Pietrewicz (red.), *Koszty transakcyjne. Skutki zmian dla przedsiębiorstw*, Oficyna Wydawnicza Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie, Warszawa 2011 s. 185–201.
- Bielakowska W., *Czy wolno nam inwestować na obszarach Natura 2000?*, „Gospodarka Wodna”, nr 6/2009, s. 221–224.
- Boczar T., *Energetyka wiatrowa aktualne możliwości wykorzystania*, Wydawnictwo Pomiar, Automatyka, Kontrola, Warszawa 2007.
- Bodziński Z., Kramarz M., Sławomirski M.R., *Energia odnawialna wizytówka nowoczesnej gospodarki. Wstęp*, Wydawnictwo Adam Marszałek, 2011, s. 5–7.
- Boehlke J., *Charakterystyka nurtu prawo i ekonomia we współczesnej myśli ekonomicznej*, [w:] B. Polszakiewicz, J. Boehlke (red.), *Ład instytucjonalny w gospodarce*, Wydawnictwo Uniwersytetu Mikołaja Kopernika, Toruń 2005, s. 50–60.
- Boehlke J., *Kompletność, komplementarność i substytucyjność instytucji w przedsiębiorstwie w nowej ekonomii instytucjonalnej*, [w:] S. Rudolf (red.), *Nowa ekonomia instytucjonalna. Teoria i zastosowania*, Wydawnictwo Wyższej Szkoły Ekonomii i Prawa im. prof. E. Lipińskiego w Kielcach, Kielce 2009, s. 95–111.
- Bogacki S., *Koszty transakcyjne na rynku nieruchomości mieszkaniowych*, [w:] R. Sobiecki, J.W. Pietrewicz (red.), *Koszty transakcyjne. Skutki zmian dla przedsiębiorstw*, Oficyna Wydawnicza Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie, Warszawa 2011, s. 163–174.
- Bomanowski B., *Zasada zrównoważonego rozwoju. Wnioski de lege rata i de lege ferenda*, [w:] M. Burchard-Dziubińska, A. Rzeńca (red.), *Zrównoważony rozwój na poziomie lokalnym i regionalnym. Teoria i praktyka*, Wydawnictwo Uniwersytetu Łódzkiego, Łódź 2010, s. 26–45.
- Borys G., *Podatkowe aspekty handlu uprawnieniami zbywalnymi do emisji*, [w:] B. Poskrobko, G. Dobrzański (red.), *Problemy interpretacji i realizacji zrównoważonego rozwoju*, Białystok 2007, s. 138–148.
- Borys G., *Wybrane kontrowersje wokół handlu emisjami gazów cieplarnianych*, „Ekonomia i Środowisko”, nr 1(39)2011, s. 10–24.
- Brodziński K., *Kolorowa energia na TGE*, „Czysta Energia”, nr 10/2009, s. 12–14.
- Brodziński K., *Kolorowa energia na TGE*, „Czysta Energia”, nr 11/2009, s. 20–23.
- Brzeziński R., Bonisławska M., *Oddziaływanie wybranych budowli hydrotechnicznych na drożność i jakość wód rzeki Krąpiel*, „Gospodarka Wodna”, nr 1/2010, s. 34–43.

- Bukowska J., *Instrumenty prawne i administracyjne gospodarki wodno-ściekowej*, [w:] M. Cygler, R. Miłaszewski (red.), *Materiały do studiowania ekonomiki zaopatrzenia w wodę i gospodarki wód*, Wyd. „Ekonomia i Środowisko”, Białystok 2008, s. 150–154.
- Bukowski Z., *Zrównoważony rozwój w systemie prawa*, Zbigniew Bukowski & Towarzystwo Naukowe Organizacji i Kierownictwa, Stowarzyszenie Wyższej Użyteczności „Dom Organizatora”, Toruń 2009.
- Burchard-Dziubińska M., *Dyskontowanie przy inwestycjach w ochronie klimatu*, „Przegląd Komunalny”, nr 9/2010 (228), s. 18–19.
- Burchard-Dziubińska M., *Instytucje ochrony środowiska przyrodniczego w budowie zrównoważonego rozwoju w Polsce w okresie transformacji*, [w:] J. Godłów-Legiędź, *Instytucje i transformacja*, Wydawnictwo Adam Marszałek, Toruń 2009, s. 174–194.
- Burchard-Dziubińska M., *Instytucjonalne aspekty międzynarodowej współpracy w dziedzinie ochrony środowiska przyrodniczego*, Wydawnictwo Uniwersytetu Łódzkiego, Łódź 2006.
- Burchard-Dziubińska M., *Koszty transakcyjne wdrażania zrównoważonego rozwoju*, [w:] B. Poskrobko, G. Dobrzański (red.), *Problemy interpretacji i realizacji zrównoważonego rozwoju*, Białystok 2007, s. 75–88.
- Burchard-Dziubińska M., Lipińska D., *Analiza problemu przenoszenia zakładów z sektorów produkujących cement, stal, szkło oraz aluminium poza terytorium Polski i UE na skutek pojawienia się nowych przeszkód dla przedsiębiorców wynikających z pakietu klimatyczno-energetycznego oraz ocena proponowanych mechanizmów zapobiegających temu zjawisku*, [w:] *Pakiet klimatyczno-energetyczny – analityczna ocena propozycji Komisji Europejskiej*, Urząd Komitetu Integracji Europejskiej, Departament Polityki Integracyjnej, Warszawa, grudzień 2008, s. 399.
- Buszko M., *Procedura odnowienia pozwolenia wodnoprawnego*, „Energetyka Wodna”, nr 02/2013, s. 31–32.
- Butkowski M., *Energetyka wodna podstawowym źródłem energii odnawialnej w Polsce*, [w:] J. Kalotka (red.), *Materiały z VI Ogólnopolskiego Seminarium „Odnawialne Źródła Energii”*, Instytut Technologii i Eksploatacji – PIB w Radomiu, Radom 2010, s. 94–108.
- Byczkowski A., *Hydrologia*, tom 1, Wydawnictwo SGGW, Warszawa 1996.
- Challen R., *Institutions, Transaction Costs and Environmental Policy*, Edward Elgar, Cheltenham, UK, Northampton, 2000.
- Ciechanowicz-McLean J., *Bezpieczeństwo ekologiczne w prawie ochrony środowiska i w prawie wodnym*, [w:] H. Lisicka (red.), *Wybrane problemy prawa ochrony środowiska. Rola Sądów. Prawo wodne*, Wydawnictwo Prawo Ochrony Środowiska, Wrocław 2007, s. 154–161.
- Ciechanowicz-McLean J., *Ochrona środowiska w działalności gospodarczej*, Wydawnictwo Prawnicze Lewis Nexis, Warszawa 2003.
- Cieślakowski S., Marczevska E., *Elementy kosztów instalacji dla wybranych energii odnawialnych*, [w:] J. Kalotka (red.), *Odnawialne źródła energii. Materiały z I Ogólnopolskiego Seminarium „Odnawialne Źródła Energii”*, Instytut Technologii i Eksploatacji – PIB w Radomiu, Radom 2005, s. 206–212.
- Coase R.H., *The Problem of Social Cost*, „Journal of Law and Economics”, t. 3, 1960, s. 1–44.
- Coase R., *Firma, rynek i prawo*, Oficyna Wolters Kluwer Business, Warszawa 2013.
- Coase R., *The Nature of the Firm*, „Economica”, vol. 4 (16) 1937, s. 336–405.

- Crook T., Combs J.G., Ketchen D.J., Aguinis H., *Organizing around Transaction Costs: What have we learned and where do we go from here*, „Academy of Management Perspectives”, vol. 27, nr 1, 2013, s. 63–79, <http://dx.dui.org/10.5465/amp> [Dostęp 21.01.2013].
- Cygler M., Miłaszewski R., *Koszty środowiskowe i zasobowe*, [w:] R. Miłaszewski, M. Cygler, *Materiały do studiowania ekonomiki zaopatrzenia w wodę i ochrony wód*, Wydawnictwo Ekonomia i Środowisko, Białystok 2008, s. 34–48.
- Cyran E., *Inwestycje w MEW na przykładzie Lubicza Dolnego*, „Energetyka Wodna”, nr 3/2012, s. 25–27.
- Czaja S., Fiedor B., Graczyk A., Jakubczyk Z., *Podstawy ekonomii środowiska i zasobów naturalnych*, Wydawnictwo C.H. Beck, Warszawa 2002.
- Czajkowska A., *Antropogeniczne zmiany reżimu odpływu rzecznoego w zlewni Bierawki*, „Gospodarka Wodna” nr 4/2009, s. 163–171.
- Czerwiński A., *Współczesne źródła energii*, Wydział Chemii Uniwersytetu Warszawskiego, Warszawa 2001.
- Czyż M., *Ryzyko w sferze inwestycji proekologicznych*, „Ekonomia i Środowisko”, nr 1/2002, s. 93–105.
- Czyżewski B., Grzelak A., *Uwarunkowania kosztów transakcyjnych na przykładzie przemysłu spożywczego w Polsce*, [w:] R. Sobiecki, J.W. Pietrewicz (red.), *Uwarunkowania zmian kosztów transakcyjnych*, Oficyna Wydawnicza Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie, Warszawa 2011, s. 185–206.
- Ćmielewski M., Grześ M., *Wieloletnia zmienność złodzenia Wisły w Toruniu*, „Gospodarka Wodna”, nr 3/2010, s. 112–115.
- Ćwil M., *Mały czy duży trójpak ustaw energetyczny*, „Czysta Energia”, nr 1/2013, s. 33.
- Ćwil M., *Mapowanie energii z OZE do 2020 r.*, „Czysta Energia”, nr 5/2011, s. 57–57.
- Ćwil M., *Opóźnione regulacje na rynku OZE*, „Czysta Energia”, nr 2/2011, s. 49.
- Ćwil M., *OZE a wzrost cen energii*, „Czysta Energia”, nr 11/2011, s. 64.
- Dahlman C.J., *The Problem of Externality*, „Journal of Law and Economics”, vol. 22, nr 1, 1979, s. 141–162.
- Dasgupta P., Maskin E., *Uncertainty and Hyperbolic Discounting*, 2004, <https://www.sss.ias.edu/files/papers/econpaper23.pdf>.
- Demsetz H., *The Structure of Ownership and the Theory of the Firm*, „Journal of Law and Economics”, 1983, vol. 26, nr 2, s. 375–390.
- Derski B., *Małe elektrownie wodne zarabiają najmniej od lat 90-tych*, „Energetyka Wodna”, nr 2/2013, s. 3–3.
- Dobrzańska B., Dobrzański G., Kielczewski D., *Ochrona środowiska przyrodniczego*, PWN, Warszawa 2008.
- Dokumenty końcowe Konferencji Narodów Zjednoczonych Środowisko i Rozwój – Szczyt Ziemi*, Rio de Janeiro, 3–14 czerwca 1992, IOŚ, Warszawa 1993.
- Dołęga J.M., *Człowiek w zagrożonym środowisku*, Wydawnictwo Akademii Teologii Katolickiej, Warszawa 1998.
- Dołęga W., *Rola uregulowań prawnych w procesie zapewnienia bezpieczeństwa elektroenergetycznego kraju*, „Polityka Energetyczna”, t. 13, z. 2, 2010, s. 105–117.
- Drobnik A., *Ocena projektów publicznych*, Wydawnictwo Akademii Ekonomicznej, Katowice 2005.

