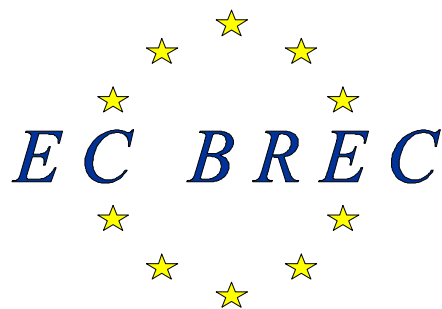




Europejskie Centrum Energii Odnawialnej
Instytut Budownictwa, Mechanizacji i Elektryfikacji Rolnictwa

Ekonomiczne i prawne aspekty wykorzystania odnawialnych źródeł energii w Polsce

Pracę sfinansowano ze środków:
**Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska
i Gospodarki Wodnej**
na zlecenie:
Ministerstwa Środowiska
(Umowa nr 548/99/Wn/50/NE-PO-Tx/D)

Warszawa, marzec 2000 r.

(EC BREC/IBMER)
02-532 Warszawa ul. Rakowiecka 32
tel./fax.; (0-22) 848 48 32; 646 68 50; 646 68 54
e-mail: ecbrec@ibmer.waw.pl
WEB page: <http://www.ibmer.waw.pl/ecbrec>

Praca zawiera: 209 stron, 33 tabele, 4 rys, 7 zał.

Opracowanie wykonano na zlecenie Departamentu Polityki Ekologicznej i Integracji Europejskiej, Ministerstwa Ochrony Środowiska, Zasobów Naturalnych i Leśnictwa,
sfinansowano ze środków Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej

Metodyka opracowania:

Grzegorz Wiśniewski - EC BREC/IBMER

Opracowanie przygotował zespół interdyscyplinarny pod kierunkiem
Grzegorza Wiśniewskiego - Dyrektora Europejskiego Centrum Energii Odnawialnej

w składzie:

Simon Burgess	- ETP Ltd
Robert Burzyński	- EC BREC/IBMER
Olga Daniłowa	- EC BREC/IBMER
Henryk Gaj	- EMICON
Krzysztof Gierulski	- EC BREC/IBMER
Stanisław Gołębiowski	- EC BREC/IBMER
Jochen Hauff	- Uniwersytet Środkowo-Europejski
Anna Kaczorek	- EC BREC/IBMER
Przemysław Kiszka	- SGH
Tomasz Lachowicz	- EC BREC/IBMER
Karol Krajewski	- SGGW
Ludmiła Łakomiec	- EC BREC/IBMER
Paweł Mackiewicz	- EC BREC/IBMER
Marcin Pisarek	- EC BREC/IBMER
Kinga Orlikowska	- EC BREC/IBMER
Anna Oniszk	- EC BREC/IBMER
Magdalena Rogulska	- SPEC/IBMER
Tomasz Śmilgiewicz	- EC BREC/IBMER
Grzegorz Wiśniewski	- EC BREC/IBMER

Autorzy dziękują za pomoc:

mgr Magdalenie Bar, mgr Grażynie Kasprzak, dr Zbigniewowi Karczunowi, mgr Franciszkowi Krawczyńskiemu, dr Aleksandrowi Muzalewskiemu, prof. Wacławowi Romaniukowi, prof. Julianowi Sokołowskiemu, prof. Krzysztofowi Wierzbickiemu i doc. Januszowi Żurkowi

SPIS TREŚCI

1. WPROWADZENIE	7
1.1. Podstawa opracowania	7
1.2. Cel i zakres pracy	7
2. METODYKA PRACY.....	9
3. OKREŚLENIE OBECNEGO STANU ROZWOJU SEKTORA ENERGETYKI ODNAWIALNEJ W POLSCE WRAZ Z OCENĄ OTOCZENIA POLITYCZNEGO, PRAWNEGO I FINANSOWEGO REGULUJĄCEGO WYKORZYSTANIE ENERGII ZE ŹRÓDEŁ ODNAWIALNYCH.	15
3.1. Stan rozwoju sektora energetyki odnawialnej w Polsce.....	15
3.1.1. Wykorzystanie biopaliw stałych	15
3.1.2. Stan wykorzystania biopaliw płynnych	17
3.1.3. Mała energetyka wodna	22
3.1.4. Energetyka słoneczna.....	24
3.1.5. Energetyka wiatrowa	26
3.1.6. Energetyka geotermalna.....	29
3.1.7. Podsumowanie	30
3.2. Ocena polityki wykorzystania OZE w Polsce	33
3.2.1. Polityka ekologiczna	33
3.2.2. Polityka energetyczna	35
3.2.3. Polityka rolna	38
3.2.4. Spójność i koordynacja polityk sektorowych	40
3.3. Przepisy prawne regulujące wykorzystanie energii ze źródeł odnawialnych, procedury administracyjne oraz mechanizmy wsparcia	43
3.3.1. Analiza przepisów prawnych regulujących wykorzystanie energii ze źródeł odnawialnych w Polsce.....	43
3.3.2. Wymogi prawne i procedura przy lokalizacji i budowie instalacji wykorzystujących odnawialne źródła energii.....	50
3.3.3. Instrumenty stymulujące wykorzystanie odnawialnych źródeł energii	56
3.4. Źródła i mechanizmy finansowania rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce.....	60
3.4.1. Specyfika i mechanizmy finansowania rozwoju energetyki odnawialnej	60
3.4.2. Możliwości finansowania energetyki odnawialnej w Polsce.....	64
3.4.3. Podsumowanie i wnioski	72
4. PORÓWNAWCZA OCENA EKONOMICZNA TECHNOLOGII OZE W POLSCE NA BAZIE CHARAKTERYSTYK TECHNICZNO-EKONOMICZNYCH WDROŻONYCH INSTALACJI.....	75
4.1. Założenia metodologiczne przy pozyskaniu danych źródłowych i określaniu warunków opłacalności inwestycji	75
4.2. Metodyka obliczeń oceny ekonomicznej inwestycji – arkusz kalkulacyjny	80
4.3. Prezentacja i ocena wyników analiz ekonomicznych.....	84
5. OKREŚLENIE KORZYŚCI EKOLOGICZNYCH WYKORZYSTANIA OZE – REDUKCJA EMISJI GAZÓW CIEPLARNIANYCH.....	101
5.1. Problem kosztów i korzyści zewnętrznych wykorzystania OZE w kontekście redukcji emisji gazów cieplarnianych.....	101
5.2. Metodyka liczenia kosztów redukcji emisji gazów cieplarnianych (GHG - Green House Gases)	103
5.3. Koszty redukcji emisji gazów cieplarnianych z wykorzystaniem technologii OZE w Polsce	105

6. OCENA WPŁYWU WYKORZYSTANIA ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII NA RYNEK PRACY	109
7. IDENTYFIKACJA I DYSKUSJA BARIER ROZWOJU WYKORZYSTANIA ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII W POLSCE	115
7.1. Identyfikacja i systematyka barier w rozwoju wykorzystania OZE.....	115
7.2. Konkretyzacja barier w rozwoju technologii wykorzystania OZE w Polsce.	121
8. PRZEGLĄD I OCENA ROZWIĄZAŃ I INSTRUMENTÓW WYKORZYSTANIA OZE W UNII EUROPEJSKIEJ I NA ŚWIECIE POD KĄTEM WYBORU NARZĘDZI UŻYTECZNYCH W WARUNKACH POLSKICH.....	131
8.1. Polityka Unii Europejskiej w zakresie wykorzystania energii odnawialnej.....	131
8.1.1. Przegląd dokumentów politycznych i prawnych Unii Europejskiej na temat energetyki odnawialnej które należy uwzględnić przy opracowywaniu strategii	131
8.1.2. Biała Księga Unii Europejskiej „Energia dla przyszłości - odnawialne źródła energii”	133
8.1.3. Kampania wdrożeniowa jako narzędzie realizacji celów zawartych w Białej Księdze	139
8.1.4. Energetyka odnawialna a procesy liberalizacji rynku energii elektrycznej. Projekt dyrektywy o promocji wykorzystania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych na rynku energii elektrycznej w Unii Europejskiej.....	140
8.2. Przegląd rozwiązań wspomagających rozwój sektora energetyki odnawialnej stosowanych w wybranych krajach	144
8.2.1. Instytucje i instrumenty wspierające wykorzystanie energii odnawialnej w Niemczech.	144
8.2.2. Polityka wykorzystania OZE w Danii i mechanizmy wsparcia.....	152
8.2.3. Polityka wspierania energetyki odnawialnej w USA.....	159
8.3. Przegląd rozwiązań wspierających i regulujących wykorzystanie poszczególnych źródeł i technologii energii odnawialnej w innych krajach.	162
8.3.1. Siłownie wiatrowe	162
8.3.2. Mechanizmy wsparcia i regulacje w zakresie energetycznego wykorzystania biopaliw stałych.....	167
8.3.3. Mechanizmy wsparcia dla produkcji i wykorzystania biogazu w rolnictwie oraz regulacje prawne na przykładzie wybranych krajów europejskich.	170
8.3.4. Przegląd mechanizmów wsparcia energetyki słonecznej w wybranych krajach Europy i świata	172
8.3.5. Przegląd mechanizmów wsparcia rozwoju małej energetyki wodnej oraz regulacji prawnych.....	174
8.4. Analiza funkcjonowania wybranych instytucji centralnych wspierających rozwój wykorzystania OZE w różnych krajach	176
9. PROPOZYCJA SYSTEMOWYCH MECHANIZMÓW WSPARCIA ROZWOJU ENERGETYKI ODNAWIALNEJ W POLSCE ZAPISANYCH W USTAWIE O ROZWOJU WYKORZYSTANIA OZE, W TYM O POWOŁANIU AGENCJI ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII	181
9.1. Założenia do Ustawy o rozwoju wykorzystania OZE w Polsce.....	181
9.2. Propozycja innych działań na rzecz wsparcia rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce.	190
10. WNIOSKI, I REKOMENDACJE	193
BIBLIOGRAFIA.....	203

ZAŁĄCZNIKI (w oddzielnym tomie)

Załącznik 1: Opisy i charakterystyki techniczno-ekonomiczne wdrożonych w Polsce technologii OZE przyjętych do ocen ekonomiczno-finansowych i ekologicznych.

Załącznik 2: Ankiety z danymi źródłowymi do oceny ekonomicznej technologii OZE.

Załącznik 3: Wydruki arkuszy z ocenami ekonomicznymi technologii OZE.

Załącznik 4: Przykładowy wydruk arkusza z ocenami kosztów redukcji emisji gazów cieplarnianych.

Załącznik 5: Uwagi do „Założeń polityki energetycznej Polski do roku 2020” (wersja z listopada 1999 r.).

Załącznik 6: Uwagi do „Polityki ekologicznej Polski u progu XXI wieku” (wersja z listopada 1999 r.).

Załącznik 7: Projekt ustawy o wykorzystaniu OZE w Polsce.

1. WPROWADZENIE

1.1. Podstawa opracowania

Podstawą opracowania jest umowa Nr 548/99/NE-PO-Tx/D zawarta w dniu 26.11.1999 r. pomiędzy Ministerstwem Ochrony Środowiska Zasobów Naturalnych i Leśnictwa, a Instytutem Budownictwa Mechanizacji i Elektryfikacji Rolnictwa (IBMER) oraz finansującym - Narodowym Funduszem Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej na wykonanie pracy badawczej pt: "Ekonomiczne i prawne aspekty wykorzystania odnawialnych źródeł w Polsce". Praca została wykonana przez zespół ekspertów Europejskiego Centrum Energii Odnawialnej (EC BREC) działającego w strukturze IBMER. Poniższa praca jest elementem procesu opracowania strategii rozwoju wykorzystania odnawialnych źródeł energii w Polsce, w ramach realizacji postanowień Rezolucji Sejmu RP z dnia 8 lipca 1999 r. w sprawie wzrostu wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych.

1.2. Cel i zakres pracy

Celem pracy było dokonanie oceny ekonomiki i stanu prawnego wykorzystania odnawialnych źródeł energii w Polsce oraz przygotowanie propozycji rozwiązań finansowo-legislacyjnych wspomagających rozwój wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych, spójnych z mechanizmami stosowanymi w Unii Europejskiej. Celem szczegółowym pracy było sformułowanie praktycznych propozycji rozwiązań w formie umożliwiającej ich bezpośrednie włączenie do planowanej przez Rząd sektorowej Strategii Rozwoju Energetyki Odnawialnej w Polsce, a także do oparcia na nich pierwszej wersji założeń projektu ustawy o wykorzystaniu OZE. Dodatkowymi celami było opracowanie zaleceń do opracowywanych dokumentów rządowych: „Założenia polityki energetycznej Polski do roku 2020”, „Polityka Ekologiczna Polski u Progu XXI Wieku” oraz „Strategia Zrównoważonego Rozwoju Polski do Roku 2025” z terminem realizacji pracy do połowy roku 2000.

2. METODYKA PRACY

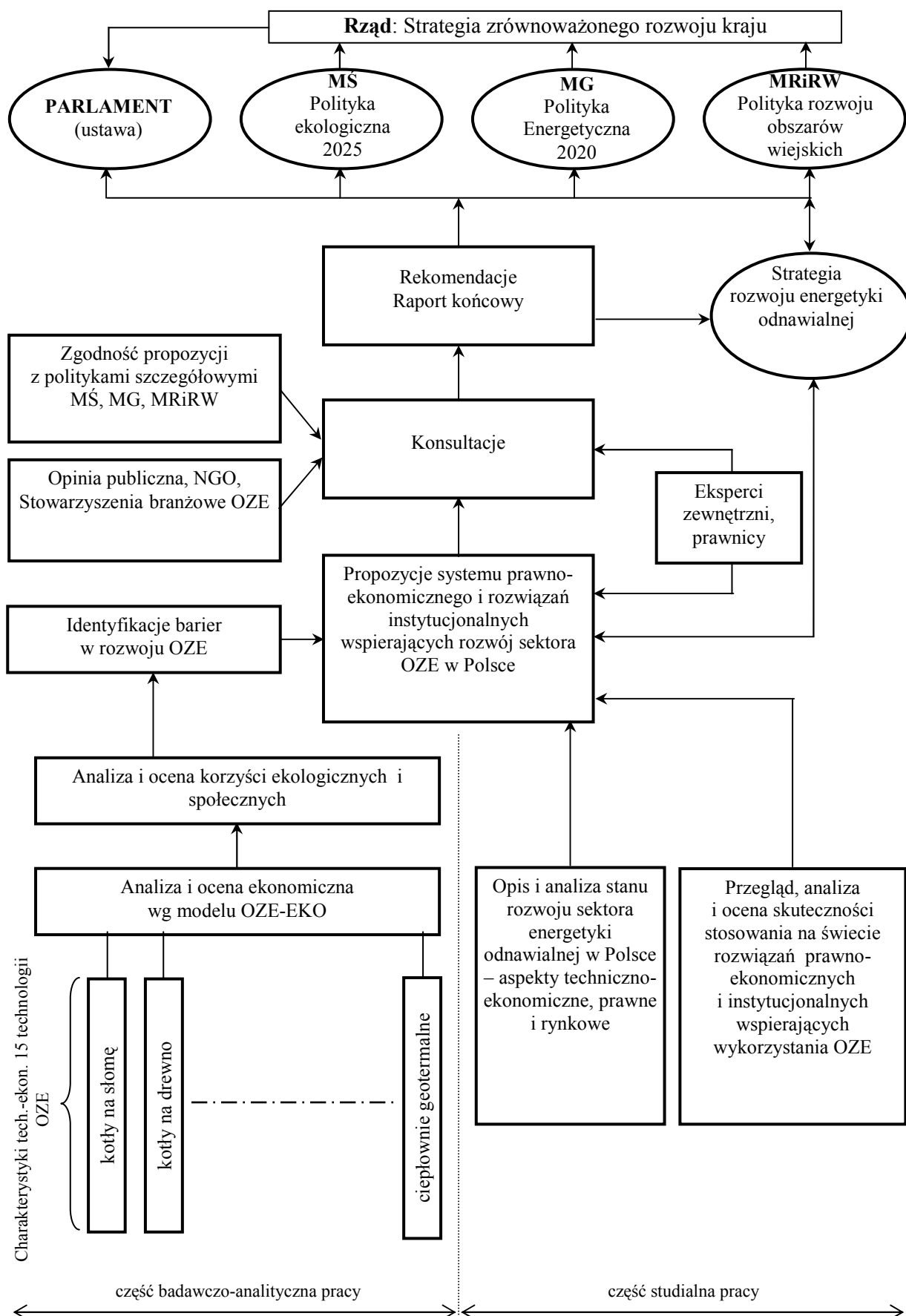
Praca ma charakter badawczo-analityczny oraz studialno-systemowy. Część badawczo-analityczna poświęcona została ocenie efektywności ekonomicznej technologii odnawialnych źródeł energii (OZE) oraz ocenie korzyści ekologicznych i społecznych wykorzystania OZE. Część studialno-systemowa pracy objęła analizę stanu rozwoju sektora energetyki odnawialnej w Polsce i analizę stosowanych na świecie narzędzi politycznych, prawnych, organizacyjnych i ekonomicznych wspierających rozwój energetyki odnawialnej z punktu widzenia możliwości ich zastosowania w warunkach krajowych. Wyniki i wnioski uzyskane w efekcie zastosowania dwu powyższych podejść zostały wykorzystane do identyfikacji barier i opracowania propozycji systemu prawno-ekonomicznego wspierającego zwiększenie wykorzystania energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych w Polsce. Ogólne założenia metodologiczne do realizacji pracy przedstawiono na rysunku 2.1.

Przy wyborze metody osiągnięcia postawionych celów pracy przyjęto założenie, że z punktu widzenia metodologicznego, podejście „od dołu do góry” (bottom-up) w badaniach i analizie rozproszonego sektora energetyki odnawialnej ma przewagę nad makroekonomicznym podejściem „z góry na dół” (top-down). Podejście „bottom-up” umożliwia, podobnie jak „top-down”, wyprowadzenie systemowych wniosków makroekonomicznych i politycznych, natomiast pozwala je oprzeć na konkretnych i rzetelnych danych technicznych i ekonomicznych (koszty) oraz na pełniejsze uwzględnienie specyfiki sektora. Dlatego też kluczem do wyprowadzenia wiarygodnych wniosków systemowych w proponowanej pracy była ocena mikroekonomiczna technologii OZE, której uogólnione wyniki pozwoliły na przygotowanie wniosków makroekonomicznych.

Jedyny model makroekonomiczny, jaki został wykorzystany w pracy to SAFIRE pozwalający m.in. na wykonywanie analizy zapotrzebowania na nowe miejsca pracy na szczeblu regionalnym. Model ten, opracowany przez firmę Sustainable Energy Development (ESD), wykorzystywany był do oceny zapotrzebowania na miejsca pracy w sektorze energetyki odnawialnej w Wielkiej Brytanii, a także w prognozowaniu rozwoju energetyki odnawialnej (od strony podaży) w Unii Europejskiej (studium TERES II).

W oparciu o założenia makroekonomiczne dokonano też obliczeń krańcowych kosztów redukcji emisji gazów cieplarnianych z tytułu zastąpienia paliw kopalnych energią ze źródeł odnawialnych. Wykorzystano w tym celu, zmodyfikowany przez autorów pracy, model obliczeń marginalnych kosztów redukcji emisji przygotowany przez Fundację na Rzecz Efektywnego Wykorzystania Energii z 1994 roku, opracowany na potrzeby Krajowego Studium Zmian Klimatu, koordynowanego przez Instytut Ochrony Środowiska.

Charakter badawczy pracy wynikał z konieczności pozyskania oryginalnych, wiarygodnych i sprawdzonych danych wejściowych do modelu porównawczej oceny ekonomicznej różnych technologii OZE. Poważną trudność w pozyskaniu wiarygodnych danych źródłowych bezpośrednio od inwestorów i użytkowników instalacji wykorzystujących OZE, stanowił duży rozrzut parametrów kosztowych i technicznych wykorzystywanych technologii. Wzajemne porównanie danych kosztowych różnych technologii utrudniał fakt, że budowane one były w różnych warunkach lokalnych i w różnych latach.



Rys. 1. Założenia metodologiczne realizacji pracy

Do analiz przyjęto 15 następujących grup technologii OZE¹:

1. kotły na drewno:
 - a. obsługiwane ręcznie, małej mocy,
 - b. ciepłownie automatyczne, większej mocy,
2. kotły na słomę:
 1. obsługiwane ręcznie, małej mocy,
 2. ciepłownie automatyczne, większej mocy,
3. biogazownie rolnicze, (surowiec w postaci gnojowicy),
4. biogazownie komunalne (surowiec w postaci osadu ściekowego) produkujące ciepło i energię elektryczną,
5. instalacje wykorzystania gazu wysypiskowego do produkcji energii elektrycznej,
6. układy współwytwarzania ciepła i elektryczności z gazu wysypiskowego,
7. kolektory słoneczne do podgrzewania wody użytkowej,
8. kolektory słoneczne do podgrzewania powietrza,
9. systemy fotowoltaiczne,
10. elektrownie wiatrowe sieciowe,
11. małe elektrownie wodne:
 - a. odbudowywane na istniejącym jazie,
 - b. budowane od podstaw,
12. ciepłownie geotermalne.

Dla powyższych grup technologii w pracy przeprowadzono szczegółowe badania ankietowe bezpośrednio u użytkowników instalacji wykorzystujących energie odnawialne, zbudowane w Polsce w latach 1993-1999.² Dane zbierano metodą ankietową z wykorzystaniem specjalnie przygotowanych formularzy opisu reprezentatywnych funkcjonujących instalacji (Załącznik Nr 2) dla różnych technologii oraz z wykorzystaniem bazy danych Europejskiego Centrum Energii Odnawialnej (EC BREC) o zrealizowanych inwestycjach w sektorze OZE. Zebrane dane ankietowe zweryfikowane zostały osobistymi rozmowami realizatorów pracy z użytkownikami, a w uzasadnionych przypadkach wizytą. Ilość otrzymanych i poddanych analizie ankiet podana jest w tabeli 2.1.

Poddane analizie instalacje stanowiły ok. 1,3% ogólnej liczby instalacji zrealizowanych w Polsce od 1993 r. do 1998 r. Po odrzuceniu najbardziej rozpowszechnionej technologii małych kotłów na drewno odsetek ten wyniósł 8,8%. Z uwagi na bardzo małą liczbę dotychczasowych wdrożeń, dane ekonomiczne dotyczące wybudowanych biogazowni rolniczych, systemów fotowoltaicznych i ciepłowni geotermalnych są danymi typowymi dla projektów demonstracyjnych, które z zasady charakteryzują się wysokimi kosztami. Powoduje to określone konsekwencje w wynikach ocen ekonomicznych.

Ze względu na specyfikę poszczególnych technologii i ich konkretnych wdrożeń, oraz w wielu przypadkach niewielką liczbę zbudowanych w Polsce instalacji - często demonstracyjnych, a także dość duży rozrzut parametrów kosztowych, wyciąganie uogólnionych wniosków z konkretnych analiz mikroekonomicznych jest obarczone pewnym błędem. Dlatego też uzyskane dane źródłowe były starannie weryfikowane. Po

¹ Zakres technologii OZE wzięty pod uwagę w niniejszej pracy pokrywa się z klasyfikacją OZE w Unii Europejskiej (z wyjątkiem zmniejszonego z 10 do 5 MW zakresu mocy małych elektrowni wodnych) oraz z definicją technologii OZE podaną w rozporządzeniu MG z dnia 2 lutego 1999 r. w sprawie obowiązku zakupu energii ze źródeł odnawialnych (Dz.U. Nr 13, poz. 119).

² Poprzednia analogiczna ekspertyza dla MOŚZNiL pt. „Ocena prawna i ekonomiczna wykorzystania OZE w Polsce” bazowała na danych ekonomicznych z lat 1993 - 1994.

przeprowadzeniu szczegółowej analizy, w ramach której odrzucone zostały instalacje opisane skrajnymi parametrami, do dalszych ocen wybrane zostały instalacje wykorzystujące określoną technologię o przeciętnych parametrach kosztowych i najbardziej typowej wydajności. Brana była pod uwagę także wiarygodność i kompletność danych.

Tabela 2.1. Ocena ilościowa materiału statystycznego poddanego analizie.

Nazwa technologii	Ilość otrzymanych i poddanych analizie ankiet	Ilość instalacji zbudowanych w latach 1993-1998 i funkcjonujących obecnie
Kotły na drewno obsługiwane ręcznie, małej mocy	5	8000 (szacunek)
Kotły na słomę obsługiwane ręcznie, małej mocy	9	100 (szacunek)
Ciepłownie automatyczne na drewno	4	70
Ciepłownie automatyczne na słomę	3	7
Biogazownie rolnicze, (surowiec w postaci gnojowicy)	1	1 funkcjonująca (10 zbudowanych)
Biogazownie komunalne (surowiec w postaci osadu ściekowego) produkujące ciepło i energię elektryczną	5	19
Instalacje wykorzystania gazu wysypiskowego	4	15
Kolektory słoneczne do podgrzewania wody użytkowej	16	1500 (szacunek)
Kolektory słoneczne do podgrzewania powietrza	3	50 (szacunek)
Systemy fotowoltaiczne do oświetlania lamp ulicznych	3	2 (plus 156 znaków świetlnych na morzu)
Elektrownie wiatrowe sieciowe	6	13
Małe elektrownie wodne	8	430
Ciepłownie geotermalne	3	3
RAZEM	70	10210

Narzędziem do wykonania porównawczych studiów ekonomiczno-finansowych, opartych na uzyskanych danych wejściowych, była spójna i jednolita w odniesieniu do wszystkich źródeł i technologii metodyka analizy danych i oceny wyników. Standaryzację podejścia i automatyzację obliczeń oraz ich wzajemną porównywalność umożliwił stworzony specjalnie na potrzeby pracy model oceny mikroekonomicznej poszczególnych technologii energetyki odnawialnej, z wbudowanym modulem oceny wpływu różnych finansowych i podatkowych mechanizmów wsparcia inwestorów na efektywność ekonomiczną i skalę obciążeń budżetu państwa. Model ten umożliwił przeprowadzenie jednolitej oceny opłacalności wszystkich wykorzystywanych w Polsce technologii energii odnawialnej. Model, opisany bardziej szczegółowo w rozdziale 4.1 i 4.2 oraz zaprezentowany w Załączniku Nr 3, opiera się na pojęciach dyskontowanych wpływów i wydatków określonych w literaturze anglojęzycznej jako strumienie pieniądza - cash flows. Metoda ta standardowo prowadzi do określenia takich parametrów ekonomicznych przedsięwzięcia inwestycyjnego jak: wartość kapitałowa netto (NPV), wewnętrzna stopa zwrotu (IRR) i okres zwrotu kapitału zainwestowanego (PBT).

Parametrami zmiennymi rozpatrywanymi w ocenie warunków opłacalności inwestycji w energetyce odnawialnej były: poziom dotacji do inwestycji, stopa preferencyjnego oprocentowania kredytów inwestycyjnych, stopa przyspieszonej amortyzacji, stawka podatku VAT na urządzenia, obniżona stawka lub zwolnienia z podatku dochodowego, oraz ewentualna dopłata do ceny energii sprzedawanej przez niezależnego dostawcę energii ze źródeł odnawialnych do sieci. Optymalizacja stosowania ww. mechanizmów wsparcia oparta była na założeniu minimalnego poziomu dopłat ze środków publicznych (lub instytucji

finansującej) przy uzyskaniu minimalnej atrakcyjnej stopy zysku dla inwestora/użytkownika technologii wykorzystujących OZE.

Uzupełnieniem wykonanej oceny ekonomicznej wykorzystania technologii OZE była ocena korzyści ekologicznych i społeczno-ekonomicznych. Przyjętym w pracy kryterium oceny ekologicznej była ocena potencjału i kosztów redukcji emisji gazów cieplarnianych w wyniku zastąpienia paliw kopalnych OZE³ do roku 2020. W obliczeniach kosztów redukcji emisji nie uwzględniono emisji SO₂, NO_x oraz emisji pyłów, które choć nie wpływają bezpośrednio na efekt cieplarniany, to jednak mają bezpośredni decydujący wpływ na powstawanie kwaśnych deszczów i dokuczliwej niskiej emisji. Uwzględnienie tych emisji obniżyłoby znacznie marginalne koszty jednostkowe redukcji emisji, ale utrudniło dokonywanie porównań z kosztami redukcji emisji uzyskiwanymi w ramach realizacji projektów typu Joint Implementation.

Z uwagi na brak oryginalnych badań krajowych w zakresie oceny wpływu wykorzystania odnawialnych źródeł energii na lokalne rynki pracy, analizę w tym zakresie oparto na wynikach uzyskanych z modelu SAFIRE dla warunków istniejących w Unii Europejskiej. Analizy te opatrzone komentarzem odnoszącym się do warunków krajowych.

Identyfikacja barier prawnych i instytucjonalnych w rozwoju energetyki odnawianej w Polsce dokonana została w oparciu o wyniki badań ekonomicznych oraz analizę obecnych rozwiązań prawnych istniejących w Polsce i rozwiązań stosowanych w tym zakresie w Unii Europejskiej i w wybranych krajach UE.

Propozycje systemu prawno-ekonomicznego oraz instrumentów wspierających zwiększenie wykorzystania energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych w Polsce, zostały opracowane na podstawie wyników obliczeń efektywności ekonomicznej w odniesieniu do zaleceń zawartych w dwu ostatnich dokumentach Unii Europejskiej z tego zakresu, tj. Białej Księdze – COM(97) 599 z 1997 roku i tzw. Kampanii Wdrożeniowej – SEC(99)504 z 1999 roku (precyzującej sposoby osiągnięcia celów zawartych w Białej Księdze). Pod uwagę wzięte zostały także obecnie opracowywane przez Komisję Europejską dokumenty, w tym projekt dyrektywy o wykorzystaniu odnawialnych źródeł energii oraz najbardziej znane rozwiązania stosowane w tym zakresie w wybranych krajach europejskich takich jak: Niemcy, Wielka Brytania, Grecja i Dania oraz w Stanach Zjednoczonych.

Propozycje rozwiązań instytucjonalnych, ze szczególnym uwzględnieniem zasad funkcjonowania specjalnej agencji, wspierającej strategicznie rozwój sektora energetyki odnawialnej w Polsce oraz pozyskującej krajowe i międzynarodowe środki na rozwój sektora energetyki odnawialnej, zostały oparte na analizie obecnie istniejących rozwiązań w Polsce oraz zasadach funkcjonowania analogicznych instytucji i rozwiązań w Unii Europejskiej a także innych krajach aktywnie wspierających rozwój energetyki odnawialnej. Zarówno propozycje rozwiązań ekonomiczno-prawnych, jak i instytucjonalnych zmierzały w kierunku stworzenia spójnego systemu, mogącego stanowić kanwę proponowanej w rezolucji Sejmu z dnia 8 lipca 1999 r. strategii rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce, jak i przyjęcia Ustawy o wykorzystaniu odnawialnych źródeł energii.

³ Redukcja emisji ekwiwalentu CO₂ jako wskaźnik efektywności ekologicznej jest - w przeciwieństwie do oceny pełnych kosztów zewnętrznych stosowania paliw kopalnych - wielkością mierzalną i sprawdzalną, mającą znaczenie praktyczne. Tworzy się też rynek zredukowanych emisji z określoną ceną, do której można odnieść obliczone koszty redukcji emisji dzięki stosowaniu technologii OZE.

3. OKREŚLENIE OBECNEGO STANU ROZWOJU SEKTORA ENERGETYKI ODNAWIALNEJ W POLSCE WRAZ Z OCENĄ OTOCZENIA POLITYCZNEGO, PRAWNEGO I FINANSOWEGO REGULUJĄCEGO WYKORZYSTANIE ENERGII ZE ŹRÓDEŁ ODNAWIALNYCH.

3.1. Stan rozwoju sektora energetyki odnawialnej w Polsce

3.1.1. Wykorzystanie biopaliw stałych

Biomasa może być używana na cele energetyczne w procesach bezpośredniego spalania biopaliw stałych (drewna, słomy, osadów ściekowych, makulatury), może być przetwarzana na paliwa ciekłe (olej, alkohol) bądź gazowe (w postaci biogazu)⁴. W warunkach polskich, w najbliższej perspektywie można spodziewać się znacznego wzrostu zainteresowania wykorzystaniem biopaliw stałych - drewna i słomy. Naturalnym kierunkiem rozwoju wykorzystania drewna i słomy jest i będzie produkcja energii cieplnej. W dłuższej perspektywie przewiduje się wykorzystanie biopaliw stałych w instalacjach (większych mocy) produkcji energii cieplnej i elektrycznej w systemach skojarzonych. Wykorzystanie makulatury jest marginalne.

Potencjał techniczny biopaliw w Polsce, możliwy do wykorzystania na cele energetyczne oszacowano na ok. 465,1 PJ w skali roku. Składają się na niego nadwyżki biomasy pozyskiwanej w rolnictwie - ok. 195 PJ, w leśnictwie - 158,6 PJ, w sadownictwie - 57,6 PJ oraz odpady drzewne z przemysłu drzewnego - 53,9 PJ⁵.

Polskie rolnictwo produkuje rocznie ok. 25 mln ton słomy (głównie zbożowej i rzepakowej) oraz siana. Słoma ta jest częściowo wykorzystywana jako ściółka i pasza w hodowli zwierząt oraz do nawożenia pól. Od 1990 r. rosną nadwyżki słomy. Obecnie szacuje się je na 12 mln ton rocznie. Występują one przede wszystkim w gospodarstwach rolnych północnej i zachodniej Polski, głównie na terenach byłych PGR-ów. Znaczna część nadwyżek wypalana jest na polach, co powoduje poważne zagrożenia dla środowiska i zdrowia mieszkańców⁵.

Tabela 3.1. Teoretyczny i techniczny potencjał energetyczny słomy w Polsce⁵.

Rodzaj	Całkowite ilości [mln ton]	Współczynnik wykorzystania [%]	Ilości możliwe do wykorzystania [mln ton]	Potencjał techniczny [PJ]
Słoma zbóż	21,5	50	8,9	147
Słoma rzepakowa	2,4	70	1,4	23
Siano	18,1	10	1,5	25
Całkowity potencjał energetyczny odpadów w rolnictwie			11,8	195

Lasy stanowią 28,8% powierzchni kraju (około 8,9 mln hektarów), z tego lasy państwowe zajmują powierzchnię 7,4 mln ha. Zakłada się dalszy wzrost lesistości do 32% w 2020 r. W 1997 r. w Lasach Państwowych pozyskano 21,6 mln m³ drewna, w tym 2,5 mln m³ drewna opałowego. Generalna Dyrekcja Lasów Państwowych szacuje, że dalsze 2-2,5 mln m³ odpadów drzewnych pozostaje w lasach ze względu na ograniczony popyt. Całkowity

⁴ Kowalik P. 1998 "Aktualny stan i perspektywy wykorzystania energii biomasy w Polsce". Międzynarodowe Seminarium pt.: Odnawialne źródła energii w strategii rozwoju zrównoważonego, EC BREC/IBMER, Warszawa 1998.

⁵ EC BREC, 1998 *Biomass Energy Strategies for Central & Eastern European Countries - Report for the FAIR Program of the European Commission*, Warsaw 1998.

potencjał techniczny drewna z leśnictwa oraz sadownictwa, możliwy do bezpośredniego wykorzystania na cele energetyczne oszacowany został na 158,6 PJ⁵.

Tabela 3.2. Potencjał techniczny drewna możliwy do wykorzystania na cele energetyczne⁵

Zródło	Całkowite ilości [mln ton]	Ilości możliwe do wykorzystania [tys. ton]**	Ilości możliwe do wykorzystania [tys. ton]***	Potencjał techniczny [PJ]
Leśnictwo	17,55	7,02	5,61	101,0
Sadownictwo*	10,00	4,00	3,20	57,6
Całkowity potencjał energetyczny drewna			8,81	158,6

*włączając wyczystki i odnowienia, **przy założeniu gęstości 0,4 t/m³, ***przy założeniu wilgotności na poziomie 20 %

Znaczne potencjalne ilości odpadów drzewnych powstają w przemyśle drzewnym. Szacuje się, iż ze 100 m³ drewna pozyskiwanego z gospodarki leśnej, otrzymuje się po przeróbce do 60% odpadów, w tym 10 m³ kory, 15 m³ drobnicy gałęziowej, 20 m³ odpadów kawałkowych (ścinki, obrzyny), 19 m³ trocin i zrębków, 36 m³ tarcicy w tym 20-25 produktów finalnych z grubizny⁶. Przy założeniu pozyskiwania 15,5 mln m³ drewna w ciągu roku na potrzeby produkcyjne, z czego ok. 60 % będzie odpadami, można przyjąć orientacyjnie, iż w przemyśle drzewnym powstaje rocznie ok. 9,4 mln m³ odpadów drzewnych⁶. Potencjał techniczny drewna opadowego z przemysłu drzewnego szacować można zatem na ok. 53,9 PJ.

Wykorzystanie drewna na cele opałowe ma w Polsce długą tradycję, zwłaszcza jeżeli chodzi o spalanie drewna w indywidualnych kotłowniach małej mocy. Liczbę instalacji kotłowych opalanych odpadami drzewnymi szacuje się na około 100 000 (o mocach w zakresie 0,1-40 MW). Większość tych systemów funkcjonuje przy zakładach przemysłu drzewnego oraz celulozowo-papierniczego (produkujących parę technologiczną lub ciepło na potrzeby produkcyjne). W sektorze komunalnym istnieje zaledwie kilka ciepłowni bazujących na odpadach pozyskiwanych w gospodarce leśnej (o mocach 0,5-2,5 MW). Oferta rynkowa urządzeń jest stosunkowo bogata, bowiem na rynku działa obecnie ok. 20 producentów i importerów oferujących zautomatyzowane instalacje kotłowe opalane odpadami drzewnymi. Koszty inwestycyjne instalacji szacować można w zakresie 500 - 1000 zł/kW, w zależności od stopnia zaawansowania technologii. Coraz szerszym zbytem cieszą się kotły małych mocy wykorzystywane na potrzeby gospodarstw indywidualnych. Na rynku funkcjonuje ok. 10 producentów niskotemperaturowych kotłów grzewczych na drewno (o mocach 20-80 kW). Koszt zakupu jednostki mocy instalowanej (bez adaptacji kotłowni) szacować można na 130 - 150 zł/kW. Na początku 1998 r. całkowitą moc instalacji przeznaczonych do spalania drewna w Polsce oceniano na ok. 600 MW⁷.

Nadwyżki słomy oceniane obecnie na ponad 10 mln ton, stanowiące równoważnik ok. 170 PJ, mogą być wykorzystane dla celów energetycznych przynosząc dodatkowe dochody lub oszczędności gospodarstwom rolnym. Obecnie słoma na cele energetyczne wykorzystywana jest w 10 ciepłowniach osiedlowych o łącznej mocy zainstalowanej nie przekraczającej 13 MW. Zainstalowane moce eksploatowanych kotłowni wahają się od 500 kW do 5,5 MW. Szacuje się, iż do końca 1998 r. w gospodarstwach rolnych zainstalowano orientacyjnie około

⁶ Guzenda R., Świgoń J.: "Techniczne i ekologiczne aspekty energetycznego wykorzystania drewna i odpadów drzewnych", Gospodarka Paliwami i Energią 1(512), 1997.

⁷ Wiśniewski G., Pisarek M.: „Energetyczne wykorzystanie drewna i słomy - możliwości i doświadczenia praktyczne. Materiały seminaryjne” w: Wykorzystanie odnawialnych źródeł energii na szczeblu lokalnym, Poznań-Kraków-Warszawa 1999.

75 małych kotłów na słomę o łącznej mocy 10 MW. Na rynku działa obecnie ok. 10 producentów i importerów kotłów grzewczych opalanych słomą. Ceny kompletnych systemów kotłowych opalanych słomą są 1,5 - 2 wyższe niż ceny analogicznych kotłów opalanych drewnem.

Obecnie energetyczne wykorzystanie biopaliw stałych jest najszybciej rozwijającą się technologią energetyki odnawialnej w Polsce. Rozwój ten następuje zazwyczaj na warunkach rynkowych, bez istotnego wsparcia ze strony państwa i w oparciu o dostępne w kraju technologie. Inną cechą znaną dotychczasowego rozwoju sektora energetycznego wykorzystania biomasy jest bazowanie na niestandardizowanych i niekomercyjnych biopaliwach odpadowych, o najniższej cenie rynkowej. Podejście to jest w pełni uzasadnione w krótkim okresie, gdyż w dalszym ciągu większość dostępnej na cele energetyczne biomasy pozostaje niewykorzystana. Jednakże w dłuższym czasie, w miarę wyczerpywania się ogólnie dostępnych zasobów biomasy odpadowej, tak jak to ma miejsce w np. w Danii⁸, rozważać należy uprawę specjalnych roślin energetycznych.

Obecnie wzorem wcześniejszych doświadczeń krajów Unii Europejskiej, także i w Polsce przeprowadza się próby upraw szybko-rosnących roślin drzewiastych, głównie z gatunku wierzby (*Salix viminalis*). Aktualnie istnieje kilka plantacji o łącznej powierzchni nie przekraczającej 100 ha. Większość z nich to próbne przedsięwzięcia, żadna nie działa na zasadzie komercyjnej produkcji biomasy wyłącznie na cele energetyczne. Plantacje dają możliwość wykorzystania mało urodzajnych lub skażonych gleb pod uprawę, co stwarza możliwości wdrażania alternatywnej produkcji rolnej.

W dalszej perspektywie poza bezpośrednim spalaniem w kotłach energetycznych, dodatkowo nabierać będzie znaczenia termiczna konwersja poprzez gazyfikację lub pirolizę (procesy termicznego zgazowywania paliw w warunkach niedoboru tlenu) z wytworzeniem gazów, spalanych następnie w silnikach spalinowych lub turbinach gazowych. Obecne technologie gazyfikacji pozwalają na uzyskanie sprawności konwersji na poziomie 25 - 40%, przy czym uzależniona jest ona od rozmiaru instalacji. Na świecie technologie gazyfikacji drewna z produkcją energii elektrycznej nie są jeszcze w pełni skomercjalizowane. Niemniej jednak postrzegane są jako bardzo obiecująca opcja energetycznego wykorzystania drewna. Badania technologii pirolizy są obecnie na etapie laboratoryjnym oraz uruchamiania instalacji pilotowych⁹.

3.1.2. Stan wykorzystania biopaliw płynnych¹⁰

Gaz wysypiskowy

Oprócz celowego pozyskania metanu jako głównego składnika biogazu w specjalnych biogazowniach rolniczych i komunalnych, metan tworzy się w wyniku samoczynnie przebiegającej fermentacji beztlenowej na składowiskach organicznych odpadów komunalnych. W Polsce zarejestrowanych jest obecnie ok. 700 czynnych składowisk odpadów, przy czym na większości z nich nie ma pełnej kontroli emisji gazu wysypiskowego

⁸ Energy, 21: *The Danish Government's Action Plan for Energy*, Danish Ministry of Environmental and Energy, Copenhagen 1997.

⁹ IEA "Enhancing the Market Deployment of Energy Technology, OECD/IEA, Paris 1997.

¹⁰ Z uwagi na wykonywaną w tym samym czasie inną ekspertyzę na zlecenie Ministerstwa Środowiska poświęconą biopaliwom ciekłym (etanol i metyloestry oleju rzepakowego), zakres niniejszej pracy został ograniczony do biopaliw gazowych, tj. biogazu z gnojowicy, biogazu z osadów ściekowych i gazu wysypiskowego.

(zaw. ok. 50% CH₄), który dostając się do środowiska powoduje m.in. wiele zagrożeń dla zdrowia i życia ludzi i w sposób znaczący wpływa na pogłębianie się efektu cieplarnianego.

Zdecydowana większość potencjału technicznego wykorzystania gazu wysypiskowego w Polsce związana jest z ok. 100 większymi wysypiskami komunalnymi. Z powodu częstego braku odpowiednich uszczelnień masy składowanych odpadów, zasoby gazu wysypiskowego możliwe do pozyskania nie przekraczają 30-45% całkowitego potencjału powstającego na wysypisku gazu. W takich warunkach, zasoby metanu realnie możliwe do pozyskania z wysypisk odpadów komunalnych są szacowane na 135-145 milionów m³ rocznie, co jest równoważnikiem 5235 TJ energii. Tym niemniej, zasoby metanu możliwe do pozyskania mogłyby zostać nawet podwojone w przypadku zastosowania odpowiednich środków wymaganych przez normy Unii Europejskiej przy prowadzeniu gospodarki odpadami na wysypiskach¹¹, jak geomembrany, kontrola odcieków, drenaże itp.

Najlepszym sposobem uniknięcia wielu zagrożeń dla środowiska, spowodowanych powstawaniem i emisjami gazu wysypiskowego, jest zbudowanie instalacji do odzysku i utylizacji gazu i jego ewentualnego energetycznego wykorzystania. Najprostsza metoda rozwiązania problemów związanych z emisją gazu wysypiskowego polega na założeniu studni odgazujących na wysypisku i spalaniu zbierającego się gazu w pionowej pochodni. Taki system jest niezbędny zwłaszcza na składowiskach, które w wyniku rekultywacji zostały przykryte materiałem nieprzepuszczalnym (np. warstwą gliny lub geomembraną). Biernie odgazowanie bądź aktywne wypompowywanie gazu wysypiskowego jest wtedy elementem systemu bezpieczeństwa na wysypisku. Należy tu wspomnieć, że wypuszczanie gazu wysypiskowego bezpośrednio do atmosfery bez spalania w pochodni lub innego sposobu utylizacji jest dziś - w świetle obowiązujących umów międzynarodowych i przepisów obowiązujących w Unii Europejskiej¹² - niedopuszczalne.

Typowe przykłady energetycznego wykorzystania obejmują produkcję energii elektrycznej głównie w silnikach iskrowych, produkcję energii cieplnej w przystosowanych do tego kotłach gazowych, oraz produkcję energii elektrycznej i cieplnej w jednostkach skojarzonych. Inne technicznie opracowane, ale nie stosowane w Polsce, możliwości obejmują dostarczanie gazu wysypiskowego do sieci gazowej, wykorzystanie gazu jako paliwa do silników trakcyjnych/pojazdów, oraz wykorzystanie gazu w procesach technologicznych, np. w produkcji metanolu.

Obecnie technologie energetycznego wykorzystania gazu wysypiskowego (głównie do produkcji energii elektrycznej lub w skojarzeniu z produkcją energii cieplnej) należą do najszybciej rozwijających się gałęzi energetyki odnawialnej. Szacuje się, że w chwili obecnej na świecie działa co najmniej 800 instalacji do energetycznego wykorzystania gazu wysypiskowego. W marcu 1998 r. w USA działało 152 instalacji o łącznej mocy 520 MW zaś 203 dalszych było w fazie przygotowania¹³. W Europie najbardziej zaawansowana jest pod tym względem Wielka Brytania, gdzie w październiku 1999 roku moc zainstalowana wynosiła ponad 273 MW_{el}, zaś nowo podpisane w ramach krajowego przetargu kontrakty na dostawy energii z tego źródła spowodują wzrost mocy zainstalowanej do 489 MW

¹¹ EC BREC, ETP, LFG, ETSU: „Przewodnik dla inwestorów w dziedzinie wykorzystania gazu wysypiskowego”. 1999. THERMIE Programme Action DIS-1544-97-GB, Brussels, European Commission

¹² Council Directive 1999/31/EC of 26 April 1999.

¹³ M.J. McGuigan: *Greenhouse Gas Emission Reductions Potential from US Landfill Gas Utilization Projects*. 21st Annual Landfill Gas Symposium, Austin Texas, 1998.

elektrycznych. Pod koniec 1998 r. z gazu wysypiskowego w Wielkiej Brytanii wyprodukowano 1100 GWh energii¹⁴.

W Polsce jeszcze w 1996 r. działało tylko kilka instalacji do wykorzystania gazu wysypiskowego, ale w ostatnich dwóch latach liczba ta zaczęła się szybko zwiększać dochodząc w grudniu 1998 r. do 16. Pierwsze wdrożenia dotyczyły jak dotąd instalacji produkujących tylko energię elektryczną, zaś moc zainstalowana na poszczególnych składowiskach na ogół nie przekraczała 200 kW. Aktualnie istnieje tendencja budowy instalacji większych (powyżej 1 MW) lub zwiększania mocy instalacji już istniejących. Energia cieplna jest najczęściej zużywana na potrzeby własne operatora wysypiska lub jest sprzedawana do miejskiej sieci ciepłowniczej bądź innym odbiorców (np. duże kompleksy szklarni).

W maju 1999 r. łączna moc zainstalowana w instalacjach wykorzystujących gaz wysypiskowy wynosiła 5,44 MW elektrycznych i ponad 3,5 MW cieplnych. Produkcja energii elektrycznej z gazu wysypiskowego wynosi obecnie ok. 30 GWh na rok, zaś produkcja energii cieplnej sięga 72 TJ. Przy zachowaniu obecnych trendów (np. modernizacja instalacji, obniżanie awaryjności itp.), do końca 2003 r. ilość ta powinna ulec podwojeniu¹⁵. W przypadku wprowadzenia ewentualnych opłat/kar ekologicznych za niekontrolowaną emisję metanu z komunalnych wysypisk lub wdrożenia szerokiego programu promocji wykorzystanie gazu wysypiskowego do celów energetycznych mogłoby ulec dalszemu zwielokrotnieniu.

Biogaz z osadu ściekowego

Potencjał techniczny dla wykorzystania biogazu z oczyszczalni ścieków do celów energetycznych jest bardzo wysoki. W Polsce jest 1759 przemysłowych i 1471 komunalnych oczyszczalni ścieków¹⁶ i liczba ta wzrasta. Do bezpośredniej produkcji biogazu najlepiej dostosowane są oczyszczalnie biologiczne, które mają zastosowanie we wszystkich oczyszczalniach ścieków komunalnych oraz w części oczyszczalni przemysłowych. Ponieważ oczyszczalnie ścieków mają stosunkowo wysokie zapotrzebowanie własne zarówno na energię cieplną i elektryczną, wykorzystanie biogazu z fermentacji osadów ściekowych może w istotny sposób poprawić rentowność tych usług komunalnych.

Proces fermentacji metanowej osadów w oczyszczalniach ścieków zachodzi w komorach fermentacyjnych, w wyniku czego powstaje gaz o zawartości metanu powyżej 50-60%. Powstały biogaz poprzez odsiarczalniki jest doprowadzany do zbiornika gazu, a następnie używany jako paliwo w silnikach elektrycznych bądź w jednostkach do produkcji energii w cyklu skojarzonym, lub tylko do wytwarzania energii cieplnej zastępując gaz ziemny, olej opałowy itp. Energia elektryczna i cieplna jest wykorzystywana do potrzeb własnych oczyszczalni, pokrywając najczęściej od 30 do 60% zapotrzebowania.

W Polsce od roku 1994 zainstalowano 20 biogazowni w miejskich oczyszczalniach ścieków, między innymi w Olsztynie (2x200 kW_{el}, 2190 kW_{th}), Siedlcach (200 kW z blokiem ciepła), Opolu (2x200 kW), Inowrocławiu (2x160 kW z blokiem ciepła), Elblągu (2x200 z blokiem ciepła), Puławach (2x160 kW z blokiem ciepła), Pleszewie, Krynicy, Ostródzie, Zawierciu (3x310 kW_{th}), Krośnie, Bielsku-Białej (240 kW_{el}, 400 kW_{th}), Zamościu (1200 kW_{el} + 1200 kW_{th}), Świnoujściu (2x180 kW_{el}, 2x338 kW_{th}, kocioł grzewczy 1020 kW), Sitkówce k. Kielc

¹⁴ G. Hartnell, British Landfill Gas Association, (informacja ustna).

¹⁵ Materiały własne EC BREC/IBMER.

¹⁶ GUS, Rocznik Statystyczny, 1998.

($2 \times 404 \text{ kW}_{\text{el}}$, $2 \times 510 \text{ kW}_{\text{th}}$). W trakcie budowy są nowe instalacje w Pruszkowie, Wrocławiu i inne.

W 1996 r. w Wielkiej Brytanii łączna moc zainstalowana instalacji biogazowych w oczyszczalniach ścieków wynosiła $92,6 \text{ MW}$, zaś produkcja energii elektrycznej - 400 GWh . W tym samym roku w Holandii moc zainstalowana biogazowni w oczyszczalniach ścieków wynosiła 28 MW elektrycznych, co pozwoliło wyprodukować 94 GWh energii elektrycznej i 195 GWh energii cieplnej¹⁷.

Całkowita moc instalacji biogazowych w oczyszczalniach ścieków w Polsce w listopadzie 1999 r. wynosiła $14,5 \text{ MW}_{\text{el}}$ i ok. $24,4 \text{ MW}_{\text{th}}$. Instalacje biogazowe na oczyszczalniach powinny w zasadzie pracować przez ponad 8000 godzin w ciągu roku. W praktyce jednak taki rezultat osiągały jedynie kotły z palnikami przystosowanymi do spalania biogazu, które często pracują „non-stop”. Według użytkowników, zakup i instalacja biogazowych agregatów prądotwórczych lub jednostek do skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła produkcji polskiej pozwoliłoby obniżyć koszty inwestycyjne. Jednakże urządzenia te cechują się często dużą awaryjnością, przez co niektórzy z użytkowników rozważają zakup drogiej ale bardziej sprawnych urządzeń znanych marek europejskich lub amerykańskich (np. Jenbacher, Caterpillar). Zwiększa to koszty inwestycyjne lecz jednocześnie obniży koszty przestojów i napraw. W konkretnym przypadku koszty inwestycji odzysku biogazu z osadu ściekowego w oczyszczalniach ścieków są trudne do oszacowania, gdyż zależą one w bardzo dużym stopniu od specyfiki danego miejsca, typu surowca i jego ilości.

Obecnie w Polsce jest kilku producentów i firm instalatorskich polskich i zagranicznych urządzeń działających w dziedzinie energetycznego wykorzystania biogazu w oczyszczalniach ścieków. Są to m.in. PZL-Wola (Warszawa), NGV AUTOGAZ (Kraków), WS „PZL-Mielec” (Mielec), Budexpol (Wrocław), Oswald Schulze (Niemcy), Kruger sp. z o.o. (Kraków-Dania).

Biogaz z gnojowicy

Gospodarstwa hodowlane produkują duże ilości wysoko zanieczyszczonych odpadów. Tradycyjnie odpady te używane są jako nawóz, oraz w niektórych przypadkach składowane na wysypiskach. Obydwie metody mogą powodować problemy ekologiczne związane z zanieczyszczeniem rzek i wód podziemnych, emisje odorów oraz inne problemy zagrożenia zdrowia. Jedną z ekologicznie dopuszczalnych form utylizacji tych odpadów jest fermentacja beztlenowa.

Odchody zwierzęce można podzielić na gnojówkę, o zawartości 0,5-1% stałej masy, gnojowicę o zawartości około 2-10% stałej masy, odciek z bardzo małą zawartością stałej masy oraz obornik o zawartości stałej masy powyżej 30%. Ilość odchodów zwierzęcych powstająca w Polsce (bydło oraz trzoda chlewna), oszacowana na podstawie analizy produkcji zwierzęcej i prognozy Ministerstwa Rolnictwa i Rozwoju Wsi jest zaprezentowana w tabeli 3.3.

Jak wykazały badania doświadczalnych biogazowni eksploatowanych w rolnictwie, z 1 m^3 płynnych odchodów można uzyskać średnio 20 m^3 biogazu, a z 1 m^3 obornika - 30 m^3 biogazu o wartości energetycznej ok. 23 MJ/m^3 . Obliczono, że rocznie z pozyskanej ilości odchodów zwierzęcych w Polsce można uzyskać 3.310 mln m^3 biogazu. Jest to wielkość czysto teoretyczna, ponieważ w gospodarstwach rolnych o małej obsadzie zwierząt brak jest podstaw

¹⁷ The World Energy Council: *Survey of Energy Resources*. 18th Edition, London, 1998.

techniczno - ekonomicznych do budowy urządzeń pozyskujących biogaz z odchodów. Pozyskiwanie biogazu z obornika będzie również ograniczone z uwagi na bardziej skomplikowaną technologię w porównaniu z technologią stosowaną przy odchodach płynnych.

Tabela 3.3. Ocena ilości odchodów zwierzęcych w Polsce

Rodzaje odchodów zwierzęcych	1999 [10 ⁶ t/rok]	w 2010 roku [10 ⁶ t/rok]
Gnojowica	7,0	38,0
Gnojówka	14,0	25,0
Odciek	2,0	4,0
Razem	23,0	67,0
Obornik	21,0	51,0

Największe możliwości pozyskania biogazu w Polsce mają gospodarstwa specjalizujące się w produkcji zwierzęcej o koncentracji powyżej 60 SD (sztuk dużych o masie 500 kg), w których rocznie szacunkowo powstaje 38 mln m³ gnojowicy i 21 mln ton (85 mln m³) obornika. Są to często gospodarstwa powstające w wyniku restrukturyzacji byłych Państwowych Gospodarstw Rolnych, zlokalizowane głównie w północnej, północno-zachodniej i północno-wschodniej części kraju¹⁸.

Fermentacja metanowa odpadów pochodzących z produkcji rolniczej, zwłaszcza zwierzęcej oraz przetwórstwa rolno-spożywczego, pozwala na:

- pozyskanie energii w postaci biogazu;
- zmniejszenie zagrożenia ekologicznego środowiska przyrodniczego;
- produkcję organicznego nawozu - kompostu z wykorzystaniem przefermentowanej gnojowicy.

W latach ubiegłych dla gospodarstw z obsadą zwierząt do ok. 1000 SD były realizowane instalacje wykonywane według projektu IBMER w Warszawie lub przy jego współpracy. Były to biogazownie z komorami fermentacyjnymi (stalowymi) o pojemności 25 m³ i 2×25 m³ przeznaczone dla gospodarstw o obsadzie 20-60 SD, z komorami fermentacyjnymi żelbetowymi o pojemności 50 m³ (dla gospodarstw o obsadzie 40-60 SD) lub więcej (100, 200 i 500 m³).

W ramach międzynarodowego programu Unii Europejskiej „EUREKA” realizowanego przez IBMER (Polska), BIOMET (Szwecja) i Instytut Biotechnologii (Węgry), opracowana została technologia utylizacji gnojowicy poprzez fermentację metanową z produkcją kompostu, która może być zastosowana w gospodarstwach stosujących bezściółkowe systemy chowu zwierząt o koncentracji powyżej 100 SD, a także do utylizacji ścieków bytowych, komunalnych mieszanych z gnojowicą.

W Polsce, od połowy lat 80-tych zrealizowano ok. 10 biogazowni rolniczych, obecnie większość z nich nie pracuje zarówno ze względu na uwarunkowania ekonomiczne (zamortyzowały się lub uległ zmianie profil produkcji), jak i techniczne. Potencjalnych inwestorów zniechęcają wysokie nakłady inwestycyjne oraz brak dostatecznie sprawdzonych rozwiązań technologicznych.

¹⁸ FEMOPET EC BREC/LEI: „Raport technologiczny. Biogaz”. IBMER Warszawa, 1999.

3.1.3. Mała energetyka wodna

Polska jest krajem nizinnym, o stosunkowo małych opadach. Warunki te sprawiają, że procentowy udział energetyki wodnej w produkcji energii elektrycznej jest minimalny i nie należy oczekiwać aby ta sytuacja uległa radykalnej zmianie w przyszłości.

Łączne zasoby hydroenergetyczne Polski wynikające z potencjału grawitacyjnego i przepływów rzek oraz możliwości ich technicznego wykorzystania są szacowane na ok. 13,65 tys. GWh energii rocznie¹⁹. Pełne ich wykorzystanie pozwoliłoby na uzyskanie udziału ok. 10% w całkowitej produkcji energii elektrycznej w kraju. Obecnie udział elektrowni wodnych z przepływu naturalnego w produkcji energii elektrycznej wynosi ok. 1,3%²⁰.

Energetyka wodna w Polsce, wobec obecnie niewielkiego stopnia wykorzystania istniejącego potencjału ma szansę w przyszłości na dalszy rozwój. Na świecie w roku 1985 wykorzystywano średnio 22% potencjału hydroenergetycznego, przy czym takie kraje jak Francja i Włochy prawie w 100%. Polska wykorzystuje swój potencjał w ok. 11%, co stawia ją na ostatnim miejscu w Europie²¹.

Praktycznie jedynymi obiektami hydroenergetycznymi, których ilość stale wzrasta, głównie za sprawą inwestorów prywatnych, są małe elektrownie wodne, budowane przeważnie na istniejących (często zdewastowanych) stopniach wodnych.

Do grupy małych elektrowni wodnych (w skrócie MEW) zalicza się obiekty (w sensie umownym) o mocy zainstalowanej poniżej 500 kW. Niewielkie zasoby wodne Polski powodują, iż znaczna część MEW dysponuje mocami zainstalowanymi poniżej 100 kW. W Europie Zachodniej są one uważane za zupełnie nieopłacalne, hobbystyczne. Natomiast w Polsce są one szansą na poprawę fatalnego współczynnika regulacji odpływu, zwłaszcza na mniejszych rzekach. Istotne znaczenie ma również lokalna retencja wód.

Ranga techniczno-ekonomiczna MEW wynika nie tylko z ich udziału w krajowym bilansie energetycznym lecz jest związana przede wszystkim z wykorzystaniem lokalnych możliwości produkcji energii elektrycznej; nie bez znaczenia jest również fakt, że w przypadku elektrowni prywatnych dają one źródło utrzymania pewnej grupie osób, szczególnie na obszarach o dużym bezrobociu.

W okresie międzywojennym na obecnym terenie Polski, istniało około 6500 różnego typu zakładów wykorzystujących energię wodną. W okresie powojennym w Polsce zinventaryzowano 6330 różnego typu czynnych zakładów wykorzystujących energię spadu wód oraz 800 nieczynnych; praktycznie wszystkie one zostały w latach następnych zamknięte i popadły w ruinę. Około 650 ocalałych budowli piętrzących będzie można wykorzystać po wyremontowaniu do uruchomienia MEW, łączna moc zainstalowana tych obiektów będzie wynosić szacunkowo 80 MW. Ponadto na planowanych do realizacji piętrzeniach można wybudować ok. 400 MEW o łącznej mocy zainstalowanej 120 MW. Nie mniej ze względów

¹⁹ Sowiński A. „Zasoby wodno-energetyczne i ich rozmieszczenie w Polsce”. W ramach: „Opracowanie strategii wykorzystania odnawialnych źródeł energii w Polsce”. Studium SE-7. IBMER. Koordynator IOS, Warszawa, 1996.

²⁰ Statystyka Elektroenergetyki Polskiej, Agencja Rynku Energii S.A., Roczniki 1995, 1996, 1997, 1998.

²¹ Krzyżanowski J. „Kierunki rozwoju energetyki kompleksowej w Polsce do 2010 r.”. PAN - Komitet Problemów Energetyki. Warszawa, 1994.

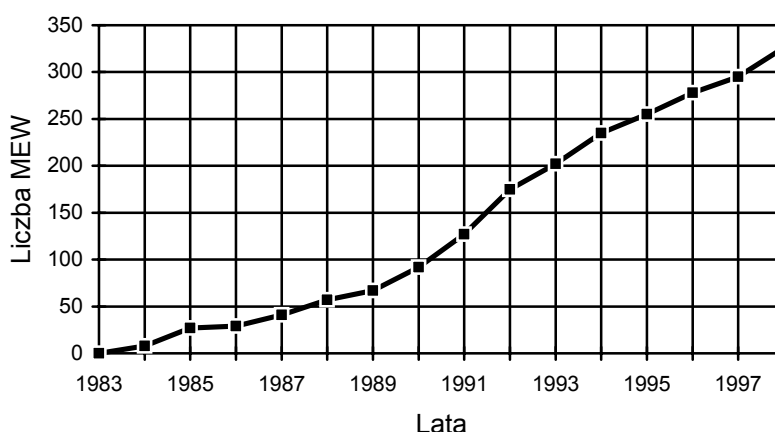
ekologicznych, w pierwszej kolejności należy szczególnie nadać priorytet odbudowie już istniejących czy częściowo zdewastowanych jazów.

W sumie więc na terenie kraju można zbudować ponad 1.000 małych elektrowni wodnych o łącznej mocy zainstalowanej ok. 200 MW i szacunkowej produkcji energii elektrycznej 1000 GWh/rok. Pozwoliłoby to na uzyskanie udziału 0,7% w produkcji energii elektrycznej.

Według danych Agencji Rynku Energii, w Polsce znajduje się 326 MEW należących do różnych podmiotów gospodarczych o szacunkowej mocy zainstalowanej ok. 36 MW i sprzedających do sieci ok. 106 GWh energii elektrycznej. Ponadto istnieje ok. 104 MEW należących do sektora energetyki zawodowej, o mocy zainstalowanej ok. 124 MW i przekazujących do sieci ok. 410 GWh energii elektrycznej, co stanowi 0,29% udziału w całkowitej produkcji energii elektrycznej w kraju²².

Jednolite oszacowanie kosztów budowy MEW jest bardzo trudne, ponieważ każda inwestycja jest budowana według indywidualnego projektu w oparciu o wiele zmiennych kosztowo składników. Można jedynie mówić o szacunkowym koszcie jednostkowym budowy MEW, który waha się w zakresie 3000-6000 zł na 1 kW mocy zainstalowanej.

Na rysunku 3.1 przedstawiono dynamikę przyrostu liczby MEW nie należących do energetyki zawodowej^{21 i 23}.



Rys. 3.2. Przyrost liczby MEW nie należących do energetyki zawodowej

W związku ze stosunkowo dynamicznym rozwojem MEW (w 1996 - 23 obiekty, 1997 - 19 obiektów, 1998 - 29 obiektów)²¹, istnieje szereg małych i większych producentów wyposażenia, zwłaszcza turbin i turbozespołów, które są zazwyczaj najistotniejszym i najdroższym elementem wyposażenia MEW. Istnieje także szereg firm specjalizujących się w produkcji układów sterowania i budowach hydrotechnicznych. Niektóre firmy zachodnie, zajmujące się produkcją wyposażenia dla elektrowni wodnych, posiadają również swoje stałe przedstawicielstwa w Polsce.

²²Statystyka Elektroenergetyki Polskiej. Agencja Rynku Energii. Warszawa, roczniki: 1995, 1996, 1997, 1998.

²³Wilski T. „Charakterystyka rozwoju MEW w Polsce po 1981 r.”. Biuletyn MEW Towarzystwa Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych, nr 1/96

W Polsce działa również kilka firm doradczo-konsultacyjnych, które są w stanie pomóc inwestorowi MEW w poprowadzeniu inwestycji, począwszy od uzyskiwania potrzebnych zezwoleń, kredytów itp. aż do oddania instalacji „pod klucz”.

3.1.4. Energetyka słoneczna

Roczna gęstość promieniowania słonecznego w Polsce na płaszczyznę poziomą waha się w granicach 950 - 1250 kWh/m², natomiast średnie usłonecznienie wynosi 1600 godzin na rok. Warunki meteorologiczne charakteryzują się bardzo nierównym rozkładem promieniowania słonecznego w cyklu rocznym. Około 80% całkowitej rocznej sumy nasłonecznienia przypada na sześć miesięcy sezonu wiosenno-letniego, od początku kwietnia do końca września, przy czym czas operacji słonecznej w lecie wydłuża się do 16 godz/dzień, natomiast w zimie skraca się do 8 godzin dziennie.

W Polsce generalnie istnieją dobre warunki do wykorzystania energii promieniowania słonecznego przy dostosowaniu typu systemów i właściwości urządzeń wykorzystujących tę energię do charakteru, struktury i rozkładu w czasie promieniowania słonecznego. Największe szanse rozwoju w krótkim okresie mają technologie konwersji termicznej energii promieniowania słonecznego, oparte na wykorzystaniu kolektorów słonecznych. Ze względu na wysoki udział promieniowania rozproszonego w całkowitym promieniowaniu słonecznym, praktycznego znaczenia w naszych warunkach nie mają słoneczne technologie wysokotemperaturowe oparte na koncentratorach promieniowania słonecznego.

Kolektory słoneczne wykorzystują zjawisko konwersji fototermicznej, polegającej na przetwarzaniu energii promieniowania słonecznego w ciepło. Funkcjonowanie kolektora słonecznego jest związane z podgrzewaniem przepływającego przez absorber czynnika roboczego, który przenosi i oddaje ciepło w części odbiorczej instalacji grzewczej. W zależności od zastosowanego czynnika roboczego stosowane są kolektory słoneczne powietrzne lub cieczowe (wodne).

Słoneczne systemy aktywne, w których zachodzą procesy konwersji termicznej, w przypadku systemów cieczowych mogą być stosowane w polskich warunkach klimatycznych przede wszystkim do²⁴:

- podgrzewania ciepłej wody w obiektach działających sezonowo w cieplejszej połowie roku: letniskowych, rekreacyjnych i sportowych;
- podgrzewania ciepłej wody użytkowej w systemach całorocznych: w budownictwie mieszkalnym i obiektach użyteczności publicznej;
- podgrzewania wody w basenach otwartych i krytych;
- podgrzewania wody do celów rolniczych w produkcji roślinnej i zwierzęcej oraz w przetwórstwie rolno-spożywczym;
- ogrzewania pomieszczeń jedynie w przypadku zapewnienia sezonowego magazynowania energii promieniowania słonecznego i zastosowania hybrydowych systemów grzewczych z np. pompami ciepła lub bojlerami na paliwa stałe lub płynne.

W przypadku analogicznych systemów powietrznych najważniejsze obszary zastosowań to:

- suszenie produktów rolniczych i drewna;

²⁴ Wiśniewski G.: „Energia słoneczna. Przetwarzanie i wykorzystanie energii promieniowania słonecznego”. Biblioteka Fundacji Ekologicznej „Silesia”, Katowice, 1999.

- dogrzewanie lub ogrzewanie pomieszczeń w skojarzonych systemach aktywnych z pasywnymi, np. rozwiązania semi-pasywne w budownictwie energooszczędnym i regulacja mikroklimatu w magazynach.

Według ocen ekspertów, potencjał ekonomiczny kolektorów słonecznych w Polsce do produkcji ciepłej wody użytkowej wynosi 24 PJ. Natomiast potencjał kolektorów słonecznych do suszenia płodów rolnych sięga 21 PJ²⁵.

Generalnie warunki meteorologiczne sprzyjają stosowaniu płaskich kolektorów słonecznych. Ostatnio weszły na rynek tzw. kolektory próżniowo-rurowe, gdzie absorbery umieszczone są w próżniowych rurach szklanych. Zapewnia to bardzo niskie straty ciepła a przez to wysoką sprawność działania w niskich temperaturach otoczenia.

W Europie notuje się w niektórych państwach szybki wzrost energetyki słonecznej (w Grecji zainstalowane jest ok. 2,5 mln m², Niemcy - ok. 1,2 mln m², Austria - ok. 1 mln m², Francja - ok. 0,6 m², ogółem w krajach Unii Europejskiej zainstalowano ok. 6 mln m² wodnych kolektorów słonecznych). Oczekuje się, że do 2005 r. wielkość zainstalowanych instalacji grzewczych z kolektorami oszklonymi wzrośnie do 28 mln m², zaś z nie oszklonymi do 4,8 mln m². Aby to osiągnąć, rynek kolektorów słonecznych powinien powiększać się o 23% rocznie, osiągając w 2005 r. sprzedaż 5 mln m² kolektorów na rok. Największy park kolektorów wówczas posiadać będą Grecja i Austria (ok. 0,5 m² na 1 mieszkańca)²⁶.

Kolektory słoneczne powietrzne budowane są przeważnie systemem gospodarczym jako proste, nieoszkłone konstrukcje na dachach budynków. Stosunkowo niska sprawność przemiany energii w tego typu konstrukcji jest kompensowana małymi kosztami inwestycji. Szacuje się, że w Europie Zachodniej, głównie w Szwajcarii i Skandynawii jest wybudowane kilkaset tysięcy metrów kwadratowych takich instalacji, wykorzystywanych przede wszystkim dla celów suszarniczych w rolnictwie. Ostatnio wchodzi na rynek wykonane w sposób profesjonalny instalacje do ogrzewania i klimatyzacji pomieszczeń wyposażone w kolektory powietrzne (Solarwall, Grammer).

Według danych EC BREC/IBMER uzyskanych od producentów i dostawców, w Polsce jest zainstalowane ok. 10 tys. m² wodnych kolektorów słonecznych i kilka tys. m² instalacji słonecznych powietrznych. Niestety brak jest pełnej inwentaryzacji tych systemów.

W Polsce obecnie działa 5 krajowych producentów kolektorów słonecznych. Ponadto istnieje, działając z różnym skutkiem, 20 firm sprzedających i montujących krajowe i zagraniczne systemy grzewcze wyposażone w kolektory słoneczne.

Koszt instalacji słonecznych cieczowych szacuje się na ok. 1000 do 7000 tys. zł za 1 m² kolektora w kompletnej instalacji. Wyższe ceny dotyczą systemów wyposażonych w kolektory próżniowo rurowe. Oferta handlowa firm zagranicznych jest 2-3 krotnie droższa niż oferta firm krajowych. Firmy zagraniczne mają jednak pełniejszą i kompletną ofertę techniczną systemów, a dodatkowo sprzyja im przekonanie krajowych klientów o wyższości systemów importowanych.

²⁵ Gogół W. red.: „Konwersja termiczna energii promieniowania słonecznego w warunkach krajowych”. Ekspertyza PAN, Wydział IV Nauk Technicznych. 1994.

²⁶ Komisja Europejska, DG XVII: *Sun in Action. The Solar Market. A strategic Plan for Action in Europe*. ESIF, 1996.

Powietrzne kolektory słoneczne mają w Polsce szczególne warunki do rozwoju, zwłaszcza w rolnictwie do suszenia płodów rolnych (ziarno zbóż, nasiona warzyw i tytoniu, zioła), gdzie istnieją praktyczne możliwości zainstalowania sumarycznej powierzchni 1,62 mln m². Koszt budowy kompletnego powietrznego kolektora słonecznego budowanego systemem gospodarczym szacuje się na ok. 500 zł/m².

Inną, przyszłościową technologią solarną, która z wielkimi trudnościami rozwija się w Polsce, jest fotowoltaika. Choć pierwsze praktyczne zastosowania fotowoltaiki w Polsce pojawiły się już w drugiej połowie lat 80-tych to jednak od tego czasu nie udało się wdrożyć znaczącej ilości inwestycji. Zbudowano zaledwie kilka instalacji pokazowych z wykorzystaniem systemów fotowoltaicznych niewielkiej mocy 10-200 W, służących do zasilania urządzeń powszechnego użytku oraz urządzeń grzewczych i wentylacyjnych w rolnictwie. Przy poparciu Komitetu Badań Naukowych, środowisk naukowych i przemysłu elektronicznego podejmowane są inicjatywy uruchomienia produkcji przemysłowej ogniw fotowoltaicznych w Polsce. Niestety jak dotychczas Polska pozostała na uboczu gwałtownego w latach 90-tych rozwoju fotowoltaiki, mającego miejsce głównie w Stanach Zjednoczonych, Japonii i Unii Europejskiej.

W latach 90-tych powstało kilka niewielkich, aczkolwiek spektakularnych obiektów wykorzystujących systemy fotowoltaiczne. Zademonstrowano m.in. możliwości wykorzystania małych systemów fotowoltaicznych do zasilania urządzeń produkcji rolniczej, takich jak miodarka w przewoźnej pasiece czy też wentylator przewoźnej suszarki z kolektorem słonecznym do runa leśnego. Najważniejszy jednak obszar zastosowań rynkowych technologii fotowoltaicznych w Polsce to zasilanie znaków i świateł nawigacyjnych w gospodarce morskiej. Firma D&T Elmech z Pruszcza Gdańskiego w latach 1991-1998 wykonała w tym sektorze 156 instalacji o łącznej mocy 12,33 kW.

Obecnie na krajowym rynku kupić można moduły i niewielkie systemy fotowoltaiczne takich firm zachodnich jak: BP, Solarex, Strass, Astro Power oraz moduły produkowane w Rosji – WIESCH.

3.1.5. Energetyka wiatrowa

Średnie i duże elektrownie wiatrowe

Lata dziewięćdziesiąte naszego wieku to czas wielkiego rozkwitu energetyki wiatrowej. Szacuje się, że łączna moc zainstalowana elektrowni wiatrowych na świecie przekroczyła w 1999 roku 13.000 MW, ponad dwa razy więcej niż trzy lata wstecz. W roku 1998 dodano 2.100 MW mocy zainstalowanej, co oznacza roczny przyrost 30%. W 1999 roku elektrownie wiatrowe wyprodukują 21 miliardów kilowatogodzin energii elektrycznej, wystarczającej dla 3,5 miliona domostw²⁷. Jest to bez wątpienia najszybciej rozwijający się sektor energetyczny. Na świecie prym wiodą Niemcy, gdzie pracuje ponad 7.000 siłowni wiatrowych o łącznej mocy zainstalowanej wynoszącej ponad 3.000 MW. Tylko w 1998 roku zbudowano siłownie wiatrowe o łącznej mocy 800 MW. Na drugim miejscu w Europie znajduje się Dania - kraj, w którym na 1 km² przypada największa liczba wiatraków, tak nowoczesnych jak i zabytkowych. Zainstalowaną moc 1.500 MW zapewnia 5.400 siłowni wiatrowych. Oba wymienione kraje są równocześnie największymi światowymi eksporterami, między innymi do Stanów Zjednoczonych, Indii i Chin.

²⁷ Worldwatch, 1999.

Energia wiatru pokrywa obecnie 7% zapotrzebowania energetycznego Danii oraz 15% niemieckiego Landu Szlezwik-Holsztyn. Zasoby energetyczne wiatru mogłyby teoretycznie pokryć całkowite zapotrzebowanie na energię elektryczną państw Wspólnoty Europejskiej, choć ze względu na ograniczenia techniczne i ekonomiczne nie byłoby to racjonalne. Badania przeprowadzone w kilku państwach Europy Zachodniej pokazały, że 10-20% zapotrzebowania na elektryczność może być zaspokojone przez elektrownie wiatrowe bez wprowadzania żadnych zmian w funkcjonowaniu systemów energetycznych²⁸. W Danii planowany jest wzrost wykorzystania energii wiatru nawet do poziomu 50% całkowitego zapotrzebowania na energię elektryczną.

Koszty wytwarzania energii wiatrowej systematycznie spadają. Jest tak głównie za sprawą coraz większych konstrukcji siłowni wiatrowych, malejących nakładów na infrastrukturę i cen surowców. Sprawia to, że w Europie i w Stanach Zjednoczonych energia wiatrowa jest coraz bardziej konkurencyjna, a czasami wręcz wyraźnie tańsza wobec tradycyjnych źródeł energii (nawet wtedy, gdy nie są brane pod uwagę także zewnętrzne koszty towarzyszące energetyce tradycyjnej).

Potencjał techniczny energii wiatrowej na obszarach lądowych w najbliższych latach zostanie wykorzystany w niektórych państwach przodujących w wykorzystaniu tego źródła energii. Z tego względu poszukiwane są nowe możliwości zwiększenia mocy zainstalowanej poprzez budowę dużych parków wiatrowych na morzu w odległości ok. 20 km od wybrzeży. Morskie zasoby energii wiatru znacznie przewyższają zasoby lądowe, a ponadto nie podlegają tak ostrym wymaganiom lokalizacyjnym, jakie spotykane są w gęsto zaludnionych państwach zachodnich. Z drugiej strony budowa parków wiatrowych na morzu wymaga większych nakładów kapitałowych oraz stawia znacznie wyższe wymagania techniczne. Zagadnienia związane z wykorzystaniem elektrowni wiatrowych na morzu oraz dalsze obniżanie kosztów wytwarzanej energii są obecnie głównymi kierunkami intensywnych prac badawczo-rozwojowych prowadzonych w wiodących ośrodkach naukowych i przemysłowych.

Techniczny potencjał energii wiatru w Polsce oszacowany został na 11% krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną²⁹. Ocena ta opiera się na ostrożnych szacunkach i założeniu wykorzystania technologii dostępnych na początku lat dziewięćdziesiątych, oraz nie obejmuje zasobów morskich w pasie przybrzeżnym Morza Bałtyckiego. Jak pokazują tego typu analizy przeprowadzone w państwach Europy Zachodniej, morskie zasoby wiatru są niekiedy kilkukrotnie większe niż te dostępne na lądzie. Polski pas przybrzeżny do 20 km w głąb Morza Bałtyckiego charakteryzuje się korzystnymi własnościami dla rozwoju morskiej energetyki wiatrowej ze względu na niewielkie głębokości i rozległe ławice. Można się spodziewać, że i w Polsce morskie zasoby wiatru są znaczące i mogą mieć duży udział w bilansie energii odnawialnej, lecz należy tu dokonać bardziej szczegółowych analiz.

Mimo mało sprzyjających warunków do rozwoju energetyki wiatrowej, w ostatnim dziesięcioleciu wzniesiono w Polsce kilkanaście profesjonalnych elektrowni oraz parków wiatrowych o łącznej mocy około 4 MW. Są to przeważnie konstrukcje starszych generacji, pochodzące od producentów zagranicznych i jedynego polskiego producenta – firmy NOWOMAG z Nowego Sącza. Zainteresowanie potencjalnych inwestorów energetyką wiatrową jest coraz większe, jednak oczekiwana jest dalsza poprawa warunków finansowych i prawnych dla tego typu inwestycji. W chwili obecnej przygotowywanych jest w Polsce wiele inwestycji w energetykę wiatrową. Najwięcej dotyczy farm wiatrowych o mocy do

²⁸ *The Wind Energy Industry - Status and Prospects*. EWEA, 1998.

²⁹ „Krajowe Studium Zmian Klimatu”. IOŚ/IBMER, Warszawa 1994.

5 MW (co jest związane głównie z górnym zakresem stosowności rozporządzenia Ministra Gospodarki o obowiązku zakupu energii ze źródeł odnawialnych). Niektóre z nowo przygotowywanych inwestycji to ambitne projekty wielkości 20-40 MW, a nawet 100 MW. Istnieje jednak obawa, że ich realizacja najprawdopodobniej zostanie odłożona do czasu poprawienia sytuacji prawnej i ekonomicznej dla odnawialnych źródeł energii.

Małe elektrownie wiatrowe

Małe elektrownie wiatrowe o mocy zainstalowanej od 0,5 kW do 20 kW znajdują szerokie zastosowanie do zasilania samodzielnych systemów telekomunikacyjnych i nawigacyjnych, gospodarstw oraz domów letniskowych, niewielkich osad ludzkich, pompowni i stacji odsalania wody morskiej, oraz wielu innych systemów odległych od sieci energetycznej. Do zapewnienia ciągłości dostawy energii w przypadku ciszy lub pokrycia chwilowych szczytów zapotrzebowania stosowane są baterie akumulatorów, a zasilanie urządzeń pracujących na prądzie zmiennym odbywa się za pomocą przetworników. Małe elektrownie wiatrowe często współpracują w systemach hybrydowych z modułami fotowoltaicznymi lub generatorami dieslowskimi, co pozwala na niezawodne i optymalne zaspokojenie chwilowego zapotrzebowania na energię.

Oprócz specyficznych zastosowań w systemach autonomicznych, małe elektrownie wiatrowe - obok systemów fotowoltaicznych i innych małych instalacji wykorzystujących odnawialne źródła energii - pracują w gospodarstwach domowych podłączonych do sieci energetycznej. W takich przypadkach stosowane są rozwiązania techniczne pozwalające na podłączenie przydomowej elektrowni wiatrowej do sieci za pomocą przetworników zsynchronizowanych z siecią. Bardzo często takie gospodarstwo domowe wyposażone jest w dwukierunkowy licznik energii elektrycznej. W chwilach, gdy moc czerpana przez domowe odbiorniki energii jest większa od mocy dostarczanej przez elektrownię wiatrową, licznik obraca się w „normalnym” kierunku. Natomiast w chwilach większej produkcji niż zapotrzebowanie, np. w godzinach nocnych, licznik obraca się wstecz i nadmiar mocy oddawany jest do sieci, a klient zakładu energetycznego rozlicza się za energię netto wynikającą z różnicy zużycia i produkcji. Jest to rozwiązanie często stosowane m.in. w USA i Danii.

Na rynku małych elektrowni wiatrowych działa kilkaset firm z Europy, Ameryki Północnej, Australii oraz niektórych państw azjatyckich, np. z Chin lub Wietnamu. Wiele producentów dostarcza elementy do tych systemów, np. akumulatory, regulatory napięcia, przetworniki, energooszczędne odbiorniki energii itp. Jest to rynek szybko rozwijający się, zarówno w państwach Trzeciego Świata, jak i w wysoko rozwiniętych państwach zachodnich. Przy odpowiednio skonstruowanych programach wspierających budowę tego typu instalacji (np. we Francji), małe przydomowe elektrownie wiatrowe stają się coraz powszechniejsze.

W Polsce niewielka ilość tego rodzaju urządzeń stosowana jest w rolnictwie do celów grzewczych. W ostatnich latach wzrosło zainteresowanie instalowaniem małych elektrowni wiatrowych w niektórych obszarach niszowych takich, jak zaopatrzenie w energię domków letniskowych. Coraz powszechniejszym powodem zainteresowania małymi elektrowniami wiatrowymi są niebagatelne koszty podłączenia do sieci, gdyż zakłady energetyczne często niesłusznie zrzucają cały ciężar finansowy na przyszłego odbiorcę. Niejednokrotnie zakup małej elektrowni wiatrowej zaspokajającej potrzeby małego domu jednorodzinnego jest tańszy niż podłączenie do sieci elektroenergetycznej.

Budowa małych i nowoczesnych elektrowni wiatrowych nie wymaga bardzo zaawansowanych technologii i wielkich nakładów kapitałowych. Rozwinięcie rynkowej

konstrukcji małej elektrowni wiatrowej, w przeciwieństwie do dużych wiatraków, jest w zasięgu możliwości wielu polskich małych i średnich firm z przemysłu maszynowego. Przy wykorzystaniu obecnie dostępnych technologii oraz niższych kosztów produkcyjnych niż w Europie Zachodniej, możliwe jest powstanie konkurencyjnych konstrukcji małych wiatraków i ich szerokie wykorzystanie w Polsce. Wskazuje na to obserwowane wielkie zainteresowanie osób prywatnych, rolników oraz różnego rodzaju firm i przedsiębiorców. Panuje jednak powszechne przekonanie, że są to w chwili obecnej inwestycje nieopłacalne, mogące znaleźć zastosowanie tylko w obszarach niszowych.

3.1.6. Energetyka geotermalna

Wody geotermalne na obszarze Polski znane były od X wieku i wykorzystywane głównie do celów leczniczych. Obecnie istnieje osiem uzdrowisk z wodami geotermalnymi, które wykorzystywane są głównie jako wody pitne i kąpielowe. W okresie międzywojennym powstały w Polsce baseny termalne w Jaszczurówce i Ciechocinku. W Ciechocinku solanki, poprzez oryginalny system tężni i warzelni, wykorzystywane były i są do produkcji soli jadalnej oraz ługu i szlamu solnego, stosowanych jako środek leczniczy. W 1963 r. dzięki badaniom prowadzonym przez Państwowy Instytut Geologiczny odkryto gorące wody na Podhalu, które wykorzystywane są m.in. do kąpieli rekreacyjnych w basenie na Antałówce.

Geologiczne uwarunkowania występowania wód geotermalnych na cele energetyczne w Polsce i potencjalne zasoby zawartej w nich energii cieplnej zostały omówione w pracach R.Neya i J.Sokołowskiego³⁰, W.Góreckiego³¹ i L.Bojarskiego³². Według Neya i Sokołowskiego na obszarze Polski znajduje się ok. 6600 km³ wód geotermalnych o temperaturze od 25 do 150°C. Zasoby te są dość równomiernie rozmieszczone na znacznej części obszaru Polski, w wydzielonych basenach i subbasenach geotermalnych, zaliczanych do określonych prowincji i okręgów geotermalnych, a ich potencjał teoretyczny szacowany jest na 65.078 mln toe (1toe = 44 GJ). Z tego olbrzymiego potencjału teoretycznego, co najwyżej 20% może być eksploatowane ze względu na ograniczenia geologiczne np. głębokość. W ekspertyzach wykonanych przez Bojarskiego, przyjęto potencjał techniczny energii geotermalnej równy 100 PJ. Z danych hydrogeologicznych wynika, że ponad 90% zasobów wód wglębnych znajduje się na obszarze Niżu Polskiego.

Badania nad możliwością wykorzystania wód termalnych do celów grzewczych podjęto w drugiej połowie lat siedemdziesiątych. Do tej pory w Polsce, dzięki zaangażowaniu środków krajowych funduszy ekologicznych i międzynarodowych instytucji finansowych, zbudowano trzy ciepłownie geotermalne: w Bańskiej na Podhalu (4,5 MW, docelowo 70 MW geotermia, plus 55 MW gaz), w Pyrzycach koło Szczecina (15 MW, docelowa moc szczytowa - 50MW) oraz w Mszczonowie koło Warszawy (7,3 MW).

Według oceny geologów na obszarach występowania wód geotermalnych, które mają dobre warunki do budowy ujęć wody termalnej na cele energetyczne, leży co najmniej kilkadziesiąt polskich miast i osiedli. Najbardziej zaawansowane są prace projektowe prowadzone przez spółkę Geotermia Mazowiecka S.A., mające na celu modernizację miejskich systemów

³⁰ Ney R., Sokołowski J.: „Wody geotermalne Polski i możliwości ich wykorzystania”. Nauka Polska nr 6, 1987.

³¹ Górecki W. i (red): „Atlas zasobów energii geotermalnej na Niżu Polskim”. Towarzystwo Geosynoptyków GEOS, Kraków, 1996.

³² Bojarski L.: „Potencjał energetyczny energii odnawialnej wód geotermalnych i jego rozmieszczenie na terenie Polski”. Ekspertyza wykonana w ramach Studium Krajowego dla Polski „Strategie redukcji emisji gazów cieplarnianych i adaptacji polskiej gospodarki do zmian klimatu”, IBMER, 1994.

ciepłowniczych w Skierniewicach i Żyrardowie i oparcie ich o wody geotermalne jako podstawowe źródło ciepła. Wody termalne mają być pozyskiwane z istniejących otworów, pozostałych po poszukiwaniu ropy naftowej i gazu. W dalszym ciągu w najbliższych latach będzie też rozbudowywana moc dwu pozostałych ciepłowni.

Programy modernizacji systemów ciepłowniczych, uwzględniające wykorzystanie lokalnych zasobów energii geotermalnej, opracowywane są na zlecenie Banku Światowego również dla innych miast, między innymi dla Stargardu Szczecińskiego i Szczecina. Na zlecenie Ministerstwa Środowiska zostało opracowane obszerne studium dotyczące możliwości wykorzystania energii geotermalnej w 22 miejscowościach położonych na obszarze synklinorium mogileńsko-łódzkiego.

Zainteresowanie władz samorządowych wykorzystaniem zasobów wód geotermalnych jest coraz większe, tym niemniej nie należy zapominać o istniejących barierach, wśród których bariera finansowa związana z nakładami inwestycyjnymi jest zdecydowanie najtrudniejszą do pokonania. Należy pamiętać również o tym, że znajomość wielkości zasobów wód termalnych i zawartej w nich energii jest warunkiem koniecznym, ale nie wystarczającym do podjęcia decyzji o budowie ujęcia geotermalnego. W praktyce decydującym kryterium jest najczęściej koszt wykonania prac podziemnych umożliwiających wydobyć wodę termalną na powierzchnię. Na przykład dla warunków występujących na Niżu Polskim udział prac geologicznych wynosi od 60 do 80% kosztów budowy ciepłowni geotermalnej, zależnie od ilości i głębokości otworów wydobywczych i zatłaczających.

