

# Polska

## Ocena ex-ante instrumentów finansowych

Dla proponowanego Programu Operacyjnego „Infrastruktura i Środowisko” na lata 2014-20 w wybranych sektorach: energii i odpadów stałych



THE WORLD BANK



MINISTRY  
OF REGIONAL  
DEVELOPMENT

Opis zadania (*Terms of Reference*) dla niniejszej „*Oceny ex-ante instrumentów finansowych*” został uzgodniony przez Ministerstwo Rozwoju Regionalnego i Bank Światowy dnia 21 czerwca 2013 roku w umowie o pomocy technicznej. Misja przygotowawcza odbyła się w dniach 17-21 czerwca 2013 roku. Zespołowi przewodziła Nancy Vandycke, a członkami zespołu byli: Gary Stuggins, Gabriela Elizondo Azuela, Feng Liu, Andreas Rohde, Clara Alvarez, Adam Diehl, Suman Babbar, Henk Busz, Jarosław Giemza oraz Jared Haddon.

**Ocena ex-ante instrumentów finansowych dla proponowanego Programu Operacyjnego  
„Infrastruktura i Środowisko” na lata 2014-2020 w wybranych sektorach**

**Spis treści**

Streszczenie .....	6
1. Kontekst ogólny.....	13
2. Ustalanie priorytetów inwestycyjnych w ramach programowania.....	17
2.1. Cele w zakresie energii i odpadów stałych do roku 2020 .....	17
2.2. Szacowane potrzeby inwestycyjne na lata 2014-2020 .....	21
2.3. Możliwości inwestycyjne.....	29
3. Finansowanie priorytetów inwestycyjnych.....	34
3.1. Źródła finansowania.....	34
3.1.1. Środki publiczne – rząd centralny i gminy .....	34
3.1.2. Sektor prywatny – sektor bankowy, lokalny rynek kapitałowy i inwestorzy.....	35
3.1.3. Budżet Unii Europejskiej – Europejski Fundusz Rozwoju Regionalnego i Fundusz Spójności ..	38
3.2. Zasady zarządzania finansowaniem projektów .....	40
3.3. Wnioski z doświadczeń w stosowaniu instrumentów finansowych.....	44
3.4. Ocena rynku – niedoskonałości i bariery ryzyka.....	46
3.4.1. Energia odnawialna.....	47
3.4.2. Efektywność energetyczna .....	50
3.4.3. Inteligentne sieci.....	52
3.4.4. Kogeneracja – wysokosprawne systemy wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej.....	52
3.4.5. Gospodarka odpadami stałymi .....	53
3.5. Proponowane finansowanie sektorów .....	54
3.5.1. Energia odnawialna.....	54
3.5.2. Efektywność energetyczna .....	54
3.5.3. Inteligentne sieci.....	57
3.5.4. Strategie niskoemisyjne na obszarach miejskich .....	58
3.5.5. Kogeneracja – wysokosprawne systemy ogrzewania i zasilania.....	60
3.5.6. Gospodarka odpadami stałymi .....	61
4. Wnioski i rekomendacje.....	63

Załącznik 1 – Architektura Programu Operacyjnego „Infrastruktura i Środowisko” – wersja na dzień 19 lipca b.r. ....	71
Załącznik 2 – Źródła i metodologia.....	73
Załącznik 3 – Alokacja kosztów przyłączenia do sieci odnawialnych źródeł energii oraz metodologia wyceny kosztów infrastruktury sieciowej.....	83
Załącznik 4 – Instrumenty finansowe służące poprawie efektywności energetycznej – doświadczenia globalne .....	87
Załącznik 5 – Wnioski z doświadczeń w zakresie kontraktowania usług efektywności energetycznej w sektorze publicznym (firmy ESCO) .....	97
Załącznik 6 – Instytucje i narzędzia związane z programem PPP – wnioski z doświadczeń zgromadzonych na całym świecie .....	106

## AKRONIMY I SKRÓTY

BGK	Bank Gospodarstwa Krajowego
CCGT	Blok gazowo-parowy (ang. <i>Combined Cycle Gas Turbine</i> )
CHP	Skojarzone wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej (ang. <i>Combined Heat and Power</i> )
CO <sub>2</sub>	Dwutlenek węgla
CFL	Kompaktowa lampa fluorescencyjna (ang. <i>Compact Fluorescent Lamp</i> )
DSM	Zarządzanie stroną popytową (ang. <i>Demand-Side Management</i> )
EE	Efektywność energetyczna
EBI	Europejski Bank Inwestycyjny
ESCO	Przedsiębiorstwo usług energetycznych (ang. <i>Energy Service Company</i> )
EU-ETS	Europejski System Handlu Emisjami (ang. <i>European Union Emissions Trading System</i> )
FTiR	Fundusz Termomodernizacji i Remontów
GHG	Gazy cieplarniane (ang. <i>Greenhouse Gases</i> )
IF	Instrument finansowy
KE	Komisja Europejska (lub Komisja)
KPR	Krajowy Program Reform
IEA	Międzynarodowa Agencja Energetyczna (ang. <i>International Energy Agency</i> )
LCOE	Wyrównany koszt energii (ang. <i>Levelised Cost of Energy</i> )
LED	Dioda elektroluminescencyjna (ang. <i>Light Emitting Diode</i> )
LTD	Współczynnik kredytów do depozytów (ang. <i>Loan to Deposit Ratio</i> )
MRR	Ministerstwo Rozwoju Regionalnego
NFOŚiGW	Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej
OSE	Operator systemu przesyłowego
OZE	Odnawialne źródła energii
PIR	Polskie Inwestycje Rozwojowe S.A.
PKB	Produkt Krajowy Brutto
PLN	Złoty polski (waluta krajowa)
PO	Program Operacyjny
POIŚ	Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko na lata 2014-20 (projekt)
PolSEFF	Program Finansowania Rozwoju Energii Zrównoważonej
UE	Unia Europejska

## Streszczenie

„Ocena ex-ante instrumentów finansowych” stanowi nowy wymóg Komisji Europejskiej wobec państw członkowskich w związku z dostępem do środków unijnych. W tym kontekście, prezentowany dokument stanowi pierwszą w historii „Ocenę” przygotowaną dla państwa członkowskiego UE. Dokument powstawał w warunkach zmieniających się ram prawnych oraz wytycznych na etapie opracowania.

Polskie Ministerstwo Rozwoju Regionalnego (MRR) zwróciło się do Banku Światowego z prośbą o przeprowadzenie „Oceny ex-ante” w odniesieniu do jednego z największych krajowych programów operacyjnych w nowej perspektywie finansowej UE – Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko (POIS). Zgodnie z życzeniem MRR, ocena koncentruje się na dwóch z pięciu celów tematycznych POIS, tj. gospodarce niskoemisyjnej i ochronie środowiska, które obejmują projekty w obszarze energetyki odnawialnej, efektywności energetycznej, inteligentnych sieci energetycznych, strategii niskoemisyjnych na obszarach miejskich, kogeneracji, oraz gospodarki odpadami stałymi.<sup>1</sup>

W niniejszej „Ocenie” oszacowano potrzeby inwestycyjne związane z realizacją celów w zakresie polityki energetycznej oraz tych zawartych w unijnych dyrektywach dotyczących gospodarki odpadami stałymi; przedstawiono uzasadnienie ekonomiczne i finansowe dla wykorzystania wsparcia z UE w formie dotacji i/lub instrumentów finansowych (IF), a także opisano konsekwencje wsparcia UE dla finansowania publicznego i prywatnego. Ponadto, ocena spełnia wymagania zawarte w art. 32 (proponowane brzmienie). Z uwagi na fakt, iż w momencie zakończenia prac nad prezentowaną oceną POIS nie został sfinalizowany, analizę przeprowadzono w oparciu o zasady finansowania, koszty technologiczne i globalną wiedzę na temat sektora, a nie w oparciu o analizę finansową na poziomie poszczególnych projektów. Ponadto, „Ocena” oparta jest na zaproponowanej przez MRR strukturze alokacji środków unijnych pomiędzy poszczególne priorytety inwestycyjne. „Ocena” stanowi pierwszy etap procesu projektowania i wdrażania instrumentów finansowych do wykorzystania w omawianym POIS.

Oto najważniejsze ustalenia wynikające z „Oceny”:

- **Szacowane potrzeby inwestycyjne ogółem** w celu zapewnienia realizacji celów polityki energetycznej oraz celów w zakresie gospodarki odpadami stałymi zgodnie z unijnymi dyrektywami do roku 2020 wynoszą co najmniej 30-40 miliardów EUR, z czego 17 miliardów EUR przypada na odnawialne źródła energii, 7,6 miliardów EUR na efektywność energetyczną, a 6,5 miliardów EUR na gospodarkę odpadami stałymi.
- **Strategia inwestycyjna dla celów tematycznych: gospodarka niskoemisyjna i ochrona środowiska (tylko odpady stałe) – w POIS<sup>2</sup>:**
  - Wsparcie z UE = 2,5 miliardy EUR, zgodnie z propozycją MRR.<sup>3</sup>

---

<sup>1</sup> Niniejsza „Ocena” nie uwzględnia transportu miejskiego będącego komponentem celu tematycznego: gospodarka niskoemisyjna (priorytet inwestycyjny 4.5), innych priorytetów inwestycyjnych POIS (np. dystrybucja, przesył i magazynowanie energii elektrycznej i gazu ziemnego w priorytecie inwestycyjnym 7.5), ani innych programów krajowych i regionalnych przewidzianych w Umowie Partnerstwa.

<sup>2</sup> Te priorytety inwestycyjne będą również finansowane przy wsparciu UE za pośrednictwem innych programów krajowych i regionalnych. Łączna kwota wsparcia jest szacowana przez MRR na 13,4 miliardy EUR dla priorytetu gospodarki niskoemisyjnej oraz 1,8 miliarda EUR dla priorytetu inwestycyjnego gospodarki odpadami stałymi w Umowie Partnerstwa.

- Forma: około 55 procent wsparcia z UE to IF (licząc pod względem wartości).<sup>4</sup>
  - Programy IF (lub mieszane): projekty, które mogą być rentowne, ale nie są atrakcyjne dla kredytodawców z powodu niedoskonałości rynku/ryzyka rynkowego. Dotyczy to projektów w zakresie energetyki odnawialnej i gospodarki odpadami komunalnymi na średnią i dużą skalę, oraz projektów z zakresu termomodernizacji budynków mieszkalnych i poprawiających efektywność energetyczną w sektorze publicznym w gminach mających zdolność kredytową. Wartość dodana wsparcia z UE: wzrost rentowności projektu prowadzący do pozyskania zaangażowania sektora prywatnego.
  - Programy grantów/dotacji: projekty, które mają uzasadnienie ekonomiczne, lecz nie generują przychodów i nie są rentowne pod względem finansowym. Typowe projekty w tym zakresie obejmują energetykę odnawialną i gospodarkę odpadami komunalnymi na mniejszą skalę, projekty pilotażowe (np. w zakresie zarządzania stroną popytową, inteligentnych sieci dystrybucyjnych), mikro-generację rozproszoną, kampanie informacyjne, przygotowanie projektów PPP i rozwój potencjału PPP. Wartość dodana wsparcia z UE: realizacja projektu o wysokiej wartości społecznej.
- **Proporcjonalność wsparcia z UE w formie IF:** Założono, że skala oraz liczba projektów objętych IF uzasadniają albo utworzenie nowego mechanizmu (np. poprawa efektywności energetycznej budynków użyteczności publicznej), albo przedłużenie istniejącego mechanizmu (np. termomodernizacja budynków mieszkalnych).
  - **Proporcjonalny wkład ze środków publicznych:** 3,3 miliardy EUR. W przypadku projektów z zakresu poprawy efektywności energetycznej współfinansowanie z krajowego sektora publicznego oparte jest na bieżącej lub historycznej alokacji środków publicznych na termomodernizację budynków. W przypadku OZE, odpadów stałych i sieci ciepłowniczych zakłada się, że wsparcie z sektora publicznego będzie stanowić równowartość wsparcia z UE. W przypadku projektów wspieranych w formie dotacji unijnych kwoty te mają być rozdzielone po równo.<sup>5</sup>
  - **Konsekwencje z punktu widzenia zasad pomocy państwa:** W nowej perspektywie finansowej oczekuje się mniej intensywnej pomocy państwa dla projektów energetycznych, ale nie ma jeszcze pewności co do ostatecznego brzmienia „Wytucznych w sprawie pomocy państwa”. Dla celów prezentowanej analizy przyjęto, że do uzyskania pomocy państwa kwalifikuje się 25 procent kosztów inwestycji związanych z projektami energetycznymi, natomiast programy pilotażowe, rozwój potencjału i kampanie informacyjne w pełni kwalifikują się do otrzymania wsparcia publicznego. Pozostała część kosztów inwestycji powinna zostać pokryta przez sektor prywatny. Zgodnie z tymi założeniami, oczekiwany wkład sektora prywatnego powinien wynieść co najmniej 11 miliardów EUR
  - **Dźwignia na styku finansowania publicznego i prywatnego:** Współczynniki dźwigni finansowej na poziomie pod-sektora wahają się od 0,10 (budynki publiczne) do 5,7

<sup>3</sup> Wsparcie publiczne (w formie środków unijnych lub krajowych środków publicznych) jest uzasadnione w sytuacji, gdy wolny rynek nie jest w stanie zapewnić efektywnej alokacji zasobów, co prowadzi do nieoptymalnych decyzji inwestycyjnych. Z analizy rynkowej wynika, czy rynki będą w stanie zapewnić skuteczną realizację projektów.

<sup>4</sup> Przy założeniu, że orientacyjna alokacja środków (w ujęciu wartościowym) to podział jak 25 do 75 pomiędzy małe oraz średnie i duże projekty w zakresie odnawialnych źródeł energii (OZE) i odpadów stałych.

<sup>5</sup> W rzeczywistości do 85 procent kosztów inwestycji można pokryć ze środków unijnych, a pozostałe 15 procent z krajowych środków publicznych.

(termomodernizacja budynków mieszkalnych).<sup>6</sup> Zgodnie z tymi współczynnikami, fundusze unijne oraz krajowe środki publiczne w ramach POIŚ mogłyby prowadzić do pozyskania około 10 miliardów EUR z sektora prywatnego. Lukę między minimalnym spodziewanym wkładem z sektora prywatnego zgodnym z zasadami pomocy państwa a tym, czego można oczekiwać znając realne uwarunkowania sektora można łatwo usunąć pod warunkiem, że wyeliminowane zostaną przeszkody natury strukturalnej i wdrożone zostaną reformy w zakresie kierunków polityki.

- **Czynniki ryzyka:** To, w jakim stopniu sektor prywatny faktycznie włączy się i uzupełni środki publiczne, zależy między innymi od zmian w prawie (np. tzw. legislacyjny „trójpak energetyczny”, wypracowanie procedur budżetowych w sektorze publicznym dotyczących firm usług energetycznych ESCO), a także od dofinansowania rozwoju potencjału/opracowania projektów z myślą o upowszechnianiu partnerstwa publiczno-prywatnego.

---

<sup>6</sup> Szacunki Banku Światowego oparte na porównywalnych doświadczeniach. Wysokość kosztów i opłat za zarządzanie uiszczanych przez PO na rzecz podmiotów zarządzających IF jako zwrot lub rekompensata za środki na zarządzanie przekazane z PO na efektywne inwestycje po stronie użytkowników końcowych szacuje się na poziomie pomiędzy 2,03% i 3,41% całkowitego wkładu PO (źródło: KE, EBI (2013), *Financial Instruments: A Stocktaking Exercise in Preparation for the 2014-20 Programming Period* [Instrumenty finansowe: Próba inwentaryzacji jako przygotowanie do okresu programowania 2014-20]).



**Tabela 1: Podsumowanie potrzeb inwestycyjnych, analizy rynku i form wsparcia unijnego dla inwestycji w zakresie energetyki niskoemisyjnej i odpadów stałych w ramach POIS<sup>1</sup>**

		Szacowane potrzeby inwestycyjne w celu realizacji celów UE do 2020 r. (w mln EUR)	Analiza uwarunkowań rynkowych			Forma wsparcia z UE (w mln EUR)		Proporcjonalność wsparcia z UE w formie IF
			Bariery ryzyka	Niedoskonałości / ułomności po stronie rynku	Fin NPV	Dotacja	IF/ mieszane <sup>4/</sup>	
<b>1. Energia odnawialna</b> <sup>2/</sup>	1 Wytwarzanie energii z odnawialnych źródeł przyłączonych do sieci	12.500	Ryzyko rynkowe, ryzyko regulacyjne, ryzyko związane z przepustowością infrastruktury (sieci)	Tak. Brak wyceny efektów zewnętrznych oraz doświadczeń we wdrażaniu innowacyjnych technologii; niepewna sytuacja regulacyjna; asymetria informacji.	<0 i >0	31	94	Wiele projektów średnich i dużych, min. zakłócenia rynku
	2 Modernizacja przesyłu i dystrybucji	1000	Regulacyjne	Tak. Rynek nie jest w stanie wycenić korzyści publicznych płynących z energetyki odnawialnej. Brak skutecznych mechanizmów cenowych, zgodnie z którymi odpowiednie sygnały lokalizacyjne i przejrzysta alokacja kosztów promowałyby wdrażanie najlepszych mocy wytwórczych z OZE.	>0	125	-	-
	3 Generacja rozproszona/ mikro-generacja	2.000-4.000	Regulacyjne; koszty transakcyjne i finansowanie	Tak. Bariery rynkowe takie jak: brak informacji, finansowanie, które musi być pozyskiwane przez wielu indywidualnych właścicieli lokali mieszkalnych, potencjał wdrożeniowy, ograniczenia regulacyjne i wynikające z prowadzonej polityki, wysokie koszty transakcyjne, dostępność zasobów (biomasa), zachęty działające na zasadzie „albo, albo” („podzielone” między właścicieli i lokatorów budynków).	>0	200	-	-
<b>2. Efektywność energetyczna</b>	1 Termomodernizacja budynków mieszkalnych	3.483	Finansowanie i popyt	Tak. Finansowanie przez banki: niewystarczające (gotowość do ponoszenia ryzyka przez pośrednika), zbyt krótkoterminowe / kosztowne. Nieefektywny system identyfikowania i zamawiania robót w imieniu wielu	>0	4	100	Wiele projektów z indywidualnymi właścicielami;

				właściciele lokali mieszkalnych, bez wykluczenia możliwości wsparcia osób indywidualnych.				przedłużeni e istniejącego mechanizmu	
	2	Termomodernizacja budynków użyteczności publicznej	750	Institutionalne, pożyczki i kredyty, procedury przetargowe, potencjał	Tak. Silne ograniczenia w sektorze publicznym w zakresie zaciągania pożyczek i kredytów. Brak wiedzy i doświadczenia oraz potencjału wdrożeniowego w zakresie efektywności energetycznej w sektorze publicznym.	>0	6/	100 <sup>6/</sup>	Wiele podmiotów sektora publicznego
	3	Pokazowe budynki o niemal zerowym zużyciu energii	185	Nowe wzornictwo/zastosowanie technologii	Tak. Zachęty działające na zasadzie „albo, albo” („podzielone” między lokatorów i inwestorów); brak pewności co do popytu na rynku.	>0	Pilot = 40	-	-
	4	Ogólne (sektor wytwórczy, mieszkaniowy, publiczny i komercyjny)	3.255	Wdrożenie, realizacja	Nie, z wyjątkiem kampanii informacyjnych, audytów energetycznych, systemów zarządzania energią i rozwoju potencjału ESCO („dobra publiczne”).	>0	Pilot = 80	-	-
<b>3. Inteligentne sieci dystrybucyjne</b>	1	Program inteligentnego opomiarowania	1.000	Technologia	Nie. Około 60% kosztów kapitałowych inteligentnego opomiarowania powinno być możliwe do odzyskania dzięki oszczędnościom na odczycie liczników. Pozostałą część kosztów będzie można odzyskać dzięki energii odnawialnej i korzyściom po stronie popytowej.	>0	-	-	-
	2	Zachęty do zmiany profilu obciążenia	50	Zmiana behawioralna, zapotrzebowanie	Tak. Rynek w zakresie zmiany profilu obciążenia w gospodarstwach domowych jest niesprawdzony i mógłby przynieść duże korzyści. Potrzebny jest program pilotażowy.	<0	Pilot = 50	-	-
<b>4. Strategie niskoemisyjne na obszarach miejskich</b>	1	Sieci chłodzące i grzewcze w małych i średnich miastach	1.000	Institutionalne	Tak. Mniejsze rynki grzewcze nie są rentowne, chyba że uwzględną się globalne dobra publiczne.	<0	200	-	-
	2	Małe lokalne sieci ciepłownicze (tylko pilotaż)	60	Brak stabilności po stronie zaopatrzenia w paliwo	Tak. Rynek jest niesprawdzony i ryzykowny: przede wszystkim ze względu na ryzyko rynkowe związane z cenami i podażą materiałów, a także ceną CO <sub>2</sub> .	>0	-	Pilot = 30	

	3	Kampanie publiczne	20	Nie występują	Tak. Niedostatki po stronie informacji (brak/asymetria informacji). Rząd może zmniejszyć/wyeliminować niedostatki po stronie informacji dzięki kampaniom publicznym (dobro publiczne).	<0	20	-	-
<b>5. Wysoko sprawna generacja w skojarzeniu</b>	1	Elektrociepłownie	1.000-1.500 (produkcja w skojarzeniu ogółem)	Ekologiczne dobro publiczne	Istniejące aktywa zostały już zamortyzowane, co utrudnia uzyskanie korzyści z efektywności w nowych zakładach.	<0	200	-	-
<b>6. Zarządzanie odpadami stałymi<sup>3/</sup></b>	1	Budowa i modernizacja dużych komunalnych systemów gospodarki odpadami	6.500 <sup>3/</sup>	Finansowa nie	Tak. Efekty zewnętrzne + długi okres zapadalności/kosztowne finansowanie nie są odpowiednie z uwagi na długi okres zwrotu projektów.	>0	-	1,050	Kilka projektów średniej i dużej wielkości
	2	Budowa i modernizacja małych i średnich komunalnych systemów gospodarki odpadami		Finansowa nie	Tak. Efekty zewnętrzne (zanieczyszczenie wód podziemnych, zanieczyszczenie powietrza, emisja gazów cieplarnianych). Koszty zewnętrzne związane z wykorzystywaniem składowisk i ekonomiczne / środowiskowe korzyści płynące z recyklingu.	<0	350	-	-
<b>7. Jednostka ds. przygotowania projektów PPP</b>	1	Departament ds. promocji inwestycji i szkoleń merytorycznych PPP	-	Brak projektów atrakcyjnych dla kredytodawców	Tak. Dobro publiczne.	-	50	-	-

**Uwagi:**

<sup>1/</sup> Ze względu na fakt, iż lista projektów objętych wsparciem unijnym w momencie finalizacji niniejszej „Oceny” nie została jeszcze uzgodniona przez resorty liniowe, analiza oparta na zasadach finansowania, kosztach technologicznych i globalnej wiedzy na temat sektora, lecz nie na analizie finansowej poszczególnych projektów. Ponadto, w analizie przyjmuje się strukturę podziału środków unijnych między poszczególne priorytety sektorowe i pod-sektorowe przedstawioną w propozycji Ministerstwa Rozwoju Regionalnego. Warto zaznaczyć, że całkowita kwota alokacji środków proponowana przez MRR w przedmiotowym POIS na inwestycje niskoemisyjne i w zakresie gospodarki odpadami = 2,5 miliardy EUR.

<sup>2/</sup> Wytwarzanie z odnawialnych źródeł energii przyłączonych do sieci. Proponowana alokacja według MRR = 125 milionów EUR. Założono, że alokacja środków to podział jak 25% do 75% pomiędzy małe oraz średnie i duże projekty w zakresie odpadów stałych. Wynikająca z tego założenia alokacja na średnie i duże projekty (szacunkowo) = 94 miliony EUR.

<sup>3/</sup> Gospodarka odpadami stałymi. Proponowana alokacja według MRR = 1,4 miliarda EUR. Przy założeniu, że alokacja środków to podział jak 25% do 75% pomiędzy małe oraz średnie i duże projekty w zakresie gospodarki odpadami stałymi. Wynikająca z tego założenia alokacja na średnie i duże projekty (szacunkowo) = 1,05 miliarda EUR.

<sup>4/</sup> Należy dodać łączny koszt trwających i zakończonych projektów w zakresie infrastruktury gospodarki odpadami w ramach obecnego okresu programowania = 1,7 miliarda EUR.

<sup>5/</sup> Żaden z priorytetów inwestycyjnych nie jest w pełni wspierany przez IF. W rezultacie brak dodatkowych dziesięciu procent ze środków unijnych.

<sup>6/</sup> W odniesieniu do finansowania EE w budynkach sektora publicznego proponuje się, aby z czasem zmniejszać uzależnienie od tradycyjnych dotacji i wprowadzać mechanizmy „funduszu odnawialnego” (rewolwingowego), które będą dopasowywać zastosowanie IF i/lub dotacji do potrzeb i ograniczeń poszczególnych podmiotów publicznych.

## 1. Kontekst ogólny

1. ***Polska jest jedynym krajem Unii Europejskiej (UE)<sup>7</sup>, który pomimo ogólnego spowolnienia gospodarczego w Europie utrzymał w ciągu minionych pięciu lat dodatnią stopę wzrostu.*** Ponadto od 2007 roku polska gospodarka rozwija się szybciej niż inne gospodarki UE. W rezultacie Polska zmniejszyła dysproporcję w poziomie dochodów na jednego mieszkańca w stosunku do krajów UE-15<sup>8</sup> o prawie 10 punktów procentowych, do 58%, a PKB na mieszkańca w Polsce wynosi obecnie 66% średniej UE. Województwo mazowieckie, z PKB na mieszkańca wynoszącym 97,2% średniej UE, jest pierwszym regionem Polski, który osiągnął „cel konwergencji”<sup>9</sup>.

2. ***Jednak z powodu wolniejszego od przewidywań ożywienia gospodarki unijnej, w 2012 roku Polska weszła w fazę spowolnienia wzrostu PKB.*** W trakcie światowego kryzysu finansowego silny popyt wewnętrzny i zewnętrzny nadal napędzał produkcję i inwestycje prywatne. Czynniki strukturalne, takie jak silna baza produkcyjna i konkurencyjny koszt siły roboczej, w połączeniu z dobrze dopasowanymi politykami makroekonomicznymi, pomogły Polsce przezwyciężyć problemy związane z wpływem globalnego spowolnienia gospodarczego. Jednak w 2012 roku wskaźnik wzrostu PKB obniżył się do 1,9% w porównaniu z 4,5% w poprzednim roku z powodu pogorszenia koniunktury gospodarczej w pozostałych krajach UE, co wpłynęło na eksport Polski i wymusiło konsolidację finansów publicznych.

3. ***W tym kontekście, Polska jako państwo członkowskie UE zobowiązała się zmienić kierunek wzrostu, by znaleźć się na ścieżce inteligentnego i zrównoważonego rozwoju sprzyjającego włączeniu społecznemu.*** Dziesięcioletnia unijna strategia wzrostu „Europa 2020” wyznacza ambitne cele dotyczące osiągnięcia wzrostu, który jest bardziej inteligentny i zrównoważony, sprzyjając większemu włączeniu społecznemu. Polska przyjęła tę wizję w swoim Krajowym Programie Reform (KPR), określającym jej krajowe zobowiązania i działania, które należy podjąć w celu realizacji celów strategicznych „Europa 2020”<sup>10</sup>. Niniejsza „Ocena ex-ante instrumentów finansowych”, będąca nowym wymogiem KE wobec państw członkowskich w zakresie dostępu do środków unijnych, koncentruje się ogólnie na wymiarze zrównoważonego rozwoju Polski w ramach strategii wzrostu „Europa 2020”<sup>11</sup> oraz w szczególności na wymaganiach inwestycyjnych i finansowych realizacji celów pakietu energetyczno – klimatycznego 3x20, oraz na unijnym dorobku prawnym w zakresie ochrony środowiska, a zwłaszcza gospodarki odpadami stałymi.

---

<sup>7</sup> Z uwagi na fakt, że przygotowanie niniejszej oceny rozpoczęło się przed przystąpieniem Chorwacji do Unii Europejskiej, wszędzie tam, gdzie użyte zostały słowa „UE” lub „średnia unijna”, należy przyjąć, że odnoszą się one do krajów członkowskich UE-27.

<sup>8</sup> Grupa krajów UE-15 obejmuje następujące państwa: Austria, Belgia, Dania, Finlandia, Francja, Grecja, Hiszpania, Holandia, Irlandia, Luksemburg, Niemcy, Portugalia, Szwecja, Wielka Brytania oraz Włochy.

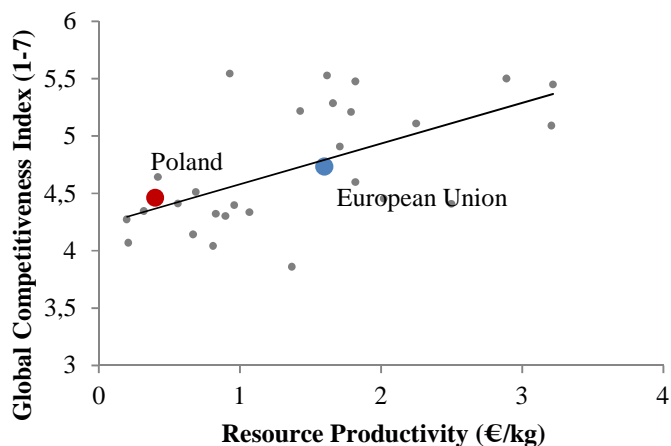
<sup>9</sup> Pięć, w przeważającej części rolniczych, regionów Polski wschodniej należy wciąż do najbardziej ubogich regionów w UE.

<sup>10</sup> Są to: (1) Cele 20/20/20 w dziedzinie klimatu i energii; (2) przeznaczenie 3% unijnego PKB na inwestycje w badania i rozwój; (3) zapewnienie zatrudnienia na poziomie 75% w grupie osób w wieku 20-64 lat; (4) ograniczenie do 10% liczby osób przedwcześnie kończących naukę; oraz (5) zmniejszenie liczby osób zagrożonych ubóstwem lub wykluczeniem społecznym o 20 milionów.

<sup>11</sup> To przekłada się na jeden z trzech następujących, przyjętych przez Polskę celów krajowych: zmniejszenie zużycia energii pierwotnej do około 96 Mln toe; zwiększenie wykorzystania OZE oraz zmniejszenie poziomu emisji CO<sub>2</sub>.

4. *Dla Komisji Europejskiej (Komisji) „zrównoważony rozwój” oznacza osiągnięcie wzrostu gospodarczego przy mniejszym zużyciu zasobów.* Bardziej racjonalne wykorzystanie zasobów może prowadzić do wzrostu produktywności, obniżenia kosztów i zwiększenia konkurencyjności; co z kolei może otworzyć znaczne możliwości wzrostu gospodarczego i tworzenia miejsc pracy w przyszłości. Bardziej racjonalne wykorzystanie zasobów przynosi również istotne korzyści dla środowiska, co z kolei może zagwarantować wzrost gospodarczy, zdrowie i dobrostan w przyszłości. Stosowany przez Eurostat wskaźnik produktywności zasobów stosowany jest jako przybliżony odpowiednik wskaźnika efektywnego wykorzystania zasobów materialnych. Wskaźnik ten pokazuje wyraźnie, że produktywność zasobów można w Polsce zwiększyć: Polska wytwarza 0,4 EUR produktu na jednostkę zużycia zasobów krajowych wobec średniej UE na poziomie 1,5 EUR. Oznacza to, że Polska zużywa trzy razy więcej zasobów na wyprodukowanie jednej jednostki produktu niż średnia UE. Według tego miernika, Polska plasuje się wśród krajów z najgorszymi wynikami w UE (razem z Rumunią i Bułgarią). Tymczasem zwiększenie wydajności zasobów ma krytyczne znaczenie dla konkurencyjności<sup>12</sup>. Dowody pokazują, że państwa członkowskie o niskim poziomie produktywności wykazują także niskie poziomy konkurencyjności (Rys.1).