- Drobnik A., *Podstawy oceny efektywności projektów publicznych*, Wydawnictwo Akademii Ekonomicznej w Katowicach, Katowice 2008.
- Drzewiecki M., *Rozwój niskospadowej energetyki wodnej*, „Czysta Energia”, nr 11/2011, s. 48–49.
- Drzewiecki M., *Wykorzystywanie niskich spadów rzek do produkcji energii – zespół VLH*, „Energetyka Wodna”, nr 02/2012, s. 16–18.
- Dzrymała A., Knap T., Sanecki P. i in., *Przyjazne środowisku źródła energii*, Wydawnictwo Nauka dla Przemysłu i Środowiska, Rzeszów 2002, s. 95–106.
- Dubiel B., *Ubezpieczenia jako transfer ryzyka ekologicznego generowanego przez podmioty gospodarcze*, [w:] I. Jędrzejczak, S. Bożek-Weglarz (red.), *Ubezpieczenie ryzyka katastroficznego*, Prace Naukowe Akademii Ekonomicznej im. Karola Adamieckiego w Katowicach, Katowice 2008, s. 35–50.
- Duraczyński M., Filipowicz M., *Porównanie zasobów energii wiatru i ody w wybranych lokalizacjach południowej Polski*, „Polityka Energetyczna”, t. 14, z. 1, 2011, s. 253–270.
- Durajczyk M., *Modelowanie naturalnych ryzyk katastroficznyc*, [w:] S. Wieteska (red.), *Ubezpieczenia*, Wydawnictwo Uniwersytetu Marie Curie-Skłodowskiej, Lublin 2006, s. 52–62.
- Dzionek-Kozłowska J., *Koncepcja path dependence, czyli trajektorie rozwojowe w życiu gospodarczym*, [w:] J. Godłów-Legiędź (red.), *Instytucje i transformacja*, Wydawnictwo Adam Marszałek, Toruń 2009, s. 31–62.
- Elektrownia wodna na Widawce już działa*, „Polska Dziennik Łódzki”, 25.01.2010.
- Fabisiak S., *Procedura przeniesienia wodnoprawnego*, „Energetyka Wodna”, nr 01/2013, s. 25–26.
- Gajda A., *Rozwój sektora energetycznego w perspektywie 2020 r. – aspekty ekologiczne i ekonomiczne*, „Polityka Energetyczna”, t. 12, z. 2/1, 2009, s. 19–35.
- Gancarczyk M., *Wybór struktury zarządzania pomocą publiczną dla małych i średnich przedsiębiorstw w świetle teorii kosztów transakcyjnych*, [w:] S. Rudolf (red.), *Nowa ekonomia instytucjonalna. Aspekty teoretyczne i praktyczne*, Wydawnictwo Wyższej Szkoły Ekonomicznej i Administracji im. prof. Edwarda Lipińskiego w Kielcach, Kielce 2005, s. 173–196.
- Garścia E., *Jak rozwiązać problem magazynowania energii*, „Aura”, nr 6/2008, s. 3–3.
- Gauzel W.M., *Zarządzanie w gospodarce przestrzennej*, Oficyna Wydawnicza Brenda, Bydgoszcz –Poznań 2003.
- Gaweł T., Klimczak M., *Pojęcie instytucji w prawie i ekonomii*, [w:] B. Polszakiewicz, J. Boehlke (red.), *Ład instytucjonalny w gospodarce*, Wydawnictwo Uniwersytetu Mikołaja Kopernika, Toruń 2005, s. 73–86.
- Gąsiorowska E., Piekacz J., Surma T., *Polityka energetyczna Unii Europejskiej wobec zmian klimatu*, „Polityka Energetyczna”, z. 1, 2009, s. 5–32.
- The Geneva Association, *The insurance industry and climate change. Contribution to the global debate*, „The Geneva Association. The International Association for the Study of Insurance Economics”, July 2009, nr 2, [https://www.genevaassociation.org/media/201070/geneva\\_report%5B2%5D.pdf](https://www.genevaassociation.org/media/201070/geneva_report%5B2%5D.pdf) [Dostęp 12.09.2015].
- Giddens A., *Socjologia*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2010.
- Gierczycka J., *Zrównoważony rozwój we wspólnych politykach Unii Europejskiej*, [w:] D. Kielczewski (red.), *Implementacyjne aspekty wdrażania zrównoważonego rozwoju*, Wyższa Szkoła Ekonomiczna, Białystok 2011, s. 23–36.



- Ginsberg-Gebert A. (red.), *Ekonomiczne i socjologiczne problemy ochrony środowiska*, Wydawnictwo Ossolineum, Wrocław 1985.
- Giudici G., Sottocornola R., *Rola władz miejskich w rozwoju małych elektrowni wodnych na przykładzie Włoch*, „Energetyka Wodna”, nr 01/2013, s. 17–18.
- Giza W., *Krytyka neoklasycznej teorii przedsiębiorstwa z perspektywy współczesnej ekonomii instytucjonalnej*, [w:] U. Zagóra-Jonszta (red.), *Dokonania współczesnej myśli ekonomicznej. Ekonomia instytucjonalna. – teoria i praktyka*, Wydawnictwo Akademii Ekonomicznej w Katowicach, Katowice 2006, s. 177–186.
- Glinka B., *Kulturowe uwarunkowania przedsiębiorczości w Polsce*, Polskie Wydawnictwo Ekonomiczne, Warszawa 2008.
- Godlewska J., Poskrobko B., *Rola planu energetycznego gminy jako narzędzia ochrony powietrza i klimatu*, „Ekonomia i Środowisko”, nr 2 (34) 2008, s. 66–73.
- Godlewska J., *Uwarunkowania wykorzystania biomasy na poziomie lokalnym*, „Ekonomia i Środowisko”, nr 2(40)2011, s. 58–71.
- Godłów-Legiędź J., *Doktryna społeczno-ekonomiczna Friedricha von Hayeka*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 1992.
- Godłów-Legiędź J., *Instytucje i koszty transakcji, jako podstawowe pojęcia nowej ekonomii instytucjonalnej*, [w:] J. Godłów-Legiędź (red.) *Instytucje i transformacja*, Wydawnictwo Adam Marszałek, Toruń 2009, s. 11–32.
- Godłów-Legiędź J., *Interakcja instytucji formalnych i nieformalnych w procesie transformacji od planu do rynku*, [w:] U. Zagóra-Jonszta (red.), *Dokonania współczesnej myśli ekonomicznej. Ekonomia instytucjonalna – teoria i praktyka*, Wydawnictwo Akademii Ekonomicznej w Katowicach, Katowice 2006, s. 203–214.
- Godłów-Legiędź J., *Koszty transakcji, Istota i problem kwantyfikacji*, [w:] S. Rudolf (red.), *Nowa ekonomia instytucjonalna. Teoria i zastosowanie*, Wydawnictwo Wyższej Szkoły Ekonomii i Prawa im. prof. E. Lipińskiego w Kielcach, Kielce 2009, s. 13–24.
- Godłów-Legiędź J., *Liberalizm od ekonomii klasycznej do polityki transformacji*, Wydawnictwo Absolwent, Łódź 2001.
- Godłów-Legiędź J., Legiędź T., *Interakcja instytucji formalnych i nieformalnych w procesie transformacji od planu do rynku*, [w:] J. Godłów-Legiędź (red.), *Instytucje i transformacja*, Wydawnictwo Adam Marszałek, Toruń 2009, s. 63–86.
- Godłów-Legiędź J., *Współczesna ekonomia. Ku nowemu paradygmatowi*, Wydawnictwo C.H. Beck, Warszawa 2010.
- Godłów-Legiędź J., *Instytucjonalna analiza transformacji ustrojowej. Od planu do rynku*, [w:] S. Rudolf (red.), *Nowa Ekonomia Instytucjonalna. Aspekty teoretyczne i praktyczne*, Wydawnictwo Wyższej Szkoły Ekonomicznej i Administracji im. prof. Edwarda Lipińskiego w Kielcach, Kielce 2005, s. 27–45.
- Gołębiowski G., Traccała A., *Analiza finansowa w teorii i praktyce*, Difin SA, Warszawa 2009.
- Gomułka S., Knap T. i in., *Energetyka wiatrowa*, Uczelniane Wydawnictwa Naukowo-Dydaktyczne, Kraków 2006.

- Gorynia M., *Przedsiębiorstwo w nowej ekonomii instytucjonalnej*, „*Ekonomista*”, nr 6/1999, [http://www.mariangorynia.pl/prasa/ekonomista/Przedsi%C4%99biorstwo%20w%20nowej%20ekonomii%20instytucjonalnej,%20Ekonomista\\_1999\\_nr\\_6.pdf](http://www.mariangorynia.pl/prasa/ekonomista/Przedsi%C4%99biorstwo%20w%20nowej%20ekonomii%20instytucjonalnej,%20Ekonomista_1999_nr_6.pdf) [Dostęp 30.06.2012].
- Gospodjinacki M., *Energetyka wodna potrzebuje poprawy swojego wizerunku w Europie*, „*Energetyka Wodna*”, nr 2/2012, s. 6–7.
- Górka K., *Kontrowersje terminologiczne w zakresie ekonomiki ochrony środowiska i ekonomii ekologicznej*, „*Ekonomia i Środowisko*”, nr 2(38)2010, s. 10–21.
- Górka K., *Wdrażanie koncepcji rozwoju zrównoważonego*, [w:] M. Burchard-Dziubińska, A. Rzeńca (red.), *Zrównoważony rozwój na poziomie lokalnym i regionalnym. Teoria i praktyka*, Wydawnictwo Uniwersytetu Łódzkiego, Łódź 2010, s. 10–25.
- Grabowski P., Izdebski M., Łysek M., *Uwarunkowania administracyjno-prawne sektora OZE*, <http://www.bioenergiadlaregionu.eu/pl/doktoranci/artykuly-doktorantow/art34,uwarunkowania-administracyjno-prawne-sektora-oze.html> [Dostęp 30.12.2011].
- Graczyk A.M., *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.
- Graczyk A., Graczyk A.M., *Wprowadzenie mechanizmów rynkowych w ochronie środowiska*, Polskie Wydawnictwo Ekonomiczne, Warszawa 2011.
- Graczyk A., *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.
- Graczyk A., *Pojęcie ekologicznych kosztów zewnętrznych*, „*Ekonomia i Środowisko*”, nr 2(26)2004, s. 7–29.
- Graczyk A., *Problemy dofinansowania odnawialnych źródeł energii ze środków publicznych*, „*Ekonomia i Środowisko*”, nr 2(40)2011, s. 72–89.
- Graczyk A., *Wykorzystanie instrumentów rynkowych w rozwoju odnawialnych źródeł energii*, [w:] B. Poskrobko, G. Dobrzański (red.), *Problemy interpretacji i realizacji zrównoważonego rozwoju*, Białystok 2007, s. 120–130.
- Grecka K., *Wykorzystanie energii zasobów odnawialnych – nowa dyrektywa*, „*Czysta Energia*”, nr 9/2009, s. 14–15.
- Gronek D., Ankiersztejn I., *Praktyka wykorzystania potencjału hydroenergetycznego Wisły w świetle 60-lecia doświadczenia firmy Hydroprojekt*, „*Energetyka Wodna*”, nr 01/2012, s. 7–12.
- Grudziński J., *Początek remontu zapory we Włocławku*, „*Energetyka Wodna*”, 01/2013, s. 10–12.
- Grudziński J., *W krainie Wielkich zapór. Energetyka wodna w Austrii*, „*Energetyka Wodna*”, nr 01/2013, s. 40–41.
- Grudziński Z., *Ceny energii elektrycznej w kontekście wdrożenia obligatoryjnego handlu na giełdzie energii*, „*Polityka Energetyczna*”, t. 11, z, 2, 2011, s. 93–106.
- Gruszecki T., *Współczesne teorie przedsiębiorstwa*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2002.
- Gruszka T., *Energia z wiatru i słońca to energetyka przyszłości*, „*Czysta Energia*”, nr 1/2009, s. 21.
- Grześ M., *Problemy z lodem w MEW-ach*, „*Biuletyn TRMEW*”, nr 13/2010, s. 5–5.

- Hajduga E., *Ryzyko powodzi jako ryzyko katastroficzne w Polsce*, [w:] I. Jędrzejczak, S. Bożek-Weglarz (red.), *Ubezpieczenie ryzyka katastroficznego*, Prace Naukowe Akademii Ekonomicznej im. Karola Adamieckiego w Katowicach, Katowice 2008, s. 61–69.
- Hanzel A., *Metody identyfikacji ryzyka*, [w:] I. Jędrzejczak, S. Bożek-Weglarz (red.), *Ubezpieczenie ryzyka katastroficznego*, Prace Naukowe Akademii Ekonomicznej im. Karola Adamieckiego w Katowicach, Katowice 2008, s. 71–80.
- Hardt Ł., *Ekonomia kosztów transakcyjnych – geneza i kierunki rozwoju*, Wydawnictwo Uniwersytetu Warszawskiego, Warszawa 2009.
- Henke A., *Zalety i wady MEW – środowiskowe aspekty Małych Elektrowni Wodnych*, <http://ioze.pl/energetyka-wodna/zalety-malych-elektrowni-wodnych> [Dostęp 30.11.2011].
- Hościłowicz E., *Procesy fuzji i przejęć firm a koszty transakcyjne*, [w:] R. Sobiecki, J.W. Pietrewicz (red.), *Uwarunkowania zmian kosztów transakcyjnych*, Oficyna Wydawnicza Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie, Warszawa 2011, s. 255–278.
- Hydropower, *Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series*, International Renewable Energy Agency 2012, [https://www.irena.org/documentdownloads/publications/re\\_technologies\\_cost\\_analysis-hydropower.pdf](https://www.irena.org/documentdownloads/publications/re_technologies_cost_analysis-hydropower.pdf), s. 12–13.
- Imiołek-Kosowska J., *Wpływ korporacji transnarodowych na obniżanie kosztów transakcyjnych*, [w:] R. Sobiecki, J.W. Pietrewicz (red.), *Uwarunkowania zmian kosztów transakcyjnych*, Szkoła Główna Handlowa w Warszawie, Warszawa 2011, s. 63–88.
- Informacja o postępowaniu konkursowym na dzierżawę budowli piętrzącej zlokalizowanej w km 26+900 rzeki Czarnej Koneckiej (Malenieckiej) w miejscowości Siedłów, gm. Żarnów, pow. opoczyński w oparciu o art. 14. ust. 4 ustawy z dnia 18.07.2001 r. Prawo wodne (tekst jednolity Dz. U. z 2012 r., poz. 145), ogłoszonej przez Wojewódzki Zarząd Melioracji i Urządzeń Wodnych w Łodzi, informacja na: [www.bip.melioracja.lodzkie.pl](http://www.bip.melioracja.lodzkie.pl) [Dostęp 22.12.2013].*
- Informacja o postępowaniu konkursowym na dzierżawę budowli piętrzącej zlokalizowanej w km 26+900 rzeki Czarnej Koneckiej (Malenieckiej) w miejscowości Siedłów, gm. Żarnów, pow. opoczyński w oparciu o art. 14. ust. 4 ustawy z dnia 18.07.2001 r. Prawo wodne (tekst jednolity Dz. U. z 2012 r., poz. 145), ogłoszonej przez Wojewódzki Zarząd Melioracji i Urządzeń Wodnych w Łodzi, dostęp: [www.bip.melioracja.lodzkie.pl](http://www.bip.melioracja.lodzkie.pl) [Dostęp 30.11.2013].*
- Informacja o wyniku postępowania konkursowego na dzierżawę budowli piętrzącej zlokalizowanej w km 29+190 rzeki Ner w miejscowości Zimne-Rydzyna, gm. Świnice Warckie, pow. łęczycki, ogłoszonego przez Wojewódzki Zarząd Melioracji i Urządzeń Wodnych w Łodzi w dn. 13 września 2012 r., informacja na: [www.bip.melioracja.lodzkie.pl](http://www.bip.melioracja.lodzkie.pl) [Dostęp 22.12.2013].*
- Iwan J., *Studium badawczo-rozwojowe problemów turbin wodnych małej energetyki*, Politechnika Gdańska, Gdańsk 2006.
- Jabłoński W., Wnuk J., *Zarządzanie odnawialnymi źródłami energii. Aspekty ekonomiczno-techniczne*, Oficyna Wydawnicza „Humanitas”, Sosnowiec 2009.
- Jagas J., *Nowa ekonomia instytucjonalna a rzeczywistość gospodarcza*, [w:] U. Zagóra-Jonszta (red.), *Dokonania współczesnej myśli ekonomicznej. Ekonomia instytucjonalna – teoria i praktyka*, Wydawnictwo Akademii Ekonomicznej w Katowicach, Katowice 2006, s. 265–276.
- Jakubas E., *Wpływ budowli hydrotechnicznych na stan ekologiczny rzeki Wełny*, „Energetyka Wodna”, nr 2/2012, s. 49–51.

