

Finansowanie czystej energii: rozwiązania dla Polski

Cambridge Programme for Sustainability Leadership (CPSL) we współpracy z Regional
Centre for Energy Policy Research (REKK), Uniwersytet Korwina w Budapeszcie

Marzec 2013

KONTAKT

Sandrine Dixson-Declève, CPSL, Bruksela

Tel.: +32 2 894 9320

E-mail: Sandrine.Dixson@cpsl.cam.ac.uk

www.cpsl.cam.ac.uk

SPIS TREŚCI

I. WSTĘP	3
II. PODSUMOWANIE WYNIKÓW W PIĘCIU ANALIZOWANYCH KRAJACH	5
III. PODSUMOWANIE ANALIZY KRAJOWEJ: POLSKA	8
IV. SZANSE I WYZWANIA DLA ROZWOJU OZE-E W POLSCE	15
A. Zagadnienia gospodarcze	15
B. Strategie i polityki	16
C. Aspekty finansowe	18
V. REKOMENDACJE: PERSPEKTYWA INWESTYCYJNA	20
VI. OCENA SZCZEGÓŁOWA: ANALIZA LUKI INWESTYCYJNEJ DLA OZE-E W POLSCE	31
A. Opis polskiego sektora elektroenergetycznego	31
B. Wytwarzanie odnawialnej energii elektrycznej, ramy prawne oraz możliwości inwestycyjne	37
1. Finansowanie OZE-E	38
2. Opis polskiego rynku zielonych certyfikatów	39
3. Potencjał OZE-E	44
4. Inne mechanizmy wsparcia OZE-E	44
C. Bariery ograniczające inwestycje OZE-E	45
1. Nieodpowiednia organizacja mechanizmów wsparcia OZE-E	46
2. Niestabilne środowisko legislacyjne	48
3. Problemy integracji OZE-E z siecią	48
4. Przestrzenne, środowiskowe i społeczne bariery dla rozwoju OZE-E	50
D. Wpływ energetyki odnawialnej na zatrudnienie i wzrost gospodarczy w Polsce	52
1. Globalny i krajowy kontekst produkcji technologii OZE-E	52
2. Cele OZE	56

I. WSTĘP

Projekt ***Fundusze dla Czystej Energii: Kraje Europy Środkowo-Wschodniej*** został zainicjowany w wyniku Forum – Instrumenty Finansowe dla Rozwiązań Niskoemisyjnych, zorganizowanego w październiku 2011 r. Inicjatorami forum byli: Gregory Baker, brytyjski Minister ds. Energetyki i Zmian Klimatycznych oraz Tamas Fellegi, węgierski Minister Rozwoju. Jedną z rekomendacji forum było powołanie grupy ekspertów i przeprowadzenie analizy możliwości wykorzystania środków prywatnych do finansowania inwestycji w zakresie produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (OZE-E). Pierwszy etap analizy objął cztery kraje z Europy Środkowo-Wschodniej: Bułgarię, Czechy, Węgry oraz Rumunię. Po ukończeniu prac nad raportem analizującym te cztery państwa, który opublikowano w maju 2012 r., podjęto decyzję, że należy przygotować drugi raport, skupiający się na Polsce, a w krajach objętych pierwszym etapem badań przeprowadzić warsztaty, których celem będzie wzmocnienie instytucjonalne w tym obszarze.

Projekt wdrażany jest w ramach Cambridge Programme for Sustainability Leadership (CPSL), przy wsparciu konsultantów z poszczególnych krajów. Niniejszy raport został przygotowany przez CPSL we współpracy z Regional Centre for Energy Policy Research (REKK), działającym na budapesztańskim Uniwersytecie Korwina. Chcielibyśmy podziękować brytyjskiemu Ministerstwu Spraw Zagranicznych za hojną pomoc finansową w realizacji projektu oraz European Climate Foundation za wsparcie w pracach nad raportem dotyczącym Polski. Z ramienia CPSL prace nad główną częścią raportu prowadzili: Sandrine Dixson-Declève, Katherine Thoday, Tomi Numela oraz Hendrik Jan Laseur, przy redakcyjnym wsparciu ze strony Helen Spence-Jackson. Za części dotyczące poszczególnych krajów i regionów oraz przygotowanie załączników odpowiedzialni byli autorzy z ramienia REKK: Péter Kaderják, László Szabó, Borbála Tóth, Lajos Kerekes, Zsuzsanna Pató oraz András Mezősi. Współautorami raportu są także Péter Kotek i Aleksandra Arcipowska oraz Grzegorz Wiśniewski z Instytutu Energetyki Odnawialnej.

Zespół projektu korzystał również z eksperckiego wsparcia Komitetu Doradczego, w którego skład weszli specjaliści i wysocy rangą przedstawiciele podmiotów sektora prywatnego oraz państwowego:

- Andreas Bierman – Starszy Manager ds. Strategii, w Zespole ds. Efektywności Energetycznej i Zmian Klimatycznych, Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju (EBOiR),
- Murray Birt – Zastępca Dyrektora, Deutsche Bank,
- Marta Bonifert – Dyrektor, Regional Environment Center (REC),
- Tzvetelina Borislavova – Clever Synergies Investment Fund (Buł.),
- Marian Dobrin – Dyrektor Działu Analiz i Finansowania Projektów w Departamencie ds. Energetyki i Środowiska, Romanian Institute for Studies and Power Engineering (Rum.),

- Manuel Dueñas – Zastępca Dyrektora Oddziału ds. Zmian Klimatycznych i Środowiska, Europejski Bank Inwestycyjny (EBI),
- Jill Duggan – Dyrektor ds. Strategicznych, Doosan Power,
- Sarah Eastabrook – Dyrektor ds. Rozwoju Strategii, Polityki Ochrony Środowiska oraz Polityki Międzynarodowej, Alstom,
- Christopher Knowles – Zastępca Dyrektora, Europejski Bank Inwestycyjny (EBI),
- Gabor Ligetfalvi – Zastępca Dyrektora, MFB Invest (Węg.),
- Profesor Maciej Nowicki – były Minister Środowiska (Pol.),
- Julian Popov – Przewodniczący Bulgarian School of Politics (Buł.),
- Roman Portužák – Dyrektor ds. Wewnętrznych i Międzynarodowych, VŠB Politechnika w Ostrawie (Czech.).

Autorzy raportu chcieliby również podziękować następującym osobom oraz podmiotom za ich wkład w powstanie niniejszej analizy oraz publikacji:

- pracownicy lokalnych biur Regional Environment Center (REC) w Bułgarii, Czechach, Rumunii oraz na Węgrzech,
- Richard Folland – JP Morgan,
- Thijs Bauer – Colville Partners,
- Zoltán Lontay – GEA EGI Energiagazdálkodási Zrt,
- Ádám Szolnoki – MANAP Iparági Egyesület ,
- Tóth László – MSZT,
- Bohislav Malek and Tomas Vorisek – SEVEN s.a,
- Ken Lefkowitz – New Europe Corporate Advisory Ltd,
- PGE Energia Odnawialna,
- E.ON edis energia.,
- EUROS Polska,
- PMG TECHNOLOGY,
- SWIND Elektrownie Wiatrowe,
- Green Power Polska,
- E-Towers Famaba,
- CELSA Huta Ostrowiec,
- DR ZABER,
- TAURON Ekoenergia,
- DONG Energy Renewables Polska,
- Zakład Budownictwa Energetycznego,
- Lima Lidia Poro,
- LM Wind Power Blades,
- E On Energie Odnawialne.

II. PODSUMOWANIE WYNIKÓW W PIĘCIU ANALIZOWANYCH KRAJACH

Zakres projektu obejmował początkowo analizę możliwości rozwoju produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w Bułgarii, Czechach, Rumunii i na Węgrzech. Na jego drugim etapie podobne badania przeprowadzono także w Polsce. Pierwsza część niniejszego raportu skupia się na zaprezentowaniu głównych wyników badań i wniosków z nich płynących (rozdziały I – V). W drugiej części opracowania przedstawione zostały bardziej szczegółowe informacje (rozdział VI).

W ramach projektu zidentyfikowano podstawowe korzyści jakie może kreować energetyka odnawialna w obszarach takich jak: szeroka współpraca przygraniczna, tworzenie nowych miejsc pracy, czy wzrost gospodarczy. Jednym z celów projektu jest wzmocnienie dialogu między rządami, a podmiotami inwestycyjnymi przy planowaniu przyszłej strategii energetycznej regionu. Dla każdego kraju przeprowadzono szczegółową ocenę i analizę danych źródłowych. Niniejszy raport powstał na podstawie znacznie obszerniejszej i bardziej szczegółowej analizy dla poszczególnych państw.

Najważniejszym wnioskiem płynącym z analizy regionalnej jest identyfikacja znacznego potencjału do dalszego rozwoju produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych we wszystkich pięciu badanych krajach: w Bułgarii, Czechach, Polsce, Rumunii oraz na Węgrzech. Działania te niosą ze sobą duże możliwości w zakresie inwestycji i zatrudnienia w analizowanych państwach. Aby je w pełni wykorzystać badane kraje muszą podjąć szereg niezbędnych kroków. Rekomendacje wypracowane w ramach obydwu raportów są w tym zakresie takie same i zostały przedstawione poniżej.

- **Należy zwiększyć możliwości przyłączenia do sieci i dystrybucji energii elektrycznej** z OZE poprzez inwestycje w modernizację sieci przesyłowych i dystrybucyjnych oraz ich integrację na poziomie krajowym i regionalnym.
- **Wymagane jest wzmocnienie instytucjonalne na poziomie regulacji i przemysłu** poprzez podniesienie kwalifikacji osób zatrudnianych w sektorze publicznym oraz prywatnym. Celem tych działań jest zapewnienie odpowiedniego poziomu kompetencji, pozwalającego na pełne wykorzystanie potencjału analizowanego sektora w zakresie zatrudnienia i inwestycji.
- Pomimo licznych powiązań między analizowanymi krajami, a także wspólnego członkostwa w UE, nadal istnieje wiele możliwości wzmocnienia **podejścia regionalnego do rozwoju rynku**.
- W niektórych przypadkach ustanowiono już minimalne poziomy w zakresie przyłączenia do sieci, jednak jak najszybciej należy opracować i ogłosić **przejrzyste i jasno określone systemy zarządzania przydziałem pozwoleń na przyłączenie do sieci**.

- Podejmując decyzje o dalszych kierunkach rozwoju energetyki **warto wykorzystać fakt, że technologie OZE-E są coraz bardziej dojrzałe i coraz tańsze** (chodzi tu głównie o fotowoltaikę oraz, w mniejszym stopniu, o energię wiatrową), szczególnie biorąc pod uwagę dłuższe ramy czasowe.
- **Należy opracować bardziej inteligentne systemy bodźców służących** poprawie przewidywalności i zrównoważenia rynku, obniżających koszt kapitału oraz stymulujących rozwój producentów krajowych.
- **Warto wzmacniać krajowy przemysł OZE-E poprzez wspieranie lokalnych przedsiębiorstw i miejsc pracy.**
- **Istotnym czynnikiem wspierającym rozwój OZE-E jest opracowanie strategii podziału ryzyka przy tego typu inwestycjach między partnerów publicznych i prywatnych** oraz zapewnienie przyjaznego inwestorom środowiska prawnego i fiskalnego.
- **Obowiązujące strategie, rozporządzenia oraz mechanizmy wsparcia nie powinny podlegać częstym modyfikacjom**, a procedury przyznawania licencji powinny zostać usprawnione.
- Niepewny czas recesji warto wykorzystać na **wyznaczenie ścieżki rozwoju OZE-E**. Wszystko to po to by przyspieszyć ich wdrożenie gdy tylko warunki kredytowe zostaną złagodzone.
- **Projekty dotyczące integracji OZE-E z siecią przesyłową** powinny mieć wyższy priorytet niż inwestycje dotyczące produkcji odnawialnej energii elektrycznej.
- **Wydatki na infrastrukturę powinny zostać zintegrowane z nakładami na nowe technologie OZE-E**, a także w pełni wykorzystać wsparcie dostępne w ramach funduszy strukturalnych.
- **W ramach promocji nowych rozwiązań warto stworzyć bazy udanych inwestycji OZE-E.**
- Aby w pełni wykorzystać potencjał związany z nowymi technologiami **należy przyjąć bardziej całościowe podejście do rozwoju OZE-E i uwzględnić ten obszar w szerszych ramach planowania czy legislacji**, obejmujących np. zmiany klimatyczne, bezpieczeństwo energetyczne, jakość powietrza, korzyści dla miast i miejscowości turystycznych, normy emisyjne. Oznacza to także konieczność dalszego wzmacniania planowania energetycznego na poziomie lokalnym. Dzięki tym wysiłkom programy rozwoju OZE i poprawy efektywności energetycznej powinny przyczyniać się do zaspokajania lokalnych potrzeb w zakresie energii, stymulowania rozwoju i tworzenia nowych miejsc pracy.

Warto podkreślić, że rozwój OZE-E w opisywanym regionie, w tym w Polsce, będzie stanowić ogromne wyzwanie. Jest to związane z małą przewidywalnością przyjętych strategii i polityk, brakiem wsparcia dla koncepcji OZE-E ze strony urzędników i decydentów, szeregiem rządowych preferencji dla paliw kopalnych i energii jądrowej, długimi

i nieprzejrzystymi procedurami w zakresie przyznawania licencji na działalność na rynku energii oraz przestarzałą i zdegradowaną infrastrukturę energetyczną.

Należy również wspomnieć o tym, że debata nad wykorzystaniem OZE w analizowanych krajach jest zdominowana przez coraz bardziej ugruntowane poglądy nt. podziału obciążeń wynikających z unijnych celów klimatycznych. Tak jak w innych państwach europejskich, w krajach poddanych analizie zainicjowanie prawdziwych systemowych zmian w zakresie wytwarzania, przesyłu i dystrybucji energii oraz jej zużycia nadal stanowi poważne wyzwanie.

Kluczowym zagadnieniem w debacie na temat rozwoju OZE jest kwestia kosztów i sposobu ich podziału. Zwykle przy tej okazji wykorzystywane są wskaźniki przedstawiające wydatki na energię odnawialną jako procent PKB (wartości te są czasem traktowane jako odzwierciedlenie podziału obciążeń w ramach UE).

W podejściu skupiającym się na kosztach nie bierze się pod uwagę pozytywnego wpływu OZE na bezpieczeństwo energetyczne, a także końcowe koszty energii w dłuższym okresie czasu, czy kwestie strukturalne, wpływające na atrakcyjność inwestycyjną kraju. Nie uwzględnia się analiz rzeczywistych kosztów energii z planowanych elektrowni jądrowych czy nakładów wynikających z dalszej zależności od węgla czy gazu z Rosji. Nie poddaje się również głębszej analizie dodatkowych efektów jakie dywersyfikacja energetyki oraz zarządzanie popytem poprzez zwiększanie efektywności energetycznej i programy oszczędności energii mogą przynieść w obszarach ochrony środowiska, bezpieczeństwa energetycznego czy w ograniczeniu importu energii.

Podczas lektury raportu warto pamiętać, że każdy z pięciu analizowanych krajów jest nadmiernie uzależniony od rosyjskiego gazu dostarczanego za pomocą trzech głównych gazociągów. Wiąże się to z szeregiem problemów z infrastrukturą przesyłu gazu, zbyt niskimi zwrotnymi mocami przesyłowymi, czy dalece niewystarczającą integracją sieci przesyłowej w ramach Europy Środkowej. Wszystkie te zaniedbania doprowadziły do tego, że to właśnie kraje analizowanego regionu zostały najbardziej poszkodowane podczas kryzysu gazowego w 2009 r. Chcąc zwiększyć swoje bezpieczeństwo gazowe Polska aktywnie poszukuje sposobów na zdywersyfikowanie źródeł zaopatrzenia w ten surowiec. Inwestuje w nowy terminal LNG (do odbioru skroplonego gazu ziemnego) na Morzu Bałtyckim, otwiera rynek na wydobywanie gazu ze złóż niekonwencjonalnych, a także promuje większą integrację rynków gazowych w ramach Europy Środkowej. Kolejnym istotnym wątkiem poruszonym w debacie nad bezpieczeństwem energetycznym regionu jest energetyka jądrowa. Wszystkie z pięciu analizowanych krajów albo już produkują energię elektryczną w elektrowniach jądrowych bądź, tak jak Polska, właśnie to planują. W związku z tym inwestycje w wytwarzanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych muszą w każdy z badanych państw konkurować o wsparcie rządowe i finansowe z planami budowy nowych bloków jądrowych.

III. PODSUMOWANIE ANALIZY KRAJOWEJ: POLSKA

Analiza przeprowadzona dla Polski dowodzi, że rozwój OZE w sektorze elektroenergetycznym postępuje szybciej niż zakładano, a dzięki różnorodnym mechanizmom wsparcia, takim jak system zielonych certyfikatów czy Krajowy Plan Działania w zakresie Energii ze Źródeł Odnawialnych (KPD OZE), z powodzeniem rozwijane są źródła energii elektrycznej nie wykorzystujące paliw kopalnych. Ze względu na rozwijającą się gospodarkę, znaczne przepływy kapitałowe i rosnącą siłę nabywczą inwestorzy zdają się inwestować w Polsce chętniej niż w niektórych innych krajach Europy Środkowo-Wschodniej. W efekcie niektóre gałęzie OZE, w szczególności energetyka wiatrowa, przyczyniają się do rozwoju lokalnych rynków pracy i przedsiębiorczości.

Najważniejsze rekomendacje w zakresie zwiększania możliwości inwestycyjnych i rozwoju OZE-E

Pomimo dość pozytywnej sytuacji w sektorze OZE-E w Polsce, jego dalszy rozwój wymagać będzie podjęcia szeregu kroków. Poniżej przedstawiamy nasze rekomendacje w tym zakresie.

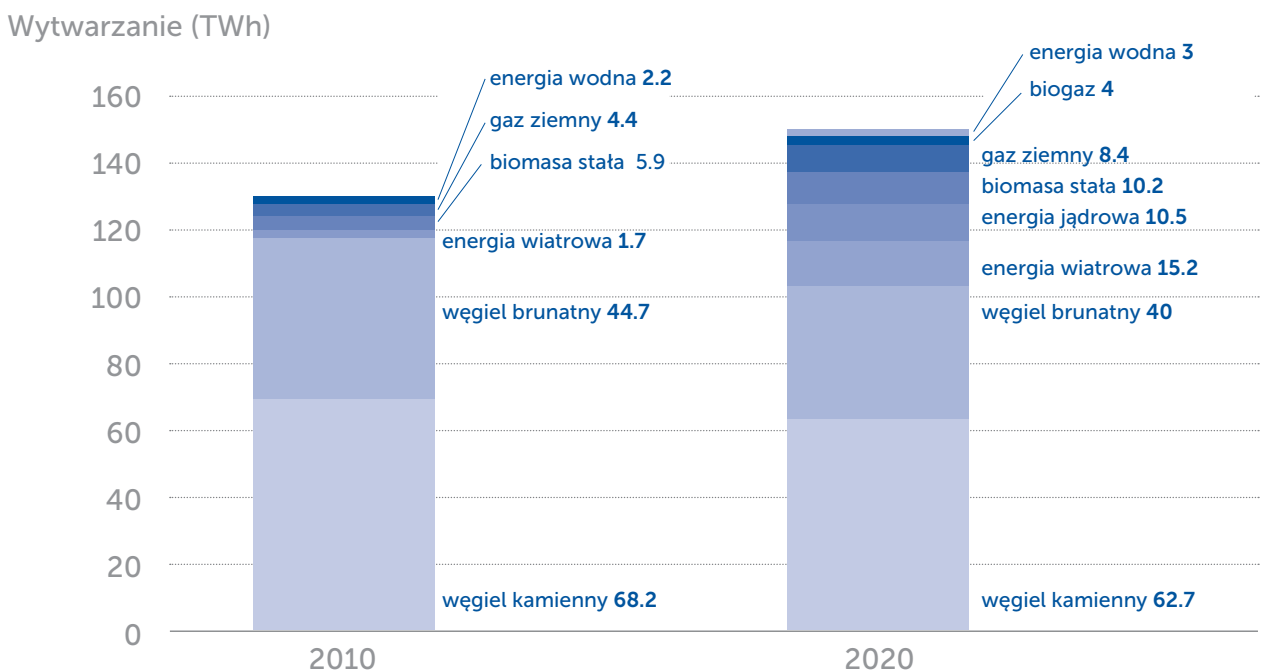
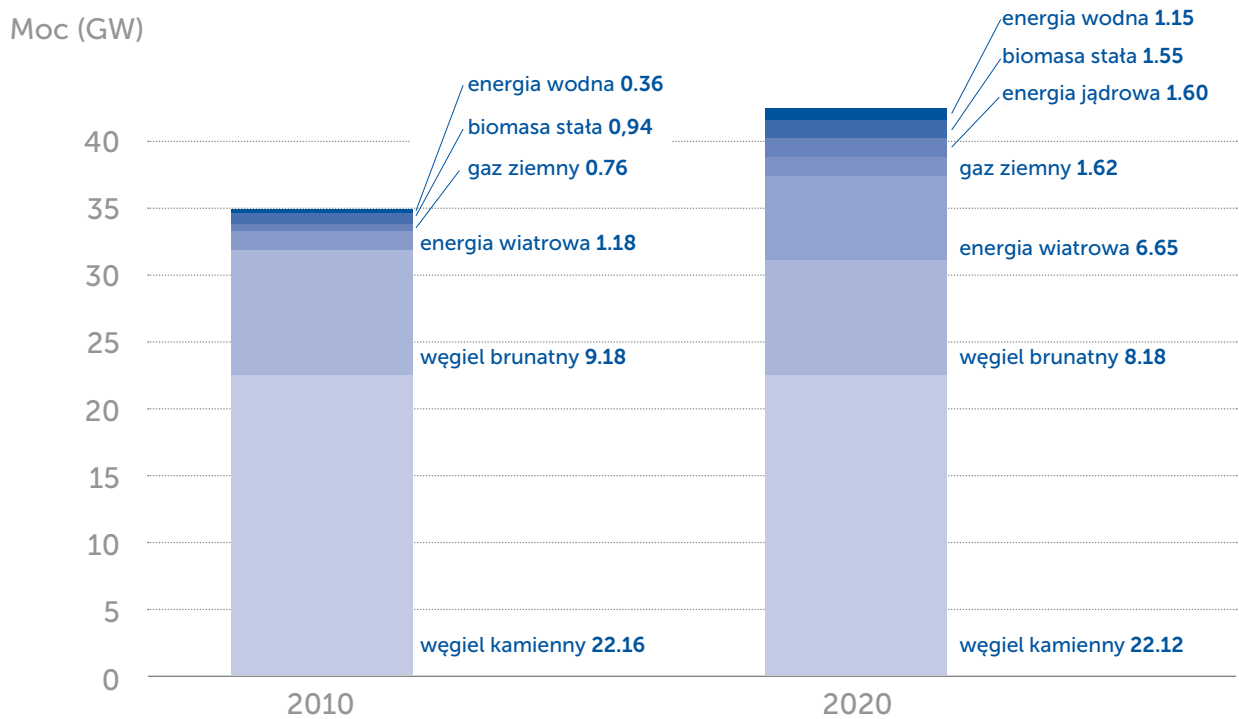
- Należy wdrożyć ogólnokrajową, zintegrowaną, długoterminową strategię promocji OZE-E w Polsce, skupiającą się na rozwoju krajowych źródeł wytwórczych i lokalnego sektora usług.
- Presja na dywersyfikację energetyki na poziomie krajowym i wykorzystanie siły gospodarczej kraju, powinna iść w parze z bardziej regionalnym podejściem do inwestycji energetycznych, w szczególności w obszarze infrastruktury sieciowej.
- Pomimo nadania wysokiego priorytetu przyłączeniu OZE do sieci niezależni producenci energii elektrycznej nadal napotykać bariery w integracji swoich mocy z siecią przesyłową i dystrybucyjną. Dominacja publicznych, pionowo zintegrowanych przedsiębiorstw energetycznych, słaby stan techniczny sieci i skomplikowane procedury przyłączeniowe zwiększają ryzyko inwestycyjne. Negatywnie wpływają także na przepływy finansowe i gotowość do realizacji projektów, ze strony podmiotów lokalnych i zagranicznych, zwykle dysponujących niewielkim polem do negocjacji warunków integracji z siecią. Dlatego fundamentalnym czynnikiem sukcesu rynku OZE są inwestycje w rozwój sieci umożliwiające łatwiejszy dostęp do niej.
- Fundusze strukturalne na okres 2014-2020 powinny zagwarantować maksymalne wsparcie dla OZE-E w Polsce. Według nowych ram dla regionalnych programów operacyjnych, przynajmniej 6-20% dostępnych funduszy powinno zostać przeznaczone na rozwój niskowęglowej gospodarki, w tym OZE i podniesienie efektywności energetycznej.
- Polska powinna wykorzystać wszelkie możliwości rozwoju i podniesienia efektywności sieci elektroenergetycznej. Inwestycje w sieci zwiększą zaufanie do strategii rozwoju OZE-E oraz ułatwią fizyczny dostęp do sieci. Tym samym odnoszą się one do głównych barier dalszego rozwoju OZE-E w Polsce.
- Aby ułatwić finansowanie bardziej długoterminowych inwestycji należy wydłużyć okres funkcjonowania struktur wsparcia. Jednym z rozwiązań może być tu poszerzenie wachlarza źródeł finansowania o krajowe i zagraniczne źródła prywatne, inwestorów instytucjonalnych, czy fundusze kapitałowe.