Figure 1: Resource Productivity and Competitiveness



Source: Eurostat; World Economic Forum.

EN	PL
Figure 1: Resource Productivity and Competitiveness	Rys. 1: Produktywność zasobów i konkurencyjność
Global Competitive Index	Globalny Indeks Konkurencyjności
Resource Productivity	Produktywność zasobów
Poland	Polska
European Union	Unia Europejska
Source: Eurostat and WEF	Źródło: Eurostat i Światowe Forum Ekonomiczne

5. *Wykorzystanie zasobów w Polsce uległo już poprawie, ale potrzebne są dalsze działania w tym kierunku.* Produktywność zasobów w Polsce wzrosła o około 25% w latach 2000-2010; w tym samym okresie PKB wzrósł o 14%<sup>13</sup>. Tak więc występuje pewien stopień rozdzielenia wzrostu gospodarczego od poziomu wykorzystania zasobów krajowych. Ta poprawa w efektywnym wykorzystaniu zasobów zasługuje na uwagę, ponieważ została osiągnięta przy dość niskiej bazie produkcyjnej.

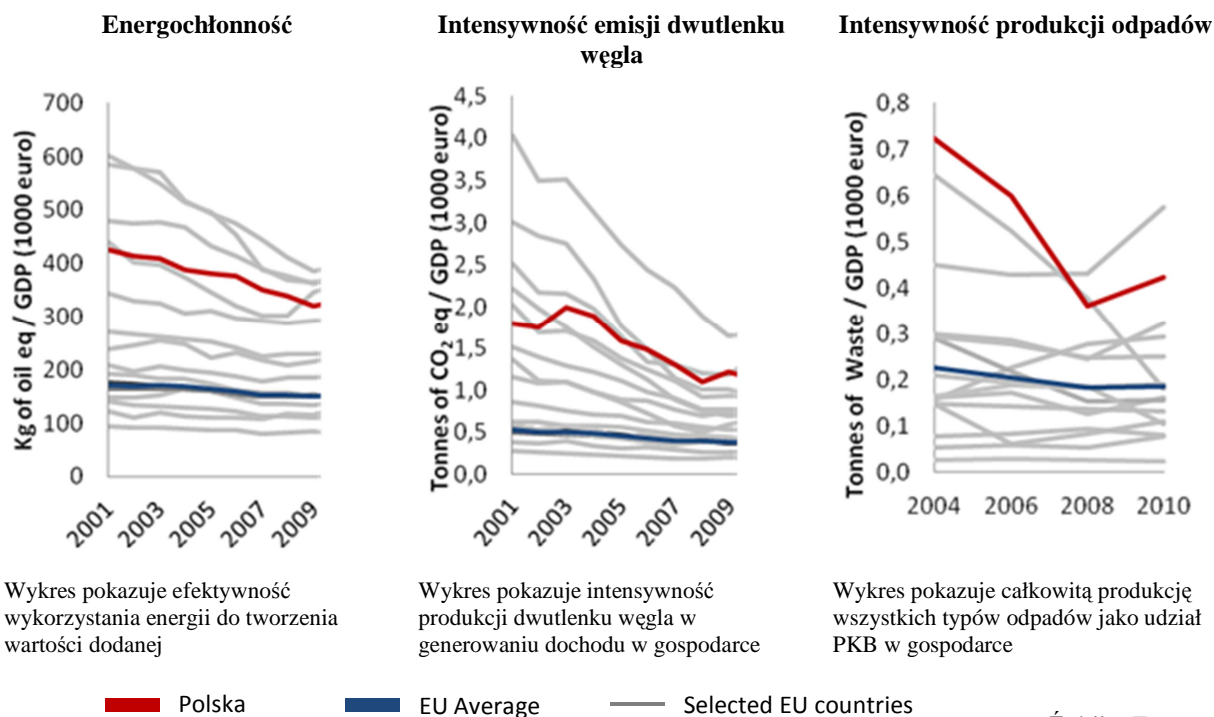
6. *Wzrost efektywności wykorzystania zasobów oznacza zmniejszenie energochłonności, intensywności emisji dwutlenku węgla i produkcji odpadów:* w ostatnim dziesięcioleciu energochłonność polskiej gospodarki — wskaźnik pokazujący w przybliżeniu poziom efektywności energetycznej — zmniejszyła się o 30%, ale pozostaje na znacznie wyższym poziomie od średniej UE. Zużycie energii pierwotnej na jednostkę PKB jest prawie dwa razy wyższe od średniej UE. W Polsce 53

<sup>12</sup> Por. Globalny raport konkurencyjności w 2012-13, Światowe Forum Ekonomiczne

<sup>13</sup> Por. [http://ec.europa.eu/europe2020/pdf/themes/17\\_resource\\_efficiency.pdf](http://ec.europa.eu/europe2020/pdf/themes/17_resource_efficiency.pdf).

procent energii pierwotnej pochodzi z paliw stałych, takich jak węgiel kamienny i węgiel brunatny, na tle średniej unijnej wynoszącej 17 procent; a mniej niż 8 energii pochodzi ze źródeł odnawialnych, podczas gdy w UE jest to, średnio, 10 procent. System elektroenergetyczny Polski stoi w obliczu niedoborów energii na poziomie produkcji, przesyłu i dystrybucji, jak również na poziomie użytkownika końcowego. Jeśli chodzi o odpady stałe, Polska produkuje wciąż dwa razy więcej odpadów na jednostkę produkcji niż wynosi średnia UE (Rys. 2)<sup>14</sup>. Istnieją znaczne możliwości lepszego wykorzystania składowisk odpadów, recyklingu większej ilości odpadów i efektywniejszego spalania odpadów. Dodatkowo, emisja gazów cieplarnianych do atmosfery kształtuje się wśród najwyższych w UE. Polska wytwarza dwa razy więcej CO<sub>2</sub> na jednostkę produkcji niż wynosi średnia unijna. W 2012 roku Komisja doszła do wniosku, że „postępy czynione przez Polskę w kierunku gospodarki niskoemisyjnej są we wszystkich sektorach zbyt powolne tak, aby zwiększyć potencjał wzrostu konwergencji gospodarczej oraz stworzyć nowe miejsca pracy”. Ponadto „gospodarka odpadami jest nieefektywna: przy nadmiernym wykorzystaniu składowisk odpadów i zbyt niskim poziomie recyklingu odpadów Polska nie wykorzystuje potencjału tego sektora”<sup>15</sup>.

Rys. 2: Różne wymiary efektywności wykorzystania zasobów



Źródło: Eurostat

EN	PL
Kg of oil eq/GDP	Kg ekw. ropy naftowej / PKB
Tonnes of CO <sub>2</sub> eq/GDP	Tony ekw. CO <sub>2</sub> / PKB
Tonnes of waste / GDP	Tony odpadów / PKB
Poland	Polska
EU Average	Średnia UE
Selected UE countries	Wybrane kraje UE

<sup>14</sup> Por. [http://ec.europa.eu/europe2020/pdf/themes/17\\_resource\\_efficiency.pdf](http://ec.europa.eu/europe2020/pdf/themes/17_resource_efficiency.pdf).

<sup>15</sup> Zob. Stanowisko służb Komisji na temat rozwoju umowy o partnerstwie i programów w Polsce na lata 2014-2020 (Ref Ares (2012) 1138122).

7. **Co jest potrzebne Polsce do osiągnięcia wzrostu i przekształcenia gospodarki?** Polska postawiła sobie dwa ambitne cele w zakresie rozwoju: przyspieszenie wzrostu w celu dośnięcia najbardziej rozwiniętych krajów EU oraz zrealizowanie tego poprzez rozwój na ścieżce zrównoważonego wzrostu. Ostatnie imponujące wyniki gospodarcze Polski pokazują, że kraj jest gotowy na dokonanie koniecznych i trudnych wyborów politycznych. Jednak skala i złożoność inwestycji wymaganych do zapewnienia wzrostu i przekształcenia gospodarki będzie wymagać znacznego finansowania oraz skoordynowanych działań obejmujących całą gospodarkę. Będzie to w szczególności wymagać przyciągnięcia inwestorów i połączenia zasobów zarówno sektora publicznego, jak i prywatnego. Oznacza to zaangażowanie krajowych i zagranicznych inwestorów, jak również międzynarodowych instytucji finansowych, takich jak Europejski Bank Inwestycyjny (EBI), Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju (EBOiR) i innych, takich jak Grupa Banku Światowego. W ograniczonej przestrzeni fiskalnej będzie wymagało to optymalizacji wykorzystania ograniczonych środków publicznych. UE zapewni co prawda ponad 67 mld EUR wsparcia dla działań transformacyjnych Polski w latach 2014-20, ale będzie oczekiwać ustalenia priorytetów, uzupełnienia środków unijnych środkami z innych źródeł, a także realizacji celów.

8. **W celu zwiększenia zakresu oddziaływania funduszy unijnych Komisja zachęca państwa członkowskie do większego wykorzystania „instrumentów finansowych” (IF) w miejsce tradycyjnej pomocy w formie dotacji w nowej perspektywie finansowej na lata 2014-2020<sup>16</sup>.** Środki konieczne do realizacji celów strategii „Europa 2020” znacznie wykraczają poza możliwość budżetu UE. „Instrumenty finansowe” mogą rozszerzyć zakres oddziaływania budżetu UE dzięki wykorzystaniu funduszy UE jako dźwigni finansowej dla innych funduszy. W szczególności Komisja dąży do tego, by instrumenty finansowe (tzn. pożyczki, wkład kapitałowy i gwarancje, w połączeniu z dotacjami lub bez dotacji) wykorzystywane były w większym stopniu niż tradycyjna pomoc w postaci dotacji na wsparcie projektów przynoszących przychody. Jednak zastosowanie tych instrumentów powinno opierać się na solidnej analizie potrzeb inwestycyjnych, niedoskonałości/ułomności rynku, potencjalnego zaangażowania sektora prywatnego oraz pomocy państwa. Sam cel jest jasny, jednakże struktura zarządzania tymi instrumentami nie została jeszcze określona.

9. **Niniejsza „Ocena ex-ante instrumentów finansowych” dla Programu Operacyjnego „Infrastruktura i Środowisko” (POIS) w wybranych sektorach stanowi realizację tego celu.** Zgodnie brzmieniem projektu rozporządzenia, art. 32, ocena powinna uwzględniać następujące elementy<sup>17</sup>:

- **Analiza niedoskonałości rynku (ang. market failures), nieoptymalnych sytuacji inwestycyjnych, oraz potrzeb inwestycyjnych** w odniesieniu do obszarów polityki i celów tematycznych lub priorytetów inwestycyjnych, które należy wziąć pod uwagę z punktu widzenia strategii i rezultatów odpowiednich programów, a następnie wesprzeć przy pomocy instrumentów finansowych;
- **Ocena wartości dodanej rozważanych instrumentów finansowych**, spójności z innymi formami interwencji publicznych, ewentualnych konsekwencji związanych z pomocą państwa, proporcjonalności przewidywanych interwencji, a także środków minimalizujących zakłócenia rynku;
- **Oszacowanie dodatkowych zasobów publicznych i prywatnych**, jakie potencjalnie trzeba będzie zgromadzić przy pomocy instrumentu finansowego aż do poziomu odbiorcy końcowego;

<sup>16</sup> Fundusze UE objęte Wspólnymi Ramami Strategicznymi (WRS) obejmują: Europejski Fundusz Rozwoju Regionalnego (EFRR), Europejski Fundusz Społeczny (EFS), Fundusz Spójności (FS), Europejski Fundusz Rolny na rzecz Rozwoju Obszarów Wiejskich (EFRROW) oraz Europejski Fundusz Morski i Rybacki (EFMR).

<sup>17</sup> Zob. art. 32, paragraf 2 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady określającego wspólne postanowienia dotyczące Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego, Europejskiego Funduszu Społecznego, Funduszu Spójności, oraz uchylającego rozporządzenie (WE) Nr 1083/2006, WE, 2011/0276.



- **Ocena wniosków z dotychczasowych doświadczeń w stosowaniu podobnych instrumentów;**
- **Proponowana strategia inwestycyjna**, w tym analiza dostępnych opcji w zakresie rozwiązań wdrożeniowych, produktów finansowych, jakie mają być oferowane, docelowej grupy odbiorców końcowych, przewidywanego połączenia ze wsparciem w formie dotacji, stosownie do okoliczności;
- **Wyszczególnienie oczekiwanych rezultatów;**
- **Przepisy** umożliwiające przegląd oraz aktualizację oceny ex-ante, stosownie do potrzeb, w trakcie realizacji każdego z instrumentów finansowych.

10. **Ministerstwo Rozwoju Regionalnego (MRR) zwróciło się do Banku Światowego z prośbą o przeprowadzenie „Oceny ex-ante” w odniesieniu do dwóch z pięciu celów tematycznych POIS (etap 1).** Ocena dotyczy największego z 24 programów operacyjnych przewidzianych w Umowie Partnerstwa - POIS<sup>18</sup> - z orientacyjną pulą 24 mld EUR z łącznej kwoty 67 mld EUR na lata 2014-2020. Zgodnie z życzeniem MRR, ocena koncentruje się na dwóch celach tematycznych POIS, tj. gospodarce niskoemisyjnej (tzn. energia odnawialna, efektywność energetyczna, inteligentne sieci energetyczne, strategię niskoemisyjne na obszarach miejskich oraz kogeneracja), oraz ochronie środowiska (tylko gospodarka odpadami stałymi). Na chwilę obecną POIS nie został sfinalizowany, a wykaz projektów objętych wsparciem w ramach POIS nie został jeszcze uzgodniony przez resorty liniowe. W związku z tym ocena oparta jest na kosztach technologii, zasadach finansowania i globalnej wiedzy na temat przedmiotowych sektorów. Ponadto, w ocenie przyjmuje się ze pewnik strukturę alokacja środków unijnych zaproponowaną przez MRR<sup>19</sup>

## 2. Ustalanie priorytetów inwestycyjnych w ramach programowania

### 2.1. Cele w zakresie energii i odpadów stałych do roku 2020

11. **Popyt na energię będzie nadal rosł wraz ze wzrostem gospodarczym, ale wzrost ten będzie musiał odbywać się w ramach celów energetycznych i klimatycznych 3x20.** Polska jako państwo członkowskie musi przestrzegać zapisów unijnego pakietu klimatyczno-energetycznego. Pakiet ten wyznacza tak zwane cele 3x20 dla całej UE, a mianowicie: zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych (GHG) o 20 procent, zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii w dostawach energii o 20 procent, oraz wzrost efektywności energetycznej o 20 procent do 2020 roku. W przypadku Polski przekłada się to na następujące cele: (1) ograniczenie zwiększenia emisji GHG w sektorach nieobjętych Europejskim Systemem Handlu Emisjami (EU-ETS) do 14 procent powyżej poziomu z 2005 roku; (2) zmniejszenie zużycia energii pierwotnej o 12 procent w stosunku do poziomów przewidywanych w 2020 roku; oraz (3) zwiększenie udziału energii odnawialnej do 15 procent końcowego zużycia energii brutto. W przyszłości wzrostowi gospodarczemu będzie zatem musiała towarzyszyć mniejsza intensywność emisji dwutlenku węgla i niższa energochłonność.

12. **Aby spełnić unijne zobowiązania energetyczne, Polska już wdrożyła szereg polityk sektorowych i międzysektorowych.** W 2005 roku Polska wprowadziła EU-ETS — obowiązkowy system ograniczania emisji i handlu uprawnieniami do nich, obejmujący emisje CO<sub>2</sub> z instalacji w dziewięciu energochłonnych sektorach. Sektory nieobjęte systemem EU-ETS, istotne z punktu widzenia potencjału

<sup>18</sup> Oprócz POIS funkcjonuje 16 regionalnych programów operacyjnych i 7 innych programów krajowych.

<sup>19</sup> Niniejsza „Ocena” w następujący sposób wpisuje się w wymagania zawarte w art. 32: (i) litera a) w punkcie 2.2. i 3.4; (ii) litera b) w Tabeli 13; (iii) litera c) w Streszczeniu; (iv) litera d) w punkcie 3.3.; (v) litera e) w Streszczeniu i Tabeli 13; (vi) litera f) w Tabeli 13.

ograniczania emisji gazów cieplarnianych, to budownictwo i transport. Polska wprowadziła pewne środki mające na celu poprawę efektywności energetycznej w sektorze budowlanym, takie jak system audytu energetycznego budynków, Fundusz Termomodernizacji i Remontów (FTiR), niewielki program mający na celu promowanie oszczędności energii w sektorze publicznym, oraz propagowanie zrównoważonych systemów transportowych. Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOSiGW) zapewnia finansowanie przedsięwzięć w zakresie efektywności energetycznej w sektorze publicznym, takich jak kompleksowa termomodernizacja obiektów użyteczności publicznej wraz z instalacją efektywnych energetycznie systemów ogrzewania (energia odnawialna, pompy ciepła), modernizacja istniejących sieci ciepłowniczych, budowa instalacji CHP. Ponadto wspiera rozwój wytwarzania energii w warunkach wysokosprawnej kogeneracji oraz wykorzystanie odnawialnych źródeł energii<sup>20</sup>. Inne środki obejmują programy zbywalnych certyfikatów<sup>21</sup>, promujące energię odnawialną i skojarzoną gospodarkę energetyczną, czyli kogenerację (zarządzane przez Urząd Regulacji Energetyki), a także bezpośrednie wsparcie dla wybranych inwestycji w energię odnawialną i wysokosprawną kogenerację.

**Tabela 2: Cele w zakresie energii i emisji gazów cieplarnianych w strategii „Europa 2020”**

Cel strategii „Europa 2020”	Polska - status obecny	Polska - cel krajowy 2020
20-procentowe ograniczenie emisji gazów cieplarnianych w stosunku do poziomów z 1990 roku	12-procentowy wzrost emisji w 2010 roku w porównaniu do 2005 roku	14-procentowe ograniczenie (wiążący cel krajowy dla sektorów nieobjętych ETS, w porównaniu do 2005 roku)
20 procent energii ze źródeł odnawialnych (w tym 10-procentowy udział energii ze źródeł odnawialnych w transporcie)	9,5 procent energii ze źródeł odnawialnych (2010 r.) (w tym 5,9% w transporcie)	15 procent energii ze źródeł odnawialnych (w tym 10 procent w transporcie)
20-procentowy wzrost efektywności energetycznej	96,9 Mln toe – zużycie energii pierwotnej w kategoriach bezwzględnych (2010 r.)	Bezwzględne zużycie energii pierwotnej w wysokości 96,4 Mln toe (w porównaniu do prognozowanego zużycia bazowego wynoszącego 110 Mln toe)

Źródło: Stanowisko służb Komisji na temat opracowania umowy o partnerstwie i programów w Polsce na okres 2014-2020, Komisja Europejska, 2012 r.

13. **Skala ambicji wymaga jednakże zwiększenia wysiłków.** Polska, podobnie jak inne państwa członkowskie, pracuje nad realizacją celu, który pomógłby jej osiągnąć ogólny cel UE w zakresie emisji GHG do 2020 roku. W Polsce sumaryczna wielkość emisji z sektorów ETS stanowi około 64 procent całkowitej emisji CO<sub>2</sub> na poziomie kraju. Polska jest jednym z trzech krajów UE (wraz z Estonią i Luksemburgiem), które odnotowały deficyt, jeśli chodzi o osiągnięcie celu przewidzianego w decyzji dotyczącej wspólnego wysiłku redukcyjnego z 2013 roku w zakresie redukcji emisji GHG w 2011 roku

<sup>20</sup> Finansowanie NFOSiGW w latach 2009-11 = 14,8 mld EUR, z czego 8,1 mld EUR z funduszy unijnych, 3,1 mld PLN ze środków własnych (dotacje) i 3,7 mld PLN ze środków własnych (pożyczki).

<sup>21</sup> Zielone certyfikaty zostały wprowadzone w 2004 roku z myślą o wspieraniu inwestycji w energię odnawialną. Brązowe certyfikaty, przeznaczone do wspierania biogazu, pojawiły się w 2010 roku. Żółte certyfikaty wspierają skojarzoną gospodarkę energetyczną opartą na paliwach gazowych. Fioletowe certyfikaty wspierają kogenerację opartą na metanie ze źródeł innych niż tradycyjne. Czerwone certyfikaty wspierają programy kogeneracji na poziomie wyższym niż 1MW z paliw nieobjętych systemem żółtych ani fioletowych certyfikatów.

(w sektorach nieobjętych ETS). Cel zezwalający na 14-procentową redukcję emisji GHG w sektorach nieobjętych EU-ETS do 2020 roku może być trudny do zrealizowania w obliczu najnowszych trendów, w tym potencjalnego zwiększenia emisji w sektorze transportu. Jeśli chodzi o odnawialne źródła energii, Polska zanotowała co prawda wynik lepszy od celu przejściowego zakładanego na lata 2011/2012 (8,8 procent udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii), osiągając w 2011 roku średnią w wysokości 11 procent, ale udało się to częściowo z powodu słabnącego zapotrzebowania na energię. Cele na kolejne lata mogą być trudniejsze do zrealizowania, gdy zapotrzebowanie na energię wzrośnie. Ponadto, pomimo znacznych inwestycji w odnawialne źródła energii, Polska (wraz Wielką Brytanią i Holandią) będzie musiała podjąć dodatkowe starania, aby w pełni wprowadzić w życie unijną dyrektywę w sprawie odnawialnych źródeł energii (RED) oraz zapewnić spójne, stabilne i przewidywalne ramy legislacyjne celem wspierania i finansowania rozwoju energii ze źródeł odnawialnych. Energochłonność polskiej gospodarki w ujęciu ogólnym obniżała się co roku o 2,3 procent w okresie od 2000 do 2010 roku. Jeżeli ten trend się utrzyma, Polska mogłaby doścignąć kraje UE-15 w roku 2040, co oznacza, że postawiony przez rząd cel, aby w roku 2030 Polska osiągnęła taki sam poziom energochłonności, jak państwa UE-15, nie zostałby zrealizowany. Dlatego też kolejny POiŚ stanowi dużą szansę na wzmocnienie koniecznych inwestycji i przeprowadzenie reform w sektorze energetycznym.

14. ***Konsumpcja prywatna towarów i usług będzie nadal rosnąć wraz ze wzrostem gospodarczym, generując więcej odpadów stałych, które będą musiały zostać przekształcone w zasoby.*** Zgodnie z dyrektywą ramową UE w sprawie gospodarki odpadami<sup>22</sup>, państwa członkowskie mają obowiązek osiągnięcia do 2020 roku (i) poziomu recyklingu co najmniej 50 procent (wagowo) dla metali, plastiku, szkła i frakcji papieru z odpadów komunalnych; oraz (ii) poziomu recyklingu co najmniej 70 procent (wagowo) odpadów budowlanych i rozbiórkowych niebędących niebezpiecznymi. Ponadto Polska ma obowiązek osiągnięcia zmniejszenie masy składowanych odpadów ulegających biodegradacji do nie więcej niż 35 procent (wagowo) w porównaniu z 1995 rokiem<sup>23</sup>.

---

<sup>22</sup> Do najważniejszych aktów prawnych regulujących gospodarkę odpadami należą: dyrektywa 2008/98/WE w sprawie odpadów (tzw. dyrektywa ramowa o odpadach), dyrektywa 99/31/WE w sprawie składowisk odpadów (dyrektywa w sprawie składowisk odpadów), dyrektywa 2000/76/WE w sprawie spalania odpadów (dyrektywa w sprawie spalania odpadów), oraz dyrektywa 94/62/WE w sprawie opakowań i redukcji odpadów opakowań (dyrektywa w sprawie opakowań). Polska przyjęła ją Ustawą o utrzymaniu czystości i porządku w gminach oraz innymi ustawami.

<sup>23</sup> Dodatkowo: (1) dyrektywa w sprawie spalania odpadów określa cele w zakresie poziomów emisji i procedur operacyjnych dla zakładów termicznej utylizacji odpadów i wymaga, aby ciepło wytworzone w trakcie spalania było odzyskiwane w praktycznym zakresie; oraz (2) dyrektywa w sprawie opakowań wymaga, aby Polska zmniejszyła wagę i objętość materiałów opakowaniowych oraz wprowadziła środki mające na celu zapobieganie niepotrzebnemu tworzeniu materiałów opakowaniowych. Ponadto wymagane jest wprowadzenie programów mających na celu zwrot materiałów opakowaniowych przez użytkowników oraz wprowadzenie systemów sortowania i odzyskiwania (wraz z celami w zakresie recyklingu i odzysku).

Tabela 3: Cele w zakresie gospodarki odpadami

Wskaźnik	Polska - obecna sytuacja	Polska - cele krajowe
Zmniejszenie masy składowanych odpadów ulegających biodegradacji	79 procent w 2010 roku (1)	Składowanych będzie nie więcej niż 35 procent w porównaniu z 1995 rokiem (wagowo) (do roku 2020)
Wskaźnik zbiórki selektywnej zużytego sprzętu elektrycznego i elektronicznego	21,5 procent w 2010 roku (2)	Co najmniej 65 procent średniej masy sprzętu elektrycznego i elektronicznego wprowadzonego na rynek w ciągu trzech poprzednich lat (do roku 2019)
Wskaźnik odzyskiwania opakowań	53,7 procent w 2010 roku (3)	Co najmniej 60 procent (wagowo) odpadów z opakowań będzie odzyskiwane lub spalane w spalarniach odpadów z odzyskiem energii
Stworzenie krajowego programu zapobiegania powstawaniu odpadów	Programy zapobiegania powstawaniu odpadów zintegrowane z krajowymi i wojewódzkimi planami zapobiegania powstawaniu odpadów. Krajowy program zapobiegania powstawaniu odpadów opisujący działania zarówno na szczeblu krajowym, jak i wojewódzkim, jest w opracowaniu.	Plany zapobiegania powstawaniu odpadów gotowe do dnia 12 grudnia 2013 r.

Źródło: (1) Projekt raportu na temat nowego Programu Operacyjnego „Infrastruktura i Środowisko” na lata 2014 – 2020 (niepublikowany); (2) Obliczono na podstawie sprawozdań dotyczących zużytego sprzętu elektrycznego i elektronicznego dostępnych na stronie Ministerstwa Środowiska [http://www.mos.gov.pl/kategoria/2452\\_zuzyty\\_sprzet/](http://www.mos.gov.pl/kategoria/2452_zuzyty_sprzet/); (3) Sprawozdanie dotyczące masy odpadów opakowaniowych i poddanych odzyskowi lub spalaniu z odzyskiem energii w spalarniach odpadów w Polsce w 2010 roku [http://www.mos.gov.pl/artykul/2454\\_odpady\\_opakowaniowe/15855\\_sprawozdania\\_rzeczypospolitej\\_polskiej\\_dotyczace\\_masy\\_odpadow\\_opakowaniowych\\_wytworzonych\\_i\\_poddanych\\_odzyskowi\\_lub\\_spalaniu\\_z\\_odzyskiem\\_energii\\_w\\_spalarniach\\_odpadow.html](http://www.mos.gov.pl/artykul/2454_odpady_opakowaniowe/15855_sprawozdania_rzeczypospolitej_polskiej_dotyczace_masy_odpadow_opakowaniowych_wytworzonych_i_poddanych_odzyskowi_lub_spalaniu_z_odzyskiem_energii_w_spalarniach_odpadow.html).

15. **Polska będzie musiała zwiększyć wysiłki celem dotrzymania ambitnych terminów wprowadzenia w życie unijnych dyrektyw dotyczących gospodarki odpadami.** Polska musi zmniejszyć udział odpadów komunalnych wywożonych na składowiska. W 2012 roku w Polsce nadal działało 538 składowisk odpadów komunalnych dla odpadów innych niż odpady niebezpieczne i obojętne, w porównaniu z celem na koniec 2014 r. wynoszącym 200 składowisk.<sup>24</sup> W 1995 roku ilość składowanych odpadów komunalnych ulegających biodegradacji wyniosła 4,38 mln Mg. Osiągnięcie do 2020 roku celu polegającego na zmniejszeniu o 35 procent (w porównaniu z poziomem odniesienia z 1995 roku) ilości składowanych odpadów komunalnych ulegających biodegradacji wymagałoby ograniczenia ilości takich odpadów do 1,53 mln Mg. Polska stoi w obliczu wyzwań związanych z brakiem lub słabością systemów zachęt do zapobiegania powstawaniu odpadów, przygotowania do ich ponownego wykorzystywania i recyklingu, brakiem efektywnych kosztowo systemów odpowiedzialności producentów oraz

<sup>24</sup> Por. „Krajowy plan gospodarki odpadami 2014”

niewystarczającą infrastrukturą przetwarzania odpadów, co prowadzi do słabych wyników w zakresie recyklingu i kompostowania.

## 2.2. Szacowane potrzeby inwestycyjne na lata 2014-20

16. ***Aby do 2020 roku ograniczyć emisję CO<sub>2</sub> ze spalania paliw o 51 Mtoe, potrzeba w latach 2014-20 łącznych nakładów inwestycyjnych w wysokości około 74 mld EUR (w porównaniu ze scenariuszem zakładającym niepodejmowanie żadnych działań).*** Przyjmując, że profil popytu i podaży energii nie ulegnie zmianie, Międzynarodowa Agencja Energetyczna<sup>25</sup> szacuje, że popyt na energię pierwotną w Polsce osiągnie 115 Mln toe w 2030 roku. Skierowanie światowych emisji gazów cieplarnianych na ścieżkę stabilizacji zapewniającą ograniczenie wzrostu temperatury na świecie do 2°C wymagałoby obniżenia udziału Polski w popycie na energię pierwotną do 104 Mln toe do 2030 roku. Szacujemy, że w latach 2014-2020 dodatkowe inwestycje konieczne, by pozostać na ścieżce stabilizacji, to około 74 mld EUR, z czego trzy czwarte to inwestycje w sektorze transportu. Jeśli chodzi o ograniczenie emisji CO<sub>2</sub>, największe ograniczenia do 2020 roku powinny dotyczyć efektywności końcowego wykorzystania energii (69 procent).

17. Aby zrealizować cel na rok 2020 w zakresie poprawy efektywności energetycznej, Polska musi osiągnąć oszczędności energii na poziomie 2,7 mln toe rocznie w sektorach odbiorców końcowych w latach 2014 - 2020.<sup>26</sup> Opierając się na Drugim Krajowym Planie Działań dotyczącym poprawy efektywności energetycznej dla Polski założyliśmy, że Polska będzie w stanie w latach 2014-2020 osiągnąć ten sam roczny przyrost potencjału oszczędności energii, co w latach 2010-2016. W niedawno przeprowadzonej analizie inwestycji na rzecz poprawy efektywności energetycznej we wszystkich wiodących sektorach odbiorców końcowych (budynki, przemysł wytwórczy oraz transport), wszystkie pięć działań o największym potencjale oszczędności energii dotyczy sektora budowlanego, a wszystkie te działania są atrakcyjne z ekonomicznego punktu widzenia i charakteryzują się dodatnimi stopami zwrotu. Łącznie stanowią one ponad 60 procent zidentyfikowanych, atrakcyjnych z ekonomicznego punktu widzenia sposobów oszczędności energii do 2020 roku. Modernizacja istniejących budynków jest zatem priorytetem z punktu widzenia poprawy efektywności energetycznej (Rys. 3).<sup>27</sup> Audyty energetyczne budynków mieszkalnych, które zostały zmodernizowane, pokazują, że termomodernizacja zmniejsza zużycie ciepła średnio o 37 procent. Szacuje się, że racjonalne kosztowo modernizacje budynków mające na celu poprawę efektywności energetycznej mogłyby potencjalnie zmniejszyć zużycie ciepła przez najmniej wydajne energetycznie budynki publiczne o 45 procent. Zwrot z wielu takich inwestycji można otrzymać dzięki oszczędnościom na kosztach energii, jednakże w niektórych wypadkach okres zwrotu jest dosyć długi.