- Janas T., Puacz P., *Jeśli zarabiasz na energii nie dostaniesz zielonych certyfikatów*, „Energetyka Wodna”, nr 03/2012, s. 18–19.
- Janikowski R., *Sustensologia a zrównoważony rozwój*, [w:] B. Poskrobko, G. Dobrzański (red.), *Problemy interpretacji i realizacji zrównoważonego rozwoju*, Wydawnictwo Wyższej Szkoły Ekonomicznej, Białystok 2007, s. 49–56.
- Jankowski W., Wita A., *Zbiorniki wodne w ograniczaniu skutków powodzi i suszy w Polsce*, „Gospodarka Wodna”, nr 4/2009.
- Janowicz L., Wojtowicz M., *Efektywność wykorzystania środków unijnych na OZE*, „Czysta Energia”, nr 7–8/2011, s. 34–35.
- Janus K., *Audyty wstępny lokalizacji elektrowni wodnej: czy warto zlecać*, „Energetyka Wodna”, nr 03/2012, s. 13.
- Jaracz K., Piaskowska M., Pytel K., *Wpływ energii ze źródeł odnawialnych na środowisko*, [w:] *Stan pozyskania odnawialnych źródeł energii w Polsce*, Międzynarodowa Konferencja Naukowa, PAN, Instytut Maszyn Przepływowych, Państwowa Wyższa Szkoła Informatyki i Przedsiębiorczości w Łomży, Łomża 2009, s. 287–291.
- Jastrzębowski L., *Dyrektywa 2001/77/EC Parlamentu Europejskiego i Rady Europy w sprawie wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych i jej realizacja w Polsce*, [w:] J. Kalotka (red.), *Odnawialne źródła energii. Materiały z I Ogólnopolskiego Seminarium Odnawialne Źródła Energii*, Instytut Technologii i Eksploatacji – PIB w Radomiu, Radom 2005, s. 45–63.
- Jastrzębska G., *Odnawialne źródła energii i pojazdy proekologiczne*, Wydawnictwo Naukowo-Techniczne, Warszawa 2007.
- Jaśkiewicz J., *Polityka ochrony środowiska UE, a polityka energetyczna kraju oraz inne polityki rozwojowe*, „Problemy Ocen Środowiskowych”, nr 2/45, 2009, s. 17–21.
- Jaworski Ł., *Uwarunkowania rozwoju inwestycji w odnawialne źródła energii do produkcji energii elektrycznej w Unii Europejskiej do roku 2020 i w latach kolejnych*, „Polityka Energetyczna”, t. 14, z. 1, 2011, s. 163–178.
- Jeżowski P., *Kapitał naturalny w ekonomii środowiska i ekonomii ekologicznej*, [w:] P. Jeżowski (red.), *Ekonomiczne problemy ochrony środowiska i rozwoju zrównoważonego w XXI w.*, Oficyna Wydawnicza Szkoła Główna Handlowa w Warszawie, Warszawa 2007, s. 25–34.
- Juroszek Z., *Wpływ lokalnych uwarunkowań na koszty jednostkowe pozyskania paliw odnawialnych*, „Polityka Energetyczna”, t. 14, z. 1, 2011, s. 179–196.
- Kaflik J., Pyrcioch T., *Znaczenie energii odnawialnej z MEW*, „Czysta Energia”, nr 12/2008, s. 24–24.
- Kamieński Z., *Udane negocjacje*, „Czysta Energia”, nr 1/2011, s. 9–9.
- Kamieński Z., *Niedopuszczalne podejście do tworzenia prawa*, „Czysta Energia”, nr 2/2013, s. 10–10.
- Kamieński Z., *Przepaść w myśleniu o klimacie*, „Czysta Energia”, nr 3/2011, s. 9–9.
- Kamieński Z., *Ważny wizerunek czystej Unii Europejskiej*, „Czysta Energia”, nr 7–8/2011, s. 9–9.
- Kamiński J., Wójcik-Jackowski S., *Uwarunkowania środowiskowo-prawne rozwoju energetyki wodnej w południowo-wschodniej Polsce*, „Polityka Energetyczna”, t. 14, z. 1, 2011, s. 237–249.
- Kapusta F., *Przedsiębiorczość. Teoria i praktyka*, Wyższa Szkoła Zarządzania i Bankowości, Poznań 2006.

- Kargul A., *Zmiany znaczenia kosztów transakcyjnych w gospodarce*, [w:] R. Sobiecki, J.W. Pietrewicz (red.) *Koszty transakcyjne. Skutki zmian dla przedsiębiorstw*, Oficyna Wydawnicza Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie, Warszawa 2011, s. 39–73.
- Karski L., *Projekt ustawy o odnawialnych źródłach energii*, „Czysta Energia”, nr 3/2012, s. 12–15.
- Kasiewicz S., *Istota przedsiębiorstwa*, [w:] S. Kasiewicz, H. Możaryn, *Teoria przedsiębiorstwa. Wybrane zagadnienia*, Warszawa 2004, s. 13–20.
- Kasper, M., *Niemiecka ustawa OZE*, „Czysta Energia”, nr 12/2008, s. 21–21.
- Kieć J., *Odnawialne źródła energii*, Wydawnictwo Akademii Rolniczej w Krakowie, Kraków 2007.
- Kistowski M., *Przyrodnicze i krajobrazowe uwarunkowania lokalizacji farm wiatrowych*, „Czysta Energia”, nr 5/2009, s. 52–53.
- Kiwak W., *Instytucje źródłem pomysłowości bądź nędzy narodów*, [w:] U. Zagóra-Jonszta (red.), *Dokonywanie współczesnej myśli ekonomicznej. Ekonomia instytucjonalna – teoria i praktyka*, Wydawnictwo Akademii Ekonomicznej w Katowicach, Katowice 2006, s. 113–130.
- Klaes M., *The History of the Concept of Transaction Costs: Neglected Aspects*, „Journal of the History of Economic Thought”, vol. 22, nr 2, 2000, s. 191–216.
- Klima E., Janiszewska A., Rochmińska A., *Prognoza oddziaływania na środowisko projektu regionalnego programu operacyjnego województwa łódzkiego na lata 2007–2013*, Łódź 2006, <http://www.rpo.lodzkie.pl> [Dostęp 30.05.2012].
- Klimczak B., *Uwagi o powiązaniach między standardową ekonomią i nową ekonomią instytucjonalną*, [w:] S. Rudolf (red.), *Nowa Ekonomia Instytucjonalna. Aspekty teoretyczne i praktyczne*, Wyższa Szkoła Ekonomii i Prawa im. prof. Edwarda Lipińskiego w Kielcach, Kielce 2005, s. 11–26.
- Klimczak B., *Wybrane problemy i zastosowania ekonomii instytucjonalnej*, Wydawnictwo Akademii Ekonomicznej im. Oskara Langego we Wrocławiu, Wrocław 2006.
- Kochanowska J., *Koszty transakcyjne w przedsiębiorstwach rodzinnych*, [w:] R. Sobiecki, J.W. Pietrewicz (red.), *Koszty transakcyjne. Skutki zmian dla przedsiębiorstw*, Oficyna Wydawnicza Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie, Warszawa 2011, s. 203–217.
- Kopczewska K., *Renta geograficzna a rozwój społeczno-gospodarczy*, Wydawnictwo Cedewu, Warszawa 2008.
- Koropis R., *Możliwości ograniczenia ryzyka operacyjnego w elektrowniach wodnych*, „Energetyka Wodna”, nr 04/2012, s. 16–17.
- Koropis R., *Niezależność – niedoceniana cecha MEW*, „Energetyka Wodna”, nr 4/2013, s. 3–3.
- Koropis R., *Ocena ryzyka MEW*, „Energetyka Wodna”, nr 03/2012, s. 11–12.
- Koropis R., *Stanowisko Towarzystwa Rozwoju Małych Elektrowni wodnych*, „Energetyka Wodna”, nr 3/2012, s. 16–17.
- Korporowicz V., *Ekonomia środowiska – dyscyplina z przyszłością*, [w:] P. Jeżowski (red.) *Ekonomiczne problemy ochrony środowiska i rozwoju zrównoważonego w XXI w.*, Szkoła Główna Handlowa w Warszawie, Warszawa 2007, s. 35–44.
- Kozyra J., Krawczyk G., *Elastyczne sterowanie i kondycjonowanie energii elektrycznej w elektroenergetycznych systemach generacji rozproszonej*, [w:] J. Kalotka (red.), *Odnawialne źródła energii, materiały z I Ogólnopolskiego Seminarium „Odnawialne źródła energii”*, Instytut Technologii i Eksploatacji – PIB w Radomiu, Radom 2005, s. 195–206.

- Kożuchowski K., *Ewapotranspiracja i klimatyczny bilans wodny (1976–2000)*, [w:] K. Kożuchowski (red.), *Skala, uwarunkowania i perspektywy współczesnych zmian klimatycznych w Polsce*, Wydawnictwo Biblioteka, Łódź 2004, s. 25–45.
- Kożuchowski K., *Zmienność opadów atmosferycznych w Polsce w XX i XXI w.*, [w:] K. Kożuchowski (red.), *Skala, uwarunkowania i perspektywy współczesnych zmian klimatycznych w Polsce*, Wydawnictwo Biblioteka, Łódź 2004, s. 46–57.
- Krawczyk A., Lewicki A., *Finansowanie energetyki odnawialnej w dobie spowolnienia gospodarczego*, „Czysta Energia”, nr 4/2009, s. 18–20.
- Krysiak Z., *Wpływ szacowania ryzyka w kosztach transakcyjnych na funkcjonowanie przedsiębiorstw*, [w:] R. Sobiecki, J.W. Pietrewicz (red.), *Koszty transakcyjne. Skutki zmian dla przedsiębiorstw*, Oficyna Wydawnicza Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie, Warszawa 2011, s. 91–111.
- Krzemiński J., *Pieniądże w strumyku*, „Wprost”, 2009, nr 5/2009, s. 65.
- Kubecki M., *Bieleckie Młyny na finiszu*, „Czysta Energia”, nr 10/2011, s. 24–25.
- Kubecki M., *Rewolucyjne zmiany w prawie wodnym*, „Energetyka Wodna”, nr 2/2012, s. 19–21.
- Kuczyńska-Cesarz A., *Zasady rachunkowości*, Wydawnictwo Leliwa, Warszawa 1999.
- Kudełko M., Pękała E., *Ekologiczna reforma podatkowa – wyzwania i ograniczenia*, „Problemy Ekologii”, vol. 12, nr 1, styczeń–luty 2008, s. 17–24.
- Kudełko M., *Koszty zewnętrzne produkcji energii elektrycznej z projektowanych elektrowni dla kompleksów złożowych węgla brunatnego Legnica i Gubin oraz sektora energetycznego w Polsce*, Kraków, 2012, [http://www.greenpeace.org/poland/PageFiles/461286/koszty\\_wegla\\_ekspertyza.pdf](http://www.greenpeace.org/poland/PageFiles/461286/koszty_wegla_ekspertyza.pdf).
- Kudełko M., Suwała W., Kamiński J., *Propozycje rozdziału uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> dla krajowego planu rozdziału uprawnień II*, „Ekonomia i Środowisko”, nr 2(36) 2009, s. 44–70.
- Kundera E. i in., *Słownik historii myśli ekonomicznej*, Oficyna Ekonomiczna. Oddział Polskich Wydawnictw Profesjonalnych, Kraków 2004.
- Kundzewicz A., Miłaszewski R., *Analiza efektywności kosztowej indywidualnych systemów usuwania i oczyszczania ścieków*, „Inżynieria Ekologiczna”, nr 24, 2011, s. 174–183.
- Karwowski L., Janowczyk B., *Projekt polityki wodnej państwa do roku 2030 (z uwzględnieniem etapu 2016)*, „Gospodarka Wodna”, nr 8/2010, s. 301–304.
- Lall S., *Reinventing Industrial Strategy: The Role of Government Policy in Building Industrial Competitiveness*, „Intergovernmental Group of Twenty Four, G-24 Discussion Paper Series”, nr 28, April 2004, s. 1–35.
- Lantecki P., *Kilka słów o podwyżkach energii*, „Czysta Energia”, nr 4/2009, s. 48–48.
- Lantecki P., *Szacowanie potencjału OZE*, „Czysta Energia”, nr 10/2007, s. 34–35.
- Lasocki K., *Nowa procedura przyłączeń energetycznych*, „Czysta Energia”, nr 11/2009, s. 28–28.
- Lasocki K., *Prawne możliwości odmowy przyłączenia OZE do sieci*, „Czysta Energia”, nr 4/2011, s. 22–23.
- Lenart W., *Zmiany klimatu – poważne wyzwanie dla ocen*, „Problemy Ocen Środowiskowych”, nr 4/2009, s. 15–18.
- Lewandowski W.M., *Proekologiczne odnawialne źródła energii*, Wydawnictwo Naukowo-Techniczne, Warszawa 2007.
- Ligus M., *Analiza porównawcza opłacalności finansowo-ekonomicznej technologii odnawialnych źródeł energii*, „Ekonomia i Środowisko”, nr 2 (40) 2011, s. 90–109.