3.1.7. Podsumowanie

Krajowy potencjał techniczny poszczególnych źródeł energii odnawialnej oszacowano na³³:

Energia słoneczna	1340 PJ
Energia wiatru	36 PJ
Energia wodna	43 PJ
Energia geotermalna	200 PJ
Energia biomasy	895 PJ
Łącznie	2514 PJ

Stanowi to około 60% rocznego zapotrzebowania na energię pierwotną w Polsce (wynoszącego w drugiej połowie lat dziewięćdziesiątych ok. 4200 PJ).

Udział energii z odnawialnych źródeł jest oceniany szacunkowo i różny w poszczególnych opracowaniach. Dane Głównego Urzędu Statystycznego z 1997 r. mówią o udziale energii ze źródeł odnawialnych w krajowym zużyciu nośników energii pierwotnej poniżej 4,8% (208 PJ).³⁴ W rachunku tym uwzględniono następujące źródła: torf i drewno opałowe – 3,0%; energia wody, wiatru, słoneczna i geotermalna – 0,2%; oraz paliwa odpadowe stałe i inne surowce (w tym biogaz) – 1,6%. Według Agencji Rynku Energii³⁵ w tym samym 1997 r. udział energii odnawialnej wynosił 4,4% (185 PJ), w tym: energia wodna – 0,2%, drewno – 3,0%, stałe paliwa odpadowe roślinne i zwierzęce – 0,8%, biogaz – 0,4%. W założeniach

³³ dane oryginalne EC BREC za wyjątkiem energii geotermalnej podanej według raportu przygotowanego dla Banku Światowego przez J.Hauffa'a, 1996.

³⁴ Ochrona Środowiska 1998. Informacje i opracowania statystyczne. Główny Urząd Statystyczny, Warszawa 1998.

³⁵ Bilans energii pierwotnej w latach 1988 – 1998. Agencja Rynku Energii S.A., Warszawa kwiecień 1999.

polityki energetycznej państwa do 2020 r.³⁶ podano, że energia odnawialna stanowiła 5,1% w bilansie energii pierwotnej w 1997 r. (230 PJ) i prognozowany jest jej rosnący udział w latach 2005 – 2020 (5,2% w 2005 r., 5,5% w 2010 r., 5,8% w 2015 r. i 6,1% w 2020 r.).

Europejskie Centrum Energii Odnawialnej (EC BREC) dokonało, w oparciu o własne dane o wdrożonych technologiach, zestawienia szacunkowej ilości energii produkowanej w 1999 r. przez poszczególne technologie OZE funkcjonujące w Polsce (tabela 3.5) i uzyskało odmienne – od cytowanych wyżej – wyniki (104 PJ i 2,5%).

Takie zróżnicowanie danych o aktualnym stanie wykorzystania OZE wynika ze specyfiki sektora energetyki odnawialnej, charakteryzującego się rozproszoną generacją w instalacjach małej mocy. Szereg z tych instalacji produkuje energię na potrzeby własne użytkownika, jak to ma miejsce w przypadku wykorzystania w gospodarstwach domowych energii biomasy (drewno, słoma), słońca i wiatru; w biogazowniach rolniczych i komunalnych, produkujących energię dla gospodarstw rolnych i oczyszczalni ścieków. Instalacje te wymagają prowadzenia specjalnych badań ankietowych, pozwalających określić ich liczbę, wydajność oraz produkcję.

Ujednolicenia wymaga także terminologia. Nie jest jasne czy dane Głównego Urzędu Statystycznego i Agencji Rynku Energii obejmują jedynie źródła zaliczane do odnawialnych zgodnie z definicją podaną w ustawie Prawo energetyczne³⁷ oraz rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 2 lutego 1999 r. w sprawie obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepłej ze źródeł niekonwencjonalnych oraz zakresu tego obowiązku.³⁸ W publikacjach GUS stale występuje pozycja „torf i drewno opałowe”, oraz „paliwa odpadowe stałe i inne surowce” (uściślone w przypisie jako „półprodukty rafineryjne nie będące produktami przerobu ropy naftowej {alkohole, dodatki uszlachetniające itp.}, gaz gnilny {biogaz}”). W opracowaniu Agencji Rynku Energii (op. cit.) pojawia się natomiast określenie „paliwa odpadowe stałe roślinne i zwierzęce”.

W pozycjach „energia wody, wiatru, słoneczna, geotermalna” (GUS) i „energia wodna” (ARE) podaje się łącznie energię pozyskaną z małych i dużych elektrowni wodnych. EC BREC uwzględnia jedynie małe elektrownie wodne, nie zaliczając dużej hydroenergetyki do odnawialnych źródeł energii.

Wszystkie opracowania notują rosnące wykorzystanie drewna na cele energetyczne w ostatniej dekadzie. W bilansie energii pierwotnej stanowiło ono 22,1 PJ w 1990 r., jego zużycie rosło do 135,9 PJ w 1995 r. i spadało do 127,5 PJ w 1997 r. (dane GUS i ARE). Zużycie drewna wzrosło skokowo w 1993 r. (137,0 PJ w porównaniu z 33,3 PJ w roku poprzednim) i utrzymuje się do końca dekady na poziomie 136–128 PJ. Tak zasadniczy wzrost był wynikiem nie tylko realnie zwiększonego zainteresowania drewnem jako opalem, ale także rozszerzenia danych statystycznych o niekomercyjne wykorzystanie energetyczne drewna. Należy wyjaśnić, że szacunkowe dane GUS i ARE dotyczą spalania drewna we wszystkich instalacjach, także w paleniskach węglowych. EC BREC w swoich zestawieniach uwzględnia jedynie technologie dostosowane do wykorzystania odnawialnych źródeł energii, zatem dane dotyczące produkcji energii z drewna i słomy nie uwzględniają wysoko emisyjnego spalania w piecach przeznaczonych dla innego opału. Mimo tej różnicy dane

³⁶ Założenia polityki energetycznej Polski do 2020 r., Warszawa, 2000.

³⁷ Art. 3, ust. 21 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz.U. Nr 54, poz. 348 z późn. zmianami).

³⁸ § 1 rozporządzenia (Dz.U. Nr 13, poz. 119).

EC BREC potwierdzają rosnący udział drewna w bilansie energetycznym i jego najwyższy udział w bilansie energii pierwotnej ze źródeł odnawialnych.

Tabela 3.4. Ilość wdrożonych technologii i wykorzystanie odnawialnych źródeł energii w Polsce

Instalacje	Liczba instalacji	Łączna moc [MW]*	Produkcja energii*	
			GWh	TJ
Elektrociepłownie na odpady z przemysłu celulozowo-papierniczego i meblarskiego	50*	1000	90	12500
Ciepłownie automatyczne na drewno	70	350	-	4200
Kotły małej i średniej mocy na drewno kawałkowe, trociny i wióry	100000*	5000	-	80000
Ciepłownie na słomę	10	13	-	130
Kotły małej i średniej mocy na słomę	75*	7	-	490
Ciepłownie geotermalne	3	26,8	-	147
Kolektory słoneczne wodne	1.500*	5	-	15
Kolektory słoneczne powietrzne	50*	1,5	-	-3
Systemy fotowoltaiczne	2+156**	-	-	-
Biogazownie rolnicze (gnojowica)	1**	0,15	-	-
Biogazownie komunalne (osady ściekowe)	29	38,9	72,5	250
Biogazownie na gaz wysypiskowy	16	9	30	72
Elektrownie wiatrowe sieciowe	13	4	4	-
Elektrownie wiatrowe autonomiczne	50*	0,5	0,2	-
Małe elektrownie wodne	430	156	480	-
Bioetanol jako domieszka do benzyny				3800
RAZEM	102455	6611,7	766,7	101607
OGÓŁEM				104367

*dane szacunkowe,

**2 systemy zasilające lampy uliczne i 156 zasilających morskie znaki nawigacyjne; biogazowni rolniczych zbudowano 10, jednak obecnie funkcjonuje tylko jedna.

Niezależnie od opisanych wcześniej różnic i niejasności, należy stwierdzić, że lata dziewięćdziesiąte były okresem istotnego, około czterokrotnego wzrostu wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych. Było to możliwe dzięki uruchomieniu inicjatyw oddolnych i nastąpiło bez systemowego wsparcia ze strony państwa. Pierwsza faza rozwoju zagospodarowała przede wszystkim nisze rynkowe i proste rezerwy OZE. Jej żywiołowość i przypadkowość miała jednak także ujemne skutki. Nie zostały w pełni wykorzystane możliwości popularyzacji trafionych inwestycji, proporcjonalnie do dostępnych w Polsce zasobów danego źródła energii odnawialnej. Z drugiej strony nie wszystkie zrealizowane instalacje miały szansę na powielenie. Były też inwestycje chybone, które sektorowi energetyki odnawialnej przyniosły więcej strat niż korzyści przez swą incydentalność oraz swoistą antyreklamę. Wynikiem takiej sytuacji był mierny efekt edukacyjny, nie do końca wykorzystano możliwości rzetelnej analizy przyczyn sukcesu jednych instalacji, a niepowodzeń innych, oraz dostosowania do jej wyników działań promocyjnych w sektorze. Nie były zatem spełnione podstawowe wymogi rozwoju nowych technologii, tj. nie była zachowana kolejność: od prototypu, poprzez wdrożenia pilotowe, do komercjalizacji technologii.

Oddolny rozwój energetyki odnawialnej był przyczyną, że decyzje inwestycyjne uwzględniały najczęściej parametry mikroekonomiczne (wdrażano przede wszystkim instalacje o krótkim okresie zwrotu nakładów – na przykład wykorzystanie energetyczne biomasy stałej) lub umiejętności pozyskania środków zewnętrznych dla konkretnej inwestycji (wiedzę o funduszach wspierających i znajomość procedur przyznawania dotacji w poszczególnych instytucjach finansowych).

Brak generalnych studiów o możliwości wykorzystania poszczególnych technologii i ich pełnych charakterystyk techniczno-ekonomicznych powodował, że niekiedy budowane były instalacje demonstracyjne technologii, które nie miały perspektyw na dostosowanie się do reguł rynkowych w ówczesnych warunkach prawno-ekonomicznych. Przypadkowość wdrożeń technologii OZE w Polsce była wynikiem braku wizji rozwoju sektora i dostosowania do niej wsparcia, w tym także finansowego, tak aby rozwój energetyki odnawialnej następował po najniższych kosztach. Do chwili obecnej taka wizja nie powstała, brak jest priorytetów dla poszczególnych technologii OZE, nie postawiono także jasno celu rozwoju energetyki odnawialnej, tj. nie zdefiniowano czy celem jest minimalizacja kosztów pozyskiwania energii z odnawialnych źródeł, czy też wzrost wykorzystania OZE ze względu na pozaekonomiczne korzyści.

3.2. Ocena polityki wykorzystania OZE w Polsce

3.2.1. Polityka ekologiczna

Od początku lat 90-tych, w realizacji polityki ekologicznej państwa przyjęto niemal jednomyślnie założenie, że rozwój energetyki opartej na źródłach odnawialnych powinien doprowadzić do rozwiązania większości problemów ekologicznych stwarzanych przez energetykę konwencjonalną. Promocja ale też aktywne wsparcie rozwoju tego sektora, jako działania zgodne z zasadami rozwoju zrównoważonego zapisane zostały jako jeden z priorytetów Polityki Ekologicznej Państwa przyjętej przez Rząd we wrześniu 1991 roku, po uwzględnieniu Uchwały Sejmu RP z dnia 10 maja 1991 roku³⁹ Przyjęty wówczas dokument rządowy „Polityka Ekologiczna Polski” stwierdzał m.in. w paragrafie 18, że „Będą tworzone warunki dla wykorzystania niekonwencjonalnych źródeł energii (geotermia i elektrownie wodne oraz urządzenia wykorzystujące energię słońca, wiatru i biogaz)”.

Niestety, powyższy zapis w działaniach praktycznych Rządu nie był w pełni respektowany. Pozytywnym i konkretem był z pewnością fakt powołania na początku lat 90-tych dwu ważnych instytucji finansowych, EkoFunduszu i Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, które systematycznie zaczęły wspierać działania proekologiczne, w tym w rosnącym stopniu sektor energetyki odnawialnej. Jednakże w bieżącej działalności Rządu na czoło wysunęły się inne priorytety związane z proekologiczną zmianą struktury sektora energetycznego, w tym z szerszym wprowadzeniem gazu ziemnego i poszanowaniem energii. Energetyka odnawialna została zmarginalizowana i w konsekwencji traktowana była jako alternatywna opcja długookresowa. Nawet jednak w dłuższym okresie, praktyczne możliwości wykorzystania odnawialnych źródeł energii szacowano bardzo ostrożnie. Nie podjęto wysiłku wskazania, które ze źródeł energii odnawialnej mogą być atrakcyjne w krótkim, które w średnim, a które rzeczywiście tylko w dłuższej perspektywie czasowej. W krajowym studium w sprawie zmian klimatu, opracowanym w 1995 roku na zamówienie

³⁹ MP, Nr 18 z 1991 r., poz. 118.

Ministra Ochrony Środowiska, Zasobów Naturalnych i Leśnictwa⁴⁰, biorąc pod uwagę ówczesne uwarunkowania polityczne i ekonomiczne, przewidziano bardzo umiarkowany w stosunku do roku bazowego (1988) wzrost wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych do roku 2030, wynoszący 161 PJ (ogółem 183,5 PJ). Wykonane w studium analizy określały przepisywaną redukcję emisji gazów cieplarnianych do roku 2030 w efekcie wykorzystania OZE na 22,4 mln ton. Warto dodać, że w roku 1988 udział energii odnawialnej w bilansie paliwowo-energetycznym oceniany był, według oficjalnych statystyk na ok. 23 PJ (obecnie Agencja Rynku Energii ocenia ówczesny udział OZE na 41,7 PJ⁴¹). Według najnowszych danych Ministerstwa Gospodarki⁴², do roku 1997 udział energii odnawialnej wzrósł dziesięciokrotnie do 230 PJ i osiągnął 5,1% w bilansie energii pierwotnej w Polsce. Świadczyć to może pośrednio o jakości krajowej statystyki energetycznej, jeżeli chodzi o zbieranie informacji o wykorzystaniu energii odnawialnej, ale też o trudności w wiarygodnym prognozowaniu jej rozwoju.

W sensie politycznym, istotne zmiany w podejściu do polityki wykorzystania OZE związane są z ostatnimi działaniami Sejmu, a w szczególności inicjatywami Sejmowej Komisji Ochrony Środowiska, Zasobów Naturalnych i Leśnictwa. Na posiedzeniu Komisji w gronie zaproszonych ekspertów w dniu 15 maja 1998 roku poświęconym energetyce odnawialnej stwierdzono brak realnych działań Rządu w zakresie promowania wzrostu wykorzystania OZE oraz brak podstawowej wiedzy gospodarczej z tego zakresu, co potwierdził dezyderat wystosowany przez Marszałka Sejmu do Ministra Gospodarki. Ponownie na wniosek Komisji, w celu podniesienia ogólnego poziomu wiedzy w tej dziedzinie, na specjalnie zorganizowanym w Sejmie 17 listopada 1998 roku seminarium dla posłów i członków rządu, została podjęta problematyka rozwoju sektora energetyki odnawialnej w Polsce. Dyskusja ta kontynuowana była w 1999 r. podczas „debaty ekologicznej” w Sejmie w styczniu oraz na specjalnym posiedzeniu Komisji Ochrony Środowiska Senatu w dniu 12 maja. W konsekwencji, działalność Sejmu przyniosła nowe inicjatywy związane z rozpoczęciem prac nad przyjęciem specjalnej (omówionej bardziej szczegółowo w dalszej części pracy), rezolucji Sejmu w sprawie rozwoju energetyki odnawialnej. Rezolucja Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej, przyjęta ostatecznie w dniu 8 lipca 1999 r., wzywa Radę Ministrów m.in. do opracowania w terminie do końca 1999 r. strategii rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce.

W czasie debaty Sejmowej nad Rezolucją podkreślano konieczność harmonizacji polityki i strategii wykorzystania odnawialnych źródeł energii w Polsce z polityką Unii Europejskiej oraz z będącymi w trakcie opracowania kluczowymi w tym zakresie dokumentami państwowymi. W szczególności wskazywano na konieczne związki pomiędzy strategią rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce z przygotowywaną na wcześniejsze żądanie Sejmu wyrażone w Rezolucji z dnia 2 marca 1999 r.⁴³ nadrzędną „Strategią zrównoważonego rozwoju Polski do roku 2025”. Innym zagadnieniem zasadniczym dla strategii rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce jest jej spójność z opracowanymi właśnie nowymi politykami szczegółowymi: „Założeniami polityki energetycznej Polski do roku 2020” oraz „Polityką ekologiczną Polski u progu XXI wieku”, a także z polityką regionalną oraz z innymi opracowanymi wcześniej politykami szczególnymi, w tym polityką rolną sformułowaną w dokumencie rządowym z 13 lipca 1999 r.⁴⁴

⁴⁰ „Strategia redukcji emisji gazów cieplarnianych i adaptacji gospodarki do zmian klimatu”. MOSZNiL, Warszawa 1996.

⁴¹ ARE: „Bilans energii pierwotnej w latach 1988-1998”. Warszawa, 1999.

⁴² KERM: „Założenia polityki energetycznej Polski do roku 2020”. Warszawa, 2000.

⁴³ MP Nr 18 z 1999 r., poz. 96.

⁴⁴ „Spójna polityka strukturalna rozwoju obszarów wiejskich i rolnictwa”. MRiGŻ, Warszawa, lipiec 1999.

Projekt nowej polityki ekologicznej w swej ostatniej wersji z 17 grudnia 1999 r. (IV redakcja) zawiera zapisy otwierające możliwość racjonalnego tworzenia na jej podbudowie strategii wykorzystania odnawialnych źródeł energii. Są to między innymi następujące paragrafy:

Par. 48: (...) Rozwój energetyki odnawialnej w Polsce powinien następować w sposób zharmonizowany z polityką Unii Europejskiej, w której udział odnawialnych źródeł energii w bilansie paliwowo-energetycznym jest kilkakrotnie wyższy niż w naszym kraju, i która zakłada podwojenie wykorzystania odnawialnych źródeł energii do 2010 roku (tak, aby ich udział w bilansie paliwowo-energetycznym wzrósł do 12%),

Par. 50: W perspektywie 2025 r. prognozy Unii Europejskiej przewidują (program TERES II), że udział energii pozyskiwanej ze źródeł odnawialnych w bilansie energii pierwotnej w Polsce powinien wynosić 24%. Dążenie do osiągnięcia tak postawionego celu w Polsce będzie wymagać wprowadzenia mechanizmów i rozwiązań pozwalających zwiększyć zainteresowanie wykorzystaniem energii ze źródeł odnawialnych, poprzez działania organizacyjne, instytucjonalne, prawne i finansowe sprzyjające większemu niż dotychczas zaangażowaniu się instytucji publicznych, przedsiębiorstw i obywateli.

Par. 52: Działania organizacyjne, prawne i finansowe ukierunkowane na intensyfikację rozwoju energetyki odnawialnej będą służyć realizacji szeregu celów szczegółowych. Do celów tych należą:

(a) cele krótkookresowe (do 2002 r.), m.in.: utworzenie wyspecjalizowanej instytucji, do której zadań będzie należało opracowanie programów działań krótko-, średnio- i długoterminowych (...) zwiększenie zaangażowania i poprawa efektywności wykorzystania środków publicznych kierowanych na realizację programów wzrostu użytkowania OZE, wzmożenie wysiłków na rzecz uzyskania wsparcia finansowego Unii Europejskiej w realizacji wyżej wymienionych programów,

(b) cele średniookresowe (do 2010 r.): m.in. podwojenie wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych w stosunku do roku 2000, wprowadzenie wykorzystania odnawialnych źródeł energii do wojewódzkich i powiatowych programów rozwoju zrównoważonego oraz osiągnięcie dominującej roli odnawialnych źródeł energii w bilansach paliwowo-energetycznych niektórych powiatów i społeczności lokalnych,

(c) cele długookresowe (do 2025 r.) uzyskanie przez odnawialne źródła energii dominującej pozycji w bilansach zużycia energii pierwotnej niektórych regionów kraju, uzyskanie poziomu wykorzystania energii odnawialnej porównywalnego ze średnimi wskaźnikami w państwach Unii Europejskiej.

Szczegółowe uwagi zespołu autorskiego niniejszej ekspertyzy do „Polityki ekologicznej Polski u progu XXI wieku” podane są w Załączniku nr 5. Na obecnym etapie przygotowywania ostatecznej wersji Polityki, zostały one w znacznej części uwzględnione.

Powyższe zapisy, w przypadku ich utrzymania w ostatecznej wersji dokumentu rządowego, zawierają realistyczną ocenę możliwości sektora energetyki odnawialnej w Polsce, są spójne z polityką Unii Europejskiej w tym zakresie, a jednocześnie stanowią element mobilizujący Rząd do podjęcia konkretnych działań, w ramach których powinna powstać i być wdrażana sektorowa strategia rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce.

3.2.2. Polityka energetyczna

Rozwój energetyki odnawialnej w Polsce w latach 90-tych był w pewnym stopniu reakcją na procesy urynkwienia i liberalizacji sektora energetycznego, które zaowocowały proporcjonalnym pogorszeniem warunków ekonomicznych zaopatrzenia w energię u małych,

głównie małomiasteczkowych i wiejskich społeczności. Rozwojowi sprzyjały i sprzyjają też procesy decentralizacji zarządzania na szczeblu administracji regionalnej i lokalnej. Nastąpił wyraźny wzrost świadomości ekologicznej społeczeństwa. Ujawnił się też postęp w politycznym myśleniu o rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce, głównie w efekcie wyartykułowanych wyraźnie w Unii Europejskiej priorytetów dla tego sektora, oraz aktywność i pewna presja polityczna społeczeństwa.

Z punktu widzenia realizacji celów polityki energetycznej, OZE mają do spełnienia ważną rolę w aspekcie zwiększenia dywersyfikacji wytwarzania energii, a w średniej i dłuższej perspektywie wprowadzenia konkurencyjności i poprawy bezpieczeństwa energetycznego kraju. W warunkach Polski, idea bezpieczeństwa energetycznego realizować się powinna w oparciu o demonopolizację i dywersyfikację systemu zaopatrzenia w energię. W tym zakresie OZE mają do spełnienia niebagatelną rolę, w szczególności na szczeblu regionalnym i lokalnym. OZE są z definicji źródłami niewyczerpywalnymi, powszechnymi, dostępnymi bezpośrednio na miejscu przez grupy odbiorców (pewny i zdecentralizowany system dystrybucji energii) oraz ze swej natury nie dającymi się zmonopolizować przez producentów i dostawców energii.

Praktyczna realizacja zasady bezpieczeństwa energetycznego w Polsce, zarówno przed, jak i po 1990 r. miała i w dalszym ciągu ma wiele braków. Zasada bezpieczeństwa energetycznego kraju przed 1990 r. sprowadzała się do realizacji doktryny samowystarczalności energetycznej (95% energii zużywanej w kraju produkowane było w oparciu o własne zasoby paliw, przede wszystkim węgla). Ze względu na znikomą dywersyfikację źródeł zasilania, ich monopolizację i niedorozwój sektora paliw płynnych, rzeczywiste efekty polityki energetycznej były iluzoryczne. Przyjęta po roku 1990, skądinąd słuszna zasada zwiększania udziału płynnych paliw węglowodorowych w bilansie energetycznym Polski, ze względu na czynnik geopolityczny (jeden dominujący dostawca gazu z Rosji) sama w sobie nie zapewni osiągnięcia wymaganego poziomu bezpieczeństwa energetycznego. Pamiętać przy tym należy, że w perspektywie kilkudziesięciu lat zasoby paliw płynnych ulegną stopniowemu wyczerpaniu przy systematycznie wzrastających cenach. Wobec powyższych czynników i znaczącego potencjału OZE w Polsce, ich wykorzystanie staje się niezbędnym decentralizującym elementem polityki energetycznej, uzupełniającym krajowy bilans paliwowo-energetyczny w najbliższej przyszłości i mogącym stać się podstawą tego bilansu w dalszej perspektywie.

Choć powyższe tezy nie powinny budzić wątpliwości, to jednak problemy okresu transformacji gospodarczej w sektorze energetycznym w pierwszej połowie lat 90-tych wymusiły koncentrację na bieżących priorytetach oraz realizacji celów krótko- i średniookresowych związanych ze zwiększeniem udziału gazu ziemnego w bilansie energetycznym kraju oraz poszanowaniem energii. Praktycznej realizacji tych celów sprzyjało systematyczne odchodzenie od systemu dotacji w energetyce konwencjonalnej. W „Założeniach Polityki Energetycznej do roku 2010” przyjętych przez Rząd w roku 1995⁴⁵, odnawialne źródła energii, potraktowane zostały jako opcja mająca znaczenie jedynie w wymiarze długookresowym, sprzyjająca realizacji celów związanych z ochroną środowiska.

W cytowanym dokumencie pojawiło się szeroko krytykowane wśród zwolenników wykorzystania energii odnawialnej stwierdzenie mówiące, że „Zwiększenie dostaw energii

⁴⁵ „Założenia polityki energetycznej Polski do roku 2020”. Urząd Rady Ministrów, Warszawa, 1995.

pierwotnej poprzez rozwój źródeł energii odnawialnej w rozpatrywanym okresie (2010 *przyp. aut.*) nie ma większego znaczenia wobec niewielkiego ich potencjału po kosztach porównywalnych z innymi rodzajami energii (...)”. Minimalizacja potencjału wykorzystania energii odnawialnej określanego mianem „znikomy” oraz marginalne potraktowanie spraw ochrony środowiska w cytowanym dokumencie stały się głównymi punktami krytyki organizacji ekologicznych. Znalazło to między innymi swój wyraz w dokumentach Polskiego Klubu Ekologicznego (Memorandum i Opinii PKE w sprawie Polityki Energetycznej z czerwca 1996 r.) oraz w publikacji PKE „Wybrane zagadnienia polityki energetycznej Polski”⁴⁶. Autorzy tego opracowania ocenili krajowy potencjał techniczny OZE na 3860 PJ i wskazali warunki polityczne, ekonomiczne i finansowe niezbędne do praktycznego i szybkiego wykorzystania 15% z wyliczonego potencjału, jako odpowiednika bieżącego stopnia wykorzystania potencjału technicznego OZE w Unii Europejskiej.

Kwestie związane z bezpieczeństwem energetycznym, rozwojem konkurencji i ochroną środowiska zostały podjęte na nowo przy okazji prac nad ustawą Prawo Energetyczne w kwietniu 1997 roku⁴⁷. W preambule do ustawy (Art. 1, p. 2) stwierdzono „Celem ustawy jest tworzenie warunków do zrównoważonego rozwoju kraju, zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego (...) rozwoju konkurencji, uwzględnienia wymogów ochrony środowiska i zobowiązań wynikających z umów międzynarodowych”. Niestety, zawartość merytoryczna ustawy w odniesieniu do OZE nie w pełni odzwierciedliła cele zawarte w preambule. Jedyne, bezpośrednio odnoszące się do OZE zapisy zawarte w ustawie dotyczą zalecenia uwzględnienia lokalnych zasobów energetycznych przy tworzeniu planu zaopatrzenia w ciepło w gminie, ograniczenia koncesjonowania wytwarzania paliw i energii o mocy poniżej 1 MW, dostępu strony trzeciej do sieci oraz wprowadzenia pojęcia niezależnego producenta energii (którym może być dostawca energii ze źródeł odnawialnych – *przyp. aut.*) oraz otwarcia możliwości nałożenia na przedsiębiorstwa energetyczne w drodze rozporządzenia obowiązku zakupu energii ze źródeł odnawialnych. Po wydaniu przez Ministra Gospodarki stosownego rozporządzenia (omówione ono jest w dalszej części pracy), okazało się, że możliwości dalszego wsparcia energetyki odnawialnej w oparciu o zapisy Prawa Energetycznego zostały praktycznie wyczerpane.

Nowym dokumentem państwowym, mającym stanowić podstawę do kreowania i realizacji polityki energetycznej w najbliższych 20 latach, są przyjęte przez rząd w lutym 2000 r. i cytowane wcześniej „Założenia polityki energetycznej Polski do roku 2020”. W odniesieniu do OZE niniejszy dokument niestety niewiele odbiega od analogicznego dokumentu z 1995 r. Stwierdza ponownie, że „Polska nie posiada dużego potencjału energii odnawialnej (...). Z tego względu źródła energii odnawialnej mają niewielki, bezpośredni wpływ na bezpieczeństwo energetyczne państwa”. Dalej stwierdza „Mimo, że wykorzystanie energii ze źródeł odnawialnych stopniowo wzrasta, to jej udział w prognozowanym bilansie roku 2020 zmienia się niewiele i nie przekracza 6%”. Zapis taki powstał mimo zwrócenia uwagi na znaczącą rolę OZE w lokalnych bilansach paliw pierwotnych i uznania bardzo znaczącego wzrostu wykorzystania OZE w ostatnich 5 latach z 1,5 do 5,1% w bilansie energii pierwotnej kraju. Porównując przyjęty jako obecny 5,1% udział OZE w bilansie energii pierwotnej z przewidywanym 6% udziałem w odległym roku 2020⁴⁸, nasuwa się wniosek, że tak jak to

⁴⁶ Hille E., Karaczun Z., G. Wiśniewski: „Wybrane zagadnienia polityki energetycznej Polski”. PKE, Kraków, 1997.

⁴⁷ Dz.U. Nr 54 z 1997 r., poz. 348.

⁴⁸ W wartościach bezwzględnych, w cytowanym dokumencie przyrost wykorzystania OZE oceniono w rozpatrywanym okresie na 23%, jednak ze względu na ogólny przewidywany wzrost zapotrzebowania na

bywało w przeszłości, znaczenie energetyki odnawialnej zostało niedoszacowane i zignorowane zostały ostatnie osiągnięcia i priorytety (podwojenie udziału OZE w latach 1998-2010) Unii Europejskiej w tym zakresie. Cytowany dokument nie daje niestety wystarczających podstaw merytorycznych i podbudowy politycznej do tworzenia krajowej strategii wykorzystania OZE, w myśl postanowień Rezolucji Sejmu z lipca 1999 roku. Stosowne uwagi do *Założeń* zgłoszone na etapie ich konsultowania przez zespół autorski ekspertyzy są podane w Załączniku 4 do niniejszej pracy.

3.2.3. Polityka rolna

Poniżej omówiono szczegółowo zapisy na temat rozwoju wykorzystania odnawialnych źródeł energii na obszarach wiejskich, zawarte w dokumentach dotyczących polityki rolnej państwa. Opis tej polityki sektorowej jest pełniejszy niż analogiczne rozdziały omawiające politykę ekologiczną i energetyczną, odniesienia do tych ostatnich znajdują się także w rozdziałach 5 i 9 niniejszego opracowania.

Polityka rolna państwa w okresie transformacji gospodarczej, kreowana przez kolejne rządy, stanowiła niezwykle istotną część polityki gospodarczej, ukierunkowaną na wsparcie przemian i rozwoju rolnictwa (w pierwszym okresie transformacji), a ostatnio na rozwój obszarów wiejskich. Wynika to z ukierunkowania realizowanej polityki na zrównoważony rozwój tych obszarów, dążenia do zachowania zasobów, stworzenia warunków rozwoju cywilizacyjnego wsi i nowych nierolniczych miejsc pracy. Pod wpływem doświadczeń w realizacji Wspólnej Polityki Rolnej Unii Europejskiej zwrócono uwagę na podstawowe znaczenie rozwoju infrastruktury technicznej i społecznej wsi, w procesie wstępowania Polski w struktury Unii. Przyjęcie zasady realizacji spójnej polityki strukturalnej oraz zrównoważonego rozwoju obszarów wiejskich i rolnictwa daje zatem szansę wdrożenia rozwiązań sprzyjających szerszemu wykorzystaniu OZE.

O istotnym znaczeniu energetyki odnawialnej dla obszarów wiejskich decydują takie jej specyficzne właściwości, jak:

- parametry techniczne i ekonomiczne: dostępność, mała skala stosowanych technologii oraz możliwość lokalnej substytucji coraz droższych dla rozproszonych odbiorców wiejskich kopalnych nośników energii,
- pośrednie korzyści społeczne: nowe miejsca pracy na wsi i alternatywne źródła dochodów dla ludności wiejskiej,
- korzyści gospodarcze: zmniejszenie nadprodukcji żywności i stabilizacja rynku rolnego w wyniku upraw i przetwarzania biopaliw,
- korzyści ekologiczne: zmniejszenie szkodliwych emisji, w tym niskiej emisji, a tym samym poprawa atrakcyjności turystycznej (agro- i ekoturystyka).

Dotyczy to zwłaszcza krajowego rolnictwa, którego cechy określane tradycyjnie jako wady (rozproszona zabudowa i rozdrobniona struktura, przeludnienie, nadprodukcja żywności) szczególnie sprzyjają szerszemu wykorzystaniu OZE. Właściwości energetyki odnawialnej wykorzystane umiejętnie w warunkach krajowego rolnictwa mogłyby wydatnie przyczynić się do zmniejszenia luki cywilizacyjnej pomiędzy obszarami wiejskimi i regionami zurbanizowanymi.

energię pierwotną, udział procentowy OZE w bilansie paliwowo-energetycznym kraju wzrasta bardzo nieznacznie.

Rozwój obszarów wiejskich, rozumiany jako sprzężone procesy wielofunkcyjnego rozwoju wsi oraz modernizacji rolnictwa, stanowił jeden z dziesięciu problemów węzłowych rządowej „Strategii dla Polski” przyjętej w czerwcu 1994 roku i stał się podstawą polityki rolnej, realizowanej w latach 1994-1997⁴⁹. Dążąc do zmiany charakteru wsi i osiedli wiejskich i przejmowania przez nie nowych odmiennych funkcji, w programach szczegółowych wskazywano na konieczność poprawy infrastruktury technicznej wsi, tworzenia nowych miejsc pracy na obszarach wiejskich oraz zharmonizowany rozwój w oparciu o nową infrastrukturę.

Tak postawione cele uzasadniały wsparcie dla promowania rozwoju technologii wykorzystania OZE i minimalizowania wpływu infrastruktury energetycznej na środowisko⁵⁰, w praktycznych działaniach MRiGŻ i w finansowaniu przedsięwzięć inwestycyjnych z tego zakresu przez Agencję Restrukturyzacji i Modernizacji Rolnictwa (ARiMR). Szczególnie preferowane było wykorzystanie energii pochodzenia rolniczego (bioetanol, paliwo rzepakowe, słoma, drewno odpadowe, biogaz), co znalazło wyraz we wsparciu, we współpracy z KBN, prac badawczych i wdrożeniowych z tego zakresu. Promowany był także program „małej retencji wodnej” – wspólnie z MOŚZNiL i działania ograniczające negatywny wpływ na środowisko naturalne.

Zaistniała potrzeba wpisania i kompleksowego powiązania problematyki wykorzystania OZE z realizowanymi w resorcie rolnictwa programami rekonstrukcji i modernizacji rolnictwa, w tym z rozwojem infrastruktury technicznej wsi i koncepcją wielofunkcyjnego rozwoju obszarów wiejskich. Powyższe programy obudowane są odpowiednią infrastrukturą instytucjonalną (ARiMR, AWRSK, FAPA, resortowe instytuty naukowo-badawcze, ODR-y, Izby Rolnicze), która może być użyteczna przy opracowywaniu i wdrażaniu programu wykorzystania odnawialnych źródeł energii jako elementu infrastruktury technicznej na obszarach wiejskich. Niestety, jak dotychczas nie udało się w praktyce zagadnień energetyki odnawialnej wpisać do większych programów finansowego wsparcia obszarów wiejskich, w tym np. do projektów finansowanych przez Bank Światowy, dla którego zagadnienia te, razem z budową wodociągów, kanalizacji i dróg należą do priorytetowych.

Zadania poprawy stanu infrastruktury technicznej wsi (w tym energetycznej), niezbędnej dla działalności przedsiębiorstw oraz rozwijania takich form działalności gospodarczej, które są zgodne z ideą ochrony środowiska na terenach wiejskich, znalazły się także w późniejszych dokumentach i stanowią konsekwentnie element realizowanej polityki rolnej⁵¹. Wdrażanie rozwiązań z zakresu tzw. czystej energii uznano za ważny kierunek tak postawionych zadań i szansę na poprawę warunków życia i pracy mieszkańców wsi.

Przyjęta przez Sejm RP w dniu 21 kwietnia 1998 r. „Średniookresowa strategia rozwoju rolnictwa i obszarów wiejskich” rozdzielała wyraźnie instrumenty polityki organizacyjnej i ekonomicznej od socjalnej, wskazując też na potrzebę regionalnego zróżnicowania polityki rolnej względem obszarów wiejskich. W ramach instrumentów ekonomicznych zaproponowano system ulg podatkowych, w tym ulgę w podatku akcyzowym od benzyny z dodatkiem etanolu. Instrument ten (obniżenie stawki akcyzy o 91 zł/1000 l) wprowadzono w życie w porozumieniu w Ministerstwami Finansów i Gospodarki, co m.in. zaowocowało

⁴⁹ Duczkowska-Małysz K.: „Rozwój obszarów wiejskich”. MRiGŻ, Warszawa 1996.

⁵⁰ Żmuda K.: „Odnawialne źródła energii w polityce rolnej w Polsce” w: Materiały z międzynarodowego seminarium „Odnawialne źródła energii w strategii rozwoju zrównoważonego”. EC BREC/IBMER, Warszawa 1998.

⁵¹ „Przyszłość wsi i rolnictwa. Wyzwania i szanse”. MRiGŻ, Warszawa 1998 r.

wzrostem wykorzystania bioetanolu do 100 mln litrów rocznie oraz zagospodarowaniem nadwyżek w produkcji surowców pochodzenia rolniczego. Aktywne stosowanie narzędzi podatkowych do wsparcia rozwoju energetyki odnawialnej w rolnictwie stosowane było już od pierwszej połowy lat 90-tych, kiedy to obwieszczenie Ministra Finansów w sprawie jednolitego tekstu ustawy o podatku rolnym⁵² wprowadzono ulgi w podatku rolnym dla podmiotów gospodarczych inwestujących w technologie wykorzystujące OZE. Praktyczne znaczenie tego przepisu ograniczone jest jednak stosunkowo niewielkim wymiarem podatku.

Znaczenie wykorzystania energii odnawialnej w procesie zrównoważonego rozwoju obszarów wiejskich najpełniej zostało dostrzeżone w obecnie realizowanej rządowej „Spójnej polityce strukturalnej rozwoju obszarów wiejskich i rolnictwa”, dokumencie przyjętym przez Radę Ministrów w dniu 13 lipca 1999 roku⁵³. Zagadnienia wykorzystania OZE, jako elementu rozwoju infrastruktury technicznej wsi oraz kształtowania warunków zrównoważonego rozwoju rolnictwa, znalazły swoje miejsce zarówno w strategicznym celu *I. - Kształtowanie warunków pracy i życia ludności wiejskiej*, jak i w celu *III.- Kształtowanie warunków rozwoju zrównoważonego na obszarach wiejskich, ochrona zasobów środowiska naturalnego* tej polityki.

Poprawę stanu infrastruktury technicznej określono jako podstawowy warunek powodzenia programów rozwoju obszarów wiejskich, a uruchomienie odnawialnych źródeł energii (biogaz, energia wiatrowa itp.), zostało uznane za jeden z głównych celów programu z tego zakresu (pkt. 3.1.1.4. *Spójnej polityki...*). W szczególności wskazano, że ze środków publicznych może być wspierana budowa i modernizacja na obszarach wiejskich instalacji wykorzystujących OZE oraz, że pomoc ta może być udzielana mieszkańcom i podmiotom instalującym te obiekty (*Spójna polityka...*, s. 36). Tak jednoznaczne wsparcie dla wdrażania rozwiązań z obszaru wykorzystania odnawialnych źródeł energii na obszarach wiejskich, zostało po raz pierwszy udzielone w ramach realizowanej polityki rolnej. Dodatkowo, w ramach celu III realizowanej polityki, przewiduje się wsparcie w formie dotacji celowych dla rolników podejmujących działania wspomagające rozwój małej retencji wodnej (s. 56) i dokonujących inwestycji w energooszczędne technologie. Wskazuje się przy tym na ważną rolę, jaką odgrywają OZE w kreowaniu przyjaznych środowisku naturalnemu warunków produkcji i życia na obszarach wiejskich.

Sytuacja stworzona przez zapisy zawarte w aktualnej polityce rolnej państwa, dotyczące znaczenia i wykorzystania OZE, stwarza dobre warunki do promowania i wdrażania tych rozwiązań w polskim rolnictwie. Klimat wsparcia wynikający z treści programowych realizowanej polityki wyznacza potrzebę nasilenia działań promocyjnych i lobbingsowych z tego zakresu oraz jak najszybszego stworzenia ram instytucjonalnych wdrażania rozwiązań technologicznych, niezbędnych do zrównoważonego rozwoju obszarów wiejskich.

3.2.4. Spójność i koordynacja polityk sektorowych

Nawet pobieżna analiza polityk sektorowych, a także wynikających z nich zasadniczych regulacji prawnych wskazuje na pewną przypadkowość przyjmowanych rozwiązań, brak spójności i w konsekwencji jedynie bardzo umiarkowaną ich skuteczność i efektywność. Tylko w nieznacznym stopniu przyjęte wcześniej rozwiązania i zapisy wskazują cele, priorytetowe kierunki działań, narzędzia do ich realizacji i źródła finansowania. Dzieje się tak, ponieważ powyższe zapisy powstawały w oderwaniu od spójnej wizji rozwoju energetyki

⁵² Dz.U. z 1993 r. Nr 94, poz. 431.

⁵³ „Spójna polityka rozwoju rolnictwa i obszarów wiejskich”. MRiRW, Warszawa, lipiec 1999.

odnawialnej w Polsce i niestety przy ewidentnym braku całościowej wizji sektora energetycznego w realizacji innych polityk państwa. Brak spójności pomiędzy politykami sektorowymi wynika też z braku nadrzędnej wizji rozwoju kraju. Nadzieję na sformułowanie takiej wizji stwarza przygotowywana przez Rząd „Strategia zrównoważonego rozwoju Polski do roku 2025”.

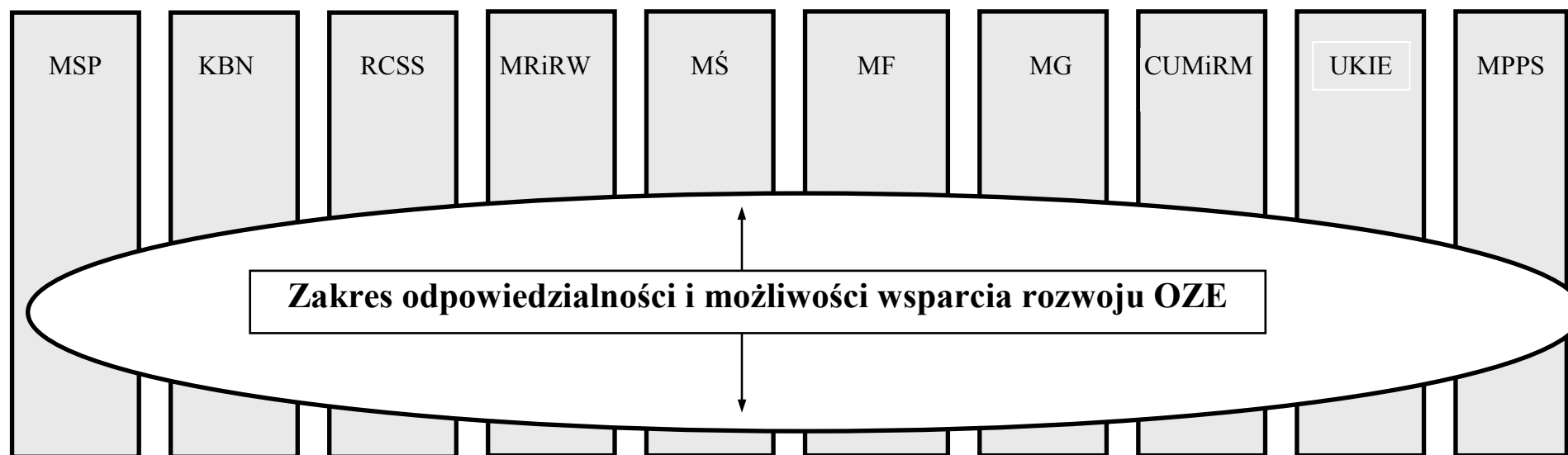
Do budzących nadzieję elementów w polityce państwa zaliczyć należy zapisy w projekcie nowej polityki ekologicznej przewidującej wzrost wykorzystania OZE do 24% w perspektywie do 2020 r. (co jest zgodne z tendencjami w UE) oraz fakt wpisania rozwoju wykorzystania OZE do polityki rolnej.

Proces dojrzewania instytucji państwowych i sektora społecznego do stanowiska, że w zakresie OZE tylko spójna strategia i stosowna ustawa mogą być niezbędnym składnikiem trwałego rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce, trwał od kilku lat i oparty był na konstatacji faktu nieskuteczności rozwiązań połowicznych i tymczasowych. Oprócz braku spójności pomiędzy politykami sektorowymi i strategiami branżowymi, istotną przyczyną hamującą rozwój energetyki odnawialnej są kwestie braku jasnego podziału kompetencji i odpowiedzialności za rozwój sektora na szczeblu administracji centralnej.

W celu przełamania tych barier konieczne jest stworzenie odpowiedniej struktury instytucjonalno-organizacyjnej, która sprzyjać będzie rozwojowi wykorzystania OZE. Działanie kluczowych w tym zakresie jednostek administracji na szczeblu centralnym, w tym Ministerstwa Gospodarki, Ministerstwa Środowiska, Ministerstwa Rolnictwa i Rozwoju Wsi, są zbyt szczątkowe i nieskoordynowane aby doprowadzić do sformułowania podstaw krajowego programu rozwoju, promocji i wdrażania OZE. Rozproszenie korzyści z wykorzystania odnawialnych źródeł energii w różnych resortach i rozproszenie odpowiedzialności za rozwój OZE (jak to pokazano na rys. 3.2) wskazują na konieczność integracji i koordynacji działań różnych podmiotów na szczeblu centralnym.

W sytuacji braku odpowiednich podstaw instytucjonalnych i braku realnego zainteresowania centrum administracyjnego, działalność szeregu organizacji pozarządowych, związków producentów i użytkowników OZE (np. stowarzyszeń branżowych) w energetyce jest bardzo ograniczona. Z wyżej wymienionych względów, w środowiskach związanych z energetyką odnawialną powszechnie formułowany jest pogląd o konieczności stworzenia państwowej wyspecjalizowanej Agencji Odnawialnych Źródeł Energii, która integrowałaby działania poszczególnych instytucji, wdrażała politykę wykorzystania OZE, ułatwiała osiągnięcie efektu skali i pozwoliła na bardziej efektywne kosztowo wspieranie dalszego rozwoju przypisanego jej sektora. Funkcja, zadania i umiejscowienie Agencji w strukturze administracji centralnej, jako instytucji ułatwiającej m.in. komunikację i współpracę odpowiednich ministerstw i harmonizację polityk sektorowych omówione są szczegółowo w rozdziale 9.

Rys. 3.2. *Możliwości skutecznego działania urzędów centralnych odpowiedzialnych za rozwój energetyki odnawialnej w Polsce*



- **MŚ**- Ministerstwo Środowiska: ograniczanie emisji , wsparcie finansowe rozwoju OZE poprzez NFOŚ
- **MRiRW** – Ministerstwo Rolnictwa i Rozwoju Wsi: rozwój obszarów wiejskich, modernizacja rolnictwa i wsi, parytet dochodów ludności wiejskiej, oświata rolna, ziemia po PGR-ach
- **MF** – Ministerstwo Finansów: podatki na nośniki energii - polityka cenowa, zwolnienia i ulgi podatkowe i inwestycyjne
- **MG** – Ministerstwo Gospodarki: polityka energetyczna i elektroenergetyczna, ustawodawstwo energetyczne, bezpieczeństwo energetyczne, certyfikaty energetyczne
- **RCSS** – Rządowe Centrum Studiów Strategicznych: strategia rozwoju gospodarczego, polityka regionalna, zagospodarowanie przestrzenne
- **CUMiRM** – Centralny Urząd Mieszkalnictwa i Rozwoju Miast: dostawy ciepła sieciowego, zagospodarowanie odpadów komunalnych
- **KBN** – Komitet Badań Naukowych: badania i rozwój technologii OZE
- **UKIE**- Urząd Komitetu Integracji Europejskiej: dostosowanie systemu prawnego do standardów UE i negocjowanie kierunków wykorzystania środków pomocowych i strukturalnych
- **MPPS**- Ministerstwo Pracy i Polityki Społecznej: bezrobocie i miejsca pracy w ujęciu lokalnym i regionalnym
- **MSP** – Ministerstwo Skarbu Państwa: przekształcenia własnościowe i strukturalne przedsiębiorstw

3.3. Przepisy prawne regulujące wykorzystanie energii ze źródeł odnawialnych, procedury administracyjne oraz mechanizmy wsparcia

3.3.1. Analiza przepisów prawnych regulujących wykorzystanie energii ze źródeł odnawialnych w Polsce

Najważniejsze regulacje prawne dotyczące energetyki zawarte zostały w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo Energetyczne.⁵⁴ Przepisy tej ustawy mają zastosowanie także do wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych, które zostały w ustawie zdefiniowane jako „źródła wykorzystujące w procesie przetwarzania nie zakumulowaną energię słoneczną w rozmaitych postaciach, w szczególności energię rzek, wiatru, biomasy oraz energię promieniowania słonecznego w bateriach słonecznych”.⁵⁵

Główne cele ustawy Prawo Energetyczne to m.in.:

- tworzenie warunków do zrównoważonego rozwoju kraju,
- zapewnienie oszczędnego i racjonalnego użytkowania paliw i energii,
- tworzenie warunków do rozwoju konkurencji oraz przeciwdziałanie negatywnym skutkom naturalnych monopolii,
- przestrzeganie wymogów ochrony środowiska,
- uwzględnienie zobowiązań wynikających dla Polski z umów międzynarodowych,
- ochrona interesów odbiorców i minimalizacja kosztów.⁵⁶

Tak sformułowane założenia ustawy stanowią ogólną podstawę do zwiększenia znaczenia źródeł odnawialnych, jako najbardziej przyjaznych dla środowiska i niewymagających zużycia paliw kopalnych. Wytwarzanie energii w tych źródłach pozwoliłoby na wypełnienie międzynarodowych zobowiązań Polski w dziedzinie ochrony powietrza i klimatu.

W prawie energetycznym są przewidziane mechanizmy korzystne dla producentów energii ze źródeł odnawialnych, zmierzające do uwzględniania w energetyce zasad gospodarki rynkowej.

Najważniejszy z tych mechanizmów to tzw. zasada dostępu stron trzecich do sieci (TPA - third party access) określona w art. 4 ust. 2 Prawa Energetycznego. Przepis ten stanowi, że przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw lub energii mają obowiązek zapewniać wszystkim podmiotom świadczenie usług polegających na przesyłaniu paliw lub energii wydobywanych lub wytwarzanych w kraju, z uwzględnieniem warunków technicznych i ekonomicznych, na warunkach uzgodnionych przez strony w drodze umowy. Zapis ten ma na celu przeciwdziałanie skutkom tzw. naturalnych monopolii, szczególnie praktykom monopolistycznym przedsiębiorców energetycznych zarządzających siecią (przesyłających paliwa bądź energię) oraz dystrybutorów.

Zasada TPA polega na nałożeniu na przedsiębiorstwa obowiązku przesyłania energii pomiędzy zainteresowanymi podmiotami.⁵⁷ Może ona występować w dwóch odmianach.

⁵⁴ Dz. U. Nr 54, z 1997 r., poz. 348 ze zmianami.

⁵⁵ Art. 3 pkt. 21 Prawa Energetycznego.

⁵⁶ Art. 1 ust. 2 Prawa Energetycznego.

⁵⁷ Wprowadzenie zasady TPA odpowiada (omówionym dalej) rozwiązaniom Dyrektywy Unii Europejskiej 96/92 z dnia 19 grudnia 1996 r. w sprawie wspólnego rynku energii elektrycznej.

W pierwszej z nich umowa sprzedaży energii zawierana jest bezpośrednio między dostawcą (producentem energii) a odbiorcą. Przedsiębiorstwa zarządzające siecią przesyłową nie pełnią tu roli pośrednika w obrocie, tj. nie nabywają energii w celu jej dalszej odsprzedaży, a tylko udostępniają odpłatnie urządzenia sieci, czyli świadczą usługi przesyłowe. Druga odmiana zasady TPA zakłada istnienie wyłącznego odbiorcy - wyznaczonego przez państwo podmiotu skupującego energię od producentów i odsprzedażającego ją odbiorcom. Wyłączny odbiorca ma obowiązek przyjmowania oferowanej przez producentów energii oraz zawarcia umowy o dostawę na żądanie odbiorcy. W tym systemie cena może być negocjowana bezpośrednio pomiędzy producentem a odbiorcą.⁵⁸ W obecnej sytuacji na rynku elektroenergetycznym w Polsce funkcję analogiczną jak „wyłączny odbiorca” spełniają Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A

Dzięki zasadzie TPA każdy podmiot (np. producent energii) może żądać zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłowych (przy pierwszej odmianie zasady TPA) bądź też umowy sprzedaży energii na rzecz wyłącznego odbiorcy (przy odmianie drugiej).

Umożliwiać to ma wchodzenie na rynek nowych niezależnych producentów - również wykorzystujących źródła odnawialne. Dostęp do sieci jest bowiem ograniczony jedynie warunkiem spełnienia odpowiednich wymogów technicznych. Swobodny dostęp do sieci nie oznacza jednak automatycznie, że przedsiębiorstwa przesyłające energię (w tym wypadku PSE SA) mają obowiązek kupić energię od konkretnego producenta (np. produkującego energię ze źródeł niekonwencjonalnych).⁵⁹ Z dosłownego brzmienia przepisu art. 4 ust. 2 wynika, że przedsiębiorstwa przesyłające energię mają jedynie obowiązek świadczenia usług przesyłowych, nie zaś zakupu energii od producentów. Sytuacja ta miałaby więc zastosowanie tylko do przypadków gdy producent zawiera umowę bezpośrednio z odbiorcą energii bez pośrednictwa zakładu zarządzającego siecią (Prawo Energetyczne umożliwia zawarcie takiej umowy)⁶⁰. W praktyce, właściwym partnerem niezależnego dostawcy energii staje się przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii. Przemawiają za tym także względy techniczne. Ponieważ technologie OZE dostarczają energię elektryczną na niskim i średnim napięciu (nie wysokim), to wynika z tego prosta konieczność współpracy dostawcy energii i lokalnego zakładu energetycznego. To na podstawie umów zawieranych pomiędzy nimi ustala się cenę zakupu energii i koszty przyłącza. Nietrudno spostrzec, że pozycja obydwu partnerów w negocjowaniu warunków umowy nie jest jednakowa.

Aktem prawnym wzmacniającym pozycję niezależnego dostawcy energii powinno być rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 2 lutego 1999 r. w sprawie obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych w tym odnawialnych oraz zakresu tego obowiązku (Dz. U. z roku 1999 Nr 13, poz. 119).

Paragraf 1 tego rozporządzenia ustala, że przedsiębiorstwa energetyczne prowadzące działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną lub ciepłem, są obowiązane do zakupu od krajowych wytwórców, oferowanej ilości energii elektrycznej lub ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych, w tym odnawialnych pochodzących z:

- elektrowni wodnych,
- elektrowni wiatrowych,

⁵⁸ A. Walaszek-Pyziół, W. Pyziół: „Prawo Energetyczne. Komentarz”. Wydawnictwo Prawnicze, Warszawa 1999, str. 27

⁵⁹ M. Sobolewski: „Odnawialne źródła energii w Polsce – stan i perspektywy”. Biuro Studiów i Ekspertyz Kancelarii Sejmu, Warszawa 1998.

⁶⁰ Art. 5 Prawa Energetycznego.

- biogazu pozyskanego w szczególności z: instalacji przeróbki odpadów zwierzęcych, oczyszczalni ścieków, ze składowisk odpadów komunalnych,
- biomasy,
- słonecznych ogniw fotowoltaicznych,
- słonecznych kolektorów do produkcji ciepła,
- ciepła geotermalnego.

Obowiązek ten nie dotyczy instalacji o mocy znamionowej powyżej 5 MW, zbudowanych w ramach inwestycji centralnych oraz sytuacji, gdy cena oferowanej jednostki energii elektrycznej jest wyższa od najwyższej obowiązującej w przedsiębiorstwie ceny ustalonej dla odbiorców przyłączonych na niskim napięciu lub gdy oferowana cena jest wyższa od najwyższej oferowanej ceny zakupu jednostki ciepła od innych dostawców ze źródeł konwencjonalnych.

Zapis o obowiązku zakupu od krajowych wytwórców oferowanej ilości energii elektrycznej albo ciepła ze źródeł odnawialnych, oznacza w praktyce, że każda ilość zaoferowanej przez niezależnego wytwórcę energii winna być przez przedsiębiorstwo zakupiona. Obowiązek ten został jednak wyłączony w przypadkach, gdy cena oferowanej jednostki energii elektrycznej jest wyższa od najwyższej obowiązującej w tym przedsiębiorstwie ceny ustalonej w obowiązującej taryfie dla jednostki energii elektrycznej pobieranej przez odbiorców przyłączonych na niskim napięciu albo gdy cena ciepła jest wyższa od najwyższej oferowanej ceny zakupu jednostki ciepła od innych dostawców ze źródeł konwencjonalnych (§ 3 Rozporządzenia). Może to stanowić i niekiedy stanowi istotny problem dla wytwórców energii ze źródeł odnawialnych, gdyż często koszt wytwarzania energii przez nich jest wyższy niż ze źródeł konwencjonalnych.⁶¹ Sprawy sporne dotyczące ustalania warunków świadczenia usług przesyłowych, odmowy przyłączenia do sieci rozstrzyga, na wniosek strony, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki.⁶² Rozstrzygnięcie to będzie polegało na ustaleniu, czy właściwy przedsiębiorca miał obowiązek zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłowych, czy też umowy sprzedaży energii i w razie stwierdzenia istnienia takiego obowiązku – na ustaleniu treści tej umowy.⁶³

Dostarczanie energii odbywa się na podstawie umowy⁶⁴, którą producent energii może zawrzeć albo bezpośrednio z odbiorcą, albo z przedsiębiorstwem zarządzającym siecią przesyłową. Umowa ta powinna uwzględniać zasady określone w ustawie i w koncesjach, oraz zawierać co najmniej postanowienia dotyczące ilości, jakości, niezawodności i ciągłości dostarczania i odbioru, ceny, sposobu rozliczeń, odpowiedzialności stron za niedotrzymanie warunków umowy, okresu jej obowiązywania i warunków rozwiązania.

Rozwiązanie przyjęte w Polsce ma kilka mankamentów w porównaniu do innych, znanych i stosowanych rozwiązań. W pracach nad kształtem stosownych przepisów w Polsce rozważać można było dwie podstawowe koncepcje stosowane w Europie: koncepcję zbliżoną do rozwiązania, zawartego w Prawie o Zasilaniu w Energię Elektryczną (EFL), które istnieje w Niemczech lub do rozwiązania zbliżonego do Aktu o Paliwach Niekopalnych (NFFO) w Wielkiej Brytanii. EFL obliguje przedsiębiorstwa obrotu do zakupu energii ze źródeł

⁶¹ J. Bukowska, J. Ejdyś, B. Poskrobko: „Prawno-ekonomiczne aspekty wykorzystania odnawialnych źródeł energii w Polsce”. Biuro Studiów i Ekspertyz Kancelarii Sejmu, Warszawa 1998.

⁶² Art. 8 Prawa Energetycznego.

⁶³ A. Walaszek-Pyziół, W. Pyziół: „Prawo Energetyczne. Komentarz”. Wydawnictwo Prawnicze, Warszawa 1999, str. 46.

⁶⁴ Art. 5 Prawa Energetycznego.

odnawialnych po cenie wynoszącej do 90% ceny energii dla odbiorców końcowych, przy czym określony jest limit udziału energii odnawialnej na poziomie 5%, dla którego ten obowiązek bezwzględnie działa. W przypadku NFFO, rząd organizuje przetarg na dostawę określonej ilości energii ze źródeł odnawialnych poniżej wstępnie ustalonej ceny. Przypadek niemiecki jest bardziej zbliżony do przyjętego w Polsce, ale jest bardziej korzystny dla dostawcy energii ze źródeł odnawialnych (zagwarantowana cena), a jednocześnie w pewnym sensie chroni przedsiębiorstwo obrotu przed zbyt dużym obciążeniem jego taryfy wyższymi kosztami zakupu energii poprzez wprowadzanie 5% limitu. Przykład brytyjski, z oddzielnymi przetargami na dostawę energii ze źródeł odnawialnych, w ramach których różne technologie OZE konkurują ze sobą cenowo, a po rozstrzygnięciu przetargu, przedsiębiorstwa obrotu dostają z wydzielonego budżetu rekompensatę za zakup energii po wyższej, ustalonej w ramach przetargu cenie, odbiega mocno od rozwiązania przyjętego w Polsce. Rozwiązanie brytyjskie zapewnia jednocześnie rozsądną cenę i obowiązek dostawy energii oraz mechanizm kompensacji dla przedsiębiorstwa energetycznego.

W lutym 2000 r minął rok od wejścia w życie Rozporządzenia o obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych. Doświadczenie wskazuje, że przyjęte w rozporządzeniu zapisy w niewielkim stopniu poprawiły sytuację dostawców energii ze źródeł odnawialnych w Polsce. Wynegocjowane obecnie ceny, jakie otrzymują dostawcy energii od przedsiębiorstw obrotu, wbrew wcześniejszym obawom, nie są zbyt niskie i utrzymują się zazwyczaj powyżej 80% ceny energii dla odbiorców końcowych na niskim napięciu. Problemem jest jednak brak pewności i stabilności wynegocjowanych przez dostawców energii umów, brak narzędzi motywowania przedsiębiorstw energetycznych do zakupu energii i stosownych sankcji oraz brak sprawiedliwego mechanizmu kompensowania przez przedsiębiorstwa obrotu zakupu droższej dla nich (w porównaniu np. z ofertą PSE) energii ze źródeł odnawialnych. Przyjęcie w tym ostatnim przypadku zasady „przerzucania” przez przedsiębiorstwa energetyczne dodatkowych kosztów na odbiorców energii, przy liberalizacji rynku energii oraz zbyt powolnym spadkiem kosztów energii produkowanej przez technologie OZE, grozić może narastającą ilością konfliktów pomiędzy wytwórcami i przedsiębiorstwami obrotu.

Omawiane rozporządzenie nie różnicuje technologii OZE ze względu na ich stopień dojrzałości rynkowej i koszty produkowanej energii. Dlatego wspiera tylko te, które osiągnęły już pewien zaawansowany stopień rozwoju, a dla innych pozostaje jedynie martwym zapisem. Umożliwia jednym z dostawców czerpanie pewnych korzyści, a innym (przynoszącym ten sam efekt ekologiczny) nie zapewnia nawet warunków do przetrwania. Dopóki w polskim prawie nie ma innych mechanizmów wspierających dostawców energii ze źródeł odnawialnych, niezbędna wydaje się albo taka nowelizacja Rozporządzenia, która w sposób jednoznaczny zachęci do inwestowania w wykorzystanie OZE i zapewni sprawiedliwy sposób kompensacji wyższych kosztów, albo przygotowanie oddzielnej ustawy, która rozwiąże problem w sposób bardziej kompleksowy oraz zapewni stabilność warunków inwestowania i użytkowania technologii OZE.

Wśród różnych innych instrumentów regulacji bezpośredniej obejmujących wykorzystanie energii ze źródeł odnawialnych wyróżnić należy koncesje i pozwolenia administracyjne. Z punktu widzenia Prawa energetycznego istotną rolę pełni koncesjonowanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii.⁶⁵ Ustawowy obowiązek uzyskania koncesji dotyczy wszystkich podmiotów produkujących energię w źródłach o mocy powyżej 1 MW,

⁶⁵ Art. 32 Prawa Energetycznego.

w tym również ze źródeł odnawialnych. Minister Gospodarki na mocy delegacji ustawowej wyłączył spod obowiązku uzyskania koncesji wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 50 MW, a także wytwarzanie ciepła w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 5,8 MW⁶⁶. Próg koncesjonowania dla źródeł energii odnawialnej pozostał na niezmiennym poziomie 1 MW, co nie tylko nie stwarza żadnych preferencji dla przedsiębiorców wykorzystujących źródła odnawialne, ale wręcz stawia ich w gorszej sytuacji. Mimo niewielkiej mocy wykorzystywanych instalacji, muszą oni wypełnić wymogi formalne ponosząc dodatkowe koszty transakcyjne. Obowiązek koncesyjny dotyczy tylko działalności gospodarczej, a więc mającej charakter zarobkowy, co oznacza, że nie obejmuje sytuacji, gdy energia wytwarzana jest jedynie na własne potrzeby. Działalność gospodarcza nie podlegająca obowiązkowi koncesjonowania (np. produkcja energii w źródłach o mocy poniżej 1 MW) wymaga zgłoszenia do ewidencji działalności gospodarczej,⁶⁷ jeżeli ma być prowadzona przez podmiot nie mający osobowości prawnej.

Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję ustalają dla energii elektrycznej i ciepła taryfy podlegające zatwierdzeniu przez Prezesa URE.⁶⁸ Taryfa - zgodnie z definicją ustawową – to zbiór cen i opłat oraz warunków ich stosowania, opracowany przez przedsiębiorstwo energetyczne i wprowadzany jako obowiązujący dla określonych w nim odbiorców.⁶⁹ Przy obecnej konstrukcji rozporządzenia o obowiązku zakupu energii ze źródeł odnawialnych, URE ma pewne (choć nie do końca sprecyzowane) możliwości oddziaływania na wysokość ceny energii w umowie pomiędzy dostawcą energii ze źródeł odnawialnych a przedsiębiorstwem obrotu. Z punktu widzenia wykorzystania źródeł odnawialnych istotny jest też przepis, że taryfy te powinny zapewniać pokrycie uzasadnionych kosztów działalności przedsiębiorstw energetycznych w zakresie m.in. kosztów modernizacji, rozwoju i ochrony środowiska. Ponadto mogą one uwzględniać koszty współfinansowania przez przedsiębiorstwa energetyczne przedsięwzięć związanych z rozwojem energetyki niekonwencjonalnej.⁷⁰ Ceny energii stosowane przez przedsiębiorców zwolnionych z uzyskania koncesji są cenami umownymi i mają do nich zastosowanie przepisy z ustawy o cenach.⁷¹

Podsumowując, można stwierdzić, że do najważniejszych regulacji bezpośrednich wynikających z Prawa Energetycznego i Aktów Wykonawczych, które w pewnym zakresie mogą stymulować rozwój energetyki odnawialnej, należą przepisy, które:

- nakładają na przedsiębiorstwa zajmujące się obrotem energią obowiązek jej zakupu ze źródeł niekonwencjonalnych, w tym odnawialnych,
- prowadzą do urealnienia cen energii, co w rezultacie może doprowadzić do włączania w cenę energii kosztów zewnętrznych (m.in. kosztów zanieczyszczenia środowiska). Koszty te nie są obecnie w pełni odzwierciedlone w cenach energii co daje energetyce tradycyjnej nieuzasadnioną przewagę konkurencyjną,
- zobowiązują Radę Ministrów do uwzględnienia problematyki rozwoju odnawialnych źródeł energii w opracowywaniu założeń polityki energetycznej państwa (choć w obecnie przyjętych „Założeniach polityki energetycznej Polski do roku 2020” zagadnienia te nie zostały należycie docenione),

⁶⁶ Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 17 lipca 1998 r. w sprawie określenia szczególnych rodzajów działalności gospodarczej nie wymagającej koncesjonowania. (Dz.U. nr 98, poz. 621).

⁶⁷ Na podstawie art. 8 ustawy z dnia 23 grudnia 1988 r. o działalności gospodarczej (Dz. U. Nr 41, poz. 324).

⁶⁸ Art. 47 Prawa Energetycznego.

⁶⁹ Art. 3 pkt. 17 Prawa Energetycznego.

⁷⁰ Art. 45 Prawa Energetycznego.

⁷¹ A. Walaszek-Pyziół, W. Pyziół: „Prawo Energetyczne. Komentarz”. Wydawnictwo Prawnicze, Warszawa 1999, str. 120.

- dopuszczają uwzględnienie wydatków ponoszonych na rozwój energetyki odnawialnej w taryfach cen energii.

Niestety, Prawo Energetyczne w obecnej wersji i przy obecnej kondycji sektora energetyki odnawialnej Polsce nie zapewnia dostatecznych warunków do trwałego rozwoju sektora w krótkim okresie. Przykładem jest tu niejasność i niepewność Rozporządzenia o obowiązku zakupu energii, które dodatkowo może być zmienione w każdej chwili bez żadnej dyskusji w Parlamencie. Negatywnym przykładem jest też fakt, że już po uchwaleniu Prawa Energetycznego pewne jego zapisy w kolejnych nowelizacjach były zmieniane na niekorzyść energetyki odnawialnej (np. zniesiony obowiązek szczególnego uwzględniania OZE w planach energetycznych gmin). Przykładem obecnych utrudnień dla niewielkich dostawców energii wykorzystujących OZE jest też konieczność uzyskiwania koncesji, co często jest przyczyną ponoszenia przez nich nieuzasadnionych, dodatkowych kosztów.

Ale także w średnim okresie, po osiągnięciu większej dojrzałości technicznej i ekonomicznej technologii OZE, Prawo Energetyczne w obecnym brzmieniu może okazać się barierą dla energetyki odnawialnej. Zapisy ograniczające moc źródeł oddających na zasadach preferencyjnych energię do sieci do wielkości 5 MW zaczynają blokować rozwój większych parków wiatrowych w Polsce i zaczynają blokować rozwój systemów ciepłowniczych na biomasę, a jeszcze bardziej ograniczą rozwój systemów wytwarzających energię elektryczną i ciepłą w skojarzeniu. **Wszystko wskazuje na to, że Prawo Energetyczne w obecnym jego brzmieniu nie daje narzędzi do aktywnego wspierania energetyki odnawialnej Polsce i w tym zakresie należy szukać innych rozwiązań.**

Inne, nie związane z Prawem Energetycznym instrumenty regulacji bezpośredniej mające wpływ na pozycję energetyki odnawianej w Polsce to przepisy regulujące problematykę emisji substancji zanieczyszczających powietrze.

Do tej ostatniej grupy należą przede wszystkim:

- Ustawa z dnia 31 stycznia 1980 r. o ochronie i kształtowaniu środowiska w części dotyczącej ochrony powietrza;
- Rozporządzenie Ministra Ochrony Środowiska, Zasobów Naturalnych i Leśnictwa z dnia 28 kwietnia 1998 r. w sprawie dopuszczalnych wartości stężeń substancji zanieczyszczających w powietrzu (Dz. U. Nr 55, poz. 355);
- Rozporządzenie Ministra Ochrony Środowiska, Zasobów Naturalnych i Leśnictwa z dnia 8 września 1998 r. w sprawie wprowadzania do powietrza substancji zanieczyszczających z procesów technologicznych i operacji technicznych (Dz. U. Nr 121, poz. 793);
- Rozporządzenie Ministra Ochrony Środowiska, Zasobów Naturalnych i Leśnictwa z dnia 18 września 1998 r. w sprawie szczegółowych zasad ustalania dopuszczalnych do wprowadzania do powietrza rodzajów i ilości substancji zanieczyszczających oraz wymagań, jakim powinna odpowiadać dokumentacja niezbędna do wydania decyzji ustalającej rodzaje i ilości substancji zanieczyszczających dopuszczonych do wprowadzania do powietrza (Dz. U. Nr 124, poz. 819).

Przepisy te dotyczą wszystkich technologii energetycznych opartych na spalaniu paliw, w tym technologii energetycznego wykorzystania biomasy. Instalacje produkujące energię elektryczną i/lub ciepłą w procesie spalania drewna wymagają zastosowania procedur wynikających z Rozporządzenia Ministra Ochrony Środowiska, Zasobów Naturalnych i Leśnictwa z dnia 18 września 1998 r. w sprawie szczegółowych zasad ustalania dopuszczalnych do wprowadzenia do powietrza rodzajów i ilości substancji

zanieczyszczających oraz wymagań, jakim powinna odpowiadać dokumentacja niezbędna do wydania decyzji ustalającej rodzaje i ilości substancji zanieczyszczających dopuszczonych do wprowadzenia do powietrza.⁷² Ilości tych substancji określa Rozporządzenie Ministra Ochrony Środowiska, Zasobów Naturalnych i Leśnictwa z dnia 8 września 1998 r. w sprawie wprowadzania do powietrza substancji zanieczyszczających z procesów technologicznych i operacji technicznych,⁷³ określające poziom dopuszczalnych ilości dwutlenku siarki, tlenków azotu i pyłów. Wartości dopuszczalnych emisji pozostałych substancji zanieczyszczających ustala się na poziomie nie powodującym przekroczenia stężeń w powietrzu, określonych w Rozporządzeniu Ministra Ochrony Środowiska, Zasobów Naturalnych i Leśnictwa z dnia 28 kwietnia 1998 r. w sprawie dopuszczalnych wartości stężeń substancji zanieczyszczających w powietrzu.⁷⁴ Dopuszczalne ilości substancji zanieczyszczających wprowadzanych do powietrza są identyczne dla stałych paliw kopalnych i drewna, jedyną różnicę stanowią obniżone – w stosunku do węgla kamiennego - normy emisji tlenków azotu ze spalania węgla brunatnego, koksu i drewna w instalacjach o mocy $\geq 50 \text{ MW}_t$ (odpowiednio: węgiel kamienny – 460 mg a pozostałe – 400 mg/m³ suchych gazów odlotowych). Powyższe wysokości limitów emisji, nie stwarzają niestety preferencji dla energetycznego wykorzystania drewna.

Powyższe przepisy nie mają na celu bezpośredniego wsparcia energetyki odnawianej. Wręcz przeciwnie, szereg technologii OZE podlega ww. regulacjom z racji swego oddziaływania na środowisko w podobny sposób jak konwencjonalne technologie energetyczne. W niektórych przypadkach, przepisy dotyczące technologii OZE (np. Rozporządzenie w sprawie wprowadzania do powietrza substancji zanieczyszczających) są nawet bardziej restrykcyjne niż dla konwencjonalnych technologii energetycznych. W szczególny sposób prawo regulujące problematykę emisji zanieczyszczeń dotyczy technologii energetycznego wykorzystania biomasy. Inne technologie OZE z racji swego oddziaływania na środowisko podlegają pod Prawo Wodne (małe elektrownie wodne), Prawo Geologiczne i Górnicze (ciepłownie geotermalne) lub w sposób szczególny obejmuje je Ustawa o Ochronie i Kształtowaniu Środowiska (elektrownie wiatrowe, biogazownie). Inwestor napotyka na te przepisy na początku procesu przygotowywania inwestycji, zaraz po wyborze lokalizacji. W podrozdziale 3.3.2 przedstawiono ogólne i szczegółowe ramy prawne przy lokalizacji i budowie instalacji wykorzystujących OZE.

Zupełnie odmienne, polityczne znaczenie ma najświeższy dokument Sejmowy w sprawie energetyki odnawialnej. Dnia 8 lipca 1999 r. Sejm RP przyjął rezolucję w sprawie wzrostu wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych (M.P. Nr 25, poz. 365). Sejm uznaje w niej, że odnawialne źródła energii umożliwiają osiągnięcie korzyści ekologicznych, gospodarczych i społecznych oraz wzywa Radę Ministrów do:

- przyjęcia zobowiązania do osiągnięcia, w perspektywie średnioterminowej i długoterminowej, określonego udziału energii ze źródeł odnawialnych w bilansie energetycznym państwa,
- opracowania, strategii rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce wraz z programem działań krótko-, średnio- i długoterminowych, zapewniających odpowiedni wzrost wykorzystania odnawialnych źródeł energii,
- zharmonizowania strategii rozwoju energetyki odnawialnej z polityką energetyczną i polityką ekologiczną państwa,

⁷² Dz.U. Nr 124, poz.819.

⁷³ Dz.U. Nr 121, poz. 793.

⁷⁴ Dz.U. Nr 55, poz. 355.

- stworzenia warunków prawnych i finansowych do aktywnego uczestnictwa podmiotów gospodarczych, samorządów, organizacji pozarządowych oraz osób fizycznych w rozwoju energetyki odnawialnej, z uwzględnieniem specyfiki tego sektora, opierającego się głównie na instalacjach małych i rozproszonych.

Sejm deklaruje jednocześnie udział w pracach nad stworzeniem warunków prawnych, sprzyjających rozwojowi energetyki odnawialnej, a także w pracach nad opracowaniem ustawy o wykorzystaniu odnawialnych źródeł energii.

Rezolucja jest uchwałą zawierającą wezwanie określonych organów państwowych do podjęcia wskazanych w rezolucji jednorazowych działań. Nie jest prawnie wiążąca dla tych organów i ma czysto polityczne znaczenie. Stanowi to jednak wyraz zainteresowań polityków rozwojem OZE i tworzy sprzyjający klimat aby werbalne deklaracje zmienić w działanie.

3.3.2. Wymogi prawne i procedura przy lokalizacji i budowie instalacji wykorzystujących odnawialne źródła energii

Istotnym zagadnieniem, z punktu widzenia praktycznego wprowadzania energetyki odnawialnej i wdrażania technologii OZE, są kwestie związane z lokalizacją instalacji i procedury prawne towarzyszące ich budowy. Poniżej kwestie te zostały omówione z punktu widzenia inwestora.

Przepisy ogólne

Większość urządzeń do wykorzystania energii odnawialnej zaliczana jest do inwestycji w rozumieniu Ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. o zagospodarowaniu przestrzennym⁷⁵ oraz do obiektów budowlanych w rozumieniu Ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo Budowlane⁷⁶, co oznacza, że muszą one spełniać wymogi ww. ustaw. Przy lokalizacji i budowie tych urządzeń obowiązuje ta sama procedura jak przy pozostałych inwestycjach. W niektórych przypadkach – ze względu na specyfikę tych obiektów - wymagane są jeszcze dodatkowe (dokładnie omówione niżej) uzgodnienia i pozwolenia.

Pierwszą decyzją, jaką musi uzyskać inwestor jest **decyzja o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu** wydawana przez wójta (burmistrza, prezydenta miasta) na podstawie ustawy o zagospodarowaniu przestrzennym. Treść tej decyzji musi być zgodna z miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego (o ile jest on dla danego obszaru sporządzony), to znaczy, że plan ten musi zezwalać na lokalizację określonego rodzaju inwestycji na danym terenie. Decyzja o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu może być wydana po uzgodnieniu z innymi organami administracji (uzgodnień tych dokonuje wójt, burmistrz czy prezydent miasta – obowiązek ten nie obciąża zatem inwestora). Zgodnie z art. 40 ust. 4 Ustawy o zagospodarowaniu przestrzennym lokalizacja inwestycji musi być uzgodniona z:

- działającymi w imieniu wojewody wojewódzkimi inspektorami: ochrony środowiska oraz sanitarnym - w odniesieniu do inwestycji szczególnie szkodliwych dla środowiska i zdrowia ludzi,
- powiatowym inspektorem sanitarnym, w odniesieniu do inwestycji mogących pogorszyć stan środowiska,

⁷⁵ Dz. U. Nr 15 z 1999 r., poz. 139 z późn. zmianami.

⁷⁶ Dz. U. Nr 89 z 1994 r., poz. 414.

- Ministrem Zdrowia i Opieki Społecznej, w odniesieniu do inwestycji lokalizowanych w miejscowościach uzdrowiskowych,
- działającym w imieniu wojewody wojewódzkim konserwatorem zabytków, w odniesieniu do obszarów i obiektów objętych ochroną konserwatorską,
- dyrektorem właściwego urzędu morskiego, w odniesieniu do obszarów pasa technicznego, ochronnego, morskich portów i przystani,
- właściwym organem państwowego nadzoru górniczego, w odniesieniu do terenów górniczych.

W przypadku, gdy dana inwestycja zaliczana jest do szczególnie szkodliwych dla środowiska i zdrowia ludzi albo do mogących pogorszyć stan środowiska do wniosku o wydanie decyzji lokalizacyjnej należy dołączyć ocenę oddziaływania na środowisko wykonaną na koszt inwestora przez biegłego z listy wojewody. Wykaz inwestycji szczególnie szkodliwych oraz mogących pogorszyć stan środowiska zawarty jest w Rozporządzeniu Ministra Ochrony Środowiska, Zasobów Naturalnych i Leśnictwa z dnia 14 lipca 1998 r. w sprawie określenia rodzajów inwestycji szczególnie szkodliwych dla środowiska i zdrowia ludzi albo mogących pogorszyć stan środowiska oraz wymagań, jakim powinny odpowiadać oceny oddziaływania na środowisko tych inwestycji⁷⁷. Do inwestycji szczególnie szkodliwych rozporządzenie uznaje m.in.:

- instalacje do spalania, w których ilość energii cieplnej wprowadzanej w paliwie w jednostce czasu przy nominalnym obciążeniu obiektu wynosi co najmniej 300 MW (§ 1, pkt. 2 rozporządzenia),
- inwestycje związane z wykorzystaniem lub unieszkodliwianiem odpadów niebezpiecznych oraz związane z termicznym przekształcaniem wszystkich odpadów (§ 1, pkt. 13),

Inwestycje mogące pogorszyć stan środowiska to m.in.:

- instalacje do spalania nie wymienione w § 1 pkt. 2, w których ilość energii cieplnej wprowadzonej w paliwie w jednostce czasu przy nominalnym obciążeniu obiektu wynosi co najmniej 25 MW, a przy stosowaniu paliwa stałego - co najmniej 10 MW (§ 2 pkt. 3 lit. „a”),
- elektrownie wodne o wysokości spadu co najmniej 3,0 m, a na obszarach chronionych wszystkie elektrownie wodne (§ 2 pkt. 3 lit. „e” rozporządzenia).

Wniosek inwestora o wydanie decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu powinien zawierać określenie:

- granic terenu objętego wnioskiem, przedstawionych na kopii mapy zasadniczej lub w przypadku jej braku na kopii mapy ewidencyjnej, obejmującej teren, którego wniosek dotyczy i najbliższe otoczenie tego terenu,
- funkcji i sposobu zagospodarowania terenu oraz charakterystyki zabudowy i zagospodarowania terenu,
- zapotrzebowania na wodę, energię i sposób odprowadzania lub oczyszczania ścieków oraz innych potrzeb w zakresie infrastruktury technicznej, a w szczególnych przypadkach sposób unieszkodliwiania odpadów,
- charakterystycznych parametrów technicznych inwestycji oraz w przypadku braku obowiązku wykonania oceny oddziaływania na środowisko, dane charakteryzujące jej wpływ na środowisko lub jego wykorzystanie (art. 41 ustawy o zagospodarowaniu przestrzennym).

⁷⁷ Dz. U. Nr 93, poz. 589.

Kolejną decyzją, jaką musi uzyskać inwestor jest decyzja o **pozwoleniu na budowę** wydawana na podstawie Ustawy z 1994 r. Prawo Budowlane. Przypadki, gdy pozwolenie to nie jest wymagane określone są w art. 29 Prawa Budowlanego (wymienia się tu: m.in. modernizację i remont budynku oraz budowę budynków gospodarczych o powierzchni do 35 m² i rozpiętości konstrukcji nie większej niż 4,80 m, związanych z produkcją rolną i uzupełniających zabudowę zagrodową). W tych wypadkach **nie jest również wymagana omówiona wyżej decyzja o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu**. Tylko niewielka grupa instalacji do wykorzystywania energii odnawialnej nie podlega bezpośrednio pod przepisy Prawa Budowlanego – np. wykonane na potrzeby własne użytkownika i stanowiące wyposażenie budynków mieszkalnych (zintegrowane z budynkami) kolektory słoneczne, indywidualne kotły na biomasę albo wolnostojące ale o niewielkich rozmiarach (nie wymagające fundamentowania), takie jak niewielkie instalacje fotowoltaiczne czy przenośne elektrownie wiatrowe do zasilania akumulatorów. Pozwolenie na budowę wydawane jest na wniosek inwestora przez starostę (z wyjątkiem przypadków wymienionych w art. 82 ust. 3 Prawa Budowlanego, kiedy pozwolenie to wydaje wojewoda).

Do wniosku o pozwolenie na budowę należy dołączyć:

- projekt budowlany (wymagania, jakie winien on spełniać określone są w art. 34 Prawa Budowlanego oraz w Rozporządzeniu Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji z dnia 3 listopada 1998 r. w sprawie szczegółowego zakresu i formy projektu budowlanego – Dz. U. Nr 140, poz. 906) wraz z opiniami, uzgodnieniami i pozwoleniami, wymaganymi przepisami szczególnymi (przy ubieganiu się o pozwolenie na budowę – inaczej niż przy decyzji lokalizacyjnej - obowiązek ich uzyskania obciąża inwestora; wymagane tu pozwolenia to m.in. pozwolenie wodnoprawne przewidziane w Prawie Wodnym oraz – w przypadku inwestycji szczególnie szkodliwych dla środowiska i zdrowia ludzi oraz inwestycji mogących pogorszyć stan środowiska - uzgodnienie projektu budowlanego z wojewodą i właściwym państwowym terenowym inspektorem sanitarnym dokonywane na podstawie odpowiedniej dla tego etapu oceny oddziaływania na środowisko - art. 68 ust. 5 Ustawy z 1980 r. o ochronie i kształtowaniu środowiska,⁷⁸
- dowód stwierdzający Prawo dysponowania nieruchomością na cele budowlane,
- decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu (art. 33 Prawa Budowlanego).

Zgodnie z art. 36 Prawa Budowlanego w decyzji o pozwolenie na budowę właściwy organ w razie potrzeby może określić:

- szczególne warunki zabezpieczenia terenu budowy i prowadzenia robót budowlanych,
 - czas użytkowania tymczasowych obiektów budowlanych,
 - szczegółowe wymagania dotyczące nadzoru na budowie (inspektor nadzoru),
- oraz nałożyć obowiązek uzyskania pozwolenia na użytkowanie, jeżeli jest to uzasadnione względami bezpieczeństwa ludzi lub mienia bądź ochrony środowiska.

Niezależnie od przepisów ogólnie obowiązujących, w zależności od specyfiki inwestycji i stosowanych technologii, inwestorzy muszą liczyć się z koniecznością spełnienia dodatkowych wymagań i uzyskania dalszych uzgodnień. Do urządzeń, których lokalizacja i budowa wymaga od inwestora pokonania najbardziej skomplikowanych procedur należą: elektrownie wodne, elektrownie wiatrowe sieciowe, biogazownie i instalacje do wykorzystania gazu wysypiskowego oraz ciepłownie geotermalne.

⁷⁸ Tekst jednolity - Dz. U. z 1994 r. Nr 49, poz. 196 z późn. zmianami.

Małe elektrownie wodne

Przy lokalizacji i budowie elektrowni wodnych należy spełnić nie tylko opisane wyżej wymogi ogólne, ale również przestrzegać szczególnych uregulowań zawartych w Ustawie z dnia 24 października 1974 r. Prawo Wodne (Dz. U. Nr 38, poz. 230 z późn. zmianami) i jej przepisach wykonawczych.

Budowa elektrowni wodnej wymaga uzyskania pozwolenia wodnoprawnego (art. 20 i 82 ust. 1 Prawa Wodnego). Wydawane jest ono przez właściwego miejscowo starostę (wyjątkowo - w wypadkach przewidzianych w art. 55 ust. 2 i 82 ust. 3 Prawa Wodnego - przez wojewodę). Zgodnie z art. 22 Prawa Wodnego, przy wydawaniu pozwolenia wodnoprawnego na korzystanie z wody za pomocą urządzeń do jej piętrzenia, starosta (wojewoda) nałoży na inwestora jeden z dwóch obowiązków - albo ponoszenia kosztów utrzymania koryta wody i jej brzegów w takim rozmiarze, w jakim spiętrzona woda wpływa na zwiększenie tych kosztów, albo też wykonania odpowiednich robót. Może on również zobowiązać inwestora do określonego sposobu gospodarowania wodą (art. 22 Prawa Wodnego). Organ wydający pozwolenie wodnoprawne może również obciążyć inwestora innymi obowiązkami, np. wykonania i utrzymywania urządzeń zapobiegających szkodom, jeżeli wykonanie przez niego urządzeń wodnych miałyby szkodliwie oddziaływać na interesy ludności lub na środowisko (art. 25 ust. 3 Prawa Wodnego), oraz innymi obowiązkami niezbędnymi ze względu na ochronę interesów ludności, gospodarki narodowej lub środowiska (art. 21 ust. 4 Prawa Wodnego). Dodatkowo, jeżeli nie można ustalić, w jakim stopniu zamierzone korzystanie z wody może oddziaływać szkodliwie na interesy ludności, gospodarki narodowej lub środowiska, wydanie pozwolenia wodnoprawnego można uzależnić od przedłożenia ekspertyzy wykonanej na koszt inwestora przez biegłego z listy wojewody (art. 25 ust. 2 Prawa Wodnego).

Pozwolenie wodnoprawne wydawane jest na wniosek inwestora, na podstawie opracowanego przez niego operatu wodnoprawnego. Wymagania, jakie musi on spełniać, określa Zarządzenie Ministra Rolnictwa z dnia 26 stycznia 1976 r. w sprawie wymagań, jakim powinien odpowiadać operat wodnoprawny⁷⁹. Zgodnie z tym rozporządzeniem operat musi zawierać m.in.: dane dotyczące zakładu ubiegającego się o wydanie pozwolenia, określenie celu i zakresu zamierzonego korzystania z wód, ocenę zagrożeń, jakie przynieść może projektowane piętrzenie i proponowane zabezpieczenia techniczne, projektowany przelyk turbiny (turbin), uzgodnienia pomiędzy innymi użytkownikami wód, instrukcję rozdziału wody, projekty urządzeń hydrotechnicznych oraz plany koryta rzeki w zasięgu piętrzenia, schematy urządzeń pomiarowych i znaków wodnych. Pozwolenie wodnoprawne należy dołączyć do wniosku o pozwolenie na budowę.

Siłownie wiatrowe

Przy lokalizacji i budowie elektrowni wiatrowych obowiązują opisane wyżej przepisy ustawy o zagospodarowaniu przestrzennym oraz Prawa Budowlanego. Lokalizacja tych obiektów, ze względu na ich duże rozmiary, obecność elementów ruchomych, możliwe zakłócenia elektromagnetyczne i powodowany przez nie hałas może - poza wymaganymi przez art. 40 ust. 4 ustawy o zagospodarowaniu przestrzennym - wymagać dodatkowych uzgodnień m.in. z:

- dyrektorem Urzędu Morskiego, w odniesieniu do obszarów pasa technicznego, morskich portów i przystani, morskich wód wewnętrznych i morza terytorialnego,

⁷⁹ M. P. Nr 6, poz. 32.

- Dyрекcją Okręgową Dróg Publicznych, w celu określenia minimalnej odległości od szlaków komunikacyjnych,
- Głównym Inspektorem Lotnictwa Cywilnego,
- Ministrem Obrony Narodowej, w tym ze Służbą Ruchu Lotniczego,
- Ministrem Łączności.