- Chcąc zagwarantować sobie dogodny start w globalnym wyścigu po kapitał Polska powinna promować swoją pozycję na mapie inwestycji. Jest ona unikalna z co najmniej kilku względów.
 - Polska posiada większy potencjał wzrostu i lepszą ocenę kredytową niż większość państw regionu.
 - Rozmiar polskiego rynku, liczącego 38 milionów konsumentów, jest znacznie większy niż w przypadku pozostałych państw w regionie.
 - Dobrze wykształcona i wyszkolona kadra daje możliwości rozwoju lokalnej produkcji i powiązanych z nią usług.
- Należy wykorzystać niepewne czasy recesji do wytyczenia strategicznej ścieżki rozwoju OZE-E, którą będzie można wdrażać gdy rozluźnione zostaną wymogi kredytowe.

Przegląd szczegółowej oceny krajowej (pełna ocena szczegółowa w rozdziale VI)

- W 2011 r. produkcja energii elektrycznej brutto wyniosła w Polsce 152 TWh. Jej głównym były paliwa kopalne. Około 91% energii elektrycznej wyprodukowano z węgla kamiennego i brunatnego oraz ropy. Udział gazu w wytwarzaniu elektryczności jest bardzo niski, w omawianym okresie sięgnął 3% całkowitej produkcji. 6% energii elektrycznej pochodziło ze źródeł odnawialnych, z czego 2% powstało dzięki współpalaniu biomasy, energii wiatrowej i energii wodnej (ENTSO-E 2011).
- Istniejące elektrownie na węgiel kamienny i brunatny są przestarzałe. Ponad połowa mocy wytwórczych na węgiel ma więcej niż 30 lat. Infrastruktura ta jest dość rozproszona. Moc poszczególnych elektrowni węglowych zazwyczaj nie przekracza 300 MW przez co jej modernizacja czy instalacja systemu wychwytu i składowania CO₂ jest raczej mało prawdopodobna (IEA 2011).
- Według Polityki energetycznej Polski do roku 2030, opracowanej przez Ministerstwo Gospodarki i przyjętej przez Radę Ministrów w 2009 r., dominacja paliw kopalnych w wytwarzaniu energii elektrycznej powinna być zmniejszana na rzecz większego zróżnicowania źródeł, w tym energii jądrowej oraz OZE. Dokument ten definiuje cele w zakresie rozwoju mocy wytwórczych w perspektywie do 2030 r. W założonym okresie powinny one ulec zwiększeniu z 35GW w 2010 r. do ponad 42GW w 2020 r. i 49GW w 2030 r.
- Polska zamierza zwiększyć zróżnicowanie źródeł wytwórczych dla energii elektrycznej i ograniczyć dominację węgla kamiennego oraz brunatnego. Udział węgla kamiennego ma spaść do 52% w 2020 r., a w 2030 r. nawet do 37%. Do około 4-10% (w zależności od scenariusza) ma do tego momentu wzrosnąć udział nieistniejących obecnie źródeł jądrowych w mocy wytwórczej (patrz wykres 1).
- Udział OZE ma się zwiększyć z 7,5% do 18-21% do 2020 r.. Trzy czwarte mocy z OZE ma pochodzić z energii wiatrowej. Pozostała jedna czwarta to biogaz, biomasa i energia wodna (patrz wykres 1).

Wykres 1: Udział poszczególnych nośników energetycznych w mocy netto (wykres górny) i wytwarzaniu (wykres dolny) w 2010 r. oraz przyszłe cele



Źródło: *Polityka energetyczna Polski do 2030 r. i Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych*

- Do dalszego wzrostu zużycia energii elektrycznej w Polsce najbardziej przyczyni się sektor usług i gospodarstwa domowe. Zużycie energii elektrycznej przez przemysł nadal zmniejsza się.
- Efektywność polskiego rynku elektroenergetycznego jest obniżana przez szereg czynników strukturalnych. Choć został on zliberalizowany, to nadal pozostaje dość skoncentrowany, udział sektora prywatnego i międzynarodowych przedsiębiorstw energetycznych w rynku jest dość ograniczona, a konkurencja między lokalnymi firmami znacznie mniejsza niż w przypadku innych państw w regionie.
- Rozwój otwartego i konkurencyjnego rynku OZE-E utrudnia to, że wszystkie etapy łańcucha wartości (wytwarzanie, dystrybucja, dostarczanie) zdominowane są przez przedsiębiorstwa państwowe.
- Ze względu na wysoki udział węgla kamiennego w źródłach wytwarzania, produkcja energii elektrycznej w Polsce charakteryzuje się dużą emisją CO₂ i zanieczyszczeń atmosferycznych.
- Brak wystarczających połączeń sieciowych w obrębie kraju, a także z innymi państwami Europy przyczynia się do niższych niż średnie cen hurtowych i ograniczonej zmienności cen.

Szanse

- Ze względu na dość niski dochód rozporządzalny, wrażliwość na zmiany cen energii elektrycznej jest w Polsce wyższa niż w krajach Europy Zachodniej. Jednakże, w wyniku wzrostu gospodarczego poziom dochodów ulega zwiększeniu, co z kolei poprawia możliwości gospodarstw w zakresie pokrywania kosztów energii elektrycznej. Zatem relatywnie rzecz biorąc, w porównaniu ze swoimi wschodnimi i południowymi sąsiadami, Polska ma lepszą sytuację pod względem zdolności do ponoszenia kosztów inwestycji w OZE-E. Stoi więc przed szansą wdrożenia silnej strategii rozwoju OZE-E i zostania wiodącym krajem w zakresie zielonej elektroenergetyki w tym obszarze w regionie.
- Pomimo, że środowisko legislacyjne pozostawia wiele do życzenia, dzięki wdrożeniu zachęt do rozwoju OZE-E oraz odpowiednich mechanizmów wsparcia (system zielonych certyfikatów czy dedykowane programy Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej) udział OZE-E w wytwarzaniu i zużyciu energii elektrycznej w Polsce rośnie w sposób ciągły, choć w wolnym tempie. Polsce udało się osiągnąć z nadwyżką cel udziału OZE-E, określony Dyrektywą 2001/77/WE na 7,5% (udział ten sięgnął 7,58% w 2010 r.). Wypełnienie celów na 2020 r. będzie jednak wymagać intensyfikacji działań w tym zakresie.
- Mimo, że główna część prawodawstwa dotycząca rozwoju OZE-E została wdrożona z opóźnieniem, Polska przyjęła ambitny cel indykatywny dotyczący udziału OZE-E w źródłach energii. Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych

określa ten cel na 19,1% w 2020 r. Sprzyja to rozwojowi potencjalnie korzystnego środowiska inwestycyjnego dla technologii OZE.

- Planowane nowe prawodawstwo w zakresie OZE-E (art. 129) przewiduje wprowadzenie taryf gwarantowanych dla małych instalacji. Przyjęcie takiej regulacji umożliwi zwiększenie udziału wytwarzania na małą skalę w ogólnym bilansie OZE-E. Przewiduje się, że ten segment sektora będzie charakteryzować się wysokim potencjałem wzrostu. Do tej pory jego rozwój był wolniejszy niż innych segmentów ze względu na proporcjonalnie wyższe koszty w porównaniu z rozmiarem instalacji.
- Nowopowstały w Ministerstwie Gospodarki Departament Energetyki Odnawialnej i coraz większe zaangażowanie regionalnych agencji energetycznych zwiększają możliwości administracyjne w zakresie tworzenia nowych regulacji i wdrażania OZE-E w Polsce.
- Polski rynek producentów urządzeń OZE-E (kolektory słoneczne, panele fotowoltaiczne, biomasa, wiatraki) rozwija się i należy wykorzystać możliwości związane z tym procesem.
- Znaczna część obszaru Polski, szczególnie tereny bardziej odległe od dużych miast, nie ma dostępu do niezawodnych i wysokiej jakości usług elektroenergetycznych, z których korzystają mieszkańcy dużych miast. Rozwój rozproszonych instalacji OZE-E może ten problem rozwiązać.

Ograniczenia

- Osiągnięcie celu w rozwoju OZE-E wyznaczonego na 2020 r. może okazać się dużym wyzwaniem ze względu na szereg czynników opisanych w niniejszym opracowaniu.
- Wytwarzanie energii elektrycznej jest w Polsce zdominowane przez duże przedsiębiorstwa państwowe wykorzystujące konwencjonalne surowce i technologie. Instalacje te charakteryzują się wysokimi kosztami utopionymi, najniższą ceną rynkową (ze względu na niedostateczne uwzględnienie kosztów zewnętrznych, np. odstępstwa w ramach trzeciej fazy systemu ETS), czy nawet mocami nadwyżkowymi. Ponieważ działalność ta przynosi zyski, to duże państwowe przedsiębiorstwa z silną pozycją rynkową zazwyczaj prezentują negatywne nastawienie w stosunku do nowych, często prywatnych, inwestycji OZE-E.
- Nowa fala zainteresowania energią jądrową, prace nad pierwszą elektrownią atomową w Polsce, a także perspektywy wydobywania gazu łupkowego to kolejne czynniki spowalniające rozwój OZE-E.
- Rząd i konsumenci uważają, że inwestycjami OZE-E zainteresowane są głównie podmioty zagraniczne, więc wpływ tych inwestycji na gospodarkę krajową i lokalną jest mały.
- Aby osiągnąć cele określone w unijnych dyrektywach, wytwarzanie energii elektrycznej z OZE jest wspierane w Polsce w ramach systemu zbywalnych zielonych certyfikatów. Analiza, opisana bardziej szczegółowo poniżej, wskazuje, że obecny system zielonych certyfikatów zbyt faworyzuje rozwiązania o najniższej cenie rynkowej, które

niekoniecznie są najbardziej wydajne czy innowacyjne, np. współspalanie biomasy czy refinansowanie istniejących już dużych projektów energetyki wodnej. Ogranicza to rozwój innych inwestycji OZE-E (patrz wykres 6 w rozdziale VI).

- Choć Polska wdrożyła dyrektywę 2001/77/WE w sprawie OZE-E, to dyrektywa 2009/28/WE w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych nie została jeszcze w pełni wprowadzona. Opóźnienie to trwa już dwa lata i tworzy bezpośrednią barierę dla inwestycji OZE-E, gdyż potencjalnie zainteresowane podmioty nie są pewne rzeczywistego stopnia zaangażowania Polski w energetykę odnawialną.
- Opóźnienie we wdrażaniu prawodawstwa dotyczącego OZE-E w połączeniu ze starzejącą się i słabo rozwiniętą infrastrukturą do przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej zwiększa poziom niepewności zarówno dla inwestorów, krajowych i zagranicznych, jak i operatorów oraz deweloperów OZE-E prowadzących działalność w Polsce.
- Biurokracja i brak przejrzystości wzmagają poczucie ryzyka rynkowego.
- Wysoki koszt kapitału (jedna z głównych barier spowalniających inwestycje OZE-E) w połączeniu z ekonomicznymi i politycznymi uwarunkowaniami decydującymi o utrzymaniu niskich cen elektryczności przyczyniają się do pogorszenia warunków inwestycyjnych i zmniejszenia przepływów z działalności inwestycyjnej.
- Podobnie jak w pozostałych analizowanych krajach, także w Polsce jedną z głównych barier spowalniających rozwój OZE-E jest przestarzała i słabo rozwinięta infrastruktura sieciowa oraz długie, uciążliwe i kosztowne procedury koncesyjne.
- Wysoki koszt podłączenia instalacji wiatrowej do sieci sięgający około 30-40% całkowitych nakładów inwestycji silnie wpływa na poziom ryzyka związanego z inwestycją, a także jego akceptowalność przez inwestorów. Zapewnienie finansowanie na tym pierwszym etapie inwestycji, jeszcze przed uzyskaniem stosownych środków z banków, jest najważniejszym wąskim gardłem w realizacji projektów w sektorze energetyki wiatrowej w Polsce. Wzrost ryzyka na tym etapie prowadzi do zaniechania projektów, które mogłyby być w innych okolicznościach realizowane. Wynika to z faktu, że wyższe ryzyko zwiększa i tak już znaczne koszty pozyskania kapitału, wynikające z potrzeby uzyskania zwrotu z inwestycji, a także samej natury projektów OZE. Inwestycje w obszarze energetyki odnawialnej pociągają wysokie nakłady kapitałowe i niskie koszty operacyjne, w przeciwieństwie do projektów w zakresie energetyki konwencjonalnej, gdzie nakłady kapitałowe są niższe, a koszty operacyjne wyższe.

IV. SZANSE I WYZWANIA DLA ROZWOJU OZE-E W POLSCE

Poziom rozwoju OZE-E jest inny w każdym z pięciu analizowanych krajów. Zróżnicowane są także scenariusze rozwoju prowadzące do zmiany udziału poszczególnych źródeł w wytwarzaniu energii elektrycznej.

Niniejszy rozdział przedstawia główne wyniki analizy przeprowadzonej dla polskiej elektroenergetyki i porównuje je z wynikami dla pozostałych państw (Bułgaria, Czechy, Rumunia, Węgry). Celem tego rozdziału jest poszerzenie wiedzy na temat gospodarczych, strategicznych i finansowych możliwości i wyzwań związanych z rozwojem OZE-E w Polsce.

A. Zagadnienia gospodarcze

Zwiększające się zapotrzebowanie na energię elektryczną

- Zapotrzebowanie na energię elektryczną jest zazwyczaj skorelowane ze wzrostem gospodarczym. Według wielu szacunków pomimo obecnej recesji, kraje Europy Środkowo-Wschodniej (w tym Polska) będą w przeciągu następnej dekady nadal doświadczać znacznego wzrostu gospodarczego, niwelującego różnice dzielące je od reszty państw UE. Pełne wykorzystanie możliwości związanych z rozwojem OZE-E, pozwoliłoby Polsce zwiększyć bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej i zyskać przyszłą przewagę konkurencyjną, która wspierałaby dalszy rozwój gospodarczy kraju. Warunkiem koniecznym jest jednak zwiększenie krajowej wartości dodanej w obszarze produkcji i instalacji urządzeń OZE-E.
- Względna siła gospodarki daje Polsce korzystną pozycję pozwalającą na zmianę postrzegania państw Europy Środkowo-Wschodniej jako „rynków zamkniętych”. Można ten cel osiągnąć bez dodatkowych kosztów, dzięki zwiększeniu przejrzystości i wdrożeniu długoterminowych strategii związanych z OZE-E, które pozwoliłyby na uwolnienie znacznych przepływów inwestycyjnych. Wykreowany w ten sposób dodatkowy bodziec przyczyniłby się do zwiększenia potencjalnego zwrotu z inwestycji, dostosowanego do podwyższonego ryzyka ponoszonego przez inwestora.

Niedobory w dostawach energii elektrycznej

- W związku z wycofaniem z eksploatacji dużych, starzejących się instalacji w ciągu dekady powstanie potrzeba zastąpienia tych mocy nowymi. Proces ten wymagać będzie znacznych nakładów kapitałowych. Stanowi to zarówno szansę, jak i ryzyko dla rozwoju OZE-E. Wspierając inwestycje w konwencjonalne źródła energii elektrycznej, Polska może na wiele lat związać swój sektor elektroenergetyczny z wysoce emisyjnymi

instalacjami. Z drugiej strony, jeśli w tym szczególnym czasie, kiedy wymieniana będzie znaczna część infrastruktury elektroenergetycznej, będą już gotowe ramy systemu wspierającego OZE-E, Polska może dokonać w tym zakresie prawdziwego skoku rozwojowego, wyprzedzając inne państwa z regionu, które z różnych powodów uzależnione są od konwencjonalnych źródeł energii.

- Ze względu na specyficzną strukturę rynku z dużymi państwowymi przedsiębiorstwami energetycznymi w Polsce nie zdołała w pełni rozwinąć się zdrowa konkurencja rynkowa. W rezultacie w oczach europejskich i zagranicznych inwestorów Polska nie jest zbyt atrakcyjnym miejscem do inwestycji. Biorąc pod uwagę obecność wytwórców turbin wiatrowych (Vestas Wind, Suzlon, Siemens Wind) w innych krajach regionu poza Polską można dojść do wniosku, że Polska wykorzystuje obecne możliwości wynikające ze zwiększonej podaży w sektorze OZE-E w stopniu znacznie bardziej ograniczonym niż pozostałe państwa regionu.
- Bezpieczeństwo energetyczne Polski pozostaje na dość wysokim poziomie. Jest to jednak okupione wysokimi kosztami środowiskowymi i klimatycznymi. Dlatego też przekaz promujący odejście od paliw kopalnych na rzecz bardziej zróżnicowanego portfela źródeł, w tym OZE-E, powinien opierać się raczej na argumentacji związanej z rozwojem gospodarczym, powstawaniem nowych miejsc pracy, czy tworzeniem silnego, prywatnego sektora energetycznego, niż na kwestiach związanych z bezpieczeństwem.
- Liczba polskich producentów urządzeń OZE i dostawców komponentów na ich potrzeby rośnie w szybkim tempie, zwłaszcza w sektorach odpowiadających za wytwarzanie urządzeń wykorzystujących energię słoneczną, wiatrową i biogaz (dane IEO mówią o 340 firmach produkujących urządzenia lub komponenty OZE w 2010 r.). Zwiększa to wiarygodność argumentacji opartej na zagadnieniach związanych z rozwojem gospodarczym i wzrostem zatrudnienia.

B. Strategie i polityki

Akceptacja ze strony decydentów i konsumentów

- Generalnie rzecz biorąc polityczna wola polskich decydentów do promowania OZE-E jest dość ograniczona. Można także zauważyć dość silną tendencję do skupiania się na gazie łupkowym i energii jądrowej. Być może jest to związane z kryzysem gospodarczym doświadczanym przez kraje regionu i całej UE.
- Wydaje się również, że coraz powszechniej kwestionowany jest wpływ ludzi na zmiany klimatu – zjawisko to występuje także w pozostałych analizowanych krajach Europy Środkowo-Wschodniej. W połączeniu z niską świadomością społeczeństwa odnośnie pełnych kosztów uzależnienia od paliw kopalnych, zmniejsza to zainteresowanie OZE-E.