- Ligus M., *Efektywność inwestycji w odnawialne źródła energii. Analiza kosztów i korzyści*, Wydawnictwo CeDeWu, Warszawa 2010.
- Lis M., *Czysta energia dla mieszkańców Rzeszowa*, „Energetyka Wodna”, nr 3/2012, s. 22–24.
- Lis M., *Nowe prawo wodne coraz bliżej*, „Energetyka Wodna”, nr 4/2013, s. 5–5.
- Lis M., *Proces inwestycyjny MEW – ustalanie przepływu wody, właściwe określenie mocy i produkcji MEW*, „Biuletyn TRMEW”, nr 16/2011, s. 22–24.
- Lis M., *Przyszłość energetyki wodnej w Europie. Wywiad z Bernhardem Pelikanem*, „Energetyka Wodna”, nr 2/2012, s. 7–8.
- Lorek E., *Rozwój rynku energetyki odnawialnej w warunkach gospodarki niskoemisyjnej*, „Ekonomia i Środowisko”, nr 2(40)2011, s. 30–46.
- Lorek E., *Rozwój zrównoważonej energetyki w wymiarze międzynarodowym, europejskim i krajowym*, [w:] A. Graczyk (red.), *Teoria i praktyka zrównoważonego rozwoju*, Katedra Ekonomii Ekologicznej Akademii Ekonomicznej im. O. Langego we Wrocławiu, Białystok–Wrocław 2007, s. 163–176.
- Lorenc H., *Struktura i zasoby energetyczne wiatru w Polsce*, Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej w Polsce, Warszawa 1996.
- Low-Emission Development Strategies (LEDS): Technical, Institutional and Policy Lessons*, OECD, AIE, November 2010, [http://mitigationpartnership.net/sites/default/files/2010\\_oecd\\_clapp\\_leds\\_technical\\_institutional\\_and\\_policy\\_lessons.pdf](http://mitigationpartnership.net/sites/default/files/2010_oecd_clapp_leds_technical_institutional_and_policy_lessons.pdf) [Dostęp 20.10.2015].
- Lubińska M., *Bariery dla rozwoju farm wiatrowych w Polsce*, „Czysta Energia”, nr 10/2008, s. 16–17.
- Łaguna T.M., Witkowska-Dąbrowska M., *Zarządzanie zasobami środowiska*, Wydawnictwo Ekonomia i Środowisko, Białystok–Olsztyn 2010.
- Łatyszew M., *Likwidacja małych elektrowni wodnych*, „Gospodarka Wodna”, nr 7/2010, s. 297–297.
- Łobesko S., *Wykorzystanie kosztów transakcyjnych jako czynnika rozwoju przedsiębiorstw sieciowych*, [w:] R. Sobiecki, J.W. Pietrewicz (red.), *Koszty transakcyjne. Skutki zmian dla przedsiębiorstw*, Oficyna Wydawnicza Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie, Warszawa 2011, s. 127–146.
- Łojewski S., *Ekonomia środowiska*, Akademia Techniczno-Rolnicza w Bydgoszczy, Bydgoszcz 1998.
- Łoś M.J., *Czy w Polsce zabraknie wody?*, „Gospodarka Wodna”, nr 4/2009, s. 155–162.
- Łucki Z., *Instrumenty polityki energetycznej*, „Polityka Energetyczna”, t. 13, z. 1, 2010, s. 5–21.
- Łuszczak M., *Wartościowanie rozwoju zrównoważonego w warunkach gospodarki opartej na wiedzy*, „Ekonomia i Środowisko”, nr 2(36)2009, s. 20–33.
- Maciejewski Z., *Stan krajowego systemu elektroenergetycznego*, „Polityka Energetyczna”, t. 11, z. 2, 2011, s. 249–259.
- Majchrzak H., *Kraje UE skłaniają się do urynkowienia energetyki wiatrowej*, „Czysta Energia”, nr 7–8/2011, s. 8–8.
- Majchrzak H., *Magazynowanie energii z OZE*, „Czysta Energia”, nr 10/2011, s. 11–11.
- Majchrzak H., *OZE w świetle zmian w prawie energetycznym*, „Czysta Energia”, nr 1/2010, s. 9–9.
- Majchrzak H., *Polityka energetyczna Polski do 2030 r.*, „Czysta Energia”, nr 5/2009, s. 7–7.
- Majchrzak H., *Samochód elektryczny*, „Czysta Energia”, nr 5/2011, s. 8–8.
- Majchrzak H., *Straty w sieciach energetycznych*, „Czysta Energia”, nr 12/2011, s. 11–11.

- Makowska N., *Studium wykonalności dla alternatywnych systemów energetycznych*, „Czysta Energia”, nr 1/2009, s. 22–24.
- Malicka E., *Forum polityczne ESHA*, „Energetyka Wodna”, nr 2/2012, s. 39–40.
- Malicka E., *Hydroenergetyczne wykorzystanie istniejących obiektów piętrzących wodę w Polsce*, „Energetyka Wodna”, nr 2/2013, s. 23–24.
- Malicka E., *Istotne problemy gospodarki wodnej w świetle ramowej dyrektywy wodnej*, „Energetyka Wodna”, 01/2012, s. 20–22.
- Malicka E., *Niewykorzystany potencjał*, „Biuletyn TRMEW”, nr 13/2010, s. 4–6.
- Malicka E., *Projekt Restor Hydro*, „Energetyka Wodna”, nr 03/2012, s. 3–4.
- Malicka E., *Warunki korzystania z wód regionów wodnych*, „Energetyka Wodna”, nr 4/2013, s. 12–13.
- Malik K., *Handel uprawnieniami emisyjnym i jako instrument polityki zrównoważonego rozwoju Unii Europejskiej*, „Ekonomia i Środowisko”, nr 1(29)2006, s. 84–98.
- Malko J., *Klimatyczne aspekty polityki energetycznej*, „Polityka Energetyczna”, t. 11, z. 2, 2011, s. 273–289.
- Malko J., *Mała hydroenergetyka w perspektywicznej strukturze energii Unii Europejskiej*, „Energetyka”, luty 2009, s. 98–101.
- Malko J., *OZE w czasach kryzysu*, „Czysta Energia”, nr 6/2009, s. 28–29.
- Malko J., *Zrównoważony rozwój – cele i wyzwania elektroenergetyki*, [w:] A. Graczyk, *Teoria i praktyka zrównoważonego rozwoju*, Katedra Ekonomii Ekologicznej Akademii Ekonomicznej im. O. Langego we Wrocławiu, Białystok–Wrocław 2007, s. 187–194.
- Maloney M., *Odzysk energii z sieci wodociągowych*, „Energetyka Wodna”, 3/2012, s. 7–9.
- Marzec A., *Wspólna droga do bezpieczeństwa energetycznego*, „Czysta Energia”, nr 12/2001, s. 26–27.
- Matysiak A., *Paradygmat ekonomii instytucjonalnej*, [w:] U. Zagóra-Jonszta (red.), *Dokowania współczesnej myśli ekonomicznej. Ekonomia instytucjonalna – teoria i praktyka*, Wydawnictwo Akademii Ekonomicznej w Katowicach, Katowice 2006, s. 33–40.
- Meller R., *Przedsiębiorczość*, Polskie Wydawnictwo Ekonomiczne, Warszawa 2011.
- Mendys K., Mendys S., Mrozek T., *Propozycja metody wyceny wartości ryzyka związanego z osuwiskiem*, „Ekonomia i Środowisko”, nr 1(29)/2006, s. 164–173.
- Michałowski A., *Metodologiczne i teoriopoznawcze podstawy ekonomicznej analizy procesów gospodarowania środowiskiem*, „Problemy Ekologii”, vol. 13, nr 3, maj–czerwiec 2009, s. 118–126.
- Micińska M., *Udział społeczeństwa w planowaniu przestrzennym i procesie budowlanym (2)*, „Aura”, nr 2/2007, s. 9–11.
- Mielczarska-Rogulska M., *Jak zainwestować w odnawialne źródła energii*, „Czysta Energia”, nr 12/2008, s. 23–23.
- Mik C., *Wybór właściwej podstawy prawnej aktów wspólnotowego prawa wtórnego, ze szczególnym uwzględnieniem projektów aktów należących do pakietu klimatyczno-energetycznego*, [w:] Urząd Komitetu Integracji Europejskiej, Departament Polityki Integracyjnej, *Pakiet klimatyczno-energetyczny. Analityczna ocena propozycji Komisji Europejskiej*, Warszawa 2008, s. 9–50.
- Mikucki O., *Dotacje na małe elektrownie wodne ze środków UE*, „Energetyka Wodna”, nr 02/2012, s. 15–15.



- Mikucki O., Śleszyński J., *Mechanizmy wsparcia rozwoju odnawialnych źródeł energii w Polsce*, „Ekonomia i Środowisko”, nr 2 (38) 2010, s. 81–98.
- Mikuła J., *Odnawialne źródła Energii w programach na lata 2007–2013*, „Czysta Energia”, nr 12/2008, s. 16–17.
- Milczarek D., *Instytucje a wzrost gospodarczy w świetle badań empirycznych*, [w:] M. Brzozowski (red.), *Rola instytucji w procesie transformacji i wzroście*, Wydawnictwo Uniwersytetu Warszawskiego, Warszawa 2006, s. 30–40.
- Miłaszewski R., *Określenie efektu użytkowego inwestycji w ochronie wód*, „Ekonomia i Środowisko”, nr 3(43) 2012, s. 152–164.
- Mioduszewski W., *Czy Polska jest krajem ubogim w wodę?*, „Gospodarka Wodna”, nr 5/2008, s. 186–193.
- Mokwa M., *Czy naruszać przepływ nienaruszalny*, „Energetyka Wodna”, nr 4/2013, s. 42–48.
- Mokwiński M., Prywer J., *Energia z nurtu oczyszczonych ścieków komunalnych GOŚ w Łodzi*, „Energetyka Wodna”, nr 3/2012, s. 9–11.
- Moczyński M., *Państwo w ujęciu współczesnej ekonomii instytucjonalnej*, [w:] U. Zagóra-Jonszta (red.), *Dokonania współczesnej myśli ekonomicznej. Ekonomia instytucjonalna. Teoria i praktyka*, Wydawnictwo Akademii Ekonomicznej w Katowicach, Katowice 2006, s. 131–140.
- Muras Z., *Energetyka odnawialna i kogeneracja*, „Czysta Energia”, nr 1/2010, s. 12–14.
- Muras Z., *Kolorowy zawrót głowy – czyli specyfika polskich systemów wsparcia OZE i kogeneracji*, „Czysta Energia”, nr 5/2011, s. 12–14.
- Nawrot K. A., *Redukcja ryzyka katastroficznego*, [w:] I. Jędrzejczak, S. Bożek-Weglarz (red.), *Ubezpieczenie ryzyka katastroficznego*, Prace Naukowe Akademii Ekonomicznej im. Karola Adamieckiego w Katowicach, Katowice 2008, s. 71–80.
- Ney R., *Niektóre uwarunkowania polskiej polityki energetycznej*, „Polityka Energetyczna”, t. 12, z. 2/1 2009, s. 5–17.
- Niesiołbódzka-Pysiak K., *Małe elektrownie wiatrowe zintegrowane z PV*, „Czysta Energia”, nr 9/2008, s. 53–54.
- Noga A., *Przedsięwzięcie Facebook, a teorie przedsiębiorstw*, [w:] R. Sobiecki, J.W. Pietrewicz (red.), *Koszty transakcyjne. Skutki zmian dla przedsiębiorstw*, Oficyna Wydawnicza Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie, Warszawa 2011, s. 112–124.
- Noga A., *Teorie przedsiębiorstw*, Polskie Wydawnictwo Ekonomiczne, Warszawa 2009.
- North D.C., *Pojmowanie zmian ekonomicznych i wzrostu gospodarczego*, [w:] G.T. Kołodko, *Globalizacja, marginalizacja, rozwój*, Wydawnictwo Wyższej Szkoły Przedsiębiorczości i Zarządzania m. Leona Koźmińskiego, Warszawa 2003, s. 137–153, tiger.edu.pl/kolodko/ksiazki/Kolodko-Globalizacja\_marginalizacja\_rozwoj.pdf [Dostęp 30.07.2015].
- North D.C., *Transaction Costs Through Time*, Working Paper, Washington University Press, Washington 1994.
- Nowak W., Stachel A., *Stan i perspektywy wykorzystania niektórych odnawialnych źródeł energii w Polsce*, Wydawnictwo Uczelniane Politechniki Szczecińskiej, Szczecin 2004.
- Nowakowski K., *Korupcja a instytucje w gospodarce*, [w:] B. Polszakiewicz, J. Boehlke (red.), *Ład instytucjonalny w gospodarce*, Wydawnictwo Uniwersytetu Mikołaja Kopernika, Toruń 2006, s. 137–160.