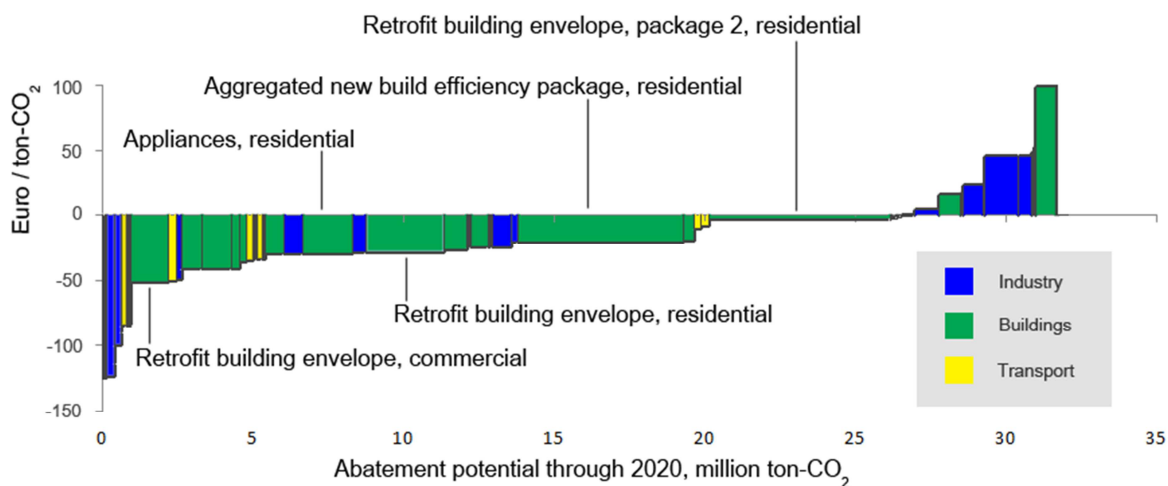
---

<sup>25</sup> Zob. „Polityki energetyczne państw MAE: Polska, Przegląd 2011”, Międzynarodowa Agencja Energetyczna, 2011 r

<sup>26</sup> Oznacza to, że inwestycje na rzecz poprawy efektywności energetycznej w sektorach użytkowników końcowych w okresie 2014-2020 powinny umożliwić Polsce oszczędności na poziomie 2,7 mln toe rocznie w roku 2020 oraz w pozostałych latach okresu użytkowania środków efektywności energetycznej.

<sup>27</sup> Por. Załącznik 2. Krzywa kosztów krańcowych ograniczenia emisji CO<sub>2</sub> porównuje koszt jednostkowy zmniejszenia emisji CO<sub>2</sub> w 2020 roku dzięki inwestycjom w efektywność energetyczną w latach 2010-20 (Rys. 3). Ponieważ wszystkie inwestycje oceniane są według tej samej metodologii, takie porównanie sektorów daje spójny ranking racjonalności kosztowej potencjalnego zmniejszenia emisji CO<sub>2</sub>. Potencjał zmniejszenia emisji to potencjał techniczny, oparty na analizie inżynierskiej inwestycji. Jednak to, w jakim stopniu faktycznie zostaną ograniczone emisje i ile w związku z tym uda się zaoszczędzić energii, będzie zależało od rzeczywistych kosztów takich inwestycji, dostępnego finansowania i możliwości wdrożeniowych. Koszty rzeczywiste mogą być znacznie wyższe niż koszty inżynierskie ze względu na koszty transakcyjne. Dotyczy to też projektów na mniejszą skalę, które stanowią większość inwestycji EE.

**Rys. 3: Potencjał i koszt redukcją emisji CO<sub>2</sub> związane ze zwiększeniem efektywności energetycznej do 2020 roku**



Źródło: Bank Światowy (2011 r.), „Transformacja w kierunku gospodarki niskoemisyjnej w Polsce”

EN	PL
Retrofit building envelope, package 2, residential	Koperta: modernizacja budynków, pakiet 2, mieszkalne
Euro / ton CO <sub>2</sub>	Euro / tona CO <sub>2</sub>
Aggregated new build efficiency package, residential	Zagregowany pakiet efektywnościowy dla nowych budynków, mieszkalne
Appliances, residential	Urządzenia, mieszkalne
Retrofit building envelope, residential	Koperta: modernizacja budynków, mieszkalne
Retrofit building envelope, commercial	Koperta: modernizacja budynków, komercyjne
Abatement potential through 2020, million ton-CO <sub>2</sub>	Potencjał zmniejszenia emisji do 2020 roku, mln ton CO <sub>2</sub>
Industry	Przemysł
Buildings	Budynki
Transport	Transport

18. Szacuje się, że w latach 2014-20 inwestycje kapitałowe na rzecz poprawy efektywności energetycznej niezbędne do osiągnięcia celu dotyczącego wzrostu efektywności energetycznej na 2020 rok wynoszą co najmniej 7,6 mld EUR. Modernizacja istniejącego zasobu mieszkaniowego oraz budynków publicznych i komercyjnych to duże wyzwanie finansowe. Szacowane inwestycje mające na celu zmniejszenie zużycia energii cieplnej przez najmniej wydajne budynki publiczne (około 26 procent zasobu budynków publicznych) o 45 procent wymagałyby inwestycji na łączną kwotę 750 mln EUR w okresie pięciu lat. Pozwoliłoby to na osiągnięcie oszczędności w wysokości około 306.000 toe rocznie, przy okresie zwrotu wynoszącym około 10 lat<sup>28</sup>. Inwestycje w budynki mieszkalne rzędu 3,4 mld EUR przyniosą potencjalne oszczędności w wysokości ponad 487 000 toe rocznie. Całkowity koszt budowy pokazowych 6 milionów m<sup>2</sup> budynków mieszkalnych oraz 3 milionów m<sup>2</sup> budynków użyteczności

<sup>28</sup> Zob. Polska – Efektywność energetyczna w budynkach publicznych, Bank Światowy i NAPE, 2013.



publicznej i budynków komercyjnych (wszystkie o niemal zerowym zużyciu energii) wynosi około 185 mln EUR w okresie sześciu lat.<sup>29</sup> Dla pozostałego potencjału oszczędności energii, w wysokości 1,9 mln toe, będącego pochodną innych inwestycji w poprawę efektywności energetycznej w sektorze wytwórczym, mieszkaniowym, publicznym i komercyjnym, górna granica kosztów inwestycyjnych wynosi 3,3 mld EUR.<sup>30</sup>

19. **Chcąc zrealizować cel strategii „Europa 2020”, Polska będzie musiała dodać 5,9 GW mocy wytwórczych opartych na odnawialnych źródłach energii (OZE).** W Krajowym Planie Działań w zakresie energii ze źródeł odnawialnych rząd proponuje stopniowe zwiększanie ilości energii z OZE z 4,4 GW w 2013 roku do 10,3 GW do końca 2020 roku, tzn. o 5,9 GW, z czego 4,1 GW ma pochodzić z energii wiatrowej, 1,6 GW z biomasy stałej i biogazu, a 0,17 GW z elektrowni wodnych różnej wielkości. Większy udział energii ze źródeł odnawialnych wymagać będzie wzmocnienia i rozbudowania sieci dystrybucyjnych w całym kraju, zwłaszcza na północy, gdzie potencjał zasobów wiatrowych jest największy.

20. **Wartość inwestycji kapitałowych w moce wytwórcze oparte na OZE, wymaganych w latach 2014-20, szacuje się na 12,5 mld EUR.**<sup>31</sup> Ogólna analiza ekonomiczna różnych opcji dostarczania energii ze źródeł odnawialnych w Polsce sugeruje, że w przypadku żadnej opcji OZE koszty wytwarzania energii nie mogą być niższe niż nieponiesione koszty produkcji energii, ustalane na podstawie kosztu energii wytwarzanej z węgla brunatnego<sup>32</sup>. W przypadku wszystkich opcji dostarczania energii z OZE, w tym z biogazu, biomasy stałej, elektrowni wodnych, wiatru, słońca i biogazu rolniczego, wyrównany koszt wytwarzania energii (LCOE) przekracza znacznie koszty wytwarzania energii z węgla brunatnego, szacowane na około 59 EUR/MWh<sup>33</sup>. Chociaż powyższa analiza tego nie odzwierciedla, należy pamiętać, że koszty technologii wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych, zwłaszcza technologii wiatrowych i słonecznych, stale spadają w skali światowej, a jednocześnie ich wydajność wzrasta, w związku z czym osiągnięcie wiążącego celu może okazać się tańsze niż się obecnie zakłada.

21. **Koszt przyrostowy dodatkowych mocy wytwórczych z OZE szacuje się na 323 mln EUR.** Polskie systemy energetyczne i ciepłownicze są w przeważającym stopniu (w około 80 procentach) oparte na węglu kamiennym i brunatnym. Z tego względu w niniejszej analizie nieponiesione przez gospodarkę koszty wytwarzania energii elektrycznej (przed instrumentami dłużnymi/kapitałowymi) obliczono w

<sup>29</sup> Główne założenia: bliski zeru koszt przyrostowy w przypadku budynków mieszkalnych – 27 EUR/m<sup>2</sup> dla domów jednorodzinnych i 23 EUR/m<sup>2</sup> dla bloków mieszkalnych, w przypadku budynków użyteczności publicznej i budynków komercyjnych o niemal zerowym zużyciu energii koszt przyrostowy na poziomie 12 EUR/m<sup>2</sup>. Redukcja średniego zużycia ciepła przez budynek o niemal zerowym zużyciu energii - 50kW h/m<sup>2</sup> w porównaniu ze zwykłymi nowymi budynkami. Pokazowe budynki to 3 mln m<sup>2</sup> domów jednorodzinnych, 3 mln m<sup>2</sup> bloków mieszkalnych i 3 mln m<sup>2</sup> budynków biurowych.

<sup>30</sup> W prezentowanej analizie górny pułap cenowy w polskim programie białych certyfikatów (1000 PLN/toe) przyjęto jako ukryty próg dla efektywnych kosztowo projektów oszczędności energii, jakie można wprowadzić na rynek w dowolnym sektorze odbiorców końcowych. Zakładając dalej, że okres użytkowania wynosi 15 lat, a stopa dyskonta 10 procent (komercyjna opłacalność), domniemany koszt inwestycyjny górnego pułapu dla oszczędności energii wyniósłby 1.750 EUR za toe rocznie.

<sup>31</sup> Oszacowania dokonano na podstawie przyrostowej ekspansji mocy wytwórczych z różnych opcji wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych, zgodnie z założeniami Krajowego Planu Działań w zakresie energii ze źródeł odnawialnych na lata 2014-2020; natomiast dane na temat kosztów technologii w zależności od jej rodzaju pochodzą z różnych źródeł, w tym z danych dostarczonych przez polski rząd oraz danych regionalnych podanych w IRENA (patrz Załącznik 2).

<sup>32</sup> Ta analiza ekonomiczna uwzględnia wyrównany koszt energii elektrycznej (LCOE) różnych opcji w zakresie energii odnawialnej (tzn. analiza nie jest oparta na analizie techniczno-ekonomicznej ani na studiach wykonalności konkretnych projektów). W rzeczywistości może się zdarzyć, że wybrane projekty – zwłaszcza te dotyczące biogazu ze składowisk odpadów oraz ścieków – będą miały koszty niższe niż nieponiesione koszty produkcji energii.

<sup>33</sup> Obliczenie uwzględnia realną stopę dyskontową na poziomie 6 procent, a także ekologiczne efekty zewnętrzne.

oparciu o węgiel brunatny. W oparciu o takie założenie, różnica w koszcie przyrostowym między wytwarzaniem energii z OZE planowanym w latach 2013-2020 a kosztami wytwarzania energii nieopniesionymi przez gospodarkę została oszacowana na 323 mln EUR.<sup>34</sup>

22. ***Aby infrastruktura sieci przesyłowej mogła przyjąć oczekiwane ilości energii ze źródeł odnawialnych, potrzebne są inwestycje rządu 1 miliarda EUR.*** Firma PSE - operator sieci przesyłowej - szacuje, że koszt inwestycji koniecznych, by zmodernizować sieć przesyłową tak, by mogła przyjąć przepływy energii elektrycznej z OZE, wyniosłby w latach 2014-2020 około 100 mln EUR<sup>35</sup>. W zależności od podejścia władz regulacyjnych do podziału i wyceny kosztów przesyłu, wykonawcy i operatorzy projektów OZE będą musieli sfinansować, w całości lub w części, koszty podłączenia do sieci i powinni być w stanie odzyskać te koszty z taryf i z programu zielonych certyfikatów. Planując wzmocnienie infrastruktury przesyłowej w celu uwzględnienia energii ze źródeł odnawialnych, rząd powinien przestrzegać następujących zasad: (i) terminowe, pro-aktywne planowanie, w ramach którego strategia rozszerzenia i wzmocnienia infrastruktury równoważy korzyści i koszty; oraz (ii) skuteczna polityka cenowa, która dzięki właściwym sygnałom lokalizacyjnym i przejrzystej alokacji kosztów promuje instalowanie najlepszej mocy wytwórczych opartych na OZE.

23. Zważywszy, że energetyka odnawialna staje się coraz ważniejszym komponentem systemu elektroenergetycznego, zasadne wydaje się wprowadzenie przejrzystych i jednoznacznych regulacji w zakresie alokacji kosztów związanych z przyłączaniem źródeł odnawialnych do sieci. W szczególności, akty wykonawcze powinny jasno regulować kwestię alokacji kosztów przyłączeniowych i sieciowych pomiędzy inwestora prywatnego a spółki przesyłowe (PSE) i dystrybucyjne (OSD).<sup>36</sup> Obecnie istniejące umowy przyłączeniowe pomiędzy spółką PSE a realizatorami projektów OZE zawierają mechanizm podziału kosztów, którego treść różni się w zależności od umowy i nie zawsze uwzględnia głębokie koszty przyłączenia. Koszty te są pokrywane przez spółkę przesyłową po części z transferów z dotacji sektora publicznego<sup>37</sup>, co może zniekształcać sygnały lokalizacyjne i cenowe niezbędne dla rozwoju energetyki odnawialnej efektywnego pod względem ekonomicznym. Inwestorzy OZE przyłączeni do sieci dystrybucyjnej płacą za płytke albo super-płytkie koszty przyłączenia, lecz nie ma jasności co do tego, kto powinien pokryć koszty modernizacji lub rozbudowy sieci na tym poziomie. W przypadku spółek dystrybucyjnych dostęp do dotacji publicznych na pokrycie głębokich kosztów przyłączenia jest niewielki albo żaden.<sup>38</sup> Dodatkowo obowiązują pewne ograniczenia w zakresie kosztów, które wolno przenieść na konsumenta za pośrednictwem taryfy.<sup>39</sup> Poza tym wydaje się, że nie ma pro-aktywnego planowania rozbudowy sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, które polegałoby na przygotowywaniu i udostępnianiu planów rozwoju sieci z wyprzedzeniem, aby umożliwić efektywny wzrost skali mocy z OZE.<sup>40</sup>

24. ***Według niektórych szacunków koszt inwestycji związanych ze zwiększeniem zakresu mikro-generacji ze źródeł odnawialnych wynosi 14 mld EUR.***<sup>41</sup> Instytut Energetyki Odnawialnej szacuje, że

<sup>34</sup> Patrz Załącznik 2.

<sup>35</sup> Dane dostarczone przez operatora sieci przesyłowej (PSE) (wraz z wykazem projektów i ich kosztami).

<sup>36</sup> Koszty przyłączenia mogą uwzględniać: koszty super-płytkie (urządzenia takie jak stacje transformatorowe), koszty płytke (przyłącza do systemu), oraz koszty głębokie (modernizacja i rozbudowa sieci).

<sup>37</sup> Jak wynika z rozmów z PSE i inwestorami OZE, prowadzonych w Polsce w tygodniu 10-14 czerwca 2013 roku.

<sup>38</sup> Jak wynika z rozmów z RWE, Polskim Stowarzyszeniem Energetyki Wiatrowej i prywatnymi inwestorami OZE, prowadzonych w Polsce w tygodniu 10-14 czerwca 2013 roku.

<sup>39</sup> Najlepszym rozwiązaniem byłoby, gdyby koszty przyłączenia i koszty sieciowe, a także odpowiednia kwota z tytułu konserwacji i zwrotu z inwestycji, były odzyskiwane za pośrednictwem taryfy.

<sup>40</sup> Jak wynika z rozmów z PSE prowadzonych w Polsce w tygodniu 10-14 czerwca 2013 roku, oraz na podstawie OECD (2011 r.).

<sup>41</sup> Na podstawie danych o kosztach z IEO dla wszystkich możliwości mikro-generacji, za wyjątkiem małych hydroelektrowni i małych elektrowni słonecznych w budynkach mieszkalnych. Dla tych dwóch opcji



według stanu na koniec 2012 roku całkowite moce wytwórcze mikro-generacji ze źródeł odnawialnych wynosiły 2,7 GW (IEO, 2013 r.). Ponad 99 procent tej mocy przeznaczono na ogrzewanie i dostarczanie ciepłej wody przy użyciu kolektorów słonecznych, pieców i kotłów na biomasę oraz geotermalnych pomp ciepła. Ta moc odpowiada około 230 000 systemom zainstalowanym w gospodarstwach domowych, budynkach i przedsiębiorstwach, przy szacowanym całkowitym koszcie inwestycji wynoszącym 1,5 mld EUR. IEO szacuje także, że moce wytwórcze źródeł opartych na mikro-generacji ze źródeł odnawialnych zwiększą się do 2020 roku dziewięciokrotnie - do około 24,7 GW. Oczekuje się, że większość tej energii zostanie wykorzystana do obsługi zapotrzebowania na ciepło/ciepłą wodę, głównie z wykorzystaniem kotłów na biomasę i kolektorów słonecznych (92,5 procent), ale także zapotrzebowania na energię elektryczną, zwłaszcza przy użyciu technologii fotowoltaicznej (7,5 procent). Chociaż prognozowana wielkość mocy jest imponująca, należy pamiętać, że krytyczną zmienną jest rzeczywiste wykorzystanie, ponieważ cel Polski dotyczący energii odnawialnej jest wyrażony jako odsetek końcowego zużycia energii brutto.

**25. *Opierając się na polskich doświadczeniach ostatnich dziesięciu lat i biorąc pod uwagę ograniczony apetyt na intensyfikację kosztownych mocy wytwórczych opartych na mikro-generacji szacuje się, że w okresie 2014-2020 koszt inwestycji powinien się mieścić w przedziale 2-4 mld EUR.***

Według oficjalnych danych, szacowany wzrost mikro-generacji opartej na odnawialnych źródłach wyniesie zaledwie 2,2 GW, a odpowiadająca temu wzrostowi szacowana wartość inwestycji zamknie się w kwocie rzędu 17,5 mld EUR w okresie 2014-2020.<sup>42</sup> Proponowany wzrost jest konserwatywny, a koszty jednostkowe związane z każdą z branż pod uwagę technologii wydają się wysokie w porównaniu do przedziału kosztów notowanych w Europie.<sup>43</sup> Pomimo różnic występujących pomiędzy źródłami, jeżeli chodzi o bazowe moce zainstalowane w 2012 roku, tempo wzrostu oraz jednostkowe koszty technologii<sup>44</sup>, jasne jest, że mikro-generacja będzie się w przyszłości rozwijać, zwłaszcza jeśli w ramach regulacyjnych znajdzie się ukierunkowana i skuteczna zachęta cenowa. Jednocześnie, rozwój generacji rozproszonej w Polsce napotyka na inne bariery, takie jak dostępność zasobów, trwałość rozwiązań w odniesieniu do biomasy stałej, ramy regulacyjne oraz ograniczenia sieciowe). W związku z tym, aby uniknąć potencjalnych problemów ze stabilnością systemu wynikających ze wzrostu inwestycji w technologie wytwórcze niepozwalające planowanie (wiatrowe, słoneczne), proponuje się przyspieszenie programu inteligentnych sieci elektroenergetycznych, zaczynając od inteligentnych liczników. Ponieważ jednak korzyści płynące z zainstalowania inteligentnych liczników są niepewne, a koszt przyrostowy wysoki, inwestycjom w inteligentne sieci powinny towarzyszyć programy pilotażowe finansowane w formie dotacji, aby zapewnić odpowiedni przebieg programu inteligentnych sieci.

---

technologicznych uwzględnione zakresy nakładów inwestycyjnych były następujące: 0,9-2,15/wat w przypadku małych hydroelektrowni oraz 1,9-2,2 EUR/wat w przypadku systemów fotowoltaicznych w budynkach mieszkalnych (IRENA, 2012).

<sup>42</sup> Wyliczenie to należy zweryfikować w Ministerstwie Gospodarki, aby upewnić się, że możliwości technologiczne oraz skala są zbieżne z definicją generacji rozproszonej lub mikro-generacji. Dodatkowo trzeba zweryfikować koszty inwestycji związane z każdą z rozważanych technologii mikro-generacji.

<sup>43</sup> IRENA podaje, że w 2012 roku w Niemczech koszt fotowoltaiki słonecznej wynosił około 2,20 mln EUR za MW, natomiast w danych dostarczonych przez rząd sugerowany jest koszt w wysokości 6,6 mln EUR za MW. Analogicznie, globalny koszt podgrzewaczy do wody na energię słoneczną mieści się w przedziale 0,2-1,8 mln EUR za MW, podczas gdy z oficjalnych danych wynika, że koszt inwestycji będzie wynosić 4,31 mln za MW.

<sup>44</sup> Jak wynika z prowadzonego przez IEA programu dot. ogrzewania i chłodzenia słonecznego (2012 r.), w Polsce w 2010 roku moc zainstalowana systemów ogrzewania na energię słoneczną wynosiła 459 MW; z kolei Europejska Federacja Przemysłu Słonecznej Energetyki Ciepłej (2012 r.) podaje wartość 177,5 MW w 2011 roku, a raport IEO (2013 r.) 840 MW w 2012 roku. W danych występują również duże rozbieżności w zakresie kosztów jednostkowych.

26. **Przewiduje się, że inteligentne sieci to najmniej kosztowna opcja ograniczenia problemów stabilności systemu elektroenergetycznego związanych z wysokimi poziomami energii ze źródeł odnawialnych.**<sup>45</sup> Przewiduje się, że w systemie, w którym największy pobór mocy wynosi 25 GW, energia ze źródeł odnawialnych mogłaby do 2020 roku odgrywać ważną rolę, zapewniając 40 procent mocy w czasie największego poboru i 50 procent w pozostałym okresie. Światowe doświadczenia wskazują, że wysoki udział energii ze źródeł odnawialnych, w szczególności w przypadku technologii niezapewniających stałej mocy, takich jak technologie wiatrowe i słoneczne, może powodować problemy ze stabilnością systemu, jeżeli się im nie zapobiegnie z wyprzedzeniem. Inteligentne sieci uważane są za jedną z najmniej kosztownych opcji rozwiązania tego problemu, ponieważ rozwiązania polegające na magazynowaniu energii (takie jak akumulatory, koła zamachowe czy elektrownie szczytowo-pompowe) są drogie. Pomocne mogłoby być też magazynowanie energii i elektrownie wodne ze zbiornikami, jednakże magazynowanie energii jest kosztowne, a potencjał energii wodnej w Polsce jest ograniczony.

27. **Koszt przyrostowy programu inteligentnego opomiarowania szacuje się na 1 mld EUR w okresie najbliższych 7 lat.** Przyjmuje się, że koszt programu inteligentnych liczników to koszt przyrostowy wymiany tradycyjnych liczników na liczniki inteligentne w ramach regularnej wymiany liczników. Koszty instalacji są takie same, a koszt przyrostowy zakupu samych liczników się różni znacznie w zależności od typu urządzenia. W oparciu o najnowsze dane przyjmuje się, że koszt przyrostowy wymiany liczników na liczniki inteligentne w gospodarstwach domowych wyniesie około 100 EUR na jedno urządzenie. Przy wielkości rynku na poziomie około 10 milionów, całkowity koszt tego programu szacuje się na 1 mld EUR.<sup>46</sup>

28. **Koszt programów informacyjnych mających na celu wspieranie strategii niskoemisyjnych szacowany jest na 20 mln EUR w latach 2014-20.** Aby utrzymać koszt energii z odnawialnych źródeł na niskim poziomie rząd proponuje programy certyfikatów energetycznych celem stymulowania konkurencji. W gromadzeniu i rozpowszechnianiu informacji rząd powinien skoncentrować się na elemencie dobra publicznego. Pomoże to obniżyć koszty dzięki zwiększeniu bazy wiedzy. W szczególności, rząd powinien zaangażować specjalistów do stworzenia katalogu informacji na temat odnawialnych źródeł energii. Prywatni deweloperzy otrzymaliby bezpłatny i równy dostęp do tych informacji, co pomogłoby im w przygotowaniu inwestycji w odnawialne źródła energii o najniższym koszcie. Rząd planuje zastosowanie podobnego podejścia do inwestycji zwiększających efektywność energetyczną. Taki program informacyjny ma na celu promocję zwiększenia efektywności energetycznej budynków z jednoczesnym praktycznym doradztwem: raporty dotyczące świadectw budowlanych; doradztwo w zakresie audytów energetycznych; wnioski wyciągnięte z inwestycji w efektywność energetyczną (CFL, LED, ocieplanie, szczelniejsze okna, inteligentne gniazdka, itd.)

---

<sup>45</sup> Jak wynika z badań, inteligentne sieci stanowią w wielu krajach atrakcyjne rozwiązanie inwestycyjne. Niedawno przeprowadzone badanie finansowane przez Departament Energii Stanów Zjednoczonych wskazuje na efekt mnożnikowy 2,5:1 w przypadku inwestycji w inteligentne sieci w USA w latach 2009-2012. Trzeba jednak zaznaczyć, iż zastosowanie inteligentnych sieci musi być wszechstronne i muszą mu towarzyszyć zachęty cenowe w celu uzyskania zmiany profilu obciążenia.

<sup>46</sup> Koszt inteligentnych liczników może się znacząco różnić w zależności od modelu, liczby zamówionych liczników oraz stopnia dojrzałości technologii. Wraz ze stabilizacją rynku inteligentnych liczników i produkcją chipów do konkretnych aplikacji, cena inteligentnych liczników powinna się ustabilizować na poziomie 150-180 EUR za sztukę, czyli mniej więcej 100 EUR więcej niż cena licznika tradycyjnego (<http://energy.gov/sites/prod/files/2013/04/f0/Smart%20Grid%20Economic%20Impact%20Report%20-%20April%202013.pdf>). Dotyczy to sytuacji, w której inteligentne liczniki są instalowane w momencie planowanej wymiany zwykłych liczników, dzięki czemu można uniknąć dodatkowych kosztów robocizny związanych z instalacją urządzenia.

29. **Rząd postawił sobie za cel zwiększenie udziału skojarzonej gospodarki energetycznej w miksie energetycznym z 16 procent w 2009 roku do 20 procent w 2020 roku, co wymaga zbudowania nowych elektrociepłowni o mocy około 1,3 GW.** Większe wykorzystanie elektrociepłowni przyczyniłoby się do realizacji zarówno celów dotyczących wzrostu efektywności energetycznej jak i celów dotyczących ograniczenia emisji gazów cieplarnianych dzięki zwiększeniu efektywnego wykorzystania energii pierwotnej. Elektrociepłownie dostarczają ciepło i ciepłą wodę potrzebne do ogrzania budynków w zimie oraz energię elektryczną i ciepłą wodę przez cały rok. Korzyści z efektywności energetycznej rosną w miesiącach zimowych dzięki bardziej efektywnemu wykorzystaniu energii pierwotnej: z 35-40 procent przypadku elektrowni opalanych węglem (lub 55 procent w przypadku nowoczesnych elektrowni gazowo-parowych) do 85-90 procent.

30. **W zależności od wielkości nowych elektrociepłowni oraz zastosowań rynkowych, całkowite potrzeby inwestycyjne kształtowałyby się w przedziale 1-1,5 mld EUR.**<sup>47</sup> Systemy ciepłownicze są kapitałochłonne, ponieważ wymagają rozległych sieci rurociągów do przesyłu ciepła z elektrociepłowni i ciepłowni<sup>48</sup>. Wiele nowych elektrociepłowni ma być kondensacyjnymi elektrociepłowniami gazowo-parowymi (o wydajności przekraczającej minimum unijne, wynoszące 50 procent). Szacowany koszt tych obiektów wyniósłby około 1000 EUR/kW dla większych jednostek, przy założeniu, że byłyby to instalacje gazowo-parowe. W mniejszych jednostkach, na mniejszych rynkach, wykorzystywano by turbiny na biomase/biogaz lub gaz. Koszt wyniósłby w tym przypadku od 1500 EUR/kW do 2000 EUR/kW. Komercyjne wykorzystanie elektrociepłowni i sieci ciepłowniczych ma sens, jeśli poziom obciążenia cieplnego w mieście jest wystarczająco wysoki – powiedzmy przekraczający 2,5-3,0 MWh/km rurociągu ciepłowniczego – co uzasadniałoby wyższe nakłady kapitałowe związane z systemami ogrzewania lokalnego. Taki próg rentowności dla systemów ogrzewania lokalnego nie uwzględnia pozytywnych efektów zewnętrznych związanych z wykorzystaniem ciepła ze spalania odpadów w ramach dostarczania ciepła, ponieważ efekty zewnętrzne nie są uwzględniane w cenie. Dotacje lub pożyczki na warunkach preferencyjnych powinny być wykorzystane jako zachęty do wykorzystywania elektrociepłowni na mniejszych i zmarginalizowanych rynkach.

31. **W sektorze odpadów stałych nowe potrzeby inwestycyjne związane z zapewnieniem zgodności z dyrektywami WE (2008/98/WE; 1999/31/WE, 2002/96/WE i 2006/66/WE) do 2020 roku wynoszą 6.5 mld EUR w okresie 2014-20.** Całkowity koszt realizowanych i zakończonych projektów infrastrukturalnych w ramach bieżącego Programu Operacyjnego wynosi 1,7 mld EUR.<sup>49</sup> Dodatkowe 6,54 mld EUR<sup>50</sup> potrzebne jest na inwestycje w instalacje i obiekty dla komunalnej gospodarki odpadami, które to obiekty i instalacje są wymagane w celu zapewnienia zgodności z dyrektywą UE w sprawie odpadów w okresie 2014-20.