- Ze względu na niższy przychód rozporządzalny polskich gospodarstw domowych, wrażliwość na wahania się cen elektryczności jest w Polsce wyższa niż w Europie Zachodniej. Jednakże możliwości gospodarstw domowych w zakresie pokrywania wyższych kosztów elektryczności rosną ze względu na zwiększający się poziom dochodów osiąganych w Polsce, wynikający z wzrostu gospodarczego. Zatem w porównaniu z południowymi i wschodnimi sąsiadami, Polska posiada większe możliwości inwestowania w OZE-E. Stoi także przed większą szansą wdrożenia silnej strategii rozwoju OZE-E, dzięki której zdobędzie pozycję lidera w regionie w zakresie zielonej energetyki.

Bodźce rządowe

- Obowiązujący w Polsce system zielonych certyfikatów nie wspiera rozwoju zróżnicowanego i konkurencyjnego rynku OZE-E. Zamiast zachęcać do wdrażania nowych inwestycji w zieloną energię elektryczną, zwiększa przychody dużych, zdekapitalizowanych elektrowni. W latach 2006-2012 ponad 75% catkowitych wpływów z tego systemu trafiło do instalacji współspalania biomasy oraz sektora energetyki wodnej. Co więcej, w zeszłym roku 1/3 biomasy współspalanej z węglem była importowana, co ma dodatkowy ujemny wpływ na zrównoważony charakter tego rozwiązania (patrz tabela 2 w analizie szczegółowej). Według nowych regulacji w zakresie OZE-E współspalanie otrzyma jedynie 1/3 zielonego certyfikatu. Ma to na celu ograniczenie skali na jaką stosowane jest to rozwiązanie.
- W Polsce funkcjonuje szereg źródeł finansowania inwestycji infrastrukturalnych, zarówno na poziomie krajowym, jak i unijnym (fundusze strukturalne UE wraz z regionalnymi programami operacyjnymi oraz Programem Operacyjnym Infrastruktura i Środowisko). Kraj powinien zagwarantować jak największe wsparcie ze strony funduszy strukturalnych w nowym okresie programowania (2014-2020) dla rozwoju OZE-E. Nowe ramy dla regionalnych programów operacyjnych zakładają, że przynajmniej 6-20% dostępnych środków finansowych powinno zostać przeznaczone na rozwój gospodarki niskowęglowej (w tym OZE-E) i podnoszenie efektywności energetycznej. Polska powinna wykorzystać każdą możliwość oferowaną przez fundusze UE w celu rozwoju sieci elektroenergetycznej i zwiększania jej wydajności. Inwestycje w sieć zwiększą zaufanie do stabilności strategii rozwoju OZE-E i poprawią fizyczny dostęp do sieci, a więc wpłyną na jedne z głównych barier spowalniających rozwój zielonej elektroenergetyki w Polsce.
- Mniejsi gracze nie mają dostępu do instrumentów wspierających rozwój OZE. Ponadto ich postrzeganie ryzyka różni się od sposobu w jaki traktują je główni gracze na tym rynku. Ich zdolność do absorpcji ryzyka, zarówno pod względem operacyjnym, jak i ekonomicznym, może być niższa. Mniejsze jednostki będą również reagować na inne

bodźce niż właściciele większych mocy zainstalowanych, którzy skupiają się raczej na długoterminowych przepływach finansowych. Zatem mechanizmy wsparcia OZE-E powinny brać także pod uwagę „prosumentów”, a więc końcowych użytkowników, którzy również produkują energię elektryczną w obrębie miejsca zamieszkania czy działalności. Stanowią oni ważną grupę na rynku zielonej energii elektrycznej. Prosumenci mogą znacząco skorzystać na rozwoju infrastruktury sieci elektroenergetycznych, a także wprowadzeniu celowych mechanizmów finansowych i jasnych ram rozwoju rynku. Proponowane regulacje OZE-E oferują małym producentom uproszczone procedury i stałe stawki taryfowe. Jeśli regulacje te zostaną przyjęte i wejdą w życie z pewnością przyczyni się do szybszego rozwoju tego modelu rynkowego.

- Uproszczone procedury i system taryf gwarantowanych mają pomóc w upowszechnieniu się produkcji energii elektrycznej na skalę mikro. Rozwiązania te, tak jak system zielonych certyfikatów, powinny stymulować inwestycje zarówno w małe jak i duże instalacje do wytwarzania odnawialnej energii elektrycznej.

C. Aspekty finansowe

- Polska powinna zapewnić sobie dobre miejsce w wyścigu po kapitał inwestycyjny poprzez umiejscowienie sektora OZE-E w podobnym miejscu co jej bezpośredni konkurenci. Kryzys daje duże możliwości na zwiększenie względnej atrakcyjności inwestowania w Polsce.
- W wyniku recesji wiele projektów realizowanych w krajach rozwijających się czy gospodarkach wschodzących jest niedofinansowanych. Nastręcza to problemy z ich wdrażaniem. Problem ten nie dotyczy jednak OZE-E, Europy Środkowo-Wschodniej czy Polski. Choć czas na intensyfikację inwestycji w OZE-E jest dość niefortunny, a cały proces spowalnia ciągnący się kryzys strefy euro, możliwości inwestycyjne dostępne w Polsce zaczynają wysuwać się na pierwszy plan.
- Zdekapitalizowane instalacje do wytwarzania energii elektrycznej, podobnie zresztą jak infrastruktura do jej przesyłu i dystrybucji będą musiały przejść gruntowną modernizację. Z drugiej strony, zagrożenia, które niosą ze sobą zmiany klimatyczne wymagają przestawienia gospodarki na model niskowęglowy. Dalsze zwlekanie z inwestycjami w OZE-E skazuje Polskę na kilkudziesięcioletnie uzależnienie od niekonkurencyjnej i wysokoemisyjnej infrastruktury energetycznej. Oznacza to również utratę unikalnej okazji (rynkowego momentum) na całkowitą przebudowę otoczenia. Przed Polską stoją możliwości szerokiego rozwoju OZE-E. Jeśli dla nakładów odtworzeniowych zostanie wybrana ścieżka konwencjonalna kolejna taka szansa pojawi się dopiero za 30-40 lat (wynika to z długości cyklu inwestycyjnego w dużych instalacjach wytwarzających energię elektryczną). Uzależnienie kraju od źródeł wysokowęglowych będzie miało negatywne

- oddziaływanie na środowisko inwestycyjne w Polsce, gdyż potencjalni partnerzy będą obawiać się wpływu niekonkurencyjnych i przestarzałych technologii oraz infrastruktury.
- Niższa ocena kredytowa kraju i przedsiębiorstw państwowych nie tylko wpływa na zwiększenie kosztów ponoszonych przez konsumentów końcowych czy premię za ryzyko naliczaną przez inwestorów ale prowadzi również do opóźnienia dużych projektów, których realizacja przesuwana jest w oczekiwaniu na okres większej stabilności finansowej, umożliwiając osiągnięcie wyższego zwrotu z inwestycji. Należy zaznaczyć, że względna pozycja Polski uległa poprawie. Przykładowo, dobrze rozwinięty hiszpański rynek OZE-E posiada obecnie ocenę Baa3 (negatywna) / BBB- (negatywna), a polski A2 (stabilna) / A- (stabilna). Polska jest również oceniana wyżej niż jej sąsiedzi z Europy Środkowo-Wschodniej.
 - Polska stoi obecnie przed szansą wykorzystania możliwości jakie daje jej bardziej stabilne środowisko inwestycyjne i korzystne warunki inwestowania w kraju. Może obrócić obecny kryzys na swoją korzyść i już teraz, bez czekania na zmniejszenie obostrzeń kredytowych, wytyczyć ambitny plan rozwoju OZE-E. Pozwoliłoby to na poprawę pozycji rynkowej Polski i zwiększenie dostępu do finansowania dla polskich deweloperów, dużych przedsiębiorstw i projektów.
 - Istnieje ryzyko, że budżety kluczowych polskich operatorów energetycznych zostaną nadwyrężone (PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. (PGE; 'BBB+' / Stabilny), TAURON Polska Energia S.A. (TAURON; 'BBB' / Stabilny) oraz ENEA S.A. ('BBB' / Stabilny), przez zaangażowanie w pokrycie wydatków inwestycyjnych związanych z budową elektrowni jądrowej o mocy 3 GW (według szacunków Fitch koszt wynosi 9-12 mld EUR). Rząd polski popiera budowę elektrowni jądrowej, chcąc w ten sposób zmniejszyć koszty związane z emisją CO₂. Konieczność finansowego wsparcia tego projektu przez przedsiębiorstwa energetyczne może mieć istotny wpływ na ich ocenę kredytową i dalszy rozwój OZE-E w Polsce. Dlatego też jest niezmiernie ważne aby rząd wdrożył niskokosztowe mechanizmy wsparcia rozwoju OZE-E w Polsce w celu zahamowania spadku tego inwestycji ze względu na spodziewane koszty alternatywne rozwoju energetyki jądrowej.
 - Polskie przedsiębiorstwa energetyczne posiadają obecnie dostęp do rynku obligacji przedsiębiorstw. Wartość tych obligacji zależy od oceny kredytowej przedsiębiorstwa i jest chroniona przez wsparcie rządowe. Rząd powinien pozwolić głównym graczom na rynku energii na bardziej samodzielne funkcjonowanie, które niesie ze sobą szereg możliwości. Uwolniony w ten sposób kapitał powinien zaś zainwestować w dywersyfikację infrastruktury energetycznej kraju.
 - Źródła publicznych bodźców mogą w przyszłości ulec ograniczeniu. Możliwości i chęci konsumentów do pokrywania wyższych taryf zmniejszają się, a w obliczu coraz bardziej napiętych budżetów krajowych rządu mogą nie być w stanie zapewnić zachęt

fiskalnych. Zatem wachlarz dostępnych w przyszłości źródeł finansowania będzie musiał ulec znacznemu poszerzeniu, przede wszystkim o środki pochodzące z krajowego i zagranicznego sektora prywatnego. Fundusze emerytalne czy państwowe fundusze majątkowe najprawdopodobniej w dalszym ciągu będą zainteresowane uczestnictwem w sektorze odnawialnej elektroenergetyki. Zapewnią w ten sposób ważne źródło finansowania dłużnego, a, w coraz większym stopniu, także kapitałowego. Interesującym rozwiązaniem mającym na celu zachowanie oceny kredytowej, umożliwienie szerokiego rozwoju OZE-E i zagwarantowanie kontraktów na zarządzanie instalacjami, jest bezpośrednia współpraca przedsiębiorstw z funduszami emerytalnymi. Państwo powinno zachęcać duże przedsiębiorstwa energetyczne, dążące do umocnienia swojej pozycji strategicznej, do przyjmowania tego typu strategii i poszukiwania rozwiązań innych niż inwestycje w energetykę jądrową.

- Rozbudowa rynku „prosumentów” przyczyni się do rozwoju małej przedsiębiorczości i uwolni kolejne źródło finansowania tj. pożyczki udzielane przez banki indywidualnym konsumentom. Pozwoli to na większe zaangażowanie konsumentów i przekształcenie ich w producentów energii.

V. REKOMENDACJE: PERSPEKTYWA INWESTYCYJNA

Przedstawiona powyżej analiza wyzwań i szans związanych z polskim rynkiem OZE-E wskazuje na pojawienie się znacznych możliwości inwestycyjnych w tym zakresie. Pozytywne sygnały inwestycyjne, takie jak: wzrost gospodarczy, rosnące zapotrzebowanie, konieczność odtworzenia zdekapitalizowanej infrastruktury, zmniejszające się koszty czy coraz silniejsza presja społeczna, wskazują, że zbliża się moment przetomowy w rozwoju OZE w Polsce. Z drugiej strony, istnieje jednak również szereg wyzwań natury politycznej, strukturalnej, administracyjnej oraz finansowej, które mogą spowolnić ten rozwój. Powstaje więc pytanie o to w jaki sposób zminimalizować te bariery, aby możliwe było pełne wykorzystanie potencjału OZE-E w Polsce. Z punktu widzenia inwestorów niezbędne wydaje się podjęcie kilku kroków. Opisane poniżej działania pozwolą na zwiększenie atrakcyjności polskiego rynku energetyki odnawialnej, zarówno z punktu widzenia inwestorów krajowych, jak i zagranicznych.

ZWIĘKSZENIE MOŻLIWOŚCI ADMINISTRACYJNYCH W SEKTORZE OZE-E

Z perspektywy inwestycyjnej można powiedzieć, że Polska stoi w obliczu tych samych problemów co inne kraje. Wynikają one z niewystarczająco rozwiniętej struktury administracyjnej związanej z OZE-E zarówno w przemyśle, jak i sektorze rządowym.

Wzmocnienie administracyjne

- Brak zainteresowania zieloną elektroenergetyką prowadzi do deficytu umiejętności zarządzania inwestycjami OZE-E i mechanizmami wsparcia dla nich w ramach administracji. Skutkiem tego może być wydłużenie procedur, nieoptymalny wybór narzędzi wsparcia, a także brak koordynacji. Dlatego też rozwój możliwości instytucjonalnych w ramach administracji publicznej stanowi ważny czynnik dla wzrostu inwestycji OZE-E w Polsce.
- Dalszy rozwój OZE-E jest hamowany przez brak planowania energetycznego na poziomie lokalnym. Władze lokalne powinny w większym stopniu uczestniczyć w opracowywaniu realnych do wdrożenia systemów i regulacji.
- Budowa kompetencji do zarządzania i czerpania z rozwoju sektora OZE-E korzyści takich jak wzrost zatrudnienia oraz inwestycji wymaga rozwoju wiedzy i umiejętności w sektorze publicznym i prywatnym. Polski rząd twierdzi, że przejście z infrastruktury węglowej na rozwiązania niskoemisyjne będzie miało ogromny wpływ na sektor zatrudnienia. Niezmiernie ważne jest zatem opracowanie planu przekwalifikowania dla zatrudnionych w sektorze elektroenergetyki nieodnawialnej, w tym szkoleń dla górników, pracowników przedsiębiorstw energetycznych, administracji rządowej oraz studentów.
- Zwiększenie konkurencyjności technologii OZE-E, obniżenie kosztów produkcji energii elektrycznej i aktywizacja przedsiębiorczości lokalnej wymaga także rozszerzenia

możliwości administracyjnych w zakresie badań i rozwoju. Szczególnie ważne jest tu utworzenie centrów rozwojowych, łączących istniejące instytucje akademickie oraz wiodące przedsiębiorstwa z Polski i regionu. Wsparcie dla wzmocnienia administracyjnego w zakresie badań i rozwoju może zostać udzielone przez organizacje międzynarodowe oraz uniwersytety partnerskie realizujące już podobne zadania.

- Dalszy rozwój OZE-E wymaga także wzmocnienia instytucjonalnego operatora systemu elektroenergetycznego, który postrzega energetykę odnawialną raczej w kategoriach obciążenia i kosztów, a nie ważnej części składowej tego systemu. Oznacza to konieczność wprowadzenia bodźców zachęcających operatora do aktywnego uczestnictwa w tym procesie.

Zaangażowanie szerszego wachlarza podmiotów

- Struktury rynkowe i dotychczasowe status quo wspierają dużych graczy, przez co niezależnym producentom energii elektrycznej trudniej jest inicjować projekty i pozyskiwać finansowanie ze źródeł prywatnych. Dzięki poszerzeniu grupy zaangażowanych podmiotów o np. lokalne władze samorządowe, instytucje uniwersyteckie, różne branże przemysłu, podmioty z sektora finansów oraz małe przedsiębiorstwa, większa ilość producentów będzie w stanie wejść na rynek jako jednostki konkurencyjne, przyczyniając się tym samym do jego dywersyfikacji i zróżnicowania mocy wytwórczych.
- Ujednoczenie i wzmocnienie głosu sektora OZE-E wymagać będzie udzielenia wsparcia stowarzyszeniom i grupom interesów. Oczywiście przy uwzględnieniu wszystkich uczestników sektora.
- Zapewnienie przestrzeni dla rozwoju „prosumentów” i energetyki rozproszonej udostępni OZE szerszej grupie obywateli, szczególnie na terenach wiejskich.

POPRAWA INFRASTRUKTURY SIECIOWEJ

Rozwój infrastruktury sieciowej

- Rozwój OZE-E, szczególnie biorąc pod uwagę nieciągły charakter wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych, jest silnie uzależniony od dostępu do sieci. Ograniczony dostęp do systemu, a także niska przepustowość sieci przesyłowej, dystrybucyjnej oraz linii międzysystemowych mają negatywny wpływ na perspektywy rozwoju OZE-E. Duża część wysiłków związanych z odnawialną energią elektryczną powinna więc być skierowana na wspieranie projektów w zakresie rozwoju sieci, a nie tylko wytwarzania. Pozwoli to na zminimalizowanie bariery, która może skutecznie zahamować przyszły rozwój OZE-E w Polsce. Inwestycje w modernizację sieci przesyłowych oraz ich połączenia na poziomie krajowym i regionalnym mają kluczowe znaczenie dla poprawy sytuacji w zakresie podłączania źródeł OZE-E i dystrybucji odnawialnej energii elektrycznej. To samo dotyczy

również innych rodzajów energii. Działania w tym obszarze mogłyby mieć wpływ na wzrost inwestycji nie tylko w Polsce ale również w całym regionie, gdyż inwestorzy otrzymaliby wyraźny sygnał co do potencjalnych możliwości inwestycyjnych na dużą skalę.

- Inicjatywy podejmowane na poziomie strategicznym, wymagające szerokiego konsensusu (planowanie przestrzenne, Międzynarodowa Agencja Energii, decyzje administracyjne z zakresu ochrony środowiska), a także pełna przejrzystość działań mogłyby przyspieszyć i wzmocnić racjonalne procesy decyzyjne dotyczące inwestycji. Przyczyniłoby się to do budowy wizerunku Polski jako państwa przyjaznego OZE-E. Miałoby także pozytywny wpływ na gospodarkę krajową, gdyż przyjazne środowisko inwestycyjne obniżyłoby ryzyko, odzwierciedlone w kosztach pozyskania kapitału ze źródeł krajowych, jak i zagranicznych.
- W dłuższej perspektywie zwiększenie przepustowości linii międzysystemowych, łączących Polskę z jej sąsiadami, umożliwiłoby eksport zielonej energii elektrycznej. Polska posiada w tym zakresie duże, niewykorzystane możliwości i potencjał gospodarczy. Na poziomie europejskim kraj powinien zająć aktywne stanowisko w sprawie przepisów dotyczących sieci przesyłowych, i wesprzeć odejście od modeli opartych o arbitraż na rzecz większej regulacji. W dłuższej perspektywie może to pomóc w szybkim rozwoju inwestycji OZE-E i zwiększeniu napływu projektów zagranicznych. W kontekście tym należy promować harmonizację prawodawstwa UE regulującego funkcjonowanie sieci elektroenergetycznych oraz wewnętrzny rynek energii elektrycznej.
- Ze względu na wyższy koszt utrzymania sieci elektroenergetycznych na terenach wiejskich i względnie większe straty na przesyłach i dystrybucji w celu poprawy stabilności sieci, zminimalizowania strat oraz zwiększenia lokalnego bezpieczeństwa energetycznego należy wspierać lokalne inwestycje OZE-E (małe elektrownie wiatrowe, biogazownie, fotowoltaikę, etc.). Z tych właśnie względów rozwój mikrosieci i sieci inteligentnych powinien mieć taką samą wagę jak rozwój sieci wysokiego napięcia.

ZWIĘKSZENIE PRZEWIDYWALNOŚCI REGULACJI I SYSTEMÓW WSPARCIA

Dłużej obowiązujące i pewniejsze systemy zachęt

- Zapewnienie stabilnych i przewidywalnych ram regulacyjnych dla systemu zielonych certyfikatów stanowi ważny czynnik w rozwoju OZE-E. Jakikolwiek osłabienie systemów wsparcia dla odnawialnej energii elektrycznej może przyczynić się do dalszego odpływu inwestycji z Polski.
- System zbywalnych zielonych certyfikatów powinien tworzyć atrakcyjne środowisko inwestycyjne dla konkurencyjnego i zróżnicowanego rynku OZE-E. Utrwalana przez obecny system zielonych certyfikatów zawodność rynku dotycząca współpalania biomasy (wyższe ceny lokalne) powinna zostać poddana ponownej ocenie. Wspierając technologię

współspalania obowiązujący system certyfikatów wykorzystuje istniejącą infrastrukturę. Choć rozwiązanie to może przyczynić się do krótkotrwałego wzrostu wartości społecznej, to jego niska wydajność (maksimum 26%) w dłuższym okresie czasu obniży jego konkurencyjność i nie pozwoli na ambitniejszy rozwój sektora OZE-E w Polsce.

- Wydłużenie okresu obowiązywania struktur wsparcia będzie korzystne dla finansowania inwestycji długoterminowych. Zapewni przewidywalne bodźce, obniżające koszt pozyskania kapitału, a więc i ceny energii elektrycznej dla odbiorców końcowych. Ograniczone ramy czasowe obowiązywania zielonych certyfikatów (początkowo jedynie do 2017 r., niedawno przedłużone do 2021 r.) zwiększyły poziom niepewności i utrudniły podejmowanie decyzji inwestycyjnych. Projektowanie mechanizmów wsparcia w sposób zrównoważony pomoże w zapobieżeniu sytuacji kiedy to stają się one ofiarami własnego sukcesu – gdy ich absorpcja jest tak duża, że stają się zbyt drogie dla władz w utrzymaniu i muszą zostać zlikwidowane. Zdarzenia takie mające miejsce w różnych krajach UE są, wraz z zaniechaniami działań na rzecz rozwoju sieci, postrzegane jako jeden z głównych błędów popełnianych przy propagowaniu OZE-E.