- Nowicka K., *Cloud computing a koszty transakcyjne*, [w:] R. Sobiecki, J.W. Pietrewicz (red.), *Uwarunkowania zmian kosztów transakcyjnych*, Szkoła Główna Handlowa w Warszawie, Warszawa 2011, s. 231–254.
- Nowicki M., *Polski wkład w ochronę klimatu*, „Aura”, nr 12/2008, s. 4–5.
- Ocena konkurencyjności wykorzystania energii odnawialnej w województwie łódzkim*, wykonana przez Citec SA na zlecenie Urzędu Marszałkowskiego w Łodzi, październik 2008, <http://www.rpo.lodzkie.pl> [Dostęp 30.03.2012].
- Okruszko T., M. Kijańska, *Zmiany klimatu a gospodarowanie wodami*, Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, Warszawa 2009.
- Oleszkiewicz J., *Nowe zasady w handlu emisjami CO<sub>2</sub> – darmowe uprawnienia*, „Ekopartner”, 10(216)2009, s. 4–5.
- Ostrowska E., *Ryzyko projektów inwestycyjnych*, Polskie Wydawnictwo Ekonomiczne, Warszawa 2002.
- Osuch-Charcińska L., *Niektóre aspekty szczególnego korzystania z wód oraz znaczenie stawów rybnych w systemie gospodarowania wodami*, „Gospodarka Wodna”, nr 4/2008, s. 140–143.
- Osuch-Charcińska L., *Przykłady z orzecznictwa*, „Biuletyn TRMEW”, 13/2010, s. 15–16.
- Osuch-Charcińska L., *Przykłady z orzecznictwa*, „Gospodarka Wodna”, nr 7/2010 s. 265–266.
- Osuch-Charcińska L., *Zasób nieruchomości Skarbu państwa w gospodarce wodnej*, „Gospodarka Wodna” 3/2008, s. 98–101.
- Osuch-Charcińska L., *Przykłady z orzecznictwa*, „Gospodarka Wodna”, nr 3/2010, s. 101–102.
- Osuch-Charcińska L., *Przykłady z orzecznictwa*, „Gospodarka Wodna”, nr 4/2010, s. 144–147.
- Osuch-Charcińska L., *Regulacje prawne ustawy Prawo wodne dotyczące własności wód i gruntów pokrytych wodami jak również gospodarowania innym mieniem związanym z gospodarką wodną*, grudzień 2009, [http://archiwum.ekoportal.gov.pl/warto\\_wiedziec\\_i\\_odwiedzic/artykuly/RegulacjePrawneUstawyPrawoWodne.html](http://archiwum.ekoportal.gov.pl/warto_wiedziec_i_odwiedzic/artykuly/RegulacjePrawneUstawyPrawoWodne.html) [Dostęp 25.03.2012].
- Oszytko P.A., Richter I., *Strategiczne uwarunkowania produkcji energii ze źródeł odnawialnych w Polsce*, „Polityka Energetyczna”, t. 15, z. 2, 2012, s. 15–27.
- Ozaist G., *Zapora Trzech Przełomów*, „Energetyka Wodna”, nr 02/2012, s. 37–37.
- Pacek-Opalewska A., *Procedura przeprowadzania ocen oddziaływania na środowisko planowanych przedsięwzięć*, „Ekopartner”, nr 9(215)/2009, s. 10–11.
- Pająk M., *Analiza eksploatacyjna Małej Elektrowni Wodnej Domaniów*, [w:] J. Kalotka (red.), *Materiały z VI Ogólnopolskiego Seminarium „Odnawialne Źródła Energii”*, Instytut Technologii i Eksploatacji – PIB w Radomiu, Radom 2010, s. 89–95.
- Pasiewicz M., Brysz W., *Komentarz do nowego projektu ustawy o OZE*, „Energetyka Wodna”, nr 03/2012, s. 17–17.
- Pasiewicz M., Brysz W., *Opodatkowanie sprzedaży zielonych certyfikatów – kontrowersyjne wyroki NSA*, „Energetyka Wodna”, nr 02/2013, s. 26–26.
- Pasiewicz M., Brysz W., *Planowany system wsparcia dla energetyki odnawialnej*, „Energetyka Wodna”, nr 4/2013, s. 17–18.
- Paska J., *Aspekty formalno-prawne energetyki rozproszonej w Polsce*, „Polityka Energetyczna”, t. 14, z. 1, 2011, s. 145–162.

- Paszek P., *Kiedy elektrownia wodna może skorzystać ze zwolnienia od akcyzy*, „Energetyka Wodna”, nr 02/2012, s. 27–27.
- Pawelczyk M., Kozyra J., Krawczyk G., *Sposoby magazynowania energii szansą na lepsze wykorzystanie energii odnawialnej*, [w:] J. Kalotka (red.), *Materiały z I Ogólnopolskiego Seminarium „Odnawialne źródła energii”*, Instytut Technologii i Eksploatacji – PIB w Radomiu, Radom 2005, s. 213–222.
- Pawlak Z., *Ochrona środowiska dla ekonomistów*, Poznań 2002.
- Pchalek M., Adamski A., *Krytyka sztuki OOS – prawa vs realia*, „Problemy Ocen Środowiskowych”, nr 1/48, 2010, s. 13–19.
- Piasecki R., *Znaczenie rozwiązań instytucjonalnych dla rozwoju gospodarczego krajów słabiej i średnio rozwiniętych*, [w:] S. Rudolf (red.), *Nowa ekonomia instytucjonalna. Aspekty teoretyczne i praktyczne*, Wydawnictwo Wyższej Szkoły Ekonomicznej i Administracji im. prof. Edwarda Lipińskiego w Kielcach, Kielce 2005, s. 59–64.
- Piechota J., *Stan wykorzystania OZE w Polsce na tle UE*, „Ekopartner”, nr 9(215) 2009, s. 4–5.
- Pietrucha J., *Instytucjonalny wymiar polityki pieniężnej*, [w:] B. Polszakiewicz, J. Boehlke (red.), *Ład instytucjonalny w gospodarce*, Wydawnictwo Uniwersytetu Mikołaja Kopernika, Toruń 2005, s. 151–168.
- Piotrowska-Piątek A., *Konsolidacja nadawców radiowych w świetle teorii kosztów transakcyjnych*, [w:] S. Rudolf (red.), *Nowa ekonomia instytucjonalna. Teoria i zastosowanie*, Wydawnictwo Wyższej Szkoły Ekonomii i Prawa im. prof. E. Lipińskiego w Kielcach, Kielce 2009.
- Piotrowski K., Witowski T., Mondal K., *Nowe spojrzenie na hydroenergetykę*, „Czysta Energia”, nr 2/2007, s. 16–19.
- Pituła M., Kowalewski K., *Zarządzanie zasobem gruntów skarbu państwa pokrytych powierzchniami wodami płynącymi*, „Gospodarka Wodna”, nr 11/2009, s. 431–436.
- Piwowski S., Janowicz L., *Jak sfinansować inwestycję w OZE*, [w:] *Przedsiębiorca w Unii*, Wydawnictwo Fundusze Europejskie, 2009, s. 53–55.
- Plan nawodnień rolniczych dla województwa łódzkiego*, wykonany przez Biuro Projektów Wodnych Melioracji i Inżynierii Środowiska Biprowodmel sp. z o.o. w Poznaniu, <http://www.bip.melioracja.lodzkie.pl/data/other/plannawodnienrolniczych-tomiv.pdf> [Dostęp 30.05.2012].
- Platje J., *Bodźce i koszty transakcyjne a zmiany instytucjonalne oraz stan polskiej gospodarki w latach 1971–2000*, „Studia i monografie”, nr 387, Uniwersytet Opolski, Opole 2007.
- Platje J., *Transformacja gospodarcza krajów Europy Środkowo-Wschodniej w kontekście instytucjonalnych uwarunkowań rozwoju*, [w:] B. Fiedor, K. Kociszewski (red.), *Ekonomia rozwoju*, Uniwersytet Ekonomiczny we Wrocławiu, Wrocław 2010, s. 309–335.
- Podręcznik Beneficjenta Regionalnego Programu Operacyjnego Województwa Łódzkiego na lata 2007–2013*, Urząd Marszałkowski w Łodzi, Departament Polityki Regionalnej, Łódź, 12 kwietnia 2010.
- Polok I., *Finansowanie OZE z Funduszy Regionalnych*, „Czysta Energia”, nr 10/2009, s. 22–23.
- Polska Akademia Nauk, Komitet Prognoz, „Polska 2000 Plus”, *Czy Polska groźą katastrofy klimatyczne*, Wydawnictwo Elipsa, Warszawa 2003.
- Polszakiewicz B., Boehlke J. (red.), *Ład instytucjonalny w gospodarce*, Wydawnictwo Uniwersytetu Mikołaja Kopernika, Toruń 2005.

- Poskrobko B., *Organizacyjne uwarunkowania zarządzania energią w gminach*, „Ekonomia i Środowisko”, nr 2(40)2011, s. 8–29.
- Poskrobko T., *Kapitał naturalny a ekonomia głównego nurtu*, „Ekonomia i Środowisko”, nr 1(31) 2007, s. 23–39.
- Prandecka B., *Nauki ekonomiczne a środowisko przyrodnicze*, Państwowe Wydawnictwo Ekonomiczne, Warszawa 1991.
- Prandecka B., *Strategia ochrony środowiska – podstawy interdyscyplinarne*, [w:] A. Ginsberg-Gebert (red.), *Ekonomiczne i socjologiczne problemy ochrony środowiska*, Wydawnictwo Ossolineum, Wrocław 1985, s. 9–20.
- Prandecki K., *Ochrona środowiska w teorii ekonomii*, „Ekonomia i Środowisko”, nr 2(32)2007, s. 21–33.
- Prasałek K., *Potencjał energetyki wiatrowej w Polsce*, „Czysta Energia”, nr 4/2008, s. 18–19.
- Preś J., *Zarządzanie ryzykiem pogodowym*, Wydawnictwo CeDeWu, Warszawa 2007.
- Przybyła H., *Intelektualne związki starego instytucjonalizmu*, [w:] U. Zagóra-Jonszta (red.), *Dokonywanie współczesnej myśli ekonomicznej. Ekonomia instytucjonalna. Teoria i praktyka*, Wydawnictwo Akademii Ekonomicznej w Katowicach, Katowice 2006, s. 57–69.
- Pstraś L., *Metodyka analizy inwestycji fotowoltaicznych*, „Rynek Energii”, luty 2014, <http://centrumenergetyki.com.pl/old/wp-content/uploads/2014/07/rentowno%C5%9B%C4%87-inwestycji-Fotowoltaicznej.pdf> [Dostęp 15.01.2016].
- Pułtowicz A., *Koszty i korzyści środowiskowe inwestycji związanych z energetyką wiatrową*, „Ekonomia i Środowisko”, nr 2(34)2008, s. 116–130.
- Rajewski A., *Moce rezerwowe dla energetyki wiatrowej*, „Czysta Energia”, nr 4/2009, s. 40–41.
- Rakowska A., Grzybowski A., Stiller J., *Czy grożą nam awarie systemowe wywołane czynnikami klimatycznymi?*, „Energetyka”, lipiec 2009, [http://www.rynek-ciepła.cire.pl/pliki/2/czy\\_groza\\_systemowe.pdf](http://www.rynek-ciepła.cire.pl/pliki/2/czy_groza_systemowe.pdf).
- Raport o stanie środowiska w województwie łódzkim, praca zbiorowa*, Wojewódzki Inspektorat Ochrony Środowiska w Łodzi Wydział Środowiska i Rolnictwa Łódzkiego Urzędu Wojewódzkiego, Wojewódzki Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Łodzi, 2008, <http://www.wios.lodz.pl> [Dostęp 30.05.2012].
- Ratajczak M., *Czy wszyscy jesteśmy lub będziemy instytucjonalistami?*, „Prace Naukowe Uniwersytetu Ekonomicznego we Wrocławiu. Ekonomia 3” nr 74/2009, s. 13–25.
- Ratajczak M., *Instytucjonalizm – wzbogacenie czy alternatywa ekonomii głównego nurtu*, [w:] B. Polszakiewicz, J. Boehlke (red.), *Ład instytucjonalny w gospodarce*, Wydawnictwo Uniwersytetu Mikołaja Kopernika, Toruń 2005, s. 57–72.
- Rączka J., *Efektywność kosztowa*, „Aura”, nr 8/2008, s. 18–18.
- Rduch J., *Wybór rodzaju turbiny dla mikroelektrowni wodnych*, „Czysta Energia”, nr 2/2008, s. 36–38.
- Rechul H., *Polityka energetyczna w gminie*, „Czysta Energia”, nr 2/2013, s. 28–30.
- Report of the World Commission on Environment and Development: Our Common Future*, Oslo, 20 March 1987, <http://www.un-documents.net/our-common-future.pdf>.
- Rogowski W., *Rachunek efektywności przedsięwzięć inwestycyjnych*, Kraków 2004.
- Rotko J., *Kluczowe problemy gospodarowania wodą w świetle prawa polskiego*, [w:] H. Lisicka (red.), *Wybrane problemy prawa ochrony środowiska. Rola Sądów. Prawo wodne*, Wydawnictwo Prawo Ochrony Środowiska, Wrocław 2007, s. 139–146.