Biogazownie

Biogazownie, jako element systemu utylizacji odpadów organicznych niebezpiecznych dla środowiska, podlegają szczegółowym regulacjom prawnym. Warunki techniczne, jakim powinna odpowiadać realizacja rolniczych instalacji biogazowych reguluje Rozporządzenie Ministra Rolnictwa i Gospodarki Żywnościowej z dnia 7 października 1997 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budowle rolnicze i ich usytuowanie⁸⁰. Odpady takie jak odchody zwierzęce znajdują się - zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Ochrony Środowiska, Zasobów Naturalnych i Leśnictwa z dnia 24 grudnia 1997 r. w sprawie klasyfikacji odpadów - na liście odpadów niebezpiecznych. Oznacza to, że przy lokalizacji urządzeń służących do ich spalania należy zachować procedurę wynikającą z Ustawy z dnia 27 czerwca 1997 r. o odpadach⁸¹. Zgodnie z § 1 pkt 13 Rozporządzenia Ministra Ochrony Środowiska, Zasobów Naturalnych i Leśnictwa z dnia 14 lipca 1998 r. w sprawie określania rodzajów inwestycji szkodliwych dla środowiska i zdrowia ludzi albo mogących pogorszyć stan środowiska oraz wymagań, jakim powinny odpowiadać oceny oddziaływania na środowisko tych inwestycji⁸², inwestycje związane z wykorzystaniem lub unieszkodliwianiem odpadów niebezpiecznych oraz związane z termicznym przekształcaniem wszystkich odpadów (a więc również biogazownie), zaliczane są do szczególnie szkodliwych dla środowiska, co powoduje konieczność sporządzenia dla nich ocen oddziaływania na środowisko, dołączanych do wniosku o wydanie decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu oraz do wniosku o pozwolenie na budowę.

Gaz wysypiskowy

W roku 1992 Ministerstwo Budownictwa i Gospodarki Przestrzennej wydało „Wskazówki do planowania, projektowania i eksploatacji gminnych składowisk odpadów”. Wśród wskazówek tych znajdują się zalecenia dotyczące obchodzenia się z gazem wysypiskowym (np. jego spalania).

Zagadnienia dotyczące lokalizacji i budowy wysypiska odpadów uregulowane są art. 21 i następnych Ustawy z dnia 27 czerwca 1997 r. o odpadach⁸³. Ustawa ta stanowi też, że zarządzający składowiskiem odpadów jest m.in. obowiązany ewidencjonować ilość i rodzaj przyjmowanych na składowisko odpadów oraz utrzymywać i eksploatować składowisko w sposób zapewniający właściwe funkcjonowanie urządzeń stanowiących jego wyposażenie i zachowanie wymagań sanitarnych czy ochrony środowiska.

Energia geotermalna

Ogólne zasady i warunki wykonywania prac geologicznych, wydobywania kopalin ze złóż oraz ochrony złóż kopalin i towarzyszących im składników środowiska reguluje Ustawa z dnia 4 lutego 1994 r. Prawo Geologiczne i Górnicze⁸⁴.

⁸⁰ Dz. U. Nr 132, poz. 877, 1997.

⁸¹ Dz. U. Nr 96, poz. 592, 1997.

⁸² Dz. U. Nr 93, poz. 589, 1998.

⁸³ Dz. U. Nr 96, poz. 592, 1997.

⁸⁴ Dz. U. Nr 27, poz. 96 z późn. zmianami, 1994.

Ustawa ta w art. 5 zalicza wody termalne do kopalin pospolitych. Wyjątkiem są wody termalne zaliczone do kopalin podstawowych na podstawie Rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 16 sierpnia 1994 r. w sprawie określenia złóż wód zaliczonych do solanek, wód leczniczych i termalnych oraz innych kopalin leczniczych, a także w sprawie zaliczenia kopalin pospolitych z określonych złóż do kopalin podstawowych⁸⁵. Są to wody o temperaturze wyższej niż 20°C (na wypływie), wydobywane z określonych w rozporządzeniu miejsc (utworów). Zasoby wód geotermalnych, mające największe znaczenie energetyczne zaliczane są do kopalin podstawowych.

Poszukiwanie lub rozpoznawanie złóż kopalin, a także wydobywanie kopalin wymaga koncesji (art. 15 Prawa Geologicznego i Górniczego). Koncesja ta wydawana jest - w przypadku kopalin pospolitych przez wojewodę, a w przypadku kopalin podstawowych - przez ministra właściwego do spraw środowiska. Treść wniosku o udzielenie koncesji określona została w art. 18 i 20 Prawa Geologicznego i Górniczego.

Oprócz uzyskania koncesji podmiot chcący wydobywać określoną kopalinę musi zawrzeć umowę o ustanowieniu użytkowania górniczego (ustanowienie takiego użytkowania następuje za wynagrodzeniem). Organem właściwym jest tu ten sam organ, który udziela koncesji na wydobywanie danej kopaliny.

Wykorzystanie wód geotermalnych podlega także przepisom Ustawy Prawo Wodne i wymaga pozwolenia wodnoprawnego wydawanego na podstawie sporządzonego operatu wodnoprawnego.

Podsumowanie

Podsumowując powyższy przegląd procedur prawno-administracyjnych związanych z lokalizacją instalacji wykorzystujących odnawiane źródła energii, należy stwierdzić, że przepisy prawne w tym zakresie są często skomplikowane i rozproszone po różnych aktach prawnych. Brak doświadczeń i utrwalonych wzorców postępowania przy wydawaniu decyzji dotyczących tego rodzaju obiektów rodzi niebezpieczeństwo zbyt swobodnej interpretacji przepisów przez organy administracji. Z uwagi na skomplikowanie i brak klarowności przepisów jest to też pole potencjalnej korupcji.

Taki stan prawny rodzi określone konsekwencje dla inwestorów. Proces zbierania niezbędnych pozwoleń i zaświadczeń zabiera dużo czasu. W niektórych przypadkach, nawet technologii bardzo małej mocy wypełnienie wszystkich opisanych wyżej „pozaenergetycznych” procedur administracyjnych zabiera kilka miesięcy. Dopiero potem załatwiane są wszystkie formalności związane z koncesjonowaniem (rozdział 3.3.1), a następnie rozpoczyna się etap uzgodnień i rozmów z instytucjami finansującymi (rozdział 3.4) i w końcu etap realizacji inwestycji i rozruchu instalacji.

Sytuacja jest dla inwestora i developera na początku tej drogi o tyle trudna, że podejmując wysiłek przygotowania inwestycji nie ma żadnej pewności, iż zdoła on wypełnić wszystkie wymogi formalne i uzyskać środki na sfinansowanie, a często też niezbędne dofinansowanie inwestycji ze środków publicznych. Z powodu braku doświadczeń urzędników i niejasnych przepisów zachodzić może konieczność wynajęcia prawników i konsultantów. Pociąga to dodatkowe koszty dla inwestora i niewątpliwie zniechęca do podejmowania wysiłku i ryzyka.

⁸⁵Dz. U. Nr 89, poz.417 z późn. zmianami, 1994.

Powyższe procedury administracyjno-prawne dyskryminują energetykę odnawialną w konfrontacji z energią konwencjonalną, choć to w energetyce konwencjonalnej inwestycje są większe i bardziej dochodowe, realizowane przez większe i bardziej doświadczone firmy. Małe przedsiębiorstwa lub osoby fizyczne jako najbardziej typowi inwestorzy w energetyce odnawialnej, na etapie przygotowywania inwestycji w żaden sposób nie są nagradzani za fakt podejmowania działań na rzecz redukcji emisji zanieczyszczeń i ochrony środowiska. Obecny system prawny faworyzuje standardowe inwestycje energetyczne.

3.3.3. Instrumenty stymulujące wykorzystanie odnawialnych źródeł energii

Instrumenty regulacji pośredniej

W poprzednich dwu podrozdziałach omówiono instrumenty regulacji bezpośredniej związane z gospodarczym korzystaniem z zasobów naturalnych jak koncesjonowanie, pozwolenia, normy emisyjności oraz kwestie stanowienia cen na nośniki energii. Stwierdzono ich ograniczony lub wręcz negatywny wpływ na rozwój sektora energetyki odnawialnej. W systemie zarządzania ochroną środowiska w Polsce, obok instrumentów prawno-administracyjnych (regulacji bezpośredniej), szerokie zastosowanie znajdują instrumenty ekonomiczne (regulacji pośredniej).

Do instrumentów ekonomicznych w zakresie ochrony powietrza atmosferycznego należą:

- opłaty: za emisję zanieczyszczeń, opłaty produktowe, administracyjne,
- subwencje: dotacje, kredyty preferencyjne i ulgi podatkowe związane z realizacją przedsięwzięć ochronnych,
- handel pozwoleniami i depozyty ekologiczne.

Do instrumentów zapewniających częściowo internalizację zewnętrznych kosztów wytwarzania energii ze źródeł konwencjonalnych (a więc powodujących także wzrost cen energii) należą opłaty, a w szczególności **opłaty za emisję zanieczyszczeń do powietrza**. W polskim systemie opłat dopiero kilkakrotne podniesienie jednostkowych stawek opłat, a zatem i wzrost cen energii ze źródeł konwencjonalnych, zapewniłoby pełną internalizację kosztów zewnętrznych. W obecnym systemie opłat za emisję istnieją pewne rozwiązania sprzyjające wykorzystaniu niektórych odnawialnych źródeł energii. Wysokości opłat reguluje Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 22 grudnia 1998 r. zmieniające Rozporządzenie w sprawie opłat za wprowadzanie substancji zanieczyszczających do powietrza oraz za usuwanie drzew lub krzewów.⁸⁶ Wprowadza ono korektę § 7 dodając do zanieczyszczeń zwolnionych od opłat powstałych w wyniku spalania słomy oraz spalania biogazu.

Instrumentem, który w przyszłości ma zastąpić opłaty za emisję są opłaty produktowe. W literaturze dyskutowana jest propozycja **narzutu ekologicznego od paliw**. Za podstawowe kryterium określania wysokości narzutu od paliw przyjmuje się bądź zawartość określonego uciążliwego komponentu w paliwie, bądź całkowitą ekologiczną uciążliwość zużycia danego paliwa. Szczegółowe analizy dotyczące narzutu zostały przeprowadzone w odniesieniu do siarki i węgla (opłata węglowa) zawartych w paliwach. W obydwu przypadkach mechanizm nakładania i pobierania omawianych opłat byłby zbliżony i funkcjonowałby na zasadzie podatku VAT. Wpływy z tytułu narzutu odprowadzane byłyby przez producentów i importerów paliw na konto NFOŚiGW lub wydzielone subkonto. Przeprowadzone

⁸⁶ Dz.U. Nr 162, poz. 1129.

symulacje wskazują, że narzut ekologiczny może wywołać szereg skutków społecznych, a w szczególności wzrost udziału wydatków na paliwa i energię w gospodarstwach domowych. Wzrost ten jednak nawet dla wariantu o najwyższej stawce narzutu nie powinien przekroczyć 1% w gospodarstwach emerytów i rencistów. Sytuacja wygląda podobnie w przedsiębiorstwach przemysłowych. W przemyśle najbardziej energochłonnym, metalurgicznym, wzrost kosztów wytwarzania nie przekroczy 1,5%.⁸⁷

Praktyczne zastosowanie omawianego mechanizmu bezpośrednio w aspekcie wsparcia rozwoju odnawialnych źródeł energii wydaje się być niewielkie. Nie jest możliwe (ze społecznego punktu widzenia) wprowadzenie takich wysokości stawek narzutu, które spowodowałyby dostatecznie wysoki wzrost cen paliw ze źródeł konwencjonalnych aby tylko w oparciu o ten mechanizm doprowadzić do pełnej konkurencyjności technologii OZE. Instrument ten natomiast można wykorzystać pośrednio jako narzędzie finansujące przedsięwzięcia z zakresu odnawialnych źródeł energii. Środki z tytułu narzutu ekologicznego powinny w części być przeznaczone na tego rodzaju inwestycje w postaci dotacji i kredytów preferencyjnych.

Inne instrumenty ekonomiczne sprzyjające energetyce odnawialnej to kredyty preferencyjne i dotacje na inwestycje związane z odnawialnymi źródłami energii, udzielane przez NFOŚiGW, EkoFundusz oraz instytucje międzynarodowe jak Globalny Fundusz Środowiska i in. (por. rozdział 3.3.4). Instrumenty te funkcjonują w ramach ogólnego systemu wspierania i finansowania przedsięwzięć ochronnych i nie zostały stworzone z myślą o odnawialnych źródłach energii, z tych też powodów ich skuteczność nie zawsze jest wysoka.

Szczególnym przykładem zachęt do inwestowania w odnawialne źródła energii może być możliwość uzyskania preferencyjnego kredytu popartego dodatkowo możliwością uzyskania bezzwrotnej premii w wysokości 25% tegoż kredytu. Sprawę tę reguluje Ustawa z dnia 18 grudnia 1998 r. o wspieraniu przedsięwzięć termomodernizacyjnych⁸⁸. Kredyt ten przeznaczony jest na realizację przedsięwzięć termomodernizacyjnych, które mogą mieć na celu również całkowitą lub częściową zmianę konwencjonalnych źródeł energii używanej do ogrzewania oraz podgrzewania wody w budynkach mieszkalnych albo należących do samorządu terytorialnego na źródła niekonwencjonalne, w tym źródła odnawialne.

Teoretycznie powyższy zapis ustawy stwarza warunki do ubiegania się o premię termomodernizacyjną dla inwestycji mających na celu wykorzystanie kolektorów słonecznych do przygotowania ciepłej wody użytkowej lub lokalnych kotłowni na biomasę do celów grzewczych. Praktyczne znaczenie tego zapisu jest jednak niewielkie, głównie ze względu na niedostosowanie do potrzeb OZE procedury audytu energetycznego poprzedzającego przyznanie kredytu. Obiektywną przyczyną małej atrakcyjności ustawy dla OZE jest też fakt ewentualnego przyznania premii termomodernizacyjnej dopiero po spłacie 75% kredytu, podczas gdy inwestycje w OZE są kapitałochłonne i wymagają wsparcia na początku procesu inwestycyjnego oraz nie są proste w eksploatacji. Powyższe zapisy i doświadczenia we wdrażaniu ustawy o wspieraniu przedsięwzięć termomodernizacyjnych pokazują, jak niewielkie efekty praktyczne przynosi tworzenie Prawa wspierającego rozwój energetyki odnawialnej poprzez „doczepianie” kwestii OZE do innych aktów wykonawczych.

⁸⁷ Czaja S.: „Globalne zmiany klimatyczne”. Wyd. Ekonomia i Środowisko, Białystok 1998, s.121.

⁸⁸ Dz. U. Nr 162, poz. 1121.

Instrumenty wspomagające

Do instrumentów wspomagających wykorzystanie odnawialnych źródeł energii można zaliczyć bardziej globalnie działające instrumenty, które zostały stworzone do rozwiązania problemów środowiskowych, np. redukcji emisji gazów cieplarnianych.

Próba rozwiązania problemu ocieplenia globalnego została podjęta w ramach trwającego już kilka lat procesu zainicjowanego przyjęciem Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w Sprawie Zmian Klimatu (UNFCCC) przyjęta w 1992 roku⁸⁹.

Ważną rolę wspomagającą wdrażanie inwestycji dotyczących odnawialnych źródeł energii mogą odegrać instrumenty, które zostały zaproponowane w 1997 r. podczas Konferencji w Kioto dla realizacji Konwencji Klimatycznej. Należą do nich:

- Prototypowy Węglowy Fundusz Inwestycyjny Banku Światowego (CIF);
- Joint Implementation (JI);
- handel emisjami (ET).

Istotą **Węglowego Funduszu Inwestycyjnego (CIF)**, będącego inicjatywą Banku Światowego, jest stworzenie takiego mechanizmu, za pomocą którego kupujący jednostki redukcji węgla (redukcji gazów cieplarnianych) może zainwestować w grupę przedsięwzięć realizujących ten cel mając zapewnienie efektywnej realizacji przedsięwzięcia poprzez nadzór ze strony Banku Światowego. Węglowy Fundusz Inwestycyjny działa jako pośrednik na rynku jednostek redukcji gazów szklarniowych, którego celem jest zebranie funduszy inwestycyjnych z krajów wysokorozwiniętych i zainwestowanie ich w realizację przedsięwzięć, których celem jest obniżenie emisji gazów szklarniowych w krajach o niższych kosztach realizacji tych zadań, głównie w krajach o gospodarkach w okresie przejściowym i krajach rozwijających się. Do przedsięwzięć redukujących emisję gazów cieplarnianych zalicza się wykorzystanie OZE. W wyniku takiego mechanizmu pojawia się pewna nadwyżka środków wynikająca z różnicy ceny *jednostkowej redukcji jednostki emisji „węgla”* w kraju wysoko rozwiniętym a ceną jednostkową takiej samej redukcji w kraju rozwijającym się, względnie w kraju o gospodarce w okresie przejściowym. Istotą CIF jest doprowadzenie do odpowiedniego podziału tej nadwyżki pomiędzy uczestników transakcji. Obecnie w pierwszej fazie rozwoju CIF przyjmuje nazwę Prototypowy Węglowy Fundusz Inwestycyjny.⁹⁰

Mechanizm **Joint Implementation** (wspólne realizowanie zobowiązań, wspólne wdrażanie) polega na zaliczaniu w poczet redukcji emisji w danym kraju redukcji emisji uzyskiwanych w wyniku inwestycji w innym kraju. Oznacza to, że np. Stany Zjednoczone, inwestując w technologie bezpośrednio przyczyniające się do redukcji emisji gazów szklarniowych w Polsce, będą mogły zaliczyć część osiągniętej redukcji w Polsce w poczet własnych redukcji. Mechanizm *joint implementation* był realizowany w wersji wstępnej zwanej *activities implemented jointly*. Faza ta polegała na realizacji wspólnych projektów w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych i prowadzenia analizy, w jaki sposób inwestycje te mogłyby zostać wykorzystane do realizacji zobowiązań wynikających z Konwencji Klimatycznej przez obie strony. Już obecnie do strony polskiej zwracają się państwa z propozycjami wspólnych projektów, które realizowane byłyby w ramach Protokołu, a więc

⁸⁹ Ramowa Konwencja Narodów Zjednoczonych w Sprawie Zmian Klimatu. Nowy Jork 1992.05.09, Dz. U. z 1996 r. Nr 53, poz. 238.

⁹⁰ E. Jędrzyk: „Węglowy Fundusz Inwestycyjny Banku Światowego jako mechanizm wspierania realizacji zobowiązań wynikających z protokołu z Kioto”. Seminarium naukowo-decyzyjne dotyczące handlu emisjami, 8 września 1998 r., Warszawa.

w których redukcje uzyskane z inwestycji byłyby wliczane w poczet redukcji innego kraju.⁹¹ Uruchomione zostały już pierwsze pilotowe projekty Joint Implementation oparte na wykorzystaniu OZE w Polsce. Dla Polski, która obecnie jest bardziej biorcą niż dawcą, mechanizm ten stanowi atrakcyjne źródło nowoczesnych i tanich technologii. Wymaga jednak sprawnego systemu zbierania informacji o potencjalnych projektach, ich kontroli i weryfikacji podziału kredytów emisyjności, a także zręcznego negocjowania z partnerami inwestującymi. W tym względzie wymagana jest także bardziej praktyczna polityka ze strony Polski (Rządu) przyznania w ramach JI priorytetu dla OZE. Bez tego nadal będą dominowały projekty polegające na zamianie paliw kopalnych (węgiel na gaz).

Wydaje się jednak, że najważniejszym obecnie problemem i zarazem niewiadomą, jeżeli chodzi o szersze praktyczne wykorzystanie mechanizmu JI dla wspierania energetyki odnawialnej w Polsce jest brak prawnych gwarancji, że dokonane redukcje emisji będą zaliczone jako wkład kraju inwestora w realizację Konwencji Klimatycznej i Protokołu z Kioto. Część krajów (Holandia), pomimo braku gwarancji, podejmuje jednak ryzyko realizacji projektów JI, chcąc wcześniej nabrać doświadczeń i budować partnerskie stosunki z potencjalnymi biorcami, w tym z Polską.

Oba powyższe mechanizmy wymagają jednoznacznego określenia osiągniętego efektu w postaci zmniejszenia emisji gazów szklarniowych w wyniku realizacji odpowiednich przedsięwzięć technicznych związanych z wdrożeniem poszczególnych projektów.

Pewne nadzieje w zakresie wzrostu wykorzystania odnawialnych źródeł energii są związane z mechanizmem **handlu emisjami**. Wśród wszystkich instrumentów Protokołu z Kioto to właśnie handel emisjami wzbudza największe kontrowersje, z powodu wielu „znaków zapytania”. Z uwagi na dotychczas niewielki zakres stosowania tego instrumentu (głównie wewnątrz Stanów Zjednoczonych) oraz liczne problemy z wdrożeniem i kontrolą systemu, niezbędne jest przeprowadzenie szczegółowych analiz nad możliwością wykorzystania tego instrumentu we wdrażaniu inwestycji w zakresie odnawialnych źródeł energii. W pierwszej kolejności należałoby rozważyć możliwość udziału pojedynczych podmiotów w obrocie prawami emisyjnymi oraz kwestię kontroli rynku pozwoleń.

Handel emisjami jest narzędziem realizacji polityki ekologicznej stosowanym przez kilka krajów, w którym pewna ilość całkowitej emisji jest rozdysponowana lub sprzedana pomiędzy różnych emitentów jako tzw. pozwolenia na emisję. Pozwolenia te mogą być zbywalne (sprzedawane) pomiędzy zainteresowanymi podmiotami po cenach rynkowych uzależnionych od dopuszczalnej wielkości emisji, kontrolowanej i obwarowanej stosownymi sankcjami za jej przekroczenie.

Są stosowane lub rozważane dwa podstawowe podejścia:

- handel emisjami na poziomie danego kraju, gdy dany kraj ustanawia dla siebie określony poziom emisji, wydaje pozwolenia i umożliwia ich sprzedaż,
- handel emisjami na poziomie międzynarodowym, gdy grupa krajów ustanawia dla siebie poziom całkowitej dopuszczalnej emisji, akceptuje jej pierwotną dystrybucję i dalszą możliwość sprzedaży.

⁹¹ Ponikiewski W.: „Mechanizmy wspomagające realizację zobowiązań wynikających z protokołu z Kioto – stanowiska państw”. Seminarium naukowo-decyzyjne dotyczące handlu emisjami, 8 września 1998 r., Warszawa.

Obydwa te podejścia nie muszą się wykluczać i mogą się uzupełniać. W tej chwili większą uwagę przywiązuje się do międzynarodowego handlu emisjami, z uwagi na jego ścisłe związki z Protokołem z Kioto. W Polsce mechanizm ten został wstępnie poddany testom na szczeblu lokalnym (Opole) jeżeli chodzi o handel emisją dwutlenku siarki. System taki został w pełni i z sukcesem wdrożony w Stanach Zjednoczonych.

Efekty wdrożenia handlu emisjami zarówno na poziomie krajowym, jak i międzynarodowym do wsparcia energetyki odnawialnej w Polsce zależą będą od szczegółowej konstrukcji tego mechanizmu w naszych warunkach, a w szczególności od zasad alokacji pozwoleń na emisję i ceny jaką przedsiębiorstwa będą skłonne zapłacić z tytułu ich nabycia⁹². Dostawcy energii ze źródeł odnawialnych uzyskać mogą w ten sposób okazję do zdyskontowania finansowego czystości ekologicznej użytkowanych przez nich technologii, w zestawieniu z technologiami konwencjonalnymi emitującymi dwutlenek węgla.

3.4. Źródła i mechanizmy finansowania rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce

3.4.1. Specyfika i mechanizmy finansowania rozwoju energetyki odnawialnej

Istnieje co najmniej kilka powodów, dla których zagadnienia finansowania inwestycji w energetyce odnawialnej mają większe znaczenie niż w typowych przedsięwzięciach inwestycyjnych w energetyce konwencjonalnej. Decydują o tym specyficzne cechy inwestycji i projektów w energetyce odnawialnej, jak:

- nowe na rynku lub wręcz demonstracyjne technologie o zwiększonym stopniu ryzyka,
- mała i bardzo mała skala technologii co zwiększa koszty jednostkowe,
- małe początkowo zapotrzebowanie na technologie i związany z tym podwyższony koszt pierwszych zamówień,
- wysokie nakłady inwestycyjne przy niskich kosztach eksploatacji,
- zwiększone nakłady inwestycyjne ze względu na brak odpowiedniej infrastruktury technicznej (np. przyłączenie do sieci),
- wysokie koszty przygotowania inwestycji/projektu (np. studium wykonalności) w stosunku do wartości inwestycji,
- brak finansowego uwzględnienia kosztów zewnętrznych dla konkurencyjnych technologii konwencjonalnych i brak możliwości pełnej finansowej wyceny dodatkowych korzyści z tytułu stosowania technologii OZE,
- mała konkurencyjność cenowa energetyki odnawialnej z cenami paliw kopalnych,
- niewielcy inwestorzy, zazwyczaj osoby fizyczne, samorządy oraz małe i średnie przedsiębiorstwa z niskim poziomem kapitalizacji, brakiem nadwyżki finansowej i trudnościami z wykazaniem wkładu własnego (niska zdolność kredytowa inwestorów).

Powyższe cechy nie ułatwiają zadania osobom i firmom inwestującym w energetykę odnawialną. Towarzyszy im często brak niezbędnej wiedzy i doświadczenia inwestorów w identyfikacji, planowaniu i przygotowaniu projektów i zadań inwestycyjnych oraz wyszukiwaniu i uruchamianiu właściwych źródeł ich finansowania. Brakuje doświadczonych firm konsultingowych i zewnętrznych developerów projektów. Nie pomaga też fakt, że banki i instytucje finansowe (fundusze) zazwyczaj niechętnie finansują niewielkie projekty, gdzie małe zyski związane są z wysokimi kosztami administracyjnymi, a preferują kredytowanie klasycznych inwestycji wielkoprzemysłowych, za którymi stoją gwarancje rządowe.

⁹² J. Hauff' *CO² Emissions Permit Trading and the Polish Reality*. Budapest, 1999. Study supported by UNEP and World Bank, Warsaw, Poland.

Były to podstawowe przyczyny, dla których zaczęto stosować innowacyjne, dostosowane do specyfiki energetyki odnawialnej mechanizmy finansowania i zachęty dla inwestorów.

Najpowszechniejsze i stosowane od dawna formy zachęt finansowych to bezpośrednie dotacje do inwestycji i kredyty preferencyjne. Środki na te zachęty pochodzą zazwyczaj z opłat i kar za korzystanie ze środowiska i narzutów na wykorzystanie paliw kopalnych, którym standardowo nie podlegają OZE. W oparciu o ten mechanizm pozyskania środków działają też dopłaty do cen energii ze źródeł odnawialnych sprzedawanych do sieci energetycznej (mogą to być dopłaty powszechne, jak np. mechanizm REPI w Stanach Zjednoczonych lub stosowane tylko do wybranych w ramach przetargu projektów, jak np. mechanizm NFFO w Wielkiej Brytanii). Inne mechanizmy wsparcia to zachęty podatkowe w postaci ulg i zwolnień w podatku dochodowym, przyśpieszonej amortyzacji oraz stosowane coraz częściej zasady dobrowolnego zakupu droższej energii ze źródeł odnawialnych przez konsumentów ceniących sobie czystość ekologiczną (zasada „green marketing” stosowana np. w USA i Holandii).

Powyższe mechanizmy można podzielić na dwie grupy. Te które oferują wsparcie dla inwestora „z góry”, tj. na początku inwestycji oraz te, które oferują wsparcie w trakcie eksploatacji wybudowanego obiektu (np. poprzez dopłaty do ceny sprzedawanej energii). Ostatnie opracowania⁹³ pokazują, że bardziej skuteczną i zarazem efektywną zachętą, mobilizującą do podjęcia decyzji inwestycyjnej jest wsparcie oferowane „z góry”.

Najważniejsze formy zachęt stosowanych „z góry” to dotacje, kredyty preferencyjne z dopłatami ze środków publicznych. Są to typowe formy działania instytucji finansujących, choć przybywa ciągle nowych i innowacyjnych mechanizmów oferowanych developerom projektów i inwestorom^{94,95}. Ciekawsze z nich przedstawiono poniżej:

- RESCO (Renewable Energy Service Companies)- mechanizm polegający na tworzeniu małych (mikro) przedsiębiorstw energetycznych dostarczających swoim klientom energię ze źródeł odnawialnych. Jest to odmiana mechanizmu ESCO znanego powszechnie w energetyce konwencjonalnej i częściowo w projektach racjonalizujących wykorzystanie energii, gdzie firma ESCO oferuje kompletną obsługę i sfinansowanie inwestycji (jako tzw. trzecia strona) i eksploatację zbudowanej instalacji w zamian za okresową spłatę własnego wkładu od inwestora w okresie użytkowania.
- RE leasing companies – mechanizm zbliżony do RESCO, z tą różnicą, że przedsiębiorstwa świadczące usługi leasingowe nie odpowiadają za eksploatację zbudowanego obiektu. Poprzez agregowanie projektów firmy typu RE leasing pozwalają czasami na pokonanie barier związanych z wysokimi nakładami inwestycyjnymi (kosztami początkowymi) na technologie OZE i umożliwiają zredukowanie niektórych obciążeń podatkowych.
- Joint Venture – mechanizm pozwalający na włączenie do przygotowywanego projektu partnera mającego większe doświadczenia technologiczne i rynkowe. Taki partner może być też użyteczny w pozyskaniu kredytów i dotacji.
- Venture Capital – mechanizm pozyskiwania kapitału spekulacyjnego niezbędnego do zrealizowania inwestycji. W tym przypadku partner oferuje zazwyczaj tylko niezbędne

⁹³ Wiser R., P. Stevensen: *Financing Investment in Renewable Energy: the Role of Policy Design and Teconstructing*. Berkeley National Laboratory, Berkeley, California, 1997.

⁹⁴ Mendis M.: *Innovative Financing Mechanism for Renewable Energy*. Energy, No 6, 1999, United Nation.

⁹⁵ ECOTEC Research and Consulting Ltd.: *Biomass Financing Option. Raport for the Project „Market Development Strategy for Bioenergy in Central and Eastern Europe”*. FAIR Programm of the European Commission, 1999.

środki finansowe bez dodatkowego wkładu w przedsięwzięcie i oczekuje wysokiej stopy zwrotu kapitału. Przy obecnym stanie rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce jest to mechanizm mało atrakcyjny.

- Joint Implementation (JI)- mechanizm wprowadzony po przyjęciu w 1997 r. protokołu z Kioto polegający na tym, że dwa kraje podejmują wspólnie w ramach projektu inwestycyjnego wysiłek dokonania redukcji emisji gazów szklarniowych. Kraj „dawca” w ramach JI dostarcza środki na zrealizowanie inwestycji wykorzystującej np. OZE w innym kraju. W zamian za to uzyskana redukcja emisji (lub jej część) jest zapisywana na jego konto, które rozlicza się w ramach zobowiązań wynikających z Konwencji Klimatycznej i protokołu z Kioto. W ten sposób, wykorzystując różnice w kosztach redukcji emisji w obu krajach, można uzyskać określony efekt ekologiczny po niższym koszcie. Mechanizm JI pozwala energetyce odnawialnej przełamywać barierę nie uwzględniania kosztów zewnętrznych w cenach konwencjonalnych paliw i energii.
- Agregowanie (pakietowanie) projektów inwestycyjnych (project bundling, project aggregation) – mechanizm polegający na zagregowaniu pewnej liczby podobnych do siebie projektów inwestycyjnych. W odpowiedzi na fakt postrzegania przez instytucje finansujące projektów energetyki odnawialnej jako zbyt małych, developerzy w porozumieniu z nimi identyfikują i przygotowują do sfinansowania większą liczbę projektów. Zmniejszają w ten sposób całkowite koszty przygotowania inwestycji i ryzyko jej finansowania. Tego typu działania mogą być też wspierane zarówno poprzez państwo jak i instytucje finansujące.
- Wsparcie procesu przygotowania projektów inwestycyjnych (support for project development) – mechanizm polegający na wydzieleniu z budżetów międzynarodowych, bilateralnych i narodowych instytucji finansowych wydzielonych środków na przygotowanie projektów inwestycyjnych. Środki te, zazwyczaj w postaci grantów pozwalają na pokonanie bariery wysokich kosztów przygotowywania projektów w energetyce odnawialnej i wysokiego ryzyka początkowego.

Innowacyjne mechanizmy wsparcia energetyki odnawialnej oferowane są także przez największe światowe instytucje finansujące i programy, jak GEF we współpracy z takimi agendami jak Bank Światowy, UNDP, UNEP oraz przez Komisję Europejską we współpracy instytucjami finansującymi (EBRD, EIB, NFCO, NIB) Unii Europejskiej w ramach wyspecjalizowanych w energetyce odnawialnej programów (ALTENER, SYNERGY, LIFE, PHARE itp.). Poniżej bardziej szczegółowo omówiono finansowanie energetyki odnawialnej w Unii Europejskiej.

Zazwyczaj w danym kraju stosuje się mieszankę kilku, czy nawet kilkunastu, finansowych mechanizmów wsparcia. Według ostatniego raportu Unii Europejskiej na ten temat⁹⁶, w 15 krajach członkowskich Unii stosowanych jest przez Komisję Europejską ponad 170 mechanizmów wsparcia energetyki odnawialnej, oferowanych poprzez różne instytucje finansujące w postaci wielu programów. Komisja Europejska oferuje w tej chwili kilka dużych zunifikowanych programów na wsparcie energetyki odnawialnej, w tym: ALTENER II (wyłącznie na wykorzystanie OZE), a także SYNERGY (polityka), LIFE Environment (ochrona przyrody i środowiska), CRAFT (małe i średnie przedsiębiorstwa), ERDF (European Regional Development Fund), PHARE (dla państw stowarzyszonych z Unią), EUREKA oraz największy z nich i obejmujący kilka podprogramów 5 Program Ramowy o Współpracy Naukowo – Badawczej, Technologicznej i Promocji.

⁹⁶ European Commission: European: *Financial Resources Guide – Renewable Energy*. Utrecht, 1998.

Te z programów, które są dostępne dla Polski, zostały omówione w dalszej części rozdziału. Poniżej w zarysie przedstawiono wyrażoną kwotowo ofertę dla państw członkowskich Unii Europejskiej dla sektora energetyki odnawialnej na najbliższe lata.

Realizowana w Unii Europejskiej polityka wykorzystania odnawialnych źródeł energii, po przyjęciu 1997 roku Białej Księgi „Energia dla Przyszłości- odnawialne Źródła Energii” w znacznej mierze oparta jest na bezpośrednim wykorzystaniu mechanizmów finansowych. W kwietniu 1999 roku Komisja Europejska przyjęła w tym zakresie krótkookresową strategię wdrażania Białej Księgi, pod nazwą Kampanii Wdrożeniowej (Campaign for Take-Off). Kampania ta obejmuje wykaz niezbędnych działań Komisji Europejskiej i państw członkowskich w poszczególnych sektorach energetyki odnawialnej, działań prowadzących do uzyskania takiego poziomu inwestycji ze środków prywatnych i publicznych w latach 1999-2003, aby zagwarantowane było osiągnięcie do roku 2010 ostatecznego celu zawartego w Białej Księdze, tj. dwunastoprocentowego udziału energii odnawialnej w bilansie energetycznym Unii.

Najważniejszym składnikiem Kampanii Wdrożeniowej jest sprecyzowanie roli, wielkości i źródeł pochodzenia środków publicznych, przewidzianych na rozwój energetyki odnawialnej w latach 1999-2003. W rozpatrywanym okresie mają one stanowić 20-25% ogółu środków przeznaczonych na inwestycje i aktywną promocję energetyki odnawialnej w Unii Europejskiej. Główne źródła środków publicznych na inwestycje w sektorze energetyki odnawialnej pochodzić będą z państw członkowskich i w rozpatrywanym okresie wynosić będą ponad 8 mld EURO. Przyjęto przy tym zasadę, że realne wydatki ze środków publicznych państw członkowskich będą rosły od 1,2 mld EURO w 1998 roku, corocznie o 10%. Stwierdzono, że nie całe z 8 mld EURO wydanych na energetykę odnawialną w Unii będą się mieściły bezpośrednio w ramach Kampanii Wdrożeniowej a tylko 75%. Stąd na samą Kampanię przewiduje się wydatkowanie ponad 6 mld EURO z budżetów państw członkowskich do roku 2003.

Uzupełnieniem środków narodowych na rozwój energetyki odnawialnej w rozpatrywanym okresie będą środki Komisji Europejskiej pochodzące z Funduszy Strukturalnych i V Programu Ramowego Unii Europejskiej o Współpracy Naukowo-Badawczej, Technologicznej i Prezentacji. Z Funduszy Strukturalnych Unii przewiduje się wydatkowanie prawie 500 mld EURO na energetykę odnawialną, podczas gdy następne 500 mld EURO pochodzić będzie z podprogramu V Programu Ramowego: „Energia, Środowisko i Rozwój Zrównoważony”.

Łączne wydatki ze środków publicznych w Kampanii Wdrożeniowej w pierwszych 5 latach wdrażania Białej Księgi wyniosą zatem ponad 7 mld EURO. Oczekuje się, że razem ze środkami prywatnymi, łączne wydatki na energetykę odnawialną w Unii do roku 2003 wyniosą ponad 30 mld EURO. Rozbicie wydatków i dotacji na poszczególne sektory i technologie energetyki odnawialnej w rozpatrywanym okresie przedstawiono w tabeli 3.4.

Pomimo że tylko niewielki odsetek funduszy na realizację Kampanii Wdrożeniowej będzie dostępny dla Polski (w ramach współpracy z państwami trzecimi) to w sensie strategicznym Kampania może i zapewne powinna wywołać pewne skutki dla naszego kraju, np. poprzez współpracę polskich instytucji z unijnymi w ramach wyspecjalizowanych programów Unii Europejskiej w okresie przedakcesyjnym.

Tab. 3.5. Szacunkowe dotacje do energetyki odnawialnej w EU na lata 1999-2003

Odnawialne źródła energii	Szacunkowe ogólne koszty inwestycyjne [mld EURO]	Zakres dotacji [%]	Średni udział dotacji w kosztach inwestycyjnych [%]	Uśredniona całkowita wartość dotacji ze środków publicznych [mld EURO]
Fotowoltaika w UE	2,85	35-80	45	1,2825
Fotowoltaika w krajach rozwijających się	(2,45)	-	-	-
Kolektory słoneczne	4,7	0-30	15	0,705
Siłownie wiatrowe	10,1	10-40	20	2,02
Biomasa do produkcji ciepła i elektryczności	5,5	20-60	30	1,65
Biomasa na ogrzewanie domów	4,4	0-20	10	0,44
Biogaz	1,2	20-40	25	0,3
Biopaliwa ciekłe	1,25	30-70	50	0,625
Łącznie	30,05			7

3.4.2. Możliwości finansowania energetyki odnawialnej w Polsce

Według Głównego Urzędu Statystycznego⁹⁷ nakłady inwestycyjne na energię odnawialną w 1998 roku wyniosły ogółem 17.267,7 tys. zł. Z tego ze środków budżetowych, oraz funduszy ekologicznych pochodziło 6.223,9 tys. zł (ok. 1,5 mln Euro). Jest to 53 razy mniej niż średnie wydatki na energię odnawialną ze środków publicznych w przeciętnym kraju członkowskim Unii Europejskiej w tym samym czasie.

Obecnie w Polsce działa kilkadziesiąt instytucji finansowych wspierających rozwój odnawialnych źródeł energii w Polsce. Do najważniejszych należą do nich między innymi: Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, EkoFundusz, Wojewódzkie Fundusze Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, Program Małych i Średnich Grantów GEF i inne. Wspierają one projekty związane z OZE ze względu na możliwości zmniejszenia negatywnego oddziaływania energetyki na środowisko.

Są też instytucje, które mogą udzielać wsparcia dla projektów wykorzystania odnawialnych źródeł energii, jeżeli przyczyniają się do rozwoju terenów rolniczych. Są to takie organizacje, jak Fundacja Programów Pomocy dla Rolnictwa, Agencja Własności Skarbu Państwa, Fundacja Rolnicza itp.

Rodzaje pomocy finansowej najczęściej stosowane przez wymienione wyżej instytucje obejmują udzielanie preferencyjnych pożyczek oraz dotacji. Zazwyczaj pożyczki i dotacje te wynoszą nie więcej niż 50% kosztów projektu. W przypadku pożyczki inwestorzy prywatni zazwyczaj są traktowani podobnie jak jednostki budżetowe. Bardziej skomplikowana sprawa jest z dotacją, którą bardzo często mogą uzyskać np. jedynie samorządy lub organizacje pozarządowe.

Niezależnie od środków na rozwój energetyki odnawialnej dostępnych bezpośrednio w kraju, rosną możliwości wykorzystania pomocy zagranicznej w tym zakresie. Oprócz Banku Światowego i znanych europejskich banków finansujących wielkie projekty energetyki odnawialnej (Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju, Europejski Bank Inwestycyjny,

⁹⁷ GUS: „Ochrona Środowiska 1999”. Warszawa, 1999.

Nordycki Bank Inwestycyjny), coraz większe znaczenie w zakresie finansowania projektów energetyki odnawialnej w Polsce będą miały celowe programy Komisji Europejskiej, takie jak: ALTENER II, SYNERGY, 5 Program Ramowy o Współpracy Technologicznej i Prezentacji. W wielu przypadkach fundusze te i programy umożliwiają pozyskanie dotacji na przygotowanie projektów inwestycyjnych i na budowę instalacji pokazowych. W odbywającym się obecnie w Polsce procesie integracji europejskiej pewne znaczenie dla rozwoju energetyki odnawialnej może mieć w dalszym ciągu fundusz PHARE. Należy oczekiwać, że w najbliższych czterech latach rosnąć będą możliwości wykorzystania w tym kierunku pierwszych funduszy przedakcesyjnych dla Polski, objętych programami ISPA i SAPARD, a później programów strukturalnych.

O ile znaczenie środków pomocowych pochodzących z Unii Europejskiej będzie rosło, o tyle rola jaką odegrają w najbliższych latach środki pochodzące z ONZ będzie zapewne malała w miarę postępów w procesie integracji europejskiej. Tym niemniej w dalszym ciągu dostępne i wykorzystywane na inwestycje w sektorze energetyki odnawialnej są środki Globalnego Funduszu Środowiska ONZ. Dysponentem części tych środków jest Bank Światowy. Uzupełnieniem funduszy międzynarodowych w finansowaniu rozwoju energetyki odnawialnej są fundusze bilateralne państw zachodnich, np. Danii, Niemiec, Szwecji. Formą współpracy bilateralnej w zakresie wykorzystania odnawialnych źródeł energii są też projekty typu Joint Implementation realizowane w ramach mechanizmów ograniczania emisji gazów szklarniowych objętych Protokołem z Kioto. Pierwsze tego typu projekty nastawione na wykorzystanie odnawialnych źródeł energii są obecnie realizowane w Polsce.

Poniżej przedstawiono przegląd dostępnych instytucji finansujących inwestycje wykorzystujące odnawialne źródła energii.

Fundusze bezpośrednio dostępne w kraju

EkoFundusz

EkoFundusz został powołany w 1992 r. dla efektywnego zarządzania środkami ekokonwersji, polegającej na zamianie części długu państwowego na wydatki w dziedzinie ochrony środowiska. Do tej pory umowy o ekokonwersji zawarto ze Stanami Zjednoczonymi, Francją, Szwajcarią, Szwecją i Włochami oraz Finlandią.

Statutowym celem działania EkoFunduszu jest wspieranie, w formie dotacji, szczególnie ważnych przedsięwzięć dla ochrony środowiska w Polsce. Zasadniczo przedsięwzięcia te powinny mieścić się w następujących sektorach określonych w Statucie Fundacji: zmniejszanie transgranicznego transportu dwutlenku siarki i tlenków azotu, ograniczenie zanieczyszczenia Morza Bałtyckiego, ograniczanie emisji gazów szklarniowych oraz eliminacja stosowania substancji niszczących warstwę ozonową; ochrona różnorodności biologicznej.

OZE umożliwiają ograniczenie emisji gazów cieplarnianych, przy czym pozyskiwanie energii ze źródeł odnawialnych związane jest także z zerową, lub znacznie zmniejszoną emisją innych zanieczyszczeń do atmosfery. Dlatego inwestycje z wykorzystaniem OZE od kilku lat stanowią jeden z najważniejszych kierunków finansowania EkoFunduszu. OZE w strategii ochrony klimatu realizowanej przez EkoFundusz stają się jedynym liczącym się priorytetem. Według informacji uzyskanych bezpośrednio z EkoFunduszu, planowane jest wyraźne zwiększenie wydatkowania środków na wdrażanie technologii OZE do kwoty 50-70 mln zł rocznie.

EkoFundusz udziela wsparcia finansowego wyłącznie w formie bezzwrotnych dotacji. Dotacje te zasadniczo wynoszą 10-30% kosztów projektu (do 50% dla inwestorów publicznych). Fundusz finansuje projekty związane z budową instalacji lub urządzeń służących ochronie środowiska, a nie finansuje badań naukowych, opracowywania planów i studiów, pomiarów zanieczyszczeń środowiska. Projekty ubiegające się o finansowanie winny mieć opracowane co najmniej studium wykonalności oraz plan finansowy. Nie ma ograniczeń co do statusu formalnego inwestora.

Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej

Pożyczki i dotacje ze środków finansowych Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW) przyznawane są na cele określone w Ustawie o ochronie i kształtowaniu środowiska z dnia 31 stycznia 1980 r., zgodnie z priorytetami Narodowego Funduszu określonymi w oparciu o "Politykę Ekologiczną Państwa" i "Program wykonawczy do Polityki Ekologicznej Państwa do roku 2000", oraz listy przedsięwzięć priorytetowych funduszy wojewódzkich. W ostatnich latach wykorzystanie alternatywnych, a przyjaznych środowisku, źródeł energii ma status przedsięwzięć (programów) priorytetowych Narodowego Funduszu.

Narodowy Fundusz udziela pomocy finansowej w formie pożyczek i dotacji. Fundusz udzielając pożyczek, może stosować preferencyjne oprocentowanie ustalane w odniesieniu do stopy redyskontowej weksli określonej przez Narodowy Bank Polski, które nie może być jednak niższe niż 7% w stosunku rocznym. Udzielana pożyczka nie może również przekroczyć 50% kosztów zadania.

Dotacje mogą być udzielane m.in. na zadania pilotowe dotyczące wdrożenia postępu technicznego i nowych technologii o dużym stopniu ryzyka lub posiadające charakter eksperymentalny, kompleksowe programy badawcze, rozwojowe i wdrożeniowe w ochronie środowiska i gospodarce wodnej.

Wojewódzkie Fundusze Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej

Wojewódzkie Fundusze Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (WFOŚiGW) istnieją w każdym województwie i wspierają projekty proekologiczne zgodnie z kryteriami i priorytetami przyjętymi w danym województwie. Zazwyczaj Fundusze udzielają dotacji bądź pożyczki samorządom, oraz tylko pożyczki w stosunku do innych instytucji. Do tej pory pożyczki, które były udzielane przez WFOŚiGW, były oprocentowane w wysokości od 0,2 do 1,0 stopy redyskontowej. Najczęściej WFOŚiGW finansują do 50 % kosztów projektów.

W związku z nowym podziałem administracyjnym nowe wojewódzkie fundusze z początkiem 1999 roku przejęły od dawnych funduszy wojewódzkich wszystkie uprawnienia i zobowiązania prawne, finansowe itd. Nowe fundusze wojewódzkie powstały na zasadzie łączenia dotychczasowych funduszy. Natomiast fundusze gminne i powiatowe stanowią wydzielone konto do dyspozycji samorządów z przeznaczeniem na ochronę środowiska.

Bank Ochrony Środowiska

Bank Ochrony Środowiska (BOŚ) jest jednym z 20 największych banków w Polsce i specjalizuje się na kredytowaniu projektów związanych z ochroną środowiska, włączając zadania inwestycyjne wykorzystujące odnawialne źródła energii przynoszące określony efekt ekologiczny w wyniku pozyskiwania energii w sposób inny niż tradycyjny. W tej dziedzinie przedmiotami kredytowania może być:

- zakup urządzeń i instalacja małych elektrowni wodnych o mocy do 2 MW,

- zakup urządzeń i instalacja elektrowni wiatrowych o mocy do 500 kW,
- zakup i instalacja urządzeń systemów grzewczych z zastosowaniem pomp ciepła, wykorzystujących niskopotencjalną energię gruntu i słońca,
- zakup i instalacja baterii i kolektorów słonecznych,
- zakup i instalacja kotłów opalanych biomasą o mocy do 2 MW - w ramach modernizacji kotłowni węglowo-koksowych, wraz z urządzeniami składowymi instalacji grzewczych - jako lokalnych źródeł ciepła dla potrzeb c.o. oraz c.w.u.

Formą wsparcia finansowego stosowanego przez BOŚ jest kredyt. Maksymalna kwota kredytu - 200.000 zł lecz nie więcej niż 50% wartości przedsięwzięcia, okres realizacji - do 18 miesięcy od daty postawienia przez bank kredytu do dyspozycji kredytobiorcy, okres kredytowania - do 7 lat, oprocentowanie wynosi 8% w stosunku rocznym, okres karencji - spłata kredytu od momentu zakończenia zadania. Dopłata do kredytu pochodzi ze środków Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Nie ma ograniczeń co do statusu formalnego inwestora.

W latach 1991-1998 Bank udzielił łącznie 115 kredytów na projekty energetyki odnawialnej. Struktura projektów była następująca: kotłownie opalane biomasą - 42, małe elektrownie wodne - 33, kolektory słoneczne - 9, elektrownie wiatrowe - 3, ciepłownia geotermalna - 1 oraz dodatkowo 27 instalacji z pompami ciepła, które w pewnym zakresie wykorzystywały energię odnawialną. Łączna kwota udzielonych kredytów przekroczyła 18 mln. zł.

Program Małych Dotacji Globalnego Funduszu Środowiska

Globalny Fundusz Środowiska (GEF) powstał w 1991 roku pod patronatem Banku Światowego, UNEP oraz UNDP. Celem Funduszu jest wspieranie krajów rozwijających się w dziedzinie ochrony środowiska. Program Małych Dotacji GEF (SGP/GEF) powstał w 1992 roku i jest programem Globalnego Funduszu Środowiska.

Program SGP/GEF skierowany jest do organizacji pozarządowych (nie tylko ekologicznych), formalnie zarejestrowanych (stowarzyszenia, fundacje), posiadających własne konto bankowe. Ruchy nieformalne mogą występować jako partnerzy, współautorzy projektu, nad którym formalną pieczę sprawuje organizacja mająca do tego uprawnienia. O dotację mogą ubiegać się także samorządy lokalne pod warunkiem ścisłej, udokumentowanej współpracy z organizacją pozarządową.

Krajowa Komisja Selekcyjna uznała za priorytetowe wspieranie wszelkich małoskalowych przedsięwzięć o wymiarze materialnym, wpływających na poprawę stanu środowiska naturalnego poprzez ochronę różnorodności biologicznej, wykorzystanie odnawialnej energii, stosowanie energooszczędnych technologii, ochronę zasobów wodnych. Dotyczy to rozwiązań modelowych, nadających się do powtarzania w skali lokalnej, przy wykorzystaniu lokalnych zasobów ludzkich, materialnych i organizacyjnych. SGP/GEF nie finansuje badań naukowych oraz nie wspiera bezpośrednio organizacji pozarządowych jako takich.

SGP/GEF udziela pomocy finansowej w formie dotacji. Pojedynczy grant nie może przekroczyć kwoty 50 tys. USD. Dużo większe możliwości pozyskanie środków oferuje tzw. „średni” GEF (Medium Grant Programme), jednakże z uwagi na skomplikowaną procedurę i brak doświadczeń krajowych instytucji, jak dotychczas udało się pozyskać tylko dwukrotnie środki z tego funduszu na rozwój energetyki odnawialnej w Polsce.

Fundacja Rozwoju Wsi (Fundacja Rolnicza)

Fundacja Rolnicza została zarejestrowana w 1991 r. i jednym z podstawowych celów jej działalności jest odbudowa małej retencji wodnej oraz energetyki odnawialnej czerpanej z małych elektrowni wodnych. Fundacja prowadzi finansowanie odbudowy małych elektrowni wodnych poprzez preferencyjne pożyczki zabezpieczone hipoteką na wznoszonym obiekcie, po przedstawieniu dokumentów potwierdzających techniczną wykonalność projektu i jego ekonomiczną opłacalność. Fundacja udziela pożyczek do wysokości 100 tys. zł, rzadko do 200 tys. zł. Kredyty są oprocentowane zazwyczaj w wysokości 17%. Wymagany jest własny udział inwestora, wynoszący co najmniej 50% kosztorysowej lub szacunkowej wartości obiektu po jego ukończeniu. Fundacja inwentaryzuje i analizuje lokalizacje przyszłych obiektów MEW. Fundacja udziela pożyczki dopiero w momencie, gdy inwestor doprowadzi budowę do etapu, kiedy ma zapewnione dostawy lub remont turbin, a każda następna faza odbudowy elektrowni przybliży jej uruchomienie. W latach 1991-1996 Fundacja przyczyniła się do budowy i odbudowy 55 MEW oraz 4 elektrowni wiatrowych.

Inne źródła finansowania

Instytucjami finansowymi, które również mogą wspierać w Polsce projekty związane z odnawialnymi źródłami energii są: Fundusz Pracy, Fundacja Programów Pomocy dla Rolnictwa (FAPA) oraz dostępne w kraju programy Unii Europejskiej.

Fundusze unijne na energetykę odnawialną dostępne bezpośrednio dla Polski

Niezależnie od Kampanii Wdrożeniowej, w sytuacji obecnego otwarcia dla Polski szeregu celowych programów Unii Europejskiej takich jak ALTENER II, SYNERGY, oraz V Program Ramowy o Współpracy Naukowo-Badawczej, Technologicznej i Promocji, otwiera się pole aktywności i możliwości bezpośredniego pozyskania środków na projekty energetyki odnawialnej dla krajowych instytucji naukowych oraz władz regionalnych i lokalnych. Szczególnie atrakcyjnie przedstawiają się możliwości aktywnego udziału krajowych instytucji w V Programie Ramowym w latach 1999-2002. Odnawialne źródła energii są jednym z priorytetów tego Programu, przy czym już w roku 1999, z 208 mln EURO przeznaczonych na energetykę, ponad 60% środków zarezerwowano na energetykę odnawialną, w tym aż 75% na inwestycje w ramach projektów demonstracyjnych.

Warto przypomnieć, że w związku z uruchomieniem w zeszłym roku Piątego Programu Ramowego, większość dotychczasowych programów finansujących energetykę odnawialną w Unii Europejskiej ulega zamknięciu. Na początku 1999 roku część programów już istniejących i otwartych dla Polski uległa ewentualnej modyfikacji i została przedłużona (ALTENER, SYNERGY, podprogramy programu PHARE, jak PHARE-CREDO, ECOS-OVERTURE, PARTNERSHIP), część zniknęła (JOULE, THERMIE), a pojawiają się nowe programy.

Przykładem inwestycji, która uzyskała wcześniej w Polsce wsparcie z zamkniętego obecnie programu Komisji Europejskiej THERMIE był projekt wykorzystania metanu na wysypisku komunalnym w Toruniu do produkcji energii elektrycznej i ciepłej w systemie skojarzonym. Bezzwrotne dofinansowanie z Unii Europejskiej wyniosło 35% łącznych kosztów inwestycji netto, tj. 2,3 mln zł. Trzeba jednak zaznaczyć, że programy te mogą wspierać inwestycje tylko, gdy są to projekty demonstracyjne, prezentujące innowacyjne rozwiązania w technologiach wykorzystania OZE.

Po dotychczasowych doświadczeniach można się więc spodziewać, że w obecnie ogłoszonych pierwszych konkursach w ramach V Programu Ramowego, ALTENER,

SYNERGY i LIFE na nowe projekty, z których wiele jest związanych z wykorzystaniem OZE, polskie organizacje szerzej skorzystają z coraz szerszej oferty i coraz większych możliwości. Włączenie się Polski do obecnie istniejących programów Unii Europejskiej powinno opierać się w znacznej mierze także na środkach krajowych, pochodzących na przykład z funduszy ekologicznych. Aktywny udział w tych działaniach umożliwiłby Polsce w przyszłości znacznie szersze wykorzystanie funduszy strukturalnych i innych funduszy celowych na energetykę odnawialną w Unii Europejskiej po formalnym wstąpieniu naszego kraju w struktury unijne.

Program Pomocowy PHARE i fundusze przedakcesyjne ISPA i SAPARD

Program PHARE jest od 1989 roku podstawowym źródłem finansowania w ramach pomocy Unii Europejskiej dla Polski i będzie dalej pełnił istotną rolę, aż do zakończenia procesu integracji europejskiej naszego kraju. Początkowo celem programu była pomoc finansowa w przemianach społecznych i ekonomicznych w Polsce i w innych krajach byłego bloku wschodniego. Wraz z postępem procesu integracji, podstawowym celem PHARE stało się współfinansowanie działań niezbędnych do dostosowania krajów aspirujących do standardów w Unii. Obecnie dwa podstawowe priorytety PHARE to „rozwój instytucjonalny” (30% środków) i „inwestycje mające na celu dostosowanie do standardów UE” (70%). Kontrakty na realizację projektów o wartości do 50 tys. EURO są zawierane w trybie bezpośredniej umowy poprzedzonej konkursem ofert, natomiast kontrakty na kwotę 50.000 – 300.000 EURO są zawierane w ramach tzw. Kontraktów Ramowych z konsorcjum wyłanianym w celu realizowania wszystkich projektów PHARE z danej dziedziny. Dotychczasowe doświadczenia w korzystaniu z pomocy w ramach programu PHARE dla Polski pokazują jednak, że choć teoretycznie program PHARE mógłby być szeroko wykorzystany do finansowania rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce, to jednak praktycznie jego wykorzystanie na cele inwestycyjne w tym zakresie było niewielkie.

Przykładem pomocy z podprogramów PHARE jest dofinansowanie projektu budowy turbiny wiatrowej o mocy 220 kW mających zapewnić dostawę energii elektrycznej dla miejskiej oczyszczalni ścieków w Nowogardzie (woj. szczecińskie). Wielkość dofinansowania w projektach PHARE/Cross-Border wynosi do 75% ogólnej wartości inwestycji, przy czym projekty związane z energetyką odnawialną są finansowane tylko, jeżeli np. zostanie wykazany szczególny wpływ takiego projektu na ochronę środowiska. Z kolei w ramach innego transgranicznego podprogramu PHARE-PHARE-CREDO sfinansowano projekt mający na celu opracowanie koncepcji Centrum Odnawialnych Źródeł Energii dla Euroregionu Niemen.

Dwa podstawowe fundusze przedakcesyjne dla Polski to ISPA i SAPARD. Oba stwarzają teoretycznie możliwości do finansowania projektów energetyki odnawialnej w naszym kraju w latach 1999-2002. Podobnie jak PHARE są to potencjalne źródła współfinansowania przez UE procesu dostosowania krajów ubiegających się o członkostwo.

ISPA (Instrument for Structural Policies for Pre-accession) skierowany jest na dostosowanie infrastruktury technicznej krajów aspirujących do pełnego członkostwa do standardów unijnych. Na dofinansowanie rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce, w ramach modernizacji infrastruktury technicznej, wydatkowane mogą być częściowo środki ISPA przeznaczone na ochronę środowiska w wysokości do 177 mln EURO rocznie (druga część środków ISPA przeznaczona jest na wspieranie sektora transportu). Za tę część ISPA odpowiedzialne jest Ministerstwo Środowiska, a agencją wdrażającą będzie Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Udział finansowy ISPA nie może

przekraczać 85% całego kosztów zadania, w praktyce do 70% i dotyczy tylko instytucji publicznych.

Program SAPARD (Suport for Pre-Accession Measures for Agriculture and Rural Development) adresowany jest też do wszystkich krajów stowarzyszonych. Przewidywany budżet dla wszystkich objętych jego zasięgiem krajów wynosi 500 milionów EURO rocznie. Biorąc pod uwagę proponowane kryteria podziału środków, można oczekiwać, że Polska będzie otrzymywać w ramach tego programu co najmniej 150 mln EURO rocznie, aż do momentu przyłączenia do Unii. Priorytety działań objętych programem SAPARD, w których choćby częściowo może mieścić się finansowanie rozwoju energetyki odnawialnej - głównie na obszarach wiejskich to: inwestycje w gospodarstwach rolnych, rozwój i dywersyfikacja działalności gospodarczej zapewniającej alternatywne źródła dochodu, rozwój i poprawa infrastruktury wiejskiej. Za realizację programu w Polsce odpowiedzialne jest Ministerstwo Rolnictwa i Rozwoju Wsi. Agencją płatniczą jest Agencja Restrukturyzacji i Modernizacji Rolnictwa. Udział finansowy programu nie może przekraczać 75% całego kosztu przedsięwzięcia finansowanego ze środków publicznych (np. inwestycja gminna).

Wydatkowanie środków ISPA i SAPARD na energetykę odnawialną może być utrudnione ze względu na ograniczone od dołu limity projektów. Budżet pojedynczego projektu w ramach ISPA nie może być mniejszy niż 5 mln EURO. Dlatego też, przy niewielkiej skali projektów w energetyce odnawialnej konieczne będzie tworzenie „pakietów” małych projektów w większych lokalnych i regionalnych programach. Istotną rolę w kształtowaniu szczegółowych priorytetów dla tych programów i zgłaszaniu propozycji projektów inwestycyjnych będą miały władze samorządowe i to od nich zależeć będzie w dużym stopniu, czy projekty energetyki odnawialnej będą miały istotne znaczenie w realizacji programów przedakcesyjnych w Polsce. Ważnym narzędziem do pozyskania środków przedakcesyjnych na cele rozwoju energetyki odnawialnej będą plany konkretnych projektów wpisane w strategię rozwoju regionalnego i lokalnego oraz w plany zagospodarowania przestrzennego.

Fundusze przedakcesyjne są dla Polski przejściową formą do uzyskania (w okresie właściwego członkostwa w Unii) dostępu do funduszy strukturalnych. Ogólna kwota funduszy strukturalnych w Unii w latach 1994-1999 wynosiła 141.471 mln EURO i przeznaczona była na takie działania w ramach polityki strukturalnej jak: rozwój i dostosowanie regionów słabiej rozwiniętych, restrukturyzacja regionów, w których występuje przemysł schyłkowy, zwalczanie bezrobocia oraz rozwój i zmiany strukturalne obszarów wiejskich. Kraje członkowskie Unii w ramach realizacji powyższych działań wykorzystywały część z tych środków na rozwój energetyki odnawialnej.

Inne fundusze zagraniczne dostępne dla Polski

Bank Światowy

Bank nie ma możliwości finansowania indywidualnych małych projektów, chociaż jest zainteresowany udzielaniem kredytów dla pakietów kilku mniejszych projektów w dziedzinie wykorzystania OZE lub jednego większego projektu, których realizację poparłby Rząd (Ministerstwo Rolnictwa, Środowiska lub Gospodarki i Ministerstwo Finansów). W takim przypadku istnieje możliwość ubiegania się dodatkowo o środki pomocowe (bezzwrotną dotację z GEF lub Carbon Investment Fund), w których zdobyciu Bank mógłby aktywnie uczestniczyć.

Warto tu zaznaczyć, że w skutecznym pozyskaniu środków na inwestycje w przypadku kredytów z Banku Światowego, uzupełnionych ewentualnie dotacjami z funduszy ekologicznych Narodów Zjednoczonych, sama aktywność zainteresowanych inwestorów, regionów i społeczności lokalnych nie wystarczy. Kluczowa do uruchomienia tych środków dla Polski jest postawa Rządu Polskiego. Bez uznania przez Rząd rozwoju energetyki odnawialnej za dziedzinę priorytetową trudno będzie o jakiegokolwiek pozytywne rozstrzygnięcia w tym zakresie.

W sektorze energetycznym i ochronie środowiska w Centralnej Europie, w tym w Polsce, działają także inne wielkie banki i korporacje finansowe jak: Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju (EBRD), Europejski Bank Inwestycyjny (EIB), Nordycka Korporacja Finansowa na rzecz Ochrony Środowiska (NEFCO), Nordycki Bank Inwestycyjny (NIB). Instytucje te do tej pory udzieliły szereg kredytów komercyjnych i kredytów nisko oprocentowanych na stosunkowo duże inwestycje w sektorze energetyki zawodowej i w sektorze poszanowania energii w krajach Europy Środkowej i Wschodniej. Finansowanie projektów inwestycyjnych w energetyce odnawialnej jest jednym z nowych celów w wyżej wymienionych instytucjach. Z pomocą w zaangażowaniu środków finansowych z tak dużych instytucji w rozwój energetyki odnawialnej wystąpiła w 1998 roku Komisja Europejska, wspierając w ramach programu SYNERGY działania na rzecz identyfikacji projektów inwestycyjnych w krajach regionu Morza Bałtyckiego.

Fundusze bilateralne państw zachodnich

Uzupełnieniem typowych instytucji bankowych i funduszy europejskich dostępnych w Polsce na finansowanie energetyki odnawialnej są fundusze bilateralne niektórych państw europejskich i Stanów Zjednoczonych na pomoc w rekonstrukcji gospodarki państw Europy Środkowo-Wschodniej. W sektorze energetyki odnawialnej najbardziej aktywne są programy realizowane przez rządy m.in. Danii, Szwecji i USA.

Duńska Agencja Ochrony Środowiska (EPA) koordynuje duńską pomoc w tym zakresie dla krajów Europy Środkowowschodniej. Rząd Danii przeznaczył na pomoc dla tego regionu w latach 1991 - 2002 0,5% dochodu narodowego. Przykładem projektu dofinansowanego przez EPA w Polsce jest budowa dwu siłowni wiatrowych o mocy 2 x 600 kW w miejscowości Komorów. W ramach Polsko-Duńskiego Programu Współpracy na lata 1999-2000 przewidywane są do sfinansowania następne projekty w sektorze energetyki odnawialnej.

Ze strony szwedzkiej, program pomocy bilateralnej w sektorze energetycznym zarządzany jest przez Environmentally Adapted Energy System (EAES). Program koncentruje się na zamianie kotłowni węglowych/olejowych na kotłownie na biomasę, oraz na modernizacji systemów ciepłowniczych i poszanowaniu energii w budynkach. W ramach działań EAES zrealizowany został do tej pory 1 projekt w Polsce.

Środki pomocowe Stanów Zjednoczonych wykorzystywane są w pewnym zakresie na wspieranie rozwoju energetyki odnawialnej, w ramach szerokiego programu zarządzanego przez Amerykańską Agencję Rozwoju Międzynarodowego (USAID), a w szczególności Programu Partnerstwa dla Samorządu Terytorialnego (LGPP) oraz programu dla Europy Środkowej i Wschodniej – ECOLINKS. LGPP, współpracując z krajowymi organizacjami samorządowymi i bezpośrednio z 48 gminami, koncentruje się na pomocy technicznej służącej m. in. poprawie zarządzania, rozwojowi infrastruktury i usług komunalnych, oraz rozwojowi gospodarki przestrzennej. Jedną z form pomocy dla gmin jest identyfikacja

projektów inwestycyjnych i opracowywanie studiów techniczno-ekonomicznych i biznes-planów dla nowych projektów. W kilku z gmin objętych programem LGPP w Polsce, realizowane są prace związane z rozwojem projektów energetyki odnawialnej (energia biomasy i energia wiatrowa). Ze środków innego programu amerykańskiego ECOLINKS finansowane jest wykonanie oceny zasobów wiatru i przygotowanie studium wykonalności dla inwestycji wiatrowej w gminie Kisielice.

Finansowanie energetyki odnawialnej w ramach mechanizmu Joint Implementation

Mechanizm JI został omówiony w rozdziale 3.3. W ramach tych działań finansowany jest pilotowy projekt wykorzystania gazu wysypiskowego realizowany na rzecz społeczności lokalnej tego miasta przez Rząd Holandii. Idea tego przedsięwzięcia polega na ujęciu wypływu metanu z wysypiska odpadów stałych w Tychach i jego energetycznym wykorzystaniu do produkcji ciepła i elektryczności. Również ze środków holenderskich finansowana jest budowa kotłowni do energetycznego wykorzystania zrębków drzewnych z pielęgnacji terenów zielonych w Jeleniej Górze. Projekt polega na zamianie dwu wysłużonych kotłów węglowych na kocioł na zrębki o mocy 360 kW. Oprócz Holandii, największe jak dotychczas zainteresowanie projektami typu Joint Implementation w Polsce wykazują Norwegia, Stany Zjednoczone.

Zestawienie listy instytucji finansujących energetykę odnawialną w Polsce podane jest w tabeli 3.4. W tabeli zaznaczono, do jakiego odbiorcy jest adresowana pomoc finansowa i czego dotyczy (pomoc techniczna, bezpośrednie finansowanie inwestycji itp.).

3.4.3. Podsumowanie i wnioski

- Pomimo potencjalnie rosnących w ostatnich latach możliwości pozyskania środków zagranicznych (zwłaszcza z Unii Europejskiej) oraz innych środków parabudżetowych na rozwój energetyki odnawialnej w Polsce, ich udział w faktycznym wspieraniu inwestycji tego typu jest znikomy. Polska ze środków publicznych (budżetowych, parabudżetowych i z zagranicy) wydaje na energetykę odnawialną ponad 50 krotnie mniej niż przeciętny kraj członkowski Unii Europejskiej. Wiele wskazuje na fakt, że nie tylko ograniczona w Polsce podaż środków jest przyczyną takiego stanu rzeczy, ale także: słabość rynku, braku proaktywnych działań instytucji finansujących na rzecz pozyskania inwestorów, brak umiejętności krajowych instytucji w ubieganiu się o dostępne środki międzynarodowe.
- Dla żadnej z wyżej wymienionych krajowych instytucji finansujących, z wyjątkiem EkoFunduszu, finansowanie rozwoju energetyki odnawialnej nie jest wewnętrznym priorytetem samym w sobie. Z uwagi na złożoność i zarazem trudność projektów energetyki odnawialnej (nietypowość, mała skala), mogą one w wewnętrznej konkurencji z innymi typami projektów okazywać się mniej atrakcyjne niż zadania bardziej standardowe, jak np. inwestycje typu „węgiel na gaz/olej”. Zaobserwować można też zbyt mało proaktywną postawę instytucji finansujących i w pozyskiwaniu i przygotowaniu wniosków o dotacje i pożyczki.
- Większość instytucji finansujących zainteresowana jest wydatkowaniem środków na inwestycje. Tylko część wspiera działania pozainwestycyjne, w tym działania na rzecz identyfikacji projektów i przygotowania inwestycji, a te trudne i kosztowne działania jak wspomniano wcześniej w przypadku energetyki wiatrowej. W związku z powszechnym brakiem wiedzy i umiejętności związanych z przygotowywaniem studiów przedinwestycyjnych, bardzo wysoko ocenianym ryzykiem dla technologii OZE

- i koniecznością poniesienia wysokich kosztów związanych z przygotowaniem inwestycji, można oczekiwać, że pojawią się problemy z wygenerowaniem wystarczająco dużej ilości projektów i inwestycji do efektywnego spożytkowania dostępnych środków finansowych.
- Żadne z krajowych instytucji finansujących nie są nastawione na finansowanie przygotowywania strategii, programów i planów wykorzystania energii odnawialnej na poziomie regionalnym i lokalnym. Przy braku takich opracowań, istnieje ryzyko podejmowania nietrafionej alokacji środków publicznych w skali powiatu i regionu oraz utrudnione są procesy identyfikacji większej ilości projektów inwestycyjnych.
 - Występujące trudności w zdefiniowaniu priorytetów dla OZE spowodowane są głównie brakiem ogólnej strategii państwowej rozwoju sektora energetyki odnawialnej w Polsce oraz brakiem podstawowych danych statystycznych i pełnych charakterystyk techniczno-ekonomicznych technologii OZE. Jednostkowe podejście do finansowania energetyki odnawialnej („project by project”) skutkować może nieuzasadnionym lub zbyt niskim (mało atrakcyjnym dla inwestora) wsparciem różnych technologii oraz zmniejszoną efektywnością wydatkowanych środków liczoną w skali sektora (nie pojedynczego projektu), dublowaniem wydatków oraz brakiem możliwości strukturotwórczego oddziaływania na sektor energetyki odnawialnej.
 - Jak do tej pory instytucje finansujące nie stosują metody agregowania z natury małych projektów inwestycyjnych w energetyce odnawialnej w większe pakiety, umożliwiające zmniejszenie jednostkowych kosztów administracyjnych dla instytucji finansującej i kosztów transakcyjnych dla inwestora oraz zmniejszenie ryzyka poprzez rozłożenie go na większą liczbę projektów. Instytucje finansujące (poza małymi wyjątkami) nie nawiązały współpracy z krajowymi partnerami (agencje państwowe, firmy prywatne i organizacje pozarządowe), które mogłyby świadczyć usługi związane z identyfikacją i agregowaniem projektów w większe pakiety finansowe.
 - Różne są priorytety instytucji finansujących i kryteria wydatkowania przez nie środków. Stosunkowo największą ofertę skierowane jest do samorządów i przedsiębiorstw. Zazwyczaj głównym kryterium wydatkowania środków na energetykę odnawialną w Polsce jest kwestia uzyskiwania efektów ekologicznych i ograniczenia emisji zanieczyszczeń. Kwestie dodatkowych korzyści takich jak tworzenie dodatkowych miejsc pracy i promocja technologii OZE nie są jak dotychczas kluczowymi kryteriami oceny proponowanych inwestycji. W mieszaniu priorytetów i kryteriów instytucji finansujących trudno jest doszukać się systemowych działań na rzecz racjonalnego wsparcia krajowego przemysłu technologii OZE opierającego się na małych i średnich przedsiębiorstwach oraz działań mogących służyć systematycznemu obniżeniu kosztów ich produkcji.

TABELA .3.6 . MOŻLIWOŚCI POZYSKANIA WSPARCIA FINANSOWEGO W ENERGETYCE ODNAWIALNEJ W WARUNKACH KRAJOWYCH

Rodzaj wsparcia	Odbiorcy Inwestorzy	Instytucje krajowe										Instytucje zagraniczne															
		Fundusze ekologiczne i fundacje						Agencje				Unia Europejska						ONZ		Fundusze bilateralne							
		Inwestycje						Pomoc techn.	Pomoc techniczna		Badania +Rozwój		Rozwój polityka/strat		Badania +Rozwój		Infrastruktura		Ochrona klimatu		Infra	II Inw	Inwestycje/pomoc techn.				
		Ekofundusz	NFOŚ	WFOŚ	BOŚ	SGP/GEF	Fund. Roln.	FPŚ	FAPA	LGPP USAID	KBN	ATT	ALTENER II	SYNERGY	JOULE/THERMIE	FP5	PHARE	ISPA SAPARD	EIB/EBOIR	GEF	CIF	BŚ	Holandia	Dania DEPA	Niemcy	Szwecja EAES	UK BK-HF
K R E D Y T Y	NGOs		✓	✓																							
	Samo-rządy		✓	✓	✓													✓			✓						
	R&D		✓								✓																
	Firmy		✓	✓	✓		✓				✓							✓			✓			✓			
	Osoby prywatne		✓	✓	✓		✓																				
D O T A C J E	NGOs	✓	✓	✓		✓		✓	✓			✓	✓			✓			✓	✓					✓		✓
	Samo-Rzqdy	✓	✓	✓		✓		✓	✓	✓		✓	✓		✓	✓	✓		✓	✓		✓	✓	✓	✓	✓	✓
	R&D		✓						✓		✓		✓	✓	✓	✓							✓	✓	✓	✓	✓
	Firmy	✓	✓								✓		✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓		✓	✓				
	Osoby prywatne	✓	✓												✓	✓						✓	✓				

Objaśnienia:

- BOŚ - Bank Ochrony Środowiska
- SGP/GEF - Program Małych Dotacji Globalnego Funduszu Środowiska
- Fund. Roln. - Fundacja Rolnicza
- FPŚ - Fundacja Partnerstwo dla Środowiska
- FAPA - Fundacja Programów Pomocy dla Rolnictwa
- LGPP/USAID - Program Partnerstwa dla Samorządu Terytorialnego
- KBN - Komitet Badań Naukowych
- ATT – Agencja Techniki i Technologii
- **ALTENER II, SYNERGY, JOULE/THERMIE - Programy celowe UE**
- FP5 - Piąty Program Ramowy UE o Współpracy Naukowo-Technicznej
- ISPA - Program UE dla państw aspirujących (ochrona środowiska + transport)
- SAPARD - Program UE dla państw aspirujących (rolnictwo)
- PHARE - Program UE dla państw Europy Środkowej
- EIB - Europejski Bank Inwestycyjny
- EBOIR - Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju
- GEF - Globalny Fundusz Środowiska (granty średnie i duże)
- CIF - Węglowy Fundusz Inwestycyjny
- BŚ - Bank Światowy
- IJ - Joint Implementation (wspólne działania - ochrona klimatu)
- DEPA - Duńska Agencja Ochrony Środowiska
- FWPN - Fundacja Współpracy Polsko-Niemieckiej
- EAES - Environmentally Adapted Energy Systems (systemy energetyczne przyjazne środowisku)
- BK-HF - British Know-How Fund (brytyjski fundusz umiejętności)

4. PORÓWNAWCZA OCENA EKONOMICZNA TECHNOLOGII OZE W POLSCE NA BAZIE CHARAKTERYSTYK TECHNICZNO-EKONOMICZNYCH WDROŻONYCH INSTALACJI

4.1. Założenia metodologiczne przy pozyskaniu danych źródłowych i określaniu warunków opłacalności inwestycji

Dane do oceny ekonomicznej technologii OZE pozyskano metodą ankietową od użytkowników instalacji zbudowanych w Polsce w latach 1993-1999. Takie założenie zagwarantowało możliwość dalszej pracy na kompletnych danych z uwzględnieniem pełnych kosztów i rzeczywistych przychodów w warunkach krajowych. W wykonanych wcześniej w Polsce analizach ekonomicznych opierano się zazwyczaj na przytaczaniu danych z innych krajów lub też posługiwano się założeniami techniczno-ekonomicznymi dostarczonymi przez dostawców technologii, które nie uwzględniały pełnych kosztów inwestycyjnych i faktycznych efektów pracy instalacji, ocenionych z punktu widzenia użytkownika.

Ankiety otrzymane od respondentów zawierały informacje o wielkości i strukturze nakładów inwestycyjnych, źródłach finansowania inwestycji, a także o kosztach eksploatacyjnych związanych z zapewnieniem działania instalacji od strony technicznej wraz z kosztami obsługi kredytów, stawek amortyzacji i podatków. Dane liczbowe zostały skomentowane przez użytkowników uwagami na temat doświadczeń eksploatacyjnych oraz propozycjami poprawy warunków inwestowania i użytkowania technologii OZE.

Badaniami zostało objętych 15 grup technologii OZE opisanych w rozdziale drugim. Dla każdej z grup technologii pozyskano dane od minimum 3 użytkowników. Po weryfikacji ankiet, do dalszych analiz i ocen wybrano najbardziej typowe lub najbardziej charakterystyczne przykłady. Dla technologii energetyki wiatrowej, z uwagi na trudności w identyfikacji inwestycji o uśrednionych parametrach ekonomicznych (elektrownia wiatrowa krajowej produkcji zlokalizowana w miejscu o średnich warunkach wiatrowych i elektrownia z importu zlokalizowana w lepszych warunkach wiatrowych), wykonano dodatkowe badania warunków opłacalności ekonomicznej. Przykłady zrealizowanych w Polsce 16 instalacji OZE, które stały się przedmiotem analiz i ocen ekonomicznych, opisano na podstawie otrzymanych ankiet w Załączniku 1 do niniejszej pracy. Dla każdej z analizowanych instalacji OZE określono jej odpowiednik w technologii konwencjonalnej, który charakteryzuje cena produkowanej energii.

Przychody z tytułu wyprodukowanej i sprzedanej energii ze źródeł odnawialnych (w przypadku sprzedaży energii wyprodukowanej ze źródeł odnawialnych do sieci) lub też z tytułu unikniętych kosztów zakupu energii (w przypadku, gdy wyprodukowana energia ze źródeł odnawialnych jest wykorzystywana na potrzeby własne) obliczono na podstawie znajomości cen zastępowanych nośników energii uzyskiwanych z paliw kopalnych. Ze względu na koszty produkowanej lub sprzedawanej energii, technologie OZE porównywane były z analogicznymi substytutami tj. zastępowanymi technologiami opartymi na wykorzystaniu paliw kopalnych wg następującego schematu podanego w tabelach 4.1.a dla technologii sieciowych i 4.1.b dla technologii niesieciowych (autonomicznych).

Cenę zastępowanego nośnika energii w II kwartale 1999 r. dla różnych grup odbiorców przyjęto wg Agencji Rynku Energii⁹⁸. Założono ponadto wzrost realnych cen konwencjonalnych nośników energii do roku 2020 wg modelu podanego w tabeli 4.2 jako

⁹⁸ „Europejski Biuletyn Cenowy Nośników Energii”, nr 5 (90) 1999, Agencja Rynku Energii.

prognozę autorską zespołu realizującego ekspertyzę. Do oceny wzrostu cen energii wykorzystano prognozę wzrostu nominalnych cen energii w obrocie hurtowym opracowaną przez Energysys oraz zaprojektowano przebieg procesów inflacyjnych zgodny z założeniem o przystąpieniu Polski do Unii Europejskiej w 2003 roku i do unii monetarnej w roku 2005. Do roku 2005 ceny nośników energii osiągają poziom 25% poniżej średnich cen w Unii (ze względu na w dalszym ciągu niższy poziom rozwoju gospodarczego). Dalej wzrost cen jest równoległy z przewidywaniami zawartymi w prognozach Unii Europejskiej⁹⁹. Prognozy wzrostu cen konwencjonalnych nośników energii nie zakładają wprowadzenia w Polsce podatku węglowego lub innych opłat produktowych na paliwa kopalne.

Tabela 4.1.a. Odpowiadające sobie pary technologii OZE i zastępowanych przez nie technologii konwencjonalnych oraz zasady przyjęte do obliczeń ceny energii ze źródeł zastępowanych na rok 1999. Technologie sieciowe.

Technologia OZE	Technologia zastępowana	Zasada ustalania lub kalkulacji ceny zastępowanego nośnika energii
Ciepłownia na słomę	Ciepłownia węglowa/gazowa	Średnia cena zakupu energii cieplnej przez przedsiębiorstwa ciepłownicze w II kwartale 1999 r.
Ciepłownia na zrębki drzewne		
Ciepłownia geotermalna		
Instalacja wykorzystania gazu wysypiskowego do produkcji energii elektrycznej	Sieć elektroenergetyczna	Cena zakupu energii elektrycznej z OZE określona jako 80% ceny energii elektrycznej dla odbiorców końcowych w Polsce w II kwartale 1999 r.
Instalacja wykorzystania gazu wysypiskowego do skojarzonej produkcji energii elektrycznej i ciepła	Sieć elektroenergetyczna plus energia ciepła z lokalnego kotła na gaz ziemny (o ile energia elektryczna z biogazu wytwarzana jest w skojarzeniu)	Cena zakupu energii elektrycznej z OZE określona jako 80% ceny energii elektrycznej dla odbiorców końcowych w Polsce w II kwartale 1999 r. Dodatkowo cena zakupu energii cieplnej przez przedsiębiorstwa ciepłownicze w II kwartale 1999 r.
Biogazownia komunalna na osad ściekowy		
Mała elektrownia wodna zbudowana na istniejącym jazie	Sieć elektroenergetyczna	Cena zakupu energii elektrycznej z OZE określona jako 80% ceny energii elektrycznej dla odbiorców końcowych w Polsce w II kwartale 1999 r.
Mała elektrownia wodna zbudowana od podstaw		
Elektrownia wiatrowa sieciowa 160 kW		
Elektrownia wiatrowa sieciowa 600 kW		

Kolejne założenie prognostyczne dotyczyło wysokości stawek podatku dochodowego dla osób prawnych. W tym przypadku wykorzystano założenia Białej Księgi Podatkowej opublikowanej przez Ministerstwo Finansów w 1999 r.

⁹⁹ European Commission, Directorate General for Energy: *Energy in Europe. Economic Foundation for Energy Policy*. Brussels, 1999.

Przy powyższych założeniach, badane instalacje poddano wariantowej ocenie ekonomicznej. W każdym z wariantów wykorzystano rzeczywiste dane o nakładach inwestycyjnych, kosztach eksploatacyjnych i ilości produkowanej energii.

Tabela 4.1.b. Odpowiadające sobie pary technologii OZE i zastępowanych przez nie technologie konwencjonalne oraz zasady przyjęte do obliczeń ceny energii ze źródeł zastępowanych na rok 1999. Technologie niesieciowe (autonomiczne).

Technologia OZE	Technologia zastępowana	Zasada ustalania lub kalkulacji ceny zastępowanego nośnika energii
System fotowoltaiczny do zasilania lampy ulicznej	Sieć elektroenergetyczna	Cena zakupu energii elektrycznej z OZE określona jako 80% ceny energii elektrycznej dla odbiorców końcowych w Polsce w II kwartale 1999 r.
Ręcznie obsługiwany kocioł na drewno małej mocy (poniżej 100 kW)	Ręcznie obsługiwany kocioł na węgiel małej mocy	Cena energii ciepłej z lokalnego kotła węglowego, wg cen węgla i kotła z II kwartału 1999 r.
Ręcznie obsługiwany kocioł na słomę małej mocy (poniżej 100 kW)		
Biogazownia rolnicza na gnojowicę	Gaz ziemny	Cena gazu dla odbiorców końcowych z II kwartału 1999 r.
Kolektor słoneczny do podgrzewania wody	Terma elektryczna	Cena ciepła z termy elektrycznej dla cen energii elektrycznej i termy z II kwartału 1999 r.
Kolektor słoneczny do podgrzewania powietrza	Węglowy podgrzewacz powietrza	Cena ciepła z podgrzewacza powietrza na węgiel dla cen węgla z II kwartału 1999 r.

Jeżeli analizowana instalacja została zbudowana w latach ubiegłych (1993-1998), bieżące nakłady inwestycyjne zostały zdyskontowane na rok 1999 z wykorzystaniem współczynników inflacji dla środków produkcji (podgrupa urządzenia energetyczne), publikowanych przez GUS. Taki zabieg umożliwia porównanie wyników obliczeń w warunkach roku 1999 przyjętego jako bazowy.

W wariancie podstawowym oceny ekonomicznej założono, że inwestycja została zrealizowana w oparciu o kredyt bankowy komercyjny (stopa oprocentowania 20%) bez żadnego wsparcia finansowego z zewnątrz. Przyjęto ponadto, że kryterium opłacalności mikroekonomicznej dla technologii OZE jest uzyskanie wewnętrznej stopy zwrotu zainwestowanego kapitału w wysokości min 18% ($IRR \geq 18\%$). Zastosowano tę samą oczekiwaną minimalną stopę zwrotu zarówno dla instytucji finansującej jak i dla inwestora (wkład własny). W tych najmniej korzystnych dla inwestora warunkach tylko nieliczne technologie OZE wykazały opłacalność. Dlatego w innych wariantach obliczeń przyjęto różne możliwości wsparcia inwestora w postaci subwencji.

Tabela 4.2. Prognoza wzrostu cen konwencjonalnych nośników energii do roku 2020.

Nośnik energii	Jednostki miary	Prognoza cenowa w latach																			
		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
energia elektryczna dla gospodarstw domowych	zł99/MWh	261,32	307,00	358,58	393,23	427,89	462,54	468,71	474,87	481,04	487,20	493,37	499,53	505,70	511,87	518,03	524,20	530,36	536,53	542,70	548,86
energia elektryczna dla rolnictwa	zł99/MWh	266,42	312,99	365,57	400,91	436,24	471,57	477,85	484,14	490,43	496,71	503,00	509,28	515,57	521,86	528,14	534,43	540,71	547,00	553,29	559,57
energia elektryczna dla przemysłu	zł99/MWh	123,05	160,00	187,00	210,00	239,46	256,97	260,39	263,82	267,24	270,67	274,09	277,52	280,94	284,37	287,80	291,22	294,65	298,07	301,50	304,92
średnia cena sprzedaży energii elektrycznej do sieci	zł99/MWh	215,80	253,52	296,11	324,73	353,35	381,97	387,06	392,15	397,24	402,34	407,43	412,52	417,61	422,70	427,79	432,89	437,98	443,07	448,16	453,25
ciepło z E.C.	zł99/GJ	26,00	26,80	27,50	28,70	29,80	30,69	30,90	31,11	31,32	31,53	31,75	31,96	32,17	32,38	32,59	32,80	33,01	33,22	33,43	33,64
średnia cena sprzedaży ciepła do sieci	zł99/GJ	24,90	25,67	26,34	27,49	28,54	29,39	29,60	29,80	30,00	30,20	30,40	30,60	30,81	31,01	31,21	31,41	31,61	31,81	32,01	32,22
węgiel kamienny energetyczny dla elektrowni	zł99/t	125,44	131,36	137,28	143,20	149,12	155,04	153,80	152,56	151,32	150,08	148,85	147,61	146,37	145,13	143,89	142,65	141,41	140,17	138,93	137,69
węgiel kamienny energetyczny dla gospodarstw domowych	zł99/t	344,50	434,00	509,00	577,00	629,00	680,00	712,00	728,15	725,02	721,89	718,76	715,64	712,51	709,38	706,25	703,13	700,00	696,87	693,74	690,62
węgiel kamienny energetyczny dla przemysłu	zł99/t	157,64	164,20	170,75	177,30	183,85	190,40	197,74	205,09	212,43	219,77	227,12	234,46	241,81	249,15	256,49	263,84	271,18	278,52	285,87	293,21
węgiel koksowy	zł99/t	298,09	325,44	352,78	380,13	407,48	434,82	437,80	440,78	443,76	446,74	449,73	452,71	455,69	458,67	461,65	464,63	467,61	470,59	473,57	476,55
węgiel brunatny	zł99/t	31,65	32,07	32,49	32,91	33,33	33,75	34,18	34,60	35,03	35,46	35,88	36,31	36,74	37,17	37,59	38,02	38,45	38,87	39,30	39,73
koks	zł99/t	557,53	612,48	667,43	722,38	777,33	832,29	837,99	843,70	849,40	855,11	860,81	866,52	872,22	877,93	883,63	889,34	895,04	900,75	906,45	912,16
drewno opałowe	zł99/t	48,45	49,64	50,83	52,02	53,21	54,40	55,00	55,59	56,19	56,78	57,38	57,97	58,57	59,16	59,76	60,35	60,95	61,54	62,14	62,73
olej opałowy ciężki	zł99/t	434,79	437,37	439,96	442,54	445,13	447,71	455,84	463,96	472,09	480,21	488,34	496,46	504,59	512,71	520,84	528,97	537,09	545,22	553,34	561,47
olej opałowy lekki dla przemysłu	zł99/t	855,10	858,16	861,22	864,28	867,34	870,40	873,47	876,54	879,61	882,67	885,74	888,81	891,88	894,95	898,02	901,09	904,15	907,22	910,29	913,36
olej opałowy lekki dla gospodarstw domowych	zł99/t	933,24	996,00	1056,00	1109,00	1160,00	1224,00	1261,34	1298,67	1336,01	1373,34	1410,68	1448,02	1485,35	1522,69	1560,03	1597,36	1634,70	1672,03	1709,37	1746,71
olej napędowy	zł99/t	1785,91	1945,53	2105,15	2264,76	2424,38	2584,00	2643,50	2703,00	2762,50	2822,00	2881,50	2941,00	3000,50	3060,00	3119,50	3179,00	3238,50	3298,00	3357,50	3417,00
benzyna silnikowa	zł99/t	2433,86	2681,49	2929,12	3176,75	3424,37	3672,00	3748,50	3825,00	3901,50	3978,00	4054,50	4131,00	4207,50	4284,00	4360,50	4437,00	4513,50	4590,00	4666,50	4743,00
gaz ciekły dla gospodarstw domowych	zł99/t	1565,31	1644,44	1723,57	1802,71	1881,84	1960,97	1996,56	2032,15	2067,74	2103,33	2138,92	2174,51	2210,10	2245,69	2281,28	2316,87	2352,46	2388,05	2423,64	2459,23
gaz ciekły dla przemysłu	zł99/t	603,76	634,29	664,81	695,33	725,85	756,37	770,10	783,83	797,56	811,28	825,01	838,74	852,47	866,19	879,92	893,65	907,38	921,11	934,83	948,56
gaz ziemny wysokometanowy dla gospodarstw domowych	zł99/tys.m³	860,60	950,00	1023,00	1086,00	1167,00	1251,20	1274,93	1298,66	1322,40	1346,13	1369,86	1393,59	1417,33	1441,06	1464,79	1488,52	1512,26	1535,99	1559,72	1583,45
gaz ziemny wysokometanowy dla przemysłu	zł99/tys.m³	423,40	431,20	439,00	446,80	454,60	462,40	473,06	483,73	494,39	505,05	515,71	526,38	537,04	547,70	558,36	569,03	579,69	590,35	601,01	611,68

W wariantowych analizach ekonomicznych zastosowano następujące mechanizmy hipotetycznego wsparcia finansowego inwestorów wykorzystujących technologie OZE:

- Dotacje w postaci dopłat do inwestycji w % nakładów inwestycyjnych (stosowano wariantowo dotacje w wysokości 30, 50, 70 i 90% lub dopłat do oprocentowania kredytów komercyjnych umożliwiające inwestorom skorzystanie z tzw. kredytów preferencyjnych przyjmując stopę oprocentowania tych kredytów jako ułamek 20% stopy oprocentowania kredytów komercyjnych. Zastosowano współczynnik redukcji oprocentowania równy 0,6, co pozwoliło uzyskać efektywną stopę oprocentowania kredytów na poziomie 8%, odpowiadającą najtańszemu dostępnym kredytom na inwestycje proekologiczne).
- Instrumenty fiskalne w postaci zwolnienia z podatku dochodowego na okres 5 lat, zwolnienia przedmiotowego z podatku VAT do 0% (oryginalnie 22%) na zakup gotowych urządzeń i technologii OZE lub stopy przyspieszonej amortyzacji (przyjęto współczynnik amortyzacji równy 2,5), a tym samym zmniejszeniu podstawy opodatkowania w stosunku do amortyzacji liniowej (współczynnik amortyzacji równy 1).
- Dotacje w postaci dopłat do ceny energii ze źródeł odnawialnych sprzedawanej przez niezależnych dostawców (dopłaty wyrażone w odsetku ceny za energię płaconej dotychczas przez przedsiębiorstwa sieciowe). Przyjęto, że dla energii elektrycznej i ciepłej wysokość dopłat do średnich cen energii (218 zł/MWh i 24,9 zł/GJ - wariant podstawowy) sprzedawanej do sieci jest równa odpowiednio 35% i 25%, co w efekcie sprowadziło się do zastosowania w analizach najwyższych rzeczywistych cen zakupu energii przez przedsiębiorstwa sieciowe w roku 1999.
- Podobnie dla zastępowanych konwencjonalnych technologii niesieciowych w wariancie z dopłatami do cen energii uwzględniono taką ich wysokość, aby uzyskać najwyższe w 1999 roku (dla różnych regionów i grup odbiorców) detaliczne ceny oleju, węgla i zastępowanej energii elektrycznej dla odbiorców końcowych wg Agencji Rynku Energii (op. cit.).