---

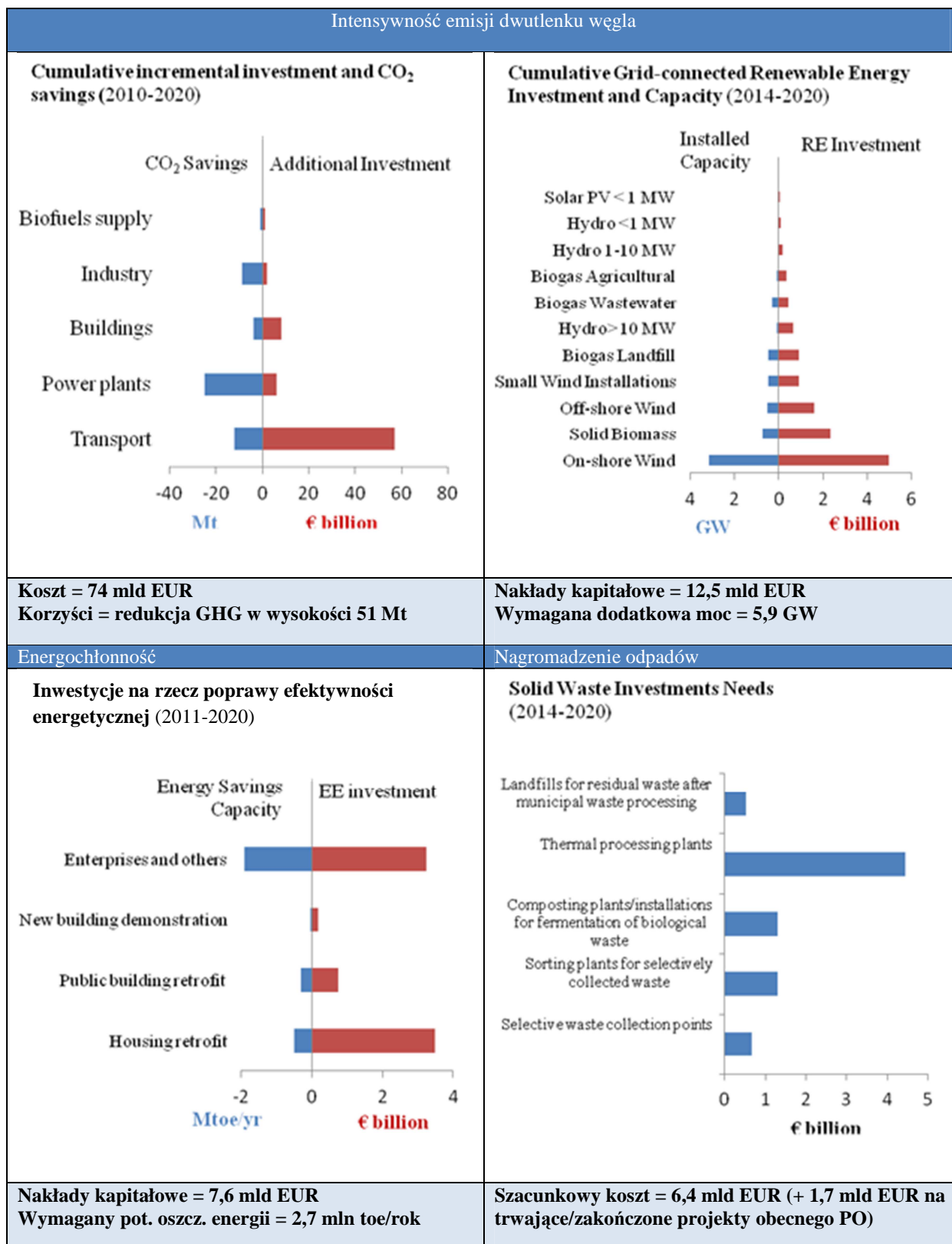
<sup>47</sup> Planuje się, że w okresie 2014-20 powstaną tylko dwie albo trzy duże (>100 MW) elektrociepłownie; koszt tych inwestycji ma się zamknąć kwotą od 750 mln do 1 mld EUR, w przybliżeniu. Pozostała część elektrociepłowni zostałaaby zbudowana na mniejszych rynkach.

<sup>48</sup> Ciepłownie są potrzebne do zaspokojenia największego poboru w systemach ciepłowniczych, natomiast elektrociepłownie służą do zaspokojenia zapotrzebowania przy obciążeniu podstawowym. Dobrze zaprojektowane i obsługiwane lokalne systemy ciepłownicze mogą zaspokoić 80 procent swojego zapotrzebowania na energię z elektrociepłowni.

<sup>49</sup> Sprawozdanie roczne z realizacji POIS za 2012 r.

<sup>50</sup> Na podstawie oceny wewnętrznych potrzeb inwestycyjnych wykonanej przez Ministerstwo Środowiska (2013 r.) i skorygowanej o środki już zaangażowane na rzecz tych potrzeb inwestycyjnych w ramach Programu Operacyjnego 2007 – 2013.

Rys. 4 – Szacowane potrzeby inwestycyjne związane z realizacją celów energetycznych i wdrożeniem dorobku prawnego UE dotyczącego ochrony środowiska do 2020 roku



EN	PL
Cumulative incremental investment and CO <sub>2</sub> savings	Skumulowane dodatkowe inwestycje i oszczędności CO <sub>2</sub>
CO <sub>2</sub> savings	Oszczędności CO <sub>2</sub>
Additional investment	Dodatkowe inwestycje
Biofuels supply	Zaopatrzenie w biopaliwa
Industry	Przemysł
Buildings	Budynki
Power plants	Elektrownie
Transport	Transport
€ billion	Miliard EUR
Cumulative Grid-connected Renewable Energy Investment and Capacity	Skumulowane inwestycje i potencjał odnawialnych źródeł energii podłączonych do sieci
Installed Capacity	Moc zainstalowana
RE Investment	Inwestycje w OZE
Solar PV	Elektrownie słoneczne fotowoltaiczne
Hydro < 1MW	Elektrownie wodne < 1MW
Hydro 1-10 MW	Elektrownie wodne 1-10 MW
Hydro > 10 MW	Elektrownie wodne > 10 MW
Biogas Agricultural	Biogaz rolniczy
Biogas Wastewater	Biogaz ze ścieków
Biogas landfill	Biogaz ze składowisk
Solid biomass	Biomasa stała
On-shore wind	Elektrownie wiatrowe na lądzie
Off-shore wind	Elektrownie wiatrowe na morzu
Small Wind Installations	Małe elektrownie wiatrowe
Energy Savings Capacity	Możliwości oszczędności energii
EE investment	Inwestycja w poprawę efektywności energetycznej
Enterprises and others	Przedsiębiorstwa i inne
New building demonstration	Nowe budynki - demonstracja
Public building retrofit	Termomodernizacja budynków publicznych
Housing retrofit	Termomodernizacja budynków mieszkalnych
Mln toe/yr	Mln toe/rok
Solid Waste Investments Needs	Potrzeby inwestycyjne w zakresie odpadów stałych
Landfills for residual waste after municipal waste processing	Składowiska odpadów pozostałych po przetworzeniu odpadów komunalnych
Thermal processing plants	Zakłady obróbki termicznej odpadów
Composting plants/installations for fermentation of biological waste	Kompostownie/instalacje do fermentacji odpadów biologicznych
Sorting plants for selectively collected waste	Sortownie odpadów ze zbiórki selektywnej
Selective waste collection points	Punkty selektywnej zbiórki odpadów

### 2.3. Możliwości inwestycyjne

32. **Priorytety inwestycyjne określone w POIŚ są odpowiednie w tym sensie, że przyczyniają się do spełnienia wymagań UE w sektorze energii i odpadów stałych do 2020 roku.** Strategia „Europa 2020” wyznacza wiele konkretnych celów dla państw członkowskich na poziomie sektorów i podsektorów. W takiej sytuacji stopień swobody w przesuwaniu zasobów finansowych tam, gdzie mogłyby mieć największy wpływ na osiągnięcie ostatecznego celu, jakim jest zmniejszenie

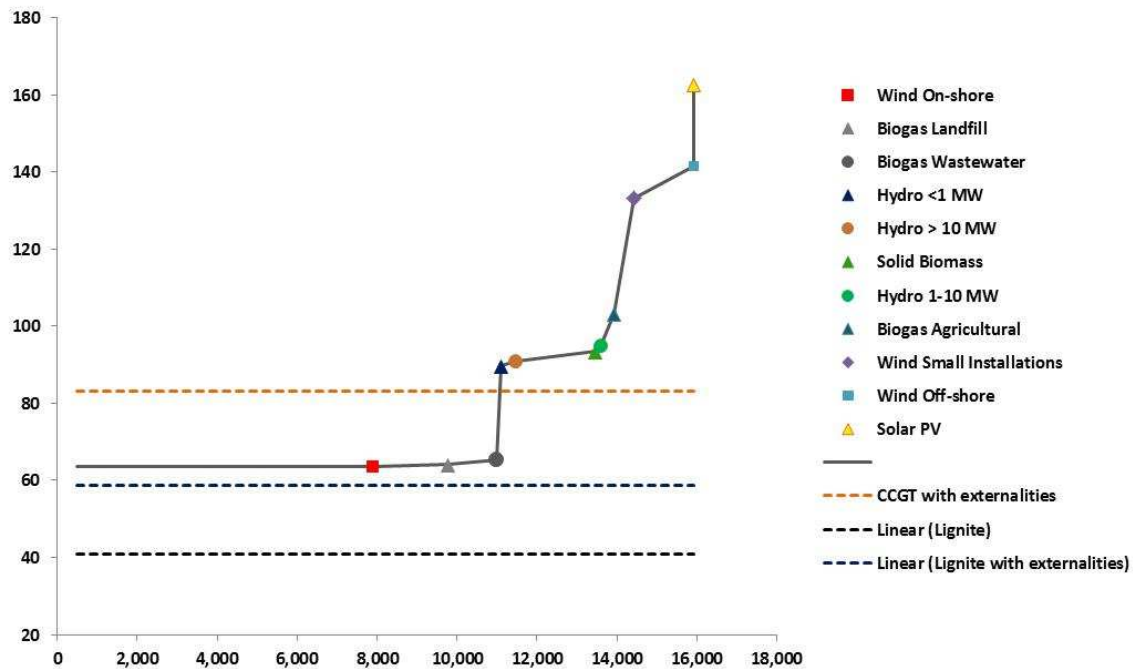
intensywności emisji dwutlenku węgla, jest tak naprawdę ograniczony. Gdy weźmie się pod uwagę wszystkie istniejące ograniczenia, priorytety można ustalać wyłącznie w ramach podsektorów.

33. *Jeśli chodzi o energię ze źródeł odnawialnych, Polska powinna najpierw wykorzystać najbardziej konkurencyjne odnawialne źródła energii, aby zagwarantować, że cel strategii „Europa 2020” zostanie osiągnięty w sposób racjonalny pod względem kosztów.* Można to będzie osiągnąć dzięki podejściu rynkowemu oraz odpowiedniemu połączeniu zachęt gospodarczych, fiskalnych i finansowych. Według szacunkowej krzywej zaopatrzenia w energię z OZE (Rys. 5), żadne z dostępnych rozwiązań w zakresie generacji z OZE nie jest konkurencyjne w porównaniu do konwencjonalnego wytwarzania energii z węgla brunatnego. Koszty wszystkich opcji zaopatrzenia w energię ze źródeł odnawialnych są znacznie wyższe niż nieponiesione koszty generacji. Nawet gdy weźmie się pod uwagę efekty uboczne dla środowiska, koszt większości opcji w zakresie energii odnawialnej byłby wyższy niż koszt konwencjonalnego wytwarzania energii z węgla brunatnego<sup>51</sup>. Aby ocenić efektywność kosztową poszczególnych technologii OZE uwzględnionych w POIS potrzebne jest więcej szczegółowych informacji na ich temat.

---

<sup>51</sup> Koszty pewnych projektów, najprawdopodobniej tych, które dotyczą biomasy stałej i niewielkich elektrowni wodnych, mogą być konkurencyjne. Scenariusz odniesienia (bazowy) LCOE opracowany przez Departament Analiz Strategicznych przedstawia węgiel kamienny i węgiel brunatny jako główne źródła wytwarzania do 2030 roku przy niewielkim wkładzie (mniej niż 5 procent) biomasy stałej, energetyki wodnej i wiatrowej. Plan LCOE wprowadza także dodatkowo elastyczne moce wytwórcze z gazu ziemnego w celu zaspokojenia zapotrzebowania szczytowego w przyszłości.

Rys. 5: Krzywa kosztów zaopatrzenia z OZE, z uwzględnieniem nieponiesionych kosztów energii z węgla brunatnego<sup>52</sup>



Źródło: Bank Światowy, 2013r. - por. Załącznik 2

EN	PL
Biogas Wastewater	Biogaz ze ścieków
Biogas Landfill	Biogaz ze składowisk
Solid Biomass	Biomasa stała
Hydro < 1MW	Elektrownie wodne < 1MW
Biogas Agricultural	Biogaz rolniczy
Wind On-shore	Elektrownie wiatrowe na lądzie
Wind Off-shore	Elektrownie wiatrowe na morzu
Hydro 1-10 MW	Elektrownie wodne 1-10 MW
Wind small installations	Małe instalacje wiatrowe
Hydro > 10 MW	Elektrownie wodne > 10 MW
Solar PV	Elektrownie słoneczne fotowoltaiczne
CCGT with externalities	Elektrownie gazowo-parowe z efektami zewnętrznymi
Linear (lignite)	Liniowo (węgiel brunatny)
Linear (lignite with externalities)	Liniowo (węgiel brunatny z efektami zewn.)

<sup>52</sup> Krzywa oparta jest na prognozowanym rozwoju energii odnawialnej do 2020 roku („Narodowy plan działań na rzecz energii odnawialnej”/NREAP, 2010) oraz na danych kosztowych z URE (2010) i Ministerstwa Gospodarki (2011). Wyrównany koszt energii elektrycznej (LCOE) oblicza się pod względem ekonomicznym (np. wskaźnik zadłużenia do kapitału nie jest brany pod uwagę), z zastosowaniem realnej stopy dyskontowej na poziomie 6 procent.

34. ***W dziedzinie wzrostu efektywności energetycznej większość potencjału oszczędności energii pochodzi z racjonalnych pod względem kosztów interwencji średniookresowych (okres zwrotu około 4-10 lat), przy niskich lub umiarkowanych wyzwaniach związanych z realizacją.*** Ustalanie priorytetów w zakresie inwestycji na rzecz poprawy efektywności energetycznej odbywa się na podstawie potencjału oszczędności energii, rentowności i wykonalności. Jednak nie zastosowano wagi ilościowej do każdego z tych kryteriów. Na przykład, modernizacja budynków mieszkalnych znajduje się wśród priorytetów programu inwestycji w poprawę efektywności energetycznej, ponieważ ma największy, racjonalny pod względem kosztów potencjał oszczędności energii spośród wszystkich kluczowych interwencji efektywności energetycznej tym zakresie (co pokazuje krzywa kosztów redukcji emisji CO<sub>2</sub>, która klasyfikuje działania w zakresie efektywności energetycznej w sposób spójny z klasyfikacją według racjonalności pod względem kosztów oszczędności energii), a Polska ma dobrze rozwiniętą infrastrukturę termomodernizacji. Jednakże koszty transakcyjne i możliwości finansowe ograniczają wykorzystanie tej infrastruktury. Zaleca się, aby podejście do poprawy efektywności energetycznej zostało zmienione z kompleksowych rozwiązań na przyznanie priorytetu inwestycjom o wysokiej stopie zwrotu. Na podstawie kosztu inwestycji, potencjalnych oszczędności i filtru w postaci tempa realizacji zaleca się przyznanie pierwszeństwa niektórym inwestycjom (Tabela 4). Także w tym przypadku dla przeprowadzenia oceny racjonalności inwestycji pod względem kosztów potrzeba więcej szczegółowych informacji na temat typu inwestycji mających na celu zwiększenie efektywności energetycznej, proponowanych w ramach POIS.

35. ***Priorytetyzacja projektów inwestycyjnych dotyczących odpadów stałych różni się od tej prowadzonej w sektorze energetycznym, gdzie konkurują ze sobą różne technologie.*** Dyrektywa ramowa w sprawie odpadów wprowadziła już hierarchię w gospodarce odpadami, opisując następujące działania, od najbardziej do najmniej preferowanych: zapobieganie powstawaniu odpadów, przygotowanie do ponownego wykorzystania, recykling, inne procesy odzyskiwania, w tym odzyskiwanie energii i utylizacja nieszkodliwa dla środowiska. Działania, jakie należy podjąć, są warunkowane celami w zakresie gospodarki odpadami stałymi przedstawionymi w dyrektywach w sprawie odpadów. Działania te są następnie przekładane na potrzeby inwestycyjne i włączane do planu inwestycyjnego. W POIS proponuje się przestrzeganie tej hierarchii, przy czym najwyższym priorytetem jest zapobieganie powstawaniu odpadów.<sup>53</sup>

---

<sup>53</sup> Komisja opracowała wytyczne w zakresie sporządzania planów zapobiegania powstawaniu odpadów. Zapobieganie powstawaniu odpadów – podręcznik: wytyczne dotyczące programu zapobiegania powstawaniu odpadów, Komisja Europejska, 2012 r.



**Tabela 4: Polska - Ustalanie priorytetów w zakresie inwestycji w poprawę efektywności energetycznej do 2020 roku**

		Efektywność kosztowa inwestycji w poprawę efektywności energetycznej		
		Wysoka	Średnia	Znikoma
Potencjał oszczędności energii	Wysoki		<ul style="list-style-type: none"> <li>• pakiet poprawy efektywności energetycznej dla nowych budynków mieszkalnych</li> <li>• systematyczna termomodernizacja budynków mieszkalnych</li> <li>• wzrost efektywności energetycznej AGD i sprzętu elektronicznego</li> <li>• zwykła termomodernizacja budynków użyteczności publicznej i budynków komercyjnych</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• głęboka termomodernizacja budynków mieszkalnych</li> </ul>
	Średni		<ul style="list-style-type: none"> <li>• oświetlenie budynków mieszkalnych: wymiana żarówek na oświetlenie LED</li> <li>• oświetlenie budynków mieszkalnych: wymiana CFL na LED</li> <li>• pakiet poprawy efektywności energetycznej dla nowych budynków użyteczności publicznej i budynków komercyjnych</li> <li>• nowe silniki przemysłowe</li> <li>• modernizacja systemów ogrzewania, wentylacji i klimatyzacji mieszkań (HVAC): zamiana ogrzewania z wykorzystaniem oporu elektrycznego na pompę ciepła</li> <li>• nowe wyposażenie budynków komercyjnych</li> <li>• nowe chłodzenie komercyjne</li> <li>• <u>modernizacja kogeneracji w przemyśle żelaza i stali</u></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• modernizacja kogeneracji w przemyśle chemicznym</li> <li>• nowa kogeneracja w przemyśle chemicznym</li> </ul>
	Znikomy	<ul style="list-style-type: none"> <li>• lepsza konserwacja i kontrola procesów w przemyśle naftowym i gazowym</li> <li>• poprawiona wydajność instalacji procesowej w przemyśle naftowym i gazowym</li> <li>• modernizacja starych i gazowych instalacji grzewczych budynkach mieszkalnych</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <u>nowa kogeneracja w przemyśle żelaza i stali</u></li> <li>• modernizacja oświetlenia budynków publicznych i komercyjnych: wymiana żarówek na oświetlenie LED</li> <li>• modernizacja instalacji HVAC i sterowania w budynkach publicznych i komercyjnych</li> <li>• sterowanie oświetleniem w nowych budynkach publicznych i komercyjnych</li> <li>• konserwacja instalacji HVAC w budynkach mieszkalnych</li> <li>• modernizacja silników przemysłowych</li> <li>• modernizacja oświetlenia budynków publicznych i komercyjnych: CFL na LED</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• modernizacja oświetlenia budynków użyteczności publicznej i budynków komercyjnych: wymiana świetlówek na oświetlenie diodami LED</li> </ul>

Uwaga: Należy nadać priorytet inwestycjom o średnim lub wysokim potencjale oszczędności energii oraz niskich lub średnich wyzwaniach związanych z realizacją (podkreślone na niebiesko).

Źródło: Bank Światowy (2011 r.), „Transformacja...”

### 3. Finansowanie priorytetów inwestycyjnych

36. *Strategia „Europa 2020” określa dla państw członkowskich cele, które wymagają znacznego poziomu inwestycji w zakresie przetwarzania odpadów stałych oraz wdrażania technologii niskoemisyjnych.* Jednak strategia jest realizowana w kontekście zacieśnienia fiskalnego w UE i presji na utrzymanie na przewidzianym poziomie lub nawet ograniczenie funduszy unijnych dla Polski i innych państw członkowskich. Finansowanie będzie co prawda zapewniane przez krajowy sektor publiczny i przez UE, ale oczywiście jest, że wiele z tych inwestycji będzie finansowanych częściowo lub w całości przez sektor prywatny.

#### 3.1. Źródła finansowania

##### 3.1.1. Środki publiczne – rząd centralny i gminy

37. *Polski sektor publiczny inwestuje więcej w infrastrukturę (jako odsetek PKB) niż którykolwiek inny kraj w Europie:* średnio 3 procent PKB, w porównaniu do 2 procent na Węgrzech i w Czechach.<sup>54</sup> W przeszłości sektor publiczny odegrał kluczową rolę w dostarczaniu kapitału na te cele. To pomaga wyjaśnić, dlaczego wartość zasobów infrastrukturalnych (w tym infrastruktury odziedziczonej po systemie centralnego planowania) jest w Polsce wysoka — 80 procent w porównaniu do 57 procent w Wielkiej Brytanii. Zasoby te charakteryzują się jednak niezwykle silną przewagą sektora energetycznego; prawie jedna trzecia wszystkich zasobów infrastrukturalnych związana jest z infrastrukturą energetyczną. Dla porównania, 16 procent związane jest z sektorem drogowym<sup>55</sup>. Pomimo tego stosunkowo znacznego wyposażenia w kapitał fizyczny, infrastruktura pozostaje w znacznym stopniu zacofana zarówno w stosunku do poziomu PKB Polski, jak i poziomu rozwoju w sąsiednich państwach UE. W niektórych sektorach odnotowuje się w Polsce niedobór w zakresie ilości i dostępu (np. drogi, internet szerokopasmowy), a w innych niską jakość (np. transport, sieci energetyczne, utylizacja odpadów). Mimo że Polska plasuje się na 49. miejscu na świecie pod względem PKB na mieszkańca, zajmuje dopiero 78. miejsce, jeśli chodzi o zadowolenie z jakości infrastruktury<sup>56</sup>.

38. *W ramach ogłoszonego w 2012 roku programu „Inwestycje Polskie” rząd planuje wspierać projekty inwestycji infrastrukturalnych, takie jak wytwarzanie i dystrybucja energii, które są uzasadnione z ekonomicznego punktu widzenia i mogą zmobilizować finansowanie prywatne w perspektywie długoterminowej.* Oczekuje się, że zaangażowanie dwóch instytucji publicznych - Banku Gospodarstwa Krajowego (BGK) oraz Polskich Inwestycji Rozwojowych S.A. (PIR S.A) — zmniejszy postrzeganie tych projektów jako ryzykownych i sprawi, że będą one atrakcyjniejsze dla komercyjnych kredytodawców i inwestorów. BGK udzieli pożyczek w wysokości do 2 mld PLN oraz gwarancji, podczas gdy PIR zapewni finansowanie poprzez emisję akcji i finansowanie typu *mezzanine* w przedziale 50-750 mln PLN.<sup>57</sup> Obie instytucje zostaną dokapitalizowane obligacjami skarbowymi do kwoty 10 mld PLN każda. Podejście polegające na wzmocnieniu pozycji instytucji publicznych, które umożliwi wywołanie efektu dźwigni finansowej i wykorzystanie finansowania projektów PPP ze źródeł prywatnych, zostało przyjęte przez wiele krajów, a niektóre z nich osiągnęły sukces we wdrażaniu takich projektów, np. VEB w Rosji i BNDES w Brazylii. Doświadczenie globalne pokazuje jednak, że instytucje publiczne często znajdują się pod silną presją polityczną i mogą wspierać projekty o słabej zdolności finansowej. Dla przykładu, jeśli BGK udzieli gwarancji, prywatni kredytodawcy mogą ulec pokusie

<sup>54</sup> *Infrastructure Finance in Europe: Composition, Evolution and Crisis Impact, EIB Papers* [Finansowanie infrastruktury w Europie: struktura, ewolucja i wpływ kryzysu, Opracowania EBI], tom 15, nr 1, 2010

<sup>55</sup> Zob.: *Infrastructure Productivity: How to save \$1 trillion a year*, [Produktywność infrastruktury: Jak zaoszczędzić bilion dolarów rocznie], McKinsey&Company, 2013 r.

<sup>56</sup> Zob. Globalny raport konkurencyjności, Światowe Forum Ekonomiczne, 2013 r.

<sup>57</sup> Zob.: Krajowy Program Reform – Europa 2020, Aktualizacja 2013-2014, 2013 r.

obniżenia wymagań dotyczących zdolności finansowej projektów. Ryzyko to można obniżyć poprzez powołanie specjalnego „zespołu projektowego” odpowiedzialnego za identyfikację, przygotowanie i pozyskanie rentownych projektów PPP (patrz punkt 43).

39. ***Pomimo ciągłych wysiłków konsolidacji fiskalnej, polski rząd planuje przeznaczyć 2,5 mld EUR z budżetu centralnego na wspieranie inwestycji niskoemisyjnych i związanych z gospodarką zarządzania odpadami stałymi***<sup>58</sup>. W 2014 roku rząd planuje udzielić wsparcia w wysokości około 110 mln EUR na programy inwestycyjne w obszarze poprawy efektywności energetycznej, ze środków własnych zarządzanych przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW). Wsparcie to obejmie inteligentne sieci, programy inwestycji ekologicznych, projekty kompleksowej termomodernizacji z wymianą przestarzałych źródeł energii, wykorzystanie odnawialnych źródeł energii, współfinansowanie audytów energetycznych i audytów energii elektrycznej w przedsiębiorstwach i preferencyjne kredyty na domy energooszczędne. Ponadto oczekuje się, że odejście od zasady dowolnego przydzielania limitów emisji w kierunku sprzedaży ich na aukcjach wygeneruje w latach 2013-2020, szacunkowo, 7 mld EUR dochodów do budżetu państwa.<sup>59</sup>

40. ***W przypadku Polski najpoważniejszą barierą w zakresie mobilizowania zasobów na cele infrastrukturalne jest nie sektor publiczny, lecz fakt, że dużym inwestycjom w sektorze publicznym nie towarzyszyły inwestycje realizowane przez sektor prywatny.*** Sektor publiczny zainwestował w infrastrukturę około 3 procent PKB, a sektor prywatny mniej niż 1 procent PKB, w związku z czym tylko ¼ całkowitej wartości inwestycji infrastrukturalnych pochodzi ze źródeł prywatnych. Dla porównania, na Węgrzech w przypadku podobnych inwestycji infrastrukturalnych (jako odsetek PKB) ponad połowa środków pochodzi ze źródeł prywatnych. W Polsce udział finansowania inwestycji przez sektor prywatny ogółem, a zwłaszcza przez partnerstwo publiczno-prywatne, utrzymuje się dużo poniżej poziomu najbardziej rozwiniętych państw członkowskich UE. Trudności w pozyskaniu prywatnego finansowania na dużą skalę wynikają po części z tego, że wiele potencjalnie dużych inwestycji dotyczy przedsiębiorstw państwowych (np. z sektora energetycznego).

### 3.1.2. Sektor prywatny – sektor bankowy, lokalny rynek kapitałowy i inwestorzy

41. ***Polski sektor bankowy jest największym sektorem bankowym w regionie – jest rentowny, dobrze dokapitalizowany i płynny***<sup>60</sup>. Stosunek wartości kredytów do depozytów (wskaźnik LTD) dla sektora (wynoszący 115 procent) jest nieco podwyższony, co wskazuje na tendencję do przekraczania przez banki ich bazy depozytowej w celu udzielania kredytów podmiotom komercyjnym i konsumentom. Jednak dwie największe instytucje w tym sektorze – PKO BP i Pekao SA – utrzymują wskaźnik LTD poniżej 85 procent, co jest bardziej zbliżone z praktykami makro-ostrożnościowymi stosowanymi w pozostałej części UE. Sektor bankowy jest dobrze dokapitalizowany, ze współczynnikami kapitałowymi przekraczającymi 14 procent, z czego ponad 12 procent jest w formie kapitału podstawowego, co jest zgodne z pakietem Bazylea III. Polski sektor bankowy wykazuje wysoki poziom fragmentacji ze względu na szybkie wejście banków zagranicznych na rynek w ciągu ostatniej dekady.

<sup>58</sup> Zob.: Krajowy Program Reform – Europa 2020, Aktualizacja 2013-2014, 2013 r.

<sup>59</sup> Równowartość 20 mld PLN. Zob.: Krajowy Program Reform – Europa 2020, Aktualizacja 2013-2014, 2013 r.

<sup>60</sup> Zob.: Polska: Program oceny sektora finansowego (ang. FSAP) (projekt), Bank Światowy, 2013 r..

**Tabela 5: Prognoza agencji ratingowych dla polskiego sektora bankowego, 2012 r.**

Agencja ratingowa	Prognoza	Objaśnienie
<b>Moody's</b>	negatywna	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Spowolnienie wzrostu gospodarczego;</li> <li>2. W konsekwencji pogorszenie jakości aktywów i ograniczona możliwość wzrostu i dywersyfikacji przychodów;</li> <li>3. Potencjalne narażenie banków na znaczne ryzyko niedopasowania aktywów i pasywów, w szczególności w walucie obcej.</li> </ol>
<b>Standard &amp; Poor's</b>	5 (wynik oceny ryzyka sektora bankowego BICRA w skali do 10)	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Poprawione ramy regulacyjne i nadzorcze dla bankowości;</li> <li>2. Redukcja nierównowagi w gospodarce rekompensuje spowolnienie wzrostu gospodarczego;</li> <li>3. Jakość aktywów sektora bankowego ustabilizuje się do 2014 roku.</li> </ol>
<b>Fitch</b>	stabilna	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Dobrze nadzorowany;</li> <li>2. Kredyty hipoteczne denominowane w walutach obcych stwarzają potencjalne ryzyko;</li> <li>3. Słabszy wzrost gospodarczy i rentowność sektora.</li> </ol>

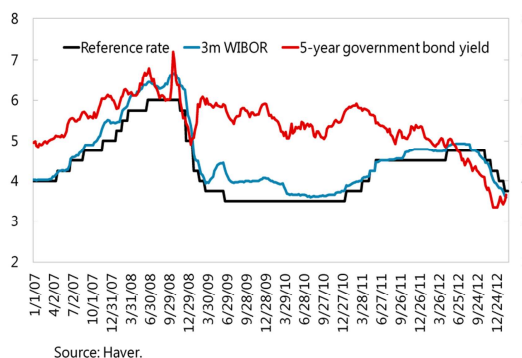
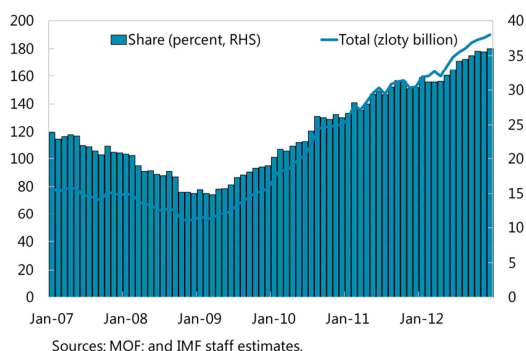
Źródła: (Moody's 2012 r.); (Poor's 2012 r.); (Reuters 2013 r.).