- Rudolf S., *Analiza działalności związków zawodowych z wykorzystaniem teorii kosztów transakcyjnych*, [w:] S. Rudolf (red.), *Nowa ekonomia instytucjonalna. Teoria i zastosowania*, Wydawnictwo Wyższej Szkoły Ekonomicznej i Administracji im. prof. Edwarda Lipińskiego w Kielcach, Kielce 2009, s. 25–38.
- Rudolf S., *Konkurencyjność przedsiębiorstw w świetle teorii kosztów transakcyjnych*, [w:] S. Rudolf (red.), *Nowa ekonomia instytucjonalna. Aspekty teoretyczne i praktyczne*, Wydawnictwo Wyższej Szkoły Ekonomicznej i Administracji im. prof. Edwarda Lipińskiego w Kielcach, Kielce 2005, s. 255–267.
- Rumianowska I., *Grupy interesu i nacisku w ochronie środowiska przyrodniczego*, „Prace Naukowe Uniwersytetu Ekonomicznego we Wrocławiu. Ekonomia 3” nr 74/2009, s. 367–377.
- Rusak H., *System elektroenergetyczny po przemianach ustrojowych w Polsce. Bliżej czy dalej do zrównoważonego rozwoju*, [w:] D. Kielczewski, B. Dobraczyński (red.), *Implementacyjne aspekty wdrażania zrównoważonego rozwoju*, Wyższa Szkoła Ekonomiczna, Białystok 2011, s. 209–228.
- Rymsza A., *Wiążący kapitał społeczny jako bariera dla przedsiębiorczości*, [w:] T. Kazimierzczak (red.), *W poszukiwaniu strategii pobudzania oddolnego rozwoju społeczności wiejskich*, ISP, Warszawa 2008, s. 177–182.
- Sadowski M., *Pakiet klimatyczno-energetyczny*, „Aura”, nr 6/ 2008, s. 17–19.
- Sadowski T., Świdorski G., Lewandowski W., *Dotacje UE na rozwój odnawialnych źródeł energii w Polsce*, Europrimus Consulting, Warszawa 2006.
- Sikora M., *Proces inwestycyjny w MEW. Wybór lokalizacji pod inwestycję w MEW*, „Biuletyn TRMEW”, nr 15/2011, s. 17–17.
- Sikora M., *Przenoszenie decyzji wodnoprawnej na nowego właściciela MEW*, „Biuletyn TRMEW”, 15/2011, s. 9–9.
- Singh R., *Climate Change: Insurance has a Role to Play today*, „The Geneva Association, Risk Management”, nr 45, May 2009, [www.genevaassociation.org](http://www.genevaassociation.org) [Dostęp 31.10.2011].
- Skąpski R., *Stany określające stopień zagrożenia hydrologicznego*, „Gospodarka Wodna”, nr 12/2010, s. 494–498.
- Skowron R., *Formy prawne korzystania z nieruchomości pod budowę farmy wiatrowej*, „Czysta Energia”, nr 7–8/2009, s. 18–20.
- Skowron R., Zawada G., *Czy farma wiatrowa to inwestycja celu publicznego*, „Czysta Energia”, nr 6/2009, s. 14–16.
- Skrzek-Lubasińska M., *Wpływ kapitału społecznego na kształtowanie się kosztów transakcyjnych*, [w:] R. Sobiecki, J.W. Pietrewicz (red.), *Uwarunkowania zmian kosztów transakcyjnych*, Oficyna Wydawnicza Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie, Warszawa 2011, s. 157–168.
- Słomka-Gołębiowska A., *Nowa ekonomia instytucjonalna a rozwój gospodarczy*, [w:] S. Rudolf (red.), *Nowa ekonomia instytucjonalna. Teoria i zastosowanie*, Wydawnictwo Wyższej Szkoły Ekonomii i Prawa im. prof. E. Lipińskiego w Kielcach, Kielce 2009, s. 113–136.
- Słupik S., *Ocena funkcjonowania systemów wsparcia dla odnawialnych źródeł energii i kogeneracji w Polsce*, [w:] D. Kielczewski (red.), *Implementacyjne aspekty wdrażania zrównoważonego rozwoju*, Wyższa Szkoła Ekonomiczna, Białystok 2011, s. 286–304.

- Słupik S., *Odnawialne źródła energii w polityce energetycznej państwa*, [w:] D. Kielczewski, B. Dobraczyński (red.), *Zrównoważony rozwój i ochrona środowiska w gospodarce*, Wyższa Szkoła Ekonomiczna w Białymstoku, Białystok 2007, s. 183–196.
- Sobiecki G., *Technologie informacyjne i telekomunikacyjne*, [w:] R. Sobiecki, J. W. Pietrewicz (red.), *Uwarunkowania zmian kosztów transakcyjnych*, Oficyna Wydawnicza Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie, Warszawa 2011, s. 135–156.
- Sobiecki R., Pietrewicz J.W., *Wstęp*, [w:] R. Sobiecki, J.W. Pietrewicz (red.), *Uwarunkowania zmian kosztów transakcyjnych*, Szkoła Główna Handlowa w Warszawie, Warszawa 2011, s. 10–12.
- Solarz J.K., *Instytucjonalne ramy polityki finansowej*, [w:] S. Rudolf (red.), *Nowa Ekonomia Instytucjonalna. Aspekty teoretyczne i praktyczne*, Wydawnictwo Wyższej szkoły Ekonomicznej i Administracji im. prof. Edwarda Lipińskiego w Kielcach, Kielce 2005, s. 131–150.
- Soliński B., *Zielone certyfikaty jako system wsparcia odnawialnych źródeł energii w Polsce*, [w:] Z Brodziński, M. Kramarz, M. Sławomirski (red.), *Energia Odnawialna wizytówką nowoczesnej gospodarki*, Wydawnictwo Adam Marszałek, 2011, s. 281–293.
- Sołtuniak J., *Polityka energetyczna a rozwój odnawialnych źródeł energii*, „Gospodarka w Praktyce i Teorii”, nr 2(27)2010, s. 51–60.
- Sołtuniak J., *Wpływ prognozowanych zmian klimatu na energetykę wodną w województwie łódzkim*, [w:] M. Burchard-Dziubińska (red.), *Lokalne i globalne uwarunkowania rozwoju gospodarczego*, Polskie Towarzystwo Ekonomiczne, Łódź 2012, s. 185–193.
- Sołtysiak Ł., *Energia wiatrowa podbija Europę – w północnych Niemczech powstaje nowy klaster przemysłowy*, „Energetyka”, kwiecień 2009, s. 226–226.
- Sommer J., *Prawo wodne w systemie Prawa ochrony środowiska – aktualna koncepcja legislacyjna*, [w:] H. Lisicka (red.), *Wybrane problemy prawa ochrony środowiska. Rola Sądów. Prawo wodne*, Wydawnictwo Prawo Ochrony Środowiska, Wrocław 2007, s. 236–247.
- Soros G., *Kryzys światowego kapitalizmu*, Wydawnictwo Muza SA, Warszawa 1999.
- Soto de H., *Tajemnica kapitału*, Fijor Publishing, Chicago, Warszawa 2002.
- Sowiżdżał A., Giesko M., *Energia z wiatru*, [w:] J. Kalotka (red.), *Materiały z I Ogólnopolskiego Seminarium „Odnawialne źródła energii”*, Instytut Technologii i Eksploatacji – PIB w Radomiu, Radom 2005, s. 76–84.
- Stachy J., *Średnie roczne przepływy Odry i Wisły w latach 1901–2008*, „Gospodarka Wodna”, nr 6/2010, s. 233–237.
- Stadnik A., *Energetyka wiatrowa – stać nas na dużo*, „Czysta Energia”, nr 4/2008, s. 10–11.
- Stahel W.R., *Risk Managment, Insurance and Climate Change*, „The Geneva Association, Risk Management”, nr 46, November 2009, [www.genevaassociation.org](http://www.genevaassociation.org) [Dostęp 31.10.2011].
- Staniek Z., *Koszty transakcyjne jako przedmiot analizy ekonomii instytucjonalnej*, [w:] R. Sobiecki, J. W. Pietrewicz (red.), *Uwarunkowania zmian kosztów transakcyjnych*, Szkoła Główna Handlowa w Warszawie, Warszawa 2011, s. 13–44.
- Staniek Z., Garbicz M., *Mikroekonomia. Problemy zawodności rynku*, Wyższa Szkoła Menedżerska, Warszawa 2010, s. 30–33.
- Staniek Z., *Prawa własności a koszty transakcyjne*, [w:] U. Zagóra-Jonszta (red.), *Dokonania współczesnej myśli ekonomicznej. Ekonomia instytucjonalna – teoria i praktyka*, Wydawnictwo Akademii Ekonomicznej w Katowicach, Katowice 2006, s. 151–164.

- Stankiewicz W., *Ekonomika Instytucjonalna. Zarys wykładu*, Wydawnictwo Wyższej Szkoły Businessu, Administracji i Nauk Komputerowych, Warszawa 2007.
- Stankiewicz W., *Historia myśli ekonomicznej*, Polskie Wydawnictwo Ekonomiczne, Warszawa 1998.
- Steller J., Henke A., Kaniecki M., *Jak zbudować małą elektrownie wodną? Przewodnik inwestora*, Wydawnictwo Europejskie Stowarzyszenie Małej Energetyki Wodnej (ESHA), Bruksela–Gdańsk 2010.
- Steller J., *Energetyka wodna w Polsce – niepojęte wyzwanie*, Międzynarodowa Konferencja Naukowa „Stan pozyskania odnawialnych źródeł energii w Polsce”, Materiały pokonferencyjne, PAN Instytut Maszyn Przepływowych, Państwowa Wyższa Szkoła Informatyki i Przedsiębiorczości w Łomży, 2009, s. 69–84.
- Steller J., *Opłaty za użytkowanie wody przez energetykę wodną*, „Energetyka Wodna”, nr 2/2012, s. 21–22.
- Steller J., *Realizacja projektu SHP Stresmap dobiegła końca*, „Energetyka Wodna”, nr 3/2012, s. 28–33.
- Stiglitz J.E., *Ekonomia sektora publicznego*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2004.
- Stryjecki M., *Produkcja energii z OZE jako inwestycja celu publicznego*, „Czysta Energia”, nr 1/2009, s. 12–13.
- Suwała W., Kudelko W., Janusz-Pawletta B., *Analiza problemu relokacja źródeł energii elektrycznej dla polskiego systemu elektroenergetycznego w wyniku polityki klimatycznej UE*, [w:] *Pakiet klimatyczno-energetyczno-analityczna ocena propozycji Komisji Europejskiej*, Urząd Komitetu Integracji Europejskiej, Departament Polityki Integracyjnej, Warszawa 2008, s. 269–352.
- Szambelańczyk M., *Prawna bankowalność projektów wiatrowych*, „Czysta Energia”, nr 02/2013, s. 18–19.
- Szambelańczyk M., *Zasady podłączania do sieci w projekcie nowelizacji Prawa energetycznego*, „Czysta Energia”, nr 4/2009, s. 14–15.
- Szczegółowy opis osi priorytetowych Regionalnego Programu Operacyjnego Województwa Łódzkiego na lata 2007–2013*, Urząd Marszałkowski w Łodzi, Departament Polityki Regionalnej, Łódź, 21 września 2010.
- Szczepaniak M., *Załączniki do OZE*, „Fundusze Europejskie”, nr 4/2009, s. 50–52.
- Szczyca P., *Rachunek ekonomiczny w ochronie środowiska*, [w:] Małachowski K. (red.), *Gospodarka a środowisko i ekologia*, CeDeWu, Warszawa 2007, s. 105–138.
- Szulc A., *Od pomysłu do wykonania daleka droga*, „Czysta Energia”, nr 4/2009, s. 28–29.
- Szyjko C.T., *Przyszłość infrastruktury energetycznej w UE*, „Czysta Energia”, nr 3/2011, s. 16–19.
- Szymański W., *Niepewność i niestabilność gospodarcza*, PWN, Warszawa 2011.
- Szymański W., *Zmiany kosztów transakcyjnych w dostosowaniu przedsiębiorstw do wyzwań współczesnej gospodarki*, [w:] R. Sobiecki, J. W. Pietrewicz (red.), *Koszty transakcyjne. Skutki zmian dla przedsiębiorstw*, Oficyna Wydawnicza Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie, Warszawa 2011, s. 15–37.
- Szymura T., *Odnawialne źródła energii – wybrane aspekty podatkowe*, „Energetyka Wodna”, nr 2/2013, s. 27–28.
- Ślusarczyk A., *Poskramiacze rzek*, „Newsweek”, listopad 2009, s. 22–23.