Według tych danych najwyższa cena za 1 MWh w 1999 r. wynosiła 284 zł (różnica pomiędzy ceną średnią i najwyższą energii elektrycznej dla odbiorców końcowych wynosiła 40%), w przypadku węgla maksymalna cena wyniosła 395 zł/t (regionalne odchylenie ceny od średniej wyniosło 15%).

Pierwsze dwa warianty wsparcia inwestorów jednoznacznie prowadzą do zwiększenia obciążenia wydatków ze środków publicznych (dotacje i kredyty preferencyjne) lub do zmniejszenia jego przychodów (instrumenty fiskalne). W zastosowanym modelu oceny ekonomicznej liczono zdyskontowane na rok 1999 kwoty subwencji wpłacanej na rzecz inwestora z tego tytułu z budżetu państwa (funduszu celowego).

Rozwiązanie trzecie może wiązać się z obciążeniem budżetu państwa, jeżeli obowiązek dopłat będzie spoczywał na Rządzie. Jednakże w przypadku technologii tzw. sieciowych, podlegających obowiązkowi zakupu energii ze źródeł odnawialnych po określonej cenie dopłata ta może obciążyć bezpośrednio przedsiębiorstwo obrotu energią, a w konsekwencji obciążyć taryfę, po jakiej przedsiębiorstwo dostarcza energię do odbiorców końcowych. Inny sens fizyczny takich założeń sprowadzać się też może do analizy opłacalności wykorzystania technologii OZE w miejscach gdzie najdroższa jest energia ze źródeł kopalnych. Taka sytuacja też nie pociąga za sobą konieczności ponoszenia dodatkowych opłat z budżetu

państwa (funduszu celowego), niezależnie od tego czy mamy do czynienia z technologią sieciową lub niesieciową. Dlatego też w przyjętym modelu nie sumowano i nie dyskontowano wysokości dopłat do ceny sprzedawanej (lub produkowanej na własne potrzeby energii) jako obciążenia dla budżetu.

Powyższe mechanizmy wsparcia finansowego wprowadzano do wariantowych analiz ekonomicznych pojedynczo, rozpoczynając od instrumentów finansowych (dotacji i kredytów preferencyjnych) i uzupełniano je za pomocą narzędzi mniej radykalnych (instrumenty fiskalne) oraz dopłat do cen sprzedawanej (produkowanej) energii z OZE lub też stosowano ich kombinacje w takiej postaci, aby uzyskać w obliczeniach oczekiwaną wewnętrzną stopę zwrotu nakładów satysfakcjonującą inwestora, tj. 18%. Kryterium wyboru i optymalizacji finansowych mechanizmów wsparcia była minimalizacja zdyskontowanej ogólnej kwoty subwencji wypłacanej na rzecz inwestora przez budżet państwa (fundusz celowy). Tak sformułowane kryterium daje priorytet lokalizacjom instalacji wykorzystujących OZE w miejscach niszowych, gdzie można uzyskać najwyższą cenę sprzedaży energii lub zastąpić najdroższy w kraju kopalny nośnik energii.

Obliczenia wykonano przy tych samych założeniach metodologicznych i ograniczeniach zewnętrznych dla wszystkich 15 grup analizowanych technologii OZE. W celu automatyzacji obliczeń i zapewnienia pełnej porównywalności wyników uzyskanych dla różnych technologii i wariantów obliczeń wg powyżej opisanego modelu, wykorzystano specjalnie opracowaną metodykę i matrycę obliczeń w arkuszu kalkulacyjnym Excel.

4.2. Metodyka obliczeń oceny ekonomicznej inwestycji – arkusz kalkulacyjny

Przygotowany arkusz obliczeniowy¹⁰⁰ umożliwia ocenę opłacalności dowolnej inwestycji przy założeniu określonych danych dotyczących wysokości nakładów inwestycyjnych, sposobu ich finansowania, kosztów funkcjonowania, obciążeń podatkowych, sposobu amortyzacji oraz przychodów w okresie do 20 lat.

Do oceny opłacalności posłużono się następującymi wskaźnikami¹⁰¹:

- okres spłaty,
- zaktualizowana wartość netto przyszłych przepływów pieniężnych (NPV),
- wewnętrzna stopa zwrotu (IRR).

Budowa rachunku zysków i strat oraz rachunku przepływów finansowych

Zasadniczym elementem analizy jest rachunek zysków i strat pro forma oraz zestawienie przepływów finansowych. Na wynik finansowy w danym roku wpływają:

- przychody ze sprzedaży energii elektrycznej lub ciepłej,
- koszty eksploatacyjne, do których zaliczono: roczne koszty przeglądów, napraw; dodatkowe opłaty eksploatacyjne, inne koszty napraw wyrażone w procencie nakładów inwestycyjnych poniesionych na uruchomienie elektrowni,
- amortyzacja całości inwestycji,
- odsetki od spłacanego kredytu,
- podatek dochodowy.

Uzyskany zysk netto był podstawą do wyznaczenia nadwyżek pieniężnych w danym roku, według formuły:

¹⁰⁰ Microsoft Excel 97 – pomoc.

¹⁰¹ E. F. Brigham, L. C. Gapenski: „Zarządzanie finansami”. PWE, Warszawa 2000.

NF = zysk netto + amortyzacja + dopłaty do ceny (z budżetu państwa) - spłata części kapitałowej kredytu

(Jeśli wystąpiła strata netto - ujemne się ją ze znakiem ujemnym)

Nadwyżki pieniężne ujmowane są ze znakiem plus (+), ujemne zaś z minusem (-). Nakłady inwestycyjne w roku '0' ujemne się jako wydatek, tzn. ze znakiem minus (-).

Opis zastosowanych wskaźników efektywności

Skumulowane przepływy pieniężne, tzn. nakłady inwestycyjne w roku '0' plus kolejne przepływy w latach następnych, służą do wyznaczenia pierwszego ze wskaźników opłacalności: **okresu spłaty**.

Okres spłaty to oczekiwana liczba lat potrzebna do odzyskania pierwotnego nakładu inwestycyjnego. Obliczenie okresu spłaty polega na zsumowaniu przepływów środków pieniężnych projektu i sprawdzenie, kiedy suma ta wyniesie 0, czyli nadwyżki finansowe pokryją nakłady inwestycyjne (i ewentualne ujemne przepływy z lat początkowych, gdy inwestycja niekoniecznie przynosi zyski). Im okres spłaty jest krótszy, tym lepiej należy oceniać inwestycję.

Drugą z metod oceny projektu jest zaktualizowana wartość przyszłych przepływów pieniężnych netto (**NPV**). Opiera się na metodologii zdyskontowanych przepływów środków pieniężnych. Sposób obliczania NPV jest następujący:

- wyznacza się wartość obecną (tzn. na rok '0') przepływów pieniężnych zdyskontowanych w każdym okresie wg kosztu kapitału (stopy dyskontującej),
- suma zdyskontowanych przepływów pieniężnych jest określana jako NPV projektu,
- jeżeli NPV jest dodatnia, projekt powinien być przyjęty, jeśli ujemna - należy go odrzucić.

Równanie NPV ma postać:

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+k)^t} \quad (4.1)$$

gdzie: CF - oczekiwany przepływ środków pieniężnych w okresie t (t - kolejne lata: 0, 1, 2, ...)

k - założony koszt kapitału projektu

Uzasadnienie metody NPV jest następujące: NPV wynoszące zero oznacza, że przepływy środków pieniężnych dokładnie wystarczają aby spłacić zainwestowany kapitał i przynieść wymaganą stopę dochodu z kapitału. Gdy inwestycja (projekt) ma dodatnią NPV - wówczas przepływy środków pieniężnych zapewniają dodatkowy dochód.

Uzupełnieniem metody NPV jest **metoda IRR** (wewnętrzna stopa zwrotu) definiowana jako stopa dyskontowa, która zrównuje wartość obecną oczekiwanych przepływów pieniężnych z wartością obecną oczekiwanych kosztów (nakładów inwestycyjnych). Wyraża to wzór:

$$\sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+IRR)^t} = 0 \quad (4.2)$$

Należy zauważyć, że wzór 4.2 jest równaniem NPV, rozwiązaniem dla szczególnej stopy dyskontowej, która powoduje, że NPV jest równe zero. W metodzie NPV stopa dyskontowa k jest ustalona i oblicza się wartość nadwyżki (tzn. NPV), w metodzie IRR zaś ustalone NPV jest równe zero, a oblicza się wartość IRR (stopy dyskontującej), która powoduje, że równość ta jest spełniona.

IRR można interpretować jako oczekiwaną stopę dochodu z danego projektu i porównywać ją ze stopami zwrotu z innych, alternatywnych sposobów alokacji nakładów inwestycyjnych, np. z lokatami bankowymi. Projekty, w których IRR jest większe od przyjętego poziomu należy uznać za satysfakcjonujące.

Założenia dotyczące dopłat ze środków publicznych (budżetu państwa) do inwestycji

Przy ocenie efektywności inwestycji badano również obciążenie budżetu państwa związane z wdrożeniem danego projektu. Badanie wynikało z tego, że w założeniach do projektu przyjęto szereg możliwości dotacji i dopłat ze strony budżetu w celu zmniejszenia obciążenia finansowego inwestora. Obejmowały one:

- Dopłaty do ceny sprzedawanej energii - wyrażone w procentach - powiększały wówczas przepływy pieniężne określonego roku o dany odsetek obliczany od uzyskanych przychodów ze sprzedaży energii. W praktyce zwiększano cenę energii sprzedawanej/zastępowanej do maksymalnej osiągalnej w Polsce w roku 1999. Dzięki temu, choć wykazywano w przepływach pieniężnych wielkość dopłat, mogłyby one być pokryte także poprzez rynek i nie wliczane w koszty dodatkowego obciążania budżetu państwa.
- Długość trwania w latach w/w dopłat.
- Zwolnienie całkowite z podatku dochodowego przez dowolną ilość lat (stawka podatkowa zerowa lub inna).
- Dotacja do inwestycji wyrażona w procentach od wartości całkowitych nakładów inwestycyjnych.
- Zwolnienie z podatku VAT - tzn. obniżka stawki podatku z 22% na 0%.
- Redukcja oprocentowania kredytu bankowego - budżet państwa przejmował wówczas spłatę części odsetek bankowych w okresie spłaty kredytu - wyrażona w procentach.

W celu wyznaczenia obciążenia budżetu dodano poziom dotacji/dopłat w poszczególnych latach, uprzednio dyskontując obciążenia budżetu, które wystąpią w okresie innym niż rok '0'. Jako stopy dyskontujące przyjęto wskaźniki inflacji w danym roku.

Przy definiowaniu założeń i prowadzeniu wielowariantowych analiz opłacalności ekonomicznej inwestycji dążono do minimalizacji kosztów dla budżetu państwa, przy utrzymaniu założonych wskaźników efektywności, tzn. stopy zwrotu IRR, NPV i okresu zwrotu.

Pozostałe założenia dotyczące inwestycji

Czynniki wpływające na koszty i przychody, których modyfikacja jest możliwa to:

- cena sprzedaży energii netto (ew. energii cieplnej) - w zł/MWh (lub zł/GJ),
- średnia roczna wydajność energetyczna elektrowni - MWh (lub GJ),
- stopa podatku dochodowego,
- poziom inflacji w poszczególnych latach,
- długość gwarancji na urządzenia,
- koszty przeglądów w czasie trwania okresu gwarancji i po nim,
- dodatkowe, coroczne opłaty eksploatacyjne,
- roczne koszty napraw wyrażone w procencie początkowych nakładów inwestycyjnych,
- wartość początkowa inwestycji podzielona na wartość początkową netto urządzenia i pozostałych składników inwestycji - dopuszczalne dane z lat: od 1993 do 1999,
- okres trwałości instalacji wyrażony w latach (maksymalnie 20 lat),
- długość amortyzacji (maksymalnie 20 lat),
- współczynnik amortyzacji determinujący rodzaj amortyzacji. Jeśli współczynnik wynosi 1 stosowana jest amortyzacja liniowa; jeśli większy od 1 - stosowana jest metoda

malejącego salda. Ogólna formuła na wartość bieżącą urządzenia amortyzowanego w n-tym roku jest następująca:

$$WB_n = WB_{n-1} * \left(1 - \frac{Wsp}{T}\right) \quad (4.3)$$

gdzie: WB_n - wartość bieżąca w n-tym roku
 WB_{n-1} - wartość bieżąca w roku poprzednim, dla okresu 1 - wartość początkowa
 Wsp - współczynnik amortyzacji - jeśli $Wsp > 1$ - amortyzacja przyspieszona
 T - okres amortyzacji wyrażony w latach

Roczne stawki amortyzacji wyznacza się przez różnicę wartości bieżącej inwestycji z okresu poprzedniego i bieżącego, tzn. $Amort_{(n)} = WB_{n-1} - WB_n$.

Dodatkowe założenie przy amortyzacji metodą malejącego salda polega na zmianie metody na liniową, jeśli wartość odpisu amortyzacyjnego obliczonego metodą malejącego salda jest mniejsza od wartości amortyzacji wyznaczonego metodą liniową w danym roku, gdyby stosowano właśnie metodę liniową według wzoru:

$$Amort_n = WB_0 * \frac{1}{T} \quad (4.4)$$

gdzie: WB_0 - wartość początkowa
 T - okres amortyzacji wyrażony w latach

- wysokość wkładu własnego do nakładów inwestycyjnych,
- oprocentowanie kredytu w skali roku, okres spłaty kredytu (w latach) oraz liczba spłat (rat) rocznie. Przyjęto założenie, że kolejne spłaty są stałe przez cały okres spłaty. Wysokość raty wyznacza się równaniem:

$$R = K \times \frac{\frac{r}{m} \times \left(1 + \frac{r}{m}\right)^{m \times n}}{\left(1 + \frac{r}{m}\right)^{m \times n} - 1} \quad (4.5)$$

gdzie: K - kwota kredytu
 r - oprocentowanie w skali roku
 n - okres spłaty kredytu wyrażony w latach
 m - ilość spłat w roku (np. jeśli spłata kwartalnie to $m = 4$)

W analizach przyjęto założenie, że wysokość kredytu równa jest wartości inwestycji. Okres spłaty kredytu uzależniono od jego wysokości. Dla inwestycji o wartości do 20 000 zł (zazwyczaj instalacje nie sieciowe) przyjęto okres spłaty równy 4 lata, a dla większych inwestycji przyjęto okres spłaty kredytu równy 8 lat.

Koszty produkowanej energii K w zł/GJ lub zł/kWh obliczono z zależności:

$$K = \frac{k_e + A + RSO}{E} \quad (4.6)$$

gdzie:

- k_e – roczny koszt eksploatacji, zł
- A - roczna stawka amortyzacji, zł
- RSO – średnia roczna rata spłaty odsetek od kredytu przy założeniu, że jego długość jest równa okresowi trwałości instalacji, zł
- E – ilość produkowanej przez instalację energii w GJ lub kWh.

W przypadku współwytworzenia ciepła i elektryczności, co miało miejsce w instalacjach do wykorzystania gazu wysypiskowego i biogazu z oczyszczalni ścieków wyliczano koszt produkcji energii elektrycznej (produktu podstawowego), natomiast wartość rocznie produkowanego i wykorzystywanego ciepła jako (produktu ubocznego) odejmowano od rocznych nakładów eksploatacyjnych.

4.3. Prezentacja i ocena wyników analiz ekonomicznych

Wybrane na podstawie badań ankietowych jako reprezentatywne i poddane ocenom ekonomicznym wdrożenia i technologie OZE mają następujące charakterystyki techniczno-ekonomiczne – tabela 4.3 (szczegółowe opisy technologii znajdują się w załączniku nr 1).

Tabela 4.3. Charakterystyki techniczno-ekonomiczne badanych wdrożeń w technologii OZE

Analizowana technologia/inwestycja OZE	Moc zainstalowana elektryczna (e_l) lub cieplna (th)	Całkowite nakłady inwestycyjne w zł '99 na 1 kW mocy zainstalowanej	Wydajność w kWh na 1 kW mocy zainstalowanej elektrycznej	Wydajność w GJ na 1 kW mocy zainstalowanej cieplnej
Kolektor słoneczny do podgrzewania wody	2,4 kW _{th}	2 096		2,9
Kolektor słoneczny do podgrzewania powietrza	25 kW _{th}	93		2,0
Ręcznie obsługiwany kocioł na słomę małej mocy	65 kW _{th}	213		4,6
Ręcznie obsługiwany kocioł na drewno małej mocy	80 kW _{th}	178		7,9
Ciepłownia na zrębki drzewne	500 kW _{th}	364		7,5
Ciepłownia na słomę	1 000 kW _{th}	705		12,0
Ciepłownia geotermalna	7 500 kW _{th}	1 430		5,5
Biogazownia rolnicza na gnojowicę	15 kW _{th}	4 488		25,4
System fotowoltaiczny do zasilania lampy ulicznej	0,12 kW _{el}	29 042	667	
Mała elektrownia wodna zbudowana na istniejącym jazie	45 kW _{el}	4 414	4 444	
Mała elektrownia wodna z jazem zbudowanym od podstaw	90 kW _{el}	8 466	3 378	
Instalacja wykorzystania gazu wysypiskowego do produkcji energii elektrycznej	400 kW _{el}	5 623	5 907	
Elektrownia wiatrowa sieciowa	160 kW _{el}	4 860	968	
Elektrownia wiatrowa sieciowa	2x600 kW _{el}	5 099	2 068	
Biogazownia komunalna na osad ściekowy do produkcji skojarzonej energii elektrycznej i ciepła	320 kW _{el} 540 kW _{th} razem 860 kW	3 051	3 996	10,2
Instalacja wykorzystania gazu wysypiskowego do skojarzonej produkcji energii elektrycznej i ciepła	550 kW _{el} 700 kW _{th} razem 1 250 kW	5 892	5 454	24,3

Pobieżna analiza danych zawartych w tabeli 4.3 wskazuje, że bezpośrednie porównanie wszystkich uwzględnionych technologii może być utrudnione z uwagi na duży rozrzut mocy zainstalowanych oraz różny stopień wykorzystania mocy. Ten ostatni może być związany nie tylko z cechą samej technologii (awaryjność, sprawność) ale też z warunkami jej użytkowania i wykorzystania.

Jeżeli porównać technologie podobne do siebie typem i wielkością zwraca uwagę stosunkowo niska wydajność (oraz związany z tym niższy stopień wykorzystania) ciepłowni na zrębki drzewne w stosunku do ciepłowni na słomę. Taka różnica musi znaleźć swoje odbicie w wynikach ocen ekonomiczno-finansowych. Podobnie wysokie różnice w wydajności jednostkowej, tu spowodowane głównie kwestiami lokalizacyjnymi, występują w przypadku elektrowni wiatrowych. Z powodu zbyt dużych rozbieżności w wydajności między elektrownią wiatrową zlokalizowaną w dobrych i złych warunkach wiatrowych, do dalszej analizy wykorzystano obydwie przypadki. Wyraźnie widać gorsze możliwości wykorzystania mocy elektrowni wiatrowych niż w małych elektrowniach wodnych¹⁰². Porównanie dwu technologii wykorzystujących gaz wysypiskowy produkujących energię elektryczną oraz energię elektryczną i ciepłą w skojarzeniu wskazuje na wysokie jednostkowe nakłady inwestycyjne poniesione na drugą technologię. Wpływa to na parametry ekonomiczne inwestycji i koszty produkcji energii elektrycznej.

Powyższe różnice podobnych w gruncie rzeczy inwestycji wynikają jednak z braku rzeczywistych danych reprezentatywnych dla badanej grupy technologii i zdaniem autorów oddając sytuację energetyki odnawialnej w Polsce wynikającą z obecnej wiedzy, niewielkiej liczby (zazwyczaj demonstracyjnych) wdrożeń w Polsce i trudności w ustaleniu parametrów uśrednionych, którymi należy się posługiwać w analizach ekonomicznych.

W celach porównawczych, wszystkie technologie OZE potraktowano wyłącznie jako technologie energetyczne i nie uwzględniano pozaenergetycznych korzyści ani dodatkowych nakładów na ich uzyskanie. Dotyczy to głównie technologii produkcji biogazu z gnojowicy oraz biogazu z osadu ściekowego, spalania odpadowej biomasy oraz małych elektrowni wodnych. W tych przypadkach inwestycja uwzględniać może uniknięte koszty związane z alternatywnym zagospodarowaniem odpadów lub nakładów związanych z rozwojem małej retencji wodnej. Są to czynniki dodatkowe, poprawiające opłacalność ekonomiczną inwestycji, jednak nie dające się zastosować powszechnie, a często widoczne dopiero na wyższym poziomie analizy (na szczeblu np. gminy a nie pojedynczego projektu).

Wyniki ocen ekonomicznych dla różnych mechanizmów wsparcia przedstawiono w załączniku nr 2 do ekspertyzy. Poniżej dokonano ich podsumowania.

Tabela 4.4 przedstawia podstawowe parametry ekonomiczne badanych inwestycji przy braku mechanizmów wsparcia, tj. inwestycji zlokalizowanej u użytkownika, u którego występują przeciętne ceny konwencjonalnych nośników energii, przy braku dotacji, zwolnień i ulg podatkowych oraz przy standardowej stopie amortyzacji i zaciągniętym na budowę instalacji komercyjnym kredycie inwestycyjnym.

Sześć z szesnastu analizowanych technologii wykazuje koszty produkcji energii niższe lub porównywalne z kosztami zastępowanych konwencjonalnych nośników energii. Są to: kolektory słoneczne powietrzne, małe kotły na biomase, małe elektrownie wodne i instalacje wykorzystujące gaz wysypiskowy do produkcji energii elektrycznej oraz ciepłownie na słomę.

Z zestawienia zawartego w tabeli 4.4 wynika, że dla połowy z 16 analizowanych inwestycji wyniki standardowego rachunku mikroekonomicznego mają sens. Oznacza to, że wewnętrzna stopa zwrotu nakładów inwestycyjnych jest dodatnia, a towarzyszący jej okres zwrotu

¹⁰² Uwaga ważna w przypadku elektrowni wiatrowych zlokalizowanych na lądzie, lokalizacja na morzu mogłaby wprowadzić tu istotne zmiany.

nakładów inwestycyjnych jest krótszy od 20 lat (uwzględniony w zastosowanym modelu matematycznym maksymalny okres oceny efektywności ekonomicznej).

Tabela 4.4. Zestawienie parametrów ekonomicznych badanych inwestycji przy braku wsparcia

Technologia OZE oraz moc zainstalowana elektryczna (_{el}) lub ciepła (_{th})	IRR [%]	NPV [zł] (wartość ujemna oznacza stratę)	PBT zdyskonto- wany okres zwrotu [lata]	SPBT prosty okres zwrotu [lata]	Koszt wytwarza- nej energii ciepłej [zł/GJ]	Koszt wytwa- rzanej energii elektr. [zł/kWh]
Kolektor słoneczny do podgrzewania powietrza - 42 kW _{th}	45,1	16299	3,7	1,8	20,2	
Ręcznie obsługiwany kocioł na drewno małej mocy – 80 kW _{th}	35,8	42991	4,9	3,1	25,0	
Ręcznie obsługiwany kocioł na słomę małej mocy -65 kW _{th}	30,9	31012	4,6	2,6	20,2	
Mała elektrownia wodna zbudowana na istniejącym jazie – 45 kW _{el}	11,2	93071	10,4	4,1		0,23
Instalacja do wykorzystania gazu wysypiskowego do produkcji energii elektrycznej – 400 kW _{el}	9,4	293200	9,4	4,7		0,22
Kolektor słoneczny do podgrzewania wody – 4 kW _{th}	8,4	319	11,9	7,3	147,3 ^{d)}	
Biogazownia komunalna na osad ściekowy do produkcji skojarzonej energii elektrycznej i ciepła - 320 kW _{el} plus 540 kW _{th}	2,1	-1391426	12,3	6,7	c)	0,32 ^{c)}
Instalacja do wykorzystania gazu wysypiskowego do skojarzonej produkcji energii elektrycznej i ciepła – 550 kW _{el} plus 700 kW _{th}	-2,3 ^{a)}	-6449930	>20 ^{b)}	7,0	c)	0,44 ^{c)}
Ciepłownia na słomę – 1000 kW _{th}	<0 ^{a)}	-972685	>20	7,6	29,1	
Ciepłownia na zrębki drzewne – 500 kW _{th}	<0 ^{a)}	-508180	>20 ^{b)}	9,7	33,2	
Elektrownia wiatrowa sieciowa 2x600 kW _{el}	<0 ^{a)}	-7063447	>20 ^{b)}	12		0,51
Mała elektrownia wodna z jazem zbudowanym od podstaw – 90 kW _{el}	<0 ^{a)}	-975377	>20 ^{b)}	14		0,55
Elektrownia wiatrowa sieciowa 160 kW _{el}	<0 ^{a)}	-1433282	>20 ^{b)}	23		1,02
Biogazownia rolnicza na gnojowicę 15 kW _{th}	<0 ^{a)}	-119417	>20 ^{b)}	14	57,1	
Ciepłownia geotermalna – 7500 kW _{th}	<0 ^{a)}	-19647673	>20 ^{b)}	20	61,8	
System fotowoltaiczny do zasilania lampy ulicznej – 0,12 kW _{el}	<0 ^{a)}	-8264	>20 ^{b)}	200		8,89

^{a)} w przypadkach gdy IRR <0 nie podano wartości z powodu braku ekonomicznego sensu tego parametru

^{b)} zastosowany model matematyczny do analiz ekonomicznych nie pozwala wprost na wyliczenie okresu zwrotu, jeżeli jest on dłuższy od 20 lat. Oddzielne analizy w dalszej części wykonano dla małych elektrowni wodnych, dla których przyjęto okres trwałości równy 40 lat.

^{c)} zgodnie z przyjętymi założeniami metodologicznymi dla instalacji wytwarzających energię elektryczną i ciepłą w skojarzeniu, wyliczono tylko koszt produkcji energii elektrycznej, przy którego wyliczaniu przychody z tytułu wykorzystania energii ciepłej pomniejszyły koszty roczne funkcjonowania danej instalacji (amortyzacji i eksploatacji).

^{d)} stosunkowo wysokie ceny produkcji energii ciepłej z kolektorów słonecznych do podgrzewania wody użytkowej nie wykluczają ich opłacalności ekonomicznej w przypadkach zastępowania termy elektrycznej, która z zasady dostarcza energię ciepłą po koszcie wyższym od 100 zł/GJ.

Zestawione wyniki wskazują na dużą rozbieżność tzw. prostego okresu zwrotu nakładów inwestycyjnych (SPBT) oraz zdyskontowanego okresu zwrotu nakładów inwestycyjnych (PBT). Dla 14 ze zrealizowanych instalacji SPBT jest krótszy od okresu ich trwałości, podczas gdy PBT jest krótszy tylko dla 7 z nich. Potwierdza to dużą wrażliwość technologii OZE na wysokość stopy dyskonta oraz stopę oprocentowania kredytów inwestycyjnych. SPBT jest tylko wskaźnikiem pomocniczym i orientacyjnym. W praktyce inwestora interesują wyniki ocen ekonomicznych wykonanych w tzw. dynamicznym środowisku ekonomicznym, tzn. z uwzględnieniem wartości pieniądza w czasie.

Założoną 18% minimalną wewnętrzną stopę zwrotu nakładów, która satysfakcjonuje inwestora oraz zapewnia możliwość spłaty kredytu komercyjnego, uzyskano dla trzech technologii. Są to odpowiednio: kolektor słoneczny powietrzny do suszenia płodów rolnych budowany sposobem gospodarczym¹⁰³ oraz kotły na biopaliwa stałe (słomę i drewno) obsługiwane ręcznie (bez możliwości automatycznego zadawania biopaliwa do kotła). W praktyce, technologie te mogą się rozwijać na zasadach komercyjnych. Nie oznacza to jednak, że nie ma innych pozaekonomicznych barier w ich wdrażaniu, takich jak bariery braku świadomości i informacji oraz mniejszy niż w przypadku kotłów i podgrzewaczy powietrza na paliwa płynne komfort obsługi i zaopatrzenia w paliwo.

Druga grupa technologii OZE to ta, która pozwala na uzyskanie stopy zwrotu wyższej od zera ale niższej od stopy oprocentowania kredytów i niekoniecznie satysfakcjonującej inwestora. Stopa zwrotu nakładów jest porównywalna z bieżącą stopą inflacji. Wyliczony dla tej grupy okres zwrotu nakładów inwestycyjnych jest w zasadzie krótszy od okresu trwałości, jednak zazwyczaj przekracza 10 lat. Inwestycje te wymagają wsparcia w postaci kredytu preferencyjnego lub lepszej lokalizacji z punktu widzenia zasobów dostępnej energii odnawialnej, warunków technicznych budowy instalacji, korzystniejszych cen płaconych za energię z paliw kopalnych pozyskiwanych w danym miejscu. Dla technologii spełniających powyższe warunki, tj. małej elektrowni wodnej budowanej na istniejącym jazie, instalacji wykorzystującej gaz wysypiskowy do produkcji energii elektrycznej, dokonano wariantowej oceny ich opłacalności przy zastosowaniu dostępnych w Polsce kredytów preferencyjnych (8%) oraz uwzględnieniu najwyższej możliwej do uzyskania w Polsce w roku 1999 ceny za sprzedaż energii ze źródeł odnawialnych do sieci.

Samo zlokalizowanie inwestycji w miejscu, gdzie w 1999 roku była możliwość uzyskania najwyższej ceny za sprzedawaną energię elektryczną do sieci (294 zł/MWh) i założenie dalszego wzrostu tej ceny w następnych 20 latach wg ogólnej tendencji przedstawionej w tabeli 4.4 umożliwiłoby podniesienie wewnętrznej stopy zwrotu w przypadku małej elektrowni wodnej z 11,2% do 19,3%, natomiast w przypadku instalacji do wykorzystania gazu wysypiskowego z 9,4% do 19,6%. Oznacza to, że obie inwestycje stałyby się automatycznie opłacalne ekonomicznie. Poprawa lokalizacji na mieszczącą się w granicach najwyższej oferowanej przez przedsiębiorstwa energetyczne ceny zakupu energii jest rozwiązaniem korzystnym ekonomicznie (nie pociąga za sobą konieczności dopłat do inwestycji np. z budżetu państwa), jednak jako narzędzie poprawy opłacalności inwestycji nie może być powszechnie stosowana. Jest to możliwe jedynie w wyjątkowych przypadkach, gdy na terenie zakładu energetycznego oferującego najwyższą cenę za kupowaną energię

¹⁰³ Wykonanie kolektora słonecznego sposobem gospodarczym, z lokalnie dostępnych materiałów wpłynęło bardzo korzystnie na wielkość kosztów inwestycyjnych. Wykonana dodatkowo analiza dla innego kolektora słonecznego do podgrzewania powietrza wykorzystującego technologię przemysłową (importowaną) o powierzchni 144 m², wykazała w warunkach braku wsparcia inwestycji wewnętrzną stopę zwrotu IRR=5%. Aby uzyskać IRR≥18% technologia wymagała dotacji w wysokości ponad 30% nakładów inwestycyjnych.

występują zasoby i dogodne lokalizacje technologii OZE. Jest to niszowe wykorzystanie technologii OZE w specyficznych, sprzyjających warunkach.

Z powyższej analizy wynika, że obie technologie (mała elektrownia wodna budowana na istniejącym jazie i instalacja wykorzystująca gaz wysypiskowy do produkcji energii elektrycznej) wykorzystywane do produkcji i sprzedaży energii elektrycznej do sieci są szczególnie wrażliwe na wysokość ceny zakupu energii oferowanej przez zakłady energetyczne. Uzyskanie najwyższej ceny zakupu oferowanej przez zakłady energetyczne w Polsce w roku 1999, pozwoliłoby uzyskać pełną opłacalność ekonomiczną inwestycji i jednocześnie nie pociągałoby konieczności dofinansowania inwestycji ze środków publicznych. Warto w tym miejscu zauważyć, że choć zastosowano do obliczeń najwyższą możliwą do uzyskania cenę, to jest ona w dalszym ciągu niższa o ok. 25-30% od analogicznych cen zakupu energii elektrycznej w krajach Unii Europejskiej, co pośrednio świadczy o korzystniejszych warunkach inwestowania za granicą.

Przy lokalizacji inwestycji w miejscu o przeciętnej cenie zakupu energii elektrycznej w roku 1999 (214 zł/MWh), obie inwestycje wymienione wcześniej mogą stać się także opłacalne przy zapewnieniu bardziej powszechnie dostępnego narzędzia wsparcia jakim jest kredyt preferencyjny oprocentowany na 8% i oferowany np. przez Bank Ochrony Środowiska. Dopłata do kredytu pochodzi ze środków publicznych i jest zapewniana przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Wyniki symulacji przedstawia tabela 4.5.

Tabela 4.5. Parametry ekonomiczne inwestycji przy wsparciu inwestora kredytem preferencyjnym o stopie oprocentowania 8%.

Technologia OZE	IRR [%]	NPV [zł]	PBT [lata]	Wysokość niezbędnych dopłat do inwestycji ze środków publicznych [zł/kW m.z.]
Mała elektrownia wodna zbudowana na istniejącym jazie – 45 kW _{el}	13,2	141480	9,5	1536
Instalacja do wykorzystania gazu wysypiskowego do produkcji energii elektrycznej – 400 kW _{el}	12,3	868453	8,4	1958

Wykorzystanie dostępnego kredytu preferencyjnego na inwestycje proekologiczne wyraźnie poprawia parametry ekonomiczne. Można zakładać, że przy stopie zwrotu nakładów na poziomie 13% niektórzy inwestorzy mogliby już podjąć ryzyko inwestycji. Wspieranie inwestycji poprzez kredyt preferencyjny z dopłatą z budżetu państwa do spłaty odsetek wiązać się będzie z wydatkami realnymi (po uwzględnieniu stopy inflacji) w wysokości 1536 zł/kW mocy zainstalowanej (dla MEW) i 1958 zł/kW mocy zainstalowanej (dla instalacji wykorzystującej gaz wysypiskowy).

Dla pozostałych grup technologii zachęty w postaci najwyższej możliwej do uzyskania ceny za energię sprzedawaną lub zastępowaną i w postaci kredytu preferencyjnego okazały się być zbyt słabymi dla uzyskania opłacalności ekonomicznej. W tych przypadkach konieczne jest stosowanie bezpośrednich dotacji do inwestycji. Do dalszych analiz dla trzech kolejnych technologii OZE uszeregowanych w tabeli 4.4 zaproponowano progi dotacji ustalone przez

EkoFundusz, tj. 30% nakładów inwestycyjnych (maksymalna dotacja dostępna dla firm komercyjnych) i 50% nakładów inwestycyjnych (dotacje dostępne jedynie dla inwestorów z sektora publicznego i organizacji pozarządowych).

Dotacja w wysokości 30%, jako alternatywne narzędzie wsparcia, może zapewnić pełną opłacalność technologii poddanych ocenie ekonomicznej w tabelach 4.3 i 4.4 (MEW i gaz wysypiskowy). Odpowiednie stopy zwrotu nakładów przy dotacji 30% wynoszą 18,8% (MEW) i 19,6% (gaz wysypiskowy). Kolejną technologią zbliżającą się do opłacalności ekonomicznej przy dotacji w wysokości 30% była instalacja z kolektorem słonecznym do przygotowania ciepłej wody użytkowej. Inwestycja ta wykazała w tych warunkach wewnętrzną stopę zwrotu równą 14,2% oraz okres zwrotu nakładów równy 8,8%. Wyniki ocen ekonomicznych dla technologii OZE wrażliwych na dotacje w wysokości 30% prezentuje Tabela 4.6.

Tabela 4.6. Parametry ekonomiczne inwestycji przy wsparciu inwestora dotacją w wysokości 30% nakładów inwestycyjnych

Technologia OZE	IRR [%]	NPV [zł]	PBT [lata]	Wysokość niezbędnych dopłat do inwestycji ze środków publicznych [zł/kW m.z.]
Mała elektrownia wodna zbudowana na istniejącym jazie – 45 kW _{el}	18,9	231972	7,5	1324
Instalacja do wykorzystania gazu wysypiskowego do produkcji energii elektrycznej – 400 kW _{el}	19,6	1880174	6,9	1686
Kolektor słoneczny do podgrzewania wody - 4 kW _{th}	14,2	3714	8,8	373

Wyniki ocen ekonomicznych dla technologii OZE wrażliwych na dotacje w wysokości 50% prezentuje tabela 4.7.

Dwie pierwsze z technologii zaprezentowanych w tabeli 4.7, przy zastosowaniu najwyższej z możliwych wysokości dotacji do inwestycji obecnie możliwej do uzyskania na zasadach ogólnych w Polsce, wykazują bezwzględną opłacalność ekonomiczną. Dwie pozostałe (gaz wysypiskowy wykorzystywany w skojarzeniu i zautomatyzowana kotłownia na słomę) wykazują umiarkowaną stopę zwrotu nakładów, która - choć niższa od założonej (18%) - może jednak okazać się w praktyce wystarczająca dla inwestora. Jak wykazała dodatkowa analiza, aby zapewnić pełną opłacalność ww. inwestycji ($IRR \geq 18\%$) należałoby w tych przypadkach zastosować kombinację dotacji w wysokości 50% kosztów inwestycji i kredytu preferencyjnego o stopie oprocentowania 8%.

Zwraca uwagę fakt uzyskania lepszych parametrów ekonomicznych dla instalacji wykorzystującej gaz wysypiskowy na cele produkcji energii elektrycznej (tabele 4.5-4.6) niż instalacji pracującej w skojarzonej produkcji elektryczności i ciepła (tab. 4.7). Fakt ten należy tłumaczyć zastosowaniem w pierwszym przypadku krajowej, tańszej technologii, a w drugim przypadku technologii zagranicznej. Dodatkowo, na zwiększone nakłady inwestycyjne w przypadku produkcji energii elektrycznej i ciepłej w skojarzeniu wpłynął demonstracyjny

charakter inwestycji, jako pierwszej tego typu w Polsce (inwestycja stanowiąca źródło informacji o kosztach i przychodach dla niniejszej analizy, uzyskała wsparcie w postaci dotacji ze źródeł krajowych i zagranicznych)¹⁰⁴.

Tabela 4.7. Parametry ekonomiczne inwestycji przy wsparciu inwestora dotacją w wysokości 50% całkowitych nakładów inwestycyjnych.

Technologia OZE	IRR [%]	NPV [zł]	PBT [lata]	Wysokość niezbędnych dopłat do inwestycji ze środków publicznych [zł/kW]
Kolektor słoneczny do podgrzewania wody 2,4 kW _{th}	21,3	5972	6,8	1033
Biogazownia komunalna na osad ściekowy do produkcji skojarzonej energii elektrycznej i ciepła - 320 kW _{el} plus 540 kW _{th}	21,0	1750747	5,4	2136
Instalacja wykorzystania gazu wysypiskowego do skojarzonej produkcji energii elektrycznej i ciepła – 550 kW _{el} plus 700 kW _{th}	14,9	2423990	7,1	2946
Ciepłownia na słomę 1 MW	6,7	<0	11,7	353

Pozostałe 7 technologii z 16 analizowanych (z dolnej części tabeli 4.4 z IRR<0), wymaga silniejszych mechanizmów wsparcia, a w szczególności wyższych dotacji do inwestycji, niż te, które są obecnie do uzyskania na zasadach ogólnych. W tabeli 4.8 przedstawiono podstawowe parametry ekonomiczne tych inwestycji przy zastosowaniu dotacji w wysokości 70%.

Prezentowaną wyżej grupę technologii można podzielić na dwie podgrupy. Pierwsze trzy technologie przy dotacji 70% wykazują dodatnią wartość NPV i stopę zwrotu umożliwiającą realizację inwestycji.

Komentarza wymaga uwzględnienie dwu technologii elektrowni wiatrowych, mniejszej mocy (krajowej) i większej mocy (importowanej). Poddana pierwotnie analizie ekonomicznej inwestycja zrealizowana w 1997 roku oparta na technologii krajowej (160 kW) wykazała wyraźny brak opłacalności, nie z powodu usterek technologicznych siłowni wiatrowej, lecz z powodu jej lokalizacji w miejscu o słabych zasobach energii wiatru (prędkość wiatru na wysokości 30 m n.p.g. równa 5,1 m/s i wydajność elektrowni 1000 kWh/rok na kW mocy zainstalowanej). Wykonana ponownie analiza dla dopiero budowanych dwu elektrowni wiatrowych importowanych (2x600 kW), choć nieco droższych, ale zlokalizowanych w miejscu o wyższej prędkości wiatru (6 m/s i wydajności elektrowni 2000 kWh/rok na kW mocy zainstalowanej) wykazała zdecydowaną poprawę parametrów ekonomicznych. Zatem

¹⁰⁴ W przypadku technologii produkcji biogazu na oczyszczalniach ścieków wytwarzających energię w skojarzeniu, rozrzut parametrów ekonomicznych uzyskanych metodą ankietową od użytkowników instalacji był bardzo duży. W skrajnym przypadku biogazowi komunalnej o mocy 400 kW_{el} i 2190 kW_{th} wykorzystującej krajowe technologie i powstałej poprzez modernizację istniejącej oczyszczalni uzyskano IRR=105% i okres zwrotu nakładów równy 1,8 roku. Niestety przypadek ten nie jest typowym i istnieją niewielkie możliwości jego powielenia w nowych inwestycjach.

kluczem do uzyskania opłacalności ekonomicznej elektrowni wiatrowych w Polsce jest ich lokalizowanie w miejscach o najwyższej prędkości wiatru.

Tabela 4.8. Parametry ekonomiczne inwestycji przy wsparciu inwestora dotacją w wysokości 70% całkowitych nakładów inwestycyjnych.

Technologia OZE	IRR [%]	NPV [zł]	PBT [lata]	Wysokość niezbędnych dopłat do inwestycji ze środków publicznych [zł/kW]
Elektrownia wiatrowa sieciowa 2x600 kW _{el}	19,6	3206578	6,1	3569
Mała elektrownia wodna z jazem zbudowanym od podstaw – 90 kW _{el}	17,5	336507	8,9	5926
Ciepłownia na zrębki drzewne – 500 kW _{th}	10,4	39129	15,2	255
Ciepłownia geotermalna – 7500 kW _{th}	7,1	-405	14,5	1001
Biogazownia rolnicza na gnojowicę - 12 kW _{th}	6,0	-3007	10,6	4203
Elektrownia wiatrowa sieciowa poniżej 160 kW _{el}	4,9	-98188	14,6	3401
System fotowoltaiczny do zasilania lampy ulicznej – 0,12 kW _{el}	<0	-2300	>20	20333

Słaby wynik ekonomiczny uzyskany przez małą elektrownię wodną budowaną od podstaw (łącznie z jazem) wyraźnie wskazuje na konieczność wykorzystania w pierwszej kolejności lokalizacji z istniejącymi (po starych spiętrzeniach) jazami, gdyż to właśnie budowle hydrotechniczne kosztują najwięcej¹⁰⁵.

W przypadku kotłowni na zrębki drzewne mało atrakcyjne parametry ekonomiczne wynikają głównie z wysokich kosztów obsługi (4 palaczy). Pomimo automatyzacji pracy kotła i mechanicznego sposobu zadawania paliwa, właściciel kotłowni zatrudnia pełną obsadę pracowników kotłowni, która wcześniej była zatrudniona przy obsłudze kotła węglowego, pracującego w cyklu nieautomatyzowanym¹⁰⁶.

Pozostałe technologie wymagałyby dodatkowego wsparcia i w zasadzie mogą być dalej rozwijane tylko jako jednostkowe projekty demonstracyjne finansowane z zewnątrz. W tej grupie, technologią OZE, która ma szanse w określonych warunkach na stosunkowo łatwą poprawę parametrów ekonomicznych, jest technologia produkcji biogazu. W poddanym analizie przypadku, biogazownia rolnicza jest wykorzystywana do produkcji tylko i wyłącznie biogazu wykorzystywanego na cele grzewcze. Wyraźną poprawę parametrów ekonomicznych można by uzyskać wykorzystując przefermentowaną gnojowicę do produkcji kompostu (taka

¹⁰⁵ Wykorzystany model oceny ekonomicznej analizował inwestycje techniczne o okresie użytkowania do 20 lat. W przypadku budowli hydrotechnicznych wykonywanych od podstaw, trwałość obiektu przekraczać może 40 lat (z uwzględnieniem wymiany armatury technicznej). Dlatego dla tego przypadku dokonano modyfikacji modelu wydłużając okres objęty analizą. Uzyskano, przy niewielkiej stopie zwrotu kapitału (3,6%) okres zwrotu nakładów wynoszący 25 lat.

¹⁰⁶ Znane są zrealizowane w ostatnich latach zautomatyzowane kotłownie na zrębki drzewne średniej mocy opłacalne ekonomicznie bez mechanizmów wsparcia finansowego. Dla jednej z nich wykorzystującej zrębki z odpadów z procesów cięć pielęgnacyjnych na terenach zielonych, ankietowanych w ramach niniejszej pracy okres zwrotu nakładów wynosi 3,8 lat. Są to jednak przypadki jednostkowe, o ograniczonej możliwości powielenia.

technologia została opracowana w IBMER) lub wprowadzając do układu spalinowy agregat prądotwórczy (rozwiązanie stosowane powszechnie w biogazowniach rolniczych w Niemczech).

Kwestie stosowania dotacji wymagają dodatkowego wyjaśnienia. Stosowanie w energetyce odnawialnej wysokich dotacji do inwestycji było i jest regułą w okresie początkowym w celu umożliwienia rozwoju technologii. Po wykorzystaniu efektu skali i spadku kosztów jednostkowych, stopniowo zmniejsza się dotacje. W ten sposób w Danii w latach 80-tych, przyjmując maksymalną wysokość powszechnie dostępnych dotacji do 30% (w wyjątkowych przypadkach do 50%), zapoczątkowano burzliwy rozwój energetyki wiatrowej oraz innych technologii, dla których obecnie nie ma potrzeby stosowania dotacji. W krajach, w których opóźniono zastosowanie w różnej formie¹⁰⁷ dotacji na szerszą skalę w latach ubiegłych, nie uzyskano znaczącej poprawy efektywności ekonomicznej. Według ostatniego raportu (1999 r.) i oferty kredytowej i grantowej francuskiej Agencji Ochrony Środowiska i Gospodarowania Energią (ADEME), obecnie we Francji w odniesieniu do inwestycji w energetyce odnawialnej stosowane są następujące maksymalne wysokości dotacji:

- Kotłownie na biomasę: 40% - nowe projekty demonstracyjne i modernizacja istniejących systemów grzewczych; 30% - ogrzewanie domów mieszkalnych; 15% - budowa kotłowni przemysłowych.
- Biogazownie: 40% - projekty demonstracyjne oraz realizowane przez małe i średnie przedsiębiorstwa; 30% pozostałe.
- Elektrownie wiatrowe: 40% - projekty lokalizowane na morzu, 30% pozostałe.
- Małe elektrownie wodne: 20%.
- Kolektory słoneczne do przygotowania cwu: 60% (dla systemu scentralizowanego na potrzeby zbiorowe).
- Ciepłownie geotermalne: 40%, jeżeli ciepłownię przyłącza się do istniejącej sieci ciepłowniczej, dodatkowo 30% dotacji przy wykonywaniu odwiertów.
- Systemy fotowoltaiczne: 40% w przypadku systemów scentralizowanych; 95% w przypadku systemów wolnostojących (nie współpracujących z siecią).

Oprócz stosowanych wcześniej historycznych mechanizmów wsparcia, różnice w wysokościach stosowanych obecnie dotacji w energetyce odnawialnej w różnych krajach wynikają także z różnic w cenach kopalnych nośników energii. Dlatego też należy się spodziewać, że w Polsce technologie OZE mogą być mniej atrakcyjne ekonomicznie niż w krajach Unii Europejskiej.

Oprócz dotacji do inwestycji badane były inne, mniej radykalne mechanizmy wsparcia, w tym redukcja stawki podatku VAT na zasadnicze urządzenie w technologii OZE, zwolnienie z podatku dochodowego na okres 5 lat, przyspieszona amortyzacja (współczynnik 2,5), oraz ich kombinacja z kredytem preferencyjnym, umiarkowaną dopłatą do sprzedawanej (do sieci) energii oraz dotacjami do inwestycji.

Efekty wprowadzenia zerowej stawki podatku VAT na wewnętrzną stopę zwrotu dla wybranych technologii OZE wrażliwych na ten mechanizm wsparcia prezentuje tabela 4.9.

¹⁰⁷ Dotacje nie muszą polegać jedynie na bezpośrednich dopłatach do inwestycji, ale także na dopłatach do płaconych podatków, dopłatach do produkowanej i sprzedawanej energii w ustalonej z góry wysokości (REPI) lub w wysokości ustalonej za pomocą przetargów na dostawę energii ze źródeł odnawialnych (NFFO). Analizę tych możliwości dla Polski przedstawiono w dalszej części pracy.

Ponieważ zasadnicze urządzenie technologii OZE (występujące zazwyczaj w Systematycznym Wykazie Wyrobów GUS) stanowi jedynie część pełnej inwestycji i jego udział finansowy w całkowitych nakładach inwestycyjnych jest zróżnicowany dla różnych technologii, różny jest też wpływ obniżonej stawki podatku VAT na parametry ekonomiczne inwestycji. Zredukowanie stawki podatku VAT do zera ma najbardziej istotne znaczenie dla rozwoju takich technologii OZE jak: wykorzystanie gazu wysypiskowego i biogazu z osadów ściekowych, kolektorów słonecznych do podgrzewania wody, zautomatyzowanych kotłowni na biomasę oraz elektrowni wiatrowych.

Tabela 4.9. Wpływ zredukowania stawki podatku VAT dla wybranych urządzeń wykorzystujących OZE na wewnętrzną stopę zwrotu i okres zwrotu nakładów inwestycyjnych w energetyce odnawialnej.

Technologia OZE oraz moc zainstalowana elektryczna (e_l) lub cieplna (th)	IRR [%]		PBT [lata]	
	VAT 22%	VAT 0%	VAT 22%	VAT 0%
Instalacja wykorzystania gazu wysypiskowego do produkcji energii elektrycznej – 400 kW $_{el}$	9,4	12,6	9,4	8,4
Mała elektrownia wodna zbudowana na istniejącym jazie – 45 kW $_{el}$	11,2	12,4	10,4	9,0
Kolektor słoneczny do podgrzewania wody – 4 kW $_{th}$	8,4	11,5	11,9	9,7
Biogazownia komunalna na osad ściekowy do produkcji skojarzonej energii elektrycznej i ciepła - 320 kW $_{el}$ plus 540 kW $_{th}$	2,1	6,5	12,3	10,4
Ciepłownia na słomę – 1000 kW $_{th}$	3,6	4,4	17,8	16,2
Elektrownia wiatrowa sieciowa 2x600 kW $_{el}$	-1,1	0,8	22,3*	18,1
Instalacja wykorzystania gazu wysypiskowego do skojarzonej produkcji energii elektrycznej i ciepła – 550 kW $_{el}$ plus 700 kW $_{th}$	-2,3	0,7	16,5*	13,4

*okres dłuższy od zakładanego okresu trwałości/użytkowania

Inny zaproponowany mechanizm wsparcia to dopłata do energii wyprodukowanej przez tzw. „sieciowe” technologie OZE i sprzedanej do sieci elektroenergetycznej lub ciepłowniczej. Analizę taką przeprowadzono dla trzech technologii produkujących energię do sieci ciepłowniczej (ciepłownia na słomę, ciepłownia na zrębki drzewne, ciepłownia geotermalna) i trzech technologii produkujących energię sprzedawaną do sieci elektroenergetycznej (mała elektrownia wodna, instalacja wykorzystująca gaz wysypiskowy i elektrownia wiatrowa). Dla każdej z nich zaproponowano dopłatę (w stosunku do średniej ceny zakupu w Polsce w roku 1999) do każdej kWh lub każdego GJ wyprodukowanej i sprzedanej energii w wysokości 35% dla energii elektrycznej i 25% dla energii cieplnej. Wysokość dopłaty określono tak, aby ceny sprzedaży energii z OZE były najwyższe z możliwych do uzyskania w Polsce w 1999 roku z uwagi na ich zróżnicowanie regionalne, tj. dla ciepła 31,1 zł/GJ, a dla energii elektrycznej sprzedawanej ze źródeł odnawialnych do sieci 29,4 zł/GJ. W następnych latach eksploatacji analizowanych obiektów założono utrzymanie tych samych procentowych

poziomów dopłat, niezależnie od wzrostu nominalnego cen energii z paliw kopalnych i inflacji. Na tej podstawie określono niezbędny poziom dotacji, przy którym inwestycja jest opłacalna ($IRR \geq 18\%$) oraz określono niezbędną zdyskontowaną kwotę dopłat ze środków publicznych w okresie trwałości inwestycji. Wyniki obliczeń przedstawia tabela 4.10.

Tabela 4.10. Wpływ zastosowania dopłat do cen sprzedawanej do sieci energii w wysokości 35% do kWh energii elektrycznej i 25% do 1 GJ energii cieplnej na zmianę wewnętrznej stopy zwrotu oraz wysokość dopłat do przedsięwzięcia ze środków publicznych

Technologia OZE oraz moc zainstalowana elektryczna (e_l) lub cieplna (th)	Wartość IRR bez mechanizmów wsparcia [%]	Wartość IRR z dopłatą do cen energii sprzedawanej do sieci [%]	Zdyskontowana wysokość dopłat do przedsięwzięcia ze środków publicznych w okresie trwałości instalacji [zł/kW mocy zainstalowanej]
Instalacja do wykorzystania gazu wysypiskowego do produkcji energii elektrycznej –400 kW $_{el}$	9,4	19,6	8.345
Mała elektrownia wodna zbudowana na istniejącym jazie –45 kW $_{el}$	11,2	19,3	8.804
Ciepłownia na słomę – 1000 kW $_{th}$	3,6	11,2	1.328
Ciepłownia na zrębki drzewne – 500 kW $_{th}$	<0*	7,2	2.825
Elektrownia wiatrowa sieciowa 2x600 kW $_{el}$	<0*	3,3	4.097
Ciepłownia geotermalna – 7500 kW $_{th}$	<0*	<0	660

Dopłata do ceny energii sprzedawanej do sieci w zaproponowanej wysokości zdecydowanie poprawia parametry ekonomiczne analizowanych instalacji. Ze względu na duże zróżnicowanie technologii pod względem ekonomicznym bardzo trudno byłoby określić zasadną wysokość dopłaty i całkowity okres jej stosowania. W przytoczonym przykładzie założono stosowanie dopłat przez cały okres eksploatacji instalacji. Pociągnęło to za sobą wysokie dopłaty ze źródeł zewnętrznych dla użytkowników instalacji, zwłaszcza dla technologii OZE produkujących energię elektryczną. Skuteczność tego mechanizmu powinna być mierzona raczej zwiększeniem skłonności do podejmowania nowych inwestycji niż poprawą parametrów ekonomicznych w istniejących obiektach. Zastosowanie takiego mechanizmu wsparcia może być skuteczne tylko wtedy, gdy działa wyprzedzająco i gdy przyszły inwestor ma świadomość i pewność utrzymania zachęty przez wiele lat¹⁰⁸, bo tylko wtedy istnienie zachęty skłoni go do jej uwzględnienia w czasie przygotowywania studium wykonalności i może go zachęcić do podjęcia decyzji inwestycyjnej. W Polsce mechanizm ten w czystej postaci, z dopłatą ze środków budżetowych, nie był dotychczas stosowany. W ramach obecnych przepisów o obowiązku zakupu energii ze źródeł odnawialnych, tylko

¹⁰⁸ Doświadczenia amerykańskie wykazały trudności obiektywne w zapewnieniu pewności i trwałości tego mechanizmu, nazywanego REPI od Renewable Energy Production Incentive i wprowadzonego w 1992 roku (Energy Policy Act, 1992), z uwagi na konieczność corocznego zatwierdzania przez Kongres stosownych zapisów w ustawie budżetowej i coroczne ryzyko przyszłych inwestorów związane z ewentualnym brakiem akceptacji politycznej dla tego rozwiązania.

nieliczni użytkownicy technologii OZE w Polsce, mający swoje obiekty zlokalizowane w regionach, gdzie możliwe jest wynegocjowanie najwyższej możliwej ceny na sprzedawaną do sieci energię, mogą poznać namiastkę opisanego mechanizmu. Dla tych nielicznych, „dopłata” do ceny sprzedawanej energii pochodzi od konsumentów energii na terenie działania przedsiębiorstwa energetycznego skupującego energię po cenie wyższej od średniej krajowej. Niestety krajowe rozwiązania w tym zakresie nie zapewniają stabilnej opłacalności inwestowania w wykorzystanie OZE.

Dwa dodatkowo rozważane mechanizmy wsparcia: zwolnienie z podatku dochodowego i przyspieszona amortyzacja dla technologii OZE produkujących energię na sprzedaż (do sieci), jedynie w niewielkim stopniu wpływają na poprawę parametrów ekonomicznych. Zwolnienie z podatku dochodowego jako jedyne narzędzie wsparcia¹⁰⁹ miało tylko niewielki wpływ na poprawę parametrów ekonomicznych dwu technologii: małej elektrowni wodnej zbudowanej na istniejącym jazie (IRR wzrosło z 11,2 do 11,7) oraz instalacji wykorzystania gazu wysypiskowego na cele produkcji energii elektrycznej (IRR wzrosło z 9,4 do 9,9). Przyspieszona amortyzacja przyniosła jedynie minimalny wzrost IRR dla małej elektrowni wodnej (z 11,2 do 11,3), a w kilku pozostałych przypadkach wpływała wręcz negatywnie na wyniki ocen ekonomicznych. Oba wyżej wymienione narzędzia wsparcia są istotne dla technologii będących już opłacalnymi, gdy dodatkowo chcemy podnieść ich atrakcyjność. Nie jest to jednak typowy przypadek dla technologii OZE w Polsce.

Interesującą koncepcją wsparcia finansowego inwestycji w technologie OZE jest kombinacja kredytu preferencyjnego (w rozważanym przypadku oprocentowanego w wysokości 8%) oraz wymaganego w celu uzyskania oczekiwanej wewnętrznej stopy zwrotu (w rozważanym przypadku – 18%) poziomu dotacji. Wyniki analiz wykonanych przy powyższych założeniach dla technologii OZE wykazujących brak opłacalności ekonomicznej bez wsparcia finansowego z zewnątrz przedstawia tabela 4.11.

Porównanie wyników obliczeń zawartych w tabeli 4.9 z wynikami obliczeń zawartych w tabeli 4.7 (wsparcie stałą 50% dotacją do inwestycji) wskazuje, na umiarkowany wpływ na poprawę opłacalności zastosowania preferencyjnego kredytu w kombinacji z wysoką dotacją do inwestycji zawartą w przedziale 20 - 50%. Podniesienie opłacalności ekonomicznej w wyniku uzupełnienia niezbędnej dotacji dodatkowym kredytem preferencyjnym, okazało się zbyt niskie, aby kolejna grupa technologii OZE osiągnęła IRR=18% z dotacją poniżej 50% (najwyższa możliwa dotacja do inwestycji oferowana przez EkoFundusz).

Najdalej idącą badaną kombinacją mechanizmów wsparcia było jednocześnie zastosowanie kredytu preferencyjnego, zwolnienia z podatku VAT¹¹⁰ oraz dotacji umożliwiającej osiągnięcie wewnętrznej stopy zwrotu równej 18%. Kombinację tych mechanizmów zastosowano w nieco wyidealizowanych warunkach występowania najwyższej w 1999 r. ceny za sprzedawaną energię ze źródeł odnawialnych sprzedawaną do sieci lub energię ze źródeł

¹⁰⁹ Zwolnienia i ulgi podatkowe w energetyce odnawialnej były stosowane na początku lat 90-tych w stosunku do przedsiębiorstw produkujących technologie OZE i są stosowane obecnie w stosunku do inwestorów wykorzystujących OZE na potrzeby produkcji rolnej (por. rozdz. 3), jednak ich skuteczność jest bardzo niska.

¹¹⁰ Zwolnienie (zmniejszenie) podatku VAT przy inwestowaniu w wykorzystanie OZE jest w pewnym zakresie możliwe dla firm będących płatnikami podatku VAT i budujących instalację OZE w ramach większego procesu inwestycyjnego. W przypadku inwestycji prowadzonych przez końcowego odbiorcę produkowanej energii jedyną formą uniknięcia płacenia podatku VAT jest prawne zakwalifikowanie danej technologii do grupy SWW wyrobów zwolnionych z podatku. O takie zapisy zabiegają od dłuższego czasu m.in. producenci i importerzy kolektorów słonecznych

konwencjonalnych zastępowaną przez technologie OZE. Wyniki obliczeń przedstawia tabela 4.12.

Tabela 4.11. Ocena wpływu jednoczesnego zastosowania kredytu preferencyjnego i dotacji na wysokość niezbędnej dotacji i wysokość dopłat do inwestycji ze środków publicznych.

Technologia OZE oraz moc zainstalowana elektryczna (e_l) lub cieplna (th)	IRR bez wsparcia [%]	IRR z kredytem preferencyjnym 8% [%]	Wielkość niezbędnej dotacji do inwestycji z kredytem preferencyjnym, przy której IRR=18% [% nakładów inwestycyjnych]	Wysokość niezbędnych dopłat do inwestycji ze środków publicznych [zł/kW mocy zainstalowanej]
Instalacja wykorzystująca gaz wysypiskowy do produkcji energii elektrycznej –400 kW _{el}	9,4	12,3	20,0	2.690
Mała elektrownia wodna zbudowana na istniejącym jazie –45 kW _{el}	11,2	13,2	20,5	2.172
Kolektor słoneczny do podgrzewania wody – 4 kW _{th}	8,4	9,5	38,0	602
Biogazownia komunalna na osad ściekowy do produkcji skojarzonej energii elektrycznej i ciepła- 320 kW _{el} plus 540 kW _{th}	2,1	5,0	40,0	1.221
Ciepłownia na słomę – 1000 kW _{th}	3,6	5,2	55,0	499

Zastosowana w tabeli 4.12 kombinacja warunków wsparcia zdecydowanie poprawiła efektywność ekonomiczną inwestycji. Powyżej 50% progu dotacji pozostały głównie technologie źle zlokalizowane (wodna i wiatrowa), biogazownia rolnicza (przy braku uwzględnienia kosztów związanych z alternatywną utylizacją gnojowicy), pilotowa ciepłownia geotermalna oraz prototypowy system fotowoltaiczny.

Dodatkowo w tabeli umieszczono wyrażony w procentach stosunek wymaganej na 1 kW mocy zainstalowanej dotacji bezpośredniej i dopłaty do kredytu preferencyjnego (wartość zdyskontowana) do nakładów inwestycyjnych. Stosunek ten dla technologii obecnie wrażliwych na dotację w wysokości do 50% przyjmuje wartość od 20 do 45%. Oznacza to, że technologie te byłyby w pełni opłacalne ekonomicznie, gdyby nakłady inwestycyjne zostały obniżone w tym samym odsetku. Obniżenie nakładów inwestycyjnych o 20-45% w przypadku technologii wchodzących na rynek nie wydaje się rzeczą szczególnie trudną, gdy punktem wyjścia są projekty demonstracyjne (a takie głównie były realizowane dotychczas w Polsce) przy podjęciu celowych działań na rzecz systematycznego tworzenia rynku. Spadek kosztów w takim zakresie możliwy jest w wyniku wykorzystania efektu ekonomiki skali i efektu krzywej uczenia się. **Dlatego też stosowanie dotacji należy traktować nie jako dofinansowywanie pojedynczych inwestycji, ale jako systemowe działanie mające na celu rozwój technologii i rynku w możliwie najkrótszym czasie, tak aby jak najszybciej ustaliły przyczyny dalszego ich stosowania.**

Działanie tego mechanizmu można wyjaśnić odwołując się do doświadczeń brytyjskich a powszechnie znany jest fakt, że Wielka Brytania w ciągu ostatnich 10 lat uzyskała największy w Europie postęp w redukcji nakładów inwestycyjnych na technologie OZE i kosztów produkowanych przez te technologie energii. Stało się to możliwe dzięki wprowadzeniu konkurencji w ubieganiu się o dopłaty do cen energii ze źródeł

odnawialnych¹¹¹ (mechanizm NFFO). Porównanie wysokości jednostkowych nakładów inwestycyjnych na analogiczne technologie OZE produkujące energię elektryczną w Polsce (tab.3) i Wielkiej Brytanii pokazuje, że są one zbliżone, pomimo niższych w Polsce kosztów pracy i cen lokalnie dostępnych materiałów i urządzeń. Porównanie takie prezentuje tabela 4.13, w której nakłady przeliczono na 1 kW mocy zainstalowanej a ceny wyrażono w złotych 1999 roku. Podobne koszty w obu krajach można tłumaczyć jedynie niedojrzałością krajowego rynku na technologie OZE, brakiem szerszych doświadczeń w realizacji inwestycji OZE i ponoszeniem dodatkowych kosztów z tym związanych, oraz pionierskim i demonstracyjnym charakterem przynajmniej części z poddanych analizie technologii.

Tabela 4.12. Wpływ kombinacji jednoczesnego zastosowania kredytu preferencyjnego – 8%, zwolnienia z podatku VAT (0%) na wysokość niezbędnej dotacji umożliwiającej osiągnięcie wewnętrznej stopy zwrotu równej 18% oraz wielkość całkowitej dotacji do inwestycji ze źródeł publicznych przy najwyższej cenie energii.

Technologia OZE oraz moc zainstalowana elektryczna (e_l) lub cieplna (th)	Wymagana dotacja w % nakładów na inwestycję potrzebna do uzyskania IRR=18%	Zdyskontowana wielkość niezbędnych dopłat do inwestycji ze środków publicznych [zł/kW m.z.]	Nakłady inwestycyjne [zł '99/kW m. z.]	Stosunek Dopłaty/Nakłady [%]
Biogazownia komunalna na osad ściekowej do produkcji skojarzonej energii elektrycznej i ciepła- 320 kW e_l plus 540 kW th	3,0	625	3.051	20
Kolektor słoneczny do podgrzewania wody – 2,4 kW th	0,0	660	2.096	31
Instalacja wykorzystania gazu wysypiskowego do skojarzonej produkcji energii elektrycznej i ciepła – 550 kW e_l plus 700 kW th	25,0	2.074	5.892	35
Elektrownia wiatrowa sieciowa 2x600 kW e_l	35,3	2.299	5.099	45
Ciepłownia na słomę – 1000 kW th	21,0	364	705	52
Ciepłownia na zrębki drzewne – 500 kW th	48,0	252	364	69
Mała elektrownia wodna z jazem zbudowanym od podstaw – 90 kW e_l	52,0	5.865	8.466	69
Elektrownia wiatrowa sieciowa 160 kW e_l	70,4	3.583	4.860	74
Ciepłownia geotermalna – 7500 kW th	69,0	1.198	1.430	84
Biogazownia rolnicza na gnojowicę 15 kW th	59,0	4.795	4.488	106
System fotowoltaiczny do zasilania lampy ulicznej – 0,12 kW e_l	96,4	31.116	667	4.665

Podobnie zestawiono minimalne, opłacalne dla dostawców energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych ceny energii Wielkiej Brytanii z kosztami jej wytwarzania w Polsce (tab. 4.4), ponownie wyrażając je w zł'99. Dane przedstawione w tabeli 4.14 świadczyć mogą o wysokich nakładach inwestycyjnych w Polsce (komentarz do tab. 4.13) oraz o gorszym wyborze lokalizacji i warunków eksploatacji technologii w warunkach krajowych. Szczególnie widoczne jest to na przykładzie obydwu analizowanych elektrowni wiatrowych¹¹², gdzie duże różnice w kosztach produkowanej energii wynikają zapewne w dużym stopniu z różnic w prędkości wiatru w przypadku badanych lokalizacji.

¹¹¹ ETSU/DTI: *The 1988 Non Fossil Fuel Obligation Order* – 5. Harwell, November 1999.

¹¹² W Wielkiej Brytanii w ramach mechanizmu NFFO organizowane są oddzielne przetargi na dostawę energii elektrycznej z elektrowni wiatrowych w dwóch kategoriach: o mocy do i powyżej 995 kW.

Tabela 4.13. Jednostkowe nakłady inwestycyjne w Polsce i w Wielkiej Brytanii na analogiczne technologie OZE produkujące energię elektryczną.

Technologia OZE	Nakłady inwestycyjne na 1 kW mocy zainstalowanej [w zł'99]	
	Polska	Wielka Brytania
System fotowoltaiczny do zasilania lampy ulicznej – 0,12 kW _{el}	29.042	22.588
Mała elektrownia wodna z jazem zbudowanym od podstaw – 90 kW _{el}	8.466	8.352
Elektrownia wiatrowa sieciowa – 600 kW _{el}	5.099	5.088
Instalacja wykorzystania gazu wysypiskowego do produkcji energii elektrycznej – 400 kW _{el}	5.623	4.672

Tabela 4.14. Zestawienie kosztów wytwarzania energii elektrycznej z OZE w Polsce z minimalnymi opłacalnymi cenami jej zakupu w Wielkiej Brytanii (w przeliczeniu na 1 kWh i zł'99).

Technologie OZE	Koszty wytwarzania energii elektrycznej w Polsce [zł'99/kWh]	Minimalne opłacalne ceny energii elektrycznej z OZE kontraktowane w Wielkiej Brytanii [zł'99/kWh]
Mała elektrownia wodna zbudowana na istniejącym jazie – 45 kW _{el}	0,23	0,26
Elektrownia wiatrowa sieciowa 600 kW _{el}	0,51	0,18
Elektrownia wiatrowa sieciowa 160 kW _{el}	1,02	0,27
Instalacja wykorzystująca gaz wysypiskowy do produkcji energii elektrycznej – 400 kW _{el}	0,22	0,19

W tabeli 4.15 przedstawiono działanie mechanizmu NFFO porównując zakontraktowane ceny na zakup energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w Wielkiej Brytanii na przestrzeni ostatnich 8 lat¹¹³, w ramach organizowanych systematycznie przetargów na dostawę energii elektrycznej z OZE z niezbędną dopłatą budżetu państwa.

Tabela 4.15. Zakontraktowane średnie ceny na dostawę energii elektrycznej z OZE w Wielkiej Brytanii w pensach/kWh, w ramach przetargów NFFO organizowanych latach 1990-1998.

Technologia OZE	NFFO1 1990	NFFO2 1991	NFFO3 1994	NFFO4 1997	NFFO5 1998	Obniżka cen, %
Gaz wysypiskowy	5,00	4,75	3,76	3,01	2,90	42
MEW	5,62	5,06	4,46	4,25	4,35	23
Elektrownie wiatrowe	10,00	9,97	4,43	3,56	3,10	69

Zaprezentowane wyniki pokazują jaki postęp w rozwoju technologii można uzyskać dzięki konsekwentnemu i systemowemu wsparciu energetyki odnawialnej w okresie kilku lat. Warto zwrócić uwagę, że przez pierwsze dwa lata stosowania uprzywilejowanych przetargów dla

¹¹³ ESD/AEP: *Renewables and Liberalisation of the Electricity Energy Market in the United Kingdom*. 1999.

technologii OZE nie uzyskano wyraźnego efektu. Kluczowe dla obniżenia kosztów było 5 lat stosowania wsparcia, tj. po 1991 r.¹¹⁴.

Na tym tle warto odwołać się do krajowych doświadczeń. Porównanie obecnie uzyskanych wyników ekonomicznych dla technologii OZE w Polsce w warunkach roku 1999, z wynikami ocen ekonomicznych przeprowadzonych dla danych z roku 1993¹¹⁵ wskazuje na brak wyraźnego postępu – tabela 4.16.

Tabela 4.16. Porównanie wymaganego minimalnego poziomu dotacji do inwestycji zapewniającego wymaganą stopę zwrotu nakładów wyższą od oprocentowania depozytów w energetyce odnawialnej w Polsce w warunkach lat 1993 i 1999.

Analizowane w roku 1993 i 1999 analogiczne technologie OZE	Wymagany poziom dotacji dla technologii OZE w roku									
	1993					1999				
	0	>30	>50	>70	>90	0	>30	>50	>70	>90
Kolektory słoneczne powietrzne	X					X				
Małe kotły na drewno	X					X				
Małe elektrownie wodne		X					X			
Kolektory słoneczne wodne				X				X	←	
Elektrownie wiatrowe sieciowe				X				X	←	
Biogazownie rolnicze				X					X	
Systemy fotowoltaiczne					X					X

Pobieżne porównanie wyników obydwu analiz wykazuje duże podobieństwo oceny ekonomicznej technologii OZE dla roku 1993 i 1999. Jedyne technologie, które wykazały bardzo niewielki (biorąc pod uwagę wstępny okres ich rozwoju w Polsce) postęp (obniżenie wymaganego minimalnego poziomu dotacji) były kolektory słoneczne wodne zastępujące bojler elektryczny i elektrownie wiatrowe sieciowe dobrze zlokalizowane (obniżenie wymaganej dotacji z powyżej 70% do ok. 50%).

Analizując poziom dotacji do inwestycji OZE, zapewniających stopę zwrotu nakładów wyższą od oprocentowania depozytów bankowych ($\geq 18\%$), należy mieć na uwadze, iż przedstawione w tabeli 4.16 wyniki porównawczych analiz 1993 r. i 1999 r. dotyczą analogicznych grup technologii i podobnych instalacji. Zatem nie obejmują one technologii, które nie były wdrożone przed 1993 rokiem. W omawianym okresie nastąpił istotny postęp w zakresie wykorzystania biomasy stałej (słoma i drewno) do zaopatrzenia w energię ciepłą systemów ciepłowniczych. Powstało też kilkanaście instalacji wykorzystujących gaz wysypiskowy do produkcji energii elektrycznej. Obie grupy technologii wykazały w ostatnich latach korzystną tendencję w zakresie poprawy sprawności i redukcji kosztów inwestycyjnych.

¹¹⁴ Warto też zauważyć, że ustalone w 1998 r. w wyniku przetargu średnie ceny na zakup energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych były ok. dwukrotnie niższe od obecnej (1999 r.) ceny energii elektrycznej w Wielkiej Brytanii (bez podatku VAT) dla drobnych gospodarstw domowych wynoszącej 7,17 pensa/kWh oraz z reguły niższe lub porównywalne z cenami energii elektrycznej dla przemysłu – 3,89 pensa/kWh. Wcześniejsze obliczenia kosztów produkowanej energii elektrycznej dla instalacji krajowych (tabela 4.3) wykazały, że koszty produkowanej energii elektrycznej z małych elektrowni wodnych (23 gr/kWh) i instalacji wykorzystania gazu wysypiskowego (22 gr/kWh) są porównywalne ze średnią ceną energii dla drobnych gospodarstw domowych (22,5 gr/kWh) oraz wyższe od cen energii elektrycznej dla przemysłu (14,6 gr/kWh).

¹¹⁵ G. Wiśniewski, A. Grzybek, M. Rogulska, S. Gołębiowski: „Ocena ekonomiczna i prawna wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych wraz z propozycjami systemowych rozwiązań prawnych”. Ekspertyza dla Ministra Ochrony Środowiska, Zasobów Naturalnych i Leśnictwa, IBMER, Warszawa, 1995.

Choć jak dotychczas zmuszeni jesteśmy w Polsce, z braku większej próbki statystycznej porównywać pojedyncze inwestycje, przytoczone powyżej dane pośrednio świadczą o braku stosowania w ostatnich 6 latach w Polsce w odniesieniu do technologii energetyki odnawialnej świadomej polityki państwa nastawionej na poprawę ich konkurencyjności. Sektor energetyki odnawialnej, w porównaniu z silniejszymi konwencjonalnymi branżami energetycznymi został zaniedbany, pozbawiony wsparcia systemowego i pozostawiony samemu sobie.

5. OKREŚLENIE KORZYŚCI EKOLOGICZNYCH WYKORZYSTANIA OZE – REDUKCJA EMISJI GAZÓW CIEPLARNIANYCH

5.1. Problem kosztów i korzyści zewnętrznych wykorzystania OZE w kontekście redukcji emisji gazów cieplarnianych

Jak zasygnalizowano w rozdziale 4, poświęconym metodyce oceny opłacalności ekonomicznej przedsięwzięć mających na celu użytkowanie energii ze źródeł odnawialnych, oprócz wymiernych rynkowo elementów kosztów i korzyści związanych z realizacją tych przedsięwzięć występują również tzw. zewnętrzne koszty i korzyści, które nie są wycenione na rynku.

Wymienić tu można np.:

po stronie potencjalnych korzyści zewnętrznych:

- korzystne oddziaływanie na lokalne rynki pracy poprzez tworzenie dodatkowych miejsc pracy przy produkcji i obsłudze urządzeń małej energetyki odnawialnej¹¹⁶,
- korzystne, synergiczne powiązania rozwoju odnawialnych źródeł energii (zwłaszcza biopaliwa) z wprowadzaniem zmian strukturalnych w rolnictwie, koniecznych zarówno z punktu widzenia poprawy efektywności ekonomicznej produkcji rolnej w Polsce jak również ze względu na wymagania procesu połączenia Polski z Unią Europejską,
- redukcja emisji lokalnych zanieczyszczeń powietrza (SO₂, NO_x, pyły, metale ciężkie) i zmniejszenie przez to strat ekonomicznych (które obecnie tylko po części rekompensowane są poprzez opłaty za emisję) spowodowanych: degradacją ekosystemów leśnych, rolnych i wodnych, przyspieszoną korozją elementów budowli, maszyn i urządzeń, niekorzystnym wpływem zanieczyszczeń na zdrowie ludzkie, itp.,
- wzrost prestiżu politycznego (i to zarówno na poziomie społeczności lokalnych jak i całego kraju) w związku z troską o środowisko przyrodnicze i zrównoważony rozwój gospodarczy, oraz stworzenie możliwości zmniejszenia luki cywilizacyjnej pomiędzy obszarami wiejskimi i peryferyjnymi a regionami zurbanizowanymi a także wzrost przedsiębiorczości poprzez wprowadzenie w kraju nowych technologii,
- łatwiejsze wywiązanie się kraju ze zobowiązań międzynarodowych dotyczących redukcji emisji zanieczyszczeń lokalnych i gazów cieplarnianych (głównie CO₂), a przez to zmniejszenie kosztów działań, które muszą być podjęte dla osiągnięcia wymaganych przez odpowiednie konwencje limitów emisji w skali kraju,

a po stronie potencjalnych kosztów zewnętrznych:

- zajęcie terenu (dotyczy to jedynie tych przypadków, w których istnieją alternatywne, atrakcyjne ekonomicznie sposoby zagospodarowania terenu),
- problemy na rynkach pracy tradycyjnych nośników energii (np. w sektorze węglowym), które mogą towarzyszyć spadkowi popytu na te nośniki w związku z rozwojem energetyki odnawialnej na dużą skalę.

Indywidualny przedsiębiorca nie bierze powyższych czynników pod uwagę przy podejmowaniu decyzji ekonomicznych. Nie mniej elementy te nie powinny ginać z pola widzenia samorządów lokalnych i centralnej administracji państwowej ponieważ przedsiębiorstwo nie odczuwa obecnie ich skutków ani po stronie kosztów ani po stronie korzyści.

¹¹⁶ Możliwości tworzenia dodatkowych miejsc pracy z tytułu wykorzystania OZE omówione są szczegółowo w rozdziale 6.

Koszty i korzyści zewnętrzne mogą być internalizowane, czyli wprowadzane do systemu rynkowego poprzez odpowiednie inicjatywy legislacyjne oraz decyzje wykonawcze zarówno na poziomie centralnej administracji państwa, jak i władz samorządowych. Przykładami istniejących już metod internalizacji mogą być:

- obowiązujące opłaty za gospodarcze korzystanie ze środowiska, obciążające głównie konwencjonalne technologie energetyczne,
- obowiązek zakupu energii elektrycznej i ciepła ze źródeł odnawialnych przez operatorów sieci energetycznych po wyższej cenie,
- redystrybucja przez NFOŚiGW opłat za korzystanie ze środowiska na dofinansowywanie inwestycji ekologicznych; stosowane tu środki finansowe to kredyty preferencyjne, umorzenia spłat kredytów.

Powyższa lista nie wyczerpuje możliwych do zastosowania instrumentów internalizacji. Rozważa się np. wprowadzenie tzw. opłat produktowych, które byłyby pobierane od producentów paliw proporcjonalnie do społecznych kosztów związanych ze skutkami użytkowania tych paliw. Formą takich opłat jest tzw. podatek węglowy, proporcjonalny do zawartości pierwiastka węgla w paliwie. Najważniejsze z pojedynczych instrumentów internalizacji kosztów zewnętrznych i zarazem wsparcia energetyki odnawialnej omówiono w rozdziale 3.

Jednym z systemowych podejść do uwzględnienia kosztów zewnętrznych jest ocena wpływu stosowania różnych technologii energetycznych na powstawanie efektu cieplarnianego. W tym kontekście określoną redukcję emisji gazów cieplarnianych uzyskaną określonym kosztem finansowym, można odnieść do korzyści z tytułu:

- uniknięcia bezpośrednich strat spowodowanych zmianami klimatu,
- uzyskania dodatkowych korzyści z tytułu wdrożenia odpowiednich strategii, mechanizmów i technologii,
- możliwość sprzedania jednostki zredukowanej emisji na rynku międzynarodowym (po wejściu w życie mechanizmu handlu emisjami).

Straty spowodowane zmianami klimatu mogą mieć charakter rynkowy i pozarynkowy (zagrożenie zdrowia ludzkiego, zwiększenie ryzyka umieralności i zniszczenia ekosystemów). Wycena strat pozarynkowych jest źródłem podstawowych wątpliwości pojawiających się przy określaniu wpływu globalnych zmian klimatu na dobrobyt. Międzynarodowy Panel ds. Zmian Klimatu (IPCC) w swoim drugim raporcie¹¹⁷ nie popiera żadnej konkretnej wartości strat spowodowanych emisją CO₂, ale przytacza szacunki strat marginalnych wykonane przez różne zespoły badawcze. Mieszczą się one w przedziale od 5 do 125 USD (1999 r.) na jedną tonę wyemitowanego węgla (1,4- 34,1 USD na jedną tonę CO₂). W Polsce przy obecnie wysokiej emisji dwutlenku węgla z procesów energetycznych wynoszącej 350 mln ton, nawet najniżej wycenione jednostkowe koszty społeczne z tytułu emisji stanowią pokaźną kwotę. Trzeba jednak podkreślić, że oceny kosztów społecznych mają znaczny zakres niepewności z powodu ograniczonej wiedzy na temat skutków zmian klimatu oraz niedookreślonego scenariusza rozwoju technologicznego i społeczno ekonomicznego w przyszłości.

Po wejściu w życie w 1994 roku Konwencji Klimatycznej, ochrona przed zmianami klimatycznymi stała się prawnie wiążącym zobowiązaniem międzynarodowym. Ilościowe wymogi redukcji emisji gazów cieplarnianych zostały sformułowane w 1997 roku w Protokole z Kioto, który Polska podpisała i w ramach którego zobowiązała się do redukcji

¹¹⁷ IPCC. Drugi raport IPCC oceniający zmiany klimatu 1995 r.. Warszawa, 1997.

emisji gazów cieplarnianych o 6% (podobnie jak szereg innych krajów Europy Środkowo-Wschodniej), w okresie pomiędzy latami 2008-2012 (w stosunku do roku 1988). Choć postawiony przyjęty cel nie jest wygórowany (wyznaczony dla Polski limit wynosi 463 mln ton, podczas gdy całkowita emisja gazów cieplarnianych w postaci dwutlenku węgla, metanu i podtlenku azotu w roku 1997 wynosiła 362,2 mln ton¹¹⁸), to jednak w obliczu wzrastającego zapotrzebowania na energię pierwotną w Polsce - zasadne staje się pytanie, jakie opcje redukcji emisji gazów szklarniowych należałoby zastosować, aby osiągnąć efekt ekologiczny po niskim koszcie i uzyskać dodatkowe korzyści gospodarcze i społeczne.

Podstawą porównania i wyboru różnych opcji redukcyjnych w sektorze energetycznym jest ocena marginalnych kosztów redukcji emisji tony dwutlenku węgla dla różnych technologii energetycznych, w tym technologii wykorzystujących OZE.

W kolejnych podrozdziałach przedstawiono ujednolicony sposób liczenia kosztów redukcji emisji w oparciu o wykorzystanie technologii OZE, oraz dokonano ich rankingu ze względu na wysokość marginalnych kosztów redukcji emisji w wyniku zastąpienia ich konwencjonalnych odpowiedników.

5.2. Metodyka liczenia kosztów redukcji emisji gazów cieplarnianych (GHG - Green House Gases)

Wykorzystywaniu energii ze źródeł odnawialnych towarzyszy systemowe zmniejszenie emisji GHG¹¹⁹, a w szczególności emisji CO₂. Wynika to z faktu, że energii odnawialnej nie przypisuje się emisji tych gazów. Jednocześnie, ponieważ energia odnawialna zastępuje nieodnawialne nośniki energii, które są źródłem emisji GHG, tę właśnie emisję równoważnej energii nieodnawialnej uznaje się za zredukowaną w systemie. W pierwszym przybliżeniu przyjmuje się, że ta redukcja emisji kosztuje tyle, ile kosztuje zastąpienie energii tradycyjnej energią odnawialną.

Kluczowym pojęciem w metodologii liczenia kosztów redukcji emisji, w myśl ustaleń Konwencji Klimatycznej, jest tzw. marginalny koszt redukcji emisji. Zgodnie z definicją, jest to koszt dodatkowych działań i realizacji projektów służących redukcji emisji GHG i ochronie klimatu, w porównaniu do kosztów związanych z kosztami działań standardowych, nie mających na celu uzyskania dodatkowego efektu redukcyjnego. W sektorze energetycznym, marginalne koszty redukcji emisji GHG stanowią różnicę pomiędzy kosztami produkcji energii w oparciu o technologię powodującą emisję dwutlenku węgla i innych gazów szklarniowych. W celowo podejmowanych projektach redukcji emisji gazów szklarniowych, koszty redukcji odnosi się zwyczajowo do tzw. opcji zerowej (technologii) bądź też scenariusza bazowego, tj. takiego, który nie wymaga podejmowania aktywnych działań i nie pociąga za sobą dodatkowych kosztów.

Funkcjonująca i zastępowana technologia, przyjęta jako bazowa, jest w tego typu obliczeniach charakteryzowana poprzez koszty zakupu produkowanej przez nią jednostki energii oraz jednostkowymi wskaźnikami emisji. Obecne i prognozowane jednostkowe ceny energii i paliw konwencjonalnych technologii energetycznych określono w ten sam sposób

¹¹⁸ GUS: „Ochrona środowiska 1999”. Warszawa, 1999 r.

¹¹⁹ Zgodnie z II Raportem Klimatycznym IPCC antropogenicznymi gazami cieplarnianymi (GHG) są: CO₂, CH₄, N₂O, HFCs, PFCs oraz SF₆. W sensie wpływu na efekt cieplarniany, kluczowe i dominujące znaczenie przy ocenie technologii energetycznych ma dwutlenek węgla oraz w dużo mniejszym stopniu metan i podtlenek azotu.

jak przy wykonywaniu analiz mikroekonomicznych (tabela 4.1). Jednostkowe wskaźniki emisji dla technologii energetyki konwencjonalnej w Polsce przyjęto zgodnie z wynikami inwentaryzacji emisji gazów cieplarnianych opracowanymi przez FEWE na potrzeby II raportu rządowego dla konferencji Stron Ramowej Konferencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu¹²⁰.

Odpowiedni rachunek kosztów i korzyści wykonuje się przede wszystkim uwzględniając wymierne elementy wartości danego przedsięwzięcia inwestycyjnego, które są reprezentowane na rynku, tzn. takie, na które istnieje cena rynkowa. Do elementów tych zaliczyć można np. urządzenia, teren zajęty przez instalacje energetyczne, koszty nośników energii, koszty robocizny itp. W dalszej części rozdziału (podrozdział 5.3), jedynie takie wymierne elementy zostały uwzględnione w sposób ilościowy przy szacowaniu kosztów redukcji emisji GHG.