Zwiększenie integracji i lepsze wykorzystanie funduszy UE

- Należy podjąć działania na poziomie UE na rzecz większej integracji i lepszego wykorzystania dostępnych i przyszłych środków w ramach funduszy unijnych oraz budżetu UE. Nie chodzi tu o tworzenie nowych funduszy, a raczej o lepszy ich podział w ramach polityki spójności UE i nowych wieloletnich ram finansowych na lata 2014-2020. Środki te powinny w większym stopniu wspierać rozwój przepustowości elektroenergetycznych sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, a także przepustowości linii międzysystemowych, wdrażanie inteligentnych sieci elektroenergetycznych oraz rozbudowę mocy zastępczych dla projektów OZE-E.

ROZWÓJ PODEJŚCIA REGIONALNEGO

Wsparcie dla potencjalnych inwestycji o charakterze regionalnym

- Głównym czynnikiem wpływającym na zainteresowanie inwestorów rynkiem energii odnawialnej jest dostęp do rządowych mechanizmów wsparcia. W analizowanym regionie dostępnych jest szereg takich mechanizmów, zarówno na poziomie krajowym, jak i unijnym. Kolejnym bodźcem dla rozwoju OZE-E jest wsparcie unijnego prawodawstwa środowiskowego dla wymiany instalacji o złych parametrach ochrony środowiska.
- Pomimo istnienia połączeń między krajami i wspólnego członkowskiego w UE nadal wiele pozostaje do zrobienia w zakresie regionalnego podejścia do rozwoju rynku. Przykładem tego zjawiska są międzygraniczne projekty dotyczące energetyki wodnej. Jak do tej pory prowadziły one raczej do sporów natury geopolitycznej niż podejmowania wspólnych wysiłków.

- Polska może podjąć szereg kroków na rzecz bardziej regionalnego podejścia do rozwoju rynku OZE-E. Razem ze swoimi sąsiadami powinna zaangażować się w realizację dużych projektów elektroenergetycznych. Przykładowo, polskie zasoby w zakresie lądowej i morskiej energetyki wiatrowej powinny być wykorzystywane jako część skoordynowanego planu integrującego, wytwarzanie i przesył energii elektrycznej oraz obecne inwestycje w zakresie energetyki wiatrowej w regionie.
- Duże inwestycje w rozwój sieci na poziomie regionalnym przyniosą szereg korzyści także Polsce. Powinna ona zatem bardziej aktywnie zaangażować się w regionalną debatę nad rozwojem infrastruktury sieciowej oraz rozbudową inteligentnych sieci elektroenergetycznych.

Rola projektów pionierskich

- Realizacja projektów pionierskich może oznaczać konieczność zmagania się ze znacznymi barierami. Promowanie właśnie takich pionierskich (a nie jedynie referencyjnych) przedsięwzięć, przecierających ścieżki dla danej technologii czy struktury inwestycyjnej, pomaga instytucjom finansowym oraz inwestorom w odpowiednim podziale ryzyka między partnerów projektów. Ułatwia także pozyskanie finansowania na projekty, dla których zdobycie środków byłoby w innym razie trudne i drogie.
- Zwiększenie zainteresowania inwestowaniem w Polsce wymaga utworzenia bazy udanych inwestycji OZE-E, będącej przeciwwagą dla negatywnych doświadczeń z przeszłości i dowodem na zmiany w polskim środowisku inwestycyjnym w zakresie odnawialnej energii elektrycznej. Innym ważnym narzędziem zmiany są kampanie marketingowe, a także pozostałe działania zmierzające do uświadomienia inwestorów w zakresie gotowości do realizacji celów OZE-E oraz wykorzystania potencjału tego rynku.

ROZWÓJ KRAJOWEGO PRZEMYSŁU OZE-E POPRZEZ WSPARCIE DLA PRZEDSIĘBIORCZOŚCI

Rola przedsiębiorców

- Rozwój OZE-E nie opiera się jedynie na dużych i kapitałochłonnych inwestycjach. Jego ważnym elementem są również mniejsze przedsiębiorstwa, które, szczególnie na wczesnych etapach rozwoju rynku, odgrywają kluczową rolę w identyfikowaniu możliwości, podejmowaniu pierwszych kroków w zdobywaniu koncesji, itp. Od pewnego już czasu w polskiej energetyce wiatrowej można zaobserwować wzrost zatrudnienia, a także możliwości firm z sektora MŚP.
- Największy potencjał rozwojowy posiada w Polsce energetyka wiatrowa, w szczególności morskie farmy wiatrowe. Według szacunków rządowych, największy wzrost zatrudnienia

spodziewany jest właśnie w tym segmencie rynku, co jest skutkiem zwiększenia się liczby instalacji nowych mocy wytwórczych. Większość wiatraków wykorzystywanych w dużych farmach wiatrowych produkowana jest przez kilka firm międzynarodowych, z których część założyła już w Polsce oddziały wytwarzające komponenty (np. łopaty).

- Na rynku inwestycji o mniejszej skali istnieje już lokalna wiedza specjalistyczna oraz wykwalifikowana siła robocza. Obecny rozmiar tego rynku w Polsce jest dość mały, ale posiada duży potencjał rozwojowy, także w zakresie eksportu.
- Nieco mniejszym potencjałem do rozwoju produkcji technologii OZE-E w Polsce niż energetyka wiatrowa, dysponuje sektor produkcji w oparciu o biogaz, silnie związany z ważnym dla Polski rolnictwem. W Polsce działa szereg lokalnych firm, które produkują kompletne systemy do wykorzystywania biogazu na cele energetyczne, a jedna trzecia urządzeń montowanych w Polsce jest produkowana właśnie tutaj.
- Kolejnym dobrze rozwiniętym sektorem jest produkcja i dystrybucja kolektorów słonecznych. W przypadku tego typu rozwiązań eksport dwukrotnie przewyższa import. Około połowa firm oferujących kolektory sprzedaje swoje własne produkty, natomiast druga połowa to licencjonowani dystrybutorzy produktów zagranicznych. Według szacunków Ministerstwa Gospodarki właśnie w sektorze związanym z produkcją i instalacją kolektorów można oczekiwać drugiego co do wielkości wzrostu w zatrudnieniu w obszarze OZE-E.
- Istnieje szereg rozwiązań, które mogłyby wesprzeć działalność przedsiębiorstw OZE-E, np. zapewnienie przyjaznego środowiska inwestycyjnego, ulgi podatkowe, itp. Ważnym czynnikiem byłoby umożliwienie odsprzedaży energii państwu przez (mniejszych) prywatnych uczestników rynku. Niestety istnieje ryzyko, że rozwiązanie to zostanie zablokowane ze względu na interesy strukturalne, a także strategię dużych przedsiębiorstw energetycznych.
- Dobrym przykładem mechanizmu wspierającego rozwój lokalnego przemysłu są ulgi podatkowe (VAT), kredyty podatkowe dla komponentów produkowanych lokalnie czy niskooprocentowane pożyczki udzielane lokalnym producentom wiatraków¹. W tym zakresie polskie firmy aktywne w sektorze OZE-E oczekują niskooprocentowanych lub dotowanych pożyczek na projekty OZE, stabilnych ram prawnych oraz przewidywalnych mechanizmów wsparcia. Nie spodziewają się natomiast wprowadzenia regulacji wymagających stosowania lokalnych produktów które byłyby one niezgodne z prawodawstwem UE.
- Obecna polityka gospodarcza Polski koncentruje się na wspieraniu tradycyjnych gałęzi przemysłu i ochronie tradycyjnych miejsc pracy. Ogranicza to w sposób znaczny dostępne wsparcie finansowe dla nowopowstałych, konkurencyjnych gałęzi przemysłu, o bardziej zrównoważonej charakterystyce, takich jak produkcja na potrzeby energetyki odnawialnej.

1.. J. Lewis, R. Wiser, *Fostering a Renewable Energy Technology Industry: An International Comparison of Wind Industry Policy Support Mechanisms*, Lawrence Berkeley National Laboratory 2005. Dostępne na: <http://escholarship.org/uc/item/6cf1r3z5>

- Poważnym problemem dla sektora OZE-E pozostaje biurokracja i niedocenywanie potencjalnego wpływu przyjaznych środowisku działań podejmowanych przez administrację centralną, regionalną oraz lokalną na rozwój tego segmentu. Skomplikowany system prawny opóźnia inwestycje i piętrzy problemy przed firmami, np. w zakresie instalacji małych elektrowni wiatrowych. W celu poprawy tej sytuacji opracowywane są nowe przepisy, które mają stymulować rozwój sektora. Przepisy te powinny zostać poddane szerokim konsultacjom z przedstawicielami sektora, a ich uwagi należy uwzględnić w ostatecznej wersji regulacji. Według szacunków Ministerstwa Gospodarki, dzięki nowym przepisom liczba nowych miejsc pracy w sektorze OZE-E może nawet czterokrotnie przewyższyć liczbę stanowisk likwidowanych w górnictwie. Dzięki dużemu rynkowi krajowemu swoją produkcję do Polski może przenieść kilku kolejnych inwestorów zagranicznych (Ministerstwo Gospodarki, 2012). Do dalszego rozwoju krajowej produkcji urządzeń OZE może przyczynić się także szereg programów badawczo-naukowych poszerzających wiedzę specjalistyczną na poziomie lokalnym. Z kolei możliwość eksportu polskich urządzeń OZE można zwiększyć dzięki międzynarodowej certyfikacji tych produktów².

Współpraca z sektorem bankowym

- Sektor bankowy w Polsce może stać się znaczącym inwestorem w zakresie OZE-E, m.in. poprzez małe pożyczki dla „prosumentów”.

PODZIAŁ RYZYKA PRZY INWESTYCJACH OZE-E POMIĘDZY PODMIOTAMI PUBLICZNYMI I PRYWATNYMI

Rozwiązania w zakresie podziału ryzyka

- Biorąc pod uwagę obecny wysoki koszt pozyskania kapitału, jego ograniczoną dostępność oraz dużą presję na dotacje i systemy zachęt, należy zastanowić się nad innymi sposobami wspierania wzrostu inwestycyjnego. Jednym ze sposobów przyczyniających się do zmniejszenia i/lub przeniesienia ryzyka, poprawiającym dostęp do środków finansowych i instytucji finansujących jest wykorzystanie alternatywnych struktur finansowania i zwiększenie możliwości w zakresie ponoszenia ryzyka poprzez mechanizm partnerstwa publiczno-privatnego. Polska mogłaby na przykład zastanowić się nad wprowadzeniem mechanizmu podobnego do rozwiązania stosowanego przez Europejski Bank Inwestycyjny tj. obligacji na projekty OZE-E.
- Celem mechanizmów wsparcia powinno być raczej ograniczenie ryzyka ponoszonego przez inwestorów lub instytucje finansowe (co zmniejsza zapotrzebowanie na wysoką

2. J. Lewis, R. Wiser, *Fostering a Renewable Energy Technology Industry: An International Comparison of Wind Industry Policy Support Mechanisms*, Lawrence Berkeley National Laboratory, 2005. Dostępne na: <http://escholarship.org/uc/item/6cf1r3z5>

stopę zwrotu) niż rekompensata za ryzyko ponoszone przez te podmioty w postaci wyższej stopy zwrotu z inwestycji (w ramach finansowania dłużnego bądź kapitałowego). Przykładem działań w tym zakresie, które sprawdziły się już w innych sektorach i mogłyby być z powodzeniem wdrożone w odniesieniu do projektów OZE-E, są bodźce związane z inflacją, gwarancje ubezpieczeniowe na eksport, minimalna gwarantowana płatność pod warunkiem zainstalowania mocy.

- Atrakcyjnym obszarem rozwoju dla banków, które wiedzą jak zarządzać pożyczkami konsumenckimi, pozostaje model „prosumencki”.

Ocena ryzyka

- Można również udzielić bankom i innym inwestorom wsparcia przy opracowywaniu alternatyw dla analizy zdyskontowanych przepływów pieniężnych opartej o wartość bieżącą netto. Tu lepszym narzędziem do rozważenia wpływu cen i zmian prawnych na atrakcyjność nowych technologii OZE byłaby analiza opcji rzeczowych.

Przegląd rozwiązań prawnych i zwiększanie przejrzystości procedur administracyjnych

- Dalszy rozwój OZE zależy od ustabilizowanego środowiska inwestycyjnego OZE-E. Cel ten można osiągnąć poprzez zwiększenie przejrzystości działań i wdrażania długoterminowej strategii w zakresie ambitnego rozwoju OZE-E. Równocześnie powinno ograniczyć się częstotliwość zmian wprowadzanych do strategii, prawodawstwa czy mechanizmów wsparcia. Negatywny wpływ na dalszy rozwój OZE mają również dłuższe opóźnienia w przyjmowaniu potrzebnego prawodawstwa.
- Polska powinna skupić się na opracowaniu mechanizmów wsparcia gwarantujących długoterminowy sukces. Należy przy tym unikać sytuacji w których inwestorzy chcą jak najszybciej skorzystać z jakiegoś rodzaju wsparcia w obawie przed jego szybką likwidacją, co miało często miejsce w innych analizowanych krajach.
- Do szybkiej poprawy klimatu inwestycyjnego i zwiększenia możliwości szybkiej reakcji inwestorów na zmienne warunki rynkowe w szczególnym stopniu przyczyniłoby się znaczne uproszczenie procedur koncesyjnych. Inwestorzy powinni być w stanie załatwić wszystkie sprawy związane z uzyskaniem koncesji w jednym miejscu, a urzędników powinny obowiązywać ściśle określone terminy w zakresie wydania decyzji.

Wsparcie dla celowych funduszy kapitałowych

- W miarę poprawy sytuacji ekonomicznej warto pomyśleć o wsparciu celowych funduszy kapitałowych, np. przy wykorzystaniu środków bezzwrotnych, gwarancji sektora publicznego czy ulg. Można także zwiększyć ilość możliwości dla inwestorów społecznie zaangażowanych, funduszy emerytalnych oraz państwowych funduszy majątkowych.

VI. OCENA SZCZEGÓŁOWA: ANALIZA LUKI INWESTYCYJNEJ DLA OZE-E W POLSCE

A. Opis polskiego sektora elektroenergetycznego

Produkcja energii elektrycznej brutto wyniosła w 2011 r. w Polsce 152 TWh. Głównie jej źródło to paliwa kopalne (około 60% - węgiel kamienny, 33% - węgiel brunatny, a 3% - gaz ziemny). Jedynie 6% wyprodukowano ze źródeł odnawialnych (2% to współspalanie biomasy, 2% to energia wiatrowa, a pozostałe 2% to energetyka wodna)³.

Fundamentem polskiego rynku energii jest Polityka energetyczna Polski do roku 2030, opracowana przez Ministerstwo Gospodarki i przyjęta przez Radę Ministrów w 2009 r. Mimo, że jest to dokument nadal oficjalnie obowiązujący, to w wielu obszarach uległ on poważnej dezaktualizacji. Według założeń Polityki dominująca rola paliw kopalnych w wytwarzaniu energii elektrycznej ma być stopniowo ograniczana na rzecz bardziej zróżnicowanego udziału źródeł energii, w tym energii jądrowej oraz odnawialnej. Nasuwa się zatem pytanie czy budowa elektrowni jądrowych to rozwiązanie kompatybilne z dalszym rozwojem energetyki wiatrowej lub innych OZE. W przypadku samego systemu elektroenergetycznego opcje te nie wykluczają się wzajemnie. Warto jednak zauważyć, że koszt elektrowni jądrowej jest znacznie wyższy niż koszt innych rozwiązań w zakresie elektroenergetyki, a więc sfinansowanie budowy elektrowni jądrowej znacznie ograniczy środki finansowe dostępne dla dalszego rozwoju energetyki wiatrowej.

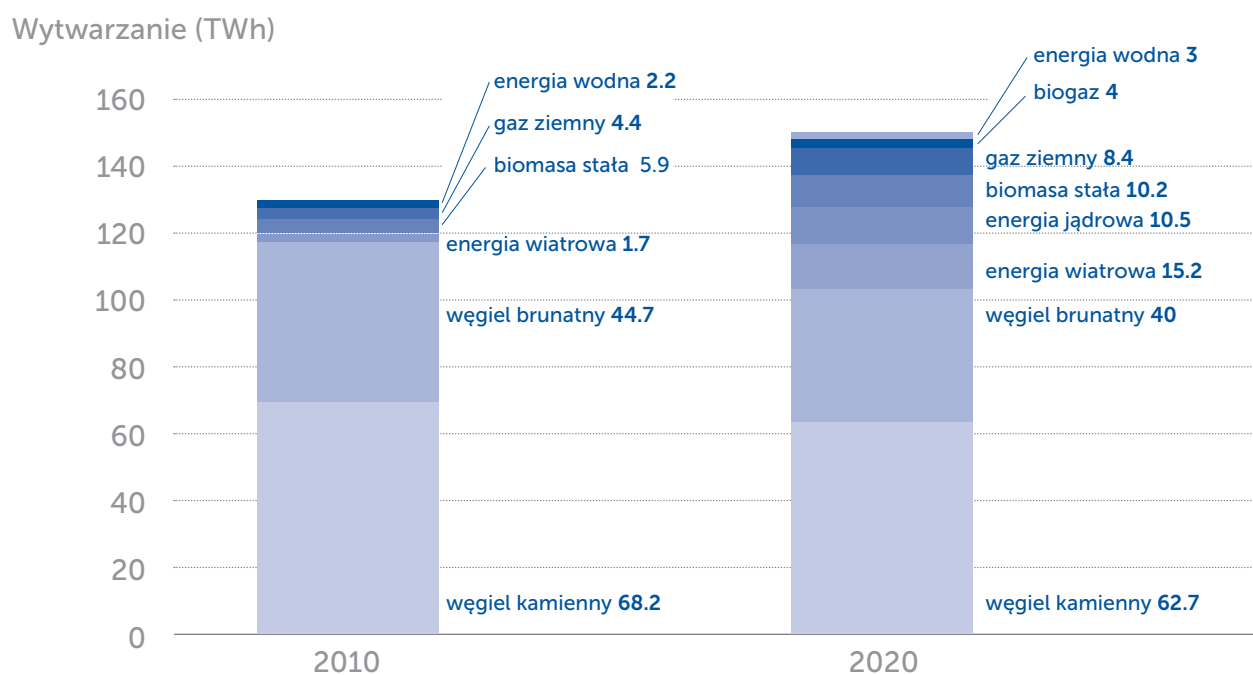
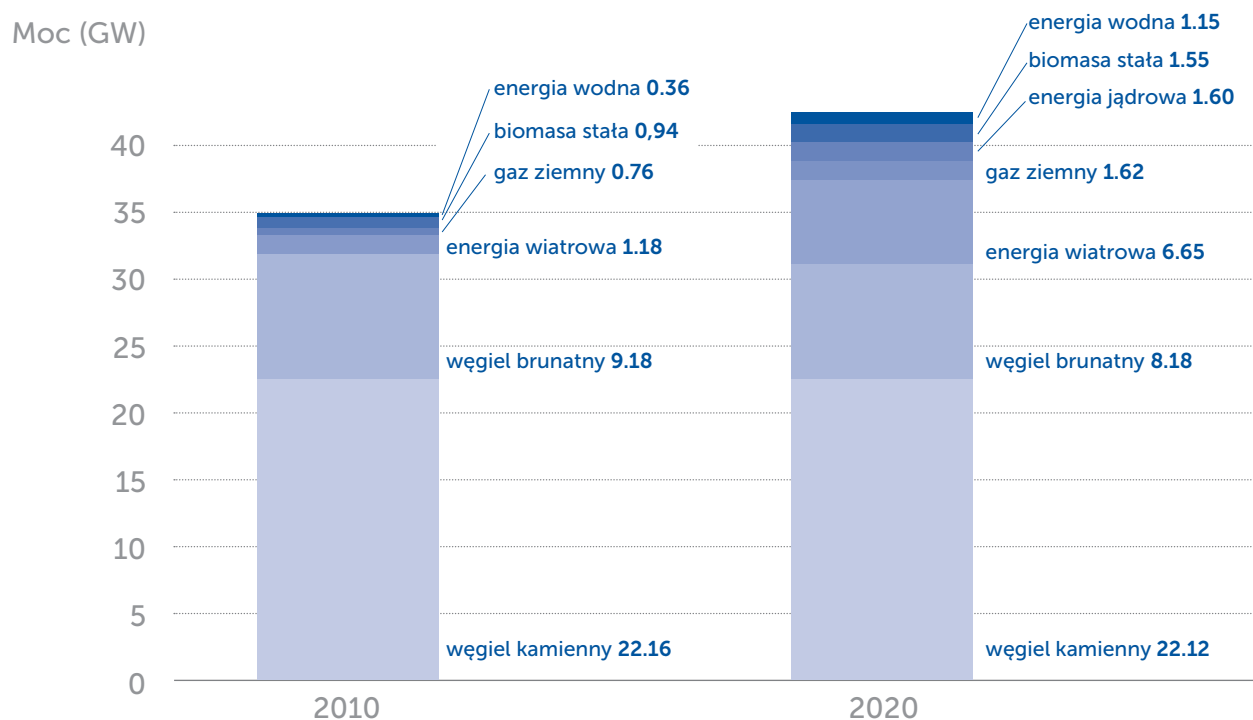
Funkcjonujące obecnie elektrownie wykorzystujące węgiel kamienny i brunatny są stare – ponad połowa elektrowni węglowych ma więcej niż 30 lat. Większość z nich to instalacje o mocy 300 MW lub mniejszej, przez co wprowadzenie do nich systemów wychwytu i składowania dwutlenku węgla będzie raczej mało prawdopodobna⁴. Roczne zużycie energii elektrycznej, w tym straty sieciowe oraz produkcja na własne potrzeby sięgnęły w 2011 r. 145 TWh. Obserwowany wcześniej średnioroczny wzrost zapotrzebowania o 4% został czasowo ograniczony na skutek kryzysu gospodarczego z 2008 r. W 2010 r. poziom zapotrzebowania zaczął się zwiększać, odnotowując 5% wzrost rok do roku. Do większego zużycia energii elektrycznej w największym stopniu przyczynia się sektor usług i gospodarstwa domowe, podczas gdy zużycie w sektorze przemysłu zmniejsza się.