- Tanzi V., *Policies, Institutions and the dark Side of Economics*, Edward Elgar Publishing Ltd, Cheltenham 2000.
- Tarka M., *Elektrownie wiatrowe trafiają na rafy*, „Czysta Energia”, nr 4/2009, s. 12–13.
- Tchórzewski E., *Historyczne i ekonomiczne uwarunkowania powstania rynku energii elektrycznej*, <http://www.cire.pl/item,27177,7.html> [Dostęp 15.11.2010].
- Tchórzewski M., *Koszty transakcyjne w energetyce*, [w:] R. Sobecki, J.W. Pietrewicz (red.), *Koszty transakcyjne. Skutki zmian dla przedsiębiorstw*, Wydawnictwo SGH, Warszawa 2011, s. 175–185.
- Tkaczyk P., *Współczesne problemy niepewności i ryzyka*, [w:] R. Sobecki, J.W. Pietrewicz (red.), *Uwarunkowania zmian kosztów transakcyjnych*, Oficyna Wydawnicza Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie, Warszawa 2011, s. 231–254.
- Tokio Marine, Nichido Fire Insurance Company, *Best Practices in Insurance Business Models Related to Climate Change*, Insurance Economics, nr 60, July 2009, [www.genevaassociation.org](http://www.genevaassociation.org) [Dostęp 31.10.2011].
- Tomasiak T., *Ile może kosztować czas*, „Czysta Energia”, nr 1/2013, s. 16–17.
- Tondos M., Michalak P., *Systemowe wykorzystanie OZE*, „Czysta Energia”, nr 5/2011, s. 38–41.
- Tryjanowski P., Łuczak A., *Wpływ elektrowni słonecznych na środowisko przyrodnicze*, „Czysta Energia”, nr 1/2013, s. 20–22.
- Tryjanowski P., Wuczyński A., *Ocena oddziaływania farm wiatrowych na ptaki. Cz. II*, „Czysta Energia”, nr 3/2009, s. 20–22.
- Tryjanowski P., Wuczyński A., *Ocena oddziaływania farm wiatrowych na ptaki. Monitoring porealizacyjny zakres i szacunkowe koszty*, „Czysta Energia”, nr 4/2009, s. 32–33
- Tryjanowski P., *Ocena oddziaływania farm wiatrowych na ptaki. Cz. I*, „Czysta Energia”, nr 2/2009, s. 20–22.
- Trzeciak M., *Energetyka wiatrowa – stać nas na dużo*, „Czysta Energia”, nr 4/2008, s. 10–11.
- Tur A., *Institucje wspierające rynek i ich wpływ*, [w:] R. Sobecki, J.W. Pietrewicz (red.), *Koszty transakcyjne. Skutki zmian dla przedsiębiorstw*, Oficyna Wydawnicza Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie, Warszawa 2011, s. 169–184.
- Turalaska M., *Certyfikacja instalatorów OZE w świetle dyrektywy 2009/ 28/WE*, „Czysta Energia”, nr 12/2011, s. 22–23.
- Turek M., *Ekonomiczne podstawy zmiany instytucjonalnej*, [w:] U. Zagóra-Jonszta (red.), *Dokonania współczesnej myśli ekonomicznej. Ekonomia instytucjonalna – teoria i praktyka*, Wydawnictwo Akademii Ekonomicznej w Katowicach, Katowice 2006, s. 41–56.
- Tyszecki A., *Gospodarowanie wodami a równoważenie rozwoju*, „Gospodarka Wodna”, nr 8/2009, s. 306–310.
- Tytko R., *Odnawialne źródła energii*, OWG, Warszawa 2011.
- Urban S., *Selekcja kategoriowa przedsięwzięć z załącznika II dyrektywy 85/337/EWG w świetle orzecznictwa ETS*, *Problemy Ocen Środowiskowych*, nr 1(48)2010, s. 8–12.
- Urząd Marszałkowski w Łodzi, Citec SA, *Ocena konkurencyjności wykorzystania odnawialnych źródeł energii w województwie łódzkim*, październik 2008, <http://www.rpo2007-2013.lodzkie.pl>.
- Wach E., *Krajowy Plan Działań z zakresie OZE*, „Czysta Energia”, nr 3/2011, s. 38.



- Wajda-Lichy M., *Znaczenie uwarunkowań instytucjonalnych dla efektywności wykorzystania bezpośrednich inwestycji zagranicznych w procesie konwergencji*, [w:] A. Wojtyna (red.), *Instytucje a polityka ekonomiczna w krajach na średnim poziomie rozwoju*, Polskie Wydawnictwo Ekonomiczne, Warszawa 2008, s. 82–107.
- Walczak-Duraj D., *Socjologia dla ekonomistów*, Polskie Wydawnictwo Ekonomiczne, Warszawa 2010.
- Wierzbicki J., *Koszty transakcyjne a państwo – regulacje w związku z kosztami transakcyjnymi*, [w:] R. Sobiecki, J.W. Pietrewicz (red.), *Uwarunkowania zmian kosztów transakcyjnych*, Oficyna Wydawnicza Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie, Warszawa 2011.
- Wieteska B., *Ubezpieczenie od szkód huraganowych w Polsce*, [w:] S. Wieteska (red.), *Ubezpieczenia*, Wydawnictwo Uniwersytetu Marie Curie-Skłodowskiej, Lublin 2006, s. 63–69.
- Wilkowski M., *Małe elektrownie wodne na miarę XXI w.*, „Czysta Energia”, nr 4/2011, s. 38–39.
- Williamson O.E., *Ekonomiczne instytucje kapitalizmu*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 1988.
- Williamson O.E., *The New Institutional Economics: Taking Stock, Looking Ahead*, „Journal of Economic Literature”, Vol. XXXVIII (September 2000), s. 595–613.
- Wiśniewski G., *OZE – zmarnowany rok*, „Czysta Energia”, nr 1/2013, s. 31–31.
- Wit-Grudziński M., *Koszty transakcyjne kontra koszty organizacji*, [w:] R. Sobiecki, J.W. Pietrewicz (red.), *Uwarunkowania zmian kosztów transakcyjnych*, Oficyna Wydawnicza Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie, Warszawa 2011, s. 89–110.
- Włoch P., *Modernizacja krajowego systemu elektroenergetycznego – przyłączy jako istotny element inwestycji*, „Czysta Energia”, nr 11/2009, s. 16–17.
- Włoch P., *Modernizacja krajowego Systemu Elektroenergetycznego – przyłączy w aktach prawnych*, „Czysta Energia”, nr 10/2009, s. 20–21.
- Włoch P., *Modernizacja krajowego systemu elektroenergetycznego – wpływ kosztów przyłączy do sieci na rentowność inwestycji*, „Czysta Energia”, nr 12/2009, s. 10–11.
- Wojciechowska U., *Podstawową zaletą systemu jest to, że istnieje. Wywiady z przedstawicielami sektora OZE*, „Czysta Energia”, nr 3/2011, s. 10–15.
- Wojciechowska U., *Program priorytetowy NFOŚiGW*, „Czysta Energia”, nr 3/2009, s. 13–13.
- Wojciechowska U., *Wstęp. Od redaktora*, „Czysta Energia”, nr 1/2013, s. 3–3.
- Wojewódzki Program Ochrony i Rozwoju Zasobów Wodnych dla województwa łódzkiego, wykonany przez Biuro Projektów Wodnych Melioracji i Inżynierii Środowiska Biprowodmel sp. z o.o., <http://www.bip.melioracja.lodzkie.pl/data/other/wojprochrzaswod.pdf> [Dostęp 30.05.2012].
- Wojtkowska-Łodej G., Manteuffel W., *Uwarunkowania, wyzwania i perspektywy dla polityki energetycznej Polski w kontekście polityki klimatycznej*, [w:] Centrum Stosunków Międzynarodowych przy Współpracy Instytutu na Rzecz Ekorozwoju, *Zmiany klimatu są faktem. Zbiór materiałów przygotowanych w ramach projektu: „Zmiany klimatu w świadomości obywateli”*, Warszawa 2009, s. 63–88.
- Wojtyna A., *Teoretyczny wymiar zależności między zmianami instytucjonalnymi, polityką ekonomiczną a wzrostem gospodarczym*, [w:] A. Wojtyna (red.), *Instytucje a polityka ekonomiczna w krajach na średnim poziomie rozwoju*, Polskie Wydawnictwo Ekonomiczne, Warszawa 2008, s. 12–36.

- Wojtysiak-Kotlarski M., *Koszty transakcyjne – okoliczności powstania i istota*, [w:] R. Sobiecki, J. W. Pietrewicz (red.), *Koszty transakcyjne. Skutki zmian dla przedsiębiorstw*, Oficyna Wydawnicza Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie, Warszawa 2011, s. 39–52.
- Wojtysiak-Kotlarski M., *Teoria przedsiębiorstwa a koncepcja zarządzania i praktyka biznesu*, Oficyna Wydawnicza, Szkoła Główna Handlowa w Warszawie, Warszawa 2011.
- Woźniak M.G., *Fundamentalne problemy aksjologiczne ładu instytucjonalnego współczesnej gospodarki*, [w:] B. Polzakiewicz, J. Boehlke (red.), *Ład instytucjonalny w gospodarce*, Wydawnictwo Uniwersytetu Mikołaja Kopernika, Toruń 2005, s. 28–41.
- Wójcik-Jackowski S., Kamiński J., *Rozwój energetyki wodnej w południowo-wschodniej Polsce w świetle obowiązujących planów w gospodarce wodnej*, „Polityka Energetyczna”, t. 15, z. 2, 2012, s. 103–114.
- Wójcik-Jackowski S., *Rozbiórka urzędzeń wodnych*, „Gospodarka Wodna”, nr 2/2009, s. 58–64.
- Wójcik W., *Myszę, że należy usprawnić system wsparcia dla OZE*, wywiad przeprowadzony przez U. Wojciechowską, „Czysta Energia”, nr 5/2009, s. 8–9.
- Wuczyński A., Chylarecki P., Tryjanowski P., *Procedury środowiskowe w inwestycjach wiatrowych*, „Czysta Energia”, nr 12/2009, s. 20–21.
- Wybig J., *Bieg roczny i zmienność wieloletnia stopniodni chłodu i ciepła*, [w:] K. Kożuchowski (red.), *Skala, uwarunkowania i perspektywy współczesnych zmian klimatycznych w Polsce*, Wydawnictwo Biblioteka, Łódź 2004, s. 129–137.
- Yoon Y.J., *Stochastic Demand, Specialization and increasing Returns*, „Journal of the Division of Labour & Transaction Costs”, World Scientific Publishing Company, vol. 3, nr 1/2008, s. 1–5.
- Urząd Marszałkowski w Łodzi, Departament Polityki Regionalnej, *Zasady dotyczące przygotowania studiów wykonalności dla projektów w ramach regionalnego Programu operacyjnego Województwa Łódzkiego na lata 2007–2013*, Łódź, 10 lutego 2010.
- Urząd Marszałkowski w Łodzi, Departament Polityki Regionalnej, *Zasady procedury odwoławczej w ramach Regionalnego Programu Operacyjnego Województwa Łódzkiego na lata 2007–2013*, Łódź, 14 września 2010.
- Urząd Marszałkowski w Łodzi, Departament Polityki Regionalnej, *Zasady wyboru projektów w trybie konkursu zamkniętego w ramach Regionalnego Programu Operacyjnego Województwa Łódzkiego na lata 2007–2013*, Łódź, 14 września 2010.
- Załącznik nr 2 do Zasad dzierżawy budowli piętrzących będących w administrowaniu WZMiUW w Łodzi, posiadających wysokość piętrzenia  $h \geq 1$  m*, [www.bip.melioracja.lodzkie.pl](http://www.bip.melioracja.lodzkie.pl) [Dostęp 22.12.2013].
- Załącznik nr 3 do Zasad dzierżawy budowli piętrzących będących w administrowaniu WZMiUW w Łodzi, posiadających wysokość piętrzenia  $h \geq 1$  m*, [www.bip.melioracja.lodzkie.pl](http://www.bip.melioracja.lodzkie.pl) [Dostęp 22.12.2013].
- Zbroińska B., *Koszty transakcyjne skarbowości. Analiza instytucjonalna kontraktów skarbowych*, Wydawnictwo Uniwersytetu Jana Kochanowskiego, Kielce 2011.
- ZEK Hydro, *Drugie odrodzenie elektrowni wodnej Horster Muhle*, „Energetyka Wodna”, nr 2/2012, s. 29–31.
- ZEK Hydro, *Idealna fala w Kempen*, „Energetyka Wodna”, nr 2/2012, s. 33–35.