Oprócz wymiernych elementów wartości, występują również różne elementy niewymierne (np. kreowanie nowych miejsc pracy, zmniejszenie lokalnego zanieczyszczenia środowiska itp.). Te elementy wartości objęto wyłącznie analizą jakościową (podrozdział 5.1), nie podejmując próby ich waloryzacji.

Nawet przy ograniczeniu analizy kosztów redukcji emisji GHG do elementów rynkowych problem nie jest banalny metodologicznie. Podstawowa trudność wynika z faktu, że dla porównania różnych odnawialnych źródeł energii, koszt redukcji emisji powinien być wyrażony jednym, syntetycznym wskaźnikiem (o mianie zł/t zredukowanej emisji GHG), natomiast wdrożenia poszczególnych technologii OZE mogą być bardzo zróżnicowane co do harmonogramu procesu inwestycyjnego, proporcji różnych składników kosztów itp.

Dla osiągnięcia porównywalności w rachunku ekonomicznym stosuje się technikę dyskontowania i poziomowania kosztów i korzyści.

Poprzez dyskontowanie kosztów i korzyści osiąganych w latach przyszłych ich wartości sprowadza się do poziomu dnia dzisiejszego *NPV* (ang.: Net Present Value). Wartości pojawiające się w latach przyszłych są mniej warte z perspektywy dnia dzisiejszego. Miara tego zmniejszenia wartości mogą być chociażby stopy oprocentowania depozytów bankowych (ale nie tylko).

$$NPV = \sum_{t=0}^T \frac{C_t}{(1+i)^t} \quad (5.1)$$

gdzie:

- C_t koszt netto (po odjęciu osiągniętych korzyści) w roku t ,
- i stopa dyskonta; do dalszych analiz przyjęto stałą stopę dyskonta równą 8%,
- t oznacza kolejny rok realizacji wdrożenia przedsięwzięcia.

Tak wyliczony zdyskontowany koszt całego przedsięwzięcia jest podstawą do wyliczenia tzw. kosztu spoziomowanego *LC* (ang.: Levelised Cost). Koszt spoziomowany to taki hipotetyczny roczny koszt, który ponoszony w równej wysokości przez wszystkie lata realizacji przedsięwzięcia prowadziłby (po zdyskontowaniu) do takiej samej sumy *NPV*, jaka odpowiadałaby realnemu programowi wdrożenia przedsięwzięcia (o dowolnie zróżnicowanym rozkładzie czasowym ponoszonych kosztów).

¹²⁰ FEWE: „Inwentaryzacja emisji gazów cieplarnianych w Polsce”. Warszawa, 1996.

$$LC = NPV \sum_{t=1}^T (1+i)^t \quad (5.2)$$

Koszt spoziomowany jest miarą uśrednionych dla całego okresu kosztów netto (koszty minus korzyści) realizacji przedsięwzięcia. Parametr ten może służyć do porównywania różnych przedsięwzięć z punktu widzenia rocznych kosztów.

Podobny pojęciowo parametr *LCER* (ang.: Levelised Costs of Emission Reduction) jest miarą uśrednionych rocznych kosztów redukcji emisji GHG. Wyraża się go równaniem:

$$LCER = \frac{LC \sum_{t=1}^T (1+i)^t}{\sum_{t=1}^T ER_t (1+i)^t} \quad (5.3)$$

gdzie:

LCER spoziomowany roczny koszt redukcji emisji GHG, [zł/t CO₂eq/rok],
CO₂ eq oznacza sumę emisji różnych GHG wyrażoną ekwiwalentnej emisji CO₂,
ER_t redukcja emisji GHG w roku *t*, [t CO₂ eq].

Ekwiwalentna emisja dwutlenku węgla *CO₂ eq.* wynika z wartości współczynników GWP (Global Warming Potential) określających względne relacje efektów ocieplenia klimatu powodowanych przez różne gazy cieplarniane, w stosunku do efektów powodowanych przez emisję CO₂. Dla CO₂, z definicji GWP=1. Wartości GWP dla pozostałych gazów zależą od kreślonego horyzontu czasowego, w którym rozpatruje się efekty obecności gazów w atmosferze. W niniejszej pracy przyjęto 100-letni horyzont czasowy, dla którego GWP dla pozostałych istotnych w sektorze energetycznym GHG wynoszą odpowiednio: dla CH₄ - 31, dla N₂O - 310.

Wyliczony przy powyższych założeniach parametr – spoziomowany, marginalny koszt redukcji emisji - reprezentuje uśredniony po wszystkich latach realizacji danego przedsięwzięcia koszt redukcji emisji GHG. Może on służyć do porównywania poszczególnych technologii odnawialnych z punktu widzenia efektywności ekonomicznej redukowania emisji GHG. W dalszej części pracy przedstawiono wyniki obliczeń kosztów redukcji emisji dla 16 grup technologii OZE, tych samych, które poddano ocenie ekonomicznej w rozdziale 4.

5.3. Koszty redukcji emisji gazów cieplarnianych z wykorzystaniem technologii OZE w Polsce

Poddane ocenie kosztów redukcji emisji, analizowane 16 grup technologii OZE występowały w parach z zastępowanymi przez nie technologiami konwencjonalnymi, wg klucza zastosowanego wcześniej przy ich ocenie mikroekonomicznej (tabela 4.3). W analizach zastosowano też tę samą prognozę wzrostu nominalnych cen paliw i energii konwencjonalnej (tabela 4.1). W celu automatyzacji obliczeń kosztów redukcji emisji gazów cieplarnianych i umożliwienia stosowania pełnej porównywalności wyników wykorzystano arkusz kalkulacyjny. Strukturę arkusza zaprezentowano w załączniku 4 do niniejszej pracy.

W tabeli 5.1 zaprezentowano wyniki obliczeń spoziomowanych kosztów redukcji emisji oraz parametrów dodatkowych: spoziomowany roczny koszt redukcji emisji GHG wyrażony

w zł '99 na rok eksploatacji badanej instalacji wykorzystującej OZE, redukcja emisji ekwiwalentu CO₂ z tytułu wykorzystania danej technologii OZE wyrażona w tonach CO₂ eq/rok, przy zastosowaniu współczynnika przeliczeniowego GWP odpowiadającego 100-letniemu okresowi obecności GHG w atmosferze.

Tabela 5.1. Zestawienie wyników obliczeń kosztów redukcji emisji GHG przez wdrożenie technologii OZE. Obliczenia wykonano dla stopy dyskonta $i = 8\%$.

Lp.	Wdrożona technologia wykorzystująca OZE	Spoziomo- wany roczny koszt redukcji emisji GHG [zł'99/rok]	Redukcja emisji CO ₂ ekwiwalent (GWP 100 lat) [tony CO ₂ /rok]	Spoziomo- wany jedn. koszt redukcji emisji GHG [zł'99/t]
1	Kolektor słoneczny powietrzny – 40 m ²	-1.311	8	-171
2	Mała elektrownia wodna - 45 kW	-20.715	238	-87
3	Kolektor słoneczny wodny – 4 m ²	-431	9	-50
4	Instalacja do wykorzystania gazu wysypiskowego do produkcji energii elektrycznej - 400 kW	-164.537	11.930	-14
5	Biogazownia komunalna na osad ściekowy - 320 kW _{el} plus 540 kW _{th}	10.628	3.179	-3
6	Instalacja do wykorzystania gazu wysypiskowego do produkcji energii elektrycznej i ciepłej – 550 kW _{el} , 700 kW _{th}	10.835	19426	1
7	Ciepłownia na słomę – 1MW	10.892	1.845	6
8	Ciepłownia na zrębki drzewne - 500 kW	10.268	573	18
9	Elektrownia wiatrowa - 2 x 600 kW	64.435	2.958	22
10	Elektrownia wodna z jazem zbudowanym od podstaw - 90 kW	14.643	362	40
11	Kocioł opalany drewnem - 80 kW	4.452	97	46
12	Biogazownia rolnicza - 100 m ³	4.377	66	66
13	Kocioł grzewczy opalany słomą - 65 kW	3.533	46	77
14	Ciepłownia geotermalna - 7,3 MW	675.337	6.381	106
15	Elektrownia wiatrowa - 160 kW	46.092	185	250
16	System fotowoltaiczny do oświetlenia - 120 W	337	0,10	3.537

Technologie OZE w tabeli 5.1 zostały uszeregowane wg rosnącego marginalnego, spoziomowanego kosztu redukcji emisji GHG. Atrakcyjność ekonomiczna technologii OZE ze względu na ich wykorzystanie do redukcji emisji GHG jest tylko nieco inna od ich atrakcyjności mikroekonomicznej dla inwestora ocenianej w rozdziale 4 (por. tabela 4.3). Różnice te wynikają generalnie z różnej emisyjności jednostkowej GHG z zastępowanych technologii konwencjonalnych, ale są także związane z pewną emisyjnością własną technologii OZE (np. w procesach spalania biopaliw, przyjęta emisja CO₂ ma wartość zerową, ale w obliczeniach ujmuję się emisję podtlenku azotu) oraz z dodatkową unikniętą emisyjnością z tytułu poprawy gospodarki odpadami organicznymi (tu zyskały technologie wykorzystania biogazu i gazu wysypiskowego, dzięki którym możliwa staje się do uniknięcia swobodna emisja metanu do atmosfery w procesie ich samoczynnego rozkładu).

Część z technologii OZE charakteryzuje się ujemnym spoziomowanym kosztem redukcji emisji GHG (kolektory słoneczne, mała elektrownia wodna oraz technologie wykorzystania gazu wysypiskowego i biogazu z gnojowicy), pozostałe mają dodatnie koszty redukcji emisji. Koszty ujemne oznaczają, że redukcja emisji praktycznie nie wymaga ponoszenia dodatkowych, a wręcz przeciwnie, w dłuższym horyzoncie czasowym przynosi zyski.

W tabeli 5.2 obliczone dla technologii OZE w Polsce spoziomowane koszty redukcji emisji GHG zostały porównane z wynikami podawanymi w literaturze jako modelowe¹²¹ obliczenia kosztów redukcji emisji dla zdecentralizowanych technologii OZE produkujących energię elektryczną wykonanych przez UNEP dla Zimbabwe.

Tabela 5.2. *Spoziomowane koszty redukcji emisji dla technologii OZE obliczone jako referencyjne dla Zimbabwe¹²².*

Technologia OZE jako opcja redukcyjna	Technologia zastępowana, konwencjonalna	Spoziomowany jedn. koszt redukcji emisji GHG [USD/tonę ekw. CO ₂]
Biogaz z osadu ściekowego	Energia elektryczna z elektrowni węglowej	-135,9
Gaz wysypiskowy		24,4
Biogaz z odpadów rolniczych		48,0
Elektrownia wodna		65,1
System fotowoltaiczny do pompowania wody		27566,3

Z porównania tabel 5.1 i 5.2 wynika jak silny jest wpływ warunków lokalnych, specyfiki danego kraju oraz stanu infrastruktury energetycznej na układ kosztów redukcji emisji GHG.

Dla Polski ważniejsze wydaje się porównanie obliczonych kosztów redukcji emisji z cenami zakupu redukcji oferowanymi przez państwa zachodnie lub instytucje międzynarodowe w ramach mechanizmów Joint Implementation (JI) oraz Carbon Initiative Fund (CIF). Pewien standard jeżeli chodzi o projekty typu JI, wyznaczyła w Europie i w Polsce holenderska agencja SENTER realizująca projekty typu AIJ (Activity Implemented Jointly) i pilotowe projekty JI w krajach Europy Środkowo-Wschodniej, w tym w Polsce. Jak dotychczas agencja SENTER finansowała realizacje projektów inwestycyjnych w energetyce odnawialnej wykazujących koszt poniżej 15 guldenów holenderskich (ok. 30 zł) za tonę redukcji emisji ekwiwalentu CO₂.

Według danych uzyskanych w Krajowym Biurze Wykonawczym Konwencji Klimatycznej¹²³ koszty redukcji emisji zrealizowanych dotychczas w Polsce projektów AIJ wynosiły od 1 USD (energetyczne wykorzystanie biomasy) do 26 - 130 USD (projekty związane z termomodernizacją i poszanowaniem energii) poprzez 4,6 - 64,2 USD przy projektach typu „węgiel na gaz”.

¹²¹ Halsenaes K., Callaway J.M., Meyer H.J.: *Economics of Greenhouse Gas Limitation. Metodological Giudlines*. UNEP, Riso National Laboratory, Roskilde, 1999.

¹²² NFOŚiGW. „Program Joint Implementation”. Ekofinanse, Nr 2(57), 2000.

¹²³ J. Galon-Kozakiewicz: informacja ustna, luty 2000.

Eksperti Banku Światowego¹²⁴ zaangażowani w przygotowywanie Prototypowego Węglowego Funduszu Inwestycyjnego (CIF) oceniają, że na dzień dzisiejszy rynek akceptuje projekty pozwalające zredukować emisję GHG po koszcie niższym od 20-26 USD za tonę ekw. CO₂.

Powyższe dane wskazują, że prawie wszystkie poddane analizie technologie OZE mogą być atrakcyjną opcją redukcyjną w ramach mechanizmów wspomagających Konwencji Klimatycznej. Niektóre z nich (energetyka słoneczna, mała energetyka wodna oraz energetyczne wykorzystanie biomasy) są w tym kontekście technologiami wyjątkowo atrakcyjnymi ekonomicznie. Pewną formalną trudnością, zwłaszcza dla energetyki słonecznej, może być jedynie niewielka skala instalacji w stosunku do kosztów administracyjnych zarządzania mechanizmami wspomagającymi. Dlatego w przyszłości w realizacji projektów w ramach JI, CIF i ET (Emission Trading) należałoby rozważyć możliwość agregacji pojedynczych projektów opartych na technologiach OZE małej mocy w większe pakiety inwestycyjne, w celu redukcji jednostkowych kosztów obsługi projektów i uzyskania jednocześnie większego efektu redukcyjnego.

¹²⁴ H. Schraiber: informacja ustna, luty 2000.

6. OCENA WPŁYWU WYKORZYSTANIA ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII NA RYNEK PRACY

Analiza skutków społecznych wykorzystania odnawialnych źródeł energii jest możliwa jedynie w oparciu o wyniki badań prowadzonych za granicą, gdyż w Polsce nie badano wpływu energetyki odnawialnej na liczbę tworzonych miejsc pracy. W niniejszym opracowaniu wykorzystano raporty z prac zespołów europejskich i amerykańskich w latach 1994 - 1998.

Szacując wpływ użytkowania energii ze źródeł odnawialnych na rynek pracy należy uwzględnić ich wpływ stymulujący powstawanie nowych stanowisk pracy w energetyce odnawialnej i instytucjach ją obsługujących. Nowe miejsca pracy powstają bezpośrednio przy montażu i użytkowaniu instalacji wykorzystujących odnawialne źródła energii, oraz są pośrednio generowane przez rozwój energetyki odnawialnej, na przykład:

- w produkcji urządzeń przetwarzających energię ze źródeł odnawialnych na nośniki wykorzystywane w sferze produkcji, usługach i konsumpcji,
- w sprzedaży produkowanych w kraju lub importowanych urządzeń i technologii,
- w ewentualnym eksporcie urządzeń i technologii,
- w produkcji, przygotowaniu i sprzedaży biopaliw,
- w produkcji oraz imporcie lub eksporcie urządzeń pomiarowych i elektronicznych wykorzystywanych w energetyce odnawialnej,
- w rozbudowie istniejących sieci energetycznych, oraz w produkcji materiałów i urządzeń potrzebnych do ich rozbudowy (np. kabli i transformatorów dla sieci elektroenergetycznych),
- w usługach dla przedsiębiorstw, np. konserwacja urządzeń, usługi konsultingowe i finansowe, w administracji publicznej wydającej pozwolenia na budowę i nadzorującej pracę instalacji,
- nowe stanowiska pracy generowane przez konsumpcję dochodów nowozatrudnionych pracowników energetyki odnawialnej.

W analizie wpływu wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych na rynek pracy nie można pominąć faktu, iż od pewnego momentu wzrostowi zatrudnienia bezpośredniego i pośredniego w energetyce odnawialnej zaczyna towarzyszyć spadek zatrudnienia w energetyce konwencjonalnej.

Reasumując, wykorzystanie odnawialnych źródeł energii tworzy nowe stanowiska pracy w montażu i eksploatacji instalacji, określane jako **zatrudnienie bezpośrednie**. Wzrasta także **zatrudnienie pośrednie**: w produkcji i sprzedaży urządzeń przetwarzania energii ze źródeł odnawialnych oraz innych urządzeń wykorzystywanych w energetyce, a także w sektorze usług dla nowych przedsiębiorstw i pracowników (usługi konsultingowe, finansowe, konserwatorskie itp.). Od tak zdefiniowanego **zatrudnienia brutto** należy odliczyć utratę stanowisk pracy w energetyce konwencjonalnej. Różnica tych dwóch wielkości będzie stanowić rzeczywisty wzrost liczby miejsc pracy **netto**.

W pracach źródłowych zastosowano dwa podejścia metodyczne, oceniając wpływ wykorzystania odnawialnych źródeł energii na rynek pracy w oparciu o:

- oficjalne dane statystyczne, obliczając wskaźniki o liczbie miejsc pracy w przeliczeniu na wartość produkcji i koszty zatrudnienia w przedsiębiorstwach sektora energetycznego,
- dane pozyskane w funkcjonujących instalacjach, obliczając wskaźniki zatrudnienia w stosunku do mocy zainstalowanej.

Tak uzyskane dane wyjściowe wykorzystano w dalszych obliczeniach zmian na rynku pracy przy założonym modelu rozwoju sektora energetyki odnawialnej, właściwym dla danego kraju (regionu). Porównanie obu metod w analizach brytyjskich¹²⁵ wykazało, iż szacunki wpływu wykorzystania odnawialnych źródeł energii na sytuację na rynku pracy mają zbliżoną wartość (różnica poniżej 20%).

Pierwszą metodykę zastosowało Duńskie Stowarzyszenie Producentów Turbin Wiatrowych badając rozwój krajowego rynku pracy w produkcji siłowni wiatrowych. Sektor ten zatrudniał w 1995 r. około 15.400 osób¹²⁶. Z tej liczby w produkcji urządzeń zatrudnionych było ok. 75% pracowników (50% na rynek krajowy i 25% na eksport), 2% instalowało siłownie, a 22% obsługiwało inwestorów (badania zasobów wiatru i nowych rozwiązań technologicznych, konsultacje, serwisy finansowe, rozbudowa i obsługa sieci elektroenergetycznych, podłączenia do sieci, usługi administracji publicznej itp.). Duński rynek pracy w energetyce wiatrowej rozwija się w stopniu odpowiadającym pozycji Danii w światowej energetyce wiatrowej (połowa produkowanych na świecie siłowni wiatrowych powstaje w Danii). Badania Europejskiego Stowarzyszenia Energii Wiatrowej¹²⁷ potwierdzają duńskie wyliczenia, iż produkcja siłowni wiatrowych tworzy w warunkach europejskich ok. 10-15 stanowisk pracy na 1 MW (zatrudnienie pośrednie).

Drugie podejście metodyczne zastosowano w badaniach ECOTEC Research and Consulting z Wielkiej Brytanii. Badania te określiły rozkład nowych miejsc pracy przy wykorzystaniu wszystkich technologii OZE do produkcji energii elektrycznej. W analizach uwzględniono wykorzystanie biomasy: słomy, odpadów drzewnych, gazu wysypiskowego i biogazu z osadów ściekowych: energii wody i wiatru. Badania brytyjskie pozwoliły określić zatrudnienia netto na 225 osób na 1 TWh energii elektrycznej produkowanej ze źródeł odnawialnych¹²⁸.

Badania te pozwoliły też zanalizować strukturę zatrudnienia: każdy zainwestowany w elektroenergetykę odnawialną milion funtów skutkuje powstaniem 39 stanowisk pracy, w tym 16 osób będzie zatrudnionych przy montażu i eksploatacji instalacji, 23 będzie stanowiło zatrudnienie pośrednie, a w elektroenergetyce konwencjonalnej ubędą 22 stanowiska pracy. Zatem zatrudnienie netto wzrosłoby o 17 osób.

Analizy duńska i brytyjska są nieporównywalne. Pierwsza ocenia wzrost zatrudnienia wyłącznie przy produkcji i instalacji siłowni wiatrowych. Druga natomiast - obok analizy zmian na rynku pracy w wyniku elektroenergetycznego wykorzystania wielu technologii OZE - obejmuje także zatrudnienie bezpośrednie oraz spadek zatrudnienia związany z ograniczeniem liczby miejsc pracy w energetyce konwencjonalnej, podając szacunki zatrudnienia netto.

Każda z technologii OZE w swoisty sposób generuje miejsca pracy. Z brytyjskich analiz zatrudnienia bezpośredniego przy produkcji energii elektrycznej z poszczególnych źródeł wynika, iż najmniejsza liczba stanowisk pracy powstaje przy wykorzystaniu energii wiatru

¹²⁵ ECOTEC Research & Consulting Ltd: *The Potential Contribution of Renewable Energy Schemes to Employment Opportunities*. May 1995, Raport for ETSU.

¹²⁶ *Employment in the Wind Power Industry*. Wind Power Note No 2 1996.

¹²⁷ European Wind Energy Association: *Wind Energy. The Facts*?. Raport dla programu ALTENER Komisji Europejskiej. 1997.

¹²⁸ V. Pollard: „Energia odnawialna a tworzenie nowych miejsc pracy”, Materiały z Międzynarodowego Seminarium „Odnawialne źródła energii w strategii rozwoju zrównoważonego”, Warszawa 1998.

(około 0,2 osoby na 1 MW), więcej stanowisk tworzy wykorzystanie gazu wysypiskowego i biogazu (1,3 osoby/MW) oraz energii wodnej (1,5 osoby/MW), a najwięcej - spalanie biomasy (2 osoby/MW).

Analizy ECOTEC pozwalają także ocenić wpływ użytkowania poszczególnych źródeł energii odnawialnej na zatrudnienie netto. Wykorzystanie energii wiatru generuje dużą liczbę miejsc pracy - 42 osoby w przeliczeniu na 1 milion funtów, podobnie jak wykorzystanie biomasy stałej i biogazu (odpowiednio: 41 i 43 osoby), w mniejszym stopniu rozwija się rynek pracy przy wykorzystaniu energii wodnej (38 osób) i gazu wysypiskowego (30 osób).

Wpływ wykorzystania odnawialnych źródeł energii na rynek pracy zależy od charakteru dotychczas funkcjonującego systemu zaopatrzenia w energię. Energetyka oparta na gazie ziemnym i węglu tworzy kilkakrotnie mniej miejsc pracy niż oparta o źródła odnawialne (od 2 do 5 razy według różnych źródeł) a produkcja energii elektrycznej z biomasy wymaga zatrudnienia około 15 razy więcej osób niż energetyka nuklearna¹²⁹.

Zmiany na rynku pracy są uzależnione także od tego, w jakim stopniu energetyka konwencjonalna jest oparta o krajowe zasoby paliw kopalnych. W sytuacji, gdy zaopatrzenie w energię oparte jest o ich import, wykorzystanie lokalnych źródeł odnawialnych tworzy miejsca pracy na rynku krajowym, a ograniczenie liczby zatrudnionych przy wydobywaniu ma głównie miejsce w krajach dostarczających kopaliny. Prognoza dla stanu Wisconsin, który importuje 94% energii przewiduje, że nakłady na wykorzystania energii z lokalnych źródeł odnawialnych spowodują trzykrotny wzrost liczby stanowisk pracy, zarobków i sprzedaży niż takie same nakłady na produkcję energii z paliw kopalnych.

Wpływ wykorzystania odnawialnych źródeł energii na rynek pracy ma także uwarunkowania polityczne. Skutki czterech wariantów rozwoju energetyki odnawialnej porównano przy opracowaniu prognozy rozwoju energetyki odnawialnej w Europie - studium TERES II¹³⁰ dla polityki:

- kontynuacji obecnej polityki,
- włączenia kosztów zewnętrznych w ceny energii i paliw,
- promocji odnawialnych źródeł energii,
- wykorzystania najlepszych praktyk w energetyce (w tym włączenie kosztów zewnętrznych, wsparcie rozwoju OZE oraz badań i rozwoju technologii).

Analizy wykazały, że do 2020 r. najmniej miejsc pracy powstanie w przypadku kontynuacji dotychczasowej polityki, trzykrotnie mniej niż może wygenerować polityka promocji OZE i sześciokrotnie mniej niż polityka najlepszych praktyk. Tym samym stworzenie miejsca pracy w energetyce odnawialnej będzie najdroższe w przypadku kontynuacji dotychczasowej polityki, 1,7 razy droższe niż przy aktywnej polityce promocji odnawialnych źródeł energii i 1,5 razy droższe niż przy prowadzeniu polityki najlepszych praktyk.

Należy pamiętać, iż badania wpływu odnawialnych źródeł energii na zatrudnienie są na etapie początkowym i stosują różne podejście metodyczne. Ich analiza pozwala jednak na kilka generalnych stwierdzeń:

- wykorzystanie odnawialnych źródeł energii daje więcej miejsc pracy niż energetyka konwencjonalna - dwu-, trzykrotnie więcej (niektóre prace mówią nawet o pięciokrotnie

¹²⁹ The World Energy Council, 1998, *Survey of Energy Resources*. 18th Edition, London 1999.

¹³⁰ The European Renewable Energy Study - the Prospects for Renewable Energy in 30 European Countries from 1995 to 2020". TERES II, Raport przygotowany dla programu ALTENER Komisji Europejskiej, 1996.

wyższym zapotrzebowaniu na miejsca pracy) niż energetyka oparta na gazie ziemnym i węglu,

- proporcja ta jest znacznie korzystniejsza, jeśli porównuje się wpływ na rynek pracy energetyki odnawialnej i nuklearnej (np. 15 razy więcej miejsc pracy przy wykorzystaniu biomasy jako źródła energii),
- produkcja energii ze źródeł odnawialnych wpływa na rozwój małych i średnich przedsiębiorstw, które łatwiej adaptują się do potrzeb rynku, efektywniej wykorzystują środki finansowe, są szansą rozwoju dla obszarów o wysokim bezrobociu,
- wykorzystanie energii ze źródeł odnawialnych jest szczególnie korzystne dla obszarów wiejskich, gdzie dostępność odnawialnych źródeł jest większa, a ich zasoby mogą być rozwijane (intensywniejsze wykorzystanie biomasy odpadowej i uprawa roślin energetycznych),
- zaopatrzenie obszarów wiejskich i peryferyjnych w paliwa i energię jest ciągle niedostateczne, obszary te najsilniej odczuwają obecne zmiany cen paliw i energii, zatem wykorzystanie odnawialnych źródeł energii na tych obszarach będzie miało walor wyrównywania szans rozwojowych poprzez dodatkowe źródła dochodów, rozwój małych i średnich przedsiębiorstw produkujących towary i usługi dla energetyki odnawialnej, stabilność dostaw i obniżenie kosztów zaopatrzenia w energię,
- w warunkach polskich są to także obszary o największym jawnym i ukrytym bezrobociu, a liczba zbędnych rąk pracy w produkcji rolnej spożywczej będzie rosła w miarę dostosowania polskiego rolnictwa do wskaźników Unii Europejskiej, tworzenie miejsc pracy w energetyce odnawialnej może zatem ograniczyć koszty migracji ludności wiejskiej do miast,
- wpływ wykorzystania odnawialnych źródeł energii na rynek pracy zależy od szeregu czynników takich jak: dotychczas funkcjonujący system zaopatrzenia w paliwa i energię, zasobność państwa (regionu) w paliwa kopalne, tempo rozwoju energetyki odnawialnej będące konsekwencją zarówno rozwiązań politycznych, jak i dostępności zasobów oraz ceny technologii na rynku.

Przedstawiony wyżej przegląd badań zmian na rynku pracy związanych z wykorzystaniem OZE wykazuje, iż niemożliwe jest bezpośrednie przeniesienie ich wyników do pełnej oceny skutków społecznych rozwoju energetyki odnawialnej w warunkach polskich. Konieczne są badania, które pozwoliłyby określić zmiany zatrudnienia uwzględniając polskie uwarunkowania:

1. W sferze zatrudnienia bezpośredniego: ocena ilości możliwych do utworzenia miejsc pracy oraz koszty ich utworzenia i utrzymania w poszczególnych technologiach OZE.
2. W sferze zatrudnienia pośredniego ocena:
 - udziału na krajowym rynku polskich i importowanych technologii wykorzystania odnawialnych źródeł energii oraz kierunków rozwoju ich wykorzystania,
 - wkładu pracy w produkcję krajowych urządzeń oraz w eksploatację instalacji wykorzystujących krajowe i importowane urządzenia i technologie,
 - rozwoju rynku usług dla przedsiębiorstw wykorzystujących odnawialne źródła energii,
 - kosztów miejsc pracy w sektorze produkcji urządzeń oraz w sektorze usług.
3. W energetyce konwencjonalnej ocena:
 - liczby stanowisk pracy potrzebnych dla pozyskania jednostki energii z trzech kluczowych w Polsce paliw kopalnych: węgiel kamienny, węgiel brunatny, gaz ziemny i olej opałowy,

- kosztów miejsca pracy w sektorze wydobycia paliw i energetyce konwencjonalnej (statystyki GUS rejestrują jedynie koszty wynagrodzeń wraz z pochodnymi w poszczególnych sektorach gospodarki¹³¹).

Badania takie pozwoliłyby odpowiedzieć na następujące pytania, zasadnicze dla wykorzystania energetyki odnawialnej jako sposobu ograniczenia bezrobocia:

- w jakim stopniu programy wzrostu wykorzystania odnawialnych źródeł energii wpływają na powstawanie nowych stanowisk pracy w warunkach polskich?
- na ile trwały będzie wzrost zatrudnienia generowany przez rozwój energetyki odnawialnej?
- na ile efektywny ekonomicznie będzie wzrost wykorzystania odnawialnych źródeł energii jako jedna z metod ograniczania bezrobocia?

¹³¹ „Zatrudnienie i wynagrodzenia w gospodarce narodowej w I półroczu 1999 r. Informacje i opracowania statystyczne GUS”. Warszawa 1999. Także: „Koszty pracy w gospodarce narodowej w 1996 r. Informacje i opracowania statystyczne GUS”. Warszawa 1997 i „Podstawowe mierniki kosztów pracy (szacunek) według rodzajów działalności i sektorów własności w 1998 r.” Opracowanie GUS (niepublikowane), Warszawa 1999.

7. IDENTYFIKACJA I DYSKUSJA BARIER ROZWOJU WYKORZYSTANIA ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII W POLSCE

7.1. Identyfikacja i systematyka barier w rozwoju wykorzystania OZE

Najważniejszą systemową "prabarię" w szybkim rozwoju i upowszechnieniu technologii OZE w Polsce jest wysoki stopień rozwoju energetyki konwencjonalnej, spowodowany wcześniejszym zaangażowaniem olbrzymich środków finansowych w rozbudowę odpowiedniej infrastruktury technicznej i organizacyjnej oraz stworzeniem konserwatywnej struktury instytucjonalnej i społecznej bazującej na infrastrukturze technicznej. W szczególności w Polsce przeznaczanie przez dziesięciolecia większości środków na rozbudowę "monokultury" węglowej zaowocowało niedorozwojem innych, w tym bazujących na OZE, technologii energetycznych. Najważniejszą cechą obecnego stworzonego w ostatnich dekadach systemu pokrywania potrzeb energetycznych jest konsekwentne pomijanie tzw. "zewnętrznych" lub "społecznych" kosztów funkcjonowania systemu. W warunkach krajowych, brak odzwierciedlenia kosztów zewnętrznych produkcji, przesyłu i wykorzystania energii, spotęgowany jest dodatkowo stosowanymi w dalszym ciągu w różnych postaciach (choć zmniejszanymi) dopłatami do wydobycia i zużycia paliw kopalnych. Według wydanego w 1995 roku przez OECD raportu Międzynarodowej Agencji Energii na temat sytuacji energetycznej w Polsce, w 1993 r. ceny energii i paliw kopalnych ukształtowały się średnio ok. 50% poniżej kosztów ekonomicznie uzasadnionych¹³². Operowanie nierzeczywistymi kosztami pozyskania i przetwarzania paliw kopalnych jest więc na krótką metę korzystne dla przemysłu i przestarzałej scentralizowanej struktury instytucjonalnej, natomiast w ostatecznym rozrachunku przynosi straty środowisku i konsumentom. W sytuacji, gdy wszystkie dotychczasowe programy rozwoju energetyki nastawione były na realizację centralnych, dużych i drogich projektów wykorzystania paliw kopalnych, byłoby nie realistyczne oczekiwać, że inwestorzy, producenci i dostawcy energii łatwo zrezygnują z istniejącej infrastruktury i uzyskiwania wysokich i stosunkowo pewnych zysków w zamian za zaangażowanie się w nowe technologie wykorzystania lokalnych zasobów OZE, dające energię po koszcie zazwyczaj wyższym od nierzeczywistych kosztów pozyskania paliw kopalnych.

Przy powyższych uwarunkowaniach, proces przejścia od paliw kopalnych do OZE, który z konieczności obejmować musi takie fazy wprowadzania do użytkowania na skalę techniczną nowej technologii, jak: prace badawcze, prototypy, obiekty demonstracyjne i komercjalizacja, wymaga znacznego okresu wyprzedzenia, jest procesem trudnym. Wymagane jest przy tym odpowiednie przygotowanie społeczeństwa do przyjęcia nowych rozwiązań poprzez szeroką edukację.

Choć do tej pory, dzięki zaangażowaniu niektórych środowisk naukowych, producentów i użytkowników, udało się w pojedynczych przypadkach efektywnie wykorzystać OZE w wybranych niszach rynkowych, jak np. energetyczne wykorzystanie drewna i powietrznych kolektorów słonecznych w suszarnictwie, to ustawiczne i systemowe preferowanie sektora paliw kopalnych stworzyło na tyle silne bariery, że praktycznie uniemożliwiają one wykorzystanie OZE w Polsce w warunkach całkowicie komercyjnych na skalę masową.

¹³² OECD: „Polityka energetyczna – Polska. Przegląd sytuacji w 1994 r.”. Warszawa, 1995.

Podstawowe grupy barier¹³³ w energetyce odnawialnej to **bariery rynkowe**, wynikające z niedoskonałości rynku w zakresie optymalnej alokacji zasobów oraz **bariery polityczne i instytucjonalne**, wynikające z anachronicznej definicji celów rozwojowych i braku odpowiedniej infrastruktury instytucjonalnej. Bariery rynkowe o charakterze ekonomiczno-finansowym występują wtedy, gdy technologie odnawialnych źródeł energii zostały już wprowadzone na rynek i są typowe dla sytuacji w większości krajów Unii Europejskiej stojących właśnie w obliczu postępującego procesu liberalizacji sektora energetycznego.

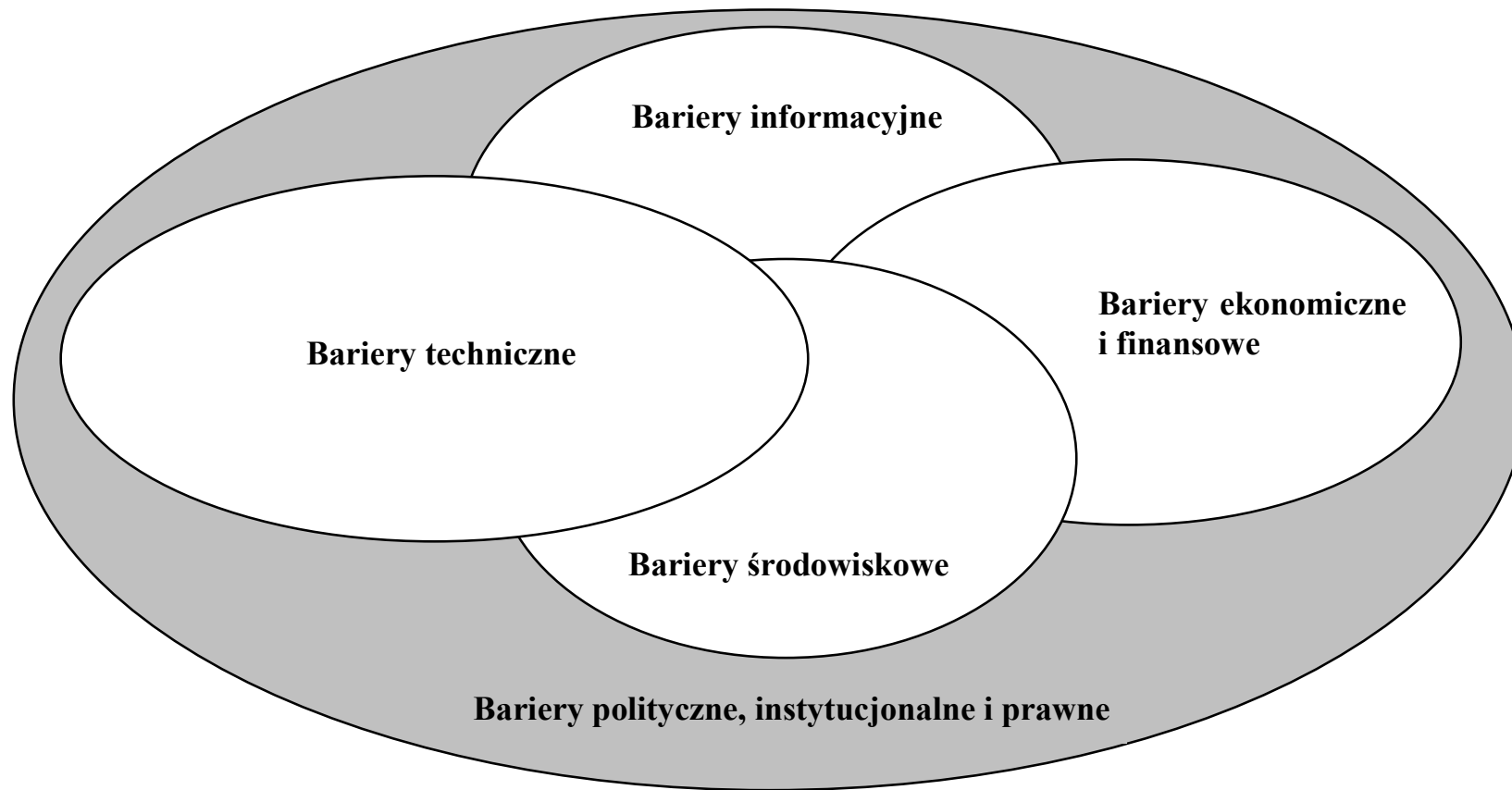
Bariery polityczne i instytucjonalne są typowe dla krajów o gospodarce w okresie przejściowym, w tym dla Polski. Fundamentem polityki energetycznej po roku 1990 stały się cele krótko- i średnioterminowe związane z poprawą efektywności energetycznej i dywersyfikacją źródeł energii poprzez wzrost udziału paliw płynnych w krajowym bilansie energetycznym oraz modernizacją sektora węglowego. Odnawialne źródła energii postrzegane były jako odległa i mglista alternatywa. Niedowład instytucjonalny w tym zakresie w Polsce blokował wpisanie energetyki odnawialnej w ramy polityki energetycznej państwa i stanowił niesprzyjające otoczenie dla samodzielnego jej rozwoju.

Bariery instytucjonalne uniemożliwiają istniejącym strukturom organizacyjnym rozwiązywanie szeroko rozumianych problemów zaopatrzenia w energię. Najważniejsze instytucje wpływające na rozwój wykorzystania OZE, to odpowiednie ministerstwa, agendy rządowe, instytuty badawczo-rozwojowe, przedsiębiorstwa energetyczne i banki. Ze względu na to, że zazwyczaj dla żadnej z powyższych instytucji w Polsce OZE nie stanowią głównego przedmiotu działania, a korzyści z rozwoju wykorzystania OZE (rozwój gospodarczy, poprawa stanu środowiska i stanu bezpieczeństwa energetycznego) nie są wystarczająco jasno określone dla każdej z instytucji oddzielnie, w żadnej z nich kwestie te nie są priorytetami w wystarczający sposób motywującymi do działań. Przyczyny niedowładu instytucji mają charakter strukturalny, ale wynikają też z braku wiedzy, niechęci do zmian i sprzeczności interesów pomiędzy celami istniejących instytucji i celami społeczeństwa jako całości. Źródłem takich ograniczeń na szczeblu centralnym jest np. brak wiedzy i niezbędnych doświadczeń w formułowaniu projektów i znajdowaniu właściwych źródeł ich finansowania i uruchamiania. Innym klasycznym przykładem jest negatywny stosunek banków do finansowania budowy systemów wykorzystujących OZE ze względu na ich małą skalę. Z kolei krajowe sieci przesyłowe i zakłady energetyczne widzą w rozwoju wykorzystania OZE zagrożenie dla swojej monopolistycznej pozycji i antycypują problemy techniczne związane z przyłączeniem do sieci urządzeń energetyki odnawialnej.

Przy oporze poszczególnych instytucji i braku właściwej instytucji centralnej zainteresowanej bezpośrednio rozwojem wykorzystania OZE (jak to ma miejsce w Polsce) oraz przy braku koordynacji działań rozwojowych i upowszechnieniowych, postęp w tej dziedzinie następuje powoli i ma charakter przypadkowy.

¹³³ G. Wiśniewski: „Analiza barier w rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce i propozycje rozwiązań systemowych”. Materiały z Konferencji „Rozwój energetyki odnawialnej w Polsce”. Biuro Studiów i Ekspertyz Kancelarii Sejmu, Konferencje i Seminaria 2 (20) 1999.

Rys. 7.1. Identyfikacja barier w rozwoju wykorzystania OZE



Bariery prawne są odmianą i konsekwencją barier instytucjonalnych i politycznych. Ujawniają się najmocniej w dyskryminowaniu energetyki odnawialnej w procedurach administracyjnych związanych z lokalizacją nowych inwestycji, transferem technologii w zakresie dostępu i przyłączania dostawców energii ze źródeł odnawialnych do sieci energetycznej. Kwestie te zostały bardziej szczegółowo omówione w rozdziałach 3.2. i 3.3.

Obecnie, wśród szczegółowych barier rozwoju energetyki odnawialnej **bariery techniczne** nie stanowią już grupy dominującej. Jak wykazano wcześniej, wysokość potencjału technicznego OZE jest porównywalna z obecnym zużyciem energii w Polsce i nie jest rzeczywistą barierą rozwoju¹³⁴. W sensie technicznym, zdecydowana większość światowych technologii wykorzystujących OZE w małej i średniej skali umożliwia już obecnie stosunkowo pewną i bezawaryjną eksploatację urządzeń przy dość wysokiej sprawności. Stąd głównym celem dalszych prac badawczo-rozwojowych powinno być raczej dążenie do obniżenia kosztów inwestycyjnych, w tym głównie materiałowych, a nie niewielkie podnoszenie sprawności przy nieproporcjonalnym wzroście kosztów (dotyczy to zwłaszcza technologii elektrowni wiatrowych dużej mocy, układów fotowoltaicznych i technologii pozyskania paliw płynnych z biomasy). Przeszkodą w realizacji tych celów może być niespójna i nie biorąca wystarczająco mocno pod uwagę względów gospodarczych polityka naukowa w Polsce. **Przy ocenie i kwalifikowaniu do finansowania projektów badawczo-rozwojowych i wdrożeniowych, instytucje odpowiedzialne za politykę badań i rozwoju nowych technologii opierają się prawie wyłącznie na kryteriach naukowych, a nie kryterium znaczenia danego projektu dla gospodarki w średnim i dłuższym horyzoncie czasowym. W efekcie przyjęta do tej pory do sfinansowania przez np. Komitet Badań Naukowych ilość projektów służących wykorzystaniu OZE jest pomijalnie mała. Stoi to w wyraźnej sprzeczności z polityką państw członkowskich OECD, w których na badania i rozwój technologii OZE przeznaczają się 8,3% ogólnych środków z budżetu nauki.**¹³⁵

Bariery ekonomiczno-finansowe wynikają z wysokich nakładów inwestycyjnych na technologie wykorzystujące OZE przy niskich (lub wręcz zerowych) kosztach eksploatacyjnych. Taka struktura kosztów, przy obecnym poziomie cen paliw kopalnych, jest przyczyną długich okresów zwrotów poniesionych nakładów. Przy braku uwzględnienia kosztów zewnętrznych w cenach paliw kopalnych i konieczności konkurowania energetyki odnawialnej w systemie polityczno-prawnym korzystnym dla energetyki konwencjonalnej (por. bariery instytucjonalne i prawne), warunkiem koniecznym rozwoju wykorzystania OZE jest finansowe wsparcie inwestorów. Tu pojawia się problem nie tylko dostępności środków na te cele, ale także możliwości ich efektywnego wydatkowania. Banki i instytucje finansowe (fundusze), antycypując zwiększone ryzyko i problemy w administrowaniu rozproszonych i małych projektów w energetyce odnawialnej, gdzie małe zyski związane są z wysokimi kosztami administracyjnymi, preferują kredytowanie klasycznych inwestycji wielkoprzemysłowych, za którymi stoją zazwyczaj gwarancje rządowe. Znaczenie barier finansowych rośnie dodatkowo z dwu powodów. Produkcją urządzeń wykorzystania OZE zajmują się zazwyczaj niewielkie przedsiębiorstwa, z niskim poziomem kapitalizacji, które przy obecnym systemie kredytowania nie są w stanie przetrwać przy długo zamrożonych środkach finansowych. Ponadto mali inwestorzy, przy kapitałochłonnych inwestycjach w technologie OZE, mają problemy z wykazaniem wystarczająco wysokiego wkładu własnego, umożliwiającego występowanie o kredyty inwestycyjne.

¹³⁴ Hille E., Karaczun Z., Wiśniewski G: „Wybrane zagadnienia polityki energetycznej Polski”. PKE, Warszawa-Kraków, 1997.

¹³⁵ OECD/IEA: *Enhancing the Market Deployment of Energy Technology*. Paris, 1997.

Specjalny i częściowo paradoksalny charakter mają **bariery środowiskowe**. Wykorzystanie prawie wszystkich źródeł energii odnawialnej jest związane ze znikomym szkodliwym wpływem na środowisko, a w ogólnym bilansie, wszystkie bez wyjątku OZE w zestawieniu z energetyką konwencjonalną dają pozytywny efekt środowiskowy. Jednakże, o ile w energetyce konwencjonalnej sektor wytwarzania energii jest zlokalizowany punktowo, tam gdzie są zasoby paliw, to w energetyce odnawialnej mamy do czynienia z generacją rozproszoną, bezpośrednio u użytkownika energii. Paradoksalność barier środowiskowych wykorzystania OZE związana jest tym, że w społecznościach lokalnych, w konfrontacji minimalnego oddziaływania odnawialnych technologii energetycznych na najbliższe otoczenie z niewątpliwymi i wymiernymi korzyściami globalnymi (np. ograniczenie efektu szklarniowego), te ostatnie tracą na znaczeniu. Bariery środowiskowe dotyczą inwestorów wykorzystujących OZE także dlatego, że nie ma jasno dostosowanych do rzeczywistej skali zagrożeń przepisów prawnych regulujących kwestie lokalizacji inwestycji w energetyce odnawialnej.

Najwięcej zgłaszanych zastrzeżeń w tych przypadkach dotyczy lokalnego oddziaływania energetyki wiatrowej i technologii energetycznego przetwarzania biomasy. Przyczyny powstawania takich reakcji w społecznościach lokalnych mogą wynikać z faktu, że społeczności te w dotychczasowym rozwoju konwencjonalnych technologii energetycznych nie miały bezpośredniego kontaktu z oddziaływaniem energetyki na własne środowisko. Należy oczekiwać, że w miarę rozwoju wykorzystania niektórych technologii OZE w Polsce, a zwłaszcza energetyki wiatrowej i pewnych technologii energetycznego wykorzystania biomasy, poprzez analogię do doświadczeń w innych krajach mogą pojawić się tego typu obiekcje. Dlatego też, proces przejścia ze scentralizowanego wykorzystania paliw kopalnych do lokalnego wykorzystania odnawialnych zasobów energetycznych musi przebiegać z uwzględnieniem wykorzystania lokalnych zasobów energii odnawialnej w planowaniu przestrzennym oraz z poszanowaniem opinii społeczności lokalnych i we współpracy z nimi.

Bariery informacyjne i psychologiczne związane są z brakiem odpowiedniej informacji u decydentów i potencjalnych inwestorów i niewystarczającym poziomem świadomości ekologicznej społeczeństwa. Pojawiają się one między innymi, w subiektywnie zbyt wysoko ocenianym poziomie ryzyka związanego z przechodzeniem na nowe metody zaspokajania potrzeb energetycznych, w niedostatecznym uświadomieniu faktu, że po zakończeniu inwestycji późniejsze koszty eksploatacji OZE są zbliżone do zera oraz w generalnym braku zaufania do nawet opłacalnych z obiektywnego punktu widzenia odnawialnych technologii energetycznych i towarzyszącemu często temu irracjonalnymi wyobrażeniami o cechach tych technologii. Trudności w wywołaniu popytu na daną technologię OZE wynikają zazwyczaj z braku wiedzy o samej technologii i jej możliwościach. Zwiększenie świadomości społeczeństwa i przełamanie naturalnych oporów przed wprowadzaniem OZE to obecnie jedno z najważniejszych zadań i jedno z najbardziej efektywnych kierunków działań większości instytucji uczestniczących w procesach przekształceń obecnego tradycyjnego systemu pokrywania potrzeb energetycznych.

Wygodną podstawę do dodatkowej systematyki i identyfikacji barier technicznych, ekonomiczno-finansowych i informacyjnych dla poszczególnych technologii OZE w Polsce dają uzyskane wyniki ocen ekonomicznych. Wykorzystując wcześniej opracowaną metodę identyfikacji i klasyfikacji barier^{136,137}, opartej na porównaniu prostych i zdyskontowanych

¹³⁶ Hille E., Karaczun Z., Wiśniewski G.: „Wybrane zagadnienia polityki energetycznej Polski”. PKE, Warszawa-Kraków, 1997.

okresów zwrotu z okresem trwałości instalacji, poszczególnym grupom analizowanych technologii OZE przyporządkowano następujące bariery:

- ⇒ **Bariery kosztów eksploatacyjnych**, w obszarze działań, których koszty operacyjne danej technologii odnawialnej są wyższe od przychodów ze sprzedaży (lub zaoszczędzonej) energii. W świetle wyników analiz ekonomicznych, w chwili obecnej w tym obszarze oddziaływania barier znajdują się technologia fotowoltaiczna oraz technologia małych biogazowni rolniczych rozumiana jako technologia *stricte* energetyczna.
- ⇒ **Bariery kosztów inwestycyjnych** wyrażające się w tym, że choć koszty operacyjne są niższe od przychodów ze sprzedanej (zaoszczędzonej) energii to jednak prosty okres zwrotu nakładów inwestycyjnych jest dłuższy od okresu trwałości urządzenia (skala barier jest proporcjonalna do nakładów inwestycyjnych). Bariery te są największą przeszkodą w rozwoju systemów fotowoltaicznych oraz technologia małych biogazowni rolniczych, a także ciepłowni geotermalnych, autonomicznych elektrowni wiatrowych oraz gorzej zlokalizowanych małych elektrowni wodnych i wiatrowych.
- ⇒ **Bariery wysokiej stopy dyskontowej**, występujące wtedy, gdy prosty okres zwrotu nakładów inwestycyjnych jest krótszy od okresu trwałości urządzenia, lecz zdyskontowany okres zwrotu obliczony z uwzględnieniem inflacji jest zbyt długi (przeszkodą jest wysoki koszt kapitału). W chwili obecnej w obszarze oddziaływania tych barier znajdują się przede wszystkim elektrownie wiatrowe sieciowe, słoneczne systemy przygotowania ciepłej wody użytkowej, małe elektrownie wodne oraz technologie wykorzystania gazu wysypiskowego i biogazu z osadu ściekowego.
- ⇒ **Bariery niedostatecznej podaży**, w obszarze występowania tych barier, proste i zdyskontowane okresy zwrotu nakładów są krótsze od okresów trwałości urządzeń, a stopa zwrotu zainwestowanego kapitału jest wyższa od rynkowej stopy oprocentowania kapitału. Sytuacja taka tworzy się w przypadku niedostatecznej obecności urządzeń na rynku (podaży) lub braku tzw. ogólnego klimatu do inwestowania. Z barierami tego typu mamy do czynienia w przypadku kotłów na drewno i kolektorów słonecznych do podgrzewania powietrza (suszarniczych).
- ⇒ **Bariery braku informacji**, działają w tym samym obszarze wielkości wskaźników ekonomicznych co bariery braku podaży technologii i w warunkach polskich dotyczą tych samych technologii, ale mają inną naturę. Wynikają one z braku promocji dojrzałych już technologicznie i ekonomicznie rozwiązań.

W przypadku technologii znajdujących się w obszarze działań barier wysokich kosztów inwestycyjnych i eksploatacyjnych potrzebne jest silne wsparcie w ramach programów badawczo-rozwojowych oraz budowa instalacji demonstracyjnych. Silne oddziaływanie barier wysokiej stopy dyskontowej można kompensować działaniami fiskalno-finansowymi, które mogą skorygować funkcjonowanie rynku technologii energetycznych i dać priorytet technologiom OZE. Sposobem na przełamywanie barier niedostatecznej podaży i braku informacji jest promocja technologii OZE oraz działania edukacyjno-informacyjne.

¹³⁷ Wiśniewski. G, Gołębiowski S., Rogulska M., Grzybek A.: „Ocena ekonomiczna i prawna wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych wraz z propozycjami systemowych rozwiązań prawnych”. Ekspertyza dla MOŚZNiL, IBMER Warszawa, 1995.

Ogólną systematykę i klasyfikację barier w energetyce odnawialnej uzupełniono omówieniem konkretnych problemów rozwoju poszczególnych technologii OZE w Polsce.

7.2. Konkretyzacja barier w rozwoju technologii wykorzystania OZE w Polsce.

Energetyka wiatrowa

Energetyka wiatrowa w Polsce, mimo dużego potencjału technicznego energii wiatru, nie odgrywa liczącej się roli w obecnym bilansie energii pierwotnej, jak też w krajowym bilansie energii odnawialnej. Istnieje kilka powodów, dla których udział energii wiatru jest znikomy. Oprócz przyczyn systemowych (politycznych i instytucjonalnych omówionych dokładniej w poprzednim rozdziale), szersze zastosowanie energetyki wiatrowej jest nadal ograniczane z powodu szczególnych barier technicznych, finansowych, środowiskowych i informacyjnych.

Do tej pory największą barierą była stosunkowo krótka żywotność i duża zawodność konstrukcji elektrowni wiatrowych zbudowanych w Polsce na przełomie lat 80-tych i 90-tych. Zbudowane w latach 90-tych nowoczesne konstrukcje nie działają dłużej niż 10 lat, ale zakłada się, że najnowocześniejsze z nich, zgodnie z przewidywaniami uznanych firm światowych, będą eksploatowane przez co najmniej 20 lat. Nadal toczą się intensywne badania nad zwiększeniem niezawodności elektrowni wiatrowych i zmniejszeniem kosztów eksploatacyjnych.

Stan sieci energetycznej w Polsce jest kolejną istotną barierą. Obecna sytuacja stwarza dobre warunki dla zastosowań pojedynczych elektrowni wiatrowych w odległych punktach sieci. Jest to dobra metoda poprawy jakości zasilania na końcach linii i zmniejsza koszty związane ze stratami przesyłowymi. Z drugiej strony stan sieci uniemożliwić może wdrożenie dużych parków wiatrakowych, bez znacznych nakładów na wzmocnienie lokalnej sieci przesyłowej. Bez udziału państwa oraz właścicieli sieci i samorządów w modernizacji infrastruktury przesyłowej, wiele regionów kraju o korzystnych zasobach technicznych energii wiatru (na obszarach wiejskich i nieurbanizowanych) będzie niedostępnych dla energetyki wiatrowej.

Brak ogólnokrajowej wysokiej jakości sieci pomiarowej prędkości wiatru uniemożliwia dokładną ocenę potencjału energii wiatru. Istniejące stacje pomiarowe Instytutu Meteorologii i Gospodarki Wodnej (IMGW), Urzędu Morskiego i innych instytucji badających zjawiska atmosferyczne, często nie spełniają ostrych wymagań dla pomiarów prędkości wiatru do celów energetycznych. Dotyczy to metod pomiarowych, jakości i kalibracji sprzętu pomiarowego, wysokości masztów i ich lokalizacji. Wykonanie wiarygodnej oceny potencjału energii wiatru wymaga wieloletnich ciągłych pomiarów, co może z kolei powodować poważne opóźnienia realizacji dużych inwestycji i zwiększa koszty inwestycyjne. Sytuację finansową inwestora pogarsza też brak swobodnego dostępu do istniejących danych meteorologicznych (nie są one regularnie publikowane, jak w innych krajach) lub jasnych i przejrzystych zasad korzystania z nich.

Jak wykazano w rozdziale 4, przy obecnych cenach energii elektrycznej i taryfach na zakup energii ze źródeł odnawialnych, inwestycje w energetyce wiatrowej, nawet w dobrych warunkach lokalizacyjnych, wymagają wsparcia finansowego w postaci dopłat do inwestycji (dotacji i kredytów preferencyjnych). Dopiero po uzyskaniu dotacji do inwestycji w wysokości 30-50% oraz kredytu preferencyjnego osiągnąć można opłacalność mikroekonomiczną przedsięwzięcia.

Brak zagwarantowania możliwości zawierania długoterminowych kontraktów z zakładami energetycznymi i jasności co do przyszłych stawek za sprzedawaną energię powodują trudności z osiągnięciem akceptowanego ryzyka inwestycyjnego dla rozwijania energetyki wiatrowej. Niejasna interpretacja Rozporządzenia Ministra Gospodarki o obowiązku zakupu energii ze źródeł odnawialnych zwiększa ryzyko dla instytucji finansujących i potencjalnych inwestorów oraz przysparza problemów producentom energii z siłowni wiatrowych. Taki stan nie sprzyja możliwościom przyciągnięcia większego kapitału do energetyki wiatrowej.

Poważną przeszkodą w rozwoju energetyki wiatrowej jest fakt, że trzeba będzie zainstalować odpowiednio dużą ilość elektrowni zajmujących znaczne obszary kraju, aby osiągnąć odczuwalny udział energii wiatrowej w krajowym bilansie energetycznym. Dadzą się zapewne odczuć ograniczenia związane z nieuwzględnieniem rozwoju energetyki wiatrowej w planach zagospodarowania przestrzennego, ochroną krajobrazu i obszarów łęgowych ptactwa, ochroną osad ludzkich od ewentualnego wpływu hałasu itp. Brak w lokalnych planach zagospodarowania przestrzennego zapisów o energetyce wiatrowej wynika m.in. z braku rozeznania co do zasobów energetycznych wiatru w skali lokalnej.

Istotną przeszkodą jest też powszechny brak wyspecjalizowanych instytucji i firm zajmujących się profesjonalnym przygotowaniem projektów wiatrowych oraz brak dostępu do informacji nt. technologii, procedur administracyjno-prawnych i zasad prowadzenia inwestycji.

Energetyka wodna

Rozwój budowy małych elektrowni wodnych charakteryzuje się obecnie stosunkowo niezłą dynamiką (rozdz. 3.1), przy istnieniu nielicznych barier, raczej typu finansowego, środowiskowego i formalnego. Bariery techniczne należy uznać za mniej istotne; technologia jest znana od wielu lat; zaplecze techniczne i informacyjne wydają się być wystarczające. Istnieje wiele firm krajowych i zagranicznych gotowych służyć doradztwem w zakresie projektowania, budowy a nawet w zdobywaniu funduszy na ten cel. Żywotność MEW, która jest szacowana na 50 i więcej lat oraz niskie koszty eksploatacyjne mogą zapewnić inwestorowi stały i pewny dochód na wiele lat.

Przy obecnych uwarunkowaniach ekonomiczno-prawnych i przyjętych wcześniej założeniach, konieczność wsparcia finansowego przy budowie MEW jest zależna od zakresu prac wymaganych dla danej inwestycji. Jeśli MEW powstaje na istniejącym już jazie, co znacznie redukuje koszt inwestycji (ok. 4000 zł na 1 kW mocy zainstalowanej), wówczas wystarczającym mechanizmem wsparcia była dopłata do średniej ceny sprzedawanej przez producenta energii w wysokości 30% w stosunku do wartości średniej oferowanej przez zakłady energetyczne w roku 1999 (dopłata nie byłaby potrzebna, o ile MEW była zlokalizowana na terenie zakładu o jednej z najwyższych cen zakupu energii). Natomiast przy budowie MEW od podstaw, koszt jednostkowy inwestycji osiąga wartość ok. 7000 zł na 1 kW mocy zainstalowanej i wymaga kombinacji mechanizmów wsparcia finansowego w postaci: dopłaty do energii do maksymalnego poziomu (35%), redukcji oprocentowania kredytu do 8% oraz dotacji do inwestycji w wysokości 52%.

Część MEW a zwłaszcza tych o niedużych zainstalowanych mocach (poniżej 100 kW), jest budowana w dużym zakresie robót systemem gospodarczym na istniejących jazach lub zdewastowanych MEW, dzięki czemu koszty inwestycyjne są minimalizowane i wówczas obliczona zdyskontowana stopa zwrotu może wskazywać na opłacalność przedsięwzięcia.

Podobnie jak w przypadku energetyki wiatrowej, niepewność co do interpretacji i trwałości istniejącego Rozporządzenia Ministra Gospodarki o obowiązku zakupu energii ze źródeł odnawialnych, budzi obawy dotychczasowych użytkowników MEW, ale też zniechęca nowych inwestorów do czasu, aż koszty produkowanej przez MEW energii będą niższe od ceny energii elektrycznej zakupywanej przez zakłady energetyczne za pośrednictwem PSE. Rozwiązaniem może tu być ustawowe uregulowanie kwestii zakupu energii i wprowadzenie innych mechanizmów zachęcających przedsiębiorstwa energetyczne do zakupu energii (np. wprowadzenie minimalnych udziałów obrotu energią ze źródeł odnawialnych).

Wobec istniejącego zainteresowania, oraz ograniczonej ilości dostępnych lokalizacji zostały praktycznie wyczerpane tzw. „łatwe” miejsca pod zabudowę MEW i właściwie pozostały tzw. „trudne” lokalizacje. Określenie „trudna lokalizacja” należy przełożyć w efekcie na znaczne zwiększenie kosztów przedsięwzięcia, związane np. z koniecznością budowy od podstaw budowli hydrotechnicznych, umocnień, robót ziemnych czy też związane ze skomplikowaną sytuacją prawną.

Eksploatacja MEW pomimo licznych zalet, z których najważniejszą jest produkcja „czystej” energii tzn. bez emisji jakichkolwiek gazów i pyłów, budzi pewne zastrzeżenia ekologów. Budowa i powstawanie spiętrzeń powoduje podniesienie poziomu rzeki na dopływie (tzw. „cofka”) i tym samym zalanie nadbrzeżnych łąk i krzewów mogą niszczyć gniazda lęgowe ptactwa rzeczno. Ponadto piętrzenie powoduje spowolnienie prędkości nurtu i tym samym może sprzyjać wzrostowi glonów pochłaniających wolny tlen z wody, co może okazać się zabójcze dla niektórych gatunków ryb. Ze względu na wymienione wyżej przyczyny budowa każdej z MEW musi być poprzedzona wnikliwą analizą przyszłego oddziaływania inwestycji na środowisko. Dlatego też każdorazowo wymagana jest opinia regionalnego Wydziału Ochrony Środowiska. Zdecydowanie preferowane są (np. przez niektóre fundacje udzielające kredytów i dotacji) takie inwestycje, które powodują minimalne zmiany w strukturze przestrzennej rzeki, poprzez np. wykorzystanie istniejących już piętrzących budowli hydrotechnicznych (jazy, zniszczone MEW), aczkolwiek wiąże się to ze zmniejszeniem zysków o koszty dzierżawy budowli, a także może wiązać się z ryzykiem przedwczesnego wypowiedzenia umowy o dzierżawę.

Procedura uzyskiwania koniecznych zezwoleń na budowę MEW jest raczej skomplikowana i dla licznych inwestorów będących zwłaszcza osobami fizycznymi wymaga licznych i czasochłonnych zabiegów przeciągających się latami. Oprócz wymaganego prawem wodnym pozwolenia wodno-prawnego należy uzyskać uzgodnienia z Wydziałem Ochrony Środowiska, Wydziałem Budowlanym Gminy, Kółkiem Wędkarskim, sąsiadami planowanej inwestycji oraz Zakładem Energetycznym.

W trakcie uzyskiwania pozwoleń wodno-prawnych, przez okręgowe dyrekcje gospodarki wodnej stawiane są często dodatkowe warunki dotyczące konieczności modernizacji stopnia (np. remont zamknięć na jazie, budowa przepławki dla ryb) co nie jest związane bezpośrednio z budowaną elektrownią. Wydaje się koniecznym uwzględnienie w Prawie Wodnym przepisu stosowanego w Ustawie o zagospodarowaniu przestrzennym z 22 stycznia 1999 r. (Dz.U. Nr 15, art. 41), iż nie można uzależnić wydania decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowaniu terenu od zobowiązania się w wnioskodawcy do spełnienia nie przewidzianych, obowiązującymi przepisami, świadczeń lub warunków.

Energia z biopaliw stałych

Mimo dużego potencjału technicznego biopaliw i rosnącego ich wykorzystania, w dalszym ciągu nie odgrywają one wyraźnej liczącej się roli w obecnym bilansie energii pierwotnej w Polsce. Wykorzystanie biopaliw stałych najłatwiej umyka oficjalnym statystykom, z uwagi na ich niekomercyjny charakter oraz mało spektakularne wykorzystanie, zwłaszcza w pojedynczych kotłach małej mocy w rolnictwie i w gospodarstwach domowych. Pomijając jednak niedoszacowanie wykorzystania biopaliw, powstaje pytanie, dlaczego pomimo dostępności tanich, lokalnych oraz ekologicznych paliw praktycznie na obszarze całego kraju, ich wykorzystanie jest nadal niewielkie. Składa się na to szereg barier technicznych, ekonomicznych i finansowych, które opisane zostały poniżej.

Oferta rynkowa kotłów grzewczych na biopaliwa małych mocy jest stosunkowo bogata, z tym że praktycznie większość oferowanych obecnie kotłów jest obsługiwana ręcznie. Podstawowymi utrudnieniami stosowania kotłów grzewczych małych mocy w gospodarstwach indywidualnych jest konieczność ich obsługi co kilka godzin, polegającej na załadunku drewna i podtrzymywaniu ciągłej pracy kotła. Komfort obsługi takiego systemu grzewczego jest zatem niższy niż w przypadku kotłów olejowych czy też gazowych. Znane i stosowane szeroko w Europie automatyczne kotły na biopaliwa niestety nie znajdują jeszcze szerszego zastosowania w warunkach Polski.

Dzieje się tak dlatego, iż w praktyce nie funkcjonują jeszcze w naszym kraju mechanizmy stabilnego rynku biopaliw rozdrobnionych. Bez problemu w sektorze gospodarki leśnej oraz zakładach drzewnych nabywać można drewno opałowe i odpadowe kawałkowe. Brak jest natomiast dostępności w ciągłej sprzedaży na rynku biopaliw w postaci rozdrobnionej (zrębków, peletów, drobnych brykietów). Zainteresowani inwestorzy nie mogą zatem liczyć na możliwości łatwego i stabilnego zaopatrywania się w nie w sezonie grzewczym. Hamuje to wdrażanie zarówno małych bezobsługowych systemów ciepłowniczych w gospodarstwach indywidualnych, i jest to główną barierą wdrażania instalacji większych mocy w sektorach ciepłownictwa publicznego jak też innych sektorach nie związanych bezpośrednio z przemysłem drzewnym czy gospodarką leśną.

Istotną barierą z punktu widzenia funkcjonowania rynku biopaliw jest brak procedury standaryzacji przygotowania i obrotu nimi. Specyfika właściwości fizykochemicznych niewłaściwie przygotowanych biopaliw może powodować szereg problemów zarówno technicznych na etapach przechowywania, transportu do paleniska kotła, jak i ekologicznych związanych z emisyjnością zanieczyszczeń ze spalania. Dlatego zaleca się przygotowanie procedur standaryzujących dopuszczenie do obrotu oraz obrót biopaliwami na rynku komercyjnym.

Mniejszym, aczkolwiek istotnym utrudnieniem technicznym wykorzystania biopaliw, szczególnie w przypadku słomy, jest konieczność wygospodarowania stosunkowo dużej ilości miejsca do jej przechowywania. W przeciwieństwie do pozostałych paliw, które mogą być dostarczane okresowo, słoma zebrana w okresie letnim, musi być zmagazynowana na cały sezon grzewczy. W niektórych przypadkach, może się zatem okazać, że wdrożenie systemu ciepłowniczego na słomę w planowanym miejscu nie jest możliwe z powodu ograniczeń lokalizacyjnych. Z drugiej strony zainteresowany inwestor musi liczyć się z poniesieniem nakładów inwestycyjnych na budowę znacznych rozmiarów magazynu, co w efekcie podraża inwestycję.

Przeprowadzone w rozdziale 4 analizy ekonomicznej funkcjonowania kotłów grzewczych małych mocy opalanych drewnem oraz słomą wykazują pełną opłacalność ich zastosowania, w porównaniu z kotłami opalanyymi paliwami kopalnymi. W rozpatrywanych przypadkach eksploatacji kotła na odpady drzewne o mocy 80 kW oraz kotła na słomę o mocy 65 kW oraz założonym sposobie finansowania modernizacji z wykorzystaniem kredytu komercyjnego wewnętrzne stopy zwrotu w obu przypadkach wyniosły ponad 30%. Pomimo wyższych nakładów na zakup kotła na biopaliwo oraz przygotowania instalacji w porównaniu z kotłami na paliwa kopalne, niskie koszty ich eksploatacji (szczególnie związane z kosztem nabycia lub pozyskania biopaliwa) decydują o opłacalności użytkowania tego typu kotłów.

Z relacji ankietowanych użytkowników kotłów małych mocy na biopaliwa, bezpośrednim utrudnieniem dla zainteresowanych jest konieczność poniesienia wyższych nakładów inwestycyjnych niż przy kotłach na paliwa kopalne. Praktycznie jedyną instytucją oferującą pomoc finansową w przypadkach małych indywidualnych systemów grzewczych jest Bank Ochrony Środowiska. BOŚ we współpracy z NFOŚiGW (wraz ze swoimi oddziałami na terenie całego kraju) oferuje aktualnie kredyt o preferencyjnej stopie oprocentowania (na poziomie 0,5 stopy redyskonta weksli, nie mniej niż 7% w stosunku rocznym), przy założeniu modernizacji kotłowni węglowo-koksowej na kotłownię na biomasę. Niestety, w tych warunkach z kredytu nie może skorzystać inwestor zainteresowany zmodernizowaniem kotłowni opalanej olejem opałowym, oraz inwestor budujący nowy budynek mieszkalny lub gospodarczy, który chciałby zainstalować kocioł na biomasę. Stanowi to istotną barierę i należałoby przygotować i wprowadzić stosowne zmiany.

Problemy opłacalności, będące barierami finansowymi, pojawiają się natomiast w przypadku zautomatyzowanych instalacji większych mocy. O braku opłacalności funkcjonowania tego typu systemów ciepłowniczych, przy braku wspomagających mechanizmów ekonomicznych (w postaci dotacji, stosowania kredytów o preferencyjnym oprocentowaniu, zmniejszenia stawki VAT na zakup urządzeń itp.) decydują przede wszystkim wysokie nakłady inwestycyjne, wyższe niż w przypadku systemów na paliwa kopalne. Związane jest to ze specyfiką skomplikowanych rozwiązań technicznych stosowanych w kotłach na biomasę, rozbudowanego zestawu urządzeń do przygotowania i podawania paliwa do paleniska oraz kosztów budowy magazynów, w których przechowywane są biopaliwa. Jednostkowe koszty inwestycyjne w zależności od zaawansowania technologii mogą wahać się w granicach 500 - 1000 zł/kW instalowanej mocy systemu.

Jak wykazują analizy efektywności ekonomicznej funkcjonowania pilotowej ciepłowni opalanej słomą o mocy 1 MW oraz kotłowni na zrębki drzewne o mocy 500 kW, opłacalność funkcjonowania tego typu kotłowni (przy założeniu sprzedaży ciepła po maksymalnej cenie w Polsce - 31,0 zł/GJ) wymaga zastosowania kombinacji różnych mechanizmów finansowych w postaci: zniesienie podatku VAT na zakup systemu kotłowego, wprowadzenie ulgi w podatku dochodowym na 5 lat, wprowadzenie przyspieszonej amortyzacji - współczynnik 2,5 oraz dotacji inwestycji w wysokości 22% nakładów inwestycyjnych (ciepłownia na słomę) lub analogicznie w wysokości 42% (kotłownia na zrębki drzewne).

Praktycznie można stwierdzić, iż nie istnieją poważne bariery środowiskowe związane z energetycznym wykorzystaniem biopaliw. Niemniej jednak często w środowisku leśników jak i rolników można spotkać odmienne opinie na temat wykorzystania odpadów drzewnych oraz słomy na cele energetyczne. Padają twierdzenia, iż najlepszym sposobem zagospodarowania odpadowej materii organicznej w rozważanych sektorach jest pozostawienie odpadów drzewnych - drobnicy gałęziowej w miejscu powstania w przypadku

obszarów leśnych oraz produkcja obornika - naturalnego nawozu w przypadku słomy. Następuje w ten sposób rozkład substancji organicznej, wzbogacenie gleby w składniki pokarmowe oraz zamknięty zostaje obieg materii w przyrodzie. W praktyce, w wielu wypadkach nie można pozostawiać odpadów tych w miejscu ich powstawania, wobec czego nadal często spotyka się sytuacje, w których nadwyżki pozyskanych odpadów gałęziowych oraz słomy są wypalane. Świadczy to o braku możliwości ich zagospodarowania w powyżej opisanym sposobie i zasadności energetycznego wykorzystania.

W ostatnich latach poprawił się dostęp do informacji nt. możliwości, technologii, procedur administracyjno-prawnych i zasad prowadzenia inwestycji w sektorze energetycznego wykorzystania biopaliw. Uzasadnione jest jednak dalsze prowadzenie szerokich działań promocyjnych, reklamowych oraz wdrażanie pilotowych instalacji na obszarze całego kraju, ze względu na obserwowaną niską świadomość możliwości i korzyści płynących z wykorzystania biopaliw na szczeblu lokalnym oraz przywiązanie i zaufanie do systemów grzewczych bazujących na paliwach kopalnych, szczególnie systemów gazowych i olejowych ze względu na znaczny komfort ich obsługi.

Energia geotermalna

Bariery techniczne

Choć zasoby energii geotermalnej w skali kraju są obecnie dość dobrze rozpoznane, udokumentowane i opisane, z ich wykorzystaniem związane jest relatywnie wysokie ryzyko techniczne w porównaniu z innymi odnawialnymi źródłami energii (OZE), ze względu na brak możliwości dokładnego oszacowania geologicznych parametrów odwiertów i zapewnienie długoterminowego przepływu płynu i ciepła. Szczegółowe, lokalne warunki geologiczne są trudne do przewidywania bez inwestycji w odwierty i w badania.

W Europie większość zasobów energii geotermalnej wykorzystywana jest w sposób bezpośredni. Technologia wykorzystania bezpośredniego energii geotermalnej jest dobrze rozpoznana i dlatego nie należy oczekiwać istotnego zmniejszenia kosztów inwestycyjnych i eksploatacyjnych. Pozyskiwane wody termalne są często średnio lub wysoko zmineralizowane, co stwarza zagrożenie korozją i możliwość zanieczyszczenia wody gruntowej. Dlatego bardzo ważne są systemy zatłaczania. Podwyższa to koszty eksploatacyjne instalacji geotermalnych. Korozyjność materiałów obecnie wykorzystywanych wymogła poszukiwanie nowych materiałów.

Bariery legislacyjno-organizacyjne

Geotermia rozwija się w Polsce na styku dwóch samodzielnych gałęzi geologii: hydrogeologii i inżynierii naftowej. Zasady i warunki wykonywania prac geologicznych, wydobywania kopalin ze złóż oraz ochrony złóż kopalin i towarzyszących im składników środowiska reguluje Ustawa Prawo Geologiczne i Górnicze. Do prac związanych z poszukiwaniem, rozpoznawaniem i eksploatacją wód termalnych, zastosowanie ma szereg rozporządzeń wykonawczych do ustawy, zawierających ustalenia i regulacje szczegółowe. Na opracowanie obecnie obowiązujących podstaw prawnych wpłynęła świadomość, że zasoby wód termalnych są wyczerpywalne (nawet przy zatłaczaniu wód zużytych na powrót do złoża).

Ustawa Prawo Geologiczne i Górnicze uznaje wody termalne za kopalnię podstawową. W rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 16 sierpnia 1994 r. do wód termalnych zaliczone zostały wody, które na wypływie wykazują temperaturę większą od 20°C wydobywane z kilku (nie wszystkich) utworów (podfliszowych niecki podhalańskiej, dolnokredowych

niecki mogileńsko-łódzkiej, dolnojurajskich monokliny przedsudeckiej, w rejonie wielkopolskim, dolnojurajskich synklinorium szczecińskiego, jurajskich niecki warszawskiej, triasu syneklizy perybałtyckiej).

Wody o temperaturze przekraczającej 20°C występujące w innych strukturach geologicznych zaliczane są do wód termalnych w potocznym tego słowa znaczeniu, lecz nie są wodami termalnymi w rozumieniu Prawa Geologicznego i Górniczego. Wyszczególniona powyżej lista struktur geologicznych nie jest zamknięta i może być przez Radę Ministrów rozszerzona na skutek postępów w rozpoznawaniu kolejnych regionów kraju.

Tryb postępowania przy prowadzeniu prac poszukiwawczo-rozpoznawczych, inwestycyjnych oraz eksploatacji wód termalnych, będących kopalinami podlegającymi pod Prawo Geologiczne i Górnicze jest skomplikowany. Wymaga od inwestora m. in. następujących działań:

- Wystąpienie przedsiębiorcy o udzielenie koncesji na prace poszukiwawczo-rozpoznawcze;
- Opracowanie projektu prac geologicznych (tylko w przypadku, jeżeli projekt nie był elementem wniosku koncesyjnego);
- Zawarcie umowy o ustanowieniu użytkownika górniczego;
- Prawo wejścia w teren otrzymane od właściciela nieruchomości gruntowej;
- Realizacja projektu prac geologicznych: wykonanie otworu(ów), badania terenowe, próbne pompowania itp.;
- Sporządzenie dokumentacji hydrogeologicznej;
- Decyzja Ministra Środowiska, zatwierdzająca dokumentację hydrogeologiczną;
- Wniosek o udzielenie koncesji na eksploatację wód termalnych;
- Decyzja Ministra Środowiska, udzielająca koncesji;
- Sporządzenie projektu zagospodarowania złoża;
- Decyzja Ministra Środowiska, zatwierdzająca projekt zagospodarowania złoża;
- Sporządzenie a następnie zatwierdzenie planu ruchu zakładu górniczego;
- Budowa, a później likwidacja zakładu górniczego zgodnie z rozdziałem 3 Prawa Geologicznego i Górniczego.

Stosowane w przypadku ciepłowni geotermalnej Prawo Geologiczne i Górnicze, koncesjonowanie wydobywania wód geotermalnych oraz rozporządzenia wykonawcze powodują, że obecna opłata eksploatacyjna od jednostki sprzedanej energii odbiorcy końcowemu wynosi 10%, podczas gdy w przypadku wydobywania węgla opłata ta wynosi 2% i odniesiona jest do ceny paliwa pierwotnego, a nie końcowego nośnika energii. W ten sposób prawo stwarza gorsze warunki dla wykorzystania energii odnawialnej, niż nieodnawialnej.

Dodatkowe bariery prawne dla korzystania z energii geotermalnej stwarza Prawo Wodne. Narzuca ono konieczność sporządzenia operatu wodno-prawnego na zatłaczanie wód zużytych do górotworu (w przypadku dubletu studni: eksploatacyjna/zatłaczająca) oraz uzyskania pozwolenia wodno-prawnego na zatłaczanie wód. Zgodnie z Prawem Wodnym właściciel ciepłowni geotermalnej ponosi również opłatę eksploatacyjną za zatłaczanie wody traktowane jako zrzut ścieków. Opłata ta jest pobierana także wtedy, gdy wody termalne są poprzez wymiennik ciepła (bez kontaktu z otoczeniem) zatłaczane do złoża. W ten sposób nawet wodę geotermalną samo zatłaczającą się do drugiego otworu (bez dostępu tlenu atmosferycznego i innych składników) traktuje się jako ściek i wymaga przygotowywania odpowiedniego operatu.

Prawo Geologiczne i Górnicze oraz Prawo Wodne w obecnej formie stwarzają wiele barier utrudniających wykorzystanie energii geotermalnej. Podstawowym problemem utrudniającym prowadzenie inwestycji geotermalnych wydaje się sposób przydziału koncesji i przepisów związanych z użytkowaniem wód geotermalnych.

Na podstawie dotychczasowych doświadczeń wydaje się, że modyfikacja Prawa Geologicznego, ujednolicająca traktowanie wód termalnych oraz redukcja opłat koncesyjnych (choćby do poziomu węgla) powinny wspomóc rozwój wykorzystania energii geotermalnej w Polsce. Należałoby dokonać korekt Prawa Geologicznego i Górniczego w kierunku uproszczenia warunków pozyskiwania koncesji (w jednej koncesji powinna być ujęta całość zagadnień związanych z budową zakładu). W środowiskach związanych z wykorzystaniem wód geotermalnych postuluje się także, aby dokonać korekty przepisów o dokumentowaniu zasobów energii geotermalnej, tak aby każda gmina miała obowiązek posiadania elaboratu o spodziewanych i udokumentowanych zasobach energii geotermalnej pod jej obszarem. Z uwagi na stosunkowo wysokie koszty uzyskania takiego dokumentu potwierdzającego wiarygodnie możliwości realizacji inwestycji oraz z uwagi na fakt, że nie będzie możliwe jednocześnie prowadzenie w Polsce zbyt wielu bardzo kosztownych inwestycji geotermalnych, realizacja tego postulatu powinna dotyczyć powiatu i być rozłożona na dłuższy okres. Powinna też obejmować w pierwszym rzędzie te powiaty, w których istnieją potencjalnie najwyższe zasoby energetyczne i najbardziej sprzyjające geotermii lokalne systemy zaopatrzenia w ciepło. Byłoby też ważnym poznanie przy okazji odpowiedzi na pytanie, które zbiorniki wód geotermalnych w powiecie mogą przynieść najlepsze efekty ekonomiczne i ekologiczne.

Bariery ekonomiczne i finansowe

Wysokie nakłady inwestycyjne wymagają zaangażowania wielu instytucji finansujących. Do realizacji inwestycji w tym sektorze powstało w Polsce kilka spółek: Geotermia Podhalańska, Geotermia Pyrzyce oraz Geotermia Mazowiecka. Z przeprowadzonych wcześniej analiz ekonomicznych wynika, że dopiero przy dotacji powyżej 70% można uzyskać opłacalność mikroekonomiczną przedsięwzięcia.

Wysokim nakładom inwestycyjnym towarzyszą wysokie koszty serwisu w istniejących instalacjach. Wynikają one z konieczności korzystania z materiałów importowanych. Sieć serwisowa na terenie kraju jest bardzo słaba.

Jedną z istotnych barier finansowych są koszty wierceń poszukiwawczych oraz prac podziemnych umożliwiających wydobycie wody termalnej na powierzchnię. Na przykład dla warunków występujących na Niżu Polskim, udział prac geologicznych wynosi od 60 do 80% kosztów budowy ciepłowni geotermalnej, zależnie od ilości i głębokości otworów wydobywczych i zatłaczających. Pod tym względem sytuacja uległa poprawie. W efekcie prac towarzyszących poszukiwaniu ropy naftowej i gazu ziemnego zidentyfikowano szereg udokumentowanych otworów i miejsc nadających się do budowy ciepłowni geotermalnych.

Wydaje się, że łatwiejszy dostęp do środków finansowych na inwestycje, odpowiednie zachęty podatkowe, zmiany prawa w kierunku zmniejszenia olbrzymich opłat eksploatacyjnych oraz edukacja na terenach o już zidentyfikowanych zasobach, powinny wydatnie zwiększyć zainteresowanie gmin i spółek prywatnych wykorzystaniem energii geotermalnej w Polsce.

Energia słoneczna

Jak wskazują na to przykłady sąsiednich krajów o podobnych do Polski warunkach nasłonecznienia (np. Niemcy), energia promieniowania słonecznego może być efektywnie wykorzystana do produkcji energii cieplnej w Polsce. Rozwój wykorzystania odbiorników energii promieniowania słonecznego w Polsce jest znikomy i praktycznie nie ma on żadnego wpływu na bilans energetyczny. Przyczynami tego stanu są głównie bariery ekonomiczno-finansowe.

Bariery techniczne są nieistotne ponieważ istnieje wystarczająca ilość instalatorów producentów i importerów instalacji słonecznych oferujących olbrzymią gamę wyrobów o zróżnicowanych parametrach a zwłaszcza trwałości i sprawności, dostosowanych do zasobności potencjalnego inwestora (kolektory słoneczne powietrzne i wodne oraz ogniwa fotowoltaiczne). Ponadto każda z tych firm dysponuje możliwościami doradztwa, doboru i montażu wybranych zestawów instalacji u nabywcy.

Bariery prawne nie odgrywają szczególnej roli, ponieważ instalacje słoneczne są głównie wykorzystywane w ograniczonym zakresie, na własne potrzeby przeważnie w obrębie gospodarstwa domowego. Bariery środowiskowe w przypadku instalacji słonecznych nie mają znaczenia.

Najważniejsze dla energetyki słonecznej są w dalszym ciągu bariery ekonomiczne. Obecne ceny dostępnych instalacji grzewczych z kolektorami słonecznymi wodnymi nie zapewniają pozytywnych wskaźników ekonomicznych w porównaniu z tradycyjnymi urządzeniami grzewczymi. Przy standardowych założeniach (pełne koszty zewnętrzne, pełny kredyt komercyjny) budowa instalacji z kolektorem słonecznym do podgrzewania ciepłej wody użytkowej wymaga dotacji w wysokości 30%. Jak wykazano, skutecznie na poprawę efektywności ekonomicznej instalacji słonecznego podgrzewania c.w.u. wpływa obniżenie lub zniesienie podatku VAT na kolektory słoneczne.

Dla instalacji suszarniczej, wyposażonej w duży importowany kolektor słoneczny (144 m²) do podgrzewania powietrza, konieczna okazała się dotacja, zwolnienie z podatku VAT w wysokości 23% oraz preferencyjny kredyt o oprocentowaniu w wysokości 8%. Jedynie instalacje z kolektorem słonecznym do podgrzewania powietrza budowane systemem gospodarczym z materiałów odpadowych nie wymagają dofinansowywania. IRR dla rozpatrywanej instalacji z kolektorem słonecznym o powierzchni 42 m² wyniosła 45,13%.

Systemy fotowoltaiczne w Polsce, poza obszarami niszowymi (np. oświetlanie znaków na morzu), mogą być realizowane jedynie jako projekty pokazowe, finansowane ze środków publicznych.

8. PRZEGLĄD I OCENA ROZWIĄZAŃ I INSTRUMENTÓW WYKORZYSTANIA OZE W UNII EUROPEJSKIEJ I NA ŚWIECIE POD KĄTEM WYBORU NARZĘDZI UŻYTECZNYCH W WARUNKACH POLSKICH

8.1. Polityka Unii Europejskiej w zakresie wykorzystania energii odnawialnej

8.1.1. Przegląd dokumentów politycznych i prawnych Unii Europejskiej na temat energetyki odnawialnej które należy uwzględnić przy opracowywaniu strategii

Problematyka wykorzystania odnawialnych źródeł energii (OZE) jest w ostatnich kilku latach szczególnie szeroko podejmowana w ujęciu systemowym na szczeblu politycznym Unii Europejskiej. Zagadnienia te były omawiane przede wszystkim w kontekście ochrony środowiska i chęci zapewnienia warunków trwałego rozwoju regionalnego i lokalnego (rozwój małych i średnich przedsiębiorstw, tworzenie miejsc pracy itp.). Ochrona środowiska stała się ważnym elementem polityki globalnej, w której Unia Europejska aktywnie uczestniczy (Konwencja Klimatyczna, Protokół z Kioto, mechanizmy Joint Implementation i inne wspierające energetykę odnawialną). W obliczu rosnącej zależności EU od importu paliw, także kwestie bezpieczeństwa energetycznego nabierają coraz większego znaczenia w kolejnych przyjmowanych dokumentach. Poniżej w ujęciu chronologicznym przedstawione są najważniejsze dokumenty w tym zakresie przyjęte w UE w ciągu ostatnich pięciu lat.

W marcu 1994 roku przyjęta została *Deklaracja Madrycka*¹³⁸. Przyjęto ją w obecności członków rządów krajów członkowskich UE na konferencji w Madrycie, będącej efektem wcześniejszych prac grup roboczych w ramach Komisji Europejskiej. Stwierdza ona, że państwa UE przyjmują jako polityczny cel strategiczny osiągnięcie 15% udziału energii odnawialnej w bilansie paliwowo-energetycznym w roku 2010 i proponuje Plan Działań w tym zakresie. Deklaracja Madrycka stała się podstawą dalszych prac w UE. Tezy zostały potwierdzone i uzupełnione na następnych konferencjach europejskich w postaci uchwał podejmowanych z udziałem przedstawicieli UE i krajów członkowskich. Była to m.in. *Umowa Ateńska* z listopada 1995 roku, odnosząca się do krajów rejonu Morza Śródziemnego. Podobna inicjatywa dla Państw Regionu Morza Bałtyckiego podjęta została z inicjatywy Komisji Europejskiej w 1997 roku w ramach Programu SYNERGY i zaowocowała opracowaniem z udziałem wszystkich państw regionu dokumentu roboczego w sprawie „Wzrostu wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych w Regionie Bałtyckim”¹³⁹. Tezy tego dokumentu zostały zaakceptowane na Konferencji Ministerialnej w Helsinkach nt. współpracy w sektorze energetycznym w Regionie Bałtyckim w dniach 24-25 października 1999 r. Stroną tej konferencji z ramienia Rady Państw Bałtyckich z Polski był Minister Gospodarki.

W styczniu 1996 roku przyjęto *Białą Księgę Komisji Europejskiej "Polityka energetyczna w Unii Europejskiej"*¹⁴⁰. W kwestii odnawialnych źródeł energii, na poziomie państw członkowskich i w ujęciu regionalnym, Biała Księga stwierdza, że w UE postępować będzie

¹³⁸ Madrid Declaration. Document Adopted at the European Conference „An Action Plan for Renewable Energy Source in Europe”, Madrid, 16-18 March, 1994.

¹³⁹ *Increased Use of Renewable Sources in the Baltic Sea States*. Position Paper Prepared by Representatives from Countries in the Baltic Sea Region and the European Commission within the Framework of a Project „Renewable Energy Comprehensive Initiative for the Baltic Sea Region”, SYNERGY Programme of the European Commission, October 1999.

¹⁴⁰ COM(95)628: *An Energy Policy for the European Union. White Paper of the European Commission*, Luxembourg, 1996.

proces decentralizacji wytwarzania energii i w istotny sposób wzrosnie udział paliw odnawialnych (głównie biomasy) w wytwarzaniu ciepła i elektryczności.