42. **Potrzeba szeroko zakrojonych działań w celu przedłużenia terminów spłaty pożyczek dla kredytów komercyjnych, ponieważ obecne niedopasowanie terminów zapadalności ogranicza zaangażowanie sektora bankowego w inwestycje infrastrukturalne.** Wysoka płynność na rynku, w połączeniu z generalną awersją do ryzyka, zachęciła polskie banki do nieprzedłużania terminów zapadalności produktów. Wartość kredytów bankowych nadal rośnie, lecz głównie w przypadku tych udzielanych gospodarstwom domowym, przez co ten typ kredytów pozostaje dominującym elementem w portfelu kredytów sektora bankowego. Banki oferują pożyczki z terminem spłaty do 10 lat na wspieranie inwestycji, które są ekonomicznie uzasadnione. Jednak finansowanie infrastruktury wymaga dostępu do kapitału w perspektywie długoterminowej, w formie kredytów i kapitału komercyjnego. Rynek długu publicznego jest w Polsce dobrze rozwinięty, przy funduszach emerytalnych inwestujących ponad 60 procent zarządzanych środków w tę klasę aktywów. Względna głębokość i płynność rynku rządowych papierów wartościowych przyciąga zagranicznych inwestorów, ponieważ umożliwia to im zajęcie pozycji nie tylko w Polsce, ale w także w regionie jako całości (Rys. 6). Lokalne rynki kapitałowe są wystarczająco rozwinięte, aby wesprzeć rynek wtórny kredytów infrastrukturalnych, jednakże wymagane będzie wsparcie płynności w celu nakłonienia funduszy emerytalnych (pod warunkiem, że będą one kontynuować działalność jako istotne, niezależne instytucje finansowe) i innych instytucji poza-bankowych do dywersyfikacji portfeli w celu odejścia od długu publicznego. Rynek zadłużenia przedsiębiorstw i samorządów jest bardzo słabo rozwinięty w stosunku do rynku zadłużenia rządowego oraz w porównaniu do innych państw członkowskich UE. Do chwili obecnej korzystanie z gwarancji udzielanych przez banki komercyjne w Polsce jest ograniczone do średnich i małych przedsiębiorstw oraz mikro-przedsiębiorstw.

**Rys. 6: Polskie obligacje skarbowe – nabywanie przez zagranicznych inwestorów i poziomy rentowności**

Zakup obligacji i bonów skarbowych przez zagranicznych inwestorów Stopa referencyjna, międzybankowa stopa procentowa i rentowność obligacji (w %)

43.



EN	PL
Share (percent, RHS)	Udział (procent, cena sprzedaży)
Total (Polish zloty, billion)	Łącznie (mld PLN)
Reference rate	Stopa referencyjna
5-year government bond yield	Rentowność 5-letnich obligacji skarbowych
Jan-07	Styczeń 2007
Sources: MOF and IMF staff estimates	Źródła: szacunki Min. Fin. i MFW
Source: Haver	Źródło: Haver

43. *Polska pozyskała kapitał na realizację dużych inwestycji w zakresie energii odnawialnej i gospodarki odpadami, ale niepewność regulacyjna stwarza wysokie ryzyko dla nowych projektów.* Na przykład, sfinalizowana niedawno inwestycja miasta Poznań w zakresie gospodarki odpadami posiadała strukturę finansowania, która obejmowała wkład kapitału własnego przez konsorcjum, ograniczony wkład miasta Poznań oraz kredyty z banków komercyjnych. Struktura projektu zostanie teraz powielona w przypadku podobnych projektów w Łodzi i Gdańsku<sup>61</sup>. Większość dużych inwestycji z zakresu energetyki wiatrowej była na ogół w stanie zebrać kapitał w przedziale od 15 do 25 procent całkowitego wymaganego finansowania bez potrzeby zagwarantowania wzrostu przychodów. Projekty farm wiatrowych stały się ekonomicznie uzasadnione po wprowadzeniu tzw. zielonych certyfikatów. Dało to sektorowi energii wiatrowej wzrost przychodów w wysokości około 50 EUR/MWh. Jednak po upowszechnieniu projektu ustawy o odnawialnych źródłach energii powstało ryzyko związane z przychodami z zielonych certyfikatów. W rezultacie nowe inwestycje w produkcję energii wiatrowej przestały powstawać, co pokazuje, jakie znaczenie dla komercyjnego wdrożenia projektów energetyki wiatrowej ma podniesienie przychodów.

44. *Obecnie istnieje bardzo ograniczona liczba inwestycji w ramach PPP, które są rentowne i znajdują się na zaawansowanym etapie przygotowań.* Wydaje się, że wyjątki znaleźć można

<sup>61</sup> Projekt przerobu odpadów na energię – Polska – studium przypadku, *European PPP Expertise Center*, czerwiec 2012 r.



w większych miastach, takich jak Warszawa, które przygotowują średniej wielkości projekty (około 75-225 mln EUR). Nawet jeśli BGK i PIR zaangażują się w finansowanie projektów w ramach PPP, będą potrzebowałyby całego szeregu rentownych projektów PPP. W celu przygotowania tego typu projektów Polska musi najpierw stworzyć możliwości instytucjonalne dla PPP, co obejmuje między innymi ustanowienie dedykowanego „zespołu ds. przygotowania projektów PPP”. Przygotowanie i negocjowanie projektów PPP wymaga specjalistycznej wiedzy i doświadczenia, którego obecnie ministerstwu i jednostkom samorządowym brakuje. Jednostki te mogłyby odnieść korzyści ze wsparcia technicznego w zakresie wyboru z listy projektów zatwierdzonych na okres 2014-2020 tych, które byłyby odpowiednie do realizacji jako PPP, ustalenia kolejności projektów oraz zarządzania wewnętrznymi lub zewnętrznymi ekspertami w celu realizacji projektów do etapu zamknięcia finansowego. Może być potrzebne dodatkowe finansowanie, aby zatrudnić konsultantów i doświadczonych doradców transakcyjnych w celu przekształcenia tych potencjalnie opłacalnych projektów w projekty atrakcyjne dla kredytodawców.

### 3.1.3. Budżet Unii Europejskiej – Europejski Fundusz Rozwoju Regionalnego i Fundusz Spójności

45. *W nadchodzącej perspektywie finansowej Komisja zamierza przyznać Polsce 67 mld EUR na realizację jedenastu celów tematycznych strategii „Europa 2020”.* Oczekuje się, że środki te będą sprzyjać konwergencji i konkurencyjności („agenda na rzecz wzrostu”), oraz wesprą wybrane priorytety, w tym przejście na zasobo-oszczędną niskoemisyjną gospodarkę („agenda na rzecz zrównoważonego rozwoju”). Jeśli chodzi o przydział środków, Komisja dąży raczej do koncentracji finansowania na pewnych obszarach w celu osiągnięcia maksymalnych wyników, w odróżnieniu od bardziej rozproszonego i przez to niedostatecznego finansowania. Podział środków unijnych pomiędzy priorytety odbywa się na podstawie skomplikowanego systemu tematycznych wskaźników koncentracji, „markerów”, wskaźników intensywności pomocy państwa i zasad zabezpieczenia funduszy na dany projekt. Sytuację dodatkowo komplikuje fakt, że całość finansowania na mocy Umowy Partnerstwa będzie rozdysponowana za pośrednictwem 24 programów operacyjnych — tj. 16 regionalnych programów operacyjnych i 8 programów krajowych. Niniejsza „Ocena ex-ante” koncentruje się na alokacji dla największego z nich — POIS — z przydziałem środków w wysokości 24 mld EUR w ramach okresu programowania 2014-2020<sup>62</sup>.

46. *W porównaniu do bieżącej perspektywy finansowej MRR proponuje znaczącą realokację środków unijnych w kierunku inwestycji na rzecz przejścia na gospodarkę niskoemisyjną oraz inwestycji w zakresie odpadów stałych.* MRR proponuje, aby ok. 10 procent z kwoty 67 mld EUR przeznaczyć na priorytet tematyczny dotyczący gospodarki niskoemisyjnej w latach 2014-2020, w porównaniu do ok. 2 procent w bieżącej perspektywie za pośrednictwem programów operacyjnych na szczeblu krajowym i regionalnym. W kontekście POIS oznacza to 1,1 mld EUR na inwestycje w zakresie technologii niskoemisyjnych (5 procent) i 1,4 mld EUR (6 procent) na inwestycje w zakresie odpadów stałych (wersja robocza aktualna na lipiec 2013 r) (Załącznik 1). Podział środków pomiędzy priorytety inwestycyjne nie został jeszcze sfinalizowany, ponieważ lista projektów i związanych z nimi kosztów inwestycyjnych, które mają być dofinansowane przez środki unijne nie została jeszcze stworzona lub uzgodniona w konsultacjach międzyresortowych. Zostanie ona sfinalizowana (przy wkładzie Banku Światowego za pośrednictwem niniejszej „Oceny”) w listopadzie 2013 r. w celu ostatecznego przedłożenia POIS Komisji. W związku z tym, prezentowana analiza koncentruje się na alokacji środków

<sup>62</sup> Dostęp do funduszy UE będzie wymagał zgodności z dziesięcioma uwarunkowaniami ex ante. Dwa z nich mają znaczenie z punktu widzenia niniejszej analizy: (1) zagwarantowanie skutecznej implementacji dorobku prawnego UE w zakresie ochrony środowiska w sektorze gospodarki odpadami (dyrektywa 2009/98/WE) i gospodarki wodnej (dyrektywa 2000/60/WE), jak również przepisów horyzontalnych dotyczących oceny oddziaływania na środowisko i strategicznej oceny oddziaływania na środowisko (dyrektywy 85/337/EWG; 2001/42/WE); oraz (2) transpozycja do ustawodawstwa krajowego dyrektywy w sprawie energii odnawialnej (2009/28/WE).

unijnych w oparciu o koszty technologii, zasady finansowania i globalną wiedzę na temat omawianych sektorów.

47. ***W ocenie Komisji fundusze unijne „pełnią kluczową rolę we wspieraniu instrumentów finansowych, które pozwolą na maksymalne wykorzystanie inwestycji prywatnych i wspieranie efektów finansowania publicznego”.*** W języku Komisji „instrumenty finansowe” (IF)<sup>63</sup> oznaczają „wsparcie finansowe pochodzące z budżetu [UE] dla jednego lub większej liczby konkretnych celów UE w formie pożyczek, gwarancji, kapitału, inwestycji *quasi* kapitałowych lub udziałów, bądź innych instrumentów obciążonych pewnym ryzykiem, ewentualnie połączonych z dotacjami”. W porównaniu do tradycyjnych dotacji, IF mogą się przyczynić do poprawy dyscypliny finansowej i sprawić, że projekty będą miały bardziej zrównoważony charakter, ponieważ beneficjenci muszą zapewnić spłatę pożyczki i wkładu kapitałowego. Z punktu widzenia instytucji zarządzającej do istotnych korzyści płynących z zastosowania instrumentów finansowych należy odnawialny charakter (większości) IF, wzrost kwoty środków unijnych o dziesięć punktów procentowych w sytuacji, gdy dany priorytet inwestycyjny jest w pełni finansowany przy pomocy IF, a także spodziewany efekt dźwigni finansowej. Jedna z niedawnych ocen przeprowadzonych przez Komisję wykazała, że każde 1 EUR pożyczki gwarantowanej przekładało się na około 4,5 EUR prywatnych inwestycji<sup>64</sup>. Poprzez współdzielenie ryzyka z innymi inwestorami, IF mogą odblokować prywatne finansowanie i inne źródła finansowania publicznego.

48. ***Finansowanie z sektora prywatnego jest tym ważniejsze, że finansowanie ze źródeł publicznych musi być „zgodne z zasadami pomocy państwa”***<sup>65</sup>. Pomoc państwa jest definiowana jako dowolna forma przewagi przyznawanej wybiórczo przedsiębiorstwom przez władze państwowe. Celem kontroli pomocy państwa określonym w Traktacie o Unii Europejskiej jest zagwarantowanie, aby interwencje rządowe nie zakłócały konkurencji i handlu w obrębie UE. Komisja pracuje obecnie nad nowymi wytycznymi dotyczącymi pomocy regionalnej, wytycznymi dotyczącymi pomocy środowiskowej, oraz nad ogólnym rozporządzeniem w sprawie wyłączeń grupowych, które będą obowiązywać w nadchodzącej perspektywie finansowej. Przepisy te powinny być zostać sfinalizowane w ciągu najbliższych sześciu miesięcy. Tymczasem z przebiegu różnych spotkań można wnioskować, że sektor energetyczny może zostać wyłączony z zastosowania wytycznych dotyczących pomocy regionalnej, zgodnie z którymi - w obecnej perspektywie finansowej – dozwolone było wsparcie do 50 procent wartości inwestycji ze środków publicznych, i nie było to uznawane za „zakłócenie” rynku. Jak z tego wynika, w przyszłości projekty w sektorze energetycznym mogą podlegać postanowieniom wytycznych dotyczących pomocy środowiskowej, zgodnie z którymi wsparcie publiczne może objąć do 25 procent wartości inwestycji. Konsekwencją tej zmiany ram prawnych dotyczących państwa może zatem być mniejsza intensywność pomocy dla projektów energetycznych. W Tabeli 13 prezentujemy wstępne wnioski dotyczące konsekwencji pomocy państwa dla projektów kwalifikujących się do zastosowania IF.

---

<sup>63</sup> Należy zwrócić uwagę na rozróżnienie między IF, które są tworzone w ramach polityki państwa, a instrumentami stworzonymi przez rynek, tj. przez sektor prywatny. Nieodnawialne IF, które są dostępne w celu realizacji polityki państwa, obejmują taryfy gwarantowane, certyfikaty, dofinansowanie kredytów, dotacje na fundusze gwarancyjne, wsparcie ESCO czy fundusze takie jak NFOŚiGW. Te instrumenty mogą być komplementarne w stosunku do instrumentów rynkowych.

<sup>64</sup> Instrumenty finansowe w polityce spójności, dokument roboczy służb Komisji, KE, SWD (2012) 36, 2012 r.

<sup>65</sup> W tym zakresie mogą mieć zastosowanie: rozporządzenie Komisji Europejskiej nr 800/2008 – ogólne rozporządzenie w sprawie wyłączeń blokowych, wytyczne wspólnotowe w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska (2008/C 82/01), oraz wytyczne wspólnotowe w sprawie regionalnej pomocy państwa na lata 2014-2020.

### 3.2. Zasady zarządzania finansowaniem projektów

49. **Struktura finansowa projektu jest determinowana przez ekonomiczną wartość bieżącą netto (eNPV), finansową wartość bieżącą netto (fNPV), oraz ryzyko związane z projektem.** Każdorazowo przy podejmowaniu decyzji inwestycyjnej wymagane jest wykonanie obliczenia rozłożonego w czasie, tak aby móc porównać koszty i korzyści w miarę ich narastania w różnych latach. Przedsiębiorstwa prywatne i sektor publiczny na co dzień dokonują analizy kosztów i korzyści, a zgodnie z unijną Polityką Spójności analiza tego rodzaju jest wymagana dla wszystkich dużych projektów inwestycyjnych, w przypadku których ubiegamy się o pomoc z funduszy unijnych.<sup>66</sup> Obejmuje to analizę finansową opartą na podejściu zdyskontowanych przepływów pieniężnych (NPV), badanie wpływu netto projektu na dobrobyt gospodarczy, a także ocenę ryzyka związanego z projektem.

50. **Zakres finansowania danego projektu przez środki z sektora prywatnego lub publicznego zależy zarówno od finansowej wartości bieżącej netto, jak i poziomu ryzyka (przy założeniu, projekt ma dodatnią ekonomiczną wartość NPV (Rys. 7).** Zazwyczaj sektor prywatny jest gotowy zaangażować się w projekty rentowne (o dodatniej i akceptowalnej pod względem komercyjnym wartości finansowej NPV) i niosące ze sobą ryzyko, którym sektor prywatny jest w stanie zarządzać. Prywatni inwestorzy są szczególnie wrażliwi na ryzyko, którym nie mogą zarządzać, tj. ryzyko polityczne, rynkowe i ryzyko niewywiązania się ze zobowiązań.<sup>67</sup> Przykłady projektów rentownych i atrakcyjnych dla strony finansującej w Polsce to np. większość inwestycji w wytwarzanie energii elektrycznej oraz systemy przesyłu i dystrybucji. Podstawowym założeniem dla przyciągnięcia prywatnego finansowania jest to, aby sektory te były w dobrej kondycji finansowej i miały trwałe środowisko regulacyjne w długim okresie, co pozwala zapewnić prywatnym inwestorom stabilność. Jednak w przypadku inwestycji w technologie niskoemisyjne ryzyko jest znacznie wyższe niż w przypadku tradycyjnych projektów energetycznych. Czynniki wpływające na wzrost ryzyka to m.in. niestabilność cen węgla, niepewność co do trwałości poparcia politycznego dla inwestycji ekologicznych, opór społeczny wobec niektórych form infrastruktury niskoemisyjnej, czy stosowanie nowych i mniej rozpowszechnionych technologii. W związku z tym niezbędna może się okazać interwencja sektora publicznego.<sup>68</sup> Mówiąc bardziej ogólnie, sektor publiczny wkracza wówczas, gdy wolny rynek nie radzi sobie z efektywną alokacją zasobów, co prowadzi do nieoptymalnych sytuacji inwestycyjnych.

51. **Aby zaradzić niedoskonałości i ułomnościom rynku, sektor publiczny może się zaangażować w projekty inwestycyjne istotne ze społecznego punktu widzenia.** W wielu przypadkach analiza ekonomiczna wskazuje na rozbieżności pomiędzy prywatną krańcową korzyścią pojedynczych

---

<sup>66</sup> Por. „Przewodnik do analizy kosztów i korzyści projektów inwestycyjnych (Fundusze Strukturalne - Europejski Fundusz Rozwoju Regionalnego, Fundusz Spójności i ISPA)”, Dział Analiz, Dyrekcja Generalna Komisji Europejskiej ds. Polityki Regionalnej, 2010

<sup>67</sup> Ryzyko polityczne powstaje wskutek potencjalnego wpływu działań rządowych, ustawodawczych, prawnych i politycznych (np. regulacje monetarne, obawy przed nacjonalizacją, przemoc polityczna, nieprzyznawanie lub uchylanie licencji i zezwoleń, decyzje regulacyjne lub zmiany w prawie). Ryzyko rynkowe związane jest z oddziaływaniem makroekonomicznym i rynkowym. Może ono powodować niepewność dotyczącą podstawowych parametrów finansowych projektu. Takie ryzyko nie znajduje się pod kontrolą żadnej z zaangażowanych w projekt stron i z tego względu trudno się nim zarządza. Niektóre typy ryzyka rynkowego mogą obejmować wahania kursów walut, ceny towarów, zmiany stóp procentowych, dostęp do długoterminowego finansowania oraz ryzyko popytu. Ryzyko niewywiązania się ze zobowiązań dotyczy – ze strony wierzycieli – tego, że kredytobiorcy nie wywiążą się z płatności, i leży u podstaw wielu innych rodzajów ryzyka.

<sup>68</sup> *Mobilising Investment in Low Carbon, Climate Resilient Infrastructure* [„Mobilizowanie inwestycji w infrastrukturę niskoemisyjną odporną na zmiany klimatu”], dokumenty robocze OECD dotyczące ochrony środowiska nr 46. Oparte na danych pochodzących z okrągłego stołu specjalistów zorganizowanego przez *Standard & Poor's*.



decydentów a korzyścią krańcową społeczeństwa lub społeczną korzyścią krańcową dla danego projektu (inaczej mówiąc, rozbieżność między prywatnym kosztem krańcowym a społecznym kosztem krańcowym), kiedy to ilość wybrana przez indywidualne osoby jest optymalna dla tych osób, ale najprawdopodobniej nie będzie optymalna z punktu widzenia społeczeństwa. Efekt rynkowy nie jest efektywny społecznie, w związku z czym niezbędna jest interwencja rządu, aby przywrócić efektywność na rynku. Niedoskonałości rynku, o których tutaj mówimy, związane są z wieloma różnymi czynnikami, takimi jak efekty zewnętrzne, dobra publiczne, siła monopoli, asymetria / niedoskonałość informacji, czy też problemy wynikające z teorii przełożonego-agenta. Projekty tego rodzaju będą wymagać wsparcia publicznego w formie tradycyjnych dotacji (lub subsydiów) i/lub instrumentów finansowych.

**52. Projekty, które nie przynoszą przychodów lub nie mają komercyjnego uzasadnienia należy wspierać przy pomocy tradycyjnych dotacji.** Niektóre projekty mogą mieć duże znaczenie z punktu widzenia realizacji określonych celów polityki (np. zrównoważonej gospodarki zasobami przyrodniczymi). Chociaż projekty te przynoszą korzyści społeczne (dodatnia wartość ekonomiczna NPV), może się zdarzyć, że albo nie będą generować przychodów (np. kampanie publiczne poświęcone poprawie efektywności energetycznej), albo generowane przez nie przychody będą zbyt niskie, aby pokryć koszty projektu (np. pilotażowy program zarządzania stroną popytową – DSM). W tej sytuacji sektor prywatny nie zrealizuje projektu, niezależnie od panującej woli politycznej.

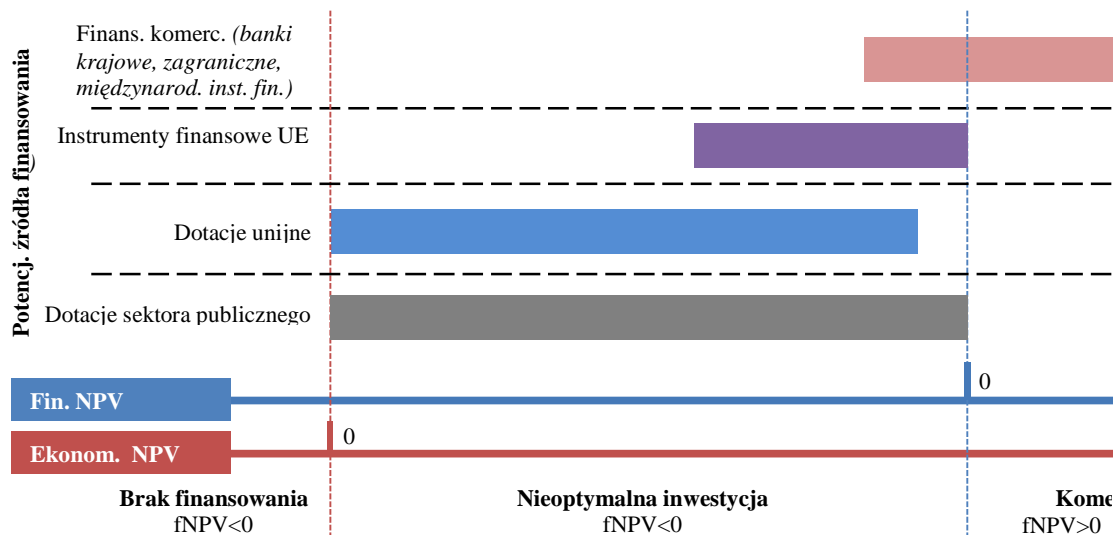
**53. Instrumenty finansowe będą odpowiednie w przypadku potencjalnie rentownych projektów.** Instrumenty finansowe z reguły powinny się stosować w przypadku projektów wdrażających cele polityki unijnej (o dodatnim wskaźniku ekonomicznej wartości NPV), które jednak nie są atrakcyjne dla inwestorów bez pewnej formy („subsidiowanego”) wsparcia publicznego. W wyniku braku wsparcia publicznego dla takich projektów może dojść do powstania nieoptymalnej sytuacji inwestycyjnej.<sup>69</sup> Jednak przy zastosowaniu wsparcia publicznego, w takiej czy innej formie, projekty te mogą być realizowane zgodnie z logiką komercyjną, generując przychody wystarczające na pokrycie kosztów. Mówiąc bardziej szczegółowo, istnieją dwa zestawy okoliczności, w przypadku których IF mogą sprawić, że projekt stanie się rentowny:

- (a) Projekt ma dodatnią wartość NPV pod względem ekonomicznym, ale negatywną pod względem finansowym, na przykład gdy mamy do czynienia z niedoskonałością rynku (efekty zewnętrzne). Wsparcie UE może zwiększyć rentowność i sprawić, że finansowa wartość NPV będzie dodatnia, dzięki czemu będzie można przyciągnąć inwestycje prywatne (np. termomodernizacja budynków mieszkalnych, poprawa efektywności energetycznej budynków użyteczności publicznej w gminach dysponujących zdolnością kredytową). W tym przypadku wsparcie unijne mogłoby sprawić, że projekt stanie się opłacalny poprzez obniżenie niektórych wymagań inwestycyjnych; lub
- (b) Projekt może być rentowny (mieć dodatnią finansową wartość NPV), a jednocześnie nie być atrakcyjny dla kredytodawców (tzn. projekt nie jest w stanie pozyskać finansowania ze źródeł rynkowych). Może to wynikać ze sposobu postrzegania ryzyka przez sektor prywatny, z długich terminów zapadalności lub po prostu z tego, że projekt nie jest wystarczająco rentowny, aby przyciągnąć inwestycje na dużą skalę (np. duże projekty w zakresie energii odnawialnej). W tym przypadku wsparcie unijne mogłoby sprawić, że inwestycje będą bardziej atrakcyjne dla instytucji finansowych (Rys. 7).

---

<sup>69</sup> Por. *The Use of Innovate Financial Instruments for Financing EU Policies and Objectives: Implications for EU and National Budgets* [Zastosowanie innowacyjnych instrumentów finansowych dla celów finansowania polityki i celów UE: konsekwencje z punktu widzenia budżetu unijnego i budżetów krajowych] Nunez Ferrer J., Volkery A., Withana S., Medarova-Bergstrom K., Raport specjalny CEPC, 2012 r.

Rys. 7: Źródła finansowania projektów



Uwaga: Na konkretne projekty wpływ będą miały czynniki niematerialne, w związku z czym mogą one odbiegać od przesłanek. Dany projekt może wymagać połączenia kilku źródeł finansowania.

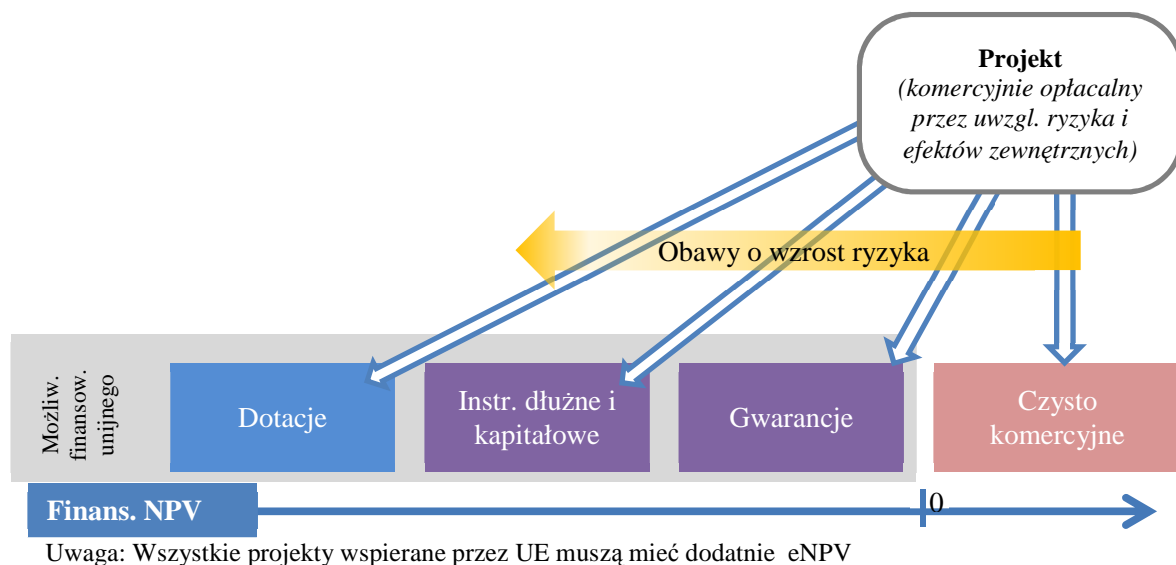
54. **Instrumenty finansowe mogą przyjmować różne formy:**

- **Instrumenty dłużne** – W przypadku projektów, na których kondycję finansową negatywny wpływ mają niedoskonałości rynku, bądź też w przypadku projektów wymagających dłuższych terminów spłaty pożyczek niż terminy dostępne komercyjnie, zasadne może być wsparcie w formie programów opartych na instrumentach dłużnych. Programy te mogą obejmować wydłużenie terminu zapadalności, oferować dług, który plasuje się poniżej kredytów komercyjnych w priorytecie obsługi zadłużenia, lub obniżać koszty zadłużenia. Jako przykłady można podać:
  - **Programy współfinansowania**, które stanowią uzupełnienie kredytowania komercyjnego dzięki dłuższemu okresowi karencji i wydłużonym terminom zapadalności, bardziej dostosowanym do profilu przychodów generowanych przez dany projekt, i poprawiają w ten sposób kondycję finansową projektu.
  - **Programy długu podporządkowanego w przypadku projektów**, które nie mogą pozyskać kredytowania komercyjnego w początkowych latach, zanim nie uda się ustabilizować przychodów i funkcjonowania projektu, albo zanim nie powstanie w pełni rozwinięty rynek. Choć to rozwiązanie posiada w pewnym stopniu te same korzyści co programy współfinansowania, wyraźne podporządkowanie będzie w niektórych przypadkach dodatkowym zabezpieczeniem dla kredytodawców komercyjnych.
  - **Obniżka oprocentowania** – w przypadkach, w których zdolność projektów do uniesienia kosztów kredytowania komercyjnego jest niska ze względu na efekty zewnętrzne, ale istnieje możliwość zastosowania komercyjnych terminów zapadalności zadłużenia, można rozważyć obniżenie oprocentowania. Takie podejście jest łatwiejsze do wdrożenia za pośrednictwem konkurencyjnej procedury

przetargowej, w której realizatorzy projektów konkurują o pozyskanie wsparcia rządowego.

- **Instrumenty kapitałowe** – W przypadku projektów, na których kondycję finansową znaczący i negatywny wpływ mają niedoskonałości rynku, wsparcie unijne może przyjąć formę wkładu kapitałowego, który daje innym inwestorom i pożyczkodawcom większe poczucie bezpieczeństwa. Wkład kapitałowy może zadziałać jak silny katalizator dla potencjalnych pozostałych inwestorów, może też zwiększyć efekt dźwigni finansowej i efekt mnożnikowy dzięki pozyskaniu większego finansowania dla projektów o wysokiej europejskiej wartości dodanej. Wykorzystanie wsparcia publicznego dla inwestycji kapitałowych powinno być ograniczone do zapewnienia wsparcia w postaci kapitału podwyższonego ryzyka dla małych i średnich firm lub podobnych podmiotów, ponieważ większość ekonomicznie uzasadnionych przedsięwzięć powinna być w stanie zdobyć kapitał własny na podstawie założeń finansowych projektu. Firmy oferujące usługi energetyczne (ang. *Energy Service Companies* (ESCO)) mogą odegrać ważną rolę w procesie realizacji inwestycji na rzecz poprawy efektywności energetycznej. Firmy ESCO są potencjalnym obszarem wsparcia kapitałowego umożliwiającego rozpoczęcie działalności. Szeroka struktura tego wsparcia byłaby podobna do wsparcia zapewnianego małym i średnim firmom przez istniejących pośredników finansowych.
- **Gwarancje** – W przypadku projektów, na których kondycję finansową negatywny wpływ mają określone, konkretne zakłócenia rynku albo ryzyko polityczne lub regulacyjne, dobrym rozwiązaniem może być wsparcie w formie programów gwarancyjnych, obniżających konkretne ryzyko do poziomu możliwego do zaakceptowania przez inwestorów i pożyczkodawców. Na przykład, jednym z wniosków wyciągniętych z przeglądu sektora energetycznego jest występowanie niepewności co do przepisów oraz ograniczeń rynkowych, które blokują przepływy kapitału prywatnego do tych sektorów pomimo stosunkowo dynamicznej koniunktury gospodarczej. Proponuje się, aby polski rząd rozważył wydawanie gwarancji celowych dotyczących określonych typów ryzyka za pośrednictwem wyznaczonych pośredników finansowych. W ramach takich gwarancji, jeżeli dochodzi do zmaterializowania się ryzyka objętego gwarancją i negatywnego wpływu na strumień przychodów, poręczyciel musi uiścić rekompensatę. Przewiduje się, że tego typu gwarancje byłyby dostępne wyłącznie dla projektów prywatnych i wspierane ze środków publicznych lub unijnych. W zależności od struktury gwarancji i objętego nimi ryzyka, gwarancje umożliwiałyby lewarowanie pięcio- lub dziesięciokrotne.