- Zenka A., *Wpływ państwa na równowagę systemu instytucjonalnego*, [w:] S. Rudolf (red.), *Nowa Ekonomia Instytucjonalna. Teoria i zastosowanie*, Wyższa Szkoła Ekonomii i Prawa im. prof. Edwarda Lipińskiego w Kielcach, Kielce 2009, s. 237–255.
- Żiębiński B., Makuch K., *Hydroenergetyka – perspektywy legislacyjne, oczekiwania sektora*, „Energetyka Wodna”, nr 2/2013, s. 29–30.
- Zwolińska-Mańczak A., Tarka M., Irenowicz W., *Prawne wymogi budowy przydomowej elektrowni wiatrowej*, „Czysta Energia”, nr 2/2012, s. 16–17.
- Żmijewski K., *Bruksela promuje konsumpcję, a nie produkcję*, „Czysta Energia”, nr 2/2013, s. 12–14.
- Żurek R., *Ryby płaczą w polskich rzekach*, „Gospodarka Wodna”, nr 8/2009, s. 301–305.
- Żylicz T., *An economist looks at ecosystem services*, [w:] M. Burchard-Dziubińska (red.), *Towards a green economy. From ideas to practice*, Wydawnictwo Uniwersytetu Łódzkiego, Łódź 2011, s. 11–30.
- Żylicz T., *Ekonomia konstytucyjna*, „Aura”, nr 10/2009, s. 5–6.
- Żylicz T., *Ekonomia środowiska i zasobów naturalnych*, PWE, Warszawa 2004.
- Żylicz T., *Ewolucja pozwoleń zbywalnych*, „Aura”, nr 2/2007, s. 28–29.
- Żylicz T., *Psucie rynku*, „Aura”, nr 3/2007, s. 8–9.
- Żylicz T., *Syndrom NIMBY*, „Aura”, nr 4/2007, s. 8–9.
- Żylicz T., *Trwały rozwój*, „Aura”, nr 5/2008, s. 4–5.
- Żylicz T., *Twierdzenie Coase*, „Aura”, nr 7/2009, s. 24–25.
- Żylicz T., *Współkorzyści ochrony światowego klimatu*, „Aura”, nr 11/2008, s. 12–13.
- Żylicz T., *Zasada pomocniczości*, „Aura”, nr 6/2007, s. 46–47.
- Żylicz T., *Zielona energia*, „Aura”, nr 4/2010, s. 26–27.
- Żylicz T., *Ekonomiczna racjonalność gospodarki wodnej (2). Instrumenty polityki wodnej*, „Aura”, nr 9/2010, s. 6–27.

## AKTY PRAWNE

- Decyzja Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2009/406/WE z 23 kwietnia 2009 r. w sprawie wysiłków podjętych przez państwa członkowskie, zmierzających do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych w celu realizacji zobowiązań Wspólnoty dotyczących redukcji emisji gazów cieplarnianych.*
- Dyrektywa 2000/60/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 października 2000r. ustanawiająca ramy wspólnotowego działania w dziedzinie polityki wodnej.*
- Dyrektywa 2001/77/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 27 września 2001 r. w sprawie wspierania produkcji na rynku wewnętrznym energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych.*
- Dyrektywa 2003/30/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 8 maja 2003 r. w sprawie wspierania w transporcie biopaliw lub innych paliw odnawialnych.*
- Dyrektywa 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.*

- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. zmieniająca Dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych.*
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/31/WE z 23 kwietnia 2009 r. w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla oraz zmieniająca Dyrektywę Rady 85/337/EWG, Euratom, Dyrektywy 2000/60/WE, 2001/80/WE, 2004/35/WE, 2006/12/WE, 2008/1/WE i Rozporządzenie WE nr 1013/2006.*
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca Dyrektywę 2001/77/WE oraz 2003/30/WE,*
- Konstytucja RP z dnia 2 kwietnia 1997 r., (Dz.U. Nr 78, poz. 483).*
- Ministerstwo Gospodarki, Polityka energetyczna Polski do 2030 r., Warszawa, 10 listopada 2009 r., <http://www.mg.gov.pl/files/upload/8134/Polityka%20energetyczna%20ost.pdf> [Dostęp 30.12.2011].*
- Ministerstwo Gospodarki, Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 r., załącznik 2 do Polityki Energetycznej Polski do 2030 r., Warszawa, 10 listopada 2009 r., [www.mg.gov.pl/files/upload/8134/Prognoza\\_zapotrzebowania\\_na\\_paliwa\\_i\\_energie\\_ost.pl](http://www.mg.gov.pl/files/upload/8134/Prognoza_zapotrzebowania_na_paliwa_i_energie_ost.pl) [Dostęp 20.11.2011].*
- Ministerstwo Środowiska, Krajowy Zarząd Gospodarki Wodnej, Projekt Polityki Wodnej Państwa do roku 2030, (z uwzględnieniem etapu 2016), 2010, s. 33–34, <http://www.kzgw.gov.pl/pl/Projekt-Polityki-wodnej-panstwa-do-roku-2030.html> [Dostęp 09.01.2014].*
- Ministerstwo Środowiska, Polityka ekologiczna Polski na lata 2009–2012 z perspektywą do 2016 r., (Monitor Polski z 2009 r. Nr 34, poz. 501).*
- Rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 19 grudnia 2005 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej oraz zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii, (Dz.U. z 2005 r. Nr 261, poz. 2656).*
- Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 14 sierpnia 2008 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii, (Dz.U. Nr 156, poz. 969).*
- Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 18 października 2012 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii, (Dz.U. z 2012 r., poz. 1229).*
- Rozporządzenie Rady Ministrów z dn. 9.11.2004 r. w sprawie określenia rodzajów przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko oraz szczegółowych uwarunkowań związanych z kwalifikowaniem przedsięwzięcia do sporządzania raportu o oddziaływaniu na środowisko, (Dz.U. z 2004 r. Nr 257, poz. 2573).*
- Rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 9 listopada 2010 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko, (Dz.U. z 2010 r. Nr 213, poz. 1397).*

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

*Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne,* (Dz.U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625 ze zm).

*Ustawa z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej,* (Dz.U. z 2011 r. Nr 94, poz. 551 oraz  
Dz.U. z 2012 r., poz. 951, poz. 1203 i poz. 1397).

*Ustawa z dnia 18 lipca 2001 r. Prawo wodne,* (Dz.U. z 2001 r. Nr 115, poz. 1229).

*Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii,* (Dz.U. z 2015 r., poz. 478).

*Ustawa z dnia 6 grudnia 2008 r o podatku akcyzowym,* (Dz.U. z 2009 r. Nr 3, poz. 11).

### STRONY INTERNETOWE

[http://ec.europa.eu/climateaction/docs/climate-energy\\_summary\\_pl.pdf](http://ec.europa.eu/climateaction/docs/climate-energy_summary_pl.pdf) [Dostęp 30.12.2011].

<http://ioze.pl/ogloszenia/elektrownia-wodna-500-kw> [Dostęp 09.04.2014].

<http://ioze.pl/ogloszenia/lokalizacja-75-kw> [Dostęp 09.04.2014].

<http://ioze.pl/ogloszenia/sprzedam-lokalizacje-mew-atrakcyjna-cena> [Dostęp 09.04.2014].

[http://s.fundacja.lublin.pl/backstage/wp-content/uploads/2015/07/Uwarunkowania-formalno-prawne-zwi%C4%85zane-z-prowadzeniem-dzia%C5%82alno%C5%9Bci-gospodarczej-polegaj%C4%85cej-na-wytwarzaniu-energii-elektrycznej-w-OZE-A\\_Szypulska.pdf](http://s.fundacja.lublin.pl/backstage/wp-content/uploads/2015/07/Uwarunkowania-formalno-prawne-zwi%C4%85zane-z-prowadzeniem-dzia%C5%82alno%C5%9Bci-gospodarczej-polegaj%C4%85cej-na-wytwarzaniu-energii-elektrycznej-w-OZE-A_Szypulska.pdf).

<http://www.ptm.pl/praktyka/warsztat-wyceny/male-elektrownie-wodne-warto-cenic-wartosc>  
[Dostęp 30.01.2013].

<http://www.zus.pl/default.asp?p=1&id=24> [Dostęp 01.12.2014].

[www.cire.pl](http://www.cire.pl).

[www.ioze.pl](http://www.ioze.pl) [Dostęp 20.01.2013].

[www.trmew.pl](http://www.trmew.pl) [Dostęp 30.09.2011].

[www.ure.pl](http://www.ure.pl) [Dostęp 20.09.2013].

# Spis tabel

1.1.	Efektywność instytucji	22
1.2.	Charakter zmian instytucjonalnych	27
1.3.	Kryteria podziału i oceny kosztów transakcyjnych (według B. Zbroińskiej)	38
1.4.	Rodzaje kosztów transakcyjnych wyszczególnione przez Z. Stańka	38
1.5.	Rodzaje kosztów transakcji wyszczególnione przez J. Godłów-Legiędź	39
1.6.	Koszty transakcyjne <i>ex ante</i> i <i>ex post</i>	40
1.7.	Podział kosztów transakcyjnych według W. Stankiewicza	42
1.8.	Szacowanie kosztów transakcyjnych wyrażone w czasie poświęconym sprawom urzędowym	44
2.1.	Gęstość strumienia energii dla wybranych nośników energii odnawialnej	62
2.2.	Porównanie emisji źródła o mocy 1 MW dla rocznego czasu wykorzystania mocy zainstalowanej 4500 h/a	68
2.3.	Wielkość emisji zanieczyszczeń przy spalaniu surowców energetycznych	72
2.4.	Wpływ elektrowni wodnych na środowisko	78
2.5.	Całkowite koszty zewnętrzne różnych źródeł energii [eurocenty/kWh]	79
2.6.	Źródła przepisów prawnych dotyczących rozwoju OZE w Polsce	85
2.7.	Gospodarowanie gruntami pokrytymi powierzchniowymi wodami płynącymi	98
2.8.	Najważniejsze hurtowe rynki energii w Polsce	107
2.9.	Porównanie podstawowych systemów wsparcia funkcjonujących w Unii Europejskiej	109
2.10.	Średniomiesięczne ceny świadectw pochodzenia w zł notowane na TGE SA	115
2.11.	Progi procentowe określające w całkowitej rocznej ilości sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym minimalny udział przedstawionych do umorzenia sum energii elektrycznej wynikających ze świadectw pochodzenia lub alternatywne uiszczonych opłat zastępczych	117
2.12.	Analiza SWOT w sektorze MEW	120
3.1.	Przyjęte normy określające małe elektrownie wodne w poszczególnych krajach	122
3.2.	Wybrane klasyfikacje elektrowni wodnych	128

3.3. Rodzaje oceny oddziaływania na środowisko	134
3.4. Koszty transakcyjne prowadzące do eksploatacji MEW	145
3.5. Szacunkowy czas potrzebny na uruchomienie MEW w wybranych krajach Unii Europejskiej	148
3.6. Wsparcie publiczne dla sektora MSP	153
3.7. Kształtowanie się cen energii i opłaty zastępczej oraz wzrost cen energii ze względu na wsparcie dla OZE	156
3.8. Wpływ bodźców i kosztów transakcyjnych na działalność gospodarczą	157
3.9. Ryzyko inwestycji w MEW w Polsce	163
4.1. Spis obiektów MEW w województwie łódzkim	173
4.2. Koszty transakcyjne (KT) poszczególnych etapów procesu inwestycyjnego w MEW	178
4.3. Opis elektrowni wodnych w województwie łódzkim	179

# Spis rysunków

2.1. Rodzaje energii z OZE	63
2.2. Schemat systemu energetycznego w Polsce	106
2.3. Zmiany cen świadectw pochodzenia w latach 2010–2016	116
4.1. Strony i kontakty w postępowaniu w sprawie wydania decyzji środowiskowej	203
4.2. Strony i kontakty inwestora w postępowaniu w sprawie wydania decyzji o warunkach zabudowy	204
4.3. Strony i kontakty inwestora w postępowaniu w sprawie wydania pozwolenia wodnoprawnego	205
4.4. Strony i kontakty inwestora związane z uzyskaniem warunków podłączenia do sieci	206
4.5. Strony i kontakty inwestora w postępowaniu w sprawie wydania pozwolenia na budowę	207
4.6. Kontakty inwestora w postępowaniu w sprawie uzyskania zewnętrznego finansowania	207