W listopadzie 1997 roku została przyjęta analogiczna **Biała Księga Komisji Europejskiej - "Energia dla przyszłości odnawialne źródła energii"**¹⁴¹. Potwierdza ona ostatecznie, że kluczową korzyścią z wykorzystania OZE w UE jest wzrost bezpieczeństwa energetycznego. Przewiduje 12% udział OZE w bilansie paliwowo-energetycznym Unii w 2010 roku. Jest to w tej chwili kluczowy dokument o charakterze strategicznym i politycznym, który wyznacza kierunki polityki długookresowej i wytycza cel ilościowy w postaci podwojenia udziału OZE z 6 do 12% w okresie 1998-2010 r. Dokument ten jest omówiony w następnym podrozdziale.

W okresie półtora roku od przyjęcia tego dokumentu, na forum Komisji Europejskiej, Parlamentu Europejskiego oraz rządów państw członkowskich Unii dyskutowane były niezbędne działania i mechanizmy, które zapewnić mają osiągnięcie postawionych w Białej Księdze celów. Efektem tych prac, konsultacji i uzgodnień, było przyjęcie w kwietniu 1999 roku przez Komisję Europejską krótkookresowej strategii wdrażania Białej Księgi, tzw. **Kampanii Wdrożeniowej**.¹⁴² Kampania ta obejmuje wykaz niezbędnych działań Komisji Europejskiej i państw członkowskich w poszczególnych sektorach energetyki odnawialnej prowadzących do uzyskania takiego poziomu inwestycji ze środków prywatnych i publicznych w latach 1999-2003, aby zagwarantowane było osiągnięcie do roku 2010 ostatecznego celu zawartego w Białej Księdze. Kampania Wdrożeniowa przewiduje, że postawione w Białej Księdze dla poszczególnych sektorów cele zostaną zrealizowane do roku 2003 w ok. 20%, przy całkowitych nakładach inwestycyjnych przekraczających 30 mld EURO, w tym w wydatkach ze środków publicznych sięgających 7 mld EURO.

W związku z procesami liberalizacji sektora elektroenergetycznego w Unii Europejskiej, pojawiły się nowe inicjatywy Komisji Europejskiej związane z zapewnieniem rozwoju produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Od stycznia 1997 roku obowiązuje w Unii **Dyrektywa o jednolitym rynku energii elektrycznej**¹⁴³, która zawiera zapisy dające priorytet produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. W kwietniu 1999 roku Komisja Europejska przygotowała dokument roboczy **Odnawialne źródła energii a wewnętrzny rynek energii elektrycznej**¹⁴⁴. Dokument ten, konsultowany obecnie w Parlamencie Europejskim i na forum Rady Europy podkreśla konieczność podjęcia efektywnych działań prawnych i finansowych, aby zapewnić konkurencyjność produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Jednocześnie, w grudniu 1998 roku Komisja Europejska rozpoczęła formalne prace nad przygotowaniem **Dyrektywy o promocji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych na europejskim rynku energii elektrycznej**. Obecnie, na bazie dokumentu roboczego z października 1999 r.¹⁴⁵ trwają zaawansowane prace nad przygotowaniem ostatecznej wersji dyrektywy. Komentarz do najnowszej wersji projektu dyrektywy znajduje się w dalszej części rozdziału.

Jak z powyższego zastawienia wynika, doskonalenie i dostosowanie polityki wykorzystania OZE w Unii Europejskiej do zmieniających się warunków jest procesem ciągłym. Jego siłą

¹⁴¹ COM(97)599: *Energy for the Future Renewable Energy Sources. White Paper for a Community Strategy and Action Plan*. Brussels, 1997.

¹⁴² SEC(99)504, 9.4: *Campaign for Take-Off*. DG XVII, Brussels, 1999.

¹⁴³ COM(1998)167, 16.03: *Directive 96/92 Concerning Rules for the Internal Market in Electricity*. 1998.

¹⁴⁴ IP/99.224: *Working Paper of the European Commission. Electricity from Renewable Energy Sources and the Internal Electricity Market*. DG XVII, Brussels, 1999.

¹⁴⁵ ENER/A3/CJ/cp D(99) 230227: *Proposal for Directive on the Promotion of Electricity from Renewable Energy Sources in the Internal Electricity Market*. DG XVII, Brussels, 1999.

napędową są działania państw członkowskich, wsparte poprzez wyspecjalizowane struktury Unii Europejskiej oraz rosnący potencjał przemysłu i organizacji pozarządowych w tym sektorze. Sektor energetyki odnawialnej w Unii Europejskiej osiągnął swoją masę krytyczną do dalszego rozwoju, stoi za nim odpowiednia struktura instytucjonalna dająca mu samodzielną pozycję w procesie rozwoju polityki energetycznej i innych polityk szczegółowych.

W miarę postępów procesu integracji europejskiej, działania podejmowane w Unii Europejskiej w coraz większym stopniu dotyczą także Polski. Poniżej omówiono wybrane z powyższych dokumentów, które zdaniem autorów mogą mieć największy wpływ na przyszły rozwój sektora energetyki odnawialnej w Polsce. Dokumenty te mogą być pomocne przy opracowywaniu krajowej polityki energetycznej i ekologicznej oraz strategii wykorzystania odnawialnych źródeł energii w Polsce.

8.1.2. Biała Księga Unii Europejskiej „Energia dla przyszłości - odnawialne źródła energii”

Biała Księga zawiera dwa kluczowe elementy: strategię wykorzystania OZE w Unii Europejskiej i plan działań. Stwierdza, że odnawialne źródła energii nie będą znacząco uzupełniały bilansu energetycznego Europy, jeśli nie zostaną wprowadzone odpowiednie bodźce. Proponowane przez Białą Księgę „Strategia” i związany z nią „Plan Działań” są nakierowane na osiągnięcie do 2010 r. celu minimum, tj. 12% udziału energii odnawialnej w Unii Europejskiej, przy obecnym wkładzie poniżej 6%. Rada Europy przyjmując Białą Księgę stwierdziła, że jest to „ambitne lecz realne zadanie”, równocześnie uznając je za zobowiązanie polityczne, a nie prawne.

Biała Księga stwierdza także, że każdy z Krajów Członkowskich powinien:

- określić własną strategię zwiększenia wykorzystania energii odnawialnej,
- zaproponować własny wkład do celu ogólnego,
- opisać sposób, w jaki zamierza wykorzystać różne technologie w bilansie energetycznym,
- wskazać, jakie instrumenty zamierza wprowadzić, aby osiągnąć założony cel i jak chce wykorzystywać instrumenty już istniejące.

Biała Księga stwierdza, iż odnawialne źródła energii są obecnie wykorzystywane w Unii Europejskiej w stopniu niejednakowym i niezadowalającym. Niezbędne są połączone wysiłki Unii i Krajów Członkowskich, które pomogłyby znacząco zwiększyć udział energii odnawialnej w następnym dziesięcioleciu oraz pozwoliłyby Unii wypełnić międzynarodowe zobowiązania w zakresie ochrony środowiska (zwłaszcza te związane z redukcją emisji dwutlenku węgla). Określa także kluczowe korzyści wynikające z wykorzystania energii odnawialnej, takie jak:

- wzrost bezpieczeństwa energetycznego (szacuje się, że import energii stanowi obecnie 50% całkowitego zapotrzebowania na energię w Unii Europejskiej),
- tworzenie miejsc pracy, zwłaszcza w przedsiębiorstwach małej i średniej wielkości,
- promocja regionalnego rozwoju gospodarczego.

Potrzeba wprowadzenia specjalnych instrumentów dla zwiększenia zakresu wykorzystania energii odnawialnej wynika z następujących względów:

- niezależnie od postępu technicznego, malejących kosztów i rozwoju przemysłu produkującego urządzenia dla energetyki odnawialnej, napotyka ona wciąż na problemy

- przy "wchodzeniu" na rynek; szczególnie energia biomasy, wiatru i słońca mają wielki niewykorzystany potencjał techniczny,
- liberalizacja sektora energetycznego, choć niekoniecznie prowadzi do wyboru rozwiązań technologicznych optymalnych ze względu na cele społeczne i środowiskowe, to jednak otwiera nowe, obiecujące i konkurencyjne pod względem ceny możliwości dla energii odnawialnej,
 - wykorzystanie odnawialnych źródeł energii związane jest z wyższymi początkowymi kosztami inwestycyjnymi niż w przypadku źródeł konwencjonalnych, ponieważ koszty związane z instalacją i wykorzystaniem konwencjonalnych źródeł energii nie obejmują szkód w środowisku,
 - niedostateczna znajomość technologii energetyki odnawialnej powoduje, że władze, inwestorzy i użytkownicy nie mają do niej zaufania.

Strategia

W tym kontekście rozwój energetyki odnawialnej stanowi główny cel polityki energetycznej Unii Europejskiej na okres dłuższy niż najbliższe 10 lat. Jasna i rozumna strategia Unii w zakresie energetyki odnawialnej będzie stanowić uzupełnienie, wsparcie i dodatkową wartość dla narodowych inicjatyw rozwoju wykorzystania odnawialnych źródeł energii. Uwzględniając aspekty polityczne, prawne, administracyjne, ekonomiczne i rynkowe może ona stanowić długookresowe, trwałe ramy rozwoju energetyki odnawialnej.

Biała Księga wyznacza Strategię ukierunkowaną na osiągnięcie do 2010 r. 12% udziału odnawialnych źródeł energii. Plan Działań proponuje konkretne instrumenty. Biała Księga przedstawia szacunkowy wkład każdego z rodzajów odnawialnych źródeł energii w cel ogólny, jakim jest 12% udział energii odnawialnej w bilansie energii pierwotnej Unii. Należy zaznaczyć, że jest to jedynie projekcja jednego ze scenariuszy, na jakich pożądany ogólny wzrost wykorzystania odnawialnych źródeł może być osiągnięty. Główny wzrost udziału powinien pochodzić z: energii biomasy i wiatru, energii słonecznej termicznej i fotowoltaicznej, oraz geotermalnej, i pasywnych systemów słonecznych - tabela 8.1.

Tablica 8.1. Udział energii odnawialnej z różnych źródeł w bilansie energetycznym Unii Europejskiej.

Rodzaj energii	Udział w 1995 r.	Planowany udział w 2010 r.
ENERGIA ELEKTRYCZNA (w GW)		
Energia wiatru	2,50	40
Energia wodna (łącznie)	92,00	105
- duże elektrownie	82,50	91
- małe elektrownie	9,50	14
Energia fotowoltaiczna (w szczycie)	0,03	3
Energia geotermalna	0,50	1
Inne		1
ENERGIA CIEPLNA		
Biomasa	44,8 Mtoe*	135 Mtoe*
Energia słoneczna	6,5 mln m ²	100 mln m ²
Energia geotermalna	1,3 GW	5 GW
Pasywne systemy słonecznej		30 Mtoe*

*Mtoe = miliony ton ekwiwalentu olejowego (1 Mtoe = 41,9 PJ).

W warunkach rynkowych podwojenie obecnej produkcji energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych źródeł energii, połączone ze znaczącym wzrostem wykorzystania biopaliw w transporcie, stanowią istotną część scenariusza osiągnięcia ogólnego celu w 2010 r. Wymaga to inwestycji tak w sektorze prywatnym, jak i publicznym.

Aby Plan Działań był w pełni skuteczny, wymagane są dodatkowe inwestycje rzędu 74 miliardów EURO. Jakkolwiek oznacza to wzrost o ok. 30% ogólnych nakładów w sektorze energetycznym, ma w efekcie prowadzić do: oszczędności rzędu 21 miliardów ECU na kosztach paliw, redukcji importu paliw o 17,4%, redukcji emisji dwutlenku węgla o 402 miliony ton rocznie, oraz może stworzyć 500.000 - 900.000 nowych stanowisk pracy. Biała Księga podkreśla, że każda technologia w zakresie energii odnawialnej w swoisty sposób generuje tworzenie nowych miejsc pracy. Na przykład: wykorzystanie biomasy tworzy dużą liczbę stanowisk pracy w produkcji surowców, natomiast systemy fotowoltaiczne pozwalają wielokrotnie zwiększyć zatrudnienie przy obsłudze i utrzymaniu urządzeń.

Plan Działania

Plan Działania przedstawiony w Białej Księdze ma na celu stworzenie odpowiednich warunków rynkowych dla energii odnawialnej bez nadmiernych obciążeń finansowych. Będzie on nadal rozwijany i wdrażany w ścisłej współpracy Komisji Europejskiej i Krajów Członkowskich. W istocie Biała Księga ponownie podkreśla kluczową rolę poszczególnych Krajów Członkowskich w dążeniach do osiągnięcia poziomu 12% do 2010 r. Działania prawne na szczeblu Unii Europejskiej będą podejmowane jedynie, jeśli instrumenty stosowane na poziomie państw będą niedostateczne lub nieodpowiednie, oraz gdy pożądana będzie harmonizacja działań w ramach Unii Europejskiej. Plan Działania musi być także elastyczny i aktualizowany w miarę potrzeb.

Komisja będzie prowadzić działania zmierzające do opracowania Dyrektywy, która stworzy Krajom Członkowskim harmonijne ramy zapewniające, że odnawialne źródła energii będą stanowić ważną część systemu ogólnych dostaw energii elektrycznej. Początkowo będzie to dotyczyło Krajów Członkowskich wdrażających programy, które wspomagają wejście energii z odnawialnych źródeł na rynek dostaw energii elektrycznej.

W dziedzinie instrumentów fiskalnych będzie wskazane, aby Kraje Członkowskie wprowadziły nowe rozwiązania prawne, w takich kwestiach jak: elastyczne stawki amortyzacyjne w energetyce odnawialnej, ulgi podatkowe dla trzeciej strony finansującej inwestycje w energetyce odnawialnej, subsydia na budowę nowych instalacji dla małych i średnich przedsiębiorstw, oraz na tworzenie nowych miejsc pracy, bodźce finansowe dla konsumentów na zakup sprzętu i usług z zakresu energetyki odnawialnej. Komisja oceni postęp w tym zakresie pod koniec 2000 r., po czym może uznać za konieczne zaproponowanie wprowadzenia instrumentów na poziomie Unii Europejskiej.

Zdaniem Komisji Europejskiej konieczne jest nadanie większego znaczenia odnawialnym źródłom energii w polityce, programach i budżetach lokalnych władz. Istnieją możliwości rozszerzenia pomocy dla energii odnawialnej. Fundusze regionalne lokowane w rozwój energetyki odnawialnej mogą wspierać wzrost stopy życiowej, na przykład poprzez wykorzystanie zasobów lokalnych, tworzenie stałych miejsc pracy, zwiększanie i poprawę dostępu do energii. Unia Europejska będzie wspomagać projekty i plany regionalne i lokalne, w ramach takich programów jak ALTENER. Kraje Członkowskie będą zachęcane do włączania planów wdrażających wykorzystanie energii odnawialnej jako elementów programów przedkładanych do współfinansowania Funduszom Strukturalnym. Wnikliwie

będą rozpatrywane wnioski o dofinansowanie prac na rzecz postępu naukowego i technologicznego, ukierunkowanych na rozwój nowych technologii i ich adaptację do potrzeb lokalnych i regionalnych.

Plan Działań zawarty w Białej Księdze uznaje rolnictwo za dziedzinę kluczową dla osiągnięcia 12% udziału energii odnawialnej. Produkcja surowców energetycznych może stworzyć nowe szanse rozwoju rolnictwa i leśnictwa, oraz nowe miejsca pracy na obszarach wiejskich. Pozyskiwanie biomasy powinno być w pełni realizowane przy użyciu wszystkich dostępnych instrumentów politycznych (w obrębie polityki rolnej, fiskalnej i przemysłowej). W przyszłości alternatywne wykorzystanie produktów rolnych uzyska priorytetowe znaczenie w ramach Wspólnej Polityki Rolnej. Również Kraje Członkowskie powinny wspomagać energetykę odnawialną w narodowych programach pomocy dla rolnictwa.

Komisja będzie zachęcać Kraje Członkowskie i regiony do nadania projektom wykorzystania odnawialnych źródeł energii rangi priorytetowej w ramach ich programów na rzecz rozwoju obszarów wiejskich, jednak to same regiony będą odpowiadały za dobór projektów. Wspólna Polityka Rolna (CAP) powinna wspierać wykorzystanie energetyczne biomasy w wieloraki sposób, na przykład poprzez: rozwój upraw roślin energetycznych oraz wykorzystania odpadów rolnych i leśnych jako pewnych źródeł surowca energetycznego, wspieranie energetyki odnawialnej opartej o biomasę, dofinansowanie na obszarach wiejskich programów innowacyjnych, demonstracyjnych i dających szansę powielania, takich jak instalacje łączące wykorzystanie energii słonecznej, energii wiatru i biomasy do produkcji ciepła i elektryczności. Komisja widzi także możliwości rozwoju rolnictwa ekologicznego w tym zakresie (np. produkcja surowców energetycznych metodami ekologicznymi lub przy zmniejszonym zużyciu wody). Także polityka rolna w zakresie produkcji na cele żywnościowe powinna wspierać energetyczne wykorzystanie produktów rolnych, produktów odpadowych i lasów szybkorosnących.

Plan Działań podkreśla wagę promocji energetyki odnawialnej w ramach programów pomocy europejskiej, takich jak PHARE, TACIS, MEDA czy Europejski Fundusz Rozwoju, podobnie jak w ramach programów współpracy i innych porozumień z krajami rozwijającymi się. Dla PHARE i TACIS promocja wykorzystania energii odnawialnej powinna być rozważana w kontekście określonych w tych programach priorytetów ekonomicznych i reformy sektora energetycznego. Polityka aktywnej współpracy i eksportu technologii opartych o energię odnawialną będzie stymulowana przez rosnące znaczenie programów energetycznych Unii Europejskiej, takich jak SYNERGY oraz Współpraca Naukowa i Techniczna Piątego Programu Ramowego Komisji Europejskiej. Biała Księga proponuje, aby Program ALTENER II¹⁴⁶ był dostępny dla krajów Europy Środkowej i Wschodniej, zwłaszcza w celu: tworzenia odpowiednich warunków prawnych, społeczno-gospodarczych, administracyjnych dla wdrażania Planu Działań, zachęcania osób prywatnych, firm i instytucji publicznych do inwestycji w produkcję i wykorzystanie energii odnawialnej, także poprzez działania mające na celu identyfikację i promocję możliwości korzystnego inwestowania.

Rola międzynarodowych instytucji finansowych, takich jak Europejski Bank Inwestycyjny i Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju, w finansowaniu energii odnawialnej będzie zwiększona poprzez rozszerzenie możliwości uzyskania preferencyjnych pożyczek i kredytów

¹⁴⁶ Rząd Polski oficjalnie nie odpowiedział jak do tej pory pozytywnie na zaproszenie Komisji Europejskiej do udziału Polski w programie ALTENER. Jednakże mimo tego, Komisja Europejska dopuściła warunkowo (bez prawa bycia koordynatorem) polskie instytucje do udziału w przetargu na projekty składane do Programu ALTENER II w terminie do 26 listopada 1999 r. (przyp. aut.)

gwarantowanych, specjalne ułatwienia dla inwestycji w energię odnawialną oraz łatwo dostępne pożyczki dla małych firm inwestujących w tym sektorze. Przewiduje się też działania dla wzmocnienia roli banków komercyjnych w inwestycjach z zakresu wykorzystania energii odnawialnej.

Wspierany będzie rozwój międzynarodowych kontaktów i sieci informacyjnych ułatwiających wymianę doświadczeń o użytkowaniu energii odnawialnej (np. wymiana regionalna i pomiędzy miastami, ośrodki edukacyjne, pokazowe gospodarstwa rolne itp.).

Kampania realizacyjna

Zaproponowana kampania, która ma na celu rzeczywiste wspieranie rozwoju wykorzystania energii odnawialnej, będzie promować realizację projektów o dużej skali w różnych sektorach energetyki odnawialnej. Kampania planowana jest na kilkanaście lat i wymaga ścisłej współpracy pomiędzy Komisją i Krajami Członkowskimi. Rola tych ostatnich będzie zasadnicza.

W przygotowaniach do kampanii Komisja Europejska zanalizuje wszystkie obecne działania i programy Unii Europejskiej i Krajów Członkowskich w poszukiwaniu tych, które mogłyby być szczególnie przydatne. W wyniku tej analizy zostaną opracowane główne kierunki działania. Rolą Komisji będzie wyznaczenie ram, zapewnienie odpowiedniego wsparcia technicznego i finansowego, oraz koordynacja działań.

Kampania powinna objąć: regiony, ośrodki miejskie i ich systemy dystrybucyjne, przemysł naftowy i samochodowy, placówki urbanistyczne i architektoniczne planujące rozwój miast i wsi, władze odpowiedzialne za własność publiczną, stowarzyszenia przemysłowe, rolnicze, przemysł drzewny, spółdzielnie itp. W efekcie działania te mają doprowadzić do realizacji inwestycji o wartości ok. 20,5 miliarda EURO w latach 1998-2010. W tej kwocie zawarte będą fundusze publiczne ze wszystkich możliwych źródeł (europejskich, krajowych, regionalnych i lokalnych) sięgające 4 miliardów ECU (tj. 300 mln EURO rocznie). Natomiast 3,3 mld EURO będą stanowiły oszczędności wynikające z redukcji zakupu paliw, a roczne korzyści wynikające z kampanii będą wynosiły około 2 mld EURO.

Zasadnicze działania proponowane w Białej Księdze przytoczono poniżej.

Milion systemów fotowoltaicznych

Stwierdzono, że potrzebna jest ambitna i aktywna kampania promocyjna, która stworzyłaby odpowiednio duży impuls rynkowy, pozwalający istotnie obniżyć koszty instalacji fotowoltaicznych. Z tego względu kampania obejmuje m.in. budowę 500 tys. instalacji fotowoltaicznych zintegrowanych z dachami i ścianami domów w budownictwie mieszkaniowym, o średniej mocy 1 kW.

10.000 MW z dużych farm wiatrowych

Odrębną kampanię zaproponowano dla wsparcia inwestycji w energetykę wiatrową dużej skali, realizowaną na terenach o niekorzystnych warunkach lokalizacyjnych (np. trudny dostęp do sieci elektrycznej, bardzo gorący lub zimny klimat, słabo zaludnione obszary wiejskie, obszary nadmorskie lub wyspowe), gdzie instalacja elektrowni wiatrowej będzie wymagała dodatkowych wydatków. Fundusze publiczne pokryją 1,5 miliarda EURO przy całkowitych kosztach inwestycji równych 10 mld EURO.

10.000 MW z instalacji ciepłych na biomase

Ta część kampanii ma promować i wspierać rozproszone instalacje wykorzystujące biomase. Instalacje mogą różnić się skalą, od kilkuset kW do wielkich, wielomegawatowych, mogą też łączyć różne technologie dostosowane do lokalnych warunków (np. układy wielopaliwowe). Fundusze publiczne mogą zapewnić 1 mld EURO, przy pełnych kosztach inwestycji równych 5 mld EURO.

Wprowadzenie zintegrowanych systemów energii odnawialnych dla 100 społeczności lokalnych

Zostanie wybrana pewna liczba społeczności, regionów, miast i wysp, różnych pod względem wielkości i charakteru, które roszą szanse na 100% pokrycie zaopatrzenia na energie ze źródeł odnawialnych. Mogą to być osiedla mieszkaniowe, małe osiedla wiejskie, odizolowane siedziby ludzkie (na przykład w górach), "miasta słoneczne", duże wsie, czy jednostki administracyjne. Władze lokalne i regionalne, oraz regionalne zakłady energetyczne będą pełniły szczególnie ważną rolę w realizacji tego typu projektów. Preferowane będą projekty łączące różne technologie wykorzystania odnawialnych źródeł energii, w sposób pozwalający na pełną realizację wszystkich etapów: od studium przedinwestycyjnego, poprzez studium inwestycyjne, fazę demonstracyjną (finansowaną głównie w ramach kampanii), do wdrożenia opartego głównie o międzynarodowe środki komercyjne.

Powtarzalność i wdrożenie w krajach członkowskich Unii i aspirujących

Biała Księga identyfikuje potrzebę stałego monitorowania działań dla określenia postępu we wdrażaniu Strategii i Planu Działań. Monitoring ten zapewni także koordynację programów i polityki Unii Europejskiej i Krajów Członkowskich. Dla ujednolicenia monitoringu i zbierania danych, Komisja stworzy system pozwalający rejestrować wszelkie działania Unii na rzecz wspierania energetyki odnawialnej, a także działania podjęte na poziomach narodowych. System ten pozwoli także śledzić popularyzację energii odnawialnej w różnych sektorach.

Udział i współpraca Krajów Członkowskich w rozwoju i realizacji Strategii są postrzegane jako szczególnie istotne. Popularyzacja polityki i doświadczeń na szczeblach narodowych i lokalnych ma ogromne znaczenie, podobnie jak wspólna polityka i międzynarodowe projekty.

Kraje Członkowskie powinny opracować narodowe cele i strategie. Będą też proszone o raporty na temat możliwości udziału w realizacji wspólnego celu, w tym opis jak zamierzają promować energie odnawialną i wspierać inwestycje w poszczególnych sektorach.

Biała Księga jest dokumentem o dużym znaczeniu politycznym i strategicznym nie tylko dla obecnych członków Unii Europejskiej, ale też dla państw ubiegających się o członkostwo w Unii. W procesie opracowywania założeń krajowej polityki energetycznej w Polsce konieczne jest jednak dokonanie adaptacji idei zawartych w Białej Księdze do specyficznych warunków naszego kraju. Oceniany dotychczas na ok. 1,5% udział energii odnawialnej w krajowym bilansie energetycznym odbiega wyraźnie in minus od sytuacji w Unii Europejskiej. Osiągnięcie w Polsce w roku 2010 zakładanego w Unii udziału energii odnawialnej na poziomie 12% wydaje się zadaniem trudnym ale możliwym przy aktywnym wsparciu ze strony państwa. Szersza dyskusja tych zagadnień, a w szczególności celów ilościowych w rozwoju energetyki odnawialnej, wydaje się nieuniknionym etapem w procesie rozwoju wykorzystania odnawialnych źródeł energii w Polsce, a omawiany dokument daje ku temu dobre podstawy i ułatwia zdefiniowanie własnych celów i narzędzi ich realizacji.

8.1.3. Kampania wdrożeniowa jako narzędzie realizacji celów zawartych w Białej Księdze

W kwietniu 1999 roku rozpoczęto wdrażanie opracowanej przez Komisję Europejską krótkookresowej strategii realizacji Białej Księgi, tzw. Kampanii Wdrożeniowej¹⁴⁷ (Campaign for Take-Off). Kampania ta obejmuje wykaz niezbędnych działań Komisji Europejskiej i Państw Członkowskich w poszczególnych sektorach energetyki odnawialnej prowadzących do uzyskania takiego poziomu inwestycji ze środków prywatnych i publicznych w latach 1999-2003, aby zagwarantowane było osiągnięcie do roku 2010 ostatecznego celu zawartego w Białej Księdze.

Kampania Wdrożeniowa skupia uwagę głównie na uruchomieniu dużych projektów inwestycyjnych, które najszybciej umożliwić mogą uzyskanie znaczącego udziału energetyki odnawialnej w bilansie paliwowo-energetycznym Unii. W tym celu, Komisja Europejska zobowiązała się do zapewnienia odpowiedniej pomocy technicznej i finansowej wpisanej w ogólne ramy Kampanii. Do pomocy finansowej zobowiązały się także Państwa Członkowskie, ale podkreśla się, że środki publiczne zainwestowane w energetykę odnawialną będą jedynie katalizatorem i umożliwią proporcjonalnie znacznie większe zaangażowanie sektora prywatnego.

Kampania adresowana jest do najważniejszych instytucji mających wpływ na podejmowanie i realizację masowych inwestycji, w tym do: rządów państw i regionów oraz agencji energetycznych, władz lokalnych i przedsiębiorstw energetycznych, przemysłu, związków farmerów i spółdzielni, izb handlowych, stowarzyszeń branżowych i organizacji pozarządowych oraz instytucji finansujących. Podkreślana jest ścisła współpraca partnerska Komisji Europejskiej z władzami i instytucjami publicznymi państw członkowskich oraz przemysłem i sektorem pozarządowym.

W ramach Kampanii przewiduje się szerokie wykorzystanie istniejących obecnie programów Komisji Europejskiej, takich jak ALTENER II, THERMIE i SYNERGY oraz Piątego Programu Ramowego Unii Europejskiej o Współpracy Naukowo-Badawczej, Technologicznej. Ważnym uzupełnieniem programów i inicjatyw podjętych w ramach Kampanii Wdrożeniowej będą kampanie promocyjne i informacyjne.

Kampania Wdrożeniowa wspomagana będzie poprzez nowe mechanizmy prawno-ekonomiczne wsparcia energetyki odnawialnej na szczeblu Unii, takie jak: dyrektywa promująca zakup energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, nowe przepisy w zakresie stosowania ulg podatkowych dla energetyki odnawialnej, nowe standardy CEN/CENELEC na technologie energetyki odnawialnej, oraz nowe priorytety i zasady wykorzystania środków z Funduszy Strukturalnych i funduszy wykorzystywanych w ramach Wspólnej Polityki Rolnej.

Najważniejszym składnikiem Kampanii Wdrożeniowej jest sprecyzowanie roli, wielkości i źródeł pochodzenia środków publicznych przewidzianych na rozwój energetyki odnawialnej w latach 1999-2003. W rozpatrywanym okresie mają one stanowić 20-25% ogółu środków przeznaczonych na inwestycje i aktywną promocję energetyki odnawialnej w Unii Europejskiej. Główne źródła środków publicznych na inwestycje w sektorze energetyki

¹⁴⁷ SEC(99)504, 9.4: *Campaign for Take-Off*. DG XVII, Brussels, 1999.

odnawialnej pochodzić będą z państw członkowskich - będzie to ponad 8 mld EURO. Przyjęto przy tym zasadę, że realne wydatki ze środków publicznych państw członkowskich będą rosły od 1,2 mld EURO w 1999 roku, corocznie o 10%. Stwierdzono, że tylko 75% z 8 miliardów EURO wydanych na energetykę odnawialną w Unii będzie mieścić się bezpośrednio w ramach Kampanii Wdrożeniowej. Na samą Kampanię przewiduje się wydatkowanie ponad 6 mld EURO z budżetów państw członkowskich do roku 2003.

Uzupełnieniem środków narodowych na rozwój energetyki odnawialnej w rozpatrywanym okresie będą środki Komisji Europejskiej pochodzące z Funduszy Strukturalnych i Piątego Programu Ramowego Unii Europejskiej o Współpracy Naukowo-Badawczej, Technologicznej i Prezentacji. Z Funduszy Strukturalnych Unii przewiduje się wydatkowanie prawie 500 mln EURO na energetykę odnawialną, podczas gdy następne 500 mln EURO pochodzić będzie z podprogramu V Programu Ramowego: „Energia, Środowisko i Rozwój Zrównoważony”.

Łączne wydatki ze środków publicznych w Kampanii Wdrożeniowej w pierwszych 5 latach wdrażania Białej Księgi wyniosą zatem ponad 7 mld EURO. Oczekuje się, że razem ze środkami prywatnymi, łączne wydatki na energetykę odnawialną w Unii do roku 2003 wyniosą ponad 30 mld EURO. Rozbicie wydatków i dotacji na poszczególne sektory i technologie energetyki odnawialnej w rozpatrywanym okresie przedstawiono w rozdziale 3.4 (w tabeli 3.4).

8.1.4. Energetyka odnawialna a procesy liberalizacji rynku energii elektrycznej. Projekt dyrektywy o promocji wykorzystania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych na rynku energii elektrycznej w Unii Europejskiej

Biała Księga zapowiedziała, że szczegółowe kwestie związane z wykorzystaniem OZE uregulowane zostaną w szeregu dyrektyw poświęconych tylko tym zagadnieniom. Konieczność opracowania Dyrektywy promującej wykorzystanie energii elektrycznej produkowanej ze źródeł odnawialnych pojawiła się także w obliczu postępu w liberalizacji rynku energii elektrycznej w Unii Europejskiej. W miarę poszerzania zakresu liberalizacji rynku energii elektrycznej (Wielka Brytania – 1989, Norwegia – 1991, Szwecja – 1994, Finlandia – 1996) oraz po przyjęciu Dyrektywy o jednolitym rynku energii elektrycznej (96/92/EC), stało się jasne, że wolny rynek nie daje priorytetu kwestiom środowiskowym i wytwarzaniu energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Zachodzi tu wręcz sprzeczność pomiędzy rozwojem wolnego rynku a rozwojem wykorzystania OZE^{148,149}.

Sprzeczności te mają swoje źródła w ciągłym dyskryminowaniu energetyki odnawialnej z natępujących powodów: braku odzwierciedlenia w obecnym systemie prawno-ekonomicznym kosztów zewnętrznych w cenach energii sprzedawanej, dodatkowych barier dla energetyki odnawialnej związanych z planowaniem i realizacją inwestycji, w tym utrudnień w podłączeniu do sieci energetycznej oraz większych wymaganych nakładów na badania i rozwój w porównaniu do energetyki konwencjonalnej. W powyższych warunkach liberalizacja rynku nieuchronnie prowadzić będzie do pogorszenia konkurencyjności energetyki odnawianej.

¹⁴⁸ Wiśniewski G. „Analiza barier w rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce wraz z propozycjami rozwiązań systemowych”. Biuletyn Biura Studiów i Ekspertyz Kancelarii Sejmu nr 2(20), 1999 r.

¹⁴⁹ Meyer N.: *Possibilities and Barriers for Energy Conservation in a Liberalised Electricity Market: Danish Utility Experience*. Proceedings of the International Conference „Liberalisation of Energy Market”, Prague, 6-8 October, 1998.

Analizę powyższych uwarunkowań w Unii Europejskiej przeprowadzono w dokumencie „Elektryczność ze źródeł odnawialnych a wewnętrzny rynek energii elektrycznej w Unii Europejskiej”, przyjętym przez Komisję Europejską w dniu 13 kwietnia 1999 r.¹⁵⁰ Dokument potwierdza szybki spadek kosztów produkcji energii elektrycznej w ciągu ostatnich 20 lat (1980-2000) w oparciu o technologie OZE: w przypadku elektrowni wiatrowych z 0,22-0,57 EURO/kWh w 1980 r. do 0,025-0,056 EURO/kWh w roku 2000 oraz analogicznie w przypadku wykorzystania cykli parowych dla biopaliw stałych z 0,12 w 1980 r. do 0,074 EURO/kWh w roku 2000 (cykl z gazyfikacją biopaliw 0,077 EURO/kWh) i małej energetyki wodnej z 0,02-0,17 w roku 1980 do 0,019-0,1 EURO/kWh w roku 2000.

Przyczyn wysokich w dalszym ciągu kosztów produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (w porównaniu do nie obciążonej kosztami zewnętrznymi energii elektrycznej produkowanej z paliw kopalnych) autorzy upatrują w wydłużonych i kosztownych dla OZE procedurach planowania inwestycji na szczeblu lokalnym i regionalnym oraz w niedostosowaniu sieci przesyłowej do odbioru energii ze zdecentralizowanych technologii OZE i nieuzasadnionego obciążania dostawców energii pełnymi kosztami podłączenia do sieci.

Dlatego też, mimo obiecującego spadku kosztów, cytowany dokument podkreśla dalszą konieczność stosowania mechanizmów podwyższających cenę zakupu energii ze źródeł odnawialnych i konsekwentnego wspierania badań rozwojowych prowadzących do dalszego zmniejszenia kosztów technologii OZE. Występują duże rozbieżności w cenach zakupu energii elektrycznej dostarczanej do sieci ze źródeł odnawialnych. Średnio ceny te wynoszą od 0,036 EURO/kWh w Holandii i 0,049 EURO/kWh w Wielkiej Brytanii do 0,079 EURO/kWh w Danii i 0,086 EURO/kWh w Niemczech. Wysoce nierównomiernie jest też rozłożone wydatkowanie środków na badania i rozwój w krajach członkowskich. Np. w 1995 roku z 283 mln USD wydanych na te cele w Unii Europejskiej, aż 34% pochodziło z Niemiec. Dokument podkreśla także wysokie zróżnicowanie w krajach członkowskich Unii dotacji dla inwestorów budujących instalacje wykorzystujące OZE, dopłat do ceny sprzedawanej energii ze źródeł odnawialnych oraz ulg podatkowych.

Konieczność stosowania aktywnych mechanizmów wsparcia dla energetyki odnawialnej oraz duże ich zróżnicowanie w Państwach Członkowskich, zdaniem Komisji Europejskiej, w obliczu postępującej liberalizacji rynku sformalizowanej w Dyrektywie 96/92/EC, wymagają wprowadzenia bardziej jednolitego ustawodawstwa unijnego promującego w sposób systemowy dalszy rozwój energetyki odnawialnej.

Dyrektywa 96/92/EC, choć wyraźnie stwierdza¹⁵¹, że „Kraje członkowskie Unii powinny wymagać od operatorów sieci stosowania priorytetów przy wyborze dostawców i zakupie energii z instalacji OZE, nawet uwzględniając fakt, że energia ze źródeł jest droższa”, to jednak sama w sobie nie daje wszystkich narzędzi do realizacji tego postulatu. Jej podstawowe założenie związane z kontynuacją liberalizacji pozostaje w pewnej sprzeczności z dotychczasowymi mechanizmami wsparcia rozwoju energetyki odnawialnej. Typowy i często stosowany w Europie mechanizm wsparcia wykorzystania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych - obowiązek zakupu przez operatora sieci energii elektrycznej z tych źródeł po wyższej cenie niż ze źródeł konwencjonalnych (różnie określanej w różnych

¹⁵⁰ IP/99.224: *Working Paper of the European Commission - Electricity from Renewable Energy Sources and the Internal Electricity Market*. DG XVII, Brussels, 1999.

¹⁵¹ Official Journal of the European Community, L27, January 1997, Luxembourg.

państwach członkowskich), opiera się na wykorzystaniu możliwości rozłożenia wyższych kosztów energii dostarczanej na wszystkich odbiorców na terenie obsługiwanym przez operatora. Postępująca liberalizacja i tworzenie jednolitego europejskiego rynku energii elektrycznej mogłyby znacznie utrudnić stosowanie takich mechanizmów wsparcia, głównie z uwagi na rosnącą swobodę konsumentów w wyborze dostawcy energii i potencjalnie malejącą liczbę odbiorców, na których przedsiębiorstwo sieciowe może rozłożyć dodatkowe koszty związane z zakupem zazwyczaj droższej energii odnawialnej, bez obawy ich odejścia do innych dostawców.

Antycypując powyższe trudności i poszukując aktywnych sposobów ich rozwiązania, w tym równego na terenie różnych krajów obciążenia konsumentów kosztami ochrony środowiska i wyższymi kosztami dostaw energii ze źródeł odnawialnych, Komisja Europejska w 1998 roku rozpoczęła prace nad nową dyrektywą. W dniu 15 października 1999 roku, przedstawiony został projekt dyrektywy o promocji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych na europejskim rynku energii elektrycznej¹⁵². Podstawowe tezy oficjalnej wersji projektu Dyrektywy zostały przedstawione poniżej.

Projekt definiuje OZE jako energię wiatru, promieniowania słonecznego, energetykę wodną, energię geotermalną, fal i pływów morskich oraz różne formy energii biomasy. Dyrektywa koncentrować ma się tylko na tych mechanizmach wsparcia, które związane są z bezpośrednim wpływem na taryfy i ceny energii ze źródeł odnawialnych dostarczanej do sieci. Nie będzie ingerować w inne finansowe i podatkowe mechanizmy wspierające inwestycje w energetyce odnawialnej. Stwierdza, że dopóki w danym kraju członkowskim Unii udział energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w bilansie energii elektrycznej nie przekracza 5%, mogą być stosowane dla krajowych dostawców wszystkie bezpośrednie mechanizmy poprawiające atrakcyjność cenową dostawy energii ze źródeł odnawialnych, w tym bezpośrednie dotacje do ceny 1 kWh sprzedawanej do sieci energii, czy stałe i korzystne taryfy przy zakupie.

Po przekroczeniu 5% udziału, finansowe mechanizmy wsparcia dla krajowych dostawców muszą być prawnie rozciągnięte na wszystkich dostawców energii ze źródeł odnawialnych z Unii Europejskiej, którzy także przekroczyli próg 5% udziału OZE w bilansie energii elektrycznej. Energia elektryczna sprzedawana do sieci, według tekstu projektu Dyrektywy, będzie musiała posiadać certyfikat wystawiony przez kompetentny i specjalnie do tego powołany urząd.

Każdy kraj będzie zmuszony określić ilościowe cele produkcji energii ze źródeł odnawialnych (w kWh lub jako udział procentowy) na okres następnych 10 lat wraz ze zdefiniowaniem narzędzi realizacji przyjętego celu. Cel ten i postępy w jego realizacji będą corocznie weryfikowane przez Komisję Europejską.

Co dwa lata Państwa Członkowskie będą musiały przygotować raport o realizacji przyjętych celów i planowanych sposobach usunięcia barier administracyjnych ograniczających wykorzystanie OZE. Raport taki będzie musiał zawierać takie zagadnienia jak: powołanie wyspecjalizowanej instytucji odpowiedzialnej za wydawanie certyfikatów dla instalacji wykorzystujących OZE i potwierdzającej we współpracy z innymi instytucjami ilości wyprodukowanej energii elektrycznej z OZE, oraz przygotowanie uproszczonych procedur administracyjnych planowania i wdrażania instalacji wykorzystujących OZE.

¹⁵² ENER/A3/CJ/cp D(99) 230227: *Proposal for Directive on the Promotion of Electricity from Renewable Energy Sources in the Internal Electricity Market*. DG XVII, Brussels, 1999.

Projekt dużo uwagi przywiązuje do kwestii przyłączenia do sieci nowego dostawcy energii ze źródeł odnawialnych. Wymaga od operatora opracowania przejrzystych zasad dostępu do sieci systemów wykorzystujących OZE, nie dyskryminujących dostawców energii odnawialnej i biorących pod uwagę przyszłe korzyści, jakie instalacje te wniosą dla poprawy funkcjonowania sieci. Operatorzy sieci przesyłowych i rozdzielczych będą zobligowani do opublikowania przyjętych zasad i dostarczenia każdemu z nowych inwestorów pełnej i przejrzystej oceny kosztów związanych z podłączaniem do sieci i niezbędną jej modernizacją, oraz rozliczenia kosztów na wszystkich dostawców energii, którzy będą korzystać z przyłącza. Państwa Członkowskie będą starały się także wypracować mechanizmy, według których dostawcy energii ze źródeł odnawialnych dostarczający energię do sieci i na potrzeby własne, będą mogli rozliczać się na zasadach netto (tzw. *net metering* lub *two-way metering*).

Projekt omawianej dyrektywy został poddany szerokiej konsultacji. Ze strony sektora energetyki odnawialnej zostało sformułowanych szereg uwag. Europejskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej (EWEA) w opinii¹⁵³ z dnia 17 listopada 1999 r. stwierdza, że koniecznym uzupełnieniem do Projektu powinien być prawnie wiążący dla wszystkich Państw Członkowskich Unii, określony procentowo minimalny poziom produkcji energii ze źródeł odnawialnych, gdyż w przeciwnym wypadku wzrost konkurencji na liberalizowanym rynku energii elektrycznej w Europie będzie zachęcał do obniżania cen energii wytwarzanej z paliw kopalnych poprzez obniżanie podatków i nie uwzględnianie kosztów ochrony środowiska. W efekcie nastąpi dalszy spadek konkurencyjności technologii OZE. Inna uwaga EWEA dotyczy zastąpienia progu 5% udziału OZE w bilansie produkcji energii elektrycznej, powyżej którego należy w taki sam sposób wspierać krajowych i zagranicznych dostawców, wymogiem minimalnego poziomu przyrostu (o 5 %) do roku 2010. Takie rozwiązanie dałoby równą szansę wszystkim krajom na wsparcie własnego rynku energetyki odnawialnej i nie dyskryminowałoby sektorów energetyki odnawialnej w krajach, które obecnie przekroczyły 5% próg (Austria, Dania, Finlandia) lub zbliżyły się do niego (Hiszpania, Włochy), przez co zmuszone byłyby współfinansować rozwój sektora energetyki odnawialnej w innych krajach.

Kolejne uwagi wyartykułowane zostały przez inne organizacje proekologiczne i stowarzyszenia aktywne w energetyce odnawialnej w stanowisku opublikowanym w biuletynie Climate Network Europe¹⁵⁴. Szczególnym przedmiotem krytyki w cytowanym stanowisku są kwestie braku uwzględnienia u podstaw tworzonego projektu Dyrektywy faktu wysokiego subsydiowania energetyki konwencjonalnej w Europie (zdaniem autorów sięgającego 15 mld EURO rocznie). Krytykowany jest także brak jasnego wykluczenia z zakresu przedmiotowego projektu dużej energetyki wodnej (moce większe niż 10 MW) i spalarni odpadów oraz brak celów ilościowych w zakresie produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w państwach członkowskich, zbieżnych z celami zawartymi w Białej Księdze Komisji Europejskiej z 1997 roku (12% udział OZE w bilansie energetycznym Unii w roku 2010).

Trudno dokonać jednoznacznej oceny konsekwencji przyjęcia proponowanej dyrektywy dla Polski, jako przyszłego członka Unii. Dyrektywa przyjęta w obecnej wersji narzucałaby konieczność opracowania programu wykorzystania OZE w Polsce, wraz z narzędziami

¹⁵³ EWEA: *Opinion on Proposal for a Directive on the Promotion of Electricity from Renewable Energy Sources in the Internal Electricity Market*. Strona internetowa Danish Wind Turbine Manufacturers Association.

¹⁵⁴ *Principles for Renewable Energy Directive*. Climate Network Europe. Hotspot Climate and Energy Policy. Vol. 8, 1999.

wsparcia ekonomicznego i opracowaniem systemu monitorowania rozwoju tego sektora. Wymusiłaby też pilne wprowadzenie zmian instytucjonalnych, które usamodzielniałyby sektor energetyki odnawialnej w Polsce. Drugi wniosek dotyczy konsekwencji liberalizacji rynku energii elektrycznej dla sektora energetyki odnawialnej w Polsce. Jak nietrudno zauważyć, doktrynalna liberalizacja rynku energii elektrycznej niesie pewne zagrożenia dla energetyki odnawialnej. Zagrożenia te mają jednak mniejsze znaczenie w krajach, w których sektor ten - korzystając z wcześniejszych mechanizmów wsparcia - uzyskał stabilną i partnerską pozycję. Polska do takich krajów nie należy i można oczekiwać, że wprowadzenie zasad pełnej liberalizacji rynku energii elektrycznej, bez odpowiednich mechanizmów zabezpieczających i bez proaktywnego wspierania wykorzystania OZE, znacznie ograniczy możliwości szerszej generacji energii ze źródeł odnawialnych i skáže nasz kraj w przyszłości na import energii (w tym tej droższej ze źródeł odnawialnych) i technologii.

8.2. Przegląd rozwiązań wspomagających rozwój sektora energetyki odnawialnej stosowanych w wybranych krajach

8.2.1. Instytucje i instrumenty wspierające wykorzystanie energii odnawialnej w Niemczech.

Osiągnięcia i cele wspierania rozwoju energetyki odnawialnej w Niemczech

Jednym z obiektywnych powodów wpływających na efektywność wsparcia wykorzystania energii odnawialnej w Niemczech jest wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną. W latach 1990–1998 wyniósł on ponad 25%, a równolegle udział energii odnawialnej w produkcji energii elektrycznej wzrósł z 4,0% do 4,9%.¹⁵⁵ Prawie połowa (ok. 2% z 4,9%) obecnie produkowanej energii z OZE powstaje w elektrowniach wiatrowych, które - dzięki olbrzymiemu rozwojowi w ostatnich latach - osiągnęły pod koniec 1999 r. moc zainstalowaną 4000 MW. Daje to Niemcom pierwsze miejsce w Europie.¹⁵⁶

W średnim horyzoncie czasowym - do roku 2010 - Niemcy planują zwiększyć udział OZE w produkcji energii elektrycznej dwukrotnie (do 10%). W tym samym czasie udział energii odnawialnej w bilansie energii pierwotnej ma wzrosnąć z 2 do 5% (minister Środowiska Niemiec utrzymuje, że do roku 2050 udział ten wzrośnie do 50%).¹⁵⁷

Kwestie ochrony klimatu są jednym z głównych argumentów za aktywnym wspieraniem rozwoju energetyki odnawialnej w Niemczech,¹⁵⁸ obok zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego i ochrony zasobów zgodnie z priorytetami Unii Europejskiej.

Dotychczas podstawowym aktem politycznym i prawnym wspierającym rozwój energetyki odnawialnej była ustawa „*Stromeinspeisungsgesetz*” obowiązująca od 1 stycznia 1991 r.¹⁵⁹

¹⁵⁵ *Verband Deutscher Elektrizitaetswerke (VDEW) 2000: Stromzahlen/Erneuerbare Energien*, Online document. (VDEW = Association of German Electricity Producers)

¹⁵⁶ Buendnis 90/Die Gruenen- Bundestagsfraktion: *Stromeinsspeisungsgesetz: Novelle auf gutem Weg*. Online document: (Faction of the Green Party in Parliament)

¹⁵⁷ Deutscher Bundestag 14 Wahlperiode. 1999. Projekt ustawy Frakcji SDP i Buendnis 90/Die Gruenen z dn. 09.12.99 dotyczącej wsparcia dla producentów energii ze źródeł odnawialnych (Erneubare Energie Gesetz EEG).

¹⁵⁸ Trittin, Juergen: *Erneuerbare Energien: Symbol fuer nachhaltige Entwicklung und zukunftsgerichtete Technik*. Online document. URL: http://www.bmu.de/umpolit/editorial_trittin.htm (Ministry of the Environment), 1999.

¹⁵⁹ *Das Stromeinspeisungsgesetz*. 1990. Ustawa dotycząca dostawy energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych do publicznej sieci energetycznej z dn. 7 grudnia 1990 (BGBl. S. 2633), znowelizowana dnia 19.7.1997 (BGBl. I S. 1618), oraz 24.4.1998 (BGBl. I S. 730, 734).

Ustawa ta jest bardziej szczegółowo omówiona poniżej, razem z projektem nowej ustawy o wsparciu rozwoju energetyki odnawialnej.

Podstawy prawne

Obowiązek poboru energii ze źródeł odnawialnych narzucony zakładom energetycznym

Ustawa o dostawie energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych do publicznej sieci energetycznej (*Das Stromeinspeisungsgesetz* 1990) reguluje obowiązek poboru energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych takich jak: elektrownie wodne, wiatrowe, kolektory słoneczne, biogaz (z wysypisk i oczyszczalni ścieków), spalanie biomasy. Ustawa określa wysokość opłat, które uiszcza publiczny zakład energetyczny za pobór energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Ustawa nie obejmuje instalacji o mocy większej niż 5 MW. W przypadku, gdy instalacja produkująca energię elektryczną ze źródeł odnawialnych nie znajduje się w zasięgu publicznego zakładu energetycznego, obowiązek podłączenia do sieci spada na zakład energetyczny znajdujący się najbliżej producenta.

Cena zakupu energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych

Opłata za energię ze źródeł odnawialnych (małe elektrownie wodne, biogaz i gaz wysypiskowy, elektrociepłownie na biopaliwa), którą obowiązany jest płacić publiczny zakład energetyczny niezależnemu dostawcy, wynosi 80% ceny uśrednionej za energię elektryczną w danym roku.¹⁶⁰ Opłata zależy od wielkości instalacji i daje priorytet małym instalacjom. Na przykład, gdy instalacja wykorzystująca OZE ma moc większa niż 500 kW ww. cena dotyczy tylko energii, którą może wyprodukować instalacja o mocy do 500 kW. Cena za energię wyprodukowaną z mocy zainstalowanej powyżej 500 kW wynosi 65% wartości średniej.

Cena za energię produkowaną w elektrowniach wiatrowych i systemach fotowoltaicznych, którą obowiązany jest płacić publiczny zakład energetyczny producentowi wynosi 90% opłaty uśrednionej za energię elektryczną. Szczegółowe zasady podaje tabela 8.2.

Tabela 8.2. Opłaty za dostawę energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (według *Stromeinspeisegesetz*)

Rodzaj energii odnawialnej	Opłata wyrażona jako% opłaty uśrednionej ¹ (1) lub % średniej z najwyższych wartości miesięcznych mocy w danym roku za energię elektryczną (2) do 5 MW	
	Moc do 0,5 MW	Moc powyżej 0,5 MW
Elektrownie wodne	80%	80% do 500 kW, 65% powyżej 500 kW
Biogaz z wysypiska	80%	80% do 500 kW, 65% powyżej 500 kW
Biogaz z oczyszczalni ścieków	80%	80% do 500 kW, 65% powyżej 500 kW
Energia wiatrowa	90%	
Energia słoneczna	90%	

¹⁶⁰ Opłata uśredniona jest to wartość publikowana przez Główny Urząd Statystyczny za rok poprzedzający, bez podatku, wyrażająca średnią roczną opłatę za energię elektryczną od odbiorcy końcowego.

Systematyczny wzrost produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych

Publiczne zakłady energetyczne zobowiązane są do opracowania planów mających na celu zwiększenie udziału OZE w dostawach energii elektrycznej. Co dwa lata parlament wysłucha sprawozdania z realizacji tych planów.

Oплата wyrównawcza dla zakładów energetycznych

W przypadku, gdy udział energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych przekroczy 5% całkowitej energii dostarczanej odbiorcom końcowym, zakład energetyczny może domagać się opłaty wyrównawczej od dalej położonego zakładu energetycznego.

Prawo wspierające wytwarzanie energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych (Gesetz zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien - Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG)

Proponowane prawo ma wejść w życie na wiosnę 2000 r. z inicjatywy obecnej koalicji rządzącej i ma być kontynuacją *Stromeinspeisungsgesetz*, która uznana została przez rząd federalny za sukces. Podstawowe różnice wynikają z zaliczenia do OZE także energii geotermalnej i metanu odzyskiwanego z kopalń węgla, oraz z odejścia od procentowej formuły ustalania ceny zakupu energii na rzecz opłaty stałej wyrażonej w fenigach za 1 kWh (rewaloryzowanej wraz z inflacją). Ze stałą ceną, ustaloną jako minimalna w nieokreślonym horyzoncie czasowym, potencjalni inwestorzy uzyskają wysoki stopień bezpieczeństwa (ryzyko zostanie zmniejszone do pozostałych elementów przedsięwzięcia). W dalszej części opisano szczegóły proponowanych zmian.

Obowiązek poboru energii ze źródeł odnawialnych przez zakłady energetyczne

Proponowana ustawa reguluje obowiązek zakupu energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych, takich jak: elektrownie wodne, wiatrowe, słoneczne, instalacje wykorzystujące gaz (z wysypisk, oczyszczalni ścieków, odgazowywania kopalń), spalania biomasy, energii geotermalnej. Ustawa określa również wysokość opłat, które uiszcza publiczny zakład energetyczny za pobór energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Ustawa nie obejmuje energii odnawialnej z elektrowni wodnych, energii wytworzonej z gazu wysypiskowego i biogazu z osadów ściekowych o mocy większej niż 5 MW, oraz instalacji produkujących energię elektryczną z biomasy o mocy większej niż 20 MW. W przypadku, gdy instalacja produkująca prąd z energii odnawialnej nie znajduje się w zasięgu publicznego zakładu energetycznego, obowiązek podłączenia do sieci spada na zakład energetyczny znajdujący się najbliżej producenta. W przypadku, gdyby sieć nie była technicznie przygotowana do przyjęcia energii, obowiązek przejęcia przechodzi na najbliższy zakład wyposażony w sieć o wyższym i wymaganym napięciu

Cena zakupu energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych

Sposób, w jaki nowa ustawa reguluje cenę za energię elektryczną ze źródeł odnawialnych przedstawia tabela 8.3.

Oплата wyrównawcza dla zakładów energetycznych

W przypadku, gdy udział energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych przekroczy 1% całkowitej energii dostarczanej odbiorcom końcowym, zakład energetyczny może domagać się opłaty wyrównawczej od dalej położonego zakładu energetycznego lub operatora sieci.

Inne kwestie

Koszty podłączenia do sieci pokrywa właściciel instalacji wytwarzającej energię odnawialną. Koszty wymaganej dla danego przedsięwzięcia rozbudowy sieci pokrywają w połowie zakład energetyczny i właściciel instalacji. Kwestie sporne rozstrzyga specjalna komisja przy Ministerstwie Gospodarki i Technologii, które - przy współpracy Ministerstwa Środowiska, Ochrony Przyrody i Bezpieczeństwa Atomowego oraz Ministerstwa Żywności, Rolnictwa i Leśnictwa - ma obowiązek zdawać sprawozdanie przed Bundestagiem z tempa rozwoju energii odnawialnej oraz proponować odpowiednie zmiany w zakresie opłat za jej wykorzystanie.

Tabela 8.3. Cena za dostawę energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych według projektu nowelizacji prawa w Niemczech

Rodzaj energii odnawialnej	Cena minimalna Pf/kWh		
	do 500 kW	ponad 500 kW	
		stare instalacje	nowe instalacje
Elektrownie wodne	15	12	13
Gaz z wysypisk	15	12	13
Gaz kopalniany	15	12	13
Biomasa	20	16,5 ^a	18 ^a 17 ^b
Energia geotermalna	17,5 ^c	14 ^d	
Energia wiatrowa	17,8	13,8 ^e	17,8 ^f
Energia słoneczna	99,0 ^g		

^a 0,5-5MW

^b >5 MW

^c do 20 MW, i 5 lat od uruchomienia instalacji, ale nie krócej niż do 30.VII.2001 r.

^d ponad 20 MW i powyżej 5 lat

^e dla instalacji, które wytworzą 150% ilości energii elektrycznej przewidzianej dla tego typu instalacji w normach (w zależności od wzniesienia n.p.g, rodzaju wirnika, warunków klimatycznych, prędkości wiatru, etc.)

^f dla instalacji, które nie wytworzą 150% ilości energii elektrycznej przewidzianej dla tego typu instalacji w normach okres płatności kwoty w rubryce nr 2 przedłużony zostaje o dwa miesiące za każdy procent, który brakuje do 150%

^g jednak z zastrzeżeniem, że z każdym rokiem od momentu oddania do eksploatacji opłata będzie maleć o 5%. Przepis ten nie będzie dotyczył nowych instalacji zbudowanych po 30 czerwca roku, w którym zostanie osiągnięta moc zainstalowana w wysokości 350 MW.

Podsumowując podstawowe zapisy nowego prawa można stwierdzić, że rząd federalny, wspierając wzrost produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, przerzuca część zobowiązań finansowych na zakłady energetyczne i przedsiębiorstwa dystrybucyjne. Obecna koalicja rządząca uzasadnia takie podejście nie uwzględnieniem kosztów zewnętrznych produkcji energii z paliw kopalnych, a w szczególności kosztów wynikających z tzw. niskiej emisji, emisji CO₂ oraz utylizacji radioaktywnych odpadów elektrowni jądrowych.¹⁶¹ Takie podejście spotyka się z krytyką ze strony wielkiego przemysłu, który upatruje w proponowanej ustawie zagrożenie dla udziału w europejskim liberalizowanym rynku energii elektrycznej.¹⁶²

¹⁶¹ Deutscher Bundestag 14 Wahlperiode. 1999. Projekt ustawy Frakcji SDP i Buendnis 90/Die Gruenen z dn. 09.12.99 dotyczącej wsparcia dla producentów energii ze źródeł odnawialnych (Erneubare Energie Gesetz EEG).

¹⁶² Verband Deutscher Elektrizitaetswerke (VDEW) 2000: Stromzahlen/Erneuerbare Energien, On line document. (VDEW = Association of German Electricity Producers)

Nowe zasady wsparcia rozwoju energetyki odnawialnej w Niemczech zawierają też pewne wnioski z niedoskonałości poprzednich rozwiązań. Między innymi, w przypadku energetyki wiatrowej, uzależniają one wysokość ceny za energię od warunków naturalnych i wiatrowych. Poprzednie rozwiązania nie różnicowały w tym względzie wysokości dotacji i były powszechnie krytykowane w Unii Europejskiej za nadmierne zyski niektórych inwestorów.

Doświadczenia niemieckie można wykorzystać w pracach nad kształtem stosownych przepisów w Polsce. Są one zachęcające ze względu na efekty, choć kosztowne. Przeciwstawiane im są doświadczenia brytyjskie zawarte w Rozporządzeniu o Paliwach Niekopalnych (NFFO). Zgodnie z NFFO Rząd Brytyjski organizuje przetargi na dostawę określonej ilości energii ze źródeł odnawialnych poniżej wstępnie ustalonej ceny. NFFO jest chwalony za to, że jego stosowanie doprowadziło do znacznego spadku cen na oferowaną przez dostawców energię ze źródeł odnawialnych. Niestety, rozwiązanie brytyjskie nie przyniosło istotnego wzrostu wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych w skali kraju.

Rządowe i pararządowe programy wsparcia energetyki odnawialnej w Niemczech

W uzupełnieniu do otoczenia prawnego regulującego zasady dostępu do sieci elektroenergetycznej i zasady określania cen za sprzedaną energię, w Niemczech bardzo aktywnie stosuje się mechanizmy bezpośredniego wsparcia finansowego udzielanego poprzez agendy rządowe i inne fundusze. Obok istniejących dotychczas programów, od 2000 r. Ministerstwo Gospodarki i Technologii uruchomiło nowy program wsparcia energetyki odnawialnej dysponujący kwotą 200 milionów marek. Środki na ten program pochodzą z ekologicznej reformy podatkowej, wprowadzonej w 1999 r., która nałożyła nowy podatek na energię elektryczną (łącznie z tą wytworzoną ze źródeł odnawialnych). Część powstałego w ten sposób funduszu wraca do sektora energetyki odnawialnej wspierając nowe inwestycje. Przewodnik po zasadach administrowania i wydatkowania tych środków podano poniżej.

***Wytyczne Ministerstwa Gospodarki i Technologii dotyczące środków wspomagających rozwój energii odnawialnej*¹⁶³**

Wytyczne określają środki, które należy przedsięwziąć (np. w formie dotacji lub pożyczek) w celu stworzenia dogodnych mechanizmów rynkowych dla potencjalnych producentów energii ze źródeł odnawialnych, tj.: kolektory słoneczne, instalacje do spalania biomasy, instalacje do utylizacji biogazu i gazu wysypiskowego, elektrownie wodne, instalacje fotowoltaliczne dla szkół, pompy ciepła oraz zakłady geotermalne. Program ma również na celu podnieść konkurencyjność technologii odnawialnych na rynku. Rezultaty działań będą weryfikowane każdego roku. Program dofinansowania koordynuje Urząd ds. Gospodarki (BAW), program *Sonne in der Schule*, będący częścią składową wytycznych, koordynuje instytut badawczy BOE (*Biologie, Energie, Umwelt*). Kredyty obsługuje bank Kreditanstalt fuer Wiederaufbau, z zastrzeżeniem, że w przypadku kredytów większych niż 500 000 DM potrzebna jest zgoda Ministerstwa Gospodarki i Technologii. Program dofinansowania oraz udzielania kredytów obejmuje okres od daty wejścia wytycznych w życie (20 sierpnia 1999 r.) do dnia 15 października 2002 r.

Warunki finansowania projektów z zakresu energii odnawialnej

Dotacjami oraz możliwością uzyskania kredytu Ministerstwa Gospodarki i Technologii objęte są inwestycje energetyki odnawialnej zgodnie z uwarunkowaniami finansowymi podanymi

¹⁶³ Bundesministerium fuer Wirtschaft und Technologie c. Richtlinien zur Foerderung von Massnahmen zur Nutzung erneubarer Energien II IA5-02 5143/2. Wytyczne Ministerstwa Gospodarki i Technologii dot. środków wspomagających rozwój energii odnawialnej z dn. 20 sierpnia 1999.

w tabeli 8.4.

Tabela 8.4. Warunki finansowania inwestycji energii odnawialnej

Rodzaj instalacji	Warunki finansowania
Kolektory słoneczne	<u>dotacje:</u> od 100 do 325 DM na 1m² powierzchni kolektora w zależności od jego rodzaju, wydajność minimalna 350 kWh/m²/rok, dla inwestycji zainstalowanych przed 31 grudnia 2000 r. dodatkowo 150-300 DM <u>kredyty:</u> do wysokości 250 000 DM, powierzchnia kolektorów musi być większa od 75-100 m² w zależności od rodzaju kolektora, wydajność minimalna 350 kWh/m²/rok
Systemy fotowoltaiczne	<u>dotacje:</u> jednorazowe dla każdego projektu: 6 000 DM na układy fotowoltaiczne dla szkół udzielane w ramach projektu <i>Sonne in der Schule</i> o mocy nominalnej większej niż 1 kWp¹⁶⁴
Spalanie biomasy	<u>dotacje:</u> 80-120 DM za 1 kW wyprodukowanej energii cieplnej, nie więcej jednak niż 4000 DM, 360 DM/kW wyprodukowanej energii elektrycznej, instalacje o mocy nominalnej nie przekraczającej 50 kW, ograniczenia emisji tlenku węgla i pyłów w zależności od wielkości instalacji <u>kredyty:</u> do wysokości 1 500 000 DM, instalacje o mocy nominalnej nie przekraczającej 50 kW, ograniczenia emisji tlenku węgla i pyłów w zależności od wielkości instalacji
Instalacje do utylizacji biogazu	<u>dotacje:</u> udzielane indywidualnie, należy spełnić warunki bezpieczeństwa określone w normie <u>pożyczki:</u> do 30% kosztów inwestycyjnych i 300 000 DM, spełnienie warunków bezpieczeństwa określonych w normie
Pompy ciepła	<u>dotacje:</u> do kwoty 20 000 DM, 100 DM/kW dla instalacji o mocy do 13 kW, 200 DM/kW dla instalacji o mocy przekraczającej 13 kW, chłodziwo nie może zawierać freonu, pompy muszą osiągnąć określony współczynnik sprawności <u>kredyty:</u> udzielane pod warunkiem, że czynnik chłodniczy nie zawiera freonu, pompy muszą osiągnąć określony współczynnik sprawności
Instalacje do odzysku energii	<u>kredyty, dotacje:</u> współczynnik odzysku energii musi być większy niż 60%
Elektrownie wodne	<u>dotacje:</u> instalacje o mocy nominalnej nie przekraczającej 500 kW <u>kredyty:</u> na budowę nowej instalacji 1 500 DM/kW, na rozbudowę i reaktywację (m.in. 3 lata przestoju) 600 DM/kW instalacje o mocy nominalnej nie przekraczającej 500 kW
Zakłady geotermalne	<u>kredyty:</u> 200 DM/kW do 2 000 000 DM
Projekty prototypowe i demonstracyjne	<u>kredyty, dotacje:</u> udzielane indywidualnie dla instalacji wyprodukowanych w nie więcej niż w 4 wdrożeniach.

¹⁶⁴ szczytowa moc nominalna podana przez producenta.

Niektóre z funduszy będących w dyspozycji Ministra Gospodarki i Technologii są także zawarte w oddzielnych kampaniach i programach. Poniżej przedstawiono listę ważniejszych programów i kampanii rządowych realizowanych obecnie, oraz agencje zarządzające tymi programami.

100.000 Daecher Solarstromprogramm - program mający na celu budowę 100 000 nowych układów fotowoltalicznych o wydajności łącznej 300 MW.

Oeko-Zulage fuer Eigenheime - program wspomagający wyposażanie w kolektory słoneczne domów jednorodzinnych, zapewnia dofinansowanie przez 8 lat 2% wydatków, jednak nie więcej niż 500 DM w roku.

Solar-na klar! - największa, niekomercyjna kampania promująca ogrzewanie domów energią słoneczną w Niemczech, cel kampanii to zwiększenie do 2003 r. powierzchni instalowanych kolektorów słonecznych z 400.000 m² na rok do 2.4 milionów m² rocznie.

Solarschulen 2000 - ma na celu wprowadzenie dzieci i młodzieży w tematykę energii odnawialnej, w ramach projektu będzie organizowany konkurs międzyszkolny na budowę kolektora słonecznego, na finansowanie projektu przeznaczono 2 miliony DM.

Organizacje rządowe i współpracujące z rządem niemieckim w zakresie wspomagania rozwoju wykorzystania energii odnawialnej w Niemczech

Jednostki zajmujące się pomocą w realizacji projektów energii odnawialnej finansowane częściowo lub całkowicie ze środków budżetowych w Niemczech przedstawiono w tabeli 8.5.

Tabela 8.5. *Najważniejsze rządowe i pararządowe instytucje niemieckie odpowiedzialne za energetykę odnawialną.*

Organy administracji państwowej	Banki	Inne
Ministerstwo Gospodarki i Technologii Ministerstwo Środowiska, Ochrony Przyrody i Bezpieczeństwa Atomowego Ministerstwo Żywnienia, Rolnictwa i Leśnictwa Ministerstwo Edukacji i Badań Ministerstwa Środowiska poszczególnych landów Federalny Urząd Gospodarki (BAW)	- Kreditanstalt fuer Wiederbau - Deutsche Ausgleich Bank	- BOE instytut badawczy - DBU fundacja

Poniżej opisano szereg fundacji, funduszy i agencji współpracujących z agendami rządowymi we wspieraniu energetyki odnawialnej.^{165,166,167,168,169,170,171,172}

¹⁶⁵ BEO. 1999. BEO in Ueberblick (BEO Opis Działalności) [on-line]. Strona internetowa organizacji BEO.

¹⁶⁶ Beurger-Infomation Neue Energietechniken (BINE). 1999. Beurger-Infomation Neue Energietechniken. Strona internetowa organizacji.

¹⁶⁷ Bundesministerium fuer Wirtschaft und Technologie (BMWi). 1999a. Foerderbank des Bundes [on-line]. Strona internetowa Ministerstwa Gospodarki i technologii.

¹⁶⁸ Bundesdeutscher Arbeitskreis fuer Umweltbewusstes Management (BAUM). 1999. Bundesdeutscher Arbeitskreis fuer Umweltbewusstes Management. Strona internetowa organizacji.

¹⁶⁹ DBU. 1999. Bundestiftungsgrundlagen (Opis działalności fundacji) [on-line]. Strona internetowa DBU.

Bundesamt fuer Wirtschaft - Federalny Urząd ds. Gospodarki (BAW) - jest niezależną jednostką przy Ministerstwie Gospodarki i Technologii, zajmującą się wspomaganiem rozwoju gospodarczego, nadzorem nad dostawą energii oraz praktycznym wprowadzaniem w życie politycznych decyzji. Na zlecenie Ministerstwa, BAW prowadzi projekty w zakresie doradztwa, rozpowszechniania informacji i szkolenia. Jest partnerem Międzynarodowej Agencji Energetycznej. W zakresie energii odnawialnej BAW posiada możliwości dofinansowania projektów, nadzorując udzielanie dotacji określonych w Wytocznych Ministerstwa Gospodarki i Technologii dot. środków wspomagających rozwój energii odnawialnej.

Kreditanstalt fuer Wiederbau (KfW) - jest to jeden z największych banków w Niemczech zajmujących się finansowaniem programów rozwoju gospodarczego. W zakresie energii odnawialnej bank uczestniczy w finansowaniu m.in. budowy kolektorów słonecznych, instalacji do spalania biomasy, instalacji do odzyskiwania i wykorzystywania biogazu, budowy elektrowni wodnych, instalacji pomp ciepła, projektów mających na celu zmniejszenie zużycia energii poprzez zastosowanie energii słonecznej i pomp ciepła. KfW obsługuje i nadzoruje udzielanie kredytów określonych w Wytocznych Ministerstwa Gospodarki i Technologii dot. środków wspomagających rozwój energii odnawialnej.

Deutsche Ausgleich Bank – w ramach tzw. programu ERP, bank finansuje projekty ochrony środowiska z zakresu m.in.: energii odnawialnej i poszanowania energii (np. odzysk ciepła, współwytworzenie energii elektrycznej i ciepła, modernizacja elektrociepłowni, wykorzystanie energii odnawialnych: wodnej i wiatrowej, słonecznej, geotermalnej i z biomasy). Warunki udzielania kredytu: 50% kosztów inwestycyjnych do wysokości 1 mln marek na inwestycję w starych landach i do 2 mln DM dla nowych, stopa procentowa 5% dla starych landów i 4,5% dla nowych. Okres spłaty 10-15 lat (2 lata karencji - bez spłaty) dla starych landów i 15 do 20 lat (5 lat bez spłaty) dla nowych. Dostępny jest również kredyt dla prywatnych gospodarstw w zakresie wykorzystania energii odnawialnych, oprocentowany na 2,5% na okres do 6 lat.

Projekttraeger Biologie, Energie, Umwelt (BOE) - jednostka badawcza zajmująca się realizacją projektów Ministerstwa Gospodarki i Technologii oraz Ministerstwa Edukacji i Badań, jest jednostką Centrum Badań Juelich (centrum badawcze zatrudniające 4 300 specjalistów z dziedziny fizyki, chemii, biologii, medycyny, oceanologii, którzy prowadzą badania w dziedzinie energii, informatyki, materiałoznawstwa). BAW nadzoruje przebieg programu „Sonne in der Schule” określonych w Wytocznych Ministerstwa Gospodarki i Technologii dot. środków wspomagających rozwój energii odnawialnej.

Deutsche Bundesstiftung Umwelt - Niemiecka Fundacja ds. Środowiska (DBU) - organ działający od 1990 roku, powstał ze sprzedaży firmy państwowej Salziger AG. W ciągu 9 lat działalności DBU sfinansowała 35 000 projektów o łącznej wartości 1,4 miliarda DM. Najważniejszym celem organizacji jest pomoc dla projektów ochrony środowiska, związanych z niemiecką gospodarką (głównie małe i średnie przedsiębiorstwa). Jej działania

¹⁷⁰ Informationszentrum fuer betrieblichen Umweltschutz(IfbU). 1999 a. ERP-Umwelt und Energiesparprogramm der Deutschen Ausgleichbank [on-line].

¹⁷¹ Informationszentrum fuer betrieblichen Umweltschutz(IfbU). 1999 c. Umweltprogramm der kreditanstalt fuer Wiederaubau [on-line].

¹⁷² Kreditanstalt fuer Wiedrebau (KfW). 1999. Kreditanstalt fuer Wiedrebau. Strona internetowa banku.

mają uzupełniać a nie pokrywać się z dziedzinami zainicjowanymi przez organy administracji państwowej. Najważniejsze obszary działalności DBU to wspieranie nowych rozwiązań technicznych, przy czym finansowane rozwiązanie musi rokować nadzieje na możliwość zastosowania na szerszą skalę. DBU finansuje projekty, które nie otrzymują pomocy ze środków rządowych. Pomoc ma zazwyczaj postać częściowego dofinansowania, przykładowe projekty energii odnawialnej finansowane z projektów DBU to:

- wyposażenie ok. 300 kościołów w makiety demonstrujące wykorzystanie energii słonecznej,
- materiały edukacyjne mające na celu promocję energii odnawialnej w szkołach, do 10 000 DM na projekt,
- materiały demonstrujące wykorzystanie OZE, ok. 150 000 DM na projekt,
- projekty mające na celu promocję energii odnawialnej w małych i średnich przedsiębiorstwach.

DtA Umweltprogramm - program częściowej spłaty oprocentowania ze środków Ministerstwa Środowiska, Ochrony Przyrody i Bezpieczeństwa Atomowego. Finansowane są działania mające na celu oszczędność i racjonalne wykorzystanie energii, oraz wykorzystanie energii odnawialnej. Warunki finansowania: kredyt do 70% kosztów inwestycyjnych, oprocentowanie 4,9 %.

FNR Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe - Federalna Agencja Biomasy i Surowców Odnawialnych, działając w imieniu Ministerstwa Żywnienia, Rolnictwa i Leśnictwa oraz w porozumieniu z innymi ministerstwami, jest najbardziej wyspecjalizowaną w energetyce odnawialnej instytucją niemiecką. Opracowuje strategie i plany rozwoju energetyki odnawialnej oraz koordynuje programy i finansuje projekty energetycznego wykorzystania biomasy. Ze względu na specjalny charakter, została bliżej opisana w rozdziale 8.4, razem z innymi agencjami i centrami odpowiedzialnymi za rozwój energetyki odnawialnej.

Z powyższej analizy i przedstawionego przeglądu wynika, że dużą rolę we finansowym wsparciu rozwoju energetyki odnawialnej odegra wprowadzona w ubiegłym roku ekologiczna reforma podatkowa. Wielość i różnorodność instytucji finansujących wykorzystanie OZE w Niemczech sprzyja wprowadzaniu wyspecjalizowanych programów, dostosowanych do potrzeb różnych grup odbiorców. Warto zwrócić uwagę na fakt, że pomimo różnorodności oferowanych programów, są one jednak odpowiednio koordynowane przez agendy rządowe.

Analizując strukturę instytucjonalną oraz system funduszy ekologicznych wspierających rozwój energetyki odnawialnej w Niemczech, można doszukać się kilku podobieństw do sytuacji w Polsce. Poszukując odpowiedzi na pytanie dlaczego skuteczność krajowego systemu wsparcia energetyki odnawialnej jest niższa, należy zwrócić uwagę na fakt, że w Niemczech rozwój energetyki odnawialnej odbywa się w ramach przemyślanej strategii i programów, podczas gdy w Polsce jest on bardziej wynikiem pojedynczych i incydentalnych inicjatyw oddolnych.

8.2.2. Polityka wykorzystania OZE w Danii i mechanizmy wsparcia

Historia, warunki, udział obecny, tendencje, udział poszczególnych typów OZE

Dania była pierwszym krajem, który rozpoczął promocję energii odnawialnej po kryzysie naftowym w 1973 roku. Obecnie sektor OZE tego kraju jest jednym z najlepiej rozwiniętych

w Europie.¹⁷³ Aktualna produkcja energii odnawialnej w Danii wynosi 75 975 TJ¹⁷⁴ i zaspokaja 10% końcowego zapotrzebowania na energię (1998)¹⁷⁵. Według szczegółowych danych z 1997 r.¹⁷³, najważniejsze jej źródła stanowi biomasa, która pokrywa 5% zapotrzebowania oraz energia wiatru (7,0 PJ). Energetyczne wykorzystanie biomasy to: spalanie drewna opałowego, zrębków drzewnych i brykietów (21,0 PJ), spalanie słomy (13,4 PJ) oraz wykorzystanie biogazu (2,4 PJ). W dalszym ciągu znaczącą rolę w bilansie odgrywa spalanie komunalnych odpadów organicznych (27,6 PJ).

Na politykę wykorzystania OZE w Danii wpływają następujące czynniki:

- Dania postawiła sobie za cel redukcję emisji CO₂ o 50% w okresie od 1998 r. do 2030 r. W związku z tym paliwa tradycyjne, takie jak olej i węgiel zastępowane są paliwami bardziej przyjaznymi środowisku: gazem i OZE.
- Sektor energetyczny w Danii jest w dużym stopniu zdecentralizowany, wiele jednostek produkuje na potrzeby własne. Ogółem istnieje ponad 100 przedsiębiorstw dystrybucyjnych, w których partycypują przedstawiciele samorządów oraz biznesu.
- W Danii wdrażana jest obecnie reforma sektora elektrycznego, grzewczego i gazowego, ukierunkowana jest na urynkowanie, liberalizację i decentralizację. Reforma ta została zatwierdzona 3 marca 1999 r. i zakłada między innymi usamodzielnienie energetyki odnawialnej. Reforma ma wejść w pełni w życie 1 stycznia 2003 r.¹⁷⁶

Liberalizacja i silna pozycja sektora gazowniczego jest poważnym wyzwaniem dla energetyki odnawialnej w Danii. Gaz ziemny, w tym komunalne systemy grzewcze, gdzie priorytetem jest nadal gaz, stanowią silną konkurencję dla energetyki odnawialnej.

Polityka: cele jakościowe i ilościowe

Dania posiada jeden z najlepszych w świecie systemów promocji i planowania energii odnawialnej. Była pierwszym krajem, który stworzył program wspierania energetyki odnawialnej, głównie wiatrowej i biomasy. Program ten, o nazwie „ENERGIA 2000”, powstał w 1990 r., był aktualizowany w latach 1993 i 1995¹⁷⁷. Obecnie polityka wspierania energetyki odnawialnej opiera się głównie na opracowanej w 1996 r. polityce energetycznej ENERGY 21. Według tego dokumentu, energia odnawialna ma stanowić 20% ogólnej produkcji energii do roku 2003, 30% do 2010 a ponad 75% do roku 2030¹⁷⁸. Szczegółowe cele wyznaczone dla odnawialnych źródeł w Danii zaprezentowano w tabeli 8.6.

Z przedstawionych danych wynika jak priorytetowe znaczenie ma dla Danii energetyczne wykorzystanie biomasy i energii wiatru. W sektorze energetycznego wykorzystania biomasy warto zauważyć przewidywane ograniczenie energetycznego wykorzystania odpadów komunalnych oraz szybki przyrost wykorzystania plantacji energetycznych.

Szczegółowymi celami polityki są - obok dalszego rozwoju energetycznego wykorzystania biomasy i energetyki wiatrowej - także promocja nowych źródeł energii: pompy ciepła, systemy fotowoltaiczne, ogrzewanie słoneczne, energia fal i pływów morskich¹⁷⁹. Przy

¹⁷³ Bess M.: *Country Profiles: Working Group European Energy Briefing Paper*. PHARE BG9307-03-L001. ESD, 1997.

¹⁷⁴ www.ens.dk/uk/Statistics/uk98/tab_overblik.htm

¹⁷⁵ www.ens.dk/pub/EPR/epr99uk.htm

¹⁷⁶ Daugaard N., Lorenzen K. *Report on Electricity Legislation in Denmark*. Energy Centre Denmark, 1999.

¹⁷⁷ OECD/IEA: *Common Action for Renewable Electricity Generation. Annex I Expert Group – Policies and Measures for Common Action*. 1997.

¹⁷⁸ Daugaard N., Lorenzen K.: *Report on Electricity Legislation in Denmark*. Energy Centre Denmark. 1999.

¹⁷⁹ www.ens.dk/e21/e21uk/underkap/23.htm

wdrażaniu tych zamierzeń stosowane mają być następujące narzędzia:

- wsparcie badań i rozwoju technologii,
- projekty demonstracyjne,
- granty inwestycyjne,
- odpowiedni system podatkowy,
- kampanie informacyjne,
- wzmacnianie współpracy pomiędzy władzami lokalnymi, organizacjami ekologicznymi i energetycznymi, dostawcami technologii i innymi zainteresowanymi grupami,
- włączenie kampanii na rzecz OZE do lokalnych Agend 21¹⁸⁰,
- promocja małoskalowych, rozproszonych technologii OZE (systemy fotowoltaiczne, przydomowe turbiny wiatrowe)¹⁸¹.

Tabela 8.6. Program energetycznego wykorzystania OZE w Danii do roku 2030 w PJ

Rodzaj OZE	1997	2000	2005	2010	2030
Biomasa ogółem	63,4	73,4	84,9	95,9	145,7
• Słoma	13,4	24,8	26,7	27,7	33,6
• Drewno	21,0	23,8	26,5	26,5	24,3
• Biogaz	2,4	5,2	9,0	13,2	20,0
• Plantacje energetyczne	0,0	0,1	0,2	5,9	45,7
• Odpady komunalne	27,6	22,7	22,6	22,6	22,1
Energetyka wiatrowa	7,0	8,6	13,8	22,7	59,8
Fotowoltaika	0,3	0,6	1,0	1,4	3,0
Geotermia, hydroelektrownie, inne	3,4	0,7	1,9	2,8	26,4
OZE OGÓŁEM	75,1	86,4	101,6	122,8	234,7*

* Zgodnie z ENEGY 21, całkowite zużycie energii w Danii w latach 1997–2030 utrzymywać się będzie na poziomie 800 PJ

Struktura instytucjonalna tworzenia i wdrażania polityki energetycznej

Naczelną władzę w Danii jest jednoizbowy Parlament. Polityka energetyczna, w tym polityka wykorzystania energii odnawialnej, tworzona jest przez parlamentarne komitety: **Komitet Środowiska i Planowania Regionalnego** oraz **Komitet Energii**. Komórką wykonawczą dla tej polityki jest **Ministerstwo Środowiska i Energii (MSE)**, które powstało w 1995 r. z połączenia Ministerstwa Środowiska i Ministerstwa Energii. We wdrażaniu polityki państwa uczestniczą też następujące organy:

- **Duńska Agencja Energii** - instytucja podlegająca Ministerstwu Środowiska i Energii, powstała ona w roku 1976. Jej zadania to: przygotowywanie rządowych ustaw i planów wykonawczych do polityki energetycznej, przyznawanie grantów, promocja energetyki odnawialnej, koordynacja programów badawczo-rozwojowych.¹⁸²
- **Duńska Agencja Środowiska**, podlega także Ministerstwu Środowiska i Energii i obsługująca duński fundusz ochrony środowiska.
- **Duńska Rada Konkurencji**, podlega Ministerstwu Biznesu i Przemysłu, bierze udział w ustalaniu cen energii, stanowi sekretariat Komitetu ds. Cen Elektryczności, Ciepła i Gazu.
- **Rada Nadzoru Energii** powołana w celu kontroli warunków podłączania niezależnych dostawców energii do sieci

¹⁸⁰ www.ens.dk/e21/e21uk/underkap/23.htm

¹⁸¹ www.ens.dk/pub/EPR/epr99uk.htm

¹⁸² The Danish Energy Agency (DEA): *The Danish Energy Agency Homepage*. URL: www.ens.dk/uk/about.htm. Aktualizacja: 6.12.1999.

Jednostkami samorządowymi są powiaty oraz gminy. Każdy szczebel ma wydział ochrony środowiska (w tym także energetyki odnawialnej). W powiatowym wydziale ochrony środowiska zatrudnionych jest 70 osób, w gminnych 3 do 4.¹⁸³

Prawo służące wykorzystaniu OZE

W dziedzinie OZE w Danii zastosowanie mają następujące akty prawne:

- ustawa *Duńskie Prawo Zaopatrywania w Elektryczność*, najważniejszy dokument prawny w dziedzinie energii elektrycznej,
- ustawa o wykorzystaniu OZE¹⁸³,
- ustawa o subsydiach państwowych dla produkcji elektryczności (1991 r.),
- ustawa o subsydiach państwowych na rzecz promocji wykorzystania biopaliw oraz współwytworzenia ciepła i elektryczności 1992 r.,
- ustawa o zaopatrzeniu w ciepło (1990 r.)¹⁸⁴.

Propozycje nowych aktów prawnych, w związku z reformą sektora elektroenergetycznego, to:

- ustawa o zaopatrzeniu w energię elektryczną,
- ustawa o limitach emisji CO₂,
- poprawka do ustawy o zaopatrzeniu w ciepło,
- poprawka do ustawy o subsydiach na produkcję energii,
- poprawka do ustawy o wykorzystaniu OZE¹⁸⁵.

Prawny obowiązek zakupu energii z OZE i wykorzystania OZE

Rozporządzenie Ministerstwa Środowiska i Energii Danii z dnia 1 lipca 1996 r. stanowi, że zakłady dystrybucji energii zobowiązane są do zakupu elektryczności pochodzącej ze źródeł odnawialnych. W obowiązującym dotychczas systemie, producenci energii z niektórych źródeł odnawialnych (elektrownie wiatrowe, systemy fotowoltaiczne) otrzymują cenę za sprzedawaną energię w wysokości 85% ceny dla odbiorców końcowych (0,051 Euro/kWh w 1997 r.). Inni producenci energii ze źródeł odnawialnych mają nieco mniej atrakcyjne warunki zakupu energii z OZE. Wszyscy dostawcy energii ze źródeł odnawialnych mogą dodatkowo korzystać z dopłat do cen energii. Każdy dostawca energii ze źródeł odnawialnych może korzystać z dopłaty 10 öre/kWh. Dodatkowo dostawcy energii z elektrowni wiatrowych, systemów fotowoltaicznych, małych elektrowni wodnych i biogazowni korzystają z dopłaty 17 öre/kWh (z dostępu do tego typu dopłaty wyłączone są instalacje wiatrowe i biopaliwowe będące w posiadaniu zakładów energetycznych).

Kwestie cen za energię ze źródeł odnawialnych sprzedawaną do sieci będą miały w Danii mniejsze znaczenie po wprowadzaniu limitów emisji CO₂ i minimalnych udziałów energii ze źródeł odnawialnych w bilansach przedsiębiorstw energetycznych, oraz handlu emisjami i certyfikatami na zakup energii ze źródeł odnawialnych. Zgodnie z nową propozycją ustawy duńskie prawo zaopatrzenia w energię elektryczną, ceny i dopłaty do cen energii z OZE, ustalane z góry funkcjonować będą w formie zanikającej tylko do 2009 r.¹⁸⁵ Przygotowana reforma sektora elektroenergetycznego zakłada, że nabywcy energii będą zobowiązani do zakupu rosnących stopniowo ilości energii ze źródeł odnawialnych. W wyniku prowadzenia aktywnej polityki rządu przewiduje się, że w 2010 r. udział źródeł odnawialnych

¹⁸³ Daugaard N., Lorenzen K.: *Report on Electricity Legislation in Denmark*. Energy Centre Denmark, 1999.

¹⁸⁴ OECD/IEA: *Common Action for Renewable Electricity Generation. Annex I Expert Group – Policies and Measures for Common Action*. 1997.

¹⁸⁵ Daugaard N., Lorenzen K.: *Report on Electricity Legislation in Denmark*. Energy Centre Denmark, 1999.

w całkowitym zużyciu energii elektrycznej w Danii wyniesie 20%¹⁸⁶. Po roku 2010, konsumenci energii będą musieli zaopatrzyć się w specjalne „zielone certyfikaty” potwierdzające zakup energii ze źródeł odnawialnych w ilości odpowiadającej zużyciu energii, a producenci energii będą zmuszeni przygotować ofertę dostaw energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych.¹⁸⁵ Certyfikaty wystawiane będą na zakup energii odnawialnej z źródeł o mocy do 10 MW. Zakłada się, że w okresie przejściowym tworzenia rynku handlu certyfikatami, najniższa cena otrzymywana w wyniku sprzedania „zielonego certyfikatu” dla dostawców energii ze źródeł odnawialnych wyniesie 10 öre/kWh, podczas gdy ceny energii dla konsumentów, zobligowanych do zakupu „zielonego certyfikatu”, wyniosą 27 öre/kWh.