Rys. 8: Wsparcie unijne może zostać wykorzystywane w celu zminimalizowania ryzyka projektów



Uwaga: Wszystkie projekty wspierane przez UE muszą mieć dodatnie eNPV

### 3.3. Wnioski z doświadczeń w stosowaniu instrumentów finansowych

55. *Wsparcie unijne w formie instrumentów finansowych zyskuje coraz większe znaczenie w poszczególnych państwach członkowskich.*<sup>70</sup> Według stanu na 2011 rok, w niemal wszystkich państwach członkowskich ustanowiono łącznie 592 IF (68 funduszy holdingowych oraz 524 funduszy celowych) w ramach 178 programów operacyjnych. Łączna wartość wkładu programów operacyjnych do wszystkich funduszy wyniosła 10.7 mld EUR, w tym 7 mld EUR w ramach funduszy strukturalnych. Większość działań wspieranych przez IF dotyczyła przedsiębiorstw (5.7 mld EUR). Przedsiębiorstwom oferowano produkty takie jak: kredyty, gwarancje, kapitał typu *equity/venture capital* oraz inne produkty (np. dopłaty do oprocentowania i opłat gwarancyjnych). Niecałe 400 mln EUR przeznaczono na wkład w IF w ramach programów operacyjnych dotyczących poprawy efektywności energetycznej i rozwoju odnawialnych źródeł energii —miało to miejsce tylko w pięciu państwach członkowskich (Estonia, Grecja, Niemcy, Wielka Brytania i Włochy).

56. *Każdy przypadek zastosowania IF skutkuje znaczącym efektem mnożnikowym.*<sup>71</sup> Efekt ten różni się w zależności od rodzaju IF, sektora oraz uwarunkowań społeczno-ekonomicznych. Szacuje się, że dla IF o charakterze kapitałowym 1 EUR środków publicznych skutkowało inwestycją kapitałową w przedsiębiorstwa na poziomie między 1 EUR a 3,4 EUR. W przypadku IF o charakterze gwarancji, 1 EUR środków publicznych wpłaconych do funduszu gwarancyjnego wykorzystano do udzielenia pożyczek dla przedsiębiorstw w przedziale od 1 EUR do 7,5 EUR. Zakres gwarancji wahał się od 27 procent do 80 procent zaangażowanych środków. Jeżeli chodzi o kredytowe IF, 1 EUR środków publicznych uruchamiało od 1 EUR do 2 EUR pożyczki.

<sup>70</sup> Por. *Summary Report on the Progress made in Financing and Implementing Financial Engineering Instruments co-financed by Structural Funds, Programming Period 2007-13* [Skrócony raport na temat postępów w finansowaniu i wdrażaniu instrumentów inżynierii finansowej współfinansowanych z funduszy strukturalnych, Okres programowania 2007-13], KE, grudzień 2011 r.

<sup>71</sup> Por. *Financial Instruments: A Stocktaking Exercise in Preparation for the 2014-20 Programming Period* (Final report) [Instrumenty finansowe: Próba inwentaryzacji jako przygotowanie do okresu programowania 2014-20 – Raport końcowy], KE i EBI, marzec 2013 r.

57. *Z dotychczasowych doświadczeń można wyciągnąć szereg ważnych wniosków pod kątem projektowania instrumentów finansowych w przyszłości.*<sup>72</sup>

- Niektóre obszary i grupy docelowych beneficjentów IF mogą się pokrywać. Aby tego uniknąć, przy uruchamianiu takich instrumentów na dużą skalę należy przeanalizować poprzednie doświadczenia i wypracować odpowiednie reguły, wytyczne i jednolite standardy.
- IF zapewniają finansowanie w sytuacji, w której beneficjenci nie mają żadnych innych możliwości pozyskania środków, albo mogą pozyskać mniej niż potrzebują. Oprócz tego, instrumenty przyczyniły się do rozwoju pośredników finansowych i wzbogacenia oferty produktów finansowych na szczeblu lokalnym. Jednak wnioski z ustaleń nie są jednoznaczne, jeżeli chodzi o unijną wartość dodaną z IF. Komisja podkreśla, że istnieje silne domniemanie wartości UE, lecz jednocześnie przyznaje, że w kontekście IF warto się zastanowić nad możliwością maksymalizacji wartości UE na przyszłość.
- Konieczne jest uzyskanie większego zrozumienia na rynku co do zastosowań i dostępności unijnych IF. Wyniki analiz wskazują na niską świadomość interesariuszy i użytkowników końcowych co do wkładu UE na rzecz IF. Fakt ten nie powinien zaskakiwać zważywszy, że IF są zazwyczaj realizowane przez łańcuch pośredników, również lokalnych, którzy są w ostatecznym rozrachunku odpowiedzialni za rozdysponowanie środków między użytkowników końcowych, przez co rola UE niejako „usuwa się w cień. Okazuje się także, iż przy licznych programach będących odpowiedzią na te same potrzeby w zakresie finansowania zmniejsza się polityczna i rynkowa „widzialność”. Oceny i analizy istniejących instrumentów wskazują również na zagadnienia o bardziej ogólnym charakterze, takie jak konieczność bardziej transparentnych informacji i lepszej komunikacji z pośrednikami.
- Zgodnie z nadrzędną zasadą proporcjonalności wsparcia publicznego, pożądane są (współ)inwestycje prywatne w celu wykazania zaangażowania sektora prywatnego, promowania podziału ryzyka inwestycyjnego oraz wyeliminowania ryzyka „wypchnięcia” podmiotów prywatnych z rynku. Z przeprowadzonych analiz wynika, że ocena ryzyka na poziomie projektu wykonywana obecnie w przypadku instrumentów opartych na podziale ryzyka nie pozwala w pełni uwzględnić potrzeb rynku co do większej ilości finansowania opartego na ryzyku. Powinno się zastosować podejście portfelowe, tzn. takie, w którym straty są pokrywane dla portfela pożyczek adresowanych do konkretnej grupy docelowej, co umożliwi podział ryzyka i pozwala na zwiększenie ilości dostępnego finansowania.

58. *Polska co prawda wykorzystuje IF w obecnej perspektywie finansowej, lecz nie w sektorze poprawy efektywności energetycznej ani energii odnawialnej.* IF były wykorzystywane na rzecz przedsiębiorstw (822 mln EUR, z czego 213 mln EUR przekazano użytkownikom końcowym) oraz rozwoju obszarów miejskich (256 mln EUR). Jediną formą wsparcia z UE na energię odnawialną, poprawę efektywności energetycznej oraz gospodarkę odpadami stałymi były dotacje. Jednak jak pokazało doświadczenie, szeroka dostępność dotacji, w połączeniu z metodą luki finansowej wykorzystywaną do określania poziomu wymaganego finansowania projektów, zachęcała beneficjentów

---

<sup>72</sup> Por. *A framework for the next generation of innovative financial instruments - the EU equity and debt platforms*, [Ramy dla nowej generacji innowacyjnych instrumentów finansowych – unijnych platform instrumentów kapitałowych i dłużnych], Komunikat Komisji dla Parlamentu Europejskiego i Rady (KOM(2011) 662).

do wykazywania, że projekty inwestycyjne są nierentowne i w związku z tym wymagają wsparcia w formie dotacji – co praktycznie eliminowało IF<sup>73</sup>.

59. *Patrząc w przyszłość, ponad trzy czwarte pośredników finansowych w Polsce jest zainteresowanych uczestnictwem w dystrybuowaniu środków unijnych w formie IF w nadchodzącej perspektywie finansowej.*<sup>74</sup> Do najbardziej zainteresowanych instytucji należą banki komercyjne oraz fundusze typu *venture capital/private equity*. Preferowane produkty to, między innymi: pożyczki preferencyjne o stałym oprocentowaniu, a także kredyty objęte wsparciem instytucji publicznych w formie programów dopłat do oprocentowania, zarządzanych na mocy odpowiednich umów podpisanych z bankami. Przy zastosowaniu IF do finansowania efektywności energetycznej można się oprzeć na bogatych doświadczeniach międzynarodowych (patrz Załącznik 4).

### 3.4. Ocena rynku – niedoskonałości i bariery ryzyka

60. *W Polsce rynek dla niektórych segmentów sektora niskoemisyjnej energetyki i gospodarki odpadami stałymi boryka się z niedoskonałościami i barierami ryzyka, które nie pozwalają na optymalną realizację.* W segmencie gospodarki niskoemisyjnej występuje szereg ryzyk typowych dla sektora. Dla przykładu: cena rynkowa emisji CO<sub>2</sub> wciąż wywołuje znaczące ryzyko z uwagi na fakt, iż gotowość do podjęcia globalnego zobowiązania do redukcji emisji gazów cieplarnianych jest ograniczona. Ponadto, ceny gazu mogą się znacząco obniżyć, jeżeli gaz łupkowy okaże się realnym rozwiązaniem (ryzyko ceny energii), co w połączeniu z wzrostem produkcji oleju łupkowego oraz inwestycjami w poprawę efektywności energetycznej może wywołać presję na obniżanie cen wszystkich produktów energetycznych, co przyczyni się do zwiększenia ryzyka inwestycji w energię odnawialną. Wreszcie, polski rząd wprowadza do krajowej legislacji unijne dyrektywy bez pośpiechu i bez zdecydowania. Na przykład, ustawa o poprawie efektywności energetycznej miała aż dziesięć wersji roboczych, zanim została przyjęta, a projekt ustawy o odnawialnych źródłach energii wywołał dużą niepewność na rynku, co w efekcie doprowadziło do załamania napływu nowych inwestycji w sektorze OZE. Wszystkie te rodzaje ryzyka prowadzą do powstania premii za ryzyko, która w najlepszym razie jest uwzględniana w cenach wymienionych w kontraktach zawieranych przez inwestorów, a w najgorszym razie powoduje wycofanie się inwestora.

---

<sup>73</sup> Por. *Analysis of Advantages and Limitations of Financial Engineering as an Instrument of Support to Investment Projects in the Energy Sector* [Analiza korzyści i ograniczeń inżynierii finansowej jako instrumentu wsparcia dla projektów inwestycyjnych w sektorze energetycznym], ECORYS, 2012 r.

<sup>74</sup> Por. *Analysis of Advantages and Limitations of Financial Engineering as an Instrument of Support to Investment Projects in the Energy Sector* [Analiza korzyści i ograniczeń inżynierii finansowej jako instrumentu wsparcia dla projektów inwestycyjnych w sektorze energetycznym], ECORYS, 2012 r.

**Tabela 6: Polska – Ogólne ryzyko polityczne i rynkowe**

Ryzyko polityczne		
<b>Przepisy polityki pieniężnej</b>	Niskie ryzyko	Rząd zachowuje dużą stabilność w zakresie przepisów polityki pieniężnej.
<b>Struktura właścicielska w rękach państwa</b>	Umiarkowane ryzyko	Obawy związane ze strukturą właścicielską państwa w sektorze energetycznym - zwłaszcza w świetle niedawnego zakupu aktywów energetyki wiatrowej przez podmioty państwowe.
<b>Stabilność polityczna</b>	Niskie ryzyko	Obawy o efektywność koalicji rządowej.
<b>Decyzje regulacyjne</b>	Umiarkowane ryzyko	Do tej pory efektywność urzędu regulacyjnego wydaje się być wystarczająca, lecz proponowane zmiany w prawie wywołują dużą niepewność co do otoczenia regulacyjnego w przyszłości.
<b>Zmiany w prawie</b>	Umiarkowane ryzyko	Rząd wprowadza unijne dyrektywy do polskiego prawa bez widocznego pośpiechu i wdraża je w nieefektywny sposób. Wraz z uchwaleniem nowych ustaw problemy być może trzeba będzie złagodzić.
<b>Kursy wymiany walut i dostępność walut obcych</b>	Niskie ryzyko	Kurs wymiany w Polsce jest bardzo stabilny.

Ryzyko rynkowe		
<b>Ceny surowców</b>	Wysokie ryzyko	Z uwagi na znaczną podaż węgla po umiarkowanej cenie, ceny energii w Polsce są dość stabilne. Redukcja emisji gazów cieplarnianych może to zmienić. Rola gazu łupkowego jest niepewna.
<b>Stopy procentowe</b>	Niskie ryzyko	Stopy procentowe utrzymują się na stabilnym poziomie.
<b>Dostęp do finansowania dłużnego</b>	Umiarkowane ryzyko	Przedsiębiorstwa dysponują relatywnie dobrym dostępem do finansowania dłużnego w średnim okresie. Dostęp do finansowania o długim okresie zapadalności stanowi pewien problem, zwłaszcza dla gmin.
<b>Ryzyko popytu</b>	Umiarkowane ryzyko	Ryzyko po stronie popytu jest w głównej mierze uzależnione od niepewnej sytuacji gospodarczej i braku alternatyw w strefie euro. Polska może paść ofiarą problemów finansowych w wyniku zarażenia.

Źródło: Bank Światowy

#### 3.4.1. Energia odnawialna

61. *Z teorii i praktyki gospodarczej znane są istotne bariery rynkowe i niedoskonałości w funkcjonowaniu wolnego rynku, które ograniczają rozwój energetyki odnawialnej dopóty, dopóki nie zostaną wprowadzone specjalne mechanizmy polityki zachęcające do rozwoju tego sektora. Wspomniane przeszkody można pogrupować w ramach czterech kategorii, takich jak: bariery*

komercjalizacji nowych technologii konkurujących z technologiami dojrzałymi; zakłócenia cenowe z racji istniejących subsydiów i nierównomiernych obciążeń podatkowych wobec źródeł odnawialnych i pozostałych źródeł energii; niezdolność rynku do dokonania wyceny publicznych korzyści płynących z energii odnawialnej; oraz bariery rynkowe takie jak: braki informacyjne, brak dostępu do kapitału, a także wysokie koszty transakcyjne niewielkich transakcji zakupu.

62. ***W Polsce panuje duża niepewność w zakresie ram regulacyjnych i prawnych dla energetyki odnawialnej.*** Nowa ustawa o OZE jest wciąż na etapie opracowania (od 2011 roku powstało kilka projektów tej ustawy); nie ma pewności co do ostatecznego brzmienia i daty przyjęcia tej ustawy przez Parlament. Inne obszary budzące niepewność to, między innymi: ciągłe dyskusje na temat proponowanych współczynników dla poszczególnych technologii oraz zmiany tych współczynników (np. biomasa a energia wiatrowa, wytwarzanie publiczne a prywatne, proces polityczny); debata na temat wykluczenia lub ograniczenia współ-spalania, która na chwilę obecną nie została rozstrzygnięta; w żadnym z dotychczas proponowanych projektów ustawy nie zagwarantowano rentowności finansowej projektów OZE; być może Polska przyjmie model brytyjski w zakresie standardów niezawodności dystrybucji, co może podwyższyć koszty wykorzystania źródeł energii o charakterze przerywanym. W ostatnim czasie można było usłyszeć, że rząd polski odejdzie od rynku certyfikatów OZE na rzecz przetargów konkurencyjnych, takich jak aukcje odwrócone.

63. ***Sama infrastruktura sieciowa również wywołuje wiele kwestii problemowych.*** Sieci przesyłowe i dystrybucyjne są przestarzałe: aby umożliwić integrację OZE niezbędne są znaczące inwestycje. Zdolność infrastruktury sieciowej do przyjęcia energii z OZE - zwłaszcza na północy kraju, gdzie wieją silniejsze wiatry – jest niewielka. Brak jest jasnych postanowień prawnych/regulacyjnych co do warunków i kosztów przyłączenia (płytkie i głębokie koszty przyłączenia). Wiele krajów może się opierać na sąsiednich systemach w celu zbilansowania źródeł energii o charakterze przerywanym, lecz Polska ma słabe połączenia międzynarodowe ze swoimi sąsiadami, co tylko powiększa istniejące problemy. Jeżeli chodzi o OZE przyłączone bezpośrednio do sieci przesyłowej, PSE podaje, że koszt przyłączenia jest dzielony między PSE i dewelopera (umowy przyłączeniowe są negocjowane z deweloperami), ale modernizacja sieci przesyłowej nie jest tu uwzględniana (co stanowi dodatkowe obciążenie dla PSE).

64. ***Różne rodzaje ryzyka rynkowego związanego z OZE są na tyle poważne, że muszą być złagodzone.*** Cena hurtowa stopniowo spadała z 215 PLN/MWh w czerwcu 2011 roku do 148 PLN/MWh w czerwcu 2013 roku (tj. z 51 EUR do 35 EUR/MWh), przede wszystkim z powodu niższego tempa wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną, a także w związku z prowadzonymi dyskusjami na temat nadchodzących zmian w przepisach regulacyjnych i regułach rynkowych, które wywołały dużą niepewność na rynku energii elektrycznej (tzw. „trójpak” obejmujący projekty: ustawy Prawo Energetyczne, ustawy Prawo Gazowe, oraz ustawy o OZE). Na przykład, niskie ceny hurtowe mogą mieć duży wpływ na rynek OZE z uwagi na fakt, iż generacja z OZE jest nabywana po średniej cenie hurtowej (z poprzedniego roku kalendarzowego) plus cena zielonych certyfikatów. Rynek zielonych certyfikatów wykazuje podobny trend: cena zielonych certyfikatów również spadła, osiągając poziom poniżej 150 PLN/MWh w maju 2013 roku. Ten trend jest wypadkową wielu czynników: akceptacja zjawiska „współ-spalania biomasy” jako „odnawialnego źródła energii” wywołała znaczący wzrost podaży certyfikatów i doprowadziła do spadku ceny; trzeba też wspomnieć o przedłużających się debatach na temat potencjalnych zmian regulacyjnych w zakresie rynkowego funkcjonowania certyfikatów energetycznych (współczynniki ustalane dla poszczególnych technologii, wyłączenie lub ograniczenie współ-spalania).



**Tabela 7: Polska – Analiza rynkowa dot. OZE**

Kategoria ryzyka	Opis	Bariery / otoczenie biznesu
Ryzyko związane z rynkiem energetycznym	Ryzyko wynikające z ograniczeń i niepewności na rynku energii i źródeł odnawialnych	<p>Wstrząsy cenowe/zmienność cen energii elektrycznej: cena hurtowa stopniowo się obniżała z poziomu 215 PLN/MWh do 148 PLN/MWh (51 EUR do 35 EUR /MWh) w okresie od czerwca 2011 roku do czerwca 2013 roku</p> <p>Zmienność cen zielonych certyfikatów: na rynku zielonych certyfikatów obserwuje się podobny trend, ze stopniowym spadkiem cen do poziomu 148 PLN/MWh w maju 2013 roku. Ryzyko: wysokie.</p>
Ryzyko regulacyjne	Niepewność co do kształtu i wdrożenia ram / przepisów regulacyjnych	Niepewne ramy prawne i regulacyjne dotyczące OZE: nowa ustawa o OZE jest w przygotowaniu od 2011 roku; nie ma pewności co do jej ostatecznego kształtu. Ryzyko: umiarkowane.
Ryzyko związane z sieciami przesyłowymi	Ryzyko wynikające z nieadekwatnej do potrzeb lub przestarzałej infrastruktury sieciowej	<p>Infrastruktura sieciowa: zdolność sieci do przyjęcia OZE, szczególnie na północy kraju, jest ograniczona.</p> <p>Przyłączenia: niejasne przepisy prawne/regulacyjne dotyczące warunków i kosztu przyłączenia.</p> <p>Integracja: niejasności co do odpowiedzialności za modernizację sieci.</p> <p>Procedury administracyjne: uciążliwe i kosztowne.</p> <p>Planowanie długofalowe: brak planowania systemowego stanowi poważny problem z punktu widzenia działalności przesyłowej i dystrybucyjnej.</p> <p>Inne problemy: a) bardzo trudno jest uzyskać służebność przesyłu. Ryzyko: wysokie.</p>
Ryzyko związane z zezwoleniami	Ryzyko wynikające z braku skutecznych i przejrzystych zasad udzielania zezwoleń	<p>W Polsce uzyskanie zezwolenia na projekty OZE wymaga pokonania kilku etapów (6-8), a procedury nie są ujednolicone.</p> <p>Przyłączenie źródła energii słonecznej do sieci: URE wymaga od różnych podmiotów (w tym także od gospodarstw domowych) uzyskania statusu „przedsiębiorcy” lub „wytwórcy”, zanim można się ubiegać o zezwolenie.</p>
Ryzyko związane z zasobami i ryzyko technologiczne	Ryzyko wynikające z niedokładnej oceny zasobów i „wąskich gardeł” w technologicznym / usługowym łańcuchu	<p>Energetyka słoneczna: nowość na rynku, wysokie koszty transakcyjne, brak potencjału w komercyjnym sektorze bankowym, choć kolektory słoneczne są szeroko stosowane dzięki zachętom ze strony NFOŚiGW.</p> <p>W domenie publicznej brak jest oceny zasobów OZE oraz oficjalnego</p>

	wartości	planu rozbudowy systemu elektroenergetycznego. Ryzyko: niskie.
Ryzyko kontrahenta	Ryzyko wynikające z jakości kredytowej zakładów użyteczności publicznej	Większość podmiotów jest silna i stabilna finansowo. Znaczna część majątku to aktywa stare i wymagające wymiany / modernizacji. Ryzyko: niskie.
Ryzyko finansowe	Ryzyko wynikające z generalnego niedoboru kapitału inwestora (instrumenty dłużne i kapitałowe) oraz braku informacji i udokumentowanych doświadczeń w zakresie OZE po stronie inwestorów	Rynek instrumentów kapitałowych i dłużnych w Polsce: silny i płynny, ale koszty finansowania dłużnego i kapitałowego są wysokie. Finansowanie OZE: banki komercyjne zdobyły duże doświadczenie w finansowaniu projektów wiatrowych. Finansowanie preferencyjne: kryteria przyznawania środków preferencyjnych nie są jasne. Projekty wiatrowe były rentowne bez dotacji na wydatki inwestycyjne, gdyż dotacja była pokrywana przez certyfikaty OZE. Ryzyko: niskie.
Ryzyko związane z brakiem akceptacji społecznej	Ryzyko wynikające z braku świadomości i oporem społecznym wobec energii wiatrowej	Żadna z zainteresowanych stron nie wymieniła braku akceptacji społecznej jako kwestii problemowej z punktu widzenia projektów OZE. Ryzyko: niskie.

Źródło: Bank Światowy

### 3.4.2. Efektywność energetyczna

65. ***Powody leżące u podstaw niedoskonałości rynku dla efektywności energetycznej są dobrze udokumentowane.*** Jak podają Rezessy i Bertoldi,<sup>75</sup> są to, między innymi:

- Wysokie koszty rozwojowe na etapie poprzedzającym inwestycję oraz wysokie koszty transakcyjne, wynikające częściowo z małej skali projektów, szczególnie w sektorze mieszkaniowym;
- Niedostatki informacyjne po stronie klientów (np. brak świadomości wśród klientów oraz percepcja bardzo wysokiego ryzyka nowych, bardziej efektywnych technologii w oczach zarówno użytkowników, jak i inwestorów, brak zaufania do audytów energetycznych, fakt, że korzyści są na początkowym etapie niewidoczne); oraz po stronie komercyjnych instytucji finansowych (np. ogólny brak doświadczeń z finansowaniem EE w komercyjnych instytucjach finansowych, brak specjalnie wyznaczonego czasu i zasobów na rozwój potencjału i działań w tym zakresie w obrębie danej instytucji);
- Niska widoczność i skala finansowania EE (projekty tego rodzaju często stanowią stosunkowo niewielką niszę dla dużych banków);

<sup>75</sup> Por. *Financing Energy Efficiency: Forging the Link Between Financing and Project Implementation* [Finansowanie efektywności energetycznej: jak przejść od finansowania do realizacji projektu], Wspólne Centrum Badawcze (JRC) Komisji Europejskiej, maj 2010 r.

- Ryzyko kredytowe użytkownika końcowego postrzegane jako wysokie;
- Długi cykl marketingowy związany ze sprzedażą EE i niedobór projektów gotowych do inwestycji;
- Niska wartość urządzeń EE jako aktywów stanowiących zabezpieczenie oraz trudności ze stworzeniem struktur finansowania o odpowiedniej wiarygodności kredytowej. Wartość zabezpieczenia jest niska, ponieważ w przypadku większości projektów EE urządzenia stanowią znaczną część ogólnych kosztów projektu, z wysokimi kosztami prac inżynierskich, rozwojowych i instalacyjnych;
- Niemożność lub niechęć właścicieli nieruchomości do ujmowania finansowania projektów w bilansie;
- Oszczędności energii nie są przez finansistów uznawane za przychody (przepływy pieniężne z oszczędności energii nie stanowią (jeszcze) konwencjonalnych przychodów w kulturze finansowej wciąż opartej na aktywach);.
- Nawet wtedy, gdy okres zwrotu z inwestycji jest krótki, a korzyści ekonomiczne wyraźne, projekty EE często nie są inicjowane z powodu wysokich kosztów początkowych.

**Tabela 8: Polska – Przeszkody na drodze do poprawy efektywności energetycznej**

Bariery dla inwestycji w poprawę efektywności energetycznej <sup>76</sup>			
Polityka / regulacje	Urządzenia / usługodawcy	Użytkownicy końcowi	Źródła finansowania
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ustalanie cen energii i pobór należności</li> <li>• Procedury zamówień publicznych faworyzują najniższy koszt</li> <li>• Cła importowe na urządzenia EE</li> <li>• Niejasne lub niedopracowane ramy instytucjonalne dla EE</li> <li>• Brak norm dla urządzeń i kodeksów budowlanych EE, brak testowania, słabe egzekwowanie przepisów</li> <li>• Niepełne dane o niskiej jakości</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Wysokie koszty opracowania projektu</li> <li>• Ograniczony popyt na towary / usługi EE</li> <li>• Rozproszone / zróżnicowane rynki</li> <li>• Nowe mechanizmy umowne (ESCO)</li> <li>• Ograniczone umiejętności w zakresie technologicznym, biznesowym i zarządzania ryzykiem</li> <li>• Ograniczone finansowanie / kapitał</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Brak świadomości, wysokie stopy dyskontowe</li> <li>• Wysokie koszty początkowe i koszty opracowania projektu</li> <li>• Zdolność lub gotowość do pokrycia kosztów dodatkowych</li> <li>• Niskie korzyści z EE w porównaniu do innych kosztów</li> <li>• Percepcja ryzyka związanego z nowymi technologiami / systemami</li> <li>• EE jako zjawisko „wirtualne” – coś, czego nie da się zobaczyć</li> <li>• Rozbieżne zachęty</li> <li>• Uprzedzenia behawioralne</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nowe technologie i mechanizmy umowne</li> <li>• Mała skala, duże rozproszenie → wysokie koszty transakcyjne</li> <li>• Ryzyko postrzegane jako wysokie – finansowanie inne od tradycyjnego, opartego na aktywach</li> <li>• Inne projekty dają wyższy zwrot i niosą ze sobą mniejsze ryzyko</li> <li>• Nadmierne zabezpieczenia</li> <li>• Uprzedzenia behawioralne</li> </ul>

Źródło: Bank Światowy.

<sup>76</sup> Punkty zaznaczone na niebiesko są specyficzne dla polskiej sytuacji

### 3.4.3. Inteligentne sieci

66. **Największe ryzyko związane z inteligentnymi sieciami polega na tym, że sama technologia i protokoły komunikacyjne ciągle ewoluują.** Wczesne generacje inteligentnych liczników były drogie, ponieważ wielkość sprzedaży była skromna. Wytwórcy niezbyt chętnie angażują się w sytuacji, gdy standardy - a w szczególności standardy komunikacyjne – ulegają zmianom. Kiedy rynek okrzepnie, inteligentne sieci powinny zainteresować producentów chipów, którzy dużą część niezbędnych elementów wdrożą na dedykowanych chipach, co znacząco zmniejszy koszty. Analogicznie, szybkiej ewolucji ulegają aplikacje umożliwiające funkcjonowanie inteligentnych budynków, w tym pomagające utrzymać efektywność energetyczną aplikacje na smartfony. W okresie, gdy technologia ewoluuje, rządy mogą podjąć wiele działań w zakresie dotacji, aby obniżyć bariery związane z badaniami, rozwojem i wdrożeniem. Wraz z rosnącą penetracją rynku koszty będą spadać.

**Tabela 9: Polska – Analiza rynkowa dot. inteligentnych sieci**

Kategoria ryzyka	Opis	Bariery / otoczenie biznesu
Ryzyko rynkowe	Profil rynku się zmienia, gdyż wdrożenie jest na wczesnym etapie.	Rozwiązania w zakresie inteligentnych sieci są nowe i podlegają ciągłym zmianom. Standardy branżowe mogą się zmieniać wraz z nadejściem innowacyjnych rozwiązań.  Brak pewności co do akceptacji zmiany pór zużycia energii przez gospodarstwa domowe.
Ryzyko regulacyjne	Protokoły komunikacyjne i standardy dotyczące inteligentnych sieci podlegają ciągłym zmianom.	Standardy komunikacyjne mogą wymuszać modernizację albo nawet wymianę wdrożonej technologii.
Ryzyko technologiczne	Nowe technologie niosą ze sobą ryzyko projektowe i ryzyko wynikające ze starzenia się technologii.	Wraz z rozwojem rynku producenci zwiększają swoje zaangażowanie, co prowadzi do spadku cen.

Źródło: Bank Światowy.

### 3.4.4. Kogeneracja – wysokosprawne systemy wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej

67. **Ryzyko w zakresie kogeneracji wynika głównie z kondycji finansowej odbiorców ciepła sieciowego oraz rynku emisji dwutlenku węgla.** Zakłady energetyki ciepłej od dawna odczuwają niekorzystne skutki cen ustalanych poniżej poziomu zwrotu kosztów, jak wynika choćby z różnicy cen w krajach skandynawskich i krajach Europy Wschodniej. Ponieważ w Polsce istnieje potrzeba wymiany aktywów na nowe, pojawi się presja na wzrost cen, która napotka na pewien opór, wpływając na kondycję finansową sektora. Kolejne ryzyko dla sektora wiąże się z cenami emisji CO<sub>2</sub> i ich zastosowaniem. Wyższe ceny emisji CO<sub>2</sub> miałyby negatywny wpływ na opłacalność ekonomiczną kotłowni opalanych węglem i gazem, w porównaniu do rozwiązań opartych na biomasie i energii słonecznej. Ryzyka te są już odczuwalne w sektorze elektroenergetycznym, a ich wpływ zaznaczy się również w strukturze źródeł dostaw w ciepłownictwie.

**Tabela 10: Polska – Analiza rynkowa dot. kogeneracji**

Kategoria ryzyka	Opis	Bariery / otoczenie biznesu
Ryzyko rynkowe	Rynek ewoluuje z uwagi na wczesny etap wdrożenia.	Jeżeli wzrosną ceny węgla i kotły na biomase skorzystają na offsecie węglowym, tradycyjne kotłownie będą narażone na ryzyko rynkowe. Analogicznie, ceny emisji będą miały wpływ na technologie gazowe lub węglowe, w zależności od ewolucji tych cen.
Ryzyko regulacyjne	Wpływ społeczno-polityczny cen ogrzewania jest wysoki z powodu dużego ryzyka zdrowotnego związanego z niedostatecznym ogrzewaniem.	W sektorze ciepłowniczym cena, już tradycyjnie, w najbardziej drastyczny sposób nie odzwierciedla pełnych kosztów dostaw. Ma to wpływ na kondycję finansową zakładów energetyki cieplnej, a zatem także na elektrociepłownie.
Ryzyko technologiczne	Ryzyko po stronie technologii jest znikome.	Jedyną nową technologią, jaka mogłaby wpłynąć na sieci ciepłownicze i kogenerację jest wdrożenie rozwiązań inteligentnych sieci w sektorze elektroenergetycznym w odniesieniu do ciepłownictwa. Obecnie prawdopodobieństwo takiego wpływu jest bardzo małe.