W Polityce energetycznej Polski do roku 2030 zdefiniowano główne cele rozwoju mocy wytwórczych do 2030 r. Mają one ulec zwiększeniu z 35 GW w 2010 r. do 42 GW w 2020 r. oraz 49 GW w 2030 r. Jak już wspomniano dominacja węgla kamiennego i brunatnego ma zostać ograniczona na rzecz większego udziału pozostałych surowców i źródeł energii. Udział węgla kamiennego ma zmniejszyć się do 52% w 2020 r., a w 2030 r. nawet do 37%.

3 Bazy danych ENTSOE (European Network of Transmission System Operators for Electricity): <https://www.entsoe.eu/resources/data-portal/>

4 Międzynarodowa Agencja Energetyczna, *Energy policies of IEA countries: Poland 2011 Review*, 2011.

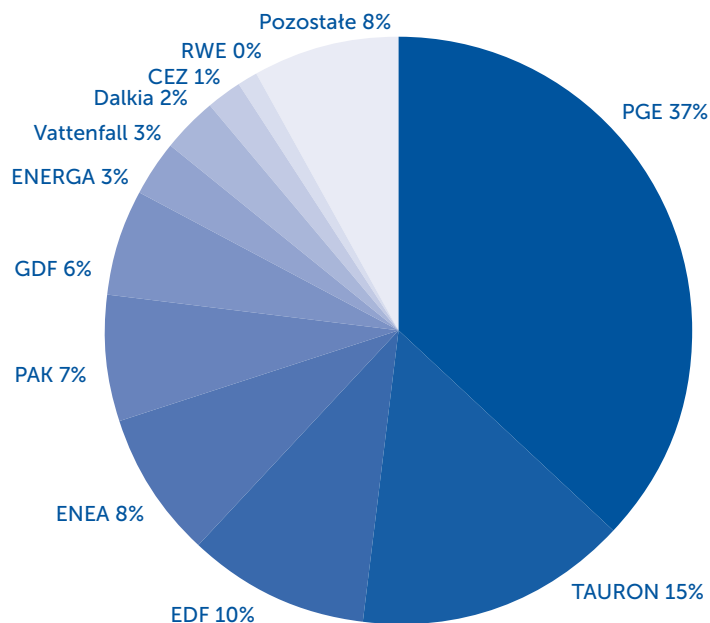
Wykres 2: Moc netto (wykres górny) i wytwarzanie energii elektrycznej (wykres dolny) w Polsce w 2010 r. oraz cele zdefiniowane w Polityce energetycznej Polski (Źródło: Polityka energetyczna Polski do 2030 r. oraz Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych)



Nieistniejąca obecnie energetyka jądrowa ma stanowić źródło 4-10% produkowanej energii elektrycznej. Udział OZE ma zwiększyć się do 18-21%, z czego trzy czwarte ma stanowić energetyka wiatrowa. Pozostała jedna czwarta energii elektrycznej będzie produkowana w instalacjach wykorzystujących biogaz, biomasę oraz energię wodną.

W 2010 r. pięć podmiotów posiadało moce wytwórcze większe niż 5% wartości całkowitej. Wskaźnik HHI⁵ dla mocy zainstalowanej oraz produkcji brutto wynosi około 1800 (odpowiednio 1620 oraz 1835), co oznacza, że polski sektor elektroenergetyczny jest mniej skoncentrowany niż w większości krajów regionu. Podczas analizy rynku należy wziąć pod uwagę, że większość jego uczestników to firmy państwowe. Trzech największych wytwórców posiada około 60% mocy (jako że przedsiębiorstwa stanowią podmioty zintegrowane pionowo, to w niektórych regionach koncentracja może być większa). Hurtowe rynki energii nie są skoncentrowane na poziomie kraju. Od 2010 r. główni wytwórcy energii elektrycznej zobligowani są do sprzedaży 15-100% swojej produkcji na giełdzie towarowej. Rozwiązanie to przyniosło zaskakująco wysokie obroty – 81,7 TWh w 2010 r., przy zużyciu 143,6 TWh. Oznacza to, że ponad połowa energii została sprzedana poprzez giełdę. Pozostała część zbywana jest w ramach kontraktów dwustronnych. Według danych Urzędu Regulacji Energetyki, 70% handlu pozagiełdowego odbyło się w ramach spółek, z czego 91% dotyczyło węgla kamiennego oraz brunatnego.

Wykres 3: Udział poszczególnych grup kapitałowych w wytwarzaniu energii elektrycznej w 2010 r. (Źródło: Sprawozdanie z Działalności Prezesa URE 2011; PGE, TAURON, ENEA oraz ENERGA to państwowe grupy kapitałowe)



5. HHI: Wskaźnik Herfindahla-Hirschmana stanowi miarę koncentracji rynku w danej branży na podstawie udziałów w rynku największych przedsiębiorstw sektora. Wskaźnik może przyjmować wartości od 0 do 10 000. Wartości 1500-2500 oznaczają średnią koncentrację, a powyżej – wysoką koncentrację, co daje większe możliwości do wykorzystywania siły rynkowej.

Rynek sprzedaży detalicznej kontrolowany jest przez siedmiu sprzedawców „zasiedziały”, tj. przedsiębiorstwa które powstały na skutek wyodrębnienia operatorów sieci dystrybucyjnej. Po otwarciu rynku elektroenergetycznego zaczęły one pełnić funkcję sprzedawców z urzędu. Sprzedają energię elektryczną odbiorcom końcowym zajmując się także około 20 innych dużych przedsiębiorstw, a 200 mniejszych producentów przemysłowych oferuje usługi w tym zakresie na skalę lokalną.

Mimo że Polska posiada linie międzysystemowe z Niemcami, Czechami, Słowacją i Szwecją to kraj nie jest postrzegany jako dobrze połączony z państwami sąsiadującymi. W planach rządu do 2015 r. jest budowa linii międzysystemowej o zdolności przesyłowej 500 MW z Litwą, a także z Białorusią. Linia międzysystemowa z Litwą, współfinansowana z funduszy UE, ma zastąpić link łączący Polskę z elektrownią jądrową Chmielnicki (750 kV), który przestał funkcjonować w 1993 r. W planach krajowego operatora sieci, Polskich Sieci Elektroenergetycznych (PSE-Operator) jest także otwarcie na nowe połączenia z Ukrainą, pozwalającego na import 3000 MW z tego kraju oraz wykonanie kolejnego połączenia z Niemcami o zdolności przesyłowej 1000 MW (GerPol).

W 2011 r. Polska była eksporterem netto energii elektrycznej – różnica między eksportem, a importem wyniosła 5,2 TWh. Eksport do Czech osiągnął wartość 8,2 TWh, a na Słowację – 3 TWh. Import z Niemiec wyniósł 4,7 TWh, a ze Szwecji – 1,2 TWh⁶. Zwiększona produkcja energii elektrycznej na morskich i lądowych farmach wiatrowych w Niemczech doprowadziła do powstania przepływów kotłowych w Polsce, ograniczających możliwości wykorzystania linii międzysystemowych. W rezultacie polskie ceny hurtowe są nieco niższe niż ceny niemieckie i charakteryzują się mniejszą podatnością na zmiany.

Rozwój polskiego rynku energii jest silnie determinowana przez decyzje administracyjne. W ramach takich właśnie rozstrzygnięć w 2007 r. z firm zajmujących się produkcją energii wyodrębniona została działalność przesyłowa i dystrybucyjna, a rząd stworzył cztery zintegrowane pionowo przedsiębiorstwa: Polska Grupa Energetyczna (PGE), Tauron Polska Energia, Energa oraz Enea. Podmioty te posiadają moce wytwórcze, infrastrukturę dystrybucyjną oraz dostawców energii. Znaczącym konkurentem podmiotów lokalnych pozostaje RWE Polska S.A. Niemieckie przedsiębiorstwo energetyczne zdołało wejść na rynek w wybranych regionach (okolice Warszawy) i do dziś utrzymuje duży udział w rynku.

Polski system przesyłowy, obsługiwany przez jednostkę państwową – PSE Operator jest przestarzały i wymaga poważnej modernizacji⁷. Szczególne wyzwanie stanowi nierównomierny rozwój sieci. Moce wytwórcze umiejscowione są na południu i w środkowej części kraju, przez co sieć jest tam rozbudowana bardziej niż na północy. Rozwój farm wiatrowych, znajdujących się na północy, gdzie infrastruktura sieciowa jest słabo rozwinięta, sprawia, że w najbliższych latach region ten wymagać będzie poważnych inwestycji.

6. Bazy danych ENTSOE: <https://www.entsoe.eu/resources/data-portal/>

7. Międzynarodowa Agencja Energetyczna, *Energy policies of IEA countries: Poland 2011 Review*, 2011.

W 2009 r. PSE Operator oszacował, że podłączenie 8000 MW wytworzonych w instalacjach energetyki wiatrowej wymagać będzie budowy 2000 km nowych linii (około 15% obecnej długości sieci przesyłowej). W planach rozwoju energetyki wiatrowej na większą skalę należy zatem brać pod uwagę słaby rozwój infrastruktury sieciowej w Polsce.

B. Wytwarzanie odnawialnej energii elektrycznej, ramy prawne oraz możliwości inwestycyjne

Ramy prawne

- Polska dokonała transpozycji odpowiednich dyrektyw odnoszących się do OZE (2001/77/WE i 2009/28/WE). Wdrażanie tej drugiej jest nieco opóźnione.
- Od 2005 r. funkcjonuje w Polsce system zielonych certyfikatów, w ramach którego wytwórcy sprzedają na rynku energię elektryczną ze źródeł odnawialnych i otrzymują za zielone certyfikaty dodatkową płatność. W opracowywanych obecnie przepisach rozważane jest udzielenie poprzez system taryf gwarantowanych wsparcia dla mikrogeneracji. Powinno to zwiększyć możliwości rozwoju rozproszonych systemów OZE-E na małą skalę, które przy obecnym kształcie rynku zielonych certyfikatów zmagają się z barierami utrudniającymi wejście na rynek.
- W 2010 r. moc OZE-E sięgnęła 2,5 GW (1,2 GW to energetyka wiatrowa, a 0,9 GW to energetyka wodna).
- Polska już wcześniej planowała wprowadzenie nowego prawa energetycznego, a także nowych regulacji w zakresie OZE-E. Niestety proces ten został odroczony na dwa lata, co zwiększyło niepewność w środowisku inwestycyjnym.

Wsparcie dla inwestycji

- Główną instytucją finansującą programy wsparcia dla OZE-E jest Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (np. System Zielonych Inwestycji). Ważnym źródłem finansowania rozwoju zielonej elektroenergetyki są również fundusze unijne, w tym fundusze strukturalne w ramach regionalnych programów operacyjnych.
- Energia elektryczna ze źródeł odnawialnych zwolniona jest z akcyzy. Rozwiązanie to ma być utrzymane również w nowych ramach prawnych.

Cele, możliwości, potencjał

- Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych (KPD OZE) określa dla OZE-E cel indykatorywny na 2020 r. na poziomie 19,1%. Większość energii ze źródeł odnawialnych jest dziś produkowana przez energetyką wiatrową. Zgodnie z założeniami KPD OZE, tendencja ta ma zostać utrzymana w przyszłości. Oprócz energetyki wiatrowej największy wzrost ma zostać w segmencie produkującym

energię z biomasy. Niedawne rozporządzenie Ministra Gospodarki zwiększyło cele w ramach systemu zielonych certyfikatów i przedłużyło jego funkcjonowanie do 2020 r. Przyczyniło się to do zwiększenia stabilności ram prawnych oraz wzmocnienia popytu na rynku.

- Polska dysponuje stosunkowo niewielkim potencjałem do rozwoju energetyki wodnej. Równocześnie może dalej rozbudowywać morską i lądową energetykę wiatrową. Dalszy wzrost tego segmentu jest przynajmniej częściowo ograniczany przez niedostateczny rozwój sieci elektroenergetycznych na kluczowym dla tego segmentu energetyki północnym regionie Polski. Dlatego w pierwszej kolejności należy skoncentrować działania na rozbudowie i modernizacji sieci właśnie w tym regionie. Planowana ustawa w sprawie OZE ograniczy szeroko stosowaną praktykę współspalania biomasy, dzięki czemu powstaną nowe możliwości dla bardziej efektywnego wykorzystania tego źródła energii odnawialnej.

1. Finansowanie OZE-E

Główną instytucją finansującą rozwój energetyki odnawialnej jest Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW). W latach 1989-2009 NFOŚiGW udzielił finansowego wsparcia 647 projektom na łączną kwotę 211 mln €, pokrywając około 32% całkowitego kosztu tych projektów⁸. W latach 2009-2012 Fundusz przeznaczył na ten sam cel 370 mln €. Pożyczki preferencyjne udzielane przez NFOŚiGW sięgają do 75% kosztów inwestycyjnych i wynoszą od 1 do 12,5 mln € na projekt. W ramach udzielanego wsparcia Fundusz daje możliwość umorzenia do 50% pożyczki. W obecnym okresie programowania pożyczki dostępne są dla instalacji wykorzystujących energię wiatrową (do 10 MW), biogaz oraz energię wodną (do 5 MW)⁹. Zasoby finansowe NFOŚiGW zasilane są między innymi z opłaty zastępczej wnoszonej przez dostawców energii.

Długoterminowe wsparcie dla rozwoju inwestycji OZE w Polsce nie ogranicza się jedynie do NFOŚiGW. Jest udzielane także w ramach funduszy europejskich, w szczególności funduszy strukturalnych (np. regionalne programy operacyjne – RPO, Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko). W okresie budżetowym 2007-2013 władze regionalne określiły swoje priorytety i plany działań w zakresie rozwoju OZE-E. Opracowano 16 RPO, które składają się na największy, najbardziej rozbudowany i najdłużej obowiązujący krajowy program wsparcia energetyki odnawialnej w Polsce (przy całkowitym budżecie 260 mln € lub 1132 mln PLN). RPO mogą odegrać również ważną rolę we wdrażaniu KPD OZE do 2020 r., stymulując wykorzystywanie nowych technologii OZE-E w Polsce¹⁰.

8. Międzynarodowa Agencja Energetyczna, *Energy policies of IEA countries: Poland 2011 Review*, 2011.

9. RES-Legal, *Country overview: Poland*. Dostępne na: <http://www.res-legal.de/en/search-for-countries/poland.html>

10. Instytut Energetyki Odnawialnej, *Określenie potencjału energetycznego regionów Polski w zakresie odnawialnych źródeł energii - wnioski dla Regionalnych Programów Operacyjnych na okres programowania 2014-2020*, 2011.

Fundusze strukturalne mogą stać się ważnym źródłem finansowania inwestycji OZE-E również w następnym okresie programowania, tj. 2014-2020. Przyjęto już, że przynajmniej 6-20% środków finansowych dostępnych w tym okresie musi zostać przeznaczona na rozwój gospodarki niskowęglowej, w tym na energetykę odnawialną oraz efektywność energetyczną (procent zależy od poziomu rozwoju danego regionu). Zapewniłoby to znaczne możliwości inwestycyjne zarówno jeśli chodzi o moce wytwórcze, jak i infrastrukturę sieciową (przesył i dystrybucja).

Rozwój OZE-E mógłby być również wspierany z dochodów z unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji. Od 2013 r., w ramach trzeciej fazy tego systemu, uprawnienia w sektorze energii elektrycznej będą podlegać aukcjom. System ten będzie stanowić źródło znacznych przychodów do budżetów krajowych. Ponieważ Polska ubiegała się o częściowe odstępstwo od tej reguły, jej przychody z tego tytułu będą mniejsze w pierwszych kilku latach, ale do 2020 r. ulegną znacznemu zwiększeniu. W oparciu o dane przedstawione w Polityce energetycznej Polski do 2030 roku, przychody te można oszacować na około 6€/tCO₂, przy obecnej cenie emisji w ramach systemu. Przy emisji 39 mln ton CO₂ w 2020 r., może to dać przychód rzędu 273 mln € rocznie.

2. Opis polskiego rynku zielonych certyfikatów

W 2005 r. w celu propagowania OZE-E oraz wypełnienia wymogów dyrektywy 2001/77/WE Polska wprowadziła system zbywalnych zielonych certyfikatów. Narzędzie to obliguje wszystkich dostawców energii elektrycznej do zapewnienia, że część ich produkcji będzie pochodzić ze źródeł odnawialnych. Dostawcy obsługujący konsumentów przypisanych im „z urzędu” zobligowani są do zakupu odnawialnej energii elektrycznej wytworzonej w ich obszarze działania. Wywiązują się z powyższych obowiązków zakupując certyfikaty na rynku (na Towarowej Giełdzie Energii lub od producentów OZE-E) lub uiszczając opłatę zastępczą, której wielkość określana jest przez Prezesa URE na podstawie Prawa Energetycznego. W efekcie system ten zapewnia producentom OZE-E dwa źródła dochodów poprzez:

- cenę gwarantowaną za wytwarzaną energię, określaną na podstawie średniej ceny rynkowej poprzedniego roku wyliczonej przez URE oraz
- premię ze sprzedaży zielonych certyfikatów, wynikającą z ceny równowagi rynkowej dla certyfikatów.

Nigdy nie wyznaczono minimalnej ceny certyfikatów, natomiast ich maksymalna cena jest w rzeczywistości określana poziomem opłaty zastępczej. W efekcie do tej pory cena certyfikatów była zbliżona do poziomu maksymalnego, wahając się w przedziale 55–75 €/MWh (220–290 PLN/MWh). Przy przeniesieniu całych kosztów na konsumentów, stawka ta wynosi 7-8% ceny netto ponoszonej przez użytkowników końcowych. Sytuacja w której cena certyfikatów była bliska poziomowi opłaty zastępczej, sprawiła że wytwarzanie

energii elektrycznej w źródłach odnawialnych nie osiągnęło planowanego poziomu – dostawcy często zdecydowali się na uiszczenie opłaty zastępczej w celu wywiązania się z nałożonych na nich obowiązków. Tabela poniżej prezentuje cele w zakresie zielonych certyfikatów oraz liczbę certyfikatów wydanych przez URE. Porównanie tych dwóch wartości pokazuje, że około 15% wartości docelowej realizowane jest poprzez uiszczenie opłaty zastępczej. W tym kontekście funkcjonowanie polskiego systemu zielonych certyfikatów można porównać do systemu taryf gwarantowanych.

Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 14.08.2008 określa cele w zakresie zielonych certyfikatów do 2017 r. W niedawno wydanym Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 18.10.2012 określono cele do 2021 r. i dokonano rewizji celów na lata 2013-2017, znacznie podnosząc ich wartości. Przykładowo, poprzedni cel na 2017 r. wynosił 12,9%, a teraz został podwyższony do 16%. Zmiany te powinny w znacznym stopniu przełożyć się na rozwój rynku zielonych certyfikatów w Polsce (patrz tabela 1). Rozporządzenie określa również minimalny udział biomasy oraz wymogi dotyczące odpadów wykorzystywanych w instalacjach współspalania do 2021 r.

Tabela 1. Minimalny wymagany udział zielonych certyfikatów w zakupach energii elektrycznej (Źródło: Raporty ERGEG dotyczące Polski: 2011, 2010, 2009 oraz *ENTSOE)

Rok	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Poprzedni cel (%)	7	8.7	10.4	10.4	10.4	10.9	11.4	11.9	12.4	12.9				
Nowy cel (%)	7	8.7	10.4	10.4	10.4	12.0	13.0	14.0	15.0	16.0	17.0	18.0	19.0	20.0
Udział certyfikatów (%)*	4.5	6.3	7.6											

W obecnym systemie certyfikaty nie są zróżnicowane. Za każdą kWh wyprodukowaną w źródłach odnawialnych, niezależnie od stosowanej technologii czy rozmiaru instalacji przyznawany jest jeden certyfikat. Technologie uprawniające do odbioru certyfikatu to: energetyka wodna i wiatrowa, biomasa, biogaz, energia słoneczna oraz geotermalna. Do uzyskania certyfikatu uprawnia również współspalanie biomasy. Rozporządzenie z 2008 r. określa jednak minimalny udział biomasy w zależności od wielkości instalacji: 20-55% w 2012 r. i 55-100% w 2017 r. Nowe rozporządzenie z 2012 r. określa minimalny udział biomasy na lata 2017-2021.

Zielone certyfikaty nie są zbywalne w innych krajach. Ich udział nie jest zróżnicowany dla poszczególnych technologii. Dość istotnym czynnikiem zwiększającym ryzyko funkcjonowania całego systemu jest brak określenia okresu kwalifikowalności poszczególnych kategorii do wsparcia w ramach tego mechanizmu. Jedynie w przypadku współspalania biomasy jest ona określona na pięć lat. W rezultacie reszta technologii będzie

mogła korzystać z dodatkowych przychodów w ramach tego mechanizmu do 2020 r., ale nie wiadomo jak sytuacja będzie wyglądać później.

Koszt zakupu zielonych certyfikatów ponoszą konsumenci. Podobne systemy utworzono dla energii elektrycznej wyprodukowanej w kogeneracji (od 2007 r.), z gazu pozyskiwanego w kopalniach oraz biogazu ze źródeł rolniczych (od 2011 r.) – są to odpowiednio: żółte, fioletowe i brązowe certyfikaty. Dla certyfikatów tych określono osobne cele ilościowe. Zastosowanie biomasy w wysokosprawnej instalacji kogeneracyjnej uprawnia do uzyskania zarówno zielonych, jak i żółtych certyfikatów.