W przypadku energii cieplnej, obowiązująca obecnie ustawa o zaopatrzeniu w ciepło (1990 r.) nakłada obowiązek konwersji wszystkich komunalnych systemów grzewczych na systemy skojarzone, wykorzystujące biomasę lub gaz ziemny.¹⁸⁷

Regulacje podatkowe sprzyjające wykorzystaniu OZE

Dania jest krajem aktywnie stosującym mechanizmy podatkowe służące wsparciu rozwoju energetyki odnawialnej. Poniżej omówiono te z nich, które wpływają na obniżenie wymiaru podatku dochodowego dla producentów energii ze źródeł odnawialnych oraz te, które wpływają na podniesienie ceny energii produkowanej z wykorzystaniem paliw kopalnych i pośrednio poprawiają konkurencyjność OZE:

- **Podatki dla właściciela siłowni wiatrowych.** Mają oni do wyboru dwie możliwości. Mogą płacić podatek tylko od wpływów ze sprzedaży (bez wliczenia zużycia własnego), ale bez możliwości odliczenia amortyzacji. Jest to zachęta dla właścicieli którzy mają mały udział kapitałowy w inwestycjach wiatrowych. Drugi model polega na tym, że płaci się pełny podatek (również od ilości zużytej energii na własne potrzeby), ale z możliwością odliczenia amortyzacji od przychodu.
- **Podatki dla zakładów energetycznych.** Zakłady energetyczne obecnie nie płacą podatków od sprzedaży energii, ale gdy producenci będą sprzedawać energię po cenach rynkowych podatki zostaną wprowadzone.
- **Zniesienie podatków dla małych przedsiębiorstw.** Zgodnie z nową ustawą o podatkach, małe zakłady produkcyjne (o mocy elektrycznej poniżej 150 kW) nie płacą podatków od własnego zużycia, lecz specjalne „zielone raty” od zużycia paliwa. Ten przepis ma zachęcić do rozwoju małych jednostek wykorzystujących energię odnawialną uwalniając inwestorów od płacenia podatków od zużycia energii elektrycznej.
- **Podatki produktowe od paliw.** Podatki te dotyczą zakupu paliw używanych na cele grzewcze (nie do produkcji elektryczności). Podatki za produkcję elektryczności wliczone są w podatki (koszty) konsumenta. System taki wynika z potrzeby ochrony eksportu elektryczności i ta dysproporcja jest kompensowana przez specjalne mechanizmy. Wysokości opłat produktowych na paliwa i podatków ekologicznych przedstawiono w tabeli 8.7.

Gospodarstwa domowe i sektor publiczny płacą pełne podatki, przemysł płaci też dodatkowe podatki za zużycie paliw w niektórych procesach produkcyjnych. Przychody uzyskane z podatków CO₂ i SO₂ są przeznaczane na inwestycje, fundusze socjalne itp. Po reformie podatki wzrosną, co zwiększy pulę subsydiów na wykorzystanie energii ze źródeł odnawialnych.

¹⁸⁶ www.ens.dk/pub/EPR/epr99uk.htm

¹⁸⁷ OECD/IEA: *Common Action for Renewable Electricity Generation. Annex I Expert Group – Policies and Measures for Common Action*. 1997.

Energia z OZE nie podlega podatkom ekologicznym i opłatom produktowym. Jest to dodatkowa zachęta dla przedsiębiorstw obrotu energią do zakupu energii ze źródeł odnawialnych po wyższej cenie. Mimo to, według duńskich ekspertów, podatki nie okazały szczególnie efektywnym narzędziem dla rozwoju energetyki odnawialnej. Ważniejszą rolę odegrały dotacje i regulacje dotyczące cen zakupu energii ze źródeł odnawialnych. Nie ulega natomiast wątpliwości, że podatki przyczyniły się wydatnie do redukcji wpływu energetyki na środowisko.¹⁸⁸

Tabela 8.7. Podatki pośrednie w Danii¹⁸⁸

Rodzaj	Wysokość podatku
Podatek węglowy CO ₂ (nałożony na wszystkie paliwa węglowodorowe),	100 DKK/tona emitowanego CO ₂
Opłata produktowa na paliwa kopalne olej, węgiel, gaz, elektryczność,	41 DKK/GJ energii zawartej w nośniku
Podatek SO ₂ , ale tylko gdy zawartość siarki w paliwie przekroczy 0,05%	20 000 DKK/tony siarki zawartej w emitowanym SO ₂

Subsydia, dotacje i kredyty preferencyjne

Subsydia bezpośrednie realizowane są przez udzielanie dotacji z budżetu państwa w ramach programów celowych. Obecnie istnieją cztery programy oferujące wsparcie finansowe na przedsięwzięcia inwestycyjne:

- program badań, demonstracji i wdrożeń w energetyce (wprowadzony jako narzędzie realizacji ENERGY 21), oferujący energetyce odnawialnej dotacje w wysokości do 100% kosztów nowatorskich inwestycji (średnio ok. 50%);
- program rozwojowy dla energii odnawialnej (istniejący od 1992 r.);
- rządowe dotacje na decentralizację systemów grzewczych i energetyczne wykorzystanie OZE, głównie biomasy (funkcjonujący od 1992 r.). Standardowa wysokość dotacji wynosi 30% całkowitych nakładów inwestycyjnych;
- dotacje na projekty badawczo-rozwojowe i wdrożenia w zakresie prowadzenia upraw energetycznych, oferowane w latach 1993-2001 przez duńskie Ministerstwo Żywności, Rolnictwa i Rybołówstwa¹⁸⁹.

Subsydia pośrednie przydzielane są w formie ulg podatkowych, preferencyjnych cen energii elektrycznej z OZE (za 1 kWh z OZE producenci otrzymują obecnie do 0,036 Euro z budżetu państwa). Zakłady energetyczne, w ramach obecnie obowiązujących przepisów, mają prawo do obciążania nabywców elektryczności dodatkową opłatą pobieraną z góry, przeznaczoną na inwestycje o dłuższym okresie zwrotu nakładów, w tym na inwestycje służące wykorzystaniu OZE.

W ocenie ekspertów subsydia mają ogromny wpływ na rozwój energii odnawialnej w Danii. Subsydia będą jednak stopniowo wycofywane, w miarę wprowadzania „zielonych cen” i „zielonych certyfikatów”, a koszty związane z produkcją energii odnawialnej będą włączone do ceny energii¹⁹⁰.

¹⁸⁸ Lorenzen K.: *Fiscal Measures and Grant/subsidies in Denmark*. Energy Centre Denmark, 1999.

¹⁸⁹ Blicher-Mathiesen U.: *Demonstration Trials of Energy Crops in Denmark*. Proc. of the Conference „Energy and agriculture”, Agricultural University of Athens, 2-5 June 1999.

¹⁹⁰ Lorenzen K.: *Fiscal Measures and Grant/subsidies in Denmark*. Energy Centre Denmark, 1999.

Przykłady duńskich programów branżowych na wykorzystanie OZE

Istotne znaczenie dla energetyki odnawialnej, w zmieniającej się rzeczywistości politycznej i gospodarczej, ma spójność między planowaniem w energetyce, planowaniem przestrzennym i lokalnym planowaniem wykorzystania energetyki odnawialnej. Nie wszystkie technologie OZE są jednakowo promowane i uwzględniane w planowaniu energetycznym, przez co ujawnia się pewna dysproporcja w rozwoju wykorzystania różnych źródeł energii odnawialnej (niektóre są bardziej wspierane od innych)¹⁹¹.

Najsilniejszą pozycję w sektorze energetyki odnawianej w Danii mają energetyka wiatrowa i energetyczne wykorzystanie biomasy. W celach promocyjnych na wyspie Samsø od 1997 r. prowadzi się program polegający na 100% pokryciu zapotrzebowania na energię z OZE¹⁹². Program ten ma pokazać wzajemną komplementarność technologii OZE, także i w nim dominujące znaczenie będzie miała energia biomasy i energia wiatru.

Energia biomasy. Aby lepiej dopasować technologię wykorzystania biopaliw do systemu energetycznego i zwiększyć jej atrakcyjność komercyjną, rząd Danii oraz inne zainteresowane strony stworzyły w 1993 roku „Kontrakt dla Biomasy”¹⁹³, zgodnie z którym zużycie biomasy na cele energetyczne ma w roku 2000 wzrosnąć do co najmniej 75 PJ, czyli do 10% całkowitego zapotrzebowania. Planowany jest wzrost zużycia biomasy m.in. w zakładach produkujących energię elektryczną, głównie dzięki modernizacji istniejących i budowie nowych instalacji produkujących energię elektryczną i ciepło w skojarzeniu (CHP). Duże nadzieje pokładane są w zalesianiu, w uprawach energetycznych, większym wykorzystaniu biogazu i gaz wysypiskowego.

W ramach rozwoju energetycznego wykorzystania biomasy rząd Danii planuje:

- zwiększenie ilości zdecentralizowanych jednostek CHP opartych na biomase poprzez promocję wykorzystania gazu wysypiskowego, wykorzystania biomasy w jednostkach o mocy ponad 250 kW zlokalizowanych poza systemami grzewczymi oraz strefami dystrybucji gazu ziemnego, obowiązek przechodzenia w niektórych jednostkach z gazu na biomasę,
- w ramach Kontraktu dla Biomasy, działanie na rzecz obniżania kosztów produkcji energii oraz zwiększenie konkurencyjności technologii,
- promocję wykorzystania biomasy (także w strefach dostępu do gazu ziemnego),
- uruchomienie nowego programu demonstracyjnego dla upraw energetycznych,
- programy badawcze mające na celu poszukiwanie tanich rozwiązań¹⁹⁴.

Energetyka wiatrowa. Wykorzystaniu energii wiatru w Danii sprzyjają uwarunkowania geograficzne. Obecnie w Danii działa ponad 3800 turbin wiatrowych o łącznej mocy około 600 MW i rocznej produkcji ponad 1200 GWh.¹⁹⁴ Przewiduje się, że w roku 2005 moc zainstalowana będzie wynosić 1500 MW. Aby to osiągnąć, rząd Danii przewiduje pewne zmiany systemowe: plany rozwoju inwestycji wiatrowych mają być wprowadzane do planowania przestrzennego na szczeblu lokalnym, wzrost liczby siłowni wiatrowych budowanych przez prywatnych inwestorów, promowane będą małe (przydomowe) turbiny

¹⁹¹ Bess, M.: *Country Profiles: Working Group European Energy Briefing Paper*. PHARE BG9307-03-L001. ESD, 1997.

¹⁹² OECD/IEA: *Common Action for Renewable Electricity Generation. Annex I Expert Group – Policies and Measures for Common Action*. 1997.

¹⁹³ http://www.ens.dk/pub/epr98uk.htm#IndexMark4_1

¹⁹⁴ http://www.ens.dk/pub/epr98uk.htm#IndexMark4_1

produkujące energię na własne potrzeby, w tym grzewcze. Jednocześnie będą wyłączane nieefektywne i źle zlokalizowane siłownie. Poza tym Dania będzie w dalszym ciągu wspierać sektor poprzez badania i rozwój technologii oraz wsparcie eksportu. Ze względu na zmniejszanie się powierzchni pod nowe elektrownie, zwiększy się udział turbin usytuowanych na morzu. Obecnie 5 MW pochodzi z takich elektrowni.¹⁹⁵ Zgodnie z planem wykonawczym (1997 r.), do roku 2007 ma zostać zbudowanych dodatkowo 5 morskich parków wiatrowych o łącznej mocy 750 MW.¹⁹⁴

8.2.3. Polityka wspierania energetyki odnawialnej w USA

Tło

Zainteresowanie odnawialnymi źródłami energii (OZE) pojawiło się w USA na początku lat 70-tych. Bezpośrednim bodźcem rozwoju energetyki odnawialnej był ogólnoświatowy kryzys naftowy w 1973 r. Dodatkowy czynnik stanowiły naciski grup lobbingowych z Kalifornii i innych stanów charakteryzujących się dużym potencjałem OZE. Od tego momentu nastąpił dynamiczny rozwój energetyki odnawialnej. W 1997 r. 2% całej produkcji energii pochodziło ze źródeł odnawialnych (bez wliczania dużej energetyki wodnej), w tym: z energii biomasy (75%), energii geotermalnej (19%), z energii wiatrowej i słonecznej (6%).

Polityka i prawo

Do odnawialnych źródeł energii w USA zalicza się: małą energetykę wodną, energię wiatru i słońca, energię geotermalną, gaz wysypiskowy, stałe odpady komunalne, biomasę¹⁹⁶. Głównym dokumentem prawnym w dziedzinie energetyki odnawialnej jest krajowa ustawa energetyczna (*National Energy Act*) z 1978 r., ukierunkowana na restrukturyzację amerykańskiego sektora energetycznego i zwiększenia udziału energii odnawialnej. Prawo to zostało uzupełnione *Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA)* z 1978 r., najważniejszym dla rozwoju mechanizmów rynkowych statutem regulującym produkcję energii na użytek publiczny. Bardziej szczegółowe regulacje znajdują się w ustawodawstwie stanowym.

Obecnie w polityce USA w stosunku do energetyki odnawialnej występują dwa kierunki: pierwszy z nich dotyczy rozwoju mechanizmów rynkowych, drugi związany jest z pomocą dla jednostek, które produkują energię odnawialną na użytek własny.

Instrumenty ekonomiczne

Uwagi ogólne

W USA od dawna funkcjonują takie instrumenty ekonomiczne, jak ulgi podatkowe, subwencje czy kontrakty na zakup energii. Już w 1974 r. Rząd Federalny uruchomił następujące ulgi podatkowe:

- 10% ulgę inwestycyjną,
- 15% ulgę dla przedsiębiorstw zajmujących się wykorzystaniem energetyki odnawialnej,
- 40% ulgi w podatku od nieruchomości (budynki mieszkalne),
- przyspieszoną amortyzację w okresie 5 lat.

¹⁹⁵ Bess, M.: *Country Profiles: Working Group European Energy Briefing Paper*, PHARE BG9307-03-L001. ESD, 1997.

¹⁹⁶ Hong, B.D.: *Challenges of Electric Power Industry Restructuring for Fuel Suppliers*. Chapter 5: *Issues for Renewable Fuels in Competitive Electricity Markets*. 1998. URL: www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/chg_str_fuel/html/chapter5.html (modyfikowana 9.04.1999 r.)

Mechanizmy działające na poziomie lokalnym

Dodatkowo funkcjonują instrumenty lokalne, na poziomie poszczególnych stanów, z których większość posiada politykę promującą energetykę odnawialną. Regulacje w poszczególnych stanach są zbieżne, mimo że różnią się pod względem warunków określających dostawę „zielonej” energii, czy funkcjonowania instrumentów ekonomicznych. Powszechnie działają dwa typy mechanizmów nazwanych: *green marketing* i *net metering*:

Green marketing. Głównym celem wprowadzania tego instrumentu jest popularyzacja energii odnawialnej, zwiększenie popytu i rozwój technologii. Z kilkuletnich doświadczeń wynika, że konsumenci są do pewnego stopnia gotowi za czystą energię płacić więcej niż za energię pochodzącą ze źródeł tradycyjnych, szkodliwych dla środowiska. Dlatego ten mechanizm ciągle się rozwija. Do marca 1998 r. *green marketing* wdrożyło 17 stanów, 5 - rozwijało, 7 - tworzyło regulacje, 4 - planowało.

Dla zapewnienia wiarygodności dostawców, w Kalifornii wprowadzono w 1997 r. rozporządzenie ***California Enacted Bill (AB) 1305***, które na wszystkich dostawców energii nakłada obowiązek corocznego raportowania. Podobne rozporządzenie istnieje w Illinois. W Kalifornii ma dodatkowo powstać działająca na zasadach non-profit organizacja o nazwie ***Center for Resource Solutions***, która będzie nadawać certyfikaty dostawcom czystej energii

Net metering. Mechanizm ten polega na oddawaniu nadprodukcji energii do sieci. Producent może wykorzystać tę nadprodukcję później lub otrzymać od zakładu energetycznego zwrot dużej części kosztów. *Net metering* stosowany jest już w kilku stanach, lecz jego funkcjonowanie wymaga nadal pewnego udoskonalenia. Przede wszystkim należy zniwelować występujące między poszczególnymi stanami różnice wielkości akceptowanej przez zakłady nadprodukcji energii oraz zasad refundacji niewykorzystanej przez użytkownika energii (np. tylko w niektórych stanach wymagane jest, aby zakład energetyczny płacił producentom za oddaną do sieci energię według cen sprzedaży użytkownikom energii). Dużym problemem są także restrykcje co do mocy oraz zastosowanych technologii. Poza tym możliwość korzystania z *net metering* mają tylko małe jednostki, których właścicielem jest klient danego zakładu energetycznego.

Mechanizmy w fazie wdrożeniowej

W niektórych stanach wprowadzane są następujące mechanizmy:

- ***System benefits charge (SBC)***, nazywany potocznie „opłatą kablową”. Polega on na nałożeniu na użytkowników sieci energetycznej (zarówno producentów jak konsumentów energii) specjalnej opłaty produktowej, dodawanej do ceny za energię. Opłata ta ma zasilać fundusz dla energetyki odnawialnej. System taki do 9 lutego 1998 r. zastosowało 5 stanów. Najbardziej ambitny program tego typu to program wprowadzany w stanie Kalifornia: zgodnie z tamtejszym rozporządzeniem ***Senate Bill 90 (Senator Sher)***, opłaty pobierane od podlegających władzom stanu przedsiębiorstw energetyki konwencjonalnej mają zasilać specjalny fundusz (***RS Trust Fund California***) na rzecz technologii i inwestycji w dziedzinie OZE. Zgodnie z innym rozporządzeniem, o nazwie ***Assembly Bill 1890 (AB 1890)***, od 1998 r. do 2001 r. fundusz ***RS Trust Fund*** ma być zasilany 540 mln USD zebranych od przedsiębiorstw Southern California Edison Pacific Gas & Electric Company i San Diego Gas & Electric. Dodatkowymi środkami zasilającymi fundusz mają być dobrowolne wpłaty klientów oraz jednostek komunalnych. Fundusz jest nadzorowany przez lokalną organizację ***Energy Commission*** i składa się z 4 subkont: konto istniejących, konto nowych i konto wchodzących do użytkowania OZE oraz konto

Customer Side Renewable Resources. *California Energy Commission* musi raportować wydatki funduszu władzom stanowym.

- **Renewable Portfolio Standard (RPS).** Jest to strategia, która zasługuje na szczególną uwagę. Oparta jest ona na mechanizmach rynku i podobna do już funkcjonującego w USA i notującego sukcesy mechanizmu handlu emisjami. Nałożony przez władze pułap, określający minimalny stopień wykorzystania źródeł odnawialnych, wymaga od producenta lub sprzedawcy energii włączenia pewnego udziału energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych do produkowanej lub sprzedanej energii. Jeśli dla sprzedawcy lub producenta wykorzystanie źródeł odnawialnych w wymaganym stopniu jest nieopłacalne, może on zakupić specjalne kredyty energii odnawialnej i tym samym obniżyć wymagany udział indywidualny. Kredytami tymi sprzedawcy lub producenci mogą handlować między sobą. Do 9 lutego 1998 r. system ten wdrożyło 6 stanów.

Nowe propozycje mechanizmów na poziomie federalnym

Mimo że rząd amerykański od lat wspiera OZE, czego rezultatem jest rozwój inwestycji i technologii w dziedzinie energetyki odnawialnej w USA, instrumenty rynkowe wymagają dalszego udoskonalania. W marcu 1998 r. zaproponowano tzw. **Administration's Comprehensive Electricity Competition Plan**, którego głównymi celami są:

- rozwój konkurencji na rynku energii poprzez umożliwienie końcowemu użytkownikowi wyboru dostawcy;
- ochrona konsumenta poprzez rozwój rynku;
- zapewnienie dobrej dostępności i jakości systemów przesyłowych;
- promocja i utrzymanie dóbr publicznych;
- usprawnienie istniejącego prawa federalnego;
- uporządkowanie kompetencji władz stanowych.

Dla realizacji tych celów proponuje się pakiet następujących rozwiązań:

- Powszechne wprowadzenie **RPS**, narzucony pułap wykorzystania OZE dla całych Stanów Zjednoczonych będzie wzrastał od około 2 % obecnie do 5.5 % w 2010 r.
- Powołanie tzw. **Public Benefit Fund (PBF)** na wzór **SBC**, czyli funduszu na rozwój energetyki odnawialnej, utrzymywanego dzięki wprowadzeniu dodatkowych opłat do ceny za kWh energii zastępowanej. Opłaty zasilające fundusz będą obowiązywać we wszystkich stanach, ale ich wysokość zależeć będzie od popytu i podaży energii. Stany będą rywalizowały o środki z funduszu na podstawie wniosków grantowych. Środki funduszu, wynoszące 3 miliardy dolarów, będą rozprowadzane do poszczególnych stanów na inwestycje związane z energetyką odnawialną. Program będzie trwał 15 lat.
- Wspieranie *green marketingu* poprzez lepszy dostęp do informacji o oferowanych na rynku usługach. Każdy dostawca będzie zobowiązany udostępniać konsumentom łatwą do zrozumienia i wiarygodną informację.
- Uregulowanie i uporządkowanie zasad *net metering*. Nowe prawo ma uregulować istniejącą sytuację: wszyscy posiadacze małych generatorów (do 20 kW) będą mogli uczestniczyć w *net metering* i każdy właściciel sieci będzie zobowiązany umożliwić korzystanie z tego systemu.

Podobne do wyżej opisanych są propozycje rozporządzenia Senatu **Senate Bill 687 (The Jeffords Proposal)** oraz Izby Reprezentantów **House of Representatives Bill 1359 (The DeFazio Proposal)**, które dotyczą mechanizmów typu **PBF** i **RPS**. Równolegle powstały pewne propozycje nawiązujące do wymienionych wyżej:

- propozycja Senatu *Senate Bill 237 (The Bumpers Proposal)*, według której kredyty w ramach RPS byłyby udzielane producentom (sprzedawcom) w zależności od rodzaju produkowanej (sprzedawanej) energii,
- propozycja Izby Reprezentantów *House of Representatives Bill 655 (The Schaefer Proposal)*, według której miałyby być uregulowane warunki raportowania i kontroli stanu kredytów w ramach RPS.

8.3. Przegląd rozwiązań wspierających i regulujących wykorzystanie poszczególnych źródeł i technologii energii odnawialnej w innych krajach.

8.3.1. Siłownie wiatrowe

Elektrownie wiatrowe sieciowe

Poszczególne państwa europejskie oraz USA stosują szeroką gamę mechanizmów wspierających inwestycje w odnawialne źródła energii. Jedną wspólną cechą większości tych modeli są różnego rodzaju dopłaty do taryf sprzedaży energii oraz subsydia inwestycyjne. Do innych metod wspierania energetyki wiatrowej należą fundusze na narodowe programy badawczo-rozwojowe oraz procedury przetargowe, jak brytyjski *Akt o Paliwach Niekopalnych (Non Fossil Fuel Obligation - NFFO)*. Sposoby, w jakie rządy poszczególnych państw stosują te mechanizmy są niekiedy znacznie odmienne.

Różne mechanizmy wsparcia przynoszą zróżnicowane efekty, a ich skuteczność zależy od warunków danego kraju. Występują duże różnice w taryfach na zakup energii płaconych przez zakłady energetyczne oraz w pośrednich lub bezpośrednich dopłatach z budżetu państwa. Skutkuje to odmiennymi wysokościami stawek za energię z elektrowni wiatrowych płaconych producentom przez zakłady energetyczne w państwach Unii Europejskiej. W związku z tym sprzedaż do sieci znacznej ilości energii wiatrowej może spowodować zaburzenia konkurencji między zakładami energetycznymi na coraz bardziej liberalnym rynku energii.

Różne są też efekty stosowania odmiennych mechanizmów wsparcia. Model niemiecki - gwarantowanych wysokich taryf i subsydiów inwestycyjnych - zachęca do wznoszenia parków wiatrakowych w lokalizacjach o przeciętnych zasobach energii wiatru, co prowadzi do wzrostu kosztów produkcji. Niektóre schematy wspierania energetyki wiatrowej (oraz innych odnawialnych źródeł) oparte są na procedurach przetargowych i silnej konkurencji, co pociąga za sobą np. znaczne obniżenie kosztów (NFFO w Wielkiej Brytanii), ale nie koniecznie oznacza wyraźny wzrost udziału energii ze źródeł odnawialnych w bilansie energetycznym kraju. Niektóre państwa dopuszczają też regionalne różnicowanie regulacji prawnych, inne zmierzają do ujednolicenia w całym kraju zasad wspierania inwestycji w elektrownie wiatrowe.

Poniżej przedstawiono grupy mechanizmów stosowanych w promocji energetyki w Europie i w Stanach Zjednoczonych.

Cele ilościowe oraz zobowiązania kwotowe

Zapisy zawarte w Białej Księdze Energii Odnawialnej wydanej przez Komisję Europejską (COM 97) zalecają państwom członkowskim osiągnięcie do 2010 r. wykorzystania energii odnawialnej na poziomie 12% całkowitego zapotrzebowania na energię pierwotną. Przewidywania wskazują, że całkowita moc zainstalowana elektrowni wiatrowych wyniesie ok. 50 000 MW w 2020 r., czyli 6 do 7% całkowitej mocy zainstalowanej państw Unii.

Szczegółowy cel dla energetyki wiatrowej, zapisany w Białej Księdze, został ustalony na 40 000 MW zainstalowanej mocy elektrowni wiatrowych do 2010 roku.

Europejskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej postawiło ambitny cel osiągnięcia poziomu 10% udziału energii wiatru w całkowitym zużyciu energii elektrycznej w 2020 r.¹⁹⁷ Wykorzystanie energii wiatru rośnie będzie w tempie 20% rocznie do roku 2003, kiedy to będzie pracować 33 400 MW elektrowni wiatrowych. Do roku 2040 energia wiatru może zaspokoić nawet 20% zapotrzebowania na energię elektryczną.

Niektóre państwa wprowadzają zapisy zobowiązujące zakłady energetyczne do zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych w bilansie energetycznym. W lipcu 1998 r. austriacki parlament wprowadził nowe prawo energetyczne (EIWOG), które jest odbiciem dyrektywy Komisji Europejskiej dotyczącej tworzenia wewnętrznego rynku dla energetyki energii elektrycznej. Prawo to stanowi, że do 2005 r. odnawialne źródła energii (z wyłączeniem energii wodnej i odpadów) powinny dostarczyć 3% energii sprzedanej przez przedsiębiorstwa dystrybucyjne. W Danii opracowana została strategia energetyczna (*Energi 21*), która m.in. przyjęła jako cel pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną w 2030 r. w 50% energią wiatrową. Sposobem osiągnięcia tego celu jest rewizja lokalnych planów zagospodarowania przestrzennego połączona z szerokimi konsultacjami społecznymi. W ten sposób zwiększono możliwość zainstalowania elektrowni wiatrowych na lądzie do 2 500 MW. W kolejnym etapie przewiduje się uruchomienie dodatkowych 4 000 MW elektrowni wiatrowych na morzu (off shore).

Dopłaty do cen energii

Nowe prawo energetyczne wprowadzone w Austrii w 1998 r. wymaga ustalenia w każdym z landów minimalnych taryf sprzedaży energii do sieci. Dodatkowe koszty poniesione przez przedsiębiorstwa energetyczne mają być kompensowane dodatkową taryfą na terenie danego przedsiębiorstwa. Ponadto nowe prawo wprowadza możliwość sprzedaży „zielonej” energii bezpośrednio do dowolnego konsumenta. W Belgii niezależni producenci otrzymują od zakładu energetycznego premię w wysokości 0,050 ECU/kWh za energię odnawialną. Jest to dopłata do energii produkowanej nieregularnie, jak energia wiatrowa czy słoneczna.

Regulacje prawne dotyczące sprzedaży energii w Danii zostały zawarte w Prawie Energetycznym z 31 maja 1996 r. Według tych przepisów produkcja energii oparta na gazie ziemnym oraz źródłach odnawialnych jest subsydiowana z budżetu centralnego w wysokości 0,009 ECU/kWh. Energia ze źródeł odnawialnych jest objęta dodatkowymi dopłatami w wysokości 0,023 ECU/kWh. Jednak ze względu na rosnącą konkurencyjność odnawialnych źródeł energii, szczególnie energii wiatrowej, na stopniowo liberalizowanym rynku energetycznym Danii, dopłata ta ma być przedmiotem rewizji. Taryfa płacona producentowi przez przedsiębiorstwo dystrybucyjne wynosi 85% ceny dla odbiorców końcowych o zużyciu energii do 20 000 kWh/rok (z potrąceniem opłaty za korzystanie z sieci w wysokości około 0,009 ECU/kWh).

We Francji taryfa sprzedaży energii oparta jest na obliczonych kosztach produkcji energii, których przedsiębiorstwa energetyczne unikają dzięki podłączeniu do sieci nowego producenta. Taryfa ta wynosi w tej chwili około 0,046 ECU/kWh. Podobne rozwiązanie stosowane jest w Grecji, gdzie niezależni producenci energii otrzymują dopłatę za „moc wypartą” z sieci (*capacity credit*). Opiera się to na założeniu, że np. park wiatrakowy

¹⁹⁷ EWEA: *A Blueprint To Achieve 10% of the World's Electricity from Wind Power by 2020*. WIND FORCE 10, 1998.

zastępuje w sieci pewną moc zainstalowaną tradycyjnego źródła energii. Regulacje te zawarte są w prawie energetycznym (2244/94). W Szwajcarii, mając na uwadze korzyści związane z tzw. rozproszonym wytwarzaniem energii (energetyka wiatrowa mieści się w tej kategorii), stosuje się również dopłatę za oszczędności wynikające z ograniczenia strat przesyłowych.

Bardzo specyficzny i złożony system dopłat do energii pochodzącej z odnawialnych źródeł energii uruchomiony został w 1998 r. w Holandii. Opiera się on na tzw. „Zielonych Etykietach” (*green labels*). Producent energii z odnawialnego źródła otrzymuje etykietę za określoną ilość wyprodukowanej „zielonej” energii. Może tę etykietę sprzedać przedsiębiorstwom energetycznym lub innym klientom. Przedsiębiorstwa energetyczne mają obowiązek osiągnięcia poziomu 3% sprzedawanej energii ze źródeł odnawialnych. Ponadto istnieje rynek na zielone etykiety wśród firm dbających o swój wizerunek jako przyjaznych środowisku naturalnemu. Przewiduje się, że wartość etykiety będzie się wahała początkowo między 0,014 a 0,023 EURO/kWh i będzie rosła. Stosowane są również „zielone taryfy” przez zakłady energetyczne, które oferują swoim odbiorcom energię z odnawialnego źródła. Stawka za „zieloną” energię jest około 0,018 ECU/kWh wyższa od ceny normalnej, a zebrane w ten sposób środki finansowe przeznaczane są na zakup zielonych etykiet, czyli trafiają do producentów energii odnawialnej.

Należy też zwrócić uwagę na to, że w wielu państwach (np. Belgia, Grecja, Irlandia) taryfa sprzedaży energii do sieci jest uzależniona od pory dnia, a nawet od pory roku. We Włoszech taryfy są dodatkowo uzależnione od tego, czy producent całą wyprodukowaną energię sprzedaje do sieci, czy tylko nadwyżkę ponad własne zużycie. Taryfy w Grecji są również uzależnione od poziomu napięcia w sieci, do której instalacja jest podłączona, przy czym podłączenie do sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia daje najwyższe stawki za energię (a najniższe stawki przy podłączeniu do sieci wysokiego napięcia). W Luksemburgu zróżnicowanie taryf sprzedaży energii do sieci uzależnione jest natomiast od mocy zainstalowanej.

Bardzo istotnym elementem wsparcia inwestycji w energetykę wiatrową są gwarancje na przyszłe taryfy sprzedaży energii do sieci. W wielu państwach prawo wymaga od przedsiębiorstw dystrybucyjnych podpisywania wieloletnich kontraktów na odbiór energii. Kontrakty te są ważne od 5 lat w Hiszpanii do 20 lat w Niemczech. Na ogół stosowane przepisy prawne w większości państw dynamicznie rozwijających energetykę odnawialną, jasno określają taryfy zakupu energii od niezależnych producentów. Daje to mocne podstawy do uruchomienia udanego projektu wiatrowego nawet w przypadku nie najwyższych taryf.

Subsydia inwestycyjne

W wielu państwach stosowane są liczne mechanizmy wspierające powstawanie nowych inwestycji wiatrowych. Najbardziej charakterystyczne są rozwiązania zastosowane w Wielkiej Brytanii w ramach Aktu o Paliwach Niekopalnych (*NFFO*). Program rządowy, który w 1993 r. wyznaczał cel zainstalowania 1 500 MW elektrowni wiatrowych do 2000 r., jest obecnie modyfikowany. Podatek w wysokości 0,9% na energię pochodzącą z paliw kopalnych przeznaczany jest w całości na zasilenie funduszu wspierania inwestycji w odnawialne źródła energii.

Zebrane środki przyznawane są na inwestycje w procesie przetargowym, w którym wyłaniany są oferenci najbardziej efektywnych ekonomicznie projektów. Regionalne zakłady energetyczne płacą za wyprodukowaną energię według stawek stosowanych dla energii konwencjonalnej, a pozostała część kwoty trafia do producenta od Agencji Zakupu Energii

z Paliw Niekopalnych (*Non Fossil Purchasing Agency - NFPA*) ze środków zebranych z podatku od paliw kopalnych.

Brytyjskie rozwiązanie NFFO pozwoliło znacznie obniżyć koszty wdrażania odnawialnych źródeł energii, lecz przyczyniło się do ograniczenia łącznej mocy zainstalowanej w brytyjskiej energetyce wiatrowej. Mimo istnienia na Wyspach Brytyjskich wybitnych warunków wiatrowych i największego potencjału technicznego energii wiatru w Europie, twarde zasady konkurencji i przetargów pozostawiły Wielką Brytanię daleko w tyle w rozwoju energetyki wiatrowej.

Podobny system stosowany jest w Irlandii, lecz inwestorzy otrzymują również subsydia kapitałowe, a taryfa sprzedaży energii do sieci jest ustalana przed przetargiem i wynosi średnio 0,051 ECU/kWh. W kolejnych rundach programu uruchomiono kontrakty na ponad 260 MW energii wiatrowej. Zbliżony system oparty na procesie przetargowym stosowany jest również w Austrii i Francji.

W innych państwach stosowane są bezpośrednie subsydia do nowych inwestycji wykorzystujących energię wiatrową. Od 1997 r. w Szwecji dotacje na ten cel wynoszą 15% kosztów inwestycyjnych. Ponadto wszyscy niewielcy i rozproszeni producenci energii wiatrowej zwolnieni są z kosztów podłączenia do sieci, muszą tylko wnieść jednorazową zryczałtowaną opłatę za dostęp do sieci oraz roczne opłaty licznikowe. W Szwajcarii dotacje do inwestycji w elektrownie wiatrowe przyznawane są wg indywidualnych ocen projektów. Niektóre z kantonów obejmują projekty wiatrowe gwarancjami w celu obniżenia ryzyka inwestycyjnego. Rząd fiński od 1998 r. przeznacza 24 miliony EURO na projekty badawczo-rozwojowe, dofinansowanie inwestycji w energetykę wiatrową oraz na inne projekty skierowane na zwiększanie bezpieczeństwa i zwiększenie różnorodności dostaw energii. W Belgii stosowane są bezpośrednie subsydia od 15 do 25% wartości inwestycji, a w Grecji inwestor ma do wyboru dwa warianty wsparcia: subsydia kapitałowe i dochodowe (*interest subsidy*) do 40%, lub zwolnienie z podatku do 100% oraz 40% subsydia kapitałowe.

Mechanizmy fiskalne

Najczęściej wykorzystywanym narzędziem wspierania rozwoju energetyki odnawialnej są instrumenty podatkowe. W państwach skandynawskich energia pochodząca ze źródeł odnawialnych nie jest obłożona podatkami energetycznymi, węglowymi oraz podatkami od emisji gazów cieplarnianych. Przedsiębiorstwa energetyczne są zwolnione z wymienionych podatków, podatki te, zebrane przez przedsiębiorstwa energetyczne od odbiorców wraz z opłatami za dostarczoną energię, są wypłacane producentom energii odnawialnej, w tym energii wiatrowej.

Finlandia była pierwszym państwem, które wprowadziło podatek węglowy w 1990 r. Wysokość podatku była uzależniona od zawartości węgla w paliwie w przeliczeniu na jednostkę energii. W przeciwieństwie do innych państw, fińskie przedsiębiorstwa energetyczne nie były zwolnione z tego podatku, co na zliberalizowanym rynku energii elektrycznej spowodowało pewne problemy. Problem został rozwiązany rozporządzeniem rządu o polityce energetycznej (z 21.12.1995 r.) poprzez przesunięcie podatku z paliw na produkt końcowy, czyli energię elektryczną. W ramach programu wspierania odnawialnych źródeł energii, od początku 1998 r. podatek płacony przez odbiorcę energii wraca do producentów energii odnawialnej (w tym wiatrowej) w formie dopłat.

W kilku innych państwach stosowane są często zwolnienia i wakacje podatkowe. Od 1999 roku w Norwegii inwestycje w energetykę wiatrową zwolnione są od 7% specjalnego podatku inwestycyjnego, natomiast w Danii osoby fizyczne inwestujące w elektrownie wiatrowe mogą odpisać koszty kapitałowe kredytów bankowych od podatku dochodowego.

Innym sposobem wspierania inwestycji, stosowanym w Holandii, jest dopuszczanie przyspieszonej amortyzacji i zwolnienia podatkowe. Metody te dają korzyści fiskalne równe subsydiom w wysokości 15-20% kosztów inwestycyjnych.

Elektrownie wiatrowe autonomiczne

Wykorzystanie małych autonomicznych elektrowni wiatrowych pozostaje nieco w cieniu wielkich projektów w energetyce wiatrowej. Mimo to notowane jest ciągle zainteresowanie niewielkimi wiatrakami, które znajdują coraz to nowe zastosowania. W Europie Zachodniej stosowane są coraz chętniej do elektryfikacji obszarów wiejskich, oddalonych od sieci energetycznych. We Francji został uruchomiony program zachęcający do korzystania z małych elektrowni wiatrowych na terenach wiejskich. Na ten cel można uzyskać dotację w wysokości aż 95% kosztów inwestycji. Pieniądze pochodzą z funduszu „FACE” finansowanego przez państwową sieć energetyczną EDF, rząd centralny oraz odbiorców energii.

W USA zakłady energetyczne coraz częściej stosują małe elektrownie wiatrowe przyłączone do sieci, aby poprawić jakość i niezawodność dostaw energii na końcach swoich linii dystrybucyjnych obejmujących rozległe obszary. Takie rozwiązanie okazuje się uzasadnione z ekonomicznego punktu widzenia, aby sprostać wymaganiom dostaw energii dla wszystkich klientów sieci.

Rozliczanie netto

Małe elektrownie wiatrowe najczęściej pracują na sieć wydzieloną, co zwykle łączy się z koniecznością stosowania kosztownych akumulatorów dużej pojemności, w celu zapewnienia ciągłości zasilania lokalnych odbiorników energii. W przypadku dostępu do sieci energetycznej, najkorzystniejszym rozwiązaniem jest oddawanie chwilowych nadmiarów mocy do sieci i cofanie licznika energii, kiedy energia jest ponownie „odebrana” w czasie większego zapotrzebowania. Rozliczenie z przedsiębiorstwem energetycznym polega na uregulowaniu rachunku za różnicę między energią wyprodukowaną a zużytą. W przypadku większej produkcji niż własne zapotrzebowanie, zakłady energetyczne w Danii stosują taryfę określoną przez odpowiednie regulacje (DEA, 1998). W USA w niektórych stanach, przedsiębiorstwa energetyczne oferują cenę kupna energii na poziomie nawet 100% ceny dla odbiorcy końcowego. W innych stanach stawka ta jest znacznie mniejsza, lub wręcz zerowa, co jest sposobem stosowanym przez niektóre zakłady energetyczne do ograniczenia niezależnej produkcji energii przez odbiorców do poziomu nie większego niż własne zapotrzebowanie. W Kalifornii rozliczanie netto ograniczone jest tylko do systemów fotowoltaicznych (podłączonych do sieci za pomocą falowników), a w innych stanach ograniczona jest moc elektrowni wiatrowych, które można w ten sposób podłączyć. Pomimo tych trudności i ograniczeń, wykorzystanie tego mechanizmu jest jednym z najważniejszych czynników, które wpływają na szybki wzrost zainteresowania małymi elektrowniami wiatrowymi do zasilania gospodarstw domowych.

8.3.2. Mechanizmy wsparcia i regulacje w zakresie energetycznego wykorzystania biopaliw stałych

Poniżej omówiono mechanizmy wsparcia rozwoju oraz regulacje w zakresie energetycznego wykorzystania biomasy w krajach członkowskich Unii Europejskiej i krajach Międzynarodowej Agencji Energetycznej (IEA). W krajach członkowskich IEA (International Energy Agency) energetyczne wykorzystanie biomasy znajduje znaczne poparcie w sferze działań rządowych. Jedną z form działań wspierających jest program "Porozumienia o Wdrażaniu Bioenergii" (IEA - *Bioenergy Implementing Agreement*), funkcjonujący w programach rozwoju poszczególnych krajów¹⁹⁸. Działania i programy w poszczególnych krajach wspierające zwiększanie wykorzystania biopaliw stałych na cele energetyczne, ukierunkowane są na:

- rozwój programów badawczo-rozwojowych,
- wdrażanie projektów demonstracyjnych,
- wdrażanie mechanizmów wspomagających tworzenie rynku i poprawę konkurencyjności.

Programy narodowe

W większości krajów IEA przyjęto nadrzędne zobowiązania zwiększania udziału energii produkowanej w oparciu o biopaliwa w bilansie energetycznym. Przykładowo, w Austrii z 12% w 1994 r. do 25% w 2005 r., w Kanadzie o 100 % w latach 1994 - 2020, w Danii z 40 PJ w roku 1994 do 55 PJ w roku 2005, w Finlandii o 30% - 62,7 PJ do roku 2005 itd.

Bezpośrednie wsparcie finansowe

Bezpośrednie wsparcie finansowe rozwoju sektora polega na dotowaniu badań, rozwoju technologii, przygotowania i wdrażania inwestycji, jak i ich preferencyjnym kredytowaniu.

W Austrii Rząd Federalny, jak i rządy landów subsydują 40 % kosztów inwestycji w zakresie systemów ciepłowniczych opalanych biopaliwami. W 1993 r. federalne wsparcie inwestycyjne wyniosło 150 mln ATS. Rezultatem tych działań było wdrożenie 300 ciepłowni o łącznej mocy 400 MW, produkujących ok. 5 PJ/rok energii cieplnej na potrzeby komunalne. W Kanadzie w latach 1990-1995, uruchomiono program dotujący 50% wszystkich kosztów związanych z wdrażaniem małych systemów grzewczymi bazujących na biopaliwach.

Dania oferuje dotacje w zakresie 10-20% dla inwestorów prywatnych oraz 12,5-25% w przypadku podmiotów gospodarczych (dla kotłów o mocy do 400 kW). Przy modernizacji systemów ciepłowniczych większych mocy dotacje wahają się w granicach 10-50% kosztów inwestycji¹⁹⁹

We Francji dotowane są w 50% inwestycje wdrażane przez samorządy lokalne oraz w 30% inwestycje w sektorze przemysłu. W 1994 r. Ministerstwo Przemysłu wyselekcjonowało 13 projektów energetycznego wykorzystania drewna, na które przeznaczono środki w wysokości 74 mln FF. Projekt obejmował modernizację systemów zarówno w sektorze publicznym, jak i indywidualnym²⁰⁰.

¹⁹⁸ IEA: *Enhancing the Market Deployment of Energy Technology*. International Energy Agency OECD/IEA, 1997

¹⁹⁹ Lorenzen K.: *Danish Regulations in the Field of Biomass Production and Use - Sector of Agriculture and Forestry*. Danish Energy Agency, 1997.

²⁰⁰ IEA: *Enhancing the Market Deployment of Energy Technology*. International Energy Agency OECD/IEA, 1997.

W Szwecji od 1994 r. przyznawane są dotacje do 4 000 SEK/kW mocy instalowanej (limitowane do 25% kosztów inwestycyjnych) w przypadku instalacji nowych systemów na biopaliwa lub konwersji systemów kogeneracji ciepła i elektryczności (CHP) tradycyjnych na opalane biopaliwami.

Oprócz bezpośredniego wsparcia w formie dotacji w Austrii i Niemczech instytucje finansujące kredytują na zasadach preferencyjnych wdrażanie różnego typu instalacji bazujących na OZE.

Mechanizmy podatkowe

Najpopularniejszą formą mechanizmów podatkowych wspierających rozwój energetycznego wykorzystania biopaliw jest wprowadzenie podatków ekologicznych i energetycznych związanych ze spalaniem paliw.

W Danii funkcjonują obecnie podatki ekologiczne od emisji CO₂, SO₂ oraz podatek energetyczny nałożony na paliwa kopalne (nazywany potocznie podatkiem węglowym). Produkcja ciepła w oparciu o biopaliwa zwolniona jest z podatku energetycznego oraz podatku od emisji CO₂, natomiast obłożona podatkiem od emisji SO₂ (przykładowo na rok 2000 ustalono wymiar podatku na 0,19 EURO/GJ w przypadku słomy, 0,4 EURO/GJ dla peletów i 0,1 EURO/GJ dla zrębków i odpadów drzewnych)²⁰¹.

W Finlandii obowiązuje obecnie podatek ekologiczny od emisji CO₂: 7,75 USD/tona CO₂ wyemitowanego ze spalania paliw kopalnych. W Szwecji natomiast obowiązują następujące stawki: 10 USD/tona emitowanego CO₂ - przemysł, 40 USD/tona - sektor indywidualny, 4000 USD/tona emitowanego SO₂. Paliwa kopalne obłożone są dodatkowo podatkiem energetycznym, którego nie stosuje się dla biopaliw (włączając torf)²⁰².

Inną, stosowaną np. w Niemczech, formą wsparcia podatkowego jest całkowite zwolnienie obrotu biopaliwami z podatku od towarów i usług - VAT, co wpływa na obniżenie ich ceny rynkowej i poprawę konkurencyjności²⁰³.

Mechanizmy regulujące i wzmacniające taryfy za energię elektryczną produkowaną w oparciu o biopaliwa

Mechanizmy te z reguły powiązane są bezpośrednio z wpływami z tytułu podatków nałożonych na produkcję energii w oparciu o paliwa kopalne. Podwyższone taryfy za energię elektryczną produkowaną przy wykorzystaniu biomasy oraz dopłaty do cen obowiązują w takich krajach, jak Austria, Dania i Włochy.

W Danii obowiązują dwie stawki dopłat do energii produkowanej z biomasy - "10-öre" i "17-öre", w przeliczeniu: 0,013 EURO/kWh dla wszystkich producentów energii z biomasy oraz 0,023 EURO/kWh dla właścicieli instalacji przemysłowych, odprowadzających energię do sieci.

We Włoszech w godzinach szczytu taryfa dla energii elektrycznej generowanej z biopaliw jest 30% powyżej normalnej stawki zakupu energii²⁰⁴. W Belgii natomiast w przypadku

²⁰¹ Lorenzen K.: *Danish Regulations in the Field of Biomass Production and Use - Sector of Agriculture and Forestry*. Danish Energy Agency, 1997.

²⁰² ERBE: *Biomass in EC: Summarized technical State of the Art. Some Policies and EC Programmes*. ERBE Regional Biomass Energy Agency, Belgium, 1999.

²⁰³ ECOFYS: *Planning of Wind Energy*. ECOFYS, 1998.

generowania energii elektrycznej w oparciu o biomasę i dostarczaniu do sieci, zakłady energetyczne płacą producentom na zasadzie kosztów unikniętych wytworzenia i dostarczenia energii z innych źródeł. Taryfy uwzględniają koszty paliwa, operacyjne, serwisowe oraz amortyzację. Wysokość uzależniona jest od pory dnia, w której energia jest dostarczana. Taryfy otrzymywane przez prywatnych producentów wahają się w granicach 0,022 - 0,119 EURO/kWh, średnio - 0,036 EURO/kWh. Podobny system ustalania taryf, na zasadzie kosztów unikniętych, funkcjonuje we Francji. Koszty uniknięte dla systemów kogeneracji ciepła i elektryczności (CHP) w oparciu o biomasę i odpady komunalne osiągają przeciętną wartość 0,4 FRF/kWh (0,060 EURO/kWh).

W Niemczech przepisy (*Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts* z 29.04.98 r.) uregulowały zasady zakupu energii ze źródeł odnawialnych o mocach poniżej 5 MW. Regulacje te obejmują wytwarzanie energii w oparciu o odpady drzewne przemysłowe. Operatorzy sieci zobowiązani zostali do zakupu energii, limity regionalne wynoszą 5%. Taryfy zakupu ustalane są na bazie taryf przeciętnych, w przypadku biomasy i hydroenergetyki muszą wynosić przynajmniej 80% taryfy przeciętnej (0,1524 DM/kWh)²⁰⁵.

Standaryzacja biopaliw

Standaryzacja biopaliw jest mechanizmem ułatwiającym ich obrót, rozwój rynku biopaliw oraz projektowanie i dostosowywanie urządzeń i technologii do wymogów bezpiecznej i efektywnej produkcji energii.

Przykładem kraju, w którym istnieją mechanizmy standaryzacji biopaliw jest Dania. Wytyczne standaryzujące przygotowanie i obrót biopaliw obejmują m.in.:

- klasyfikację w zależności od zawartości frakcji o różnych rozmiarach do trzech grup opałowych (dotyczy to zrębków drzewnych z gospodarki leśnej),
- metodykę obliczania cen sprzedaży w zależności od wilgotności aktualnej, wpływającej na wartość opałową (dotyczy zrębków drzewnych z gospodarki leśnej),
- określenie zakresów wymiarów (w przypadku peletów: 5-40 mm długości 8-12 mm średnicy oraz brykietów: 10-30 cm długości, 6-12 cm średnica)²⁰⁶.

Przepisy ochrony środowiska

Szczegółowe przepisy ochrony środowiska dotyczące energetycznego wykorzystania biopaliw związane są z ustaleniem wymogów dotyczących:

- limitów dopuszczalnych emisji ze spalania biopaliw,
- określenia wymogów zagospodarowania popiołu,
- określenia dozwolonego poziomu zanieczyszczeń biopaliw (np. drewna odpadowego z budownictwa - w przypadku zawartości klejów > 1% s.m. odpady te nie mogą być spalane w konwencjonalnych paleniskach),
- zakazu wypalania słomy na polach.

W myśl przepisów z 1991 r. w Danii obowiązuje obecnie zakaz wypalania słomy²⁰⁷, Duńska Agencja Ochrony Środowiska (Danish Environmental Protection Agency), po okresie 5-letniego przygotowania, na początku 1999 r. opracowała i przedstawiła propozycję regulacji

²⁰⁴ IEA: *Enhancing the Market Deployment of Energy Technology*. International Energy Agency OECD/IEA, 1997.

²⁰⁵ EVA: *Feed-in Tariffs and Regulations Concerning Renewable Energy Electricity Generation in European Countries*. Energieverwertungsagentur E.V.A. Austria, 1998.

²⁰⁶ CBT/DEA: *Wood for Energy Production*. The Centre for Biomass Technology CBT 1999.

²⁰⁷ Order on Ban on Incineration of Straw in the Field. No.545, 1991.

sposobu zagospodarowania popiołów ze spalania biopaliw (*Executive Order on Ash from Gasyfication and Combustion of Biomass and Biomass Residual Products for Agricultural Applications*). Kluczowym założeniem jest recykling popiołów na obszary pozyskania biopaliw - popioły ze słomy na obszary rolne, popioły ze zrębków drzewnych na obszary leśne, popioły mieszane na oba tereny. Kryterium recyklingu i wykorzystania w postaci nawozów jest zawartość metali ciężkich. Dopuszczalne zawartości wyrażone w miligramach na 1 kg suchej masy wynoszą odpowiednio: Hg - 0,8 mg, Pb - 120 mg (60 mg ogrodnictwo prywatne), Ni - 30 mg, Cr - 100 mg, Cd – od 0,5 mg do 15 mg (w zależności od paliwa wyjściowego), PAH (węglowodory poliaromatyczne) - 3 mg, obowiązuje od 01.01.2000 r.

Dopuszczalne stężenia zanieczyszczeń emitowanych z procesów spalania paliw stałych, obowiązujące obecnie w wybranych krajach europejskich, limitują emisje zanieczyszczeń, tj. pyłów, SO₂, NO_x, CO, w mniej licznych przypadkach HCl, i C_xH_y. Przy spalania biopaliw problematycznymi zagadnieniami, szczególnie w przypadku drewna, jest osiągnięcie minimalnego poziomu stężeń tlenków azotu - NO_x, oraz CO dla jednostek małych mocy. W przypadku słomy, w związku ze specyfiką jej składu chemicznego, mogą pojawiać się problemy emisyjności dużej ilości pyłów, NO_x, CO oraz związków chloru. W Danii prowadzone są obecnie prace związane z przygotowaniem limitów emisji ze spalania biopaliw w celu minimalizacji obciążenia środowiska, uwzględniające możliwości technologiczne i ekonomiczne. Propozycje zawiera opracowanie *Guidelines on Industrial Air Pollution Control No. 9/92*. Proponowane dopuszczalne stężenia w przypadku instalacji opalanych słomą o mocach > 1 MW wynoszą: dla pyłów 40 mg/Nm³, dla CO - 0,05% (dla warunków standardowych, zaw. O₂ = 10%).

W przypadku emisji pyłów i NO_x z instalacji powyżej 25 MW, limity te są zaostrzone w stosunku do przepisów innych krajów UE: odpowiednio NO_x - 200-225 mg/m³ (gdy w UE 350-1300 mg/m³), pyły - 5-50 mg/m³ (gdy w UE 50-100 mg/m³). Dla systemów opalanych biopaliwami poniżej 1 MW do chwili obecnej nie istnieją sprecyzowane przepisy i wymogi, niemniej jednak niektóre organy respektują powyższe wymogi w stosunku do mniejszych instalacji. Stwarza to dość kłopotliwą sytuację, bowiem szeroko eksploatowane od wielu lat kotły opalane biopaliwami nie spełniają kryteriów odpowiedniego poziomu emisyjności, oraz efektywności energetycznej. Aktualnie wprowadza się stopniowo mechanizmy ograniczające możliwości subsydiowania zakupu nowych kotłów odpowiednimi wymogami co do poziomu emisji zanieczyszczeń.

W porównaniu z normami polskimi uwagę zwracają następujące aspekty:

- porównywalne - stosunkowo rygorystyczne dla krajów UE - limity emisji tlenku węgla przy spalaniu drewna (w warunkach polskich obowiązują limity 250 mg/Nm³ dla urządzeń o mocach 1-50 MW i warunków standardowych, 200 mg/Nm³ dla urządzeń o mocach > 50 MW)²⁰⁸,
- brak limitów emisyjności w warunkach polskich dla urządzeń mniejszych mocy (w zakresie 0-1 MW).

8.3.3. Mechanizmy wsparcia dla produkcji i wykorzystania biogazu w rolnictwie oraz regulacje prawne na przykładzie wybranych krajów europejskich.

Krajami europejskimi, które najszerzej promują wykorzystanie biogazu w rolnictwie są Dania i Niemcy. Ważnym czynnikiem wpływającym na rozwój energetycznego wykorzystania

²⁰⁸ Rozporządzenie MOŚ, ZNiL z dnia 08.09.1998 w sprawie wprowadzania do powietrza substancji zanieczyszczających z procesów technologicznych i operacji technicznych Dz. U nr 121/98 poz. 793.

biogazu w rolnictwie są kwestie związane z ochroną środowiska oraz rozpowszechnienie systemów współwytworzenia ciepła i elektryczności opartych na biogazie.

Wychodząc z przesłanek ekologicznych, rząd duński i w jego imieniu odpowiednie agencje rządowe podjęły następujące inicjatywy wspierające wykorzystanie biogazu:

- Duńska Agencja Ochrony Środowiska określiła cel w postaci recyklingu do 50% odpadów organicznych, co jest zgodne z dyrektywą Unii Europejskiej (*EU Directive for Waste Disposal & Ministry of Environment and Energy 1992*) oraz założeniami rządu duńskiego (*Handlingsplan for affald og genanvendelse 1993-97*).
- Duńska Agencja Energetyczna przyjęła do realizacji cel ilościowy podwojenia produkcji biogazu do roku 2005 w porównaniu z poziomem w 1995 r.
- Uruchomiono rządowe programy badawczo-rozwojowe i upowszechnieniowe mające na celu: finansowanie badań, dotacje dla projektów demonstracyjnych oraz programy rozpowszechniania informacji (zbieranie, systematyzacja i rozpowszechnienie doświadczeń wśród rolników, użytkowników instalacji biogazowych, firm konsultingowych, instalatorskich, a także władz wszystkich szczebli).

Wprowadzono szereg szczegółowych przepisów prawnych, takich jak:

- Obowiązek składowania odpadów zwierzęcych przez 6-9 miesięcy, sezonowe ograniczenia rozprówdzenia odpadów zwierzęcych (*Statutory Order from the Ministry of the Environment No.906, of 14 Oct. 1996, on Professional Livestock, Livestock Manure, Silage*).
- Ograniczenia co do ilości odpadów zwierzęcych rozprówdzonych na hektar (źródło jw.).
- Użytkowanie odpadów do celów rolniczych jest kontrolowane i precyzyjnie regulowane (*Statutory Order from the Ministry of Environment and Energy No.823 of September 16, 1996, on Application of Waste Products for Agricultural Purposes*). Podobne regulacje są w innych krajach Unii Europejskiej, np. brytyjska ustawa o Ochronie Środowiska (*Environmental Protection Act*) kontroluje jakość i ilość odpadów zwierzęcych rozprówdzonych na polach.
- Odpady organiczne nie mogą być składowane na wysypiskach (*Ministry of Environment and Energy 1992 - Handlingsplan for affald og genanvendelse 1993-97*).
- Spalanie odpadów jest opodatkowane, ale recykling jest zwolniony z podatku.
- Zakłady energetyczne są zobowiązane do zakupu energii elektrycznej z biogazowni, podobnie jak w przypadku innych technologii OZE po cenach regulowanych w prawie.

W uzupełnieniu do programów rządowych i mechanizmów administracyjnych podjęto działania na rzecz poprawy warunków ekonomicznych w postaci:

- Rządowych dotacji inwestycyjnych – 20-40% kosztów inwestycji.
- Biogaz i ciepło wyprodukowane z biogazu są wyłączone z podatku energetycznego.
- Państwowa dotacja produktowa w wysokości 0,27 DKK za 1 kWh energii elektrycznej wyprodukowanej z biogazu.
- Na budowę biogazowni udziela się długoterminowych (20 lat), nisko oprocentowanych kredytów.

Inne korzystne czynniki wpływające na zwiększenie atrakcyjności wykorzystania biogazu w Danii to: dostrzeganie korzyści współspalania, przez co są one popierane przez służby weterynaryjne i służby ochrony środowiska, oraz ułatwienia proceduralne w sprzedaży ciepła do sieci ciepłowniczej.

Mechanizmy wsparcia budowy biogazowni w Niemczech opierają się na następujących przepisach i instytucjach:

- Ustawa *Einspeisegesetz* o obowiązkowej cenie zakupu ok. 0,16 DM za 1 kWh energii elektrycznej wyprodukowanej w instalacji biogazowej, co gwarantuje producentowi stały dochód.
- Zawiązanie się w 1983 r. grupy *Bundschuh-Biogasgruppe*, skupiającej naukowców, rolników, praktyków w związek promujący budowę biogazowni.
- Dotacji z funduszy ochrony środowiska w poszczególnych landach na poziomie 25-40% wstępnych kosztów inwestycji

Odnosząc rozwiązania prawne sprzyjające wykorzystaniu biogazu w Danii i w Niemczech do warunków krajowych, warto zauważyć, że pomimo, iż zanieczyszczenia bakteriologiczne i chemiczne z intensywnej produkcji zwierzęcej są uznane za istotny problem ekologiczny (zanieczyszczenie wód powierzchniowych i podziemnych oraz emisje odorów)²⁰⁹, środki na tego rodzaju inwestycje są trudno dostępne. Istnieje zatem potrzeba uwzględnienia problematyki utylizacji odpadów z intensywnej hodowli zwierzęcej w procesie fermentacji metanowej z produkcją energii w priorytetach dla funduszy proekologicznych lub funduszy związanych z modernizacją rolnictwa.

8.3.4. Przegląd mechanizmów wsparcia energetyki słonecznej w wybranych krajach Europy i świata

Badania i rozwój

Aby przyspieszyć rozwój i wdrażanie instalacji słonecznych, władze państwowe i lokalne podejmują różnego typu inicjatywy i programy. Wśród nich można wymienić: finansowanie badań rozwojowych, pomoc finansową dla inwestorów, regulacje prawne.^{210,211,212}

Programy te wykorzystują pomoc finansową państwa do rozwijania koncepcji, składników systemu, technologii produkcji i projektów demonstracyjnych, odpowiednio do wymagań rynku. Wówczas krajowi inwestorzy są przygotowani do szybkiego zaspokojenia rozwijającego się rynku, z minimalnym ryzykiem finansowym. Badania dotyczące ogólnie OZE, w tym systemów słonecznych, są w różnym stopniu finansowane w większości krajów UE a także w świecie.

Pomoc finansowa dla inwestorów

Programy te obejmują część lub całość kosztów związanych z budową i eksploatacją instalacji słonecznych. Pomoc związana jest z ulgami podatkowymi, nisko oprocentowanymi pożyczkami, dotacjami na projekty demonstracyjne i na część wyposażenia.

²⁰⁹ Warunki techniczne, jakim powinna odpowiadać realizacja rolniczych instalacji biogazowych reguluje Rozporządzenie Ministra Rolnictwa i Gospodarki Żywnościowej z dnia 7 października 1997 r. (Dz.U.Nr 132, poz. 877 z 1997 r.). Odpady, takie jak odchody zwierzęce (Dz.U. NR 76, poz. 362 z 19.08.1993) znajdują się na liście odpadów niebezpiecznych, wymagają zastosowania procedury wynikającej z obowiązujących przepisów w sprawie wykonania ocen oddziaływania na środowiska. Zgodnie z Dz.U. Nr 52, poz. 284, technologia pozyskiwania biogazu jest zaliczana do mogących pogorszyć stan środowiska.

²¹⁰ European Commission, Directorate XVII Energy: *Sun in Action. The solar market. A Strategic Plan for Action in Europe*. ESIF, 1996.

²¹¹ OECD/IEA: *Enhancing the Market Deployment of Energy Technology: A Survey of Eight Technologies*. Paris, 1997.

²¹² World Energy Council: *New Renewable Energy Resources. A Guide to the Future*. Kogan Page Ltd. London, 1994.

Dotacje

W Niemczech istnieją się trzy poziomy dotowania instalacji słonecznych: federalny, landów i samorządowy. Na poziomie federalnym stosuje się dotacje do instalacji słonecznych zrealizowanych pomiędzy 1981 r. a 1991 r. poprzez zmniejszenie podatku dochodowego. Obecnie odpis od podatku jest możliwy w nowych landach (obszar dawnej NRD). Od 1994 r. Minister Handlu również rozpoczął akcję dotowania budowy instalacji słonecznych, ale posiadane zasoby okazały się nie wystarczające, tak że ukończono operacje po pierwszych dwóch miesiącach funkcjonowania. Ponownie od 1995 r. uzyskano pieniądze na ten cel, ale uruchomione wówczas środki zostały całkowicie rozdysponowane już po pierwszych trzech miesiącach funkcjonowania. W 1995 r. rozpoczęto projekt dofinansowania wykorzystania energii słonecznej w postaci dotacji w wysokości ok. 790 ECU na 1 m² instalacji słonecznych dla osób fizycznych lub ok. 130 ECU - dla osób prawnych. Dotacje w landach są bardzo zróżnicowane. Wielkość dotacji waha się od 20 do 60% całkowitej wartości inwestycji.

Stosownie do rozporządzenia rządu, we Włoszech dotuje się do 30% (wliczając VAT) do instalacji wykorzystujących OZE, w tym kolektorów słonecznych. Warunkiem jest, aby pokrywała ona co najmniej 30% zapotrzebowania na energię. W przypadku osób prawnych dotacja ta może sięgać nawet 49%. Zarządzanie dotacją jest przekazane do władz regionalnych. O dotację może występować właściciel inwestycji lub wyznaczony przedstawiciel. Jest ona udzielana po zakończeniu inwestycji w oparciu o rachunki. Jeśli koszt inwestycji przekracza 22,5 tys. EURO, założenia inwestycji są weryfikowane przez specjalistę.

W Danii wprowadzono w 1995 r. możliwość dotacji do inwestycji w wysokości 30%, z tym że wielkość dotacji zależy od wielkości inwestycji. Dotacja trafia bezpośrednio do inwestora. W 1997 r. podjęto decyzję o zmniejszeniu jej o połowę, ale wycofano się z zamiaru z powodu spadku sprzedaży kolektorów słonecznych.

Spektakularny program uruchomiono w USA. Rządowy program „Milion dachów słonecznych” przewiduje zainstalowanie miliona instalacji słonecznych (fotowoltaika oraz kolektory słoneczne) do 2010 r. Początkowy fundusz programu określono na ok. 95 mln USD. Fundusz tworzony będzie przez rząd, przemysł, oraz organizacje i fundacje promujące OZE.

W Holandii w latach 1995-1998 dotacje rządowe były uzależnione od wydajności instalacji. Dotacje udzielane były w wysokości 486 ECU/MWh dla kolektorów słonecznych oszklonych o wydajności do 4 GJ i 216 ECU/MWh - poniżej tej wartości. Budżet państwa zapewnił na ten cel w 1995 r. 3,9 mln ECU. Oprócz tego, władze lokalne udzielały dodatkowych subwencji.

Wiele krajów wspiera finansowo inwestycji w wysokości 20-50% wartości inwestycji, obarczając przyznanie dotacji pewnymi dodatkowymi warunkami: Grecja - do 40%, Hiszpania - do 50% kosztów inwestycji, jednak nie więcej niż 167 ECU/m², Kanada - do 25% wartości inwestycji (maksymalnie 50 tys. CAD), Szwecja - do 30%, Finlandia - do 40%, ale tylko dla inwestorów publicznych.

Kredyty preferencyjne

Szereg krajów oferuje również szeroką gamę narzędzi wspomagających w tej formie. Przykładowo: w USA Ustawa Energetyczna z 1992 r. ustala ulgę inwestycyjną w wysokości 10% dla instalacji słonecznych, w Australii program promocji instalacji słonecznych do

podgrzewania wody oferuje niskooprocentowane kredyty, natomiast w Japonii działające tam Stowarzyszenie Rozwoju Systemów Słonecznych zajmuje się udzielaniem niskooprocentowanych kredytów.

Podatki

W Holandii do końca 1997 r. istniała ulga inwestycyjna (do 35% wartości inwestycji). W czasie korzystania z tej ulgi zainstalowano prawie 90% instalacji słonecznych. W Portugalii zastosowano obniżenie podatku VAT dla zakupu instalacji słonecznych.

Regulacje prawne bezpośrednie i standardy budowlane

W niektórych krajach (Grecja, Cypr, Izrael) wprowadza się wymóg, aby nowo stawiane budynki, zwłaszcza użyteczności publicznej, uwzględniały w konstrukcji dachu zastosowanie słonecznego ogrzewania pasywnego lub kolektorów słonecznych.

Transfer technologii i pomoc techniczna

Inne zachęty polegają na przekazywaniu technologii wytwarzania od państwowych lub międzynarodowych instytucji badawczych do krajowego przemysłu, finansowanie studiów wykonalności projektów, szerokiej kampanii informacyjnej o zastosowaniach i doświadczeniach w użytkowaniu systemów słonecznych, a także szkolenia techniczne i eksploatacyjne. W ramach Unii Europejskiej stosunkowo dużą rolę odgrywa w tym zakresie Europejskie Stowarzyszenie Producentów Instalacji Słonecznych (ESIF), skupiające krajowe stowarzyszenia, które w swoim statucie ma zapisany obowiązek dostarczania informacji członkom o nowych trendach i kierunkach rozwoju w budowie instalacji słonecznych, a także jest swoistym forum wymiany informacji.

Te i innego rodzaju zachęty mają na celu przezwyciężanie wielu powstałych wcześniej ograniczeń. Zachętom powinny towarzyszyć publiczne programy informacyjne i edukacyjne, aby przezwyciężyć niechęć do nowych idei i zmianę przyzwyczajeń.

8.3.5. Przegląd mechanizmów wsparcia rozwoju małej energetyki wodnej oraz regulacji prawnych

Różne kraje w odmienny sposób traktują pojęcie „małe elektrownie wodne” (MEW), na ogół uwzględnia się moc zainstalowanych w elektrowni turbozespołów, mniejszą niż 10 MW. Inwestycje związane z MEW są stosunkowo drogie. Jednostkowy koszt budowy waha się od 1000 USD na 1 kW mocy zainstalowanej dla dogodnych lokalizacji do 5000 USD dla tzw. „trudnych” lokalizacji. Mała hydroenergetyka charakteryzuje się stosunkowo niskim technicznym ryzykiem i dużą trwałością. Żywotność wyposażenia mechanicznego i elektrycznego ocenia się na 20 lat, natomiast budowli hydrotechnicznych na 100 i więcej lat. MEW charakteryzują również niska pracochłonność i małe koszty utrzymania.

Szereg krajów bazuje na energetyce wodnej jako na jednym z istotnych źródeł zaopatrzenia krajowego (Szwajcaria - 60%, Szwecja - 50%, Norwegia - 40%, Portugalia - 25%, Włochy - 20%). W wielu krajach, ze względu na dopracowane technologie, nie są subsydiowane badania związane z rozwojem MEW. Ze względu na długą tradycję i związane z tym znaczne wykorzystanie istniejącego potencjału, w niektórych krajach inwestorzy są skazani na pozostałe „trudne”, a co za tym idzie kosztowne, lokalizacje. Ze względu na wymagania środowiskowe, budowa nowych MEW związana jest również z wykonaniem dodatkowych prac zabezpieczających przed ich ewentualnym szkodliwym wpływem na otoczenie.

W politykach narodowych brane są uwagę następujące czynniki:

- wielkość potencjału,
- narzędzia łagodzenia barier instytucjonalnych,
- wymagania nakładane na lokalne władze, aby włączyć OZE w lokalnych planach rozwoju,
- zwolnienia z podatku na zakup wyposażenia,
- zwolnienia lub obniżenie podatku na realizację projektów,
- specjalna cena na zakup energii z OZE,
- wsparcie przez dotacje lub niskooprocentowane pożyczki na finansowanie projektów.

Bezpośrednie wsparcie finansowe

Generalnie w przypadku MEW, bezpośrednie wsparcie finansowe polega na dotacjach do przygotowania i budowy inwestycji. We Francji program rządowy „FACE” oferuje dotacje do inwestycji MEW budowanych na obszarach peryferyjnych. W Grecji podjęta w 1998 r. ustawa daje możliwość uzyskania dotacji w wysokości do 40% wartości inwestycji. Dotacje do inwestycji w Hiszpanii przewidują sumę 2,5 mln EURO dla OZE w okresie do 2000 r., z czego 30% jest przeznaczone na budowę MEW. Niemcy przeznaczyły 100 mln DM na dotacje do OZE, w tym do MEW, w okresie 1995-1998. W Portugalii oferowane są dotacje inwestycyjne w wysokości do 25% wartości. Szwecja przewiduje wsparcie dotacją do 15% całkowitych nakładów inwestycyjnych dla MEW o mocy zainstalowanej powyżej 200 kW. W Irlandii rozdzielane są dotacje do inwestycji w OZE, wybieranych w ramach przetargów. W latach 1994-1997 przetargi wygrały MEW o łącznej mocy 50 MW.

Wsparcie przez mechanizmy podatkowe

Największy udział mają podatki ekologiczne i energetyczne związane ze spalaniem paliw kopalnych, z których zwolniona jest produkcja energii z OZE. Inną formę pomocy podatkowej, stosowaną w Portugalii, jest zmniejszenie podatku VAT na zakup wyposażenia MEW. Natomiast w Grecji, ustanowiona w 1995 r. ustawa przewiduje zmniejszenie przychodu po opodatkowaniu o 75% od właścicieli MEW będących osobami fizycznymi i o 75-100% od osób prawnych.

Mechanizmy regulacji ceny zakupu energii z MEW

Polegają one generalnie na wyższej niż w przypadku tradycyjnych źródeł energii taryfie zakupu energii z MEW. Przeważnie są ustalane jako określony procent od obowiązującej ceny sprzedaży energii końcowym użytkownikom. Ponadto wiele krajów wprowadza obowiązek zakupu energii ze źródeł odnawialnych.

W przypadku Grecji, taryfa jest negocjowana w zakresie 70-90% ceny sprzedaży końcowemu odbiorcy i dotyczy MEW o mocy zainstalowanej powyżej 200 kW. Natomiast w Portugalii od 1994 r. płaci się taryfę w wysokości 90% ceny sprzedaży a w Niemczech - co najmniej 80% dla MEW o mocy mniejszej niż 500 kW. W Danii od 1992 r. producenci energii w MEW otrzymują dopłatę w wysokości 0,04 USD do każdej sprzedanej kilowatogodziny.

Przepisy o ochronie środowiska

Ze względów ekologicznych, elektrownie wodne postrzegane są negatywnie przez organizacje „zielonych”. Stawianie barier w postaci budowli hydrotechnicznych powoduje zmniejszenie przepływu wody i, co za tym następuje, zmiany w biocenozie. Słabszy nurt rzeki i gromadzenie się osadów organicznych sprzyja wzrostowi glonów pochłaniających tlen z wody a to z kolei może powodować wyginięcie pewnych gatunków ryb. Również

podniesienie poziomu przez budowle hydrotechniczne może powodować wyginiecie niektórych gatunków zwierząt, których życie koncentruje się wokół wody.

Z tych też powodów uzyskanie zezwolenia na budowę nowej małej elektrowni wodnej jest ograniczone licznymi przepisami prawie we wszystkich krajach. Z tego też m.in. powodu, szwajcarski program „Energy 2000”, przewidujący wzrost udziału elektrowni wodnych o 5% w bilansie energetycznym kraju, został przerwany²¹³.

8.4. Analiza funkcjonowania wybranych instytucji centralnych wspierających rozwój wykorzystania OZE w różnych krajach

Na szczeblu centralnym, regionalnym i lokalnym spotkać można w różnych państwach rozwiązania instytucjonalne i organizacyjne w zakresie wspierania rozwoju energetyki odnawialnej. Różnice te wynikają z doświadczeń historycznych w rozwoju sektorów energetycznych i odpowiadających im struktur instytucjonalnych w różnych krajach, zróżnicowanych potencjałów wykorzystania energii odnawialnej i celów polityki energetycznej, ekologicznej i rolnej realizowanych w poszczególnych krajach. Niezależnie od różnic w podejściu do sektora energetyki odnawialnej, we wszystkich rozwiniętych krajach funkcjonują instytucje państwowe (agencje, fundacje, centra badawcze) statutowo odpowiedzialne za sektor.

Poniżej dokonano analizy funkcjonowania różniących się istotnie instytucji odpowiedzialnych za rozwój sektora energetyki odnawialnej w wybranych krajach. Przyjęte do analizy przypadki mogą być wykorzystane jako modelowe w planowaniu utworzenia instytucji odpowiedzialnej za rozwój energetyki odnawialnej w Polsce.

Narodowe Laboratorium Energii Odnawialnej (NREL) Stany Zjednoczone.

Narodowe Laboratorium Energii Odnawialnej (*National Renewable Energy Laboratory - NREL*) powstało na mocy Ustawy o badaniach, wdrożeniach i demonstracji technologii wykorzystania energii słonecznej, przyjętej przez Kongres Stanów Zjednoczonych w 1974 roku. W praktyce NREL (pierwotnie pod nazwą *Solar Energy Research Institute*) rozpoczęło działalność w 1977 r. jako instytut naukowo-badawczy. Od 1991 r. NREL stało się jednostką rządową, podległą bezpośrednio Ministrowi Energetyki Stanów Zjednoczonych.

Działalność NREL jest prawie w 100% finansowana z budżetu Ministerstwa Energetyki. W 1998 r. z tych środków (poprzez Departament Energii Odnawialnych i Efektywności Energetycznej) pochodziło 97% budżetu NREL, wynoszącego 181 mln. USD. Zazwyczaj ok. 40-60 % budżetu NREL jest przeznaczone w formie kontraktów na konkretne zadania realizowane przez przemysł i instytucje badawcze Stanów Zjednoczonych. Jedną z form wykorzystania budżetu NREL jest przyznawanie nagród za wkład w rozwój technologii energetyki odnawialnej (do 1999 r. we współpracy ze znanymi wydawnictwami przyznano ponad 100 prestiżowych nagród).

Na stałe w NREL jest zatrudnionych 800 pracowników prowadzących prace badawcze, rozwojowe, wdrożeniowe oraz upowszechnieniowe. Na bieżąco NREL współpracuje z 70 uniwersytetami, 250 firmami, 25 rządowymi biurami ds. energii oraz 80 organizacjami pozarządowymi.

²¹³ OECD/IEA: *Enhancing the Market Deployment of Energy Technology: A Survey of Eight Technologies*, Paris, 1997.

NREL prowadzi zaawansowane badania naukowe m.in. nad takimi technologiami wykorzystania OZE jak: biopaliwa stałe (trawy, drewno, odpady organiczne z rolnictwa), biopaliwa ciekłe (etanol), wytwarzanie energii elektrycznej z biomasy (gazyfikacja), elewacje słoneczne z kolektorami słonecznymi do podgrzewania powietrza, produkcja i wykorzystanie wodoru i ogniw paliwowych, systemy fotowoltaiczne na bazie struktur krzemowych wielowarstwowych, turbiny wiatrowe. Oprócz badań dotyczących oceny zasobów i badań rozwojowych w zakresie technologii odnawialnych źródeł energii, bardzo ważną rolę NREL jest wspomaganie wprowadzania nowych technologii OZE na rynek i ich komercjalizacja. W tym celu NREL zawarło porozumienia (do tej pory 62) z partnerami przemysłowymi zwane CRADAs (*Cooperative Research and Development Agreements*) na rozwój i wdrażanie technologii. Wkład NREL w te przedsięwzięcia wyniósł 27,3 mln USD, podczas gdy wkład przemysłu zamknął się kwotą 67,7 mln USD. Porozumieniom tym towarzyszą często umowy licencyjne na technologie OZE, opracowane w NREL (do tej pory 18 licencji) i innych laboratoriach.

Dodatkową rolę NREL pełnią w ramach współpracy z przemysłem jest testowanie technologii (elektrownie wiatrowe i komponenty, moduły fotowoltaiczne, kolektory słoneczne) oraz monitorowanie instalacji odnawialnych źródeł energii i wydawanie certyfikatów.

NREL pełni też rolę centrum informacyjnego dla władz lokalnych, samorządów, organizacji pozarządowych i osób fizycznych.

Centrum Odnawialnych Źródeł Energii (CRES), Grecja

Centrum Odnawialnych Źródeł Energii (*Centre for Renewable Energy Sources – CRES*) zostało utworzone dekretem Prezydenta Grecji w 1987 r. Pozycja CRES w strukturze instytucjonalnej Grecji wzrosła w roku 1994, kiedy to na mocy Ustawy o produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, CRES stało się narodową instytucją odpowiedzialną za koordynację spraw związanych z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii.

Misją CRES są m.in.: pomoc dla rządu greckiego w opracowywaniu polityki energetycznej i planowaniu, badania stosowane w zakresie technologii OZE, realizacja projektów pilotowych i demonstracyjnych, oraz wdrożeń w sektorze publicznym i prywatnym, upowszechnianie technologii OZE, pomoc dla inwestorów, edukacja poprzez organizowanie szkoleń, seminariów, kursów itp.

Zasadniczym celem CRES jest promocja wykorzystania OZE w Grecji, ale także na szczeblu międzynarodowym. Od chwili powstania CRES zrealizowało około 500 projektów finansowanych przez rząd Grecji i instytucje międzynarodowe. CRES znane jest z dużej skuteczności w pozyskiwaniu środków z Komisji Europejskiej na rozwój energetyki odnawialnej w Grecji. Udział środków z Komisji Europejskiej w finansowaniu działalności CRES (głównie poprzez udział CRES w projektach) jest dominujący i przewyższa łączny udział środków krajowych zapewnianych z budżetu Ministerstwa Rozwoju i innych ministerstw oraz środków pozyskiwanych z przemysłu i od inwestorów.

Wśród dotychczas zrealizowanych projektów znajdują się projekty badawczo-rozwojowe, demonstracyjne, studia marketingowe i studia wykonalności, a także działalność promocyjna

i edukacyjna. W realizacji tych projektów CRES współpracuje z szeregiem wyspecjalizowanych instytucji w Grecji i Europie²¹⁴.

Kolegialny ciałem kontrolno-doradczym CRES jest Rada Dyrektorów składająca się z przedstawicieli Komitetu ds. Badań i Rozwoju Technologii, Ministerstwa Rozwoju, przedstawicieli przemysłu i reprezentanta Komisji Europejskiej. Zatrudnia 120 pracowników naukowych, ekspertów i inżynierów. Najważniejsze oddziały CRES to: Oddział Polityki Energetycznej i Planowania, Oddział Badań Stosowanych i Rozwoju Technologii, Oddział Informacji, Szkoleń i Upowszechniania.

CRES, oprócz badań własnych, w imieniu rządu greckiego i jego poszczególnych ministerstw prowadzi szereg programów nakierowanych na zwiększenie wykorzystania energii odnawialnej (w tym program tworzenia regionalnych centrów odnawialnych źródeł energii w Grecji), centralne programy badań rozwojowych w zakresie technologii OZE, działania związane z realizacją polityki energetycznej w imieniu Ministerstwa Rozwoju. CRES reprezentuje także rząd grecki w różnych krajowych i unijnych strukturach organizacyjnych.

Federalna Agencja Biomasy i Surowców Odnawialnych (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V – FNR), Niemcy

Niemcy są krajem, w którym w ostatnich latach gwałtownie wzrosło zaangażowanie sektora publicznego i środków publicznych w promocję energetyki odnawialnej. Jest ona finansowana przez Niemieckie Towarzystwo Badań Naukowych, Niemiecką Fundację Ochrony Środowiska i inne. Rząd niemiecki w 1993 r. wyznaczył Ministerstwo Żywności, Rolnictwa, i Leśnictwa agendą odpowiedzialną za gromadzenie i wydatkowanie funduszy na rozwój i komercjalizację technologii wykorzystujących surowce odnawialne, głównie biomasę. Ministerstwo dysponuje corocznie kwotą ponad 100 mln DM na badania, rozwój, wdrożenia i promocję wykorzystania OZE w Niemczech.

W ślad za powyższą decyzją, w październiku 1993 r. z inicjatywy rządu niemieckiego i Ministerstwa Żywności, Rolnictwa i Leśnictwa (BML) powołana została Federalna Agencja Biomasy i Surowców Odnawialnych (FNR), jako stowarzyszenie zarejestrowane. Członkami FNR są przedstawiciele 62 instytucji i organizacji, w tym:

- Ministerstwa Żywności, Rolnictwa i Leśnictwa;
- Ministerstwa Badań i Technologii;
- Ministerstwa Gospodarki;
- Ministerstwa Ochrony Środowiska i Bezpieczeństwa Reaktorów;
- Przedstawiciele rządów 16 landów, odpowiedzialni za surowce odnawialne²¹⁵;
- przedstawiciele innych organizacji: Niemieckiej Rady Gospodarki Leśnej, Niemieckiej Rady Ochrony Środowiska, Związku Niemieckich Elektrowni, Niemieckiej Izby Przemysłowo-Handlowej i inni.

Zarząd FNR stanowi 5 członków wydelegowanych przez Ministerstwo Żywności, Rolnictwa i Leśnictwa.

²¹⁴ Europejskie Centrum Energii Odnawianej przy Instytucie Budownictwa, Mechanizacji i Elektryfikacji Rolnictwa (EC BREC) jest polskim partnerem CRES w projektach energetyki odnawialnej finansowanych przez takie programy Komisji Europejskiej: 5 Program Ramowy o Współpracy Naukowo-Technicznej (partnerstwo w ramach sieci OPET) i Program ALTENER.

²¹⁵ W poszczególnych landach niemieckich powołano agencje lub inne organizacje pełniące regionalnie podobną funkcję jak FNR na poziomie federalnym. Najbardziej znaną z regionalnych agencji surowców odnawialnych jest bawarska CARMEN.

Głównym celem FNR jest długofalowe dofinansowywanie i wspieranie rozwoju w dziedzinie wykorzystania surowców odnawialnych, z uwzględnieniem opłacalności ich wykorzystania i ich znaczenia dla środowiska naturalnego.

Źródłami finansowania działalności FNR są przychody z publikacji i innych świadczonych usług, przychody z umów z landami i innymi podmiotami trzecimi, oraz dotacje od rządu w ramach środków przewidzianych w budżecie na mocy odpowiednich ustaw.

Najważniejszym kierunkiem wydatkowania środków z budżetu FNR jest sponsorowanie projektów badawczo-rozwojowych i zastosowań technologii OZE. FNR przygotowuje dla Ministerstwa Rolnictwa propozycje programów i, po ich przyjęciu, pełni rolę agencji realizującej. W 1997 r. z budżetu BML (będącego częścią federalnego budżetu na badania, rozwój, wdrożenia, inwestycje pilotowe i promocje nowych technologii) kwota 56 mln DM została przekazana w postaci funduszu celowego do FNR, z przeznaczeniem na wsparcie projektów energetyki odnawialnej w Niemczech. Instytucje naukowo-badawcze i przedsiębiorstwa mogą składać wnioski grantowe do FNR. Po wstępnej ocenie projektu (często przygotowanej z pomocą FNR), aplikant składa pełny wniosek grantowy, który podlega ocenie formalnej i merytorycznej w FNR, a ostateczną decyzję o przyznaniu środków na realizację projektu podejmuje BML.

Agencja FNR, w ramach przyznanych środków, prowadzi też własną działalność mającą na celu ocenę dotychczasowych programów wsparcia energetyki odnawialnej, identyfikację potrzeb badawczych i wdrożeniowych, inicjację ważniejszych dla kraju projektów.

Oprócz sfery badawczo-wdrożeniowej, zadaniem FNR jest także zbieranie i przetwarzanie danych o rozwoju energetyki odnawialnej w Niemczech z technologicznego i gospodarczego punktu widzenia. Dane te są udostępniane w postaci publikacji i raportów.

Dodatkową funkcją Agencji FNR jest bieżąca pomoc i doradztwo dla inwestorów w zakresie dotychczasowych wdrożeń oraz poszukiwania źródeł finansowania. Agencja jest tu informacyjnym punktem kontaktowym, współpracującym z mediami i innymi zainteresowanymi instytucjami (targi, wystawy, izby gospodarcze itp.). FNR pozostaje w gotowości do świadczenia pomocy rządowi niemieckiemu i wszystkim ministerstwom szukającym informacji w sprawach odnawialnych źródeł energii.

Indyjska Agencja Odnawialnych Źródeł Energii (Indian Renewable Energy Development Agency i IREDA)

Indyjska Agencja Odnawialnych Źródeł Energii (IREDA) została utworzona decyzją rządu indyjskiego w 1987 r., jako instytucja rządowa podległa bezpośrednio Ministerstwu Niekonwencjonalnych Źródeł Energii. Istnienie ministerstwa powołanego do życia w 1982 r., wyspecjalizowanego w energetyce odnawialnej (najpierw jako samodzielnego departamentu) zawęziło rolę Agencji do funkcji głównie wykonawczych. Z założenia IREDA miała wyeliminować niedostatki istniejącego systemu bankowego w zakresie sprostania wymogom efektywnego finansowania rozwoju energetyki odnawialnej w sposób ciągły i w większej skali.

Główne cele, jakie postawiono przed IREDA to:

- rozszerzenie pomocy finansowej na producentów technologii i użytkowników,
- promocja wykorzystania odnawialnych źródeł energii,

- pełnienie roli instytucji zarządzającej projektami wykorzystania OZE w imieniu rządu i międzynarodowych instytucji finansowych,
- wsparcie procesu komercjalizacji technologii OZE.

IREDA jest specyficznym przykładem instytucji odpowiedzialnej za realizację narodowej polityki wykorzystania odnawialnych źródeł energii, realizowanej głównie poprzez celowe wsparcie procesów inwestycyjnych w taki sposób, aby znacząco zwiększać wykorzystanie OZE w bilansie energetycznym kraju i systemowo komercjalizować technologie. W latach 1987-1996 IREDA zrealizowała 647 projektów, wydając na nie 250 mln USD. Środki te zostały wielokrotnie przez wykorzystania przez IREDA kredytów Banku Światowego (195 mln USD), Azjatyckiego Banku Rozwoju (150 mln USD). IREDA efektywnie pozyskała i wykorzystywała na rozwój sektora energetyki odnawialnej także środki z pomocy bilateralnej.

Obecnie IREDA obsługuje fundusz rewalwingowy, udzielając dla inwestycji o wewnętrznej stopie zwrotu wynoszącej od 2,5 do 19%, kredytów w wysokości do 80 % kosztów inwestycji (lub 90% kosztów urządzeń), okresie karencji do 3 lat i okresie spłaty kredytu do 10 lat.

W planach do 2010 r. IREDA przewiduje dofinansowanie projektów inwestycyjnych o mocy 3000 MW. Do realizacji swoich zadań statutowych IREDA zatrudnia 87 osób.

Podsumowanie

Z powyższego przeglądu wybranych, szczególnych a jednocześnie bardzo charakterystycznych, instytucji odpowiedzialnych za sektor energetyki odnawialnej w innych krajach, jasno wynika, że nie ma rozwiązania uniwersalnego. Każdy z przywołanych powyżej krajów tworzył własny model instytucji odpowiedzialnej za sektor energetyki odnawialnej, dostosowywał struktury instytucjonalne do realizowanych celów politycznych i warunków krajowych. Ważne jednakże jest to, że instytucje te są silne i potrafią wystarczająco mocno wesprzeć rodzący się, początkowo z natury rzeczy bardzo słaby sektor.

Wszystkie wyżej opisane instytucje pełnią rolę służebną wobec klientów/inwestorów. Realizują różne funkcje, począwszy od najprostszych, takich jak zbieranie i upowszechnianie informacji, poprzez doradztwo dla inwestorów, samorządów i rządu, do prowadzenia badań i koordynacji dużych programów badawczych i wdrożeniowych włącznie. Współpracują z szeregiem innych instytucji, w tym samorządami, jednostkami badawczo-rozwojowymi, przemysłem, instytucjami finansującymi, innymi agendami rządowymi i organizacjami pozarządowymi. Są to instytucje publiczne, a nie organizacje nastawione na zysk. Swoim modelem najbardziej zbliżone do idei „agencji rozwoju” niż „urzędu regulującego” czy „izby gospodarczej”.

Z zaprezentowanych modeli i doświadczeń warto skorzystać przy programowaniu rozwoju sektora energetyki odnawialnej w Polsce i tworzeniu adekwatnej struktury instytucjonalnej.

9. PROPOZYCJA SYSTEMOWYCH MECHANIZMÓW WSPARCIA ROZWOJU ENERGETYKI ODNAWIALNEJ W POLSCE ZAPISANYCH W USTAWIE O ROZWOJU WYKORZYSTANIA OZE, W TYM O POWOŁANIU AGENCJI ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII

9.1. Założenia do Ustawy o rozwoju wykorzystania OZE w Polsce

Istotnym elementem przyjętej przez Sejm *Rezolucji w sprawie wzrostu wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych* z lipca 1999 roku jest akcentowana potrzeba podjęcia prac nad przygotowaniem stosownej ustawy w sprawie rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce. Wydaje się, że właśnie *Ustawa* może być najwłaściwszą formą realizacji zapisów mającej powstać zapowiedzianej w *Rezolucji Sejmu* strategii rozwoju wykorzystania energii odnawialnej w Polsce.

Celem Ustawy powinno być zapewnienie wzrostu wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych w krajowym bilansie zużycie energii pierwotnej. Poniżej przedstawiono wstępne założenia do prac nad *Ustawą o Rozwoju Wykorzystania Energii Odnawialnej w Polsce*, przygotowane przez zespół autorski niniejszej pracy.