Źródło: Bank Światowy

### 3.4.5. Gospodarka odpadami stałymi

68. *Ryzyko związane z recyklingiem odpadów stałych wynika głównie z rynku. Niezbędna jest zmiana zachowania, aby powstała odpowiednia ilość materiału odpadowego do recyklingu, tak aby zapewnić rentowność działalności.* Ryzyko to należy zminimalizować przy pomocy ukierunkowanych kampanii informacyjnych. Kolejne ryzyko dotyczy tego, że gminy mają ograniczony dostęp do kapitału. Większość gmin funkcjonuje w warunkach ograniczeń finansowych, co utrudnia im zgromadzenie kapitału potrzebnego na projekty w zakresie recyklingu. Bez zapewnienia tych środków nie uda się skutecznie zadbać o dobro publiczne wynikające z prowadzenia tego typu inwestycji (ochrona środowiska).

**Tabela 11: Polska – Analiza rynkowa dot. odpadów stałych**

Kategoria ryzyka	Opis	Bariery / otoczenie biznesu
Ryzyko rynkowe	Światowy popyt i ceny materiałów z recyklingu podlegają dużym wahaniom.	Ryzyko cenowe sprawia, że inwestorzy niechętnie się angażują. Ryzyko to można złagodzić przy pomocy kontraktów długoterminowych.
Ryzyko finansowania	Gminy mają ograniczony dostęp do kapitału.	W wielu gminach sytuacja finansowa zdecydowanie utrudnia dostęp do kapitału.
Kwestie informacyjne	Niska świadomość i uczestnictwo w programach recyklingu mogą utrudniać realizację założonych celów.	Potrzebne są kampanie informacyjne, aby pobudzić uśpiony rynek recyklingu.

Źródło: Bank Światowy.

### 3.5. Proponowane finansowanie sektorów

#### 3.5.1. Energia odnawialna

69. ***W bieżącej perspektywie finansowej krajowi i międzynarodowi inwestorzy średniej i dużej wielkości byli pionierami rynku energii odnawialnej, prowadząc działalność z niewielkim wsparciem UE lub bez unijnego wsparcia. W przypadku mniejszych projektów w obszarze energii odnawialnej decydującym czynnikiem warunkującym uruchomienie projektu były dotacje.***<sup>77</sup> Projekty te obejmują małe elektrownie i instalacje wytwarzania energii w skojarzeniu, w tym projekty dla programów wytwarzania rozproszonego i mikro-generacji. Jest to związane z różnymi czynnikami, takimi jak: (i) korzyści finansowe z projektu; (ii) mniejsza dostępność kapitału dla mniejszych inwestorów i ich ograniczony dostęp do standardowych, komercyjnych IF, oraz (iii) typ inwestorów (podmioty publiczne i osoby fizyczne).

70. ***Od 2011 roku niepewność regulacyjna panująca wokół ustawy o OZE spowalnia rozwój sektora energii odnawialnej.*** Jest to szczególnie widoczne w przypadku większych projektów, które mogą się znacząco przyczynić do dywersyfikacji źródeł energii w Polsce. Po stronie finansowania obserwujemy ewolucję w sektorze banków komercyjnych: od rynku z wieloma pożyczkodawcami zdolnymi do dostarczenia dużych kwot długoterminowego finansowania dłużnego odpowiedniego dla projektów OZE, do rynku z dostawcami ograniczonych środków z krótszymi terminami zapadalności. W rezultacie przewiduje się, że inwestorzy prywatni będą niechętnie kontynuować historyczny trend prywatnego finansowania. Oczekuje się, że inwestorzy będą korzystać ze wsparcia UE w formie instrumentów kapitałowych, kredytów lub gwarancji, jako form minimalizacji ryzyka regulacyjnego. Inwestorzy zainteresowani małymi projektami będą prawdopodobnie poszukiwać dotacji i kredytów preferencyjnych. Oprócz wyżej wymienionych czynników, duże znaczenie dla promowania inwestycji w OZE, zwłaszcza dla większych inwestorów, będą miały ulgi i zwolnienia podatkowe.

71. ***Proponuje się, aby komponent związany z oczekiwanymi inwestycjami przesyłowymi i dystrybucyjnymi niezbędnymi dla celów integracji wzrostu mocy z OZE finansować częściowo z dotacji unijnych.*** Wielkość dotacji byłaby ustalana indywidualnie w zależności od przypadku, a finansowanie w formie dotacji powinno być ograniczone do komponentu dobra publicznego związanego z przyspieszeniem inwestycji w energetykę odnawialną, których koszty przekraczają parytet sieci. Podczas analizy proponowanych projektów trzeba będzie oddzielić element kosztów sieciowych niezbędnych dla przyłączenia i zintegrowania projektów OZE od kosztów związanych z ogólną lub standardową modernizacją i rozbudową zarówno sieci energetycznej, jak i systemu przesyłowego.<sup>78</sup> Docelowo, Polska mogłaby przejść od wykorzystania dotacji w celu częściowego pokrycia głębokich kosztów przyłączenia do jasnej alokacji kosztów i polityki cenowej pozwalającej na odzyskanie kosztów przyłączenia i kosztów sieciowych za pośrednictwem taryfy.

#### 3.5.2. Efektywność energetyczna

72. ***W bieżącej perspektywie finansowej inwestycje na rzecz poprawy efektywności energetycznej w mieszkalnictwie, przedsiębiorstwach i sektorach przedsiębiorstw były finansowane za pośrednictwem dotacji i kredytów preferencyjnych.*** W sektorze mieszkaniowym, BGK, jako instytucja zarządzająca rządowym Funduszem Termomodernizacji i Remontów (FTiR), był katalizatorem finansowania

---

<sup>77</sup> Por. *Analysis of Advantages and Limitations of Financial Engineering as an Instrument to Support Investment Projects in the Energy Sector* [„Analiza korzyści i ograniczeń inżynierii finansowej jako instrumentu wspierającego inwestycje w sektorze energetycznym”], Ecorys, 2012 r.

<sup>78</sup> Komponentem globalnego dobra publicznego byłyby koszty dostawy z projektów OZE przekraczające hurtowe ceny sieciowe.

termomodernizacji istniejących budynków. FTiR dofinansowuje inwestycje prywatnych właścicieli domów i mieszkań dotując do 15 procent kosztów kapitałowych projektów modernizacyjnych, ale jego działalność utrudnia niedobór finansowania ze strony państwa. W sektorze publicznym inwestycje termomodernizacyjne finansowano przede wszystkim z dotacji unijnych i krajowych środków publicznych.<sup>79</sup> Główną rolę w tym zakresie pełni NFOSiGW, udzielający dotacji i kredytów preferencyjnych. Jeśli chodzi o małe i średnie przedsiębiorstwa (MSP), EBOiR z jego Programem Finansowania Rozwoju Zrównoważonej Energii w Polsce (*Poland Sustainable Energy Financing Facility/PolSEFF*) wspiera inwestycje w zakresie poprawy efektywności energetycznej i rozwoju źródeł energii odnawialnej za pośrednictwem czterech polskich banków (BGŻ, WBK, BNP Paribas i Millennium Bank). Niedawno uruchomiony program białych certyfikatów stworzył kolejny sposób finansowania efektywności energetycznej poprzez wymagane przepisami zobowiązania przedsiębiorstw użyteczności publicznej z sektora energetycznego w zakresie oszczędności energii. Pierwszy przetarg na białe certyfikaty, na 550 000 toe oszczędności energii, został ogłoszony w grudniu 2012 roku.

73. *Podczas gdy sektor prywatny będzie nadal finansował większość potrzeb w zakresie termomodernizacji budynków mieszkalnych, istnieje możliwość szerszego wykorzystania istniejącego mechanizmu lub skorygowania go pod kątem gotowego instrumentu finansowego proponowanego przez Komisję Europejską (Fundusz Mieszkaniowych Kredytów Remontowych).* Model FTiR odnosi sukcesy, a zainteresowanie nim przekracza w ostatnich latach możliwości funduszu, co wskazuje na potrzebę rozszerzenia skali finansowania termomodernizacji budynków mieszkalnych. W Polsce istnieje wciąż około 500 mln m<sup>2</sup> budynków mieszkalnych wybudowanych przed 1990 rokiem, które nie przeszły jeszcze termomodernizacji. Obecne tempo termomodernizacji, wynoszące około 7 mln m<sup>2</sup> rocznie, wzmocnione przez FTiR, to zaledwie kropla w morzu potrzeb bardzo nieefektywnego zasobu budynków mieszkalnych. Polska może także rozważyć ewentualność zwiększenia wsparcia publicznego za pośrednictwem Funduszu Kredytów Remontowych (FKR) dla budynków mieszkalnych, na wzór programu z powodzeniem realizowanego w Estonii (Załącznik 4). Ustanowienie FKR wymagałoby początkowo pewnych wysiłków, z którymi Polska powinna sobie jednak poradzić w oparciu o dotychczasowe doświadczenia z realizacją FTiR oraz umiejętności w zakresie zarządzania funduszami zdobyte za pośrednictwem NFOŚiGW.

74. *W przypadku poprawy EE w podmiotach publicznych rozwiązaniem mogłoby być ustanowienie „funduszu odnawialnego” w celu poszerzenia dostępu do finansowania UE; co z czasem pozwoliłoby zmniejszyć zapotrzebowania na tradycyjne dotacje.* W Polsce inwestycje sektora publicznego w EE, choć o ograniczonej skali, były w ostatnich latach mocno finansowane. Zważywszy na duży potencjał potrzeb termomodernizacji istniejących budynków sektora publicznego w Polsce pod kątem poprawy EE, poszerzenie i wzmocnienie dostępu do finansowania dałoby korzyści podmiotom publicznym mającym zróżnicowane potrzeby i ograniczenia.<sup>80</sup> Fundusz odnawialny jest szczególnie przydatny przy finansowaniu projektów o stosunkowo krótkim okresie zwrotu i można go utworzyć bez zaciągania zobowiązań dłużnych po stronie podmiotów publicznych (patrz Załącznik 4). Jako kolejną istotną zaletę odnawialnego funduszu na rzecz poprawy EE należy wymienić fakt, że fundusz może pełnić funkcję jednostki moderującej i/lub realizującej projekty EE, w reakcji na ograniczony potencjał wdrożeniowy podmiotów publicznych w tym zakresie, a także działać jak katalizator rynku firm usług energetycznych (firmy ESCO). Bardziej zaawansowane fundusze rewolwingowe, takie jak np. Londyński Fundusz

---

<sup>79</sup> Dotacja z UE na zmniejszenie strat dystrybucyjnych sieci elektroenergetycznych i grzewczych znajduje się poza obszarem analizy niniejszego dokumentu.

<sup>80</sup> Zastosowanie IF lub dotacji powinno być dostosowane do sytuacji danego podmiotu publicznego. Zaleca się przeprowadzenie programu pilotażowego dla tego typu funduszu odnawialnego.



Efektywności Energetycznej – *London Energy Efficiency Fund* (LEEF), pozyskują także znaczące finansowanie z sektora prywatnego.<sup>81</sup>

**Tabela 12: Potencjalne publiczne i prywatne finansowanie inwestycji w EE w latach 2014-2020 (w mln EUR)**

	Potrzeby inwestycyjne (szacunkowo)	Środki publiczne w ramach POiŚ (unijne i krajowe)	Luka finansowa, która musi być pokryta z innych źródeł (w tym sektor prywatny)
Termomodernizacja budynków mieszkalnych	3.483	522 (15 procent)	2.961 (85 procent)
Termomodernizacja budynków użyteczności publicznej	750	675 (90 procent)	75 (10 procent)
Nowe budynki pokazowe	185	93 (50 procent)	92 (50 procent)
Inne inwestycje w sektorze wytwórczym, publicznym, komercyjnym i w mieszkalnictwie	3.255	160 (5 procent)	3.225 (90 procent)
<b>Razem</b>	<b>7.673</b>	<b>1,450 (18 procent)</b>	<b>6.223 (82 procent)</b>

Źródło: Szacunki Banku Światowego. Por. Załącznik 2.

75. *Pomimo pewnych barier rynkowych, komercyjne finansowanie przemysłowych projektów w zakresie poprawy EE jest na ogół wykonalne, zwłaszcza w przypadku dużych przedsiębiorstw z dobrą historią kredytową.* Dedykowane linie kredytowe EE, którym towarzyszą dotacje na pomoc techniczną i budowanie potencjału, są często stosowane w celu pokonania barier w zakresie finansowania, takich jak nieznajomość branży EE po stronie banków oraz brak wiedzy lub dość wysoki minimalny wymagany poziom rentowności dla inwestycji EE po stronie przedsiębiorstw. Obecnie zarówno NFOŚiGW, jak i EBOiR oferują pokaźne linie kredytowe dla poprawy EE w małych i średnich przedsiębiorstwach w sektorze przemysłu. Tego rodzaju wsparcie powinno być kontynuowane dla dobra modernizacji i poprawy efektywności w sektorze wytwórczym. W ciągu ostatniej dekady ogólna wydajność energetyczna w sektorze wytwórczym w Polsce znacząco się poprawiła dzięki dostosowaniom strukturalnym i wysiłkom modernizacyjnym, co znalazło odzwierciedlenie w dużym zmniejszeniu energochłonności sektora, która w 2010 roku spadła do poziomu poniżej średniej UE. Większość najważniejszych podsektorów charakteryzujących się dużym zużyciem energii jest na poziomie średniej unijnej albo niższym, jeżeli chodzi o energochłonność, z wyjątkiem podsektora chemicznego – będącego największym użytkownikiem energii w przemyśle – który jest prawie dwa razy bardziej energochłonny na jednostkę wartości dodanej, niż średnia w UE. Potrzeba dalszych badań, aby zidentyfikować kwestie problemowe i możliwości w zakresie poprawy koszyka produktów oraz energochłonności związanej z danym rodzajem produktu. Dla przykładu, modernizacja i budowa nowych instalacji elektrociepłowniczych w przemyśle chemicznym jest uznawana za rozwiązanie o kluczowym znaczeniu z punktu widzenia poprawy EE, lecz wdrożenie tego rozwiązania może wymagać wsparcia przy finansowaniu i realizacji.

<sup>81</sup> LEEF powstał w oparciu o środki z programu JESSICA oraz fundusze sektora prywatnego, w równych częściach (razem 100 milionów GBP) (Załącznik 3).



76. **Oczekuje się, że uruchomiony w 2013 program białych certyfikatów stanie się głównym mechanizmem finansowania efektywnych kosztowo i uzasadnionych ekonomicznie inwestycji w poprawę EE we wszystkich sektorach**, chociaż przewiduje się, że wiele projektów będzie prawdopodobnie pochodzić z sektora przemysłu. Przedsiębiorstwa użyteczności publicznej z sektora energetycznego mogą przenosić koszty nabycia białych certyfikatów na użytkowników końcowych, zatem program białych certyfikatów jest w gruncie rzeczy finansowany przez odbiorców końcowych, płacących za korzystanie z mediów.

77. **Polski rynek usług energetycznych (ESCO) jest bardzo mały w stosunku do potencjalnego rynku efektywności energetycznej, którego wartość wynosi 1 mld EUR rocznie, z czego 130 mln EUR w sektorze publicznym.** Polska spełnia już wiele warunków, które sprzyjają rozwojowi rynku ESCO, takich jak ceny energii odzwierciedlające koszty dostawy, zaangażowanie rządu w poprawę sytuacji na rynku EE, odzwierciedlone w odpowiednich ustawach i przepisach wspierających poprawę EE, krajowy plan działań na rzecz wzrostu efektywności energetycznej z konkretnymi celami dotyczącymi oszczędności energii, ogólna dojrzałość rynku EE, mierzona dostępnością odpowiednich kompetencji technicznych, oraz zaangażowanie banków prywatnych i znajomość finansowania projektów poprawiających EE. Wspieranie rozwoju rynku ESCO będzie ważne z punktu widzenia realizacji niewykorzystanego potencjału sektora EE w polskiej gospodarce. Rząd musi zapewnić jasne podstawy prawne dla umów o poprawę charakterystyki energetycznej (ang. *energy performance contract/EPC*) i pomóc w budowie wiarygodności rynku, a także poprawić dostęp firm ESCO do finansowania projektów. Można to zrobić wykorzystując ESCO jako główne mechanizmy do realizacji inwestycji poprawiających EE w sektorze budynków użyteczności publicznej, a następnie w sektorze przemysłowym. W tym celu trzeba będzie się zmierzyć z ograniczeniami w procedurach budżetowych i zamówieniach publicznych, które obecnie utrudniają rozwój ESCO. Wartość programu inwestycji sektora publicznego w EE na lata 2014-2020 szacuje się na około 130 mln rocznie, w porównaniu do obecnego rocznego obrotu branży ESCO na poziomie około 25 mln EUR. Niemieckie i amerykańskie doświadczenia w dziedzinie wykorzystywania kontraktów EPC dla celów inwestycji z zakresu poprawy EE w sektorze publicznym mogłyby być dla Polski przydatne (Załącznik 5).

### 3.5.3. Inteligentne sieci

78. **Prognozuje się, że atrakcyjność ekonomiczna inteligentnych sieci z czasem będzie rosła, kiedy zostanie rozwiązany problem ryzyka i standardów technicznych.**<sup>82</sup> Korzyści związane z mniejszymi kosztami odczytu liczników są bezpośrednie i znaczące. Szacuje się, że będzie można odzyskać około 60 procent przyrostowego kosztu inwestycyjnego instalacji inteligentnych liczników, jednakże nie wystarczy to, aby uzasadnić ich wprowadzenie. Dodatkowo, korzyści ekonomiczne związane z wprowadzeniem inteligentnych liczników dla gospodarstw domowych obciążone są ryzykiem. Do innych korzyści, jakich należy się spodziewać w związku z inteligentnym opomiarowaniem, należą: zmniejszenie potrzeb w zakresie mocy systemowej dzięki zarządzaniu popytem; uzyskiwane przez konsumentów oszczędności dzięki poprawie efektywności energetycznej; oraz większa zdolność do wykorzystania nieplanowanej energii ze źródeł odnawialnych dzięki mechanizmom zarządzania stroną popytową. Oczekuje się, że

---

<sup>82</sup> Wysokość kosztów robocizny związanych z odczytem liczników szacuje się na poziomie pomiędzy 0,50 USD a 1,50 USD za jeden odczyt, w zależności od kosztów pracy i przebytej odległości (patrz [www.itron.com/PublishedContent/Benefits\\_Derived\\_From\\_Automating\\_Meter\\_ReadingDeveloping\\_Your\\_Business\\_Case.pdf](http://www.itron.com/PublishedContent/Benefits_Derived_From_Automating_Meter_ReadingDeveloping_Your_Business_Case.pdf)). Dałoby to oszczędności po stronie kosztów wynoszące około 5-15 EUR na rok na jeden licznik, jeżeli liczniki są odczytywane co miesiąc, bądź 2-7,5 EUR na rok na jeden licznik, jeżeli odczyty prowadzone są raz na dwa miesiące. Koszt przyrostowy licznika zostałby odzyskany dzięki oszczędnościom na kosztach odczytu licznika w okresie od 7 do 40 lat. Przy założeniu, że uroczniony koszt wynosi 10 EUR na jeden licznik, a oszczędności po stronie kosztów wynoszą 6 EUR w przeliczeniu na jeden licznik, otrzymamy wskaźnik zwrotu kosztów w wysokości 60 procent.

korzyści programu inteligentnych liczników przekroczą koszty, gdy dojrzeje technologia i powiązane z nią elementy systemu. Potrzebny byłby zatem pewien kapitał załączkowy w celu złagodzenia niepewności. Znaczna część pozostałych korzyści powinna się wykrystalizować w wyniku zarządzania stroną popytową (ang. DSM).

79. **Należy zorganizować pilotażowy program zarządzania stroną popytową (ang. Demand Side Management/DSM) o wartości 50 mln EUR, finansowany z dotacji, aby zbadać możliwości wynikające z zachęt do przesunięcia czasu korzystania z energii elektrycznej przez gospodarstwa domowe.** W spektrum zainteresowania programem powinny się znaleźć konkretne urządzenia o dużym zużyciu energii (np. klimatyzatory, pompy ciepła, bojlera i zmywarki do naczyń). Należy także przetestować rozwiązanie polegające na zastosowaniu inteligentnych gniazdek umożliwiających przesuwanie czasu korzystania z energii elektrycznej za pomocą aplikacji na telefony komórkowe lub tablety. Program pilotażowy służyłby do oceny możliwości w zakresie zarządzania zapotrzebowaniem na energię przez gospodarstwa domowe, będąc polem do eksperymentów z zachętami niezbędnymi do wywołania oczekiwanej reakcji. Proponuje się, aby zakłady dystrybucyjne bazowały na dotychczasowych programach pilotażowych dotyczących inteligentnych liczników i skoncentrowały się na urządzeniach, które mogłyby służyć przesunięciu zużycia z pory szczytowego zapotrzebowania. Koszt programu szacuje się na 50 mln EUR – są to środki potrzebne na pokrycie kosztu badań, wdrożenie inteligentnych urządzeń oraz pilotażowe programy motywacyjne. Urząd regulacyjny jest aktywnie zaangażowany w projektowanie programów inteligentnych sieci. Zważywszy na prace analityczne prowadzone dotychczas przez regulatora w przedmiocie inteligentnych sieci oraz potrzebę wprowadzenia zachęt do zmiany profilu zużycia w czasie przy ustalaniu taryfy proponuje się, aby właśnie regulatorowi powierzyć zaprojektowanie omawianego programu, w ścisłej współpracy z Ministerstwem Gospodarki.

80. **Oczekuje się, że finansowanie inteligentnych liczników, za wyjątkiem proponowanego programu pilotażowego, będzie odbywać się w sposób komercyjny, kiedy inwestycje staną się finansowo opłacalne.** Ponieważ oszczędności po stronie spółek dystrybucyjnych pokryłyby około 60 procent kosztów inwestycji, a pozostała część korzyści zmaterializowałaby się po stronie gospodarstw domowych, oczekuje się, że za finansowanie odpowiadać będą spółki dystrybucyjne. Zwrot kosztów nastąpi z zaoszczędzonych kosztów operacyjnych i wzrostu bazy taryfowej. Finansowanie pochodziłoby ze środków generowanych wewnątrznie przez spółki dystrybucyjne oraz z kredytów komercyjnych.

#### 3.5.4. Strategie niskoemisyjne na obszarach miejskich

81. **Aby uzyskać wzrost penetracji rynku przez kogenerację należy się skoncentrować na małych i średniej wielkości miastach, gdzie opłacalność inwestycji jest znikoma.** Duże miasta są już obsługiwane przez elektrociepłownie opalane węglem lub gazem. Rynkami dla nowych elektrociepłowni są w większości mniejsze miasta i miasteczka, oraz w pewnym stopniu istniejące zasoby wymagające zastąpienia w większych miastach. W niektórych przypadkach na mniejszych rynkach najlepszym rozwiązaniem byłyby elektrociepłownie opalane biomasą lub biogazem, jednak w większości przypadków przyjmuje się, że w przypadku problemów z dostępnością biogazu i biomasy należy wykorzystać elektrociepłownie opalane gazem ziemnym. Małe i średniej wielkości rynki zmagają się z dwoma problemami, jakimi są: niższa gęstość obciążenia cieplnego, która oznacza niższe wykorzystanie potencjału aktywów, oraz fakt, że mniejsze elektrociepłownie są droższe z powodu braku korzyści skali. Sieci ciepłownicze na tych rynkach mogą być komercyjnie nieopłacalne, chyba że zapewnione zostaną dotacje w celu obniżenia nakładów kapitałowych na sieci ciepłownicze.

82. **Inną możliwością zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych przez sieci zasilające jest użycie odnawialnych źródeł energii - biomasy, biogazu, energii geotermalnej - jako źródeł ciepła.** Niektóre z tych zastosowań wydają się mieć uzasadnienie ekonomiczne w zależności od konkretnych parametrów, podczas gdy inne wymagają zachęt, które podniosłyby ich atrakcyjność. Ponadto, pomimo pozornej

atrakcyjności ekonomicznej niewiele firm ciepłowniczych zainwestowało w odnawialne źródła energii z powodu kosztów transakcyjnych lub ograniczonego doświadczenia w obszarze technologii energii odnawialnej. Z tego względu zachęty finansowe mogą się okazać niezbędne do stworzenia na tyle dużego rynku, aby powstało zaufanie do tych technologii, oraz obniżenia przyrostowych kosztów technologii OZE. Rynkiem wniosków o dotacje byłyby tutaj małe miejscowości zlokalizowane w pobliżu źródeł odpadów rolniczych, które mogłyby być wykorzystywane jako źródło paliwa.

83. ***Jako alternatywne rozwiązania mające na celu stymulowanie rozwoju rynku zaopatrzenia w ciepło pochodzące z odnawialnych źródeł energii można wymienić:***

- Wykorzystanie funduszy unijnych do dotowania kosztów inwestycji w technologie OZE w celu zapewnienia ich opłacalności przy zastosowaniu w sieciach ciepłowniczych. Środki unijne przydzielane w ramach instrumentów finansowych podniosłyby atrakcyjność rozwiązań OZE, które nie są obecnie opłacalne, ponieważ obniżyłyby koszty kapitału. Potencjalne IF mogłyby obejmować instrumenty kapitałowe i/lub tanie kredyty, ewentualnie w połączeniu z dotacjami.
- Program certyfikatów promujących korzystanie z elektrociepłowni mógłby zostać przededefiniowany pod kątem wsparcia dla OZE, albo pod kątem promowania wykorzystania tradycyjnych elektrociepłowni na rynkach, na których elektrociepłownie nie są opłacalne bez uwzględnienia korzyści płynących z efektów ubocznych dla środowiska.
- Jako zachęty do korzystania z elektrociepłowni, które zmniejszyłyby emisję gazów cieplarnianych, mogłyby także zostać użyte aukcje. Aukcje mogłyby zostać wykorzystane do umożliwienia inwestorom starania się o dotacje, które byłyby potrzebne do zapewnienia opłacalności inwestycji w elektrociepłownie. Aukcje mogłyby dotyczyć szerokiego wachlarza inwestycji, aby zminimalizować koszty, a IF służyłyby do ich obniżenia.

84. ***Rząd wprowadził szereg zachęt<sup>83</sup> mających stymulować wzrost inwestycji w zakresie kogeneracji z myślą o realizacji założonych celów, lecz reakcja na te zachęty jest poniżej oczekiwań, gdyż otoczenie regulacyjne jest przez rynek postrzegane jako niepewne.*** Aby zachęcić uczestników rynku do szerszego zastosowania kogeneracji potrzebna jest, szacunkowo, kwota 200-300 mln EUR<sup>84</sup>. Przyjmuje się, że zachęta przyjmie formę dotacji wynoszącej 20 procent kosztu inwestycji. Jednak w zależności od charakterystyki rynku, niektóre inwestycje w kogenerację mogą być opłacalne, przez co nie ma pewności co do wielkości potrzebnego dofinansowania. Zastosowanie podejścia opartego na aukcjach, w ramach którego inwestorzy inwestujący w projekty kogeneracyjne mogliby rywalizować o wielkość potrzebnej dotacji, mogłoby obniżyć koszt do dolnego pułapu 200 mln EUR. Ponieważ adresatem inwestycji byłyby prawdopodobnie spółki komunalne, można się spodziewać, że już wcześniej miały one dostęp do stosunkowo taniego finansowania, zatem dostęp do tanich kredytów miałby niewielki wpływ na ich decyzje inwestycyjne. Z tego względu zaleca się przydzielenie do tego komponentu finansowania w formie dotacji w wysokości 200 mln EUR.

85. ***Ponadto, można rozważyć wykorzystanie wsparcia UE do pilotażowego wprowadzenia sieci ciepłowniczych na rynki, które nie są opłacalne i na których w przeciwnym razie sieci nie zostałyby zbudowane, ale które są mają uzasadnienie wynikające z niedoskonałości rynku związanej z globalnym dobrem publicznym i redukcją emisji gazów cieplarnianych.*** W elektrowniach, co najmniej 60 procent zużycia energii pierwotnej jest marnowane w formie emisji spalin. Aby tę energię wykorzystać niezbędne są duże inwestycje w miejskie (lokalne) sieci ciepłownicze. Podejście to staje się opłacalne komercyjnie,

<sup>83</sup> Rząd wprowadził zachęty cenowe i programy certyfikatów, aby stymulować inwestycje w CHP.

<sup>84</sup> Docelowa wartość wzrostu Kogeneracji to około 1.000 MW. Przy kosztach kapitałowych mieszczących się w przedziale 1.000-1.500 EUR/kW, w zależności od wielkości zakładu i zastosowanej technologii, łączna wartość potrzebnych inwestycji zamknęłaby się kwotą 1-1,5 mld EUR.

gdy gęstość ciepła przekracza 3,5 GWh/km rurociągu ciepłowniczego<sup>85</sup>, jeśli nie uwzględnimy efektów ubocznych dla środowiska. Poza tym, sektor prywatny niechętnie inwestuje w systemy pracujące w skojarzeniu z uwagi na fakt, iż wiele zakładów ciepłowniczych w Europie Środkowej i Wschodniej jest w sensie technicznym bankrutami z powodu niechęci do wyceny usług ciepłowniczych na poziomie zapewniającym pełny zwrot kosztów. Przewiduje się, że dla rynku adekwatne będą małe elektrownie gazowe działające w skojarzeniu, pod warunkiem, że zminimalizuje się ryzyko rynkowe i uwzględni kwestię efektów ubocznych dla środowiska. Te ostatnie można wziąć pod uwagę w tych krajach, w których gotowość do płacenia jest wystarczająco wysoka dzięki wysokiemu poziomowi dochodów. Kraje takie jak Polska, mające potrzebę rynkową sieci ciepłowniczych z powodu surowych zim, lecz jednocześnie dysponujące dochodami na poziomie dopiero zbliżającym się do średniej unijnej, zasadne byłoby dotowanie kosztów ciepłownictwa na niektórych rynkach jako mechanizm przejściowy do momentu, gdy poziom dochodów osiągnie średnią UE. Wytwarzanie energii elektrycznej mogłoby zostać uwzględnione jako prawie niskoemisyjne źródło dostaw w trakcie sezonu grzewczego. Gdy opłacalność technologii zostanie wykazana w praktyce, program bodźców mógłby zostać zmodyfikowany w celu umożliwienia rozbudowy sieci ciepłowniczych. Koszt programu pilotażowego szacuje się na 15 mln EUR na budowę elektrociepłowni o mocy 10MW plus taka sama kwota na budowę sieci ciepłowniczej dla zakładu. Jako zachętę dla programu pilotażowego proponuje się udostępnienie 6 mln EUR<sup>86</sup> w formie dotacji i 24 mln EUR w formie kredytów. Oczekuje się, że realizacja kolejnych, podobnych projektów w przyszłości będzie wymagać 20-procentowego elementu dotacji, a pozostała część byłaby finansowana ze środków komercyjnych.