Krytyka obecnego systemu zielonych certyfikatów dotyczy głównie decydującej roli opłaty zastępczej w określaniu ceny certyfikatu i jej uniezależnienia od relacji między podażą, a popytem na OZE-E. W konsekwencji producenci wybierają najtańsze rozwiązania (współspalanie biomasy, duża energetyka wodna, energetyka wiatrowa); udział fotowoltaiki czy innych, droższych rodzajów OZE-E jest bardzo niski (w 2010 r. promesy koncesji dla energetyki wiatrowej sięgnęły 3640 MW, podczas gdy dla innych źródeł sięgnęły jedynie 60 MW¹¹). Brak zróżnicowania pomiędzy poszczególnymi technologiami OZE wyklucza również bardziej kosztowne rozwiązania regulujące rynek. Z drugiej strony, rozwiązanie takie zwiększa efektywność ekonomiczną systemu, gdyż prowadzi do wyboru technologii OZE-E o najniższych kosztach.

Kolejnym krytykowanym zagadnieniem jest kwalifikowalność współspalania biomasy. Według krytyków tego rozwiązania biomasa współpalana z paliwami kopalnymi w starych, niskowydajnych instalacjach powinna zostać wyłączona ze wsparcia. W odpowiedzi na powyższe argumenty rząd przygotował w 2010 r. nowe prawodawstwo dotyczące energetyki oraz OZE. Według ostatnich informacji wejdzie ono w życie dopiero w 2013 r.

Główne zmiany proponowane w nowym prawodawstwie OZE-E to:

- zróżnicowanie wartości certyfikatów pomiędzy poszczególnymi technologiami oraz w czasie (patrz tabela 2);
- wsparcie mikro instalacji w ramach systemu taryf gwarantowanych, zróżnicowane dla poszczególnych technologii (patrz tabela 3);
- przegląd systemu taryf gwarantowanych co trzy lata;
- przyznawanie kontraktów w ramach taryf gwarantowanych na 15 lat, za wyjątkiem współspalania, dla którego przewiduje się pięcioletnie kontrakty (po upływie pięciu lat współspalanie nie będzie wspierane);
- ograniczenie budżetu na taryfy gwarantowane dla mikro instalacji do 49 mln PLN (12 mln €) w 2013 r.

11. Muras, *Support systems for the production of agricultural biogas and electricity in renewable and co-generation sources in Poland*, „Rynek Energii” 2011.

Poniższe tabele przedstawiają proponowane zróżnicowanie certyfikatów w zależności od rozmiaru instalacji. W wersji wstępnej regulacji ilość certyfikatów uzależniona jest od technologii, paliwa oraz rozmiaru instalacji, a wraz z upływem czasu ulega zmniejszeniu. Największa liczba certyfikatów przysługuje energetyce słonecznej, a najmniejsza współpalaniu biomasy. Energetyka słoneczna otrzyma również najwyższą stawkę taryf gwarantowanych dla mikro instalacji (będzie ona nieco wyższa od taryfy obowiązującej obecnie w Niemczech). Wsparcie to może znacznie zwiększyć inwestycje w obszarze fotowoltaiki. Oficjalne szacunki podają, że moc zainstalowana może sięgnąć w tym obszarze około 600 MW w 2020 r. Według danych Polskiego Towarzystwa Fotowoltaiki wzrost ten może być jeszcze większy. Organizacja ta twierdzi również, że potrzebna jest ścisła współpraca między przemysłem, a rządem w celu uniknięcia sytuacji z Hiszpanii czy Czech, gdzie po okresie bardzo szybkiego rozwoju OZE-E nastąpiło zatrzymanie wzrostu w wyniku wprowadzenia zmian w ramach prawnych¹².

W przypadku wprowadzenia proponowanej legislacji największe zmiany spodziewane są w sektorze fotowoltaiki. Duże instalacje skorzystają na niemal trzykrotnie większej wartości certyfikatów (poziom wsparcia będzie bliski niemieckim czy włoskim taryfom gwarantowanym). Małe instalacje będą natomiast korzystać z taryf gwarantowanych. Nowe prawo uprości także procedury budowy instalacji. Mikroźródła nie będą musiały posiadać koncesji na podłączenie. Działające w Polsce firmy będą w stanie szybko zareagować na rosnący popyt, co pozwoli na większe wykorzystanie wartości dodanej rozwoju OZE-E na rynku krajowym.

Tabela 2: Planowane zróżnicowanie zielonych certyfikatów

	2013	2017
VII. Biogaz (rolnictwo) 200–500kW	1,5	1,425
VIII. 500kW–1MW	1,45	1,375
IX. >1MW	1,4	1,325
Biogaz (wysypiska) >200kW	1,1	1,0
Biogaz (ścieki) >200kW	0,75	0,625
Biomasa <10MW	1,3	1,2
>10 MW	0,95	0,875
Biomasa w kogeneracji <10MW	1,7	1,6
>10 MW	1,15	1,075
Współpalanie biomasy	0,3	0,15
Biopaliwa płynne	1,15	1,075
Energetyka słoneczna >200kW	2,85	2,4
Energetyka wiatrowa 200–500kW	1,2	1,125
Energetyka wiatrowa >500kW	0,9	0,825
Energetyka wiatrowa morska	1,8	1,8

12. *Poland Renewables Bill to Forge New Solar Market as EU Cuts Back*, „Businessweek”, 28.10.2012. Artykuł dostępny na: <http://www.businessweek.com/news/2012-10-28/poland-renewables-bill-to-forge-new-solar-market-as-eu-cuts-back>. Patrz również analiza CPSL dla Czech.

Tabela 3: Proponowane taryfy dla mikro instalacji, 2013 r.

	PLN/kWh	€/kWh
Energetyka wiatrowa <200kW	0,65	0,16
Energetyka słoneczna <100kW	1,1	0,27
Energetyka wodna <75kW	0,7	0,17
Biogaz <50 kW	0,7	0,17
Biogaz 50–200kW	0,65	0,16
Biogaz (wysypiska) <200kW	0,55	0,14
Biogaz (ścieki) <200kW	0,45	0,11

3. Potencjał OZE-E

W porównaniu z innymi krajami Europy Środkowo-Wschodniej Polska posiada znaczny potencjał w zakresie energetyki wiatrowej (patrz: Mapy potencjału wiatru i promieniowania słonecznego w rozdziale: Dodatkowe mapy i wykresy). Najatrakcyjniejsze obszary lądowe i morskie znajdują się na północy kraju, nieopodal Morza Bałtyckiego, a także na podgórskich rejonach Dolnego Śląska. Według danych Krajowego planu działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych, potencjał rynkowy energetyki wiatrowej wyniesie 3,4 GWe w 2015 r. oraz 6,6 GWe w 2020 r., a więc ponad czterokrotnie więcej niż obecna moc zainstalowana. Oznacza to, że możliwy jest dalszy dynamiczny rozwój lądowych farm morskich, pod warunkiem, że rozwiązane zostaną problemy dotyczące wydajności sieci. Jednym z rozwiązań, które mogłoby znacznie zwiększyć długoterminowe możliwości inwestycyjne, a także zmniejszyć koszt energii pozyskiwanej z wiatru jest tu wdrożenie koncepcji sieci bałtyckiej.

Ze względu na dobrze rozwinięty sektor rolnictwa i znaczne zasoby leśne (29,1% Polski pokrywają lasy) dość dużym potencjałem wzrostu dysponują także źródła oparte na biomasę. Znaczna część domów ogrzewana jest właśnie biomasą. Szacuje się, że w około milionie domów wykorzystuje się starszej lub nowszej generacji instalacje grzewcze na biomasę¹³.

KPD OZE nie przewiduje znacznego potencjału rynkowego dla fotowoltaiki. Stoi to w sprzeczności z obecną sytuacją w Niemczech, a więc kraju o podobnych poziomach promieniowania słonecznego, gdzie w ostatnich latach technologia fotowoltaiczna rozwija się w najszybszym tempie ze wszystkich OZE-E.

4. Inne mechanizmy wsparcia OZE-E

Końcowi użytkownicy energii muszą płacić akcyzę w wysokości 20 PLN/MWh (około 5 €/MWh). Energia ze źródeł odnawialnych jest w Polsce zwolniona z tego podatku.

13. Euroobserver, *Interactive EurObserv'ER Database – Country Policy Schemes*, 2012

C. Bariery ograniczające inwestycje OZE-E¹⁴

Bariery dotyczące kosztów

- Błędne zaprojektowanie obowiązującego obecnie systemu zielonych certyfikatów, mającego na celu wsparcie rozwoju technologii OZE-E. System ten wspiera głównie duże i przestarzałe elektrownie (np. elektrownie wodne oraz współspalanie biomasy w elektrowniach węglowych), tym samym ograniczając skalę nowych inwestycji w sektorze OZE-E.
- Brak strategicznego i skutecznego wsparcia dla inwestycji OZE-E, niedobór koordynacji działań oraz długoterminowej wizji. Mechanizm zielonych certyfikatów nie jest sprzęgnięty z innymi instrumentami, np. dotacjami z NFOŚiGW.
- Wysoki koszt pozyskania kapitału na inwestycje OZE-E ze względu na ryzyko związane z dalszym funkcjonowaniem systemu zielonych certyfikatów oraz niestabilne ramy prawne.
- Wysokie, ciągle rosnące koszty podłączenia do sieci większych instalacji OZE-E, w szczególności farm wiatrowych.

Inne bariery

- Główne bariery nie odnoszące się do kosztów to niski priorytet polityczny rozwoju OZE-E w Polsce oraz opóźnienia we wdrażaniu unijnego prawodawstwa, np. dyrektywy 2009/28/WE w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych.
- Niestabilne ramy prawne oraz mało przejrzysty proces legislacyjny, czego ostatnim przykładem są prace nad nową ustawą w sprawie OZE-E, w efekcie zwiększające ryzyko inwestycyjne.
- Słaby stan techniczny infrastruktury energetycznej ograniczający możliwość integracji OZE-E z siecią przesyłową i dystrybucyjną.
- Główne bariery społeczne odnoszą się do: obaw dotyczących lokalizacji inwestycji OZE-E, słabo rozwiniętego systemu planowania przestrzennego, braku przejrzystych zasad w zakresie ocen oddziaływania na środowisko dla inwestycji OZE-E oraz długotrwałych procedur administracyjnych (np. decyzje środowiskowe, lokalizacyjne).
- Kolejne bariery to brak krajowej kampanii informacyjnej dotyczącej OZE oraz brak wiedzy nt. korzyści gospodarczych, jakie przynieść może rozwój OZE-E.

1. Nieodpowiednia organizacja mechanizmów wsparcia OZE-E

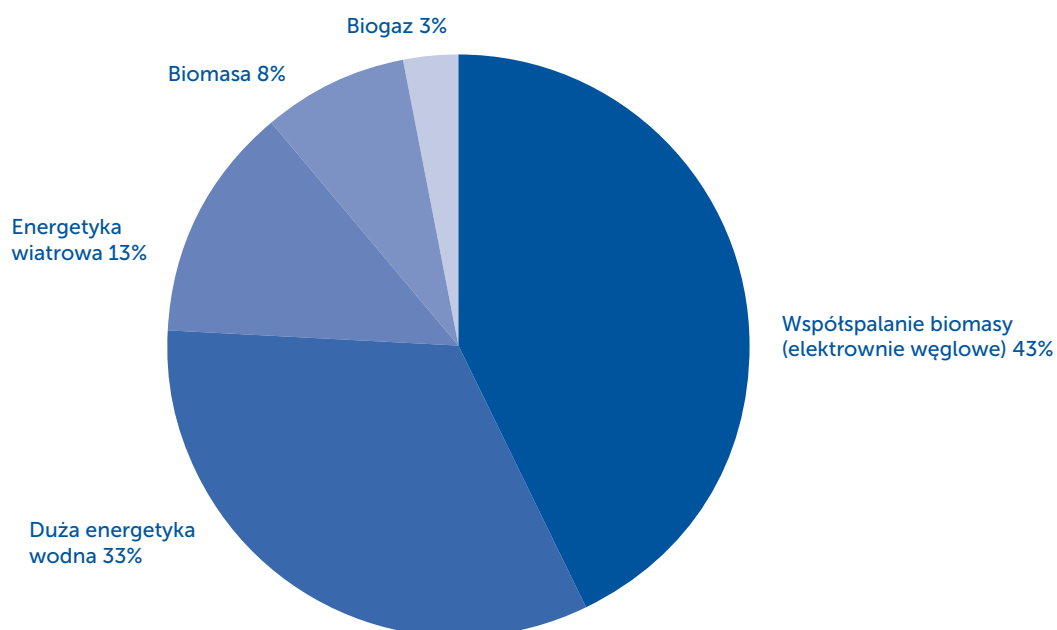
Główną barierą rozwoju OZE-E w Polsce jest brak długoterminowych i zintegrowanych

14. Niniejszy rozdział został przygotowany na podstawie raportu: *Lista barier w sektorze energetycznym*, opracowanego przez Związek Pracodawców Prywatnych Energetyki, Związek Pracodawców „Forum Energetyki Odnawialnej” oraz Polską Konfederację Pracodawców Prywatnych Lewiatan

mechanizmów wspierania producentów zielonej energii. Limity i system zielonych certyfikatów dotyczą jedynie energii elektrycznej i nie różnicują wsparcia pomiędzy poszczególnymi kategoriami. A mało przejrzyste i często zmieniane Prawo Energetyczne przysparza problemów w interpretacji i stosowaniu, utrudniając producentom energii i sprzętu określenie długoterminowych strategii rynkowych.

Obecny system zielonych certyfikatów nie wspiera rozwoju konkurencyjnego i zróżnicowanego rynku OZE-E. Zamiast promować nowe inwestycje OZE-E, zwiększa przychody dużych i zdekapitalizowanych elektrowni. W latach 2006-2010 ponad 75% całkowitych środków pozyskanych w ramach systemu trafiło do operatorów instalacji współspalania biomasy i energetyki wodnej (patrz: wykres 4). Dominująca pozycja współspalania wśród OZE-E doprowadziła również do wzrostu zapotrzebowania na biomasę, które trudno zaspokoić ze względu na niską wydajność instalacji. W 2011 r. zapotrzebowanie na biomasę sięgnęło 7 mln ton, co odzwierciedla szybki wzrost tempa wykorzystywania tego zasobu¹⁵. Doprowadziło to do znacznego wzrostu importu tego nośnika oraz podwyżki jego cen na rynkach lokalnych, co z kolei ma negatywny wpływ na lokalnych konsumentów oraz komunalne ciepłownie. Mali, niezależni producenci zielonej energii elektrycznej (głównie fotowoltaika, małe instalacje energetyki wodnej i wiatrowej, biogazownie oraz małe instalacje na biomasę), którzy ponoszą wyższe koszty jednostkowe w ramach systemu zielonych certyfikatów, nie mogą korzystać z uproszczonych procedur, np. rozliczenia netto.

Wykres 4: Podział środków w ramach polskiego systemu zielonych certyfikatów w latach 2006–2010



15. Wiśniewski G. i in., *O nierównoważonym wykorzystaniu odnawialnych zasobów energii w Polsce i patologii w systemie wsparcia OZE. Propozycje zmian podejścia do promocji OZE i kierunków wykorzystania zasobów biomasy*, Warszawa 2012.

Kolejny problem związany z mechanizmami wsparcia dotyczy sposobu określania celów w ramach systemu zielonych certyfikatów. Mimo że wytwarzanie energii elektrycznej w ramach współspalania oraz energetyki wiatrowej rośnie cele na lata 2010-2012 zostały zdefiniowane na takim samym poziomie – 10,4%. Proces ten może doprowadzić do nadpodaży OZE-E. Analiza Instytutu Energetyki Odnawialnej wskazuje, że biorąc pod uwagę rozpoczęte już inwestycje (np. 200 MW elektrownię na biomasę w Połańcu), to nadpodaż powinna pojawić się już w 2012 r. i będzie trwać do 2016 r.¹⁶. W październiku 2012 r. ceny zielonych certyfikatów spadły do poziomu 230 PLN/MWh, podczas gdy w marcu tego samego roku wynosiły jeszcze 290 PLN/MWh. Spadające ceny certyfikatów zwiększają ryzyko inwestowania w OZE-E ponoszone przez inwestorów oraz instytucje finansowe. Problem ten rozwiąże najprawdopodobniej nowe rozporządzenie Ministra Gospodarki, które zwiększa wymogi ilościowe w zakresie OZE-E, wzmacniając tym samym popyt na certyfikaty i zmniejszając ryzyko nadpodaży.

2. Niestabilne środowisko legislacyjne

Kolejną rzeczywistą barierą ograniczającą rozwój rynku zielonej energii w Polsce są niestabilne ramy prawne i niski priorytet polityczny energetyki odnawialnej. Wdrażanie unijnego prawodawstwa w zakresie OZE-E odbywa się w Polsce z opóźnieniem. Wciąż nie dokonano formalnej transpozycji dyrektywy 2009/28/WE w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych. Na wdrożenie czeka szereg ważnych instrumentów, np. system certyfikacji instalatorów OZE-E czy system autoryzacji, certyfikacji i koncesjonowania energii odnawialnej. Należy również dokonać zmian w obecnym systemie wsparcia dla OZE-E. Niestety nowopowstały Departament Energii Odnawialnej w Ministerstwie Gospodarki cierpi z powodu niewystarczających zasobów administracyjnych i zbyt małej liczby pracowników. Może to skutkować dalszymi opóźnieniami w podejmowaniu decyzji przez Ministerstwo, a więc i przez Radę Ministrów.

Inwestycje w OZE-E związane są z coraz większym ryzykiem. Wynika to z szeregu czynników, przedstawionych poniżej, takich jak:

- mała przejrzystość prawa i jego częste zmiany (np. Prawo Energetyczne, rozporządzenie w sprawie systemu zielonych certyfikatów);
- pomimo deklarowanych przez rząd jeszcze w 2010 r. (w ramach pierwszego KPD OZE) zmian w systemie wsparcia OZE-E, to do tej pory nie podjęto decyzji w tym zakresie. Ograniczona analiza i ocena zmian legislacyjnych (ex-ante/ex-post), niepewność co do przyszłego kształtu wsparcia systemu OZE-E oraz mało przejrzysty proces

16. Wiśniewski G. i in., *Analiza skutków wystąpienia nadpodaży świadectw pochodzenia na sektor energetyki odnawialnej*, Warszawa 2011.

tworzenia ustawy OZE (wdrażającej dyrektywę 2009/28/WE) stanowią bezpośrednie bariery ograniczające inwestycje;

- kolejne źródła niepewności to ograniczony czas obowiązywania ram prawnych dotyczących zielonych certyfikatów (jedynie do 2021 r.) oraz niekonsekwentne ustalanie celów ilościowych dla udziału OZE-E, stanowiące kolejne źródła niepewności dla wytwórców;
- brak oficjalnych, szeroko dostępnych informacji nt. długoterminowych prognoz w zakresie cen energii i poziomu wsparcia dla OZE (oba te czynniki są niezmiernie ważne dla analizy ekonomicznej inwestycji).

3. Problemy integracji OZE-E z siecią

Najważniejszą barierą utrudniającą dalszy rozwój zielonej elektroenergetyki, szczególnie w przypadku niezależnych producentów energii elektrycznej są problemy z integracją OZE-E z siecią. Monopolistyczny rynek energii elektrycznej, o pionowo zintegrowanym sektorze, stwarza znaczne problemy w zakresie przyłączania nowych inwestycji OZE do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej. Warunki stawiane przez operatora systemu, PSE Operator, są skomplikowane i mało przejrzyste, a formalne procedury przyłączeniowe wymagają dużego zaangażowania czasowego i są kapitałochłonne. Kryteria podziału kosztów przyłączenia do sieci również są nieprzejrzyste. Producenci energii nie są traktowani w taki sam sposób, a najgorsze warunki oferowane są zazwyczaj projektom OZE-E o średniej lub dużej wielkości, wdrażanym przez nowe podmioty na rynku (w tym producentów/inwestorów, głównie w energetyce wiatrowej)¹⁷. Ponadto, poprawki do Prawa Energetycznego z 2012 r. wprowadziły bezzwrotną kaucję na poczet opłaty przyłączeniowej wnoszoną przez producentów energii. W wyniku zmian legislacyjnych w przypadku około 90% wdrażanych projektów OZE-E inwestorzy utracili uzyskane poprzednio pozwolenia na przyłączenie do sieci i muszą się o nie ubiegać ponownie.

Problematyczna integracja z siecią stanowi przeszkodę w realizacji wszelkiego typu inwestycji OZE-E, a rozmiar problemów jest wprost proporcjonalny do skali instalacji. Największe wyzwania wydaje się stwarzać integracja dużych farm wiatrowych (które należy podłączyć do sieci o napięciu 110 kV). Ostatnie szacunki wskazują, że koszt rozbudowy sieci i integracji dużych farm wiatrowych wynosi 30-40% całkowitych kosztów inwestycyjnych projektu (średnia wynikająca z analizy due dilligence dla szeregu projektów, przeprowadzonej przez IEO). W początkowych latach rozwoju energetyki wiatrowej średni koszt podłączenia do sieci wynosił 5-10%, co jest wartością zbliżoną do średniej UE. Po zajęciu najlepszych

17. Niedawna decyzja sądowa obrazuje skalę opłat ponoszonych przez producentów OZE-E za podłączanie do sieci. W opisywanym przypadku przedsiębiorstwo dystrybucyjne PGE Dystrybucja zażądało za podłączenie farmy wiatrowej do sieci opłaty rzędu 35 mln zł, a URE twierdził, że powinna ona wynosić 1 mln zł. Sprawę wygrała firma dystrybucyjna (<http://gramwzielone.pl/energia-wiatrowa/3762/pge-wygrywa-sprawe-dot-wysokosci-oplaty-za-przylaczenie-farmy-wiatrowej>)

lokalizacji, inwestorzy muszą teraz zakładać farmy wiatrowe w miejscach gdzie częścią projektu jest budowa linii wysokiego lub średniego napięcia. Znacznie zwiększa to koszt przyłączenia do sieci. Na północy kraju, gdzie występują najlepsze warunki wiatrowe, sieć elektroenergetyczna jest raczej słabo rozwinięta. Zatem wyzwania związane z podłączaniem do sieci odnoszą się głównie do energetyki wiatrowej.