Rozwagać można kilka istotnych elementów, które mogłaby zawierać proponowana Ustawa. Najważniejsze z nich to:

- określenie dla energetyki odnawialnej celów ilościowych (krótko-, średnio- i długookresowych), wyznaczających minimalny udział energii odnawialnej w krajowym bilansie zużycia energii pierwotnej,
- kwestie wspierania inicjatyw lokalnych w zakresie wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych,
- kwestie zobowiązań nakładanych na władze lokalne i regionalne w zakresie planowania przestrzennego i energetycznego,
- zagadnienia obowiązku zakupu energii ze źródeł odnawialnych przez przedsiębiorstwa energetyczne,
- określenie źródeł finansowania rozwoju energetyki odnawialnej,
- określenie instytucji odpowiedzialnej za wdrażanie postanowień ustawy,
- mechanizmy wspomagania krajowego przemysłu energetyki odnawialnej, program badawczo-rozwojowy i demonstracyjny,
- komponent związany z edukacją ekologiczną i szeroko rozumianą promocją energetyki odnawialnej.

Ustawowe rozwiązanie problemów rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce postulowane było od kilku już lat, szczególnie w kontekście zapewnienia inwestorom stabilnych i trwałych warunków politycznych i prawno-ekonomicznych budowy i użytkowania instalacji OZE. Wielokrotnie podkreślana była też konieczność powołania wyspecjalizowanej Agencji Odnawialnych Źródeł Energii, nastawionej na udzielanie pomocy i systemowe wsparcie rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce.

W niniejszej pracy, zasadność powołania wyspecjalizowanej *Agencji* omówiona została w rozdziale 3.2, a formalno-prawne aspekty jej funkcjonowania omówiono w dalszej części niniejszego rozdziału. *Agencja* - w ścisłej współpracy z odpowiednimi ministerstwami (środowiska, gospodarki i rolnictwa) - zapewniłaby jednoznaczną odpowiedzialność za realizację Ustawy. Poniżej omówiono i uzasadniono najważniejsze elementy ustawy.

Określenie celów ilościowych pozyskania energii ze źródeł odnawialnych jest kluczowym elementem Ustawy. Bez celów ilościowych, formułowanych przez analogie do dokumentów politycznych i dyrektyw Unii Europejskiej, Ustawa będzie pustym dokumentem bez możliwości weryfikacji zapisów i stosowania sankcji za brak ich realizacji i bez realnego wpływu na rozwój sektora energetyki odnawialnej w Polsce. Wprowadzenie celów ilościowych na poziomie kraju pociągnie za sobą konieczność uruchomienia stosownych programów i narzędzi wsparcia, oraz zobowiązań dla władz lokalnych i przedsiębiorstw energetycznych. Określanie celów ilościowych w aktach prawnych w Polsce nie jest jak dotychczas powszechnie stosowane, ale doświadczenia Unii Europejskiej wskazują na dużą skuteczność tego rodzaju zapisów. W odniesieniu do OZE taki mechanizm zastosowano w opracowywanej obecnie dyrektywie Unii Europejskiej.

Komponent nakładający stosowne zobowiązania na władze lokalne mógłby zapewnić trwały rozwój energetyki odnawialnej wpisany w plany rozwoju regionalnego i lokalnego. Istotnym elementem tego obowiązku powinna być inwentaryzacja technicznych i ekonomicznych zasobów energii odnawianej w regionie i propozycje działań umożliwiających osiągnięcie postawionych celów. Proponuje się aby wykonanie inwentaryzacji spoczywało na władzach samorządowych szczebla województwa i powiatu, podczas gdy władze gminne byłyby bezpośrednim użytkownikiem uzyskanych danych, w ramach przygotowywanych przez nie planów energetycznych. Zbilansowane i zinwentaryzowane, w oparciu o odpowiednią metodykę, dane o potencjale technicznym i ekonomicznym OZE byłyby także podstawą tworzenia regionalnych i powiatowych strategii wykorzystania OZE oraz podstawą do formułowania strategicznych planów inwestycyjnych. Profesjonalnie przygotowana inwentaryzacja zasobów OZE dawałaby też samorządom podstawy merytoryczne do ubiegania się o środki Unii Europejskiej na rozwój energetyki odnawialnej.

Obowiązki nakładane na przedsiębiorstwa energetyczne powinny zapewnić stabilność funkcjonowania niezależnych dostawców energii ze źródeł odnawialnych i wzmoczyć zaufanie nowych inwestorów do energetyki odnawianej. Kwestie te należałoby rozwiązać w sposób zgodny z opracowywaną obecnie Dyrektywą Unii Europejskiej na ten temat, omówioną w rozdziale 8.4. Powinny one określić udział energii odnawianej w bilansach obrotu energią w przypadku energii elektrycznej lub wytwarzania energii cieplnej, a ich osiągnięcie powinno być zapisane w umowie koncesyjnej i stanowić warunek przedłużenia koncesji.

Z uwagi na różne warunki lokalne pozyskania OZE na terenach obsługiwanych przez przedsiębiorstwa energetyczne, proponuje się wprowadzenie możliwości zakupu brakującego udziału energii ze źródeł odnawialnych u innego przedsiębiorstwa, posiadającego nadwyżki. Mechanizm ten ma szczególne znaczenie dla przedsiębiorstw wytwarzających ciepło, które ze względów lokalizacyjnych mają większe ograniczenia w dostępie do lokalnych zasobów energii odnawialnej (głównie biopaliw, jako podstawowego źródła energii odnawialnej dla ciepłownictwa, oraz geotermii i energii promieniowania słonecznego). Choć teoretycznie każdy wytwórca może w procesach spalania wykorzystać biopaliwa w czystej postaci w odpowiednich kotłach lub poprzez ich współspalanie, to jednak w praktyce powyższy zapis daje preferencje przedsiębiorstwom energetycznym wytwarzającym energię ciepłą na obszarach wiejskich. W tym kontekście zaproponowany mechanizm daje możliwość wsparcia rozwoju obszarów wiejskich i peryferyjnych poprzez stworzenie dodatkowych źródeł dochodów dla producentów biomasy i obniżenia kosztów zaopatrzenia w ciepło. Efektem dodatkowym może być zmniejszenie luki cywilizacyjnej pomiędzy obszarami wiejskimi i zurbanizowanymi oraz wyrównanie szans rozwoju.

Powyższe uwagi nie wyczerpują wszystkich problemów, które mogą być objęte ustawą, ale też nie konieczne wszystkie wyżej wymienione elementy muszą być w niej uwzględnione. Kluczem do określania zakresu ustawy powinna być efektywność wykorzystania przeznaczonych na jej wdrożenie środków i ilościowy przyrost produkcji energii ze źródeł odnawialnych. W analizach tych należy jednak koniecznie uwzględnić możliwość generowania w oparciu o Ustawę zewnętrznym (w stosunku do krajowych źródeł budżetowych i parabudżetowych) środków prywatnych oraz środków Unii Europejskiej na rozwój energetyki odnawialnej w Polsce.

Przedstawiona powyżej propozycja rodzi też szereg pytań szczegółowych. Oparcie osi ustawy na celach ilościowych rodzi pytania o zbieranie i weryfikowanie danych o przyroście wykorzystania OZE na szczeblu lokalnym, regionalnym i centralnym, oraz monitorowanie całego sektora. Wydaje się, że w tym przypadku należałoby się oprzeć na konwencji EuroStat, gdyż niezależnie od ustawy, Rząd Polski - po wstąpieniu naszego kraju w struktury unijne - i tak zmuszony będzie raportować kwestie związane z rozwojem sektora energetyki odnawialnej. Zagadnienie to powinno być przedmiotem oddzielnego rozporządzenia wykonawczego i powinno mieścić się w obowiązkach Agencji Odnawialnych Źródeł Energii.

Innym zagadnieniem wymagającym dodatkowych rozważań jest metodologia oceny zasobów ekonomicznych energii odnawialnej i programowanie jej rozwoju zarówno na szczeblu krajowym, jak i lokalnym. Stosowne narzędzia wspomagające władze lokalne w tym zakresie powinny być zdefiniowane w rozporządzeniu wykonawczym do Ustawy.

Ustawa powinna też wyraźnie określić odpowiedzialność odpowiedniego ministerstwa za jej realizację. Wydaje się, że Ministerstwo Gospodarki, we współpracy z Ministerstwem Środowiska oraz Ministerstwem Rolnictwa i Rozwoju Wsi, byłoby najwłaściwszym w tym względzie. Wymagało to by wzmocnienia strukturalnego i kadrowego Ministerstwa i nadzoru nad Agencją realizującą bezpośrednio postanowienia Ustawy.

Mechanizmy finansowania rozwoju energetyki odnawialnej powinny być rozpatrywane w kontekście dotychczasowego wykorzystania środków dostępnych w kraju, gromadzonych w funduszach ekologicznych, agencjach wspomagających rozwój infrastruktury na obszarach wiejskich, oraz - w perspektywie - pozyskania środków z funduszy Unii Europejskiej: celowych, przedakcesyjnych a później strukturalnych. Wobec szerokiego dostępu do celowych funduszy międzynarodowych na wsparcie energetyki odnawialnej, środki budżetowe mogłyby pełnić jedynie rolę katalizatora do pozyskania środków zewnętrznych. Określenie mechanizmów finansowania nie wymaga regulacji ustawowej, następuje ono w drodze porozumień zainteresowanych podmiotów i odpowiednich priorytetów w strategii wzrostu wykorzystania OZE.

Program badawczo-rozwojowy, demonstracyjny i wdrożeniowy powinien być rozwijany w oparciu o możliwości Komitetu Badań Naukowych, Agencji Techniki i Technologii, oraz programów badawczych i demonstracyjnych Komisji Europejskiej. **Komponent edukacyjny i promocyjny** adresowany do szkół, samorządów i obywateli także powinien uwzględniać możliwości wsparcia ze środków europejskich. Komponenty badawcze i edukacyjne nie pełnią tak krytycznej roli w realizacji zasadniczych elementów ustawy (realizacji celów ilościowych), ale są istotnymi elementami wspomagającymi. Ta działalność powinna należeć do zadań Agencji

Propozycja powołania wyspecjalizowanej Agencji Odnawialnych Źródeł Energii zwanej dalej **Agencją** jest odpowiedzią na niedostosowanie obecnych instytucji i prawa do rozwiązywania specyficznych problemów energetyki odnawialnej w Polsce.

Dotychczasowe działanie kluczowych w tym zakresie jednostek administracji na szczeblu centralnym, w tym Ministerstwa Środowiska, Ministerstwa Gospodarki, Ministerstwa Rolnictwa i Rozwoju Wsi bez wsparcia ze strony wyspecjalizowanych instytucji, są zbyt szczątkowe i nieskoordynowane. Rozproszenie korzyści z wykorzystania odnawialnych źródeł energii w różnych resortach (ochrona środowiska, bezpieczeństwo energetyczne i zapewnienie warunków do konkurencji w sektorze, oraz warunków do wielofunkcyjnego rozwoju obszarów wiejskich), oraz rozproszenie odpowiedzialności za rozwój OZE wskazują na konieczność integracji i koordynacji działań różnych podmiotów na szczeblu centralnym.

Wyspecjalizowana **Agencja** mogłaby integrować działania poszczególnych instytucji i wspierać na bieżąco rodzący się sektor, jako typowa „agencja rozwoju”. Poniżej, w oparciu o analizę funkcjonowania podobnych instytucji za granicą (rozdział 8.4), zaproponowano zakres jej kompetencji, odpowiedzialności i możliwości działania, oraz określono odbiorców usług świadczonych przez **Agencję** w istniejącym otoczeniu instytucjonalnym, prawnym i społecznym.

Celem **Agencji** powinno być zwiększenie zakresu wykorzystania energii odnawialnej w Polsce poprzez wsparcie działań instytucji, środowisk i osób fizycznych zaangażowanych w wykorzystanie OZE. Nie ma innej skutecznej metody prowadzącej do wzrostu wykorzystania energii odnawialnej, jak wdrażanie nowych technologii i realizowanie nowych inwestycji. Proces wdrażania nowych technologii, a z takimi w przypadku energetyki odnawialnej mamy do czynienia, jest procesem skomplikowanym, wymagającym pokonania wielu etapów i angażującym wiele instytucji, takich jak: instytuty naukowo-badawcze, działy badawczo-rozwojowe przedsiębiorstw, firmy developerskie i konsultingowe, dostawców i sprzedawców technologii, oraz całe instytucjonalne otoczenie procesu inwestycyjnego: urzędy, władze lokalne, instytucje finansujące.

Poszukując odpowiedniej formuły **Agencji** w Polsce warto pamiętać, że młody sektor energetyki odnawialnej nie ma możliwości skorzystania z pomocy wyspecjalizowanych instytucji, jak instytuty naukowo-badawcze (jak np. amerykański NREL), stosownej izby przemysłowo-handlowej, regionalnych centrów promocji technologii, ośrodków edukacji i doskonalenia zawodowego itp. Funkcje te, w miarę swoich skromnych możliwości, próbują wypełnić istniejące instytucje, głównie organizacje pozarządowe (stowarzyszenia) i samorządy, w mniejszym zakresie szkoły. Mogłyby one działać efektywniej i realizować dalekosiężne cele tylko wtedy, gdyby była znana spójna wizja rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce i tylko wtedy, gdyby mogły uzyskać fachową pomoc merytoryczną. Nie chodzi tu o wyłączenie organizacji obecnie zainteresowanych rozwojem sektora ani dublowanie ich działań, ale ich systemowe i konsekwentne wsparcie. Dlatego tak ważnym elementem koncepcji **Agencji** jest zdefiniowanie odbiorców jej usług.

Wydaje się, że w obecnej sytuacji, najważniejszym klientem i odbiorcą prac **Agencji** powinny być samorządy. To właśnie na poziomie regionalnym i lokalnym najpełniej można zbilansować i zdyskontować wszystkie korzyści związane z wykorzystaniem energii odnawialnej (zmniejszenie wydatków na zakup paliw z zewnątrz, tworzenie dodatkowych miejsc pracy i źródeł dochodów, poprawa stanu środowiska, zwiększenie atrakcyjności ekonomicznej i turystycznej itp.). Szczególna rola samorządów w zakresie bilansowania

własnych potrzeb i możliwości produkcji energii wynika też z zapisów ustawy Prawo Energetyczne. Konieczność rozwoju rozproszonych źródeł produkujących energię elektryczną i ciepło, oraz przyspieszonego wykorzystania lokalnych zasobów energii, głównie odnawialnej akcentowane są też w nowych „Założeniach polityki energetycznej Polski do 2020 r.” Dzięki umiejętnie świadczonej przez Agencję pomocy, samorządy uzyskiwałyby dodatkowe wsparcie przy definiowaniu projektów inwestycyjnych i ich przygotowaniu, oraz zwiększyłyby szansę na pozyskanie środków unijnych na rozwój energetyki odnawialnej.

Pomocy potrzebują wszyscy nowi inwestorzy w energetyce odnawialnej, począwszy od kwestii doboru technologii i dotarcia do dostawcy, poprzez zdefiniowanie niezbędnych procedur prawno-administracyjnych i przygotowanie studium wykonalności, aż do wskazanie źródeł finansowania.

Rodzący się przemysł energetyki odnawialnej, oparty głównie na małych i średnich przedsiębiorstwach, wymaga systematycznego wsparcia informacyjnego, kontaktów z partnerami krajowymi i zagranicznymi, pomocy w wykonaniu badań rynkowych i w promocji technologii.

Kluczowym zagadnieniem jest pomoc agendum rządowym. Do tej pory zainteresowane ministerstwa bazują na fragmentarycznych, niepełnych i zbieranych okazjonalnie informacjach na temat sektora energetyki odnawialnej w Polsce, a w odniesieniu do światowego rozwoju energetyki odnawialnej nie są w stanie przetworzyć i wykorzystać dostępnych informacji. Pogłębia się luka pomiędzy znajomością zagadnień energetyki odnawialnej w agendach rządowych państw Unii Europejskiej i Polski, co może skutkować zmniejszeniem szans Polski na udział w programach międzynarodowych i partycypację w podziale środków dostępnych na te cele.

Sektor społeczny, podejmujący różne inicjatywy, nie ma na szczeblu centralnym partnera, z którym mógłby wspólnie realizować swoje cele. Zamiast współdziałania w realizacji praktycznych zadań, działalność trzeciego sektora sprowadza się często do lobbingu politycznego w poszczególnych (nie zawsze współpracujących ze sobą) ministerstwach. Olbrzymi kapitał ludzkiej energii jest marnowany.

Ofertą **Agencji** adresowaną do całego społeczeństwa i wszystkich zainteresowanych instytucji powinna być powszechna edukacja w zakresie wykorzystania OZE i działania na rzecz podniesienia ogólnej świadomości społecznej w tym zakresie.

Powyższa diagnoza potrzeb w jakimś sensie określa rolę proponowanej **Agencji**. Poniżej w formie stabelaryzowanej przedstawiono zakres jej działania oraz odbiorców jej usług.

Tabela 9.1. Agencja Odnawialnych Źródeł Energii: jej zakres działania, świadczone usługi i ich odbiorcy

Funkcja, zakres działania	Usługi podstawowe i zaawansowane	Instytucje współpracujące	Odbiorcy
Zbieranie informacji i obsługa baz danych	- baza adresowa - baza zrealizowanych projektów inwestycyjnych - baza zrealizowanych projektów badawczych - połączenia z międzynarodowymi bazami danych - raportowanie informacji o pracach badawczych i projektach w Polsce do międzynarodowych baz danych	- GUS - EC BREC, - ARE - KBN - związki użytkowników technologii - instytucje finansowe	- Inne bazy danych krajowe i zagraniczne, w tym bazy danych Komisji Europejskiej
Upowszechnianie informacji i edukacja	- udostępnianie bieżących informacji na żądanie zainteresowanych - dostęp do bazy danych - wydawanie biuletynu informacyjnego i aktualizacja własnej strony internetowej, - organizacja konferencji prasowych - tłumaczenie i udostępnianie danych zagranicznych dotyczących rozwoju technologii, polityki, prawa itp. - prowadzenie kampanii informacyjnych i promocyjnych	- dziennikarze - EC BREC - centra informacyjne - WODR - instytucje finansowe	- Parlament - Rząd - inwestorzy - samorządy - szkoły - organizacje pozarządowe - instytucje finansujące - przemysł - obywatele
Usługi konsultingowe i pomoc bezpośrednia dla inwestorów	- bezpłatna informacja o otoczeniu prawnym, finansowym i instytucjonalnym - ułatwianie kontaktu z profesjonalnymi konsultantami, projektantami, dostawcami technologii (możliwość generowania dodatkowych dochodów dla agencji w dalszej perspektywie) - organizacja misji handlowych i wycieczek technicznych promujących inwestycje w sektorze - świadczenie odpłatne usług konsultingowych, pomoc w przygotowaniu projektów inwestycyjnych	- dostawcy technologii - firmy konsultingowe - instytucje finansujące - EC BREC	- inwestorzy - developerzy - instytucje finansujące
Pomoc dla producentów urządzeń i technologii	- poszukiwanie partnerów do joint venture - udostępnianie informacji nt. rynku dla technologii w ue w polsce oraz europie środkowej i wschodniej - współpraca przy opracowywaniu norm krajowych i międzynarodowych (UE) i modyfikacji przepisów prawnych	- związki producentów technologii - izby gospodarcze - EC BREC - GIOŚ, PIP, - UDT, PCBC - CEN/CENELEC, ISO	- producenci urządzeń i technologii
Pomoc władzom samorządowym	- pomoc dla samorządów w opracowaniu regionalnych i lokalnych strategii rozwoju oraz we wprowadzaniu energetyki odnawialnej do lokalnych planów energetycznych - organizacje i prowadzenie szkoleń/seminariów dla pracowników ministerstw i władz samorządowych - definiowanie, identyfikacja i pomoc w przygotowaniu projektów inwestycyjnych do sfinansowania przez dostępne dla samorządów programy przedakcesyjne, strukturalne i celowe na energetykę odnawialną	- EC BREC - organizacje pozarządowe - firmy konsultingowe - WODR - regionalne centra OZE - przedsiębiorstwa energetyczne - związki gmin	- Samorządy

Funkcja, zakres działania	Usługi podstawowe i zaawansowane	Instytucje współpracujące	Odbiorcy
Pomoc agendom rządowym i Parlamentowi	- konsultowanie i przygotowywanie dokumentów politycznych i prawnych oraz przygotowywanie strategii wykorzystania poszczególnych rodzajów OZE. - opracowywanie studiów i analiz na zadane przez Rząd tematy - przygotowywanie własnych opracowań i propozycji - organizacje i prowadzenie szkoleń/seminariów dla pracowników ministerstw i agend centralnych	- EC BREC - ARE - KAPE - ARiMR - Instytuty - Biuro Studiów i Ekspertyz Kancelarii Sejmu	- Rząd, - Parlament
Wspieranie badań naukowych i wdrożeń	- opracowywanie raportów na temat stanu rozwoju technologii i wdrożeń - opracowywanie studiów z zakresu potrzeb badawczo-rozwojowych - ocena i opiniowanie nowych programów i projektów badawczych - poszukiwanie partnerów/technologii do międzynarodowej współpracy naukowo-badawczej - prowadzenie badań własnych	- KBN - ATT - instytuty - uczelnie - przedsiębiorstwa	- Rząd
Koordinacja programów o zasięgu krajowym	- zdobywanie środków z Komisji Europejskiej na finansowanie programów i projektów w energetyce odnawialnej - koordynowanie i wdrażanie programów rządowych finansowanych przez międzynarodowe instytucje (np. programy Unii Europejskiej) - realizacja i wdrażanie własnych projektów, finansowanych z własnego budżetu	- Ministerstwa (MS, MG, MRiRW) - KBN - Komisja Europejska	- inwestorzy - samorządy
Współpraca z instytucjami finansującymi	- promocja istniejących funduszy ekologicznych finansujących rozwój OZE - Identyfikacja technologii OZE, odpowiednich standardów i ich dostawców - oceny techniczne, ekonomiczne i ekologiczne dostępnych technologii - identyfikacja i weryfikacja nowych projektów inwestycyjnych - pomoc w przygotowywaniu wniosków grantowych/kredytowych - zarządzanie projektami i reprezentowanie instytucji finansujących podczas ich realizacji	- NFOŚiGW - EkoFundusz - BOŚ	- instytucje finansujące - inwestorzy - developerzy

Zaproponowany zakres usług i obowiązków **Agencji** jest najbardziej zbliżony do modelu greckiego Centrum Odnawialnych Źródeł Energii (CRES), omówionego w rozdziale 8.4. CRES jest najbardziej uniwersalną z zaprezentowanych wcześniej agencji państwowych. Największy nacisk w swoim działaniu kładzie na kwestie związane z udostępnianiem informacji, wspomaganie rządu i prowadzeniem prac badawczych (choć nie w tak szerokim zakresie jak amerykański NREL), oraz obsługą programów i funduszy celowych (nie w tak szerokim zakresie jak NREL czy niemieckie FNR). W przedstawionym zakresie usług świadczonych przez **Agencję** właśnie kwestie koordynacji badań i obsługi programów inwestycyjnych uznać można za zadania najbardziej zaawansowane. Wymagają one pewnego komentarza.

Odnosząc się do proponowanego dla *Agencji* zakresu prowadzenia i koordynowania programów badawczych i wdrożeń, należy stwierdzić, że przyjęty w Komitecie Badań Naukowych schemat finansowania projektów badawczych i rozwojowych nie sprzyja energetyce odnawialnej. Nie ma opracowanej koncepcji finansowania projektów, jak też ogólnych priorytetów w zakresie energetyki odnawialnej, uwzględniających aspekty gospodarcze. Skutek jest taki, że Komitet Badań Naukowych praktycznie nie finansuje projektów energetyki odnawialnej. Wnioski grantowe składane z tego zakresu przegrywają z wnioskami wpływającymi z innych sektorów energetycznych. Stoi to w wyraźnej sprzeczności z obecną polityką krajów OECD, gdzie na cele rozwoju technologii energetyki odnawialnej przeznaczane jest corocznie 8,3% budżetu nauki²¹⁶.

Zaproponowany model *Agencji* obejmuje też w pewnym zakresie funkcje finansowe, jakie pełnią dwie inne zaprezentowane wcześniej agencje zagraniczne: niemiecka FNR i indyjska IREDA. Obie z nich pełnią także rolę agencji płatniczych, wydatkujących na inwestycje i badania środki krajowe i międzynarodowe w ramach koordynowanych przez siebie programów. W warunkach polskich, dzięki istniejącemu systemowi finansowania inwestycji proekologicznych, nie ma potrzeby tworzenia struktur dublujących się, należałoby tylko lepiej wykorzystać możliwości istniejących instytucji finansujących. One jednak potrzebują także odpowiedniego wsparcia merytorycznego i organizacyjnego.

Z przeprowadzonej w rozdziale 3.4 analizy źródeł finansowania wynika, że rosną możliwości pozyskania środków na rozwój energetyki odnawialnej w Polsce, zarówno ze źródeł krajowych, jak i międzynarodowych. Jednakże występują trudności w zdefiniowaniu priorytetów - spowodowane głównie brakiem ogólnej strategii państwowej rozwoju sektora energetyki odnawialnej oraz brakiem podstawowych danych statystycznych i pełnych charakterystyk techniczno-ekonomicznych technologii OZE. Takie jednostkowe podejście do finansowania energetyki odnawialnej skutkować może nieuzasadnionym lub zbyt niskim (mało atrakcyjnym dla inwestora) wsparciem różnych technologii, zmniejszoną efektywnością wydatkowanych środków liczoną w skali sektora (nie pojedynczego projektu), dublowaniem wydatków oraz brakiem możliwości strukturotwórczego oddziaływania na sektor energetyki odnawialnej.

Stwierdzono też, że większość instytucji finansujących zainteresowana jest wydatkowaniem środków na inwestycje. Tylko część wspiera działania pozainwestycyjne, w tym działania na rzecz identyfikacji projektów i przygotowania inwestycji. W związku z tym pojawiają się problemy z wygenerowaniem wystarczająco dużej ilości odpowiednio przygotowanych projektów inwestycji do efektywnego spożytkowania dostępnych środków finansowych.

Kwestie zmiany priorytetów i sposobów działania krajowych funduszy ekologicznych i instytucji finansujących projekty energetyki odnawialnej poruszane były wielokrotnie w debatach i dyskusjach na temat barier w rozwoju energetyki odnawialnej. Stanowisko w tej sprawie zajęła np. w uchwale z dnia 6 maja 1999 r. m.in. Rada ds. Rozwoju Wykorzystanie Odnawialnych Źródeł Energii, zrzeszająca stowarzyszenia czynne w energetyce odnawialnej i przedstawiciele niektórych instytucji finansujących. W zakresie stosowanych w Polsce rozwiązań finansowych, Rada uważa, że możliwości funduszy ekologicznych są niedostatecznie wykorzystane dla aktywnego wspierania rozwoju energetyki odnawialnej. W dalszym ciągu w priorytetach instytucji finansujących dominują działania na rzecz

²¹⁶ OECD/IEA: *Enhancing the Market Deployment of Energy Technology: A Survey of Eight Technologies*, Paris, 1997.

likwidacji ekologicznych skutków użytkowania konwencjonalnych technologii energetycznych, kosztem działań na rzecz likwidacji przyczyn powstawania zanieczyszczeń i wprowadzania nowoczesnych i przyszłościowych rozwiązań.²¹⁷ Zdaniem Rady, nieuzasadnione jest też wydatkowanie środków publicznych zgromadzonych przez fundusze ekologiczne na dotowanie bogatego sektora gazowego, opartego na imporcie i sprzedaży gazu ziemnego po wciąż zaniżonej cenie urzędowej.

Rada uważa za konieczne opracowanie przez krajowe fundusze ekologiczne - z inspiracji Ministra Środowiska - nowych priorytetów finansowania inwestycji w energetyce odnawialnej. Priorytety powinny odpowiadać specyfice sektora opierającego się na rozwoju małych, zdecentralizowanych instalacji. Rada stwierdza ponadto, że potrzebne jest jednocześnie opracowanie klarownej i wiążącej strategii wydatkowania środków. Przy formułowaniu strategii niezbędne jest zatem ilościowe i czasowe określenie wydatkowania środków na energetykę odnawialną, co zmobilizuje instytucje finansowe do **aktywnego** ich wykorzystania i stanie się wyraźnym sygnałem dla inwestorów.

W świetle powyższych uwag, można sformułować tezę, że istnieje potrzeba skoordynowania działań w tym zakresie. Instytucjami finansującymi wiodącym w tym procesie mogą być Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej - ze względu na jego usytuowanie w realizacji polityki ekologicznej i EkoFundusz - z uwagi na jego dotychczasowe doświadczenia i dalsze plany wsparcia energetyki odnawialnej w Polsce.

Działania tych instytucji mogłyby być wsparte od strony technicznej i logistycznej przez **Agencję** lub inną służebną wobec instytucji finansujących organizację. Taka też idea przyświecała autorom przy definiowaniu funkcji, jaką miałyby do spełnienia **Agencja** we współpracy z istniejącymi krajowymi instytucjami finansującymi.

Otwarta jest kwestia usytuowania **Agencji** w systemie instytucji i prawa w Polsce, oraz związana z tym kwestia finansowania jej działalności. Jedynie część z funkcji usługowych wymienionych w tabeli 9.1 może przynosić dochód. **Agencja** sama może zarabiać na świadczeniu usług konsultingowych inwestorom, na obsłudze programów finansowanych przez rząd (dotychczas takich w warunkach krajowych nie było) i instytucje międzynarodowe, oraz na wykonywaniu prac przygotowujących projekty inwestycyjne dla krajowych instytucji finansujących. Można oczekiwać, że pozostałe funkcje **Agencji** będą deficytowe. Uznane za deficytowe zadania są obecnie realizowane przez EC BREC/IBMER w ramach programu Komisji Europejskiej OPET. Należy oczekiwać, że środki na pełnienie deficytowych zadań można by dalej pozyskiwać w ramach sieci OPET i innych programów Unii Europejskiej.

Najwłaściwszą zdaniem autorów ekspertyzy drogą powołania **Agencji** do życia byłaby Ustawa. Zapewniła by niezależność organizacyjną i finansową **Agencji**, jej stosowne umocowanie w strukturze administracji centralnej i prestiż. **Agencja** powinna otrzymać częściowe wsparcie z budżetu państwa (przynajmniej w początkowej fazie jej działania).

Prezes **Agencji** powinien być powoływany bezpośrednio przez Premiera. W celu pełnienia właściwej roli integracyjnej, w ciałach kontrolnych i doradczych **Agencji** powinni zasiadać

²¹⁷ Główny Urząd Statystyczny podaje (Ochrona Środowiska, 1998 r.), że nakłady na wykorzystanie OZE stanowiły 0,86% ogólnych środków wydatkowanych na inwestycje służące ochronie powietrza, natomiast na inwestycje typu „końca rury” wydano w tym samym roku 72,5% środków własnych inwestorów, krajowych (z budżetu centralnego, wojewodów i gmin, funduszy ekologicznych, kredytów bankowych) i zagranicznych.

m.in. przedstawiciele Ministerstw Gospodarki, Środowiska, Rolnictwa i Rozwoju Wsi oraz Finansów.

Alternatywnym rozwiązaniem organizacyjnym dla Agencji mogłaby być Fundacja Państwowa lub spółka trzech zainteresowanych Ministerstw: Rolnictwa i Rozwoju Wsi, Gospodarki i Środowiska. Koncepcja Agencji jako fundacji państwowej zbliżałaby Agencję do roli instytucji finansującej, natomiast koncepcja spółki odebrałaby Agencji wysoką pozycję, niezależność i możliwość długofalowej realizacji polityki wykorzystania odnawialnych źródeł energii, kosztem realizacji doraźnych zadań taktycznych (określonych dostępnymi w danym momencie źródłami finansowania).

Fundacja jako forma organizacyjna Agencji nie pozwoliłaby spełnić stojących przed nią zadań - fundacja jest organizacją stojącą poza strukturą administracji rządowej, mogłaby więc być jedynie partnerem działań a w mniejszym stopniu instytucją odpowiedzialną za realizację postawionych celów. Porozumienie ministerstw również nie pozwoliłoby na spełnienie zadań stojących przed Agencją - nie miałoby ono praktycznie większych kompetencji ani możliwości działania poza uzgadnianiem ogólnych programów czy strategii.

Wstępny projekt **Ustawy o rozwoju wykorzystania energii odnawialnej w Polsce**, proponujący mechanizmy wsparcia energetyki odnawialnej, łącznie z powołaniem **Agencji Odnawialnych Źródeł Energii**, zawarty jest w załączniku 7 do niniejszej pracy.

Wykorzystując zaangażowanie środowisk związanych z energetyką odnawialną oraz ich wolę pracy nad **Ustawą**, można liczyć na aktywną promocję zaproponowanego projektu. Ostateczna wersja projektu powinna powstać w ścisłej konsultacji z odpowiednimi ministerstwami, w tym z Ministerstwem Gospodarki, Ministerstwem Środowiska, Ministerstwem Rolnictwa i Rozwoju Wsi i innymi instytucjami. Podjęciu prac związanych z przygotowaniem ustawy sprzyja przyzwalająca i wspierająca postawa Parlamentu. Dotychczasowe działania Parlamentu, w tym aktywność Komisji Ochrony Środowiska w obu izbach, a także wyartykułowane wcześniej oczekiwania środowisk i organizacji społecznych są istotnym sygnałem motywującym do szybkiego podjęcia prac nad przyjęciem ustawy.

9.2. Propozycja innych działań na rzecz wsparcia rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce.

Przyjęcie Ustawy o rozwoju wykorzystania odnawialnych źródeł energii pozwoliłoby rozwiązać zasadnicze, choć zapewne nie wszystkie problemy energetyki odnawialnej w Polsce. Niezbędnym uzupełnieniem jest podjęcie innych skutecznych działań w ramach obecnie obowiązujących ustaw i mechanizmów. Przykłady pożądanych działań organów administracji państwowej podano poniżej.

Ustawa Prawo Energetyczne w obecnym kształcie nie stwarza (poza werbalnymi) realnych możliwości wsparcia rozwoju energetyki odnawialnej, a możliwości jej nowelizacji w pożądanym kierunku są bardzo ograniczone. Koniecznymi i możliwymi działaniami do podjęcia w ramach nowelizacji ustawy wydaje się wprowadzenie przez Ministra Gospodarki:

- uproszczonego trybu uzyskiwania koncesji na wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych lub podniesienie progu koncesjonowania,
- priorytetu wykorzystania energii odnawialnej w planowaniu energetycznym na szczeblu gminy.

W ramach przepisów i regulacji podatkowych Minister Finansów powinien podjąć następujące działania:

- zwolnienie z podatku VAT urządzeń wykorzystujących energię ze źródeł odnawialnych do czasu uzyskania ich pełnej opłacalności ekonomicznej,
- zwolnienie z podatku VAT obrotu biopaliwami stałymi,
- zwolnienie z podatku akcyzowego biopaliw płynnych.

Główny Urząd Statystyczny powinien nadać numery SWW poszczególnym urządzeniom służącym do wykorzystania energii odnawialnej, oraz wszystkim rodzajom biopaliw, umożliwiając tym samym podjęcie ww. działań przez Ministra Finansów.

Minister Środowiska powinien określić:

- realistyczne limity emisji dla biopaliw oraz zwolnić z opłat jednostki organizacyjne wprowadzające substancje zanieczyszczające do powietrza z procesów spalania biomasy,
- priorytety i cele ilościowe w wydatkowaniu środków z funduszy ekologicznych na rozwój energetyki odnawialnej,
- priorytety dla aktywnego poszukiwania partnerów i projektów służących wykorzystaniu odnawialnych źródeł energii w ramach wspólnych działań międzypaństwowych (mechanizm Joint Implementation, handel emisjami) na rzecz redukcji emisji gazów cieplarnianych objętych Protokołem z Kioto.

Minister Rolnictwa i Rozwoju Wsi wykorzystując podległe mu struktury przygotuje:

- program informacyjny dla rolników dotyczący możliwości i korzyści z wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych, ze szczególnym uwzględnieniem energetycznego wykorzystania biomasy,
- program agregowania niewielkich pojedynczych projektów inwestycyjnych związanych głównie z wykorzystaniem energii biomasy i energii słonecznej w pakiety atrakcyjne ze względu na skalę inwestycji dla krajowych i międzynarodowych instytucji finansujących,
- program tworzenia nowych miejsc pracy na wsi w oparciu o produkcję biopaliw i wykorzystanie odnawialnych źródeł energii.

Przewodniczący Komitetu Badań Naukowych powinien sformułować priorytety dla projektów badawczo-rozwojowych i demonstracyjnych służących wykorzystaniu odnawialnych źródeł energii.

Większości powyższych działań organów administracji państwowej aktywnego wsparcia udzielić może proponowana wcześniej Agencja Odnawialnych Źródeł Energii. Mogłaby być ona kreatorem polityki i strategii wykorzystania odnawialnych źródeł energii i poszczególnych rodzajów technologii OZE, twórcą projektów aktów prawnych, oraz odpowiadać za ich wdrożenie. W sposób naturalny Agencja mogłaby też realizować wdrażanie innych (poza energetyczną, ekologiczną i rolną) polityk, w tym polityki regionalnej, edukacyjnej i społecznej - we współpracy z odpowiednimi ministerstwami i samorządami.

Wydaje się, że w przypadku braku instytucji państwowej jednoznacznie odpowiedzialnej za cały sektor energetyki odnawialnej oraz za wdrażanie stosownych polityk i strategii w tym zakresie, działania pojedynczych ministerstw okazać się mogą, tak jak dotychczas nieefektywnymi i pozornymi.

10. WNIOSKI, I REKOMENDACJE

Podsumowanie i wnioski

1. Obecny krajowy potencjał techniczny źródeł energii odnawialnej wynosi ponad 2500 PJ w skali roku, co stanowi 60% krajowego zapotrzebowania na energię pierwotną. Najważniejsze jego składniki w zakresie potencjalnej produkcji energii cieplnej to energia promieniowania słonecznego, energia biopaliw stałych oraz energia geotermalna. Energetyka wiatrowa, energetyka wodna oraz systemy skojarzonej produkcji energii oparte na biomasie to naturalne źródła energii elektrycznej.
2. Udział energii odnawialnej w bilansie paliwowo-energetycznym w 1997 r. jest różnie oceniany w różnych opracowaniach:
 - Agencja Rynku Energii szacuje na 185 PJ (4,4%),
 - Główny Urząd Statystyczny – na 208 PJ (4,8%),
 - Ministerstwo Gospodarki – na 230 PJ (5,1%),
 - Europejskie Centrum Energii Odnawialnej – na 104 PJ (2,5%), przy łącznej mocy zainstalowanej w instalacjach wykorzystujących OZE na poziomie 6600 MW.Sposób prowadzenia krajowej statystyki energetycznej wymaga ujednolicenia i dostosowania do specyfiki sektora energii odnawialnej, opartego na małych i rozproszonych w różnych działach gospodarki instalacjach, obecnie w ilości przekraczającej 100.000 szt. Ułatwi to rzetelną ocenę stopnia rozwoju energetyki odnawialnej, raportowanie do odpowiednich organizacji europejskich i światowych oraz prognozowanie jej rozwoju.
3. Dynamiczny, około czterokrotny wzrost wykorzystania odnawialnych źródeł energii w latach dziewięćdziesiątych odbywał się dzięki oddolnym inicjatywom drobnych inwestorów i producentów technologii, wspomaganych przez organizacje pozarządowe, a w drugiej połowie dekady także przez bardziej aktywną postawę instytucji finansowych i samorządów. Mniej zaawansowane technicznie technologie OZE, oparte głównie na wykorzystaniu biopaliw stałych w kotłach obsługiwanych ręcznie, wdrażane były na zasadach komercyjnych, podczas gdy o wdrażaniu bardziej zaawansowanych technologii decydowały umiejętności pozyskania środków zewnętrznych na pojedynczą inwestycję. Brak instytucjonalnej odpowiedzialności na szczeblu centralnym oraz brak całościowego programu rozwoju sektora i poszczególnych technologii stanowiły istotną barierę rozwojową.
4. Energetyka odnawialna dotychczas nie miała priorytetu w polityce państwa ani w politykach szczegółowych. Istniejące pojedyncze zapisy na temat energetyki odnawialnej w polityce ekologicznej, rolnej i energetycznej były przypadkowe, czasami wręcz bagatelizujące znaczenie sektora energetyki odnawialnej nawet w średniej i dłuższej perspektywie oraz charakteryzowały się brakiem spójności. W konsekwencji ich znaczenie było często pozorne, a skuteczność niewielka.
5. Obecnie kilka regulacji prawnych dotyczących wykorzystania OZE zawartych jest w ustawie Prawo Energetyczne i rozporządzeniach wykonawczych do niej. W sposób ograniczony mogą one stymulować rozwój energetyki, odnawialnej dzięki zapisom, które:
 - zobowiązują przedsiębiorstwa zajmujące się obrotem energią do jej zakupu ze źródeł niekonwencjonalnych, w tym odnawialnych,
 - prowadzą do zwiększenia stopnia konkurencji i urealnienia cen energii, a więc wyrównania warunków rozwoju energetyki odnawialnej i tradycyjnej,
 - dopuszczają włączenie w taryfy cen energii wydatków ponoszonych na rozwój energetyki odnawialnej.

6. Prawo Energetyczne w obecnym brzmieniu nie daje wystarczających narzędzi do aktywnego wspierania energetyki odnawialnej w Polsce i nie stanowi stabilnej podstawy jej rozwoju:
 - kolejne nowelizacje ustawy działają na niekorzyść energetyki odnawialnej (np. zniesienie obowiązku uwzględniania OZE w planach energetycznych gmin),
 - nakłada obowiązek pokonania skomplikowanej procedury uzyskania koncesji na produkcję energii w niewielkich instalacjach OZE (powyżej granicy 1 MW, przy utrzymaniu granicy 50 MW dla energetyki konwencjonalnej), co skutkuje dodatkowymi kosztami transakcyjnymi ponoszonymi przez inwestorów,
 - w miarę rozwoju energetyki odnawialnej i poprawy parametrów techniczno-ekonomicznych technologii OZE, zapisy ustawy mogą się stać barierą nie tylko z powodu procedur na uzyskanie koncesji, ale także w zakresie warunków i kosztów przyłączenia instalacji OZE do sieci oraz ze względu na ograniczenie od góry mocy instalacji podlegających obowiązkowi zakupu energii (do 5 MW) oraz mogą blokować rozwój energetyki wiatrowej (farm wiatrowych) i ciepłownictwa opartego o wykorzystanie biomasy, a jeszcze silniej rozwój systemów wytwarzających energię elektryczną i ciepłą w skojarzeniu,
 - regulacja obowiązku zakupu energii ze źródeł odnawialnych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki jest nieprecyzyjna i nie tworzy stabilnych warunków do podejmowania decyzji inwestycyjnych przez drobnych inwestorów, gdyż nie będąc bezpośrednio zapisana w ustawie, może zostać zmieniona w każdej chwili,
 - najsilniejszy obecnie nurt rozwoju energetyki odnawialnej, w szczególności wykorzystanie energii promieniowania słonecznego i biopaliw stałych na cele grzewcze, odbywa się poza systemem sieciowym i znajduje się poza nawiasem ustawy.
7. Konieczność indywidualnego podejścia do zagadnień finansowania inwestycji, odmiennego od typowych dla przedsięwzięć inwestycyjnych w energetyce konwencjonalnej, wynika z następujących cech projektów w energetyce odnawialnej:
 - wykorzystanie nowych (lub wręcz demonstracyjnych) technologii o zwiększonym stopniu ryzyka,
 - mała i bardzo mała skala technologii, co zwiększa koszty jednostkowe,
 - małe początkowo zapotrzebowanie na technologie i związany z tym podwyższony koszt pierwszych zamówień i opłat licencyjnych,
 - wysokie nakłady inwestycyjne przy niskich kosztach eksploatacji,
 - zwiększone nakłady inwestycyjne ze względu na brak dostępnej na miejscu odpowiedniej infrastruktury technicznej (np. przyłączenie do sieci),
 - wysokie koszty przygotowania inwestycji/projektu (np. studium wykonalności) w stosunku do wartości inwestycji oraz brak developerów, agencji wspomagających i profesjonalnych firm konsultingowych,
 - brak finansowego uwzględnienia kosztów zewnętrznych dla konkurencyjnych technologii konwencjonalnych i brak możliwości pełnej finansowej wyceny dodatkowych korzyści z tytułu stosowania technologii OZE,
 - mała konkurencyjność cenowa energetyki odnawialnej z cenami paliw kopalnych,
 - niewielcy inwestorzy, zazwyczaj osoby fizyczne, samorządy oraz małe i średnie przedsiębiorstwa z niskim poziomem kapitalizacji, brakiem nadwyżki finansowej i trudnościami z wykazaniem wkładu własnego (niska zdolność kredytowa inwestorów).
8. Ocena dostępności środków oraz efektywności ich wydatkowania na rozwój sektora OZE i wspomaganie inwestorów ujawnia potencjalnie rosnące możliwości (a jednocześnie nie wykorzystane rezerwy) i wskazuje kierunki poprawy skuteczności ich wykorzystania

poprzez zmianę celów, priorytetów i sposobów ich wydatkowania. Potrzeba zdefiniowania spójnej strategii i współpracy przy wydatkowaniu środków poprzez różne instytucje finansowe budżetowe i parabudżtowe wynika z następujących spostrzeżeń:

- Dla żadnej z krajowych instytucji finansowych, z wyjątkiem EkoFunduszu, wspomaganie rozwoju energetyki odnawialnej nie jest wewnętrznym priorytetem samym w sobie. Z uwagi na złożoność i zarazem trudność projektów energetyki odnawialnej (nietykowość, mała skala), mogą one w konkurencji z innymi projektami okazać się mniej atrakcyjne niż zadania bardziej standardowe, jak np. inwestycje typu „węgiel na gaz/olej”.
- Występujące trudności w zdefiniowaniu priorytetów spowodowane są głównie brakiem ogólnej strategii państwa rozwoju sektora energetyki odnawialnej w Polsce oraz brakiem podstawowych danych statystycznych i pełnych charakterystyk techniczno-ekonomicznych technologii OZE. Rozpatrywanie finansowania każdego z projektów energetyki odnawialnej oddzielnie skutkować może nieuzasadnionym lub zbyt niskim (mało atrakcyjnym dla inwestora) wsparciem różnych technologii, oraz zmniejszoną efektywnością wydatkowanych środków liczoną w skali sektora, dublowaniem wydatków oraz brakiem możliwości strukturotwórczego oddziaływania na sektor energetyki odnawialnej.
- Różne są priorytety instytucji finansujących i kryteria wydatkowania przez nie środków. Stosunkowo największą ofertę mają samorządy i przedsiębiorstwa. Zazwyczaj głównym kryterium wydatkowania środków na energetykę odnawialną w Polsce jest ograniczenie oddziaływania na środowisko. Kwestie dodatkowych korzyści, takich jak tworzenie nowych miejsc pracy i promocja technologii OZE, nie są jak dotychczas brane pod uwagę w ocenie proponowanych inwestycji. W mieszaninie priorytetów i kryteriów instytucji finansujących trudno jest doszukać się systemowych działań na rzecz racjonalnego wsparcia krajowego przemysłu technologii OZE opierającego się na małych i średnich przedsiębiorstwach, oraz działań mogących służyć systematycznemu obniżeniu kosztów ich produkcji.
- Większość instytucji finansujących zainteresowana jest wydatkowaniem środków na inwestycje. Tylko część wspiera działania pozainwestycyjne, w tym działania na rzecz identyfikacji projektów i przygotowania inwestycji, są to opracowania trudne i kosztowne (np. w przypadku energetyki wiatrowej). W związku z tym pojawiają się problemy z wygenerowaniem wystarczająco dużej ilości projektów i inwestycji do efektywnego spożytkowania dostępnych środków finansowych, przy powszechnym braku wiedzy i umiejętności związanych z przygotowaniem studiów przedinwestycyjnych, wysokim ocenianym ryzykiem dla technologii OZE i koniecznością poniesienia dużych nakładów związanych z przygotowaniem inwestycji.
- Krajowe instytucje finansujące nie są nastawione na finansowanie przygotowywania strategii, programów i planów wykorzystania energii odnawialnej na poziomie regionalnym i lokalnym. Przy braku takich opracowań, istnieje ryzyko podejmowania nietrafionej alokacji środków publicznych w skali powiatu i regionu, a także utrudniona jest identyfikacja większej liczby projektów inwestycyjnych.
- Jak do tej pory instytucje finansujące nie stosują metody agregowania projektów inwestycyjnych w energetyce odnawialnej (z natury małych) w większe pakiety, umożliwiające zmniejszenie jednostkowych kosztów administracyjnych dla instytucji finansującej i kosztów transakcyjnych dla inwestora, oraz zmniejszenie ryzyka poprzez rozłożenie go na większą liczbę projektów. Instytucje finansujące (poza małymi wyjątkami) nie nawiązały współpracy z krajowymi partnerami (agencje państwowe, firmy prywatne i organizacje pozarządowe), które mogłyby świadczyć

- usługi związane z identyfikacją i agregowaniem projektów w większe pakiety finansowe.
- Pomimo potencjalnie rosnących w ostatnich latach możliwości pozyskania środków zagranicznych (zwłaszcza z Unii Europejskiej) oraz środków parabudżetowych na rozwój energetyki odnawialnej w Polsce, ich udział w faktycznym wspieraniu inwestycji jest znikomy. Polska ze środków publicznych (budżetowych, parabudżetowych i z zagranicy) wydaje na energetykę odnawialną ponad 50-krotnie mniej niż przeciętny kraj członkowski Unii Europejskiej. Wiele wskazuje na fakt, że nie tylko ograniczona w Polsce podaż środków jest przyczyną takiego stanu rzeczy, ale także: słabość rynku, brak proaktywnych działań instytucji finansujących na rzecz pozyskania inwestorów, brak umiejętności krajowych instytucji w ubieganiu się o dostępne środki międzynarodowe.
 - Przy słabości krajowych firm developerskich i konsultingowych, instytucji państwowych oraz braku przygotowania największego odbiorcy środków pomocowych – samorządów, decydującą rolę w pozyskiwaniu środków międzynarodowych i ustalaniu kierunków oraz warunków, odgrywają firmy zagraniczne.
9. Zrealizowane w ostatnich latach technologie OZE charakteryzują się wysokimi jednostkowymi nakładami kapitałowymi, zbliżonymi, a niekiedy nawet przewyższającymi analogiczne wskaźniki w państwach Unii Europejskiej. Składają się na to wysokie koszty zakupu często importowanych technologii, opłat licencyjnych i podatków, ale także brak szerszych doświadczeń w realizacji inwestycji, mały obrót na rynku technologii i ponoszenie dodatkowych kosztów związanych z pionierskim i demonstracyjnym charakterem przynajmniej części z wdrażanych technologii OZE. Brak odpowiedniej polityki naukowej i przemysłowej oraz finansowej w stosunku do sektora energetyki odnawialnej i krajowych producentów technologii spowodował, że na przestrzeni ostatnich 7 lat nie zanotowano istotnego obniżenia wysokości nakładów inwestycyjnych na technologie OZE w Polsce oraz widocznej poprawy parametrów eksploatacyjnych.
10. Przeprowadzona w opracowaniu analiza ekonomiczna wykorzystania technologii OZE pozwala na ich podział na następujące grupy:
- Technologie, które osiągają wewnętrzną stopę zwrotu nakładów równą (lub wyższą) od stopy oprocentowania kredytów komercyjnych. Do tej grupy należą: kolektory słoneczne do suszenia płodów rolnych budowane sposobem gospodarczym oraz kotły na drewno i słomę obsługiwane ręcznie (bez możliwości automatycznego zadawania biopaliwa).
 - Technologie, dla których stopa zwrotu nakładów jest niższa od stopy oprocentowania kredytów komercyjnych, ale wyższa od zera. W tej grupie znajdują się: małe elektrownie wodne zbudowane na istniejących jazach, instalacje wykorzystujące gaz wysypiskowy do produkcji energii elektrycznej, kolektory słoneczne do podgrzewania wody oraz biogazownie komunalne produkujące w skojarzeniu energię elektryczną i ciepło. Trzy pierwsze technologie z tej grupy mają wewnętrzną stopę zwrotu wyższą od oprocentowania kredytów preferencyjnych (8%). Biogazownie na osad ściekowy (zbudowane w oparciu o technologię zagraniczną) i kolektory słoneczne do podgrzewania wody użytkowej wymagają wsparcia dotacją w wysokości do 30% nakładów inwestycyjnych (poza lub zamiast kredytu preferencyjnego).
 - Technologie objęte analizą, które w celu uzyskania wewnętrznej stopy zwrotu nakładów powyżej obecnej stopy oprocentowania kredytów inwestycyjnych (18%) wymagają wsparcia w postaci dotacji sięgających do 70% nakładów inwestycyjnych. Są to: automatyczne ciepłownie na słomę i zrębki drzewne, elektrownie wiatrowe sieciowe oraz małe elektrownie wodne budowane od podstaw wraz ze spiętrzeniami.

W tej grupie technologii poprawę parametrów ekonomicznych można uzyskać poprzez wydłużenie okresu eksploatacji ciepłowni na biomasę oraz lokalizację siłowni wiatrowych w miejscach o wyższej prędkości wiatru.

- Technologie, które mogą być realizowane jako projekty demonstracyjne finansowane z zewnątrz. Do tej grupy należą: biogazownie rolnicze, ciepłownie geotermalne, małe elektrownie wiatrowe sieciowe, systemy fotowoltaiczne. Poprawę parametrów ekonomicznych niektórych technologii z tej grupy można uzyskać w warunkach łączenia produkcji energii z innymi rodzajami produkcji, np. dla biogazowni rolniczych znaczącą poprawę wskaźników ekonomicznych dałaby produkcja kompostu z przefermentowanej gnojowicy, dla ciepłowni geotermalnych zapewnienie odbioru ciepła przez dłuższy okres w ciągu roku – rozszerzenie usług energetycznych poza sezonem grzewczym – zaopatrzenie w ciepłą wodę, obsługa ośrodków rekreacyjnych i sportowych.

11. Oceny ekonomicznej technologii OZE można też dokonać pod kątem tempa zwrotu nakładów inwestycyjnych, dzieląc je na:

- Technologie, które charakteryzuje prosty okres zwrotu nakładów inwestycyjnych równy lub krótszy niż trzy lata, a zdyskontowany okres zwrotu nie przekracza 5 lat. Do tej grupy należą: kolektor powietrzny do suszenia płodów rolnych budowany sposobem gospodarczym, oraz małe kotły na drewno i słomę obsługiwane ręcznie.
- Technologie, dla których prosty okres zwrotu nakładów mieści się w przedziale od 4 do 7,5 lat, a zdyskontowany okres zwrotu wynosi od 9,5 do 12,5 lat. Do tej grupy należą: małe elektrownie wodne budowane na istniejących jazach, instalacje wykorzystujące gaz wysypiskowy do produkcji energii elektrycznej, kolektory słoneczne do podgrzewania wody oraz biogazownie komunalne na osad ściekowy produkujące energię elektryczną i ciepłą.
- Pozostałe technologie charakteryzują się zdyskontowanym okresem zwrotu powyżej 20 lat. Do tej grupy zaliczają się: automatyczne ciepłownie na słomę i zrębki, elektrownie wiatrowe sieciowe, ciepłownie geotermalne, biogazownie rolnicze, systemy fotowoltaiczne i małe elektrownie wodne budowane wraz ze spiętrzeniami. Okres trwałości tych ostatnich jest dłuższy od 20 lat i ich budowa może być rozważana jako zasadna przy uwzględnieniu korzyści wynikających z małej retencji wody.

12. Pod względem kosztów produkcji energii technologie OZE można podzielić na:

- Technologie, które wykazują koszty produkcji energii niższe lub porównywalne z kosztami lub cenami zastępowanych konwencjonalnych nośników energii. Do tej grupy zaliczają się: kolektory słoneczne powietrzne, małe kotły na drewno i słomę obsługiwane ręcznie, automatyczne ciepłownie na słomę, małe elektrownie wodne zbudowane na istniejących spiętrzeniach i instalacje wykorzystujące gaz wysypiskowy do produkcji energii elektrycznej.
- Technologie, które produkują energię po kosztach wyższych od średnich krajowych cen, ale mogą być konkurencyjne w następujących warunkach: wykorzystanie dostępnych kredytów preferencyjnych i dotacji lub zlokalizowanie w rejonach o najwyższych cenach energii ze źródeł konwencjonalnych (spowodowanych wyższymi kosztami transportu, przesyłu i dystrybucji konwencjonalnych nośników energii na obszarach wiejskich i peryferyjnych oraz wyższych kosztów dostarczenia energii do odbiorców rozproszonych). W tej grupie mieszczą się między innymi elektrownie wiatrowe sieciowe, ciepłownie automatyczne na biomasę, a nawet w specjalnych obszarach niszowych technologie fotowoltaiczne (zasilanie znaków świetlnych na morzu).

- Pozostałe technologie, nawet w przypadku uzyskania dotacji w wysokości 50% całkowitych nakładów inwestycyjnych nie mogą konkurować nawet z najwyższymi w Polsce cenami energii uzyskiwanymi z instalacjami wykorzystującymi paliwa kopalne.
13. Dopłata do ceny sprzedawanej do sieci energii ze źródeł odnawialnych, w badanej wysokości do 35% obowiązującej ceny zakupu energii ze źródeł odnawialnych lub aktualnej ceny energii ze źródeł kopalnych, może być stosowana jako zachęta do podejmowania nowych przedsięwzięć inwestycyjnych, pod warunkiem, że inwestorzy będą mieli gwarancję utrzymywania tego mechanizmu przez wiele lat.
 14. Wprowadzenie mechanizmu konkurencji w ubieganiu się niezależnych dostawców energii o dopłaty do cen energii lub wprowadzenie dla przedsiębiorstw energetycznych obowiązku zakupu energii ze źródeł odnawialnych, połączonego z minimalnym poziomem zakupu oraz możliwością wyboru dostawcy, stymuluje postęp w rozwoju technologii, co obniża koszty produkowanej energii. Powyższy efekt można uzyskać dzięki mechanizmowi przetargu na dostawę określonych ilości energii ze źródeł odnawialnych lub poprzez wprowadzenie dla przedsiębiorstw energetycznych obowiązku uzyskania określonego udziału energii ze źródeł odnawialnych w ich bilansach oraz pozostawienie im swobody wyboru pozyskania dostawcy.
 15. Pośrednie mechanizmy wsparcia w postaci ulg podatkowych i przyspieszonej amortyzacji same w sobie okazują się niewystarczające dla większości technologii OZE w warunkach krajowych i konieczne jest stosowanie bezpośrednich zachęt finansowych w postaci dotacji.
 16. Technologie OZE pozwalają redukować emisje gazów szklarniowych, a pod względem kosztów (wyrażonych jako spoziomowany koszt redukcji emisji w zł/tonę ekwiwalentu CO₂) można je podzielić na trzy kategorie:
 - najmniejsze (ujemne) koszty wykazują następujące technologie: kolektory słoneczne powietrzne i wodne, małe elektrownie budowane na istniejących spiętrzeniach wodnych oraz komunalne instalacje wykorzystujące gaz wysypiskowy i biogaz z osadów ściekowych;
 - koszty redukcji emisji poniżej 30 zł/t ekwiwalentu CO₂ (akceptowanych w ramach pilotowych projektów Joint Implementation realizowanych w Europie Środkowo-Wschodniej) wykazują: ciepłownie na słomę i zrębki, oraz elektrownie wiatrowe;
 - koszty redukcji emisji poniżej ocenianych jako akceptowalne przez prototypowy Węglowy Fundusz Inwestycyjny Banku Światowego - CIF (20-26 USD/tona ekwiwalentu CO₂) wykazują: małe elektrownie wodne budowane wraz z jazem, małe kotły na słomę i zrębki obsługiwane ręcznie, oraz biogazownie rolnicze;
 - systemy fotowoltaiczne, ze względu na wysokie koszty inwestycyjne technologii, mają wielokrotnie mniej atrakcyjne koszty redukcji emisji gazów szklarniowych od pozostałych technologii OZE.
 17. Wykorzystanie OZE powoduje wzrost liczby miejsc pracy, gdyż zatrudnienie przy produkcji i obsłudze urządzeń i linii technologicznych, przy produkcji i przygotowaniu biopaliw, w obsłudze przedsiębiorstw inwestujących w OZE daje kilkakrotnie więcej miejsc pracy niż w energetyce tradycyjnej (2-5 krotnie więcej w energetyce opartej na spalaniu paliw kopalnych) i 15 krotnie więcej niż w przypadku energetyki jądrowej. Spalanie biomasy tworzy najwięcej miejsc pracy wśród technologii OZE (2 osoby/MW), stosunkowo mniej miejsc pracy generuje mała energetyka wodna i energetyczne wykorzystanie gazu wysypiskowego i biogazu (ok. 1,5 osoby/MW), najmniej miejsc pracy – energetyka wiatrowa (0,2 osoby/MW). Podane liczby w nawiasach dotyczą zatrudnienia bezpośredniego.

18. Energetyce odnawialnej przeszkadza szereg typowych dla nowych kierunków rozwoju barier:

- Politycznych – rola energetyki odnawialnej jest niedoceniana w polityce energetycznej państwa i systemie prawnym, których priorytetami w okresie transformacji są: dywersyfikacja źródeł energii poprzez wzrost udziału paliw płynnych i gazu ziemnego w bilansie energetycznym, modernizacja sektora węglowego oraz poprawa efektywności energetycznej.
- Organizacyjnych i instytucjonalnych – nowopowstający sektor konkuruje z wyposażoną w rozbudowaną infrastrukturę techniczną, instytucjonalną i organizacyjną energetyką konwencjonalną, powstałą przy zaangażowaniu olbrzymich środków finansowych państwa. Państwo subsydiuje też wydobywanie paliw kopalnych i produkcję z nich energii, w coraz mniejszym stopniu bezpośrednio, ale poprzez pokrywanie zewnętrznych kosztów funkcjonowania systemu. Obecna struktura instytucjonalna i funkcjonalna na szczeblu administracji centralnej nie zapewnia warunków do rozwiązania problemów efektywnego rozwoju sektora energetyki odnawialnej oraz konsekwentnego rozwoju rynku.
- Prawnych zwiększających ryzyko inwestorów oraz podnoszących koszty transakcyjne (opisanych w punktach 5 i 6).
- Ekonomiczno-finansowych – wysokie początkowe nakłady inwestycyjne technologii OZE, wysokie koszty przygotowania inwestycji w stosunku do kosztów eksploatacyjnych oraz brak precyzyjnie zdefiniowanych mechanizmów ekonomicznych i podatkowych w budżecie państwa i polityce finansowej oraz strategii, programów i harmonogramu wydatkowania środków z funduszy ekologicznych i parabudżetowych, zniechęcają inwestorów i utrudniają stabilny rozwój sektora po najniższych kosztach.
- Technicznych – technologie OZE charakteryzują się różnym stopniem rozwoju i komercjalizacji, dużą różnorodnością w zakresie mocy, sprawności, wydajności i awaryjności urządzeń, oraz znacznym zróżnicowaniem wysokości nakładów inwestycyjnych. Naturalną barierą techniczną technologii OZE wynikającą z charakteru wykorzystywanych przez nie źródeł i struktury kosztów jest częsta konieczność rezerwowania dostaw energii z systemu konwencjonalnego. Z uwagi na wczesne stadium rozwoju technologii OZE, barierą jest także brak priorytetów społeczno-gospodarczych oraz uznania perspektywicznej roli energetyki odnawialnej w polityce naukowej oraz pomijanie energetyki odnawialnej w polityce przemysłowej, co skutkuje powolnym spadkiem kosztów technologii i niedostatkami ich podaży na rynku krajowym. Towarzyszy temu brak profesjonalnych organizacji gospodarczych w sektorze energetyki odnawialnej oraz ograniczona współpraca krajowego przemysłu i instytucji badawczo-rozwojowych z partnerami zagranicznymi.
- Informacyjnych i edukacyjnych – wynikających zarówno z braku wiedzy o rozmieszczeniu zasobów, procedurach postępowania przy lokalizacji inwestycji, dostępie do technologii i źródeł finansowania, jak i z braku znajomości problematyki wykorzystania OZE na wszystkich szczeblach administracji.

19. W zakresie współpracy międzynarodowej Rząd Polski nie odpowiedział jak dotychczas na inicjatywę polityczną Unii Europejskiej zawartą w Białej Księdze w postaci określenia celu ilościowego – 12% udziału energii odnawialnej w bilansie paliwowo energetycznym Unii do roku 2010 oraz sformułowania strategii rozwoju tego sektora, łącznie z kampanią wdrożeniową do roku 2003. Przyjęte w lutym 2000 r. „Założenia polityki energetycznej do roku 2020” nie odnoszą się do celów zawartych w Białej Księdze, przyjmują pasywny scenariusz rozwoju energetyki odnawialnej i nie przewidują harmonizacji polityki krajowej z polityką Unii w tym obszarze. Brak aktywności w promowaniu energetyki

odnawialnej wywiera negatywne skutki, jeżeli chodzi o włączenie polskich przedsiębiorstw i instytucji w programy celowe Unii Europejskiej (jak np. ALTENER II) i może ograniczyć możliwości korzystania ze środków pomocowych i przedakcesyjnych. Ograniczy to w perspektywie, po przystąpieniu do UE konkurencyjność polskich przedsiębiorstw.

20. Poddany obecnie konsultacji w państwach członkowskich Unii Europejskiej projekt Dyrektywy w sprawie wykorzystania odnawialnych źródeł energii ma być narzędziem wsparcia sektora energetyki odnawialnej na liberalizowanym rynku energii elektrycznej. Zakłada konieczność stosowania wobec zagranicznych dostawców energii odnawialnej tych samych mechanizmów wsparcia, które są stosowane dla krajowych producentów po przekroczeniu 5% udziału energii odnawialnej w bilansach przedsiębiorstw energetycznych. W przypadku przyjęcia Dyrektywy, krajowa strategia wykorzystania OZE powinna zakładać silniejsze wsparcie krajowych dostawców energii ze źródeł odnawialnych i producentów technologii w okresie zanim uzyskany zostanie pułap 5% udziału OZE w bilansach przedsiębiorstw energetycznych.
21. Sektor energetyki odnawialnej w krajach Unii Europejskiej na przestrzeni ostatnich 20 lat korzystał z silnego wsparcia finansowego. Ogólną tendencją państw zachodnich w polityce wsparcia energetyki odnawialnej w ostatnim okresie jest stopniowe zmniejszanie bezpośrednich dotacji do inwestycji i powolne odchodzenie od ustalanych cen na zakup energii ze źródeł odnawialnych, na rzecz ustalania minimalnych poziomów udziałów energii odnawialnej w bilansach przedsiębiorstw energetycznych, konsumentów, regionów i państw oraz wprowadzania pośrednich mechanizmów podatkowych i handlu certyfikatami (kredytami) na produkcję „zielonej” energii ze źródeł odnawialnych i handlu emisjami, zredukowanymi dzięki zastąpieniu paliw kopalnych źródłami energii odnawialnej. Wybór odpowiednich mechanizmów wsparcia dla krajowego sektora energetyki odnawialnej powinien opierać się na doświadczeniach i rozwiązaniach zagranicznych, ale też uwzględniać różny obecnie stan rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce i w Unii Europejskiej.
22. Środowiska związane z energią odnawialną oraz Sejm RP sformułowały potrzebę uchwalenia Ustawy o rozwoju wykorzystania energii odnawialnej w Polsce oraz utworzenia wyspecjalizowanej Agencji Odnawialnych Źródeł Energii, która koordynowałaby wdrażanie polityki i ułatwiała działanie instytucji centralnych w realizacji strategii wykorzystania OZE (ministerstw, agencji rządowych, instytucji odpowiedzialnych za badania naukowe i rozwój technologii, instytucji finansowych) oraz służyła pomocą samorządom, przedsiębiorstwom i osobom prywatnym w przygotowaniu projektów inwestycyjnych.

Zalecenia i rekomendacje

1. Należy zapewnić stabilne warunki do wykorzystania energii odnawialnej na mocy Ustawy o rozwoju wykorzystania energii odnawialnej w Polsce. Ustawa powinna określić niezbędne działania naczelných organów administracji publicznej, samorządów i przedsiębiorstw energetycznych, zapewniające wzrost wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych w krajowym bilansie zużycia energii pierwotnej. Najważniejsze elementy proponowanej ustawy to:
 - zobowiązanie władz państwowych do dokonania stosownych i spójnych ze sobą zapisów na temat rozwoju energetyki odnawianej w politykach szczegółowych (ekologicznej, energetycznej, rolnej, transportowej, społecznej, naukowej i edukacyjnej), przyjęcia celów ilościowych oraz stworzenie i aktualizowanie strategii wykorzystania OZE, przygotowania i przyjęcia programów rozwoju i wdrożeń technologii oraz wykorzystania OZE

- zobowiązanie władz samorządowych do inwentaryzacji zasobów energii odnawialnej na ich terenie i określenia priorytetów w ich wykorzystaniu
 - zobowiązanie przedsiębiorstw energetycznych do uzyskiwania określonych udziałów energii ze źródeł odnawialnych w bilansach produkcji i obrotu energią oraz stworzenie mechanizmu kompensacji w realizacji obowiązku
 - powołanie wyspecjalizowanej Agencji Odnawialnych Źródeł Energii której zadaniem będzie wspieranie administracji centralnej, samorządów i przedsiębiorstw w rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce i przejęcie odpowiedzialności za kreowanie i wdrażanie polityki państwa w zakresie wykorzystania odnawialnych źródeł energii.
2. W ramach obecnie obowiązujących ustaw i kompetencji organów administracji centralnej należy podjąć następujące działania:
- Minister Gospodarki dokona przeglądu i nowelizacji Ustawy Prawo Energetyczne z punktu widzenia wprowadzenia:
 - uproszczonego trybu uzyskiwania koncesji na wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych lub podniesienie progu koncesjonowania,
 - priorytetu wykorzystania energii odnawialnej w planowaniu energetycznym na szczeblu gminy.
 - Minister Finansów powinien podjąć działania na rzecz:
 - zwolnienia z podatku VAT urzędów wykorzystujących energię ze źródeł odnawialnych do czasu uzyskania ich pełnej opłacalności ekonomicznej,
 - zwolnienia z podatku VAT obrotu biopaliwami stałymi,
 - zwolnienia z podatku akcyzowego biopaliw płynnych.
 - Minister Środowiska powinien określić:
 - realistyczne limity emisji dla biopaliw oraz zwolnień z opłat jednostki organizacyjne wprowadzające substancje zanieczyszczające do powietrza z procesów spalania biomasy,
 - priorytety i cele ilościowe w wydatkowaniu środków z funduszy ekologicznych na rozwój energetyki odnawialnej,
 - priorytety dla aktywnego poszukiwania partnerów i projektów służących wykorzystaniu odnawialnych źródeł energii w ramach wspólnych działań międzypaństwowych (mechanizm Joint Implementation, handel emisjami) na rzecz redukcji emisji gazów cieplarnianych objętych Protokołem z Kioto.
 - Minister Rolnictwa i Rozwoju Wsi wykorzystując podległe mu struktury przygotowuje:
 - program informacyjny dla rolników dotyczący możliwości i korzyści z wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych, ze szczególnym uwzględnieniem energetycznego wykorzystania biomasy,
 - program agregowania niewielkich pojedynczych projektów inwestycyjnych, związanych głównie z wykorzystaniem energii biomasy i energii słonecznej, w pakiety atrakcyjne ze względu na skalę inwestycji dla krajowych i międzynarodowych instytucji finansujących,
 - program tworzenia nowych miejsc pracy na wsi w oparciu o produkcję biopaliw i wykorzystanie odnawialnych źródeł energii.
 - Przewodniczący Komitetu Badań Naukowych sformułuje priorytety dla projektów badawczo-rozwojowych i demonstracyjnych służących wykorzystaniu odnawialnych źródeł energii.
 - Przewodniczący Komitetu Integracji Europejskiej we współpracy z ministrami właściwymi ds. gospodarki, środowiska, energii podejmie działania na rzecz pełnego uczestnictwa polskich instytucji w programach celowych Unii Europejskiej służących wykorzystaniu energii odnawialnych.

Bibliografia

- 1) ARE: „Bilans energii pierwotnej w latach 1988-1998”. Warszawa. 1999.
- 2) BEO: *BEO in Ueberblick* (BEO, opis działalności) [on-line]. Strona internetowa organizacji BEO. 1999.
- 3) Bess M.: *Country Profiles: Working Group European Energy Briefing Paper*, PHARE BG9307-03-L001. ESD.
- 4) Beurger-Information Neue Energietechniken (BINE). Strona internetowa organizacji. 1999.
- 5) Bojarski L.: „Potencjał energetyczny energii odnawialnej wód geotermalnych i jego rozmieszczenie na terenie Polski”. Ekspertyza wykonana w ramach Studium Krajowego dla Polski „Strategie redukcji emisji gazów cieplarnianych i adaptacji polskiej gospodarki do zmian klimatu”. IBMER. 1994.
- 6) Brigham E. F., Gapenski L. C.: „Zarządzanie finansami”. PWE. Warszawa. 2000.
- 7) Buendnis 90/Die Gruenen- Bundestagsfraktion: *Stromeinsspeisungsgesetz: Novelle auf gutem Weg*. Online document.: (Faction of the Green Party in Parliament). 1990.
- 8) Bukowska J., Ejdys J., Poskrobko B.: „Prawno-ekonomiczne aspekty wykorzystania odnawialnych źródeł energii w Polsce”. Biuro Studiów i Ekspertyz Kancelarii Sejmu, Warszawa. 1998.
- 9) Bundesdeutscher Arbeitskreis fuer Umweltbewusstes Management (BAUM). Strona internetowa organizacji. 1999.
- 10) Bundesministerium fuer Wirtschaft und Technologie (BMWi) a. Foerderbank des Bundes [on-line]. Strona internetowa Ministerstwa Gospodarki i Technologii. 1999.
- 11) Bundesministerium fuer Wirtschaft und Technologie c. Richtlinien zur Foerderung von Massnahmen zur Nutzung erneubarer Energien II IA5-02 5143/2. Wytoczne Ministerstwa Gospodarki i Technologii dot. środków wspomagających rozwój energii odnawialnej z dnia 20 sierpnia 1999.
- 12) California Energy Comission: *Renewable Energy in California*. URL: www.energy.ca.gov/renewables/renewables_fact_sheet.html (modyfikowana 6 grudnia 1999).
- 13) CBT/DEA: *Wood for Energy Production*. The Centre for Biomass Technology CBT. 1999.
- 14) COM(95)628, (1996) *An Energy Policy for the European Union. White Paper of the European Commission*. Luxembourg. 1995.
- 15) COM(97)599, (1997) *Energy for the Future Renewable Energy Sources. White Paper for a Community Strategy and Action Plan*. Brussels. 1997.
- 16) COM(98)167, 16.03.(1998) *Directive 96/92 Concerning Rules for the Internal Market in Electricity*. 1998.
- 17) Council Directive 1999/31/EC of 26 April 1999.
- 18) Czaja S.: „Globalne zmiany klimatyczne”. Wyd. Ekonomia i Środowisko, Białystok 1998.

- 19) Danish Energy Agency (DEA). The Danish Energy Agency Homepage. URL: www.ens.dk/uk/about.htm (aktualizacja: 6 grudnia 1999).
- 20) Daugaard N., Lorenzen K.: *Report on Electricity Legislation in Denmark*. Energy Centre Denmark. 1999.
- 21) DBU: *Bundestiftungsgrundlagen* (Opis działalności fundacji) [on-line]. Strona internetowa DBU. 1999.
- 22) Lorenzen K.: *Danish Regulations in the Field of Biomass Production and Use - Sector of Agriculture and Forestry*. DEA Danish Energy Agency. 1997.
- 23) *Deutscher Bundestag 14 Wahlperiode*. Projekt ustawy Frakcji SDP i Buendnis 90/Die Gruenen z dn. 09.12.99 r. dotyczącej wsparcia dla producentów energii ze źródeł odnawialnych (Erneubare Energie Gesetz EEG. 1999.
- 24) Duczkowska-Małysz K.: „Rozwój obszarów wiejskich”. MRiGŻ. Warszawa. 1996.
- 25) Dz. U. Nr 13 z 1999 r., poz. 119.
- 26) Dz. U. Nr 15 z 1999 r., poz. 138.
- 27) Dz. U. Nr 27 z 1994 r., poz. 96.
- 28) Dz. U. Nr 49 z 1994 r., poz. 196.
- 29) Dz. U. Nr 54 z 1997 r., poz. 348.
- 30) Dz. U. Nr 55 z 1998 r., poz. 355.
- 31) Dz. U. Nr 89 z 1994 r., poz. 414, 417.
- 32) Dz. U. Nr 93 z 1998 r., poz. 589.
- 33) Dz. U. Nr 94 z 1993 r., poz. 431.
- 34) Dz. U. Nr 96 z 1998 r., poz. 522.
- 35) Dz. U. Nr 121 z 1998 r., poz. 793.
- 36) Dz. U. Nr 124 z 1998 r., poz. 819.
- 37) Dz. U. Nr 132 z 1997 r., poz. 877.
- 38) Dz. U. Nr 162 z 1998 r., poz. 1129, 1121.
- 39) EC BREC, ETP, LFG, ETSU: „Przewodnik dla inwestorów w dziedzinie wykorzystania gazu wysypiskowego”. 1999. THERMIE Programme Action DIS-1544-97-GB, Brussels, European Commission.
- 40) EC BREC: *Biomass Energy Strategies for Central & Eastern European Countries - Report for the FAIR Program of the European Comission*. Warsaw. 1998.
- 41) ECOFYS: *Planning of Wind Energy*. ECOFYS. 1998.
- 42) ECOTEC Research and Consulting Ltd.: *Biomass Financing Option. Raport for the Project „Market Development Strategy for Bioenergy in Central and Eastern Europe”. FAIR Programme of the European Commission*. 1999.
- 43) *Employment in the Wind Power Industry*. Wind Power Note No 2, 1996.
- 44) ENER/A3/CJ/cp D(99) 230227: *Proposal for Directive on the Promotion of Electricity from Renewable Energy Sources in the Internal Electricity Market*. DG XVII, Brussels. 1999.

- 45) Energy 21: *The Danish Government's Action Plan for Energy*. Danish Ministry of Environmental and Energy. Copenhagen. 1997.
- 46) ERBE: *Biomass in EC: Summarized Technical State of the Art, Some Policies and EC Programmes*. ERBE Regional Biomass Energy Agency. Belgium. 1999.
- 47) ESD/AEP: *Renewables and Liberalisation of the Electricity Energy Market in the United Kingdom*. 1999.
- 48) ETSU/DTI: *The 1988 Non Fossil Fuel Obligation Order – 5*. Harwell. November 1999.
- 49) European Commission. Directorate General XVII for Energy: *Sun in Action. The Solar Market. A Strategic Plan for Action in Europe*. ESIF. 1996.
- 50) European Commission, Directorate General XVII for Energy: *Energy in Europe. Economic Foundation for Energy Policy*. Brussels. 1999.
- 51) European Commission: *European Financial Resources Guide – Renewable Energy*. Utrecht. 1998.
- 52) Europejski Biuletyn Cenowy Nośników Energii, nr 5(90) 1999. Agencja Rynku Energii.
- 53) EVA: *Feed-in Tariffs and Regulations Concerning Renewable Energy Electricity Generation in European Countries*. Energieverwertungsagentur E.V.A. Austria. 1998.
- 54) EWEA: *A Blueprint To Achieve 10% of the World's Electricity from Wind Power by 2020*. WIND FORCE 10, 1998
- 55) EWEA: *Opinion on Proposal for a Directive on the Promotion of Electricity from Renewable Energy Sources in the Internal Electricity Market*. Strona internetowa Danish Wind Turbine Manufacturers Association.
- 56) FEMOPET EC BREC/LEI: „Raport technologiczny. Biogaz”. IBMER. Warszawa. 1999.
- 57) FEWE: „Inwentaryzacja emisji gazów cieplarnianych w Polsce”. Warszawa. 1996.
- 58) Galon-Kozakiewicz J.: informacja ustna, luty 2000.
- 59) Gogół W. red.: „Konwersja termiczna energii promieniowania słonecznego w warunkach krajowych”. Ekspertyza PAN. Wydział IV Nauk Technicznych. 1994.
- 60) Górecki W. red: „Atlas zasobów energii geotermalnej na Niżu Polskim”. Towarzystwo Geosynoptyków GEOS. Kraków. 1996.
- 61) GUS: *Ochrona Środowiska*. Warszawa. 1999.
- 62) GUS: *Rocznik Statystyczny*. 1999.
- 63) Guzenda R., Świgoń J.: "Techniczne i ekologiczne aspekty energetycznego wykorzystania drewna i odpadów drzewnych". *Gospodarka Paliwami i Energią* Nr 1(512), 1997.
- 64) Halsenaes K., Callaway J.M, Meyer H.J.: *Economics of Greenhouse Gas Limitation. Methodological Guidelines*. UNEP. Riso National Laboratory. Roskilde. 1999.
- 65) Hartnell G.: British Landfill Gas Association, informacja ustna. 1999.
- 66) Hauff J.: *CO₂ Emissions Permit Trading and the Polish Reality*. Budapest. 1999. Study supported by UNEP and World Bank. Warsaw. Poland.
- 67) Schraiber H.: informacja ustna, luty 2000.

- 68) Hille E., Karaczun Z., Wiśniewski G: „Wybrane zagadnienia polityki energetycznej Polski”. PKE. Warszawa-Kraków. 1997.
- 69) Hong B.D.: *Challenges of Electric Power Industry Restructuring for Fuel Suppliers*. Chapter 5: *Issues for Renewable Fuels in Competitive Electricity Markets*. URL. 1998.
- 70) IEA: *Enhancing the Market Deployment of Energy Technology*. International Energy Agency OECD/IEA. 1997.
- 71) *Increased Use of Renewable Sources in the Baltic Sea States*. Position Paper Prepared by Representatives from Countries in the Baltic Sea Region and the European Commission within the Framework of a Project *Renewable Energy Comprehensive Initiative for the Baltic Sea Region*. SYNERGY Programme of the European Commission. October 1999.
- 72) Informationszentrum fuer betrieblichen Umweltschutz (IfbU). 1999 a. *ERP-Umwelt und Energiesparprogramm der Deutschen Ausgleichbank* [on-line].
- 73) Informationszentrum fuer betrieblichen Umweltschutz. 1999 c. *Umweltprogramm der kreditanstalt fuer Wiederaubau* [on-line].
- 74) IP/99.224: *Working Paper of the European Commission. Electricity from Renewable Energy Sources and the Internal Electricity Market*. DG XVII. Brussels. 1999.
- 75) IPCC: „Drugi raport IPCC oceniający zmiany klimatu w 1995 r.”. Warszawa. 1997.
- 76) Jędrysik E.: „Węglowy Fundusz Inwestycyjny Banku Światowego jako mechanizm wspierania realizacji zobowiązań wynikających z protokołu z Kioto”. Seminarium naukowo-decyzyjne dotyczące handlu emisjami, 8 września 1998 r. Warszawa.
- 77) KERM: „Założenia polityki energetycznej Polski do roku 2020”. Warszawa. 2000.
- 78) Komisja Europejska, DG XVII: *Sun in Action. The solar market. A strategic plan for action in Europe*. ESIF. 1996.
- 79) Kowalik P.: „Aktualny stan i perspektywy wykorzystania energii biomasy w Polsce”. Międzynarodowe Seminarium: „Odnawialne źródła energii w strategii rozwoju zrównoważonego”. EC BREC/IBMER. Warszawa. 1998.
- 80) „Krajowe Studium Zmian Klimatu”. IOŚ/IBMiER. Warszawa. 1994.
- 81) Kreditanstalt fuer Wiedrebau (KfW). Strona internetowa banku. 1999.
- 82) Krzyżanowski J.: „Kierunki rozwoju energetyki kompleksowej w Polsce do 2010 r.”. PAN - Komitet Problemów Energetyki. Warszawa. 1994.
- 83) Madrid Declaration: *Document Adopted at the European Conference „An Action Plan for Renewable Energy Source in Europe”*. Madrid. 16-18 March, 1994.
- 84) McGuigan M.J.: *Greenhouse Gas Emission Reductions Potential from US Landfill Gas Utilization Projects*. 21st Annual Landfill Gas Symposium. Austin. Texas. 1998.
- 85) Mendis M.: *Innovative Financing Mechanism for Renewable Energy*. Energy No 6, 1999. United Nation.
- 86) Meyer N: *Possibilities and Barriers for Energy Conservation in a Liberalised Electricity Market: Danish Utility Experience*. Proceedings of the International Conference „Liberalisation of Energy Market”. Prague. 6-8 October, 1998.
- 87) Microsoft Excel 97 – pomoc.
- 88) MP Nr 6 z 1976 r., poz. 32.

- 89) MP Nr 18 z 1991 r., poz. 118.
- 90) MP Nr 18 z 1999 r., poz. 96.
- 91) Ney R., Sokołowski J.: „Wody geotermalne Polski i możliwości ich wykorzystania”. Nauka Polska nr 6. 1987.
- 92) OECD/IEA: *Enhancing the Market Deployment of Energy Technology: A Survey of Eight Technologies*. Paris. 1997.
- 93) OECD/IEA: *Common Action for Renewable Electricity Generation. Annex I Expert Group – Policies and Measures for Common Action*. 1997.
- 94) OECD: „Polityka energetyczna – Polska. Przegląd sytuacji w 1994 r.”. Warszawa. 1995.
- 95) Official Journal of the European Community. L27, January 1997. Luxembourg.
- 96) Pollard V.: „Energia odnawialna a tworzenie nowych miejsc pracy”. Materiały z Międzynarodowego Seminarium: „Odnawialne źródła energii w strategii rozwoju zrównoważonego”. EC BREC/IBMER. Warszawa. 1998.
- 97) Ponikiewski W.: „Mechanizmy wspomagające realizację zobowiązań wynikających z protokołu z Kioto – stanowiska państw”. Seminarium naukowo-decyzyjne dotyczące handlu emisjami, 8 września 1998 r. Warszawa.
- 98) Principles for Renewable Energy Directive: *Climate Network Europe. Hotspot climate and Energy Policy*. Vol. 8, 1999.
- 99) „Przyszłość wsi i rolnictwa. Wyzwania i szanse”. MRiGŻ. Warszawa. 1998.
- 100) Ramowa Konwencja Narodów Zjednoczonych w Sprawie Zmian Klimatu. Nowy Jork 1992.05.09 (Dz. U. z 1996 r. Nr 53, poz. 238).
- 101) Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 17 lipca 1998 r. w sprawie określenia szczególnych rodzajów działalności gospodarczej nie wymagającej koncesjonowania. (Dz.U. nr 98, poz. 621).
- 102) SEC(99)504, 9.4: *Campaign for Take-Off*. DG XVII. Brussels. 1999.
- 103) Sobolewski M.: „Odnawialne źródła energii w Polsce – stan i perspektywy”. Biuro Studiów i Ekspertyz Kancelarii Sejmu. Warszawa. 1998.
- 104) Sowiński A.: „Zasoby wodno-energetyczne i ich rozmieszczenie w Polsce”. W ramach Opracowanie strategii wykorzystania odnawialnych źródeł energii w Polsce. Studium SE-7. IBMER. Koordynator IOŚ. Warszawa. 1996.
- 105) „Spójna polityka strukturalna rozwoju obszarów wiejskich i rolnictwa”. MRiGŻ. Warszawa. 1999.
- 106) „Statystyka elektroenergetyki polskiej”. Agencja Rynku Energii S.A. Roczniki 1995, 1996, 1997, 1998.
- 107) „Strategia redukcji emisji gazów cieplarnianych i adaptacji gospodarki do zmian klimatu”. MOŚZNiL. Warszawa. 1996.
- 108) *Stromeinspeisungsgesetz*. Ustawa dotycząca dostaw energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych do publicznej sieci energetycznej z dn. 7 grudnia 1990 r. (BGB1. S. 2633), znowelizowana dn. 19.7.1997 r. (BGB1. I S. 1618), oraz 24.4.1998 r. (BGB1. I S. 730, 734).

- 109) *The European Renewable Energy Study - the Prospects for Renewable Energy in 30 European Countries from 1995 to 2020. Poland.* TERES II 1996. Raport przygotowany dla programu ALTENER Komisji Europejskiej.
- 110) *The Potential Contribution of Renewable Energy Schemes to Employment Opportunities.* ECOTEC Research & Consulting Ltd. May 1995. Raport for ETSU.
- 111) *The Wind Energy Industry - Status and Prospects.* EWEA. 1998.
- 112) *The World Energy Council: Survey of Energy Resources.* 18TH Edition. London. 1999.
- 113) Trittin, Juergen: *Erneuerbare Energien: Symbol fuer nachhaltige Entwicklung und zukunftsgerichtete Technik.* Ministry of the Environment. Online document. URL: http://www.bmu.de/umpolit/editorial_trittin.htm.
- 114) Ustawa z dn. 10 kwietnia 1997 r. - Prawo Energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348).
- 115) Verband Deutscher Elektrizitaetswerke (VDEW): *Stromzahlen/Erneuerbare Energien.* Online document. 2000. (VDEW = Association of German Electricity Producers).
- 116) Walaszek-Pyziół A., Pyziół W.: „Prawo Energetyczne. Komentarz”. Wydawnictwo Prawnicze. Warszawa. 1999.
- 117) Wilski T.: „Charakterystyka rozwoju MEW w Polsce po 1981 r.”. Biuletyn MEW Towarzystwa Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych nr 1, 1996.
- 118) *Wind Energy. The Facts.* European Wind Energy Association. 1997. Raport dla programu ALTENER Komisji Europejskiej.
- 119) Wiser R., Stevensen P.: *Financing Investment in Renewable Energy: the Role of Policy Design and Reconstructing.* Berkeley National Laboratory. Berkeley. California. 1997.
- 120) Wiśniewski G.: „Analiza barier w rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce i propozycje rozwiązań systemowych”. Materiały z Konferencji: „Rozwój energetyki odnawialnej w Polsce”. Biuro Studiów i Ekspertyz Kancelarii Sejmu. Konferencje i Seminaria 2(20), 1999.
- 121) Wiśniewski G., Grzybek A., Rogulska M., Gołębiowski S.: „Ocena ekonomiczna i prawna wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych wraz z propozycjami systemowych rozwiązań prawnych”. Ekspertyza dla Ministra Ochrony Środowiska, Zasobów Naturalnych i Leśnictwa. IBMER. Warszawa. 1995.
- 122) Wiśniewski G., Pisarek M.: „Energetyczne wykorzystanie drewna i słomy - możliwości i doświadczenia praktyczne”. Materiały seminaryjne: „Wykorzystanie odnawialnych źródeł energii na szczeblu lokalnym”. Poznań-Kraków-Warszawa. 1999.
- 123) Wiśniewski G.: „Energia słoneczna. Przetwarzanie i wykorzystanie energii promieniowania słonecznego”. Biblioteka Fundacji Ekologicznej „Silesia”. Katowice. 1999.
- 124) World Energy Council: *New Renewable Energy Resources. A Guide to the Future.* Kogan Page Ltd. London. 1994.
- 125) Worldwatch. 1999.
- 126) www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/chg_str_fuel/html/chapter5.html
- 127) www.ens.dk/pub/EPR/epr99uk.htm
- 128) www.ens.dk/uk/Statistics/uk98/tab_overblik.htm

- 129) „Założenia polityki energetycznej Polski do roku 2020”. Urząd Rady Ministrów, Warszawa. 1995.
- 130) Żmuda K.: „Odnawialne źródła energii w polityce rolnej w Polsce” Materiały z międzynarodowego seminarium: „Odnawialne źródła energii w strategii rozwoju zrównoważonego”. EC BREC/IBMER. Warszawa. 1998.