Przy okazji omawiania problemów związanych z przyłączeniami do systemu należy również wspomnieć o tym, że producenci energii odnawialnej nie posiadają otwartego i równego dostępu do informacji nt. ruchu sieciowego czy planów dalszej rozbudowy i modernizacji sieci dystrybucyjnej. Kolejną ważną barierą integracji OZE-E z siecią jest słaby stan techniczny i ograniczona przepustowość sieci dystrybucyjnej. W niektórych sytuacjach oferowane warunki przyłączeniowe nie zapewniają odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa w sferze planowania. Operator sieci może odmówić przyjęcia wyprodukowanej energii elektrycznej zanim nie zostaną przeprowadzone wymagane prace modernizacyjne. Nie jest również zobligowany do uzgodnienia obowiązujących terminów takich prac¹⁸. Choć operator sieci przesyłowej i operatorzy sieci dystrybucyjnej określili prawne uwarunkowania oraz techniczne wytyczne dotyczące przyłączenia do sieci 17 GW instalacji wiatrowych, to przy obecnych warunkach technicznych sieci, nawet po przeprowadzeniu planowanych działań modernizacyjnych (8,2 mld € w latach 2012–2016 jedynie na sieć przesyłową), możliwe będzie przyłączenie jedynie 6 GW.

Integracja OZE-E z siecią nie musi być jednak postrzegana jedynie w kategoriach problemu. Może ona stanowić źródło znacznych możliwości w zakresie rozwoju sieci energetycznej (szczególnie dla mikro instalacji OZE-E). Inwestycje w rozbudowę i modernizację sieci dystrybucyjnej zapewnią lepsze wykorzystanie sieci niskiego napięcia, a także będą wspierać zaangażowanie „prosumentów” na rynku energii.

4. Przestrzenne, środowiskowe i społeczne bariery dla rozwoju OZE-E

Proces decyzyjny dotyczący lokalizacji OZE-E jest silnie uzależniony od wad polskiego systemu planowania przestrzennego. Wskutek braku lokalnych planów zagospodarowania przestrzennego inwestycje wymagają przeprowadzenie postępowania administracyjnego mającego na celu wydanie pozwolenia na ich lokalizację, a inwestorzy chcący uzyskać decyzję środowiskową muszą spełnić szereg wymagań, taki jak np. wykonanie oceny oddziaływania na środowisko, przeprowadzenie konsultacji społecznych, itp.¹⁹. Oznacza to, że procedury administracyjne zajmują w Polsce bardzo dużo czasu (średnio dwa lata)²⁰.

18. Pobłocka A. i in., *Integration of electricity from renewables to the electricity grid and to the electricity market, National report: Poland*, Berlin 2011.

19. Decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach zgody na realizację przedsięwzięcia.

20. Związek Pracodawców Prywatnych Energetyki, Związek Pracodawców „Forum Energetyki Odnawialnej”, Polska Konfederacja Pracodawców Prywatnych Lewiatan, *Lista barier w sektorze energetycznym*, Warszawa 2011.

Brak ujednoczonych wytycznych w zakresie raportów oceny oddziaływania na środowisko dla poszczególnych rodzajów technologii OZE-E sprawia, że w trakcie wydawania pozwoleń pojawia się szereg problemów. Nazbyt wyśrubowane wymogi władz zajmujących się ochroną środowiska co do wydawania pozwoleń oraz raportowania często prowadzą do nakładania na inwestorów nieuzasadnionych wymagań, co z kolei może mieć wpływ na dochodowość inwestycji oraz wzrost ryzyka. Choć jest to problem głównie energetyki wiatrowej, to dotyczy on również biogazowni i małych elektrowni wodnych.

Kolejne bariery związane z lokalizacją inwestycji OZE-E odnoszą się często do obaw społecznych. Brak kampanii informacyjnych sprawia, że społeczności lokalne czasem protestują przeciwko inwestycjom OZE-E (głównie biogaz i farmy wiatrowe). Brak wiedzy nt. korzyści jakie społecznościom lokalnym mogą przynieść projekty OZE-E rodzi często postawę określaną jako „nie w moim ogródku”.

D. Wpływ energetyki odnawialnej na zatrudnienie i wzrost gospodarczy w Polsce

Lokalna produkcja urządzeń OZE-E w Polsce – szanse i wyzwania

- Lokalna produkcja urządzeń OZE-E jest już w Polsce dość rozwinięta, choć poziom dojrzałości technologii różni się dla poszczególnych segmentów sektora wytwórczego.
- Pomimo, że największy wzrost spodziewany jest w obszarze dużej energetyki wiatrowej, to lokalna produkcja komponentów dla dużych wiatraków pozostaje na niskim poziomie i skupia się raczej na innych obszarach, głównie urządzeniach dla mikro instalacji oraz montowaniu sprzętu fotowoltaicznego. Co więcej, panele fotowoltaiczne produkowane są na potrzeby przedsiębiorstw zagranicznych, a nie do instalacji w kraju.
- Dostęp do przedsiębiorstw produkcyjnych oraz wiedzy specjalistycznej na poziomie lokalnym zdaje się stanowić ważny czynnik w podejmowaniu decyzji inwestycyjnych w przypadku małych projektów OZE-E. Choć obecny rynek małych turbin wiatrowych jest dość ograniczony, to posiada duży potencjał wzrostu. Planowane taryfy gwarantowane mogą znacznie wspomóc rozwój tego sektora.

1. Globalny i krajowy kontekst produkcji technologii OZE-E

Zwiększone wytwarzanie zielonej energii elektrycznej przy jednoczesnym wzroście produkcji krajowej w zakresie technologii OZE-E nie tylko przyczynia się do powstania znacznej liczby miejsc pracy, ale zwiększa także konkurencyjność krajowego sektora wytwórczego. Wynika to z intensyfikacji działalności badawczo-rozwojowej oraz szybkiego rozszerzania się rynku na produkowane technologie. Kraje regionu Europy Środkowej

i Wschodniej doświadczają w dużej mierze rozwoju asymetrycznego – choć zwiększa się udział OZE w wytwarzaniu energii elektrycznej to nie przekłada się to na rozbudowę sektora wytwarzającego urządzenia OZE-E. W rezultacie decydenci w tych państwach nie do końca są świadomi korzyści jakie rozwój OZE-E może przynieść dla sektora produkcji. Mimo, że ze względu na duży rynek krajowy Polska powinna stanowić korzystne miejsce dla rozwoju produkcji urządzeń dla OZE w praktyce problem asymetrycznego rozwoju zielonej elektroenergetyki występuje także tutaj. Wiele raportów analizujących zagadnienia rozwoju technologii OZE-E mówi o dużym wpływie rozmiaru rynku krajowego na lokalizację zakładów produkujących urządzenia i komponenty służące pozyskiwaniu odnawialnej energii elektrycznej²¹. Szukając przyczyn tego paradoksu należy zauważyć, że polski rynek elektroenergetyczny jest wciąż zdominowany przez duże przedsiębiorstwa państwowe. Kontrast między tradycyjną produkcją krajową, a inwestycjami OZE-E, realizowanymi w dużym stopniu przez kapitał zagraniczny, jest więc widoczny jeszcze bardziej niż w pozostałych państwach Europy Środkowo-Wschodniej, gdzie udział kapitału zagranicznego w rynku elektroenergetycznym jest wyższy niż w Polsce.

Niniejszy rozdział przedstawia wstępną analizę obecnego stanu sektora wytwórczego dla urządzeń OZE-E w Polsce. Stanowi także przegląd instrumentów wsparcia dla lokalnych producentów, które mogłyby być zastosowane przez rząd. Analiza ta może posłużyć jako punkt wyjścia dla bardziej szczegółowej oceny, obejmującej cały region Europy Środkowej i Wschodniej.

Na przestrzeni ostatnich kilku lat opracowano trzy większe analizy dotyczące rozwoju przemysłu w zakresie produkcji urządzeń OZE-E. W 2010 r. polski Instytut Energetyki Odnawialnej opublikował szczegółowy opis tej gałęzi przemysłu²². Rok później ukazała się analiza studiów przypadku autorstwa OECD, przedstawiająca wpływ polityk gospodarczych i środowiskowych wdrażanych w dwóch województwach rozwój produkcji urządzeń OZE²³. W 2012 r. Ministerstwo Gospodarki opublikowało ocenę wpływu proponowanych zmian prawnych w zakresie energetyki odnawialnej²⁴. W celu weryfikacji oraz aktualizacji wyników powyższych analiz, autorzy raportu przeprowadzili badania ankietowe wśród przedstawicieli firm wytwarzających energię z wiatru lub produkujących urządzenia w tym obszarze. Pytania dotyczyły głównie podaży krajowych urządzeń i obowiązujących ram legislacyjnych²⁵.

21. Na przykład: Ru i in., *Behind the development of technology: The transition of innovation modes in China's wind turbine manufacturing industry*, „Energy Policy” 2012.

22. Instytut Energetyki Odnawialnej, *Analiza możliwości rozwoju produkcji urządzeń dla energetyki odnawialnej w Polsce dla potrzeb krajowych i eksportu*, 2010.

23. Miranda, G. i in., *Climate Change, Employment and Local Development in Poland*, „OECD Local Economic and Employment Development (LEED) Working Papers”, 2011/22, OECD Publishing. Dostępne na: <http://dx.doi.org/10.1787/5kg0nfvwd0-en>

24. Ministerstwo Gospodarki, *Ocena Skutków Regulacji dla projektu ustaw o odnawialnych źródłach energii*, 2012. Dostępne na: <http://www.mg.gov.pl>

25. Do analizy wybrano sektor energetyki wiatrowej ponieważ to właśnie w tym sektorze spodziewany jest w nadchodzących latach największy rozwój. W ocenie wpływu proponowanych zmian prawnych w zakresie OZE największe oddziaływanie na zatrudnienie zaobserwowano również w sektorze energetyki wiatrowej.

Największy potencjał rozwojowy posiada w Polsce energetyka wiatrowa (dotyczy to szczególnie farm wiatrowych planowych na Morzu Bałtyckim). Według oceny Ministerstwa Gospodarki, najwyższy wzrost w zatrudnieniu spodziewany jest właśnie w sektorze energii pozyskiwanej z wiatru. Jeśli chodzi o instalacje na dużą skalę, to przemysł wytwórczy zdominowany jest przez kilka międzynarodowych firm, które dostarczają większość turbin wiatrowych. Niektóre z nich utworzyły już w Polsce swoje oddziały produkujące komponenty (np. łopaty). Istnieją również polskie firmy zajmujące się produkcją innych komponentów, np. wież. Według Instytutu Energetyki Odnawialnej nie istnieje jednak krajowa produkcja całych dużych turbin wiatrowych. Choć istnieją lokalne firmy wytwórcze, które są w stanie zapewnić niemal wszystkie komponenty, to nie ma to wpływu na decyzje inwestycyjne producentów energii elektrycznej. Jedynie mała część inwestycji w elektrownie wiatrowe (np., drogi, przyłącza do sieci) wykonywana jest przez firmy polskie. Przedsiębiorstwa zajmujące się energetyką wiatrową na dużą skalę nie spodziewają się zwiększenia udziału lokalnej produkcji w wytwarzaniu turbin wiatrowych.

W energetyce wiatrowej na mniejszą skalę urządzenia są zazwyczaj importowane spoza Polski. Pomimo dostępu na poziomie lokalnym do wiedzy specjalistycznej i wykwalifikowanej siły roboczej jedynie mała część urządzeń pochodzi od lokalnych producentów (IEO, 2010). Polski rynek tego typu urządzeń jest wciąż dość mały, choć posiada znaczny potencjał rozwojowy i odgrywa dużą rolę w decyzjach inwestycyjnych. Przedsiębiorstwa w tym sektorze spodziewają się szybkiego rozwoju rynku i już teraz szukają możliwości eksportowych, angażując się w projekty pilotażowe w innych krajach.

Kolejnym segmentem, który ma spory potencjał w zakresie potencjału do rozwoju produkcji technologii OZE-E w Polsce jest energetyka oparta o biogaz, silnie związana z ważnym dla Polski sektorem rolnictwa. Istnieje szereg polskich firm, które produkują kompletne systemy do wykorzystywania biogazu na cele energetyczne, a jedna trzecia urządzeń montowanych w Polsce jest produkowana lokalnie (dane z analizy IEO).

Niewiele mniejszym potencjałem dysponuje sektor produkcji i dystrybucji kolektorów słonecznych. Jest on w Polsce dobrze rozwinięty, a eksport tych urządzeń dwukrotnie przewyższa import. Około połowa firm oferujących kolektory sprzedaje swoje własne produkty, natomiast druga połowa to licencjonowani dystrybutorzy produktów zagranicznych. Według szacunków Ministerstwa Gospodarki, to właśnie w sektorze związanym z produkcją i instalacją kolektorów odnotowany zostanie drugi co do wielkości wzrost w zatrudnieniu w obszarze OZE-E.

Mimo, że kilka firm międzynarodowych posiada w Polsce oddziały produkujące panele słoneczne na rynek europejski znikomy procent energii elektrycznej produkowany jest obecnie w instalacjach fotowoltaicznych (3 MW). Wprowadzenie planowanych taryf gwarantowanych dla mikrogeneracji ma zmienić tę niekorzystną sytuację²⁶.

26. *Poland Renewables Bill to Forge New Solar Market as EU Cuts Back*, „Businessweek”, 28.10.2012.

Ważną rolę w rozwoju lokalnej produkcji wykorzystywanej w odnawialnej elektroenergetyce odgrywają ramy legislacyjne. System zielonych certyfikatów nie przewiduje premii za stosowanie produktów lokalnych, podczas gdy np. w Turcji czy Chorwacji uwzględnienie lokalnie wyprodukowanych komponentów w instalacjach OZE-E uprawnia do wyższej taryfy gwarantowanej²⁷. Nie wprowadzono również specjalnych wymagań zobowiązujących do stosowania konkretnych lokalnych technologii, co ma miejsce m.in. w Danii. To ostatnie rozwiązanie jest często kwestionowane w ramach Światowej Organizacji Handlu, jako techniczna bariera utrudniająca wolny handel. Kraje członkowskie Światowej Organizacji Handlu, a Polska jest jednym z nich, nie mogą stosować niższych ceł na całe turbiny niż na komponenty do nich²⁸.

Innymi przykładowymi mechanizmami wspierania rozwoju lokalnego przemysłu są ulgi podatkowe (VAT), kredyty podatkowe dla komponentów produkowanych lokalnie czy niskoprocentowane pożyczki udzielane lokalnym producentom wiatraków²⁹. Polskie firmy aktywne w sektorze OZE-E nie spodziewają się wprowadzenia regulacji wymagających stosowania lokalnych produktów a niezgodnych z prawodawstwem UE. Oczekują natomiast niskoprocentowanych lub dotowanych pożyczek na projekty OZE, stabilnych ram prawnych oraz przewidywalnych mechanizmów wsparcia.

Obecna polityka gospodarcza Polski koncentruje się na wspieraniu tradycyjnych gałęzi przemysłu i ochronie tradycyjnych miejsc pracy. Ogranicza to w sposób znaczny dostępne wsparcie finansowe dla nowopowstałych, konkurencyjnych gałęzi przemysłu, o bardziej zrównoważonej charakterystyce, np. produkcja na potrzeby energetyki odnawialnej. W wielu przypadkach niedocenia się potencjalnego wpływu przyjaznych środowisku działań podejmowanych przez administrację centralną, regionalną oraz lokalną. Największą barierę dla rozwoju tego typu przedsięwzięć w tym sektorze stanowi biurokracja. Skomplikowany system prawny opóźnia inwestycje i piętrzy problemy przed firmami, zainteresowanymi np. instalacją małych elektrowni wiatrowych.

W celu zmiany tej sytuacji opracowywane jest nowe rozporządzenie wspierające rozwój tego sektora. Jego kształt wynika z konsultacji z przemysłem i odzwierciedla oczekiwania grup interesu. Uproszczone procedury oraz system taryf gwarantowanych mają pomóc w rozwoju mikro instalacji. Utrzymanie systemu zielonych certyfikatów wspierać będzie natomiast inwestycje w projekty OZE-E o dużej skali.

Według szacunków Ministerstwa Gospodarki, dzięki nowym przepisom liczba nowych miejsc pracy w sektorze OZE-E czterokrotnie przekroczy liczbę miejsc pracy zlikwidowanych w sektorze górnictwa na skutek promocji odnawialnych źródeł energii. Przewiduje się również,

27. Energy Regulators Regional Association, *Country presentation*, 2011 oraz www.res-legal.eu – informacje nt. Chorwacji.

28. J. Lewis, R. Wiser, *Fostering a Renewable Energy Technology Industry: An International Comparison of Wind Industry Policy Support Mechanisms*, Lawrence Berkeley National Laboratory 2005. Dostępne na: <http://escholarship.org/uc/item/6cf1r3z5>

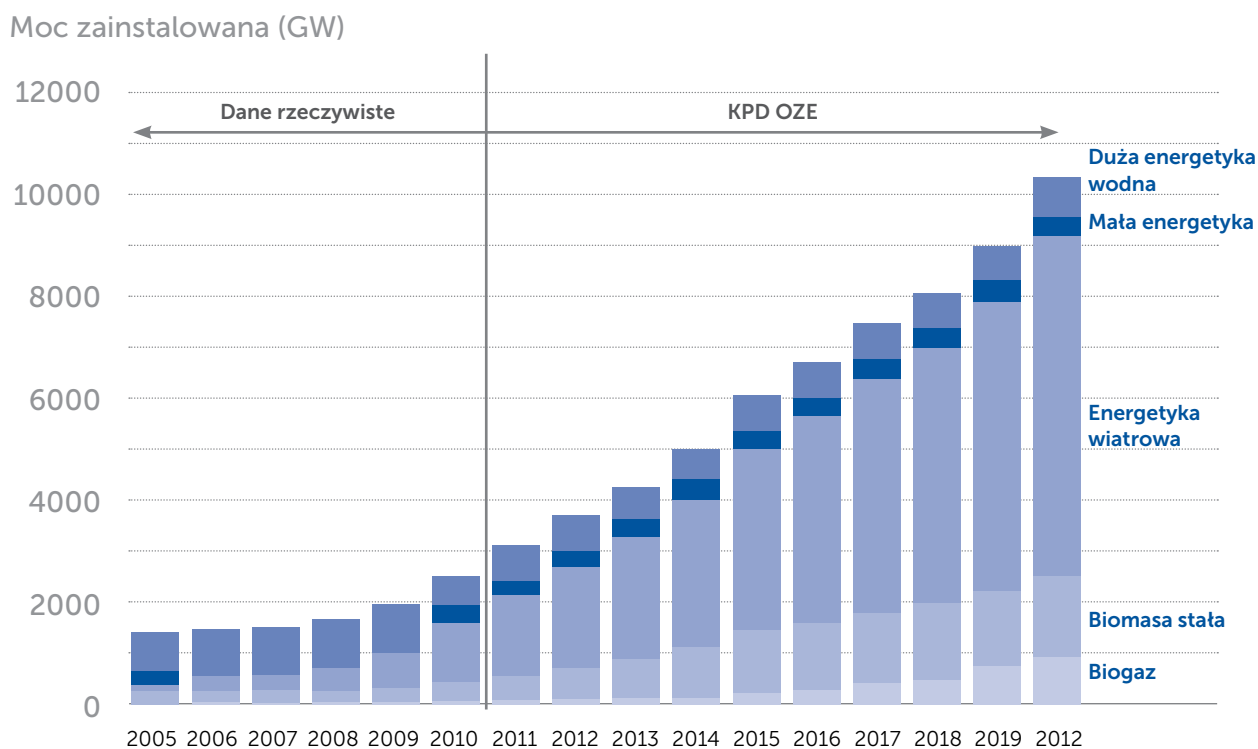
29. Tamże

że dzięki dużemu rynkowi krajowemu paru nowych inwestorów zagranicznych przeniesie produkcję do Polski (Ministerstwo Gospodarki, 2012). Poszerzaniu wiedzy specjalistycznej na poziomie lokalnym oraz wsparciu dla rozwoju krajowej produkcji urządzeń OZE służy także szereg programów badawczych. Dodatkowo możliwości eksportu polskich urządzeń OZE mogą zostać zwiększone poprzez międzynarodową certyfikację tych produktów³⁰.

2. Cele OZE

Dyrektywa 2001/77/WE obligowała Polskę do osiągnięcia 7,5% udziału OZE-E do 2010 r. Cel ten został przez Polskę wypełniony, gdyż w 2010 r. udział odnawialnej energii elektrycznej wynosił 7,58% (patrz wykres 6). Według dyrektywy 2009/28/WE, 15% zużycia energii końcowej brutto ma w 2020 r. pochodzić ze źródeł odnawialnych. Zakłada to znaczny wzrost w porównaniu z poziomem na 2005 r. – 7,2%. Według danych KPD OZE, przekłada się to na udział odnawialnej energii elektrycznej na poziomie 19,1%. Analizując wykresy 5 oraz 6 poniżej można stwierdzić, że Polska ma duże szanse na osiągnięcie celu zakładanego na 2020 r., choć wymagany wzrost w zakresie OZE-E jest dość znaczny. Energetyka wiatrowa oraz biomasa będą nadal ogrywać kluczową rolę w wypełnianiu celów OZE-E.

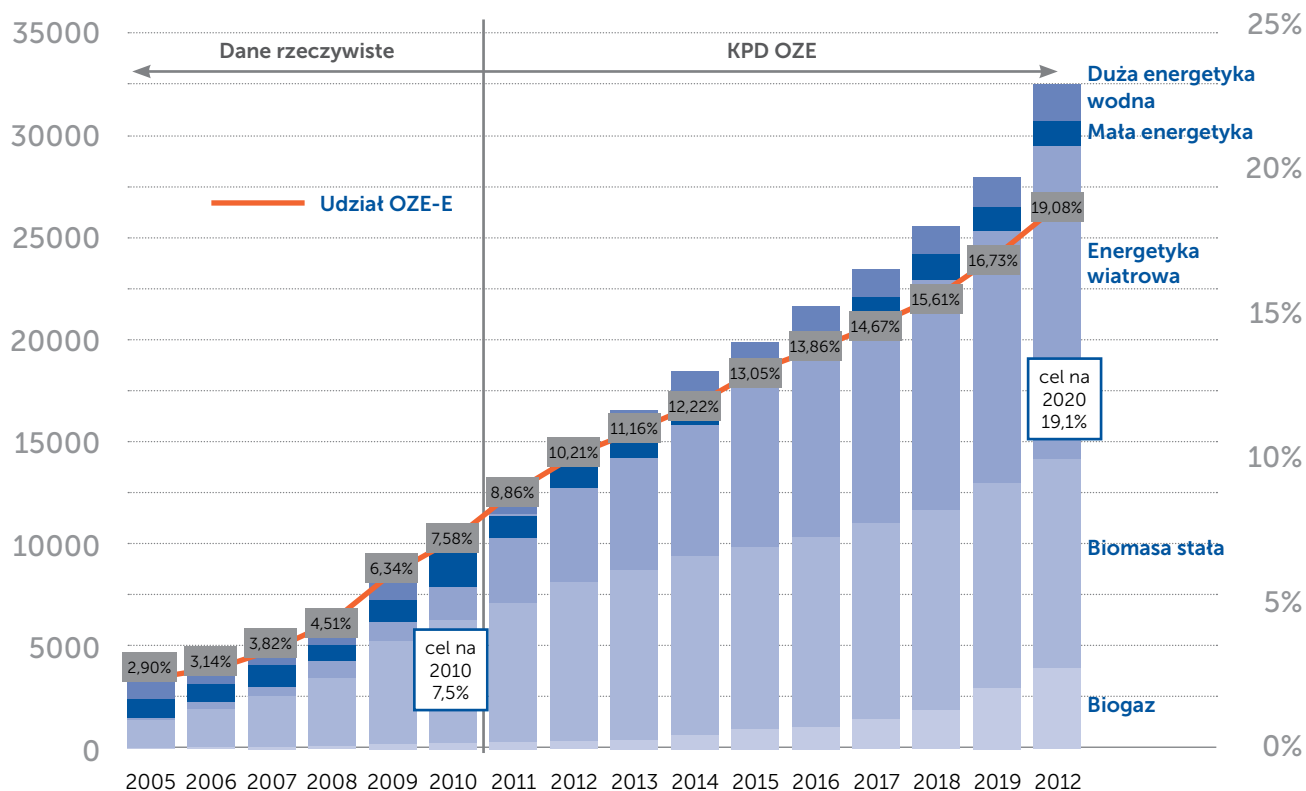
Wykres 5: Przewidywana zainstalowana roczna moc OZE-E w latach 2005-2020, w rozbiciu na poszczególne kategorie



30. J. Lewis, R. Wiser, *Fostering a Renewable Energy Technology Industry: An International Comparison of Wind Industry Policy Support Mechanisms*, Lawrence Berkeley National Laboratory 2005. Dostępne na: <http://escholarship.org/uc/item/6cf1r3z5>

Wykres 6: Przewidywana roczna produkcja energii elektrycznej w latach 2005-2020, w rozbiciu na poszczególne technologie

Produkcja energii elektrycznej brutto (GWh)

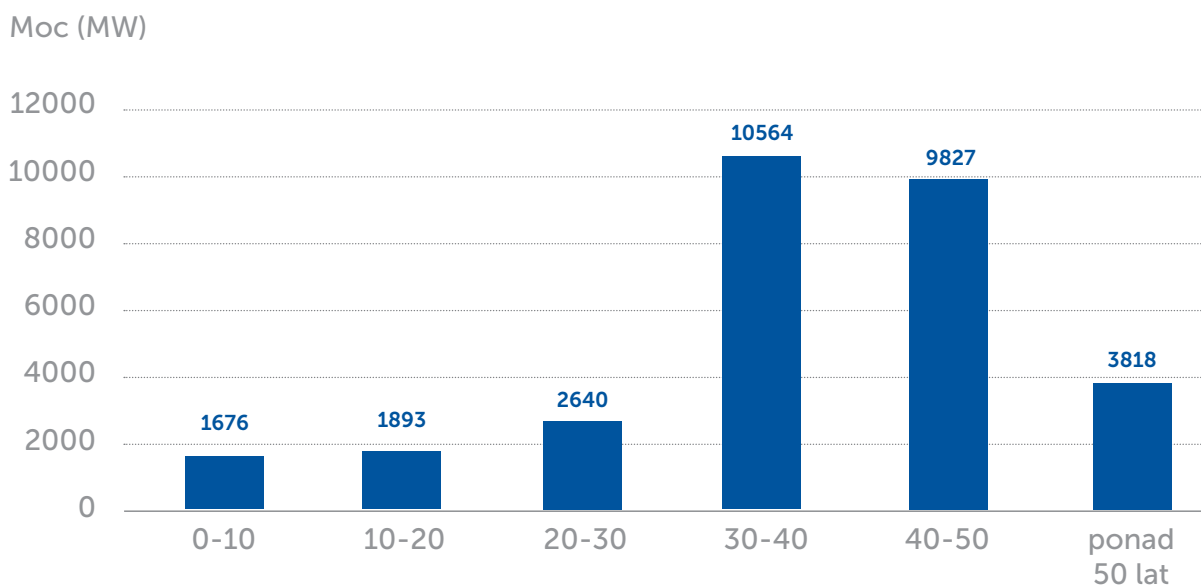


DODATKOWE WYKRESY I TABELE

Wiek polskich kopalni wykorzystujących węgiel kamienny i brunatny

Jak pokazuje wykres 7 polskie kopalnie węglowe są już dosyć stare. Dwie trzecie mocy ma ponad trzydzieści lat – przy takim wieku większa modernizacja jest przedsięwzięciem wątpliwym z punktu widzenia ekonomicznego i technicznego.

Wykres 7: Wiek polskich kopalni wykorzystujących węgiel kamienny i brunatny



Źródło: analiza własna, Platts

Sieć przesyłowa i obrót

Od 2010 r. Polska jest członkiem wspólnego biura aukcyjnego – Central Allocation Office (CAO). Handel międzysystemowy z Niemcami, Czechami i Słowacją jest prowadzony właśnie przy pomocy tej jednostki, a ze Szwecją w oparciu o mechanizm łączenia rynków, czyli aukcje typu „implicit”. Ogólnie rzecz biorąc, poziom połączenia Polski z jej sąsiadami nie jest zbyt zaawansowany. Ceny hurtowe są nieco niższe niż ceny w Niemczech i charakteryzują się mniejszą zmiennością.

	Moc wymiany netto (MW)		Aukcje międzysystemowe				
	Z Polski	Do Polski	Rodzaj aukcji	Roczne	Miesięczne	Dzienne	Rynek dnia bieżącego
Niemcy	450	200	wspólnej wartości	CAO	CAO	CAO	CAO (FCFS)
Czechy	400	600	wspólnej wartości	CAO	CAO	CAO	CAO (FCFS)
Słowacja	500	400	wspólnej wartości	CAO	CAO	CAO	CAO (FCFS)
Ukraina	-	220	jednostronna	-	PSE	-	-
Białoruś	-	-	-	-	-	-	-
Szwecja	600	600	implicit (łączenie rynków)	Nordpool spot, POLPX			

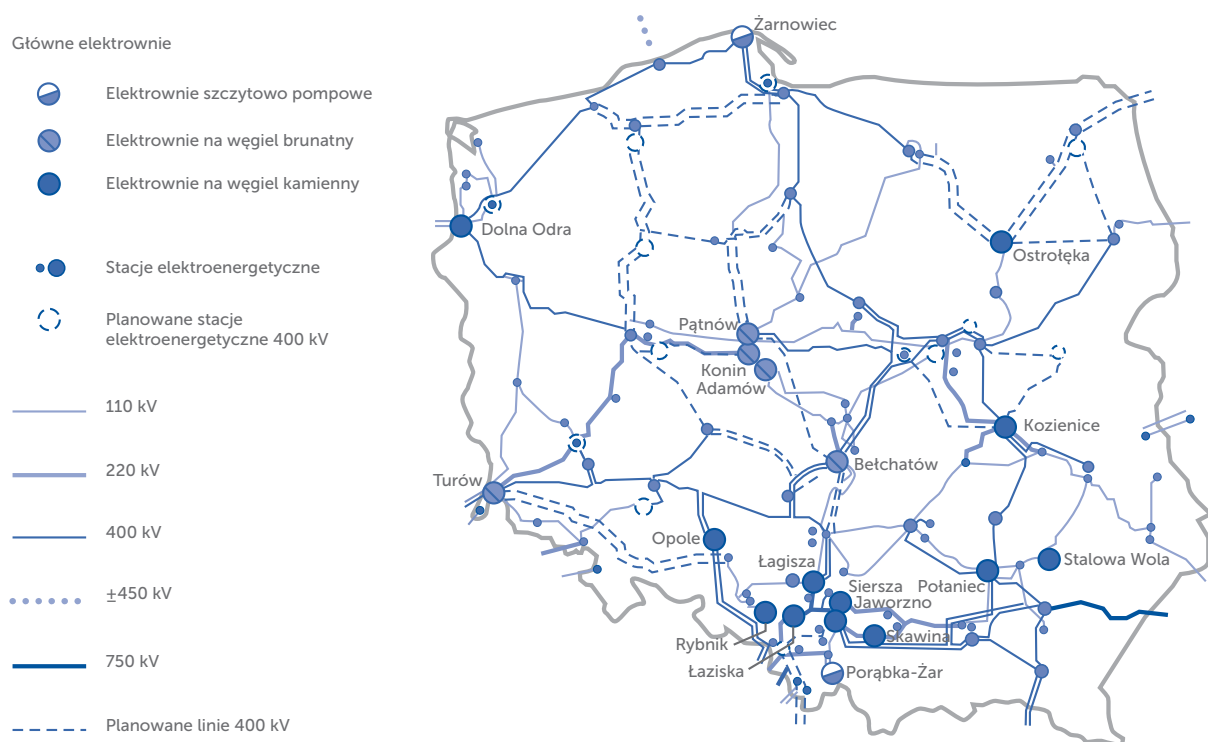
*(FCFS): First come, first served – zlecenia realizowane zgodnie z kolejnością napływania

W 2007 r. wyodrębniono działalność przesyłową oraz dystrybucyjną. Rząd stworzył cztery pionowo zintegrowane przedsiębiorstwa: Polska Grupa Energetyczna (PGE), Tauron Polska Energia, Energa oraz Enea. Firmy te posiadają moce wytwórcze, przedsiębiorstwa dystrybucji oraz firmy zajmujące się dostarczaniem energii elektrycznej odbiorcom końcowym. W niektórych regionach aktywne jest również niemieckie przedsiębiorstwo RWE (w okolicach Warszawy).

Infrastruktura elektroenergetyczna

Poniższa mapa, opracowana przez Międzynarodową Agencję Energetyczną, przedstawia infrastrukturę sieciową w Polsce. Jak widać sieć jest bardziej rozbudowana na południu kraju, a mniej na północy – a właśnie w tym regionie spodziewany jest największy rozwój energetyki wiatrowej.

Grafika 1: Infrastruktura elektroenergetyczna

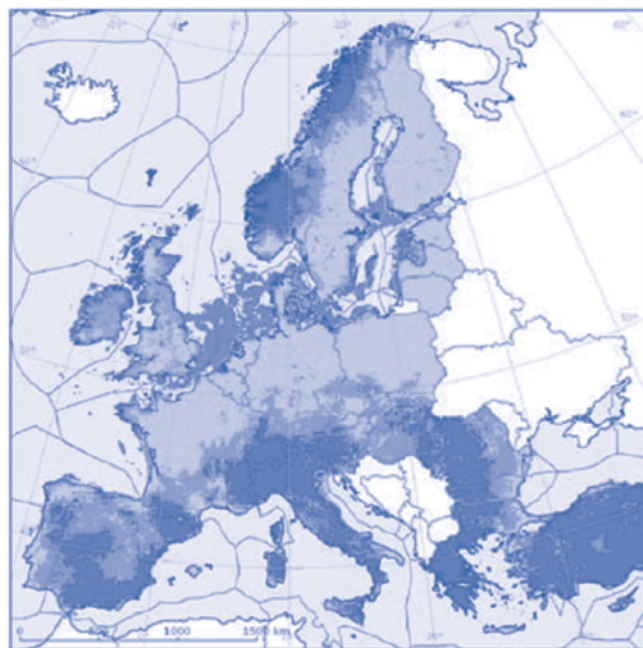


Źródło: Międzynarodowa Agencja Energetyczna, *Energy policies of IEA countries, Poland 2011*, str. 73

Mapy potencjału wiatru i promieniowania słonecznego

Poniższe dwie mapy przedstawiają dane dotyczące wiatru dla krajów UE oraz promieniowania słonecznego dla Polski.

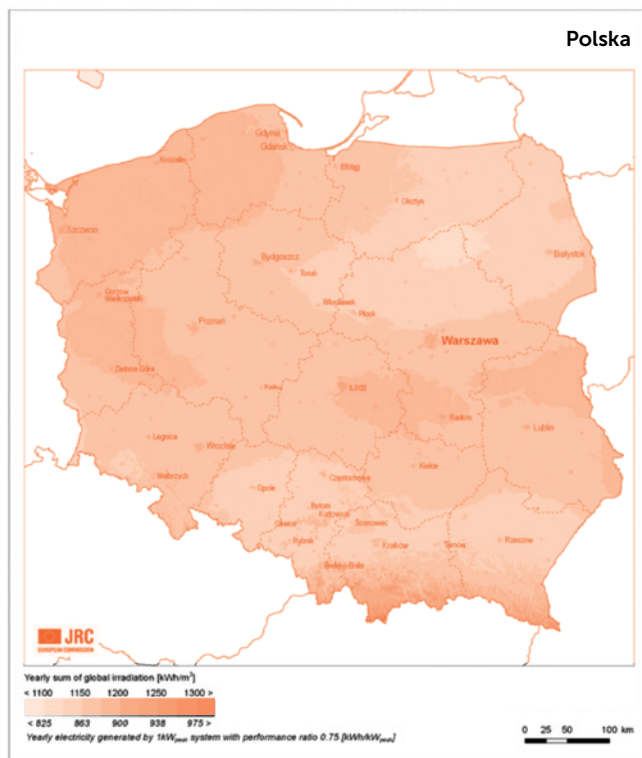
Grafika 2 i 3: Dane ECMFW dotyczące średniej prędkości wiatru [po korekcie biorącej pod uwagę ortografię oraz lokalne przyspieszenia (80m na lądzie i 120 m na morzu)]



Średnia prędkość wiatru na wysokości piasty turbiny wiatrowej w latach 2000-2005, [m/s]

- 0-4
- 4-5
- 5-6
- 6-7
- 7-8
- > 8
- Kraje nie objęte badaniem

Źródło: Europejska Agencja Środowiska, 2008



Źródło: Wspólne Centrum Badawcze, Komisja Europejska
Intensywność promieniowania i potencjał w zakresie energii elektrycznej - Polska
Dla optymalnego ustawienia modułów fotowoltaicznych

BIBLIOGRAFIA

Bibliografia do rozdziałów I oraz II

- Businessweek, *Poland Renewables Bill to Forge New Solar Market as EU Cuts Back*, 28.10.2012. Dostępne na: <http://www.businessweek.com/news/2012-10-28/poland-renewables-bill-to-forge-new-solar-market-as-eu-cuts-back>
- Eclareon, Öko-Institut EV, *Integration of electricity from renewables to the electricity market - RES integration. National report Poland*, 2011
- Urząd Regulacji Energetyki, Raporty roczne Prezesa URE za lata 2005-2011
- Bazy danych ENTSOE
- Raporty krajowe ERGEG za lata 2009, 2010, 2011
- Euroobserver, *Interactive EurObserv'ER Database – Country Policy Schemes*
- Międzynarodowa Agencja Energetyczna, *Energy policies of IEA countries: Poland 2011 Review*, 2011
- M. Finkenrath, J. Smith oraz D. Volk, *CCS RETROFIT Analysis of the Globally Installed Coal-Fired Power Plant Fleet*, Międzynarodowa Agencja Energetyczna, 2012
- Instytut Energetyki Odnawialnej, *Analiza możliwości rozwoju produkcji urządzeń dla energetyki odnawialnej w Polsce dla potrzeb krajowych i eksportu*, 2010
- Instytut Energetyki Odnawialnej, *Określenie potencjału energetycznego regionów Polski w zakresie odnawialnych źródeł energii - wnioski dla Regionalnych Programów Operacyjnych na okres programowania 2014-2020*, 2011
- Ministerstwo Gospodarki, *Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych*, 2010
- Ministerstwo Gospodarki, *Polityka energetyczna Polski do 2030 r.*
- RES-Legal, *Country overview: Poland*. Dostępne na: <http://www.res-legal.de/en/search-for-countries/poland.html>
- Ocena skutków regulacji, 2012
- Projekt ustawy o odnawialnych źródłach energii, 2012
- Związek Pracodawców Prywatnych Energetyki, Związek Pracodawców „Forum Energetyki Odnawialnej”, Polska Konfederacja Pracodawców Prywatnych Lewiatan, *Lista barier w sektorze energetycznym*, Warszawa, 2011

Bibliografia do rozdziału III

- Urząd Regulacji Energetyki, *Odmowy przyłączenia OZE do sieci przedsiębiorstw energetycznych*, Szczecin, 2012
- Gramwzielone.pl, *PGE wygrywa sprawę dot. wysokości opłaty za przyłączenie farmy wiatrowej*, 2012. Dostępne na: <http://gramwzielone.pl/energia-wiatrowa/3762/pge-wygrywa-sprawe-dot-wysokosci-oplaty-za-przylaczenie-farmy-wiatrowej>
- Pobłocka A. i in. *Integration of electricity from renewables to the electricity grid and to the electricity market, National report: Poland*, Berlin, 2011

- Wiśniewski G. i in., *O niezrównoważonym wykorzystaniu odnawialnych zasobów energii w Polsce i patologii w systemie wsparcia OZE. Propozycje zmian podejścia do promocji OZE i kierunków wykorzystania zasobów biomasy*, Warszawa, 2012
- Wiśniewski G. i in., *Analiza skutków wystąpienia nadpodaży świadectw pochodzenia na sektor energetyki odnawialnej*, Warszawa, 2011.

Bibliografia do rozdziału IV

- Bernhard Hillebrand, Hans Georg Buttermann, Jean Marc Behringer, Michaela Bleuel, *The expansion of renewable energies and employment effects in Germany* [w:] *Energy Policy*, t. 34, nr 18, 2006, str. 3484-3494
- Blanca Moreno, Ana Jesús López, *The effect of renewable energy on employment. The case of Asturias (Spain)* [w:] *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, t. 12, nr 3, 2008, str. 732-751
- C. Tourkolias, S. Mirasgedis, *Quantification and monetization of employment benefits associated with renewable energy technologies in Greece* [w:] *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, t. 15, nr 6, 2011, str. 2876-2886
- Frederik Neuwahl, Andreas Löschel, Ignazio Mongelli, Luis Delgado, *Employment impacts of EU biofuels policy: Combining bottom-up technology information and sectoral market simulations in an input-output Framework* [w:] *Ecological Economics*, t. 68, nr 1-2, 2008, str. 447-460
- Instytut Energetyki Odnawialnej, *Analiza możliwości rozwoju produkcji urządzeń dla energetyki odnawialnej w Polsce dla potrzeb krajowych i eksportu*, Warszawa, 2010
- John Rogers, Ye Huang, *Quantification of employment from biomass power plants* [w:] *Renewable Energy*, t. 33, nr 8, 2008, str. 1922-1927
- Joanna Lewis, Ryan Wiser, *Fostering a Renewable Energy Technology Industry: An International Comparison of Wind Industry Policy Support Mechanisms*, Lawrence Berkeley National Laboratory, 2005. Dostępne na: <http://escholarship.org/uc/item/6cf1r3z5>
- Ministerstwo Gospodarki, *Ocena Skutków Regulacji dla projektu ustaw odnawialnych źródłach energii*, 2012. Dostępne na: <http://www.mg.gov.pl/files/upload/16573/OSR%20ustawa%20OZE%2026.07.2012%20wersja%20na%20konferencje%20w%20dniu%2027%20lipca%202012%20r..pdf>
- G. Miranda i in., *Climate Change, Employment and Local Development in Poland* [w:] *OECD Local Economic and Employment Development (LEED) Working Papers*, 2011/22, OECD Publishing. Dostępne na: <http://dx.doi.org/10.1787/5kg0nfvvwd0-en>
- Peng Ru, Qiang Zhi, Fang Zhang, Xiaotian Zhong, Jianqiang Li, Jun Su, *Behind the development of technology: The transition of innovation modes in China's wind turbine manufacturing industry* [w:] *Energy Policy*, t. 43, 2012, str. 58-69.