86. ***Biorąc pod uwagę niepewność związaną z ramami prawnymi i regulacyjnymi, zainteresowanie inwestorów omawianym rynkiem mogłoby na nowo rozbudzić mechanizm gwarancji dotyczących kwestii związanych ze zmianami w ustawach i aktach wykonawczych.*** Mechanizm gwarancji byłby potrzebny w perspektywie krótkoterminowej, dopóki inwestorzy nie zyskają zaufania do rynku, po czym mogłby zostać zamknięty i wykorzystywany dla dotacji w niewielkim stopniu. Rynek stracił zwłaszcza zaufanie do programów czerwonych i żółtych certyfikatów<sup>87</sup>, który wygasł z końcem 2012 roku: mechanizm gwarancyjny może być niezbędny w okresie przejściowym, podczas którego rynek odzyska zaufanie do systemu regulacyjnego. Za programy taryf gwarantowanych i certyfikatów odpowiada urząd regulacyjny, zatem mechanizmy finansowania dla takich rozwiązań powinny pozostawać pod auspicjami regulatora. Aukcje mogłyby być finansowane za pośrednictwem regulatora lub NFOŚiGW.

87. ***Dotacje unijne powinny być wykorzystywane do wsparcia elementu dotyczącego dobra publicznego w kampaniach promujących strategię niskoemisyjną.*** Środki wykorzystywano by do finansowania: (i) sprzętu i oprogramowania niezbędnego do założenia bazy wiedzy; (ii) badań, których wyniki uzupełniałyby bazę informacyjną; oraz (iii) kosztów administracyjnych związanych z utrzymaniem bazy wiedzy.

### 3.5.5. Kogeneracja – wysokosprawne systemy ogrzewania i zasilania

88. ***Wymiana nisko wydajnych systemów elektrociepłowniczych dotyczy przede wszystkim starszych, nisko sprawnych gazowych bloków elektrociepłowniczych opartych na cyklu Rankine'a, które wymienia się na nowe, bardziej wydajne gazowo-parowe bloki elektrociepłownicze (CCGT).*** Jednak warunki rynkowe dla takich inwestycji nie są sprzyjające. Większość obecnie działających

<sup>85</sup> Obliczenia Banku Światowego.

<sup>86</sup> Oszacowanie kosztów i wielkości dotacji jest podane w dużym przybliżeniu: dokładna wielkość inwestycji oraz kwoty finansowania w formie dotacji zostałyby określone w studium wykonalności.

<sup>87</sup> Celem żółtych certyfikatów jest wsparcie kogeneracji z paliw gazowych lub zakładów o mocy mniejszej niż 1 MW. W przypadku czerwonych certyfikatów – kogeneracja w zakładów o mocy większej niż 1 MW, korzystających z paliw niegazowych.

elektrociepłowni liczy ponad 30 lat, więc składniki kapitałowe zostały już w całości, albo prawie w całości, zamortyzowane. Jak z tego wynika, nowe elektrociepłownie musiałyby konkurować na rynku, na którym na koszty już istniejących elektrociepłowni składają się głównie: paliwo, personel i utrzymanie. Zmniejszenie kosztów paliwa wynikające z zysków po stronie efektywności musiałyby w pełni pokryć koszty kapitałowe nowej elektrociepłowni. Przy aktualnych cenach gazu nowe zakłady<sup>88</sup> byłyby konkurencyjne w miesiącach letnich, kiedy zyski po stronie efektywności wynoszą około 20 procent. Jednak w okresie zimowym, kiedy ciepło odpadowe ze starszych elektrociepłowni jest wykorzystywane w miejskich sieciach ciepłowniczych, zyski po stronie efektywności spadają do około 5 procent: jest to zbyt mało, aby pokryć koszty kapitałowe nowego zakładu. Inwestor musiałby zatem otrzymać dotację na obniżenie kosztów kapitałowych – bez tego inwestycja nie będzie atrakcyjna. Finansowanie dostępne po niskich kosztach nie będzie raczej pomocne, gdyż inwestycje tego rodzaju są zazwyczaj uruchamiane przez spółki komunalne dysponujące zdrowym bilansem i zdolnością do pozyskania taniego finansowania. Kwota dotacji musiałaby być ustalana indywidualnie, w zależności od okoliczności, ponieważ poszczególne przypadki różnią się szczegółami uzależnionymi od uwarunkowań rynkowych obciążenia grzewczego. Przyjmuje się, że wysokość dotacji wyniosłaby, w przybliżeniu, 20 procent kosztów inwestycji, lecz zapotrzebowania na te środki byłoby niewielkie w uwagi na ograniczoną liczbę potencjalnych okazji inwestycyjnych.

### 3.5.6. Gospodarka odpadami stałymi

89. ***W obecnym okresie programowania wszystkie projekty związane z gospodarką odpadami stałymi na poziomie gmin są finansowane z funduszy publicznych, podczas gdy prywatne finansowanie przeważa w przypadku przedsiębiorstw zajmujących się odzyskiwaniem i utylizacją odpadów innych niż odpady komunalne.***<sup>89</sup> Według przewidywań rządu, luka w finansowaniu miała zostać zniwelowana dzięki kapitałowi gmin oraz kredytom komercyjnym z odsetkami dotowanymi przez Fundusze Ochrony Środowiska, a także inwestycjom sektorami prywatnego, lecz stało się tak tylko w ograniczonym zakresie. Sumarycznie, prywatne finansowanie stanowiło zaledwie około 3 procent finansowania inwestycji w zakresie odpadów stałych objętych współfinansowaniem z NFOŚiGW. Znaczącym wyjątkiem od tej reguły mógłby stać się poznański projekt, który udało się domknąć finansowo dzięki prywatnemu finansowaniu, ale w przypadku tego projektu złożono już wniosek o dotacje unijne i oczekuje się, że zostaną one przyznane, jak tylko kryteria kwalifikacyjne zostaną zweryfikowane przez NFOŚiGW.

90. ***Chociaż oczekiwana modernizacja i ekspansja sektora odpadów stałych stworzy znaczące możliwości dla inwestorów prywatnych, doświadczenia w zakresie wykorzystania prywatnych środków do finansowania inwestycji w gospodarkę odpadami komunalnymi są skromne.*** Sektor stoi w obliczu kilku wyzwań, takich jak:

- Przedłużające się okresy przygotowania projektów wynikające z ograniczonych możliwości technicznych znacznej liczby inwestorów z sektora publicznego.
- Długi czas oczekiwania na wymagane zezwolenia, zatwierdzenia i upoważnienia, co może prowadzić do trudności w pozyskaniu odpowiednich wykonawców i znacznych opóźnień w realizacji projektów.

<sup>88</sup> Przyjmuje się, że stosowane byłyby technologie oparte na gazie z uwagi na fakt, iż sieci ciepłownicze są wykorzystywane na obszarach miejskich, gdzie priorytetem są obawy o zanieczyszczenie powietrza. Instalacje CCGT uznaje się za technologię z wyboru z powodu dużo wyższego poziomu wydajności.

<sup>89</sup> Por. *Evaluation of Implementation Arrangements of Financial Engineering Instruments within the Framework of NSRF 2007-13* [Ocena realizacji instrumentów inżynierii finansowej w ramach NSRO 2007 – 13] (ostateczna wersja projektu raportu), PAG Uniconsult and Taylor Economics, 2013 r.



- Ograniczenia w zakresie wielkości i kształtu obszarów geograficznych wyznaczonych dla celów gospodarki odpadami mogą wpływać na opłacalność i trwałość projektów.
- Ograniczone doświadczenie krajowych banków w zakresie oceny ryzyka związanego z projektami w obszarze gospodarki odpadami oraz potencjalne trudności związane z dostarczeniem prawidłowo wycenionego finansowania.
- Ograniczone możliwości w zakresie zarządzania i prawidłowego wdrożenia struktur PPP, które są idealnym rozwiązaniem przy realizacji większych i bardziej złożonych projektów.

91. ***Dodatkowo, przewidziany przepisami rozdział zbiórki od przetwarzania i utylizacji przez niektóre gminy zwiększył niepewność inwestorów prywatnych co do rynku.*** Obecnie obowiązująca ustawa o utrzymaniu czystości i porządku w gminach nakłada na władze lokalne odpowiedzialność za wszystkie aspekty gospodarki odpadami stałymi, od wywozu po przetwarzanie i ostateczną utylizację. Ostatnia faza implementacji ustawy wymagała od gmin zapewnienia usług dla obywateli w zakresie gospodarki odpadami stałymi do dnia 1 lipca 2013 roku. W kontekście nowej ustawy niektóre gminy zdecydowały się na rozdzielenie zbiórki od przetwarzania i utylizacji. Ten podział wywołał niepewność na rynku, zwłaszcza biorąc pod uwagę fakt, że umowy o zbiórkę odpadów mają okres obowiązywania wynoszący tylko jeden rok, podczas gdy zakłady zajmujące się przetwarzaniem i utylizacją muszą zapewnić dopływ odpadów przez dłuższy okres, aby uzasadnić swoją inwestycję. Może to także dotknąć istniejące zakłady przetwórcze i utylizacyjne, jeśli nie podpiszą umów z gminami w ramach nowych rozwiązań instytucjonalnych. Z innych powodów (zgodność z celami dotyczącymi gospodarki odpadami, koszty itd.) gminy mogą podjąć decyzję o niekorzystaniu z istniejących (prywatnych) zakładów, ale po budowie nowych lub rozpisaniu przetargów na nowe zakłady. W połączeniu z ograniczeniami finansowymi niektórych gmin może to stanowić krytyczną przeszkodę dla realizacji potrzebnych projektów.

92. ***Z punktu widzenia Komisji, fundusze unijne są niezbędne dla zapewnienia zgodności programów w zakresie gospodarki odpadami z przepisami unijnymi dotyczącymi ochrony środowiska.*** Z najnowszego badania Komisji na temat wartości dodanej finansowania UE dla osiągnięcia głównych celów określonych w dyrektywie w sprawie składowania odpadów (99/31/WE) i dyrektywie ramowej w sprawie odpadów (2008/98/WE) wynika, że wiele państw członkowskich UE, zwłaszcza kraje UE-12, wciąż wymagać będą wsparcia z budżetu unijnego, nie tylko w celu umożliwienia realizacji prywatnych inwestycji, ale także do zagwarantowania, że inwestycje w gospodarkę odpadami są oparte na strategicznych planach i przyczyniają się do wzrostu gospodarczego i ochrony środowiska (zasada „dobra publicznego”). Jak pokazują badania, spośród nowych państw członkowskich Polska otrzymała najniższą kwotę środków unijnych na mieszkańca w latach 2000-10: 39 EUR w porównaniu do 42 EUR w Rumunii i 120 EUR w Słowenii<sup>90</sup>.

93. ***Większe inwestycje, takie jak zakłady w Poznaniu, Łodzi, Gdańsku czy Krakowie, mogłyby być opłacalne pod względem finansowym bez dotacji lub wymagać ograniczonego wsparcia unijnego, natomiast większość pozostałych projektów prawdopodobnie będzie potrzebować dużego wsparcia unijnego lub będzie musiała być finansowana ze środków publicznych zainteresowanych gmin.*** Polska musi wykorzystać każdą możliwość skorzystania z mechanizmów PPP, aby zapewnić sektorowi dodatkowe finansowanie.

- W przypadku mniejszych projektów, które w większości mają być sponsorowane przez gminy lub przedsiębiorstwa założone przez gminy lub stowarzyszenia gmin, prawdopodobnym modelem

<sup>90</sup> *Finansowanie potrzeb sektora odpadów, raport końcowy*, Komisja Europejska, Dyrekcja Generalna ds. Ochrony Środowiska, umowa badania nr 07.0307/2010/570664/ETU/F1.

w zakresie finansowania będą dotacje unijne w połączeniu z funduszami publicznymi (kapitał własny) odpowiedniego podmiotu regionalnego.

- W przypadku projektów średniej wielkości, w których mogą uczestniczyć podmioty regionalne z solidną historią kredytową, prawdopodobny model finansowania może stanowić połączenie dotacji unijnych z funduszami publicznymi i ewentualnie niektórymi instrumentami finansowymi, takimi jak kredyty preferencyjne lub poręczenia.
- Duże projekty będą prawdopodobnie realizowane w formie PPP, co powinno ułatwić połączenie instrumentów takich jak kapitał inwestorów prywatnych, kredyty z banków komercyjnych, ewentualnie dotacje unijne i instrumenty finansowe takie jak kredyty preferencyjne. Ryzyko ograniczonej możliwości zarządzania strukturami PPP i ich prawidłowego wdrożenia w sektorze odpadów może zostać zminimalizowane poprzez zapoznanie się z pomyślnie wdrożonym przykładem systemu zarządzania dla miasta Poznania. Podejście opracowane dla poznańskiego projektu mogłoby zostać powielone w przypadku projektów przygotowywanych dla Łodzi i Gdańska.

## 4. Wnioski i rekomendacje

94. ***Całkowity koszt inwestycji niezbędnych do realizacji celów energetycznych UE i wdrożenia unijnego dorobku prawnego w zakresie ochrony środowiska do 2020 roku wyniesie co najmniej 30-40 mld EUR w latach 2014-2020.*** Inwestycje będą dotyczyć energii odnawialnej (17 mld EUR), efektywności energetycznej (7,6 mld EUR) oraz odpadów stałych (6,4 mld EUR). Inwestycje te pomogą w realizacji celów energetycznych 3x20 i przyczynią się do wdrożenia dyrektyw unijnych w sprawie odpadów stałych; a także znacznie obniżą chłonność polskiej gospodarki w zakresie energii, węgla i odpadów, poprawią efektywność zasobów oraz przyczynią się do wprowadzenia Polski na bardziej zrównoważoną ścieżkę wzrostu.

95. ***W nadchodzącej perspektywie finansowej Ministerstwo Rozwoju Regionalnego proponuje przeznaczyć kwotę 2,5 miliardów środków unijnych za pośrednictwem POIS na cele tematyczne: gospodarka niskoemisyjna i ochrona środowiska/gospodarka odpadami stałymi.*** Jak wynika z analizy opartej na zasadach finansowania, kosztach technologicznych i globalnych doświadczeniach we wskazanych sektorach, około 60 procent tych środków (licząc według wartości) można wykorzystać w formie instrumentów finansowych; zmniejszając w ten sposób zastosowanie tradycyjnych dotacji z poziomu 100 procent w bieżącej perspektywie finansowej do poziomu 40 procent w nadchodzącej perspektywie. Polska generalnie ma niewielkie doświadczenia w stosowaniu IF, dlatego zaleca się, aby instrumenty te miały prostą strukturę. Wszystkie IF (zarówno kapitałowe, jak i dłużne) powinny być „szyte na miarę”, z wyjątkiem modernizacji budynków, gdzie można rozważyć zastosowanie gotowego Mieszkaniowego Funduszu Kredytów Remontowych.<sup>91</sup>

96. ***Z racji samej wielkości inwestycji potrzebnych, aby zapewnić wzrost i transformację polskiej gospodarki, niezbędne będzie zaangażowanie podmiotów sektora prywatnego, sektora publicznego i UE.*** Oprócz kwoty 2,5 miliardów EUR środków unijnych w POIS szacuje się, że dodatkowe kwoty 11,8 mld EUR oraz 1,8 mld EUR zostaną przyznane, odpowiednio, na realizację celów tematycznych:

---

<sup>91</sup> Por. *Financial Instruments in the Cohesion Policy* [Instrumenty finansowe w polityce spójności], dokument roboczy służb Komisji, WE, SWD 36 (wersja ostateczna), 2012 r.

gospodarka niskoemisyjna i ochrona środowiska/gospodarka odpadami stałymi, za pośrednictwem innych programów krajowych i regionalnych przewidzianych z Umowie Partnerstwa. Wkład z krajowego sektora publicznego zapewni kolejne 3,3 miliardy EUR. Przy średnim oczekiwanym współczynniku dźwigni finansowej na poziomie pod-sektorów wahającym się od 0 (kampanie informacyjne, programy pilotażowe) do 5,7 (termomodernizacja budynków) przewiduje się, iż z sektora prywatnego zostanie pozyskane dodatkowo 10 mld EUR.

97. ***Jeśli problem czynników strukturalnych nie zostanie rozwiązany, będzie bardzo trudno osiągnąć wymagany poziom finansowania ze strony sektora prywatnego (finansowania własnego lub z wykorzystaniem funduszy unijnych).*** Pozyskanie prywatnego finansowania dla inwestycji o tak dużej skali będzie trudne w obliczu kilku czynników strukturalnych, takich jak słabe wyniki Polski w zakresie pozyskiwania prywatnego finansowania na infrastrukturę w przeszłości, bieżące niedopasowanie terminów zapadalności ograniczające zaangażowanie sektora bankowego w projekty infrastrukturalne, brak rentownych projektów realizowanych w ramach PPP, oraz niepewność dotycząca przepisów. Niektóre problemy strukturalne można rozwiązać łatwiej niż inne, ale wspólną cechą wszystkich tych problemów jest to, że wypracowanie wyników i pozyskanie dużych kwot prywatnego finansowania jest czasochłonne. Nadchodząca perspektywa finansowa powinna zatem zostać wykorzystana do opracowania ram zapewniających coraz większe prywatne finansowanie infrastruktury i większe wykorzystanie instrumentów finansowych objętych wsparciem UE.

98. ***Wyeliminowanie niepewności regulacyjnej mogłoby być bardzo pomocne w odblokowaniu finansowania sektora energetycznego przez sektor prywatny.*** W niektórych obszarach, takich jak energia wiatrowa, sektor prywatny odegrał już kluczową rolę w finansowaniu projektów inwestycyjnych na dużą skalę na warunkach rynkowych bez bezpośredniego/pośredniego wsparcia unijnego. Jednak w obliczu opóźnień w wejściu w życie ustawy o energii odnawialnej, na rynku OZE panuje niepewność. W rezultacie wiele banków zawiesiło finansowanie projektów dotyczących energii odnawialnej lub zaostrzyło wymagania w stosunku do inwestorów (przykłady obejmują wyższy wkład własny inwestora lub zapewnienie wsparcia dla projektu przez silną grupę kapitałową). Zmiany w przepisach, które pomogą odblokować finansowanie z sektora prywatnego, obejmują zmiany przepisów dotyczących oceny poziomu efektywności energetycznej (obecnie w ramach audytów energetycznych), przyjęcie legislacyjnego „trójpacku energetycznego”, zmiany w ustawach: Prawo Energetyczne (np. uproszczenie inwestycji w systemy oświetlenia ulic) i Prawo Zamówień Publicznych, a także modyfikacja procedur budżetowych sektora publicznego w zakresie dotyczącym firm usług energetycznych (ESCO).

99. ***Ponadto, zasadna byłaby rewizja obecnych ram regulacyjnych w zakresie przyłączanie odnawialnych źródeł energii do sieci i polityki cenowej, aby wprowadzić przejrzystą i efektywną ekonomicznie alokację i transfer kosztów.***<sup>92</sup> W Załączniku 3 przedstawiono kilka przykładów międzynarodowych praktyk w tej dziedzinie. Dodatkowo, rząd mógłby rozważyć wprowadzenie praktyk pozwalających na pro-aktywne planowanie przesyłu z myślą efektywnym ekonomicznie programie rozwoju OZE, uwzględniającym zarówno koszty rozbudowy wytwarzania, jak i przesyłu (w celu maksymalizacji łącznych korzyści netto).

100. ***Przewiduje się, że zmiany w systemie zielonych certyfikatów i wdrożenie systemu białych certyfikatów wchodzącego w życie w 2013 roku mogą wpłynąć na znaczącą modyfikację polskiego***

---

<sup>92</sup> Według ogólnej zasady, aby zachować stabilność finansową przedsiębiorstwa przesyłu powinny móc odzyskać wszystkie efektywne koszty za pośrednictwem rozporządzeń taryfowych. Ponieważ jednak korzyść z energetyki odnawialnej nie wynika z samej energii, lecz ze zmniejszenia efektów zewnętrznych, jakie dzięki niej można uzyskać, opłaty przyrostowe należy zastosować tak szeroko, jak to możliwe, za pośrednictwem mechanizmów cenowych. W szczególnych przypadkach koszty przyrostowe związane z globalnym dobrem publicznym można pokryć przy pomocy preferencyjnego finansowania.



*systemu wsparcia dla inwestycji w sektor energetyczny.* W wyniku zmian w systemie zielonych certyfikatów inwestycje, które były do tej pory nieopłacalne dla inwestorów, mogą z miejsca stać się rentowne. Wprowadzenie nowego instrumentu do wspierania inwestycji poprawiających efektywność energetyczną – systemu białych certyfikatów – ma także wywrzeć wpływ, przy wsparciu udzielanym najpierw wysokoefektywnym inwestycjom (np. wymiana oświetlenia ulic). Powinno to stworzyć możliwości wspierania mniej dochodowych inwestycji, np. związanych z poprawą efektywności wykorzystania energii geotermalnej lub głęboką termomodernizacją budynków.

101. *Stworzenie odpowiedniej bazy projektów atrakcyjnych dla kredytodawców stanowi warunek wstępny dla pozyskania zaangażowania podmiotów sektora prywatnego.* W Ministerstwie Rozwoju Regionalnego działa Departament Wsparcia Projektów Partnerstwa Publiczno-Prywatnego. Na obecnym etapie Bank nie zaleca konkretnej struktury ani lokalizacji dla „jednostki ds. realizacji projektów PPP” (zob. Załącznik 6). Zaleca jednak rozwijanie potencjału tej jednostki w zakresie promowania rynku PPP poprzez zapoznanie uczestników rynku z politykami, procedurami i instrumentami finansowymi ustanowionymi przez rząd z myślą o ułatwieniu zaangażowania sektora prywatnego. Taki zespół mógłby być odpowiedzialny za jednostkę ds. przygotowania projektów, której celem byłoby finansowanie konsultantów i doświadczonych doradców transakcyjnych z myślą o opracowaniu projektów atrakcyjnych dla kredytodawców. W idealnym scenariuszu proces alokacji budżetowej powinien uwzględniać potencjał PPP/koncesji tam, gdzie dostępne są środki publiczne<sup>93</sup>. Jedną z możliwych opcji do rozważenia przez MRR jest przeznaczenie 50 mln EUR z dotacji unijnej na przygotowanie projektów PPP. Potencjalne projekty PPP obejmowałyby niektóre duże projekty w zakresie rozwoju źródeł energii odnawialnej oraz zarządzania odpadami stałymi.

102. *Finansowanie publiczne powinno uzupełniać prywatne inwestycje i wywoływać efekt dźwigni finansowej, ale nie wypierać inwestycji prywatnych.* W tym kontekście należy zachęcać do udzielania dalszego wsparcia publicznego dla mechanizmów takich jak FTiR dla inwestycji energetycznych. Przez wiele lat roczna alokacja budżetu FTiR wynosiła około 100 mln EUR. Jednak w 2013 roku w budżecie państwa na ten cel nie zostały przewidziane żadne środki, mimo że inwestycje w poprawę efektywności termalnej przynoszą korzyści fiskalne, są jednym z najtańszych sposobów redukcji emisji dwutlenku węgla i podnoszą standard życia. Fundusze unijne w połączeniu z dodatkowymi funduszami, w miarę możliwości z NFOŚiGW, mogłyby pomóc w zagwarantowaniu ciągłości tego udanego modelu termomodernizacji budynków mieszkalnych. Umożliwienie ESCO uczestnictwa w programach inwestycji poprawiających efektywność energetyczną mogłoby być ważnym mechanizmem służącym do realizacji inwestycji na rzecz wzrostu EE w sektorze publicznym, ale w Polsce jest rzadko stosowane. Dla rozwoju tego sektora ważne jest, aby jasno określić, czy spłaty na rzecz ESCO należy wykazywać jako zadłużenie, czy zaliczać do kosztów operacyjnych.

---

<sup>93</sup> Zob. *Partnerstwo publiczno-prywatne w Polsce*, Nota do Ministerstwa Finansów, 9 maja 2013 r.

**Tabela 13: Analiza priorytetów inwestycyjnych POIS wspieranych przez instrumenty finansowe (energetyka niskoemisyjna i gospodarka odpadami stałymi)**

		Wartość dodana IF	Współfinansowanie krajowe <sup>1/</sup> (w mln EUR)	Konsekwencje wynikające z pomocy państwa <sup>2/</sup>	Najważniejsze wymagania
1. Odnawialne źródła energii	1. Wytwarzanie energii z OZE przyłączonych do sieci	Środki krajowe pomocne w pozyskaniu finansowania sektora prywatnego; charakter rewolwingowy (odnawialny); spójność z innymi programami na szczeblu krajowym/regionalnym.	94	<ul style="list-style-type: none"> <li>Projekty wyłączone z projektu „Wytucznych w sprawie pomocy regionalnej”</li> <li>Pomoc państwa dozwolona zgodnie z projektem „Wytucznych w sprawie pomocy na rzecz ochrony środowiska i energii na lata 2014-2020”</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Koszty kwalifikowane uwzględniane jako koszt dodatkowy w stosunku do elektrowni konwencjonalnej o efektywnie takiej samej mocy energetycznej.</li> <li>Intensywność pomocy nie może przekraczać 25 % kosztów kwalifikowanych w przypadku projektów realizowanych przez duże przedsiębiorstwa, w przypadku mniejszych przedsiębiorstw przewidziany odsetek jest wyższy.</li> </ul>
	1. Modernizacja budynków mieszkalnych	Potencjał zwrotu z inwestycji dzięki oszczędnościom na rachunkach za energię; charakter rewolwingowy (odnawialny); spójność z innymi programami (np. FTiR).	410 (FTiR)	<p>Nie trzeba powiadamiać w przypadku instrumentów gotowych:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Kredyty zgodnie z zasadą pomocy <i>de minimis</i></li> <li>Pomoc państwa nie może dotyczyć prywatnych właścicieli domów</li> <li>SGEI (usługi świadczone w ogólnym interesie gospodarczym) zgodnie z definicją zawartą w przepisach o pomocy <i>de minimis</i> (UE360/2012).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Równowartość dotacji brutto dla odbiorcy końcowego &lt;200.000 EUR na przestrzeni dowolnego okresu obejmującego trzy lata finansowe lub kredyty na 1 milion EUR (maks. 5 lat i min. 50 % zabezpieczenie), bądź 500.000 EUR (maks. 10 lat i min. 50% zabezpieczenie).</li> </ul>
	2. Modernizacja budynków użyteczności publicznej	Potrzebny kapitał załączkowy i rozwój rynku ESCO; charakter rewolwingowy (odnawialny); spójność z	570 (NFOSiGW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Pomoc państwa nie ma zastosowania</li> </ul>	-

		innymi programami (np. NFOSiGW).			
<b>4. Strategie niskoemisyjne</b>	2. Małe lokalne sieci ciepłownicze (pilotaż)	Kapitał załączkowy jako zachęta i dźwignia do pozyskania środków prywatnych; rozwój potencjału; dotacje w połączeniu z IF.	30	<ul style="list-style-type: none"> <li>Pomoc państwa ma zastosowania (beneficjentami są przedsiębiorstwa)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Pilotaż zaprojektowany dla miasteczek lub małych miejscowości, w przypadku których sieci ciepłownicze są marginalnie nierentowne.</li> </ul>
<b>6. Gospodarka odpadami stałymi</b>	1. Budowa i modernizacja dużych komunalnych systemów gospodarki odpadami	Środki krajowe pomocne w pozyskaniu finansowania sektora prywatnego; charakter rewingowy (odnawialny); rozwój potencjału PPP.	1.050	<ul style="list-style-type: none"> <li>Pomoc państwa może być dopuszczalna w oparciu o pomoc regionalną we wszystkich / niektórych regionach na podstawie map pomocy regionalnej zgodnych z „Wytycznymi w sprawie pomocy regionalnej na lata 2014-2020”;</li> <li>Niektóre projekty mogą się także kwalifikować na podstawie projektu „Wytycznych w sprawie pomocy na rzecz ochrony środowiska i energii na lata 2014-2020”.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ważność aktualnej mapy pomocy regionalnej została przedłużona do 30 czerwca 2014 roku. Mapa pomocy regionalnej, która pomyślnie przejdzie weryfikację w obecnej wersji, może wpłynąć na zastosowanie „Wytycznych w sprawie pomocy regionalnej”.</li> </ul>

1/ W przypadku poprawy efektywności energetycznej współfinansowanie z krajowego sektora publicznego oparte jest na obecnej lub historycznej alokacji środków publicznych na modernizację na rzecz EE. W przypadku OZE, odpadów stałych i sieci grzewczych zakłada się, że środki z sektora publicznego będą takiej samej wysokości, jak środki unijne. W rzeczywistości, środki UE mogą pokryć do 85 procent kosztów inwestycji, pozostawiając 15 procent krajowemu sektorowi publicznemu.

/2 Na podstawie analizy „Wytycznych w sprawie pomocy regionalnej na lata 2014-2020” (2013/C 209/01); projektu (wersja do konsultacji) „Wytycznych w sprawie pomocy na rzecz ochrony środowiska i energii na lata 2014-2020”, rozporządzenia Komisji UE 360/2012; oraz projektu (wersja do konsultacji) „Ogólnego rozporządzenie w sprawie wyłączeń grupowych”.

3/ Dodatkowo, współfinansowanie ze strony krajowego sektora publicznego jest także wymagane w przypadku projektów objętych wsparciem unijnym w formie dotacji. Przyjęliśmy wymóg współfinansowania na poziomie 50 procent. Oznacza to dodatkowy 1 mld EUR ze strony krajowego sektora publicznego.

Tabela 13 (ciąg dalszy): Analiza priorytetów inwestycyjnych POiŚ wspieranych przez instrumenty finansowe (energetyka niskoemisyjna i gospodarka odpadami stałymi)

		Rodzaj oferowanego produktu finansowego (kredyty, gwarancje, kapitał typu <i>equity/venture capital</i> , inne)	Charakterystyka produktu	Odbiorca końcowy	Współczynnik dźwigni finansowej (środki prywatne/środki publiczne)	Spójność z innymi formami wsparcia	Oczekiwany rezultat
1. Odnawialne źródła energii	1. Wytwarzanie energii z OZE przyłączonych do sieci	Pożyczki i preferencyjne kredyty; dotacje do oprocentowania; kapitał prywatny	Niedostępna (etap 2)	Inwestor/realizator projektu	2.5 : 1	Wsparcie zapewniane w ramach regionalnych programów operacyjnych w kolejnej perspektywie finansowej; oraz istniejących programów krajowych (np. (NFOSiGW).	<u>Końcowy:</u> realizacja celu 15% OZE do 2020 r. <u>Pośredni:</u> redukcja emisji O2
2. Efektywność energetyczna	1. Modernizacja budynków mieszkalnych	Dostęp do finansowania na preferencyjnych warunkach (niższe oprocentowanie i zabezpieczenie): gotowe instrumenty unijne („Pożyczka mieszkaniowa na poprawę efektywności energetycznej”) albo podobny	„Pożyczka mieszkaniowa na poprawę efektywności energetycznej”: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Środki UE: 5 do 30 milionów EUR</li> <li>• Finansowanie o niskim oprocentowaniu</li> <li>• Udział pośrednika finansowego w ryzyku dzięki procedurze konkurencyjnej (85%/15%)</li> <li>• Zapadalność pożyczki: do 20 lat</li> </ul>	Działalność gospodarcza (przedstawiciele wolnych zawodów, osoby prawne); prywatni właściciele domów; podmioty świadczące usługi w ogólnym	5,7:1	Wsparcie zapewniane w ramach regionalnych programów operacyjnych w kolejnej perspektywie finansowej; oraz istniejących programów	<u>Końcowy:</u> Spodziewany potencjał oszczędności energii = 0.49 mln toe/rok do 2020 r. <u>Pośredni:</u> liczba wyremontowanych budynków (mieszkań/m2); liczba m2 zregenerowa

		istniejący mechanizm (np. Fundusz Termomodernizacji i Remontów)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Kwota pożyczki: do 50.000 EUR na jednego właściciela</li> <li>Dot. inwestycji w OZE i aktywa EE</li> </ul> <p>Obecny mechanizm:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Premia: 20% kwoty kredytu;</li> <li>Nie więcej niż 16% kosztów związanych z realizacją projektu i nie więcej niż dwukrotność prognozowanych rocznych oszczędności energii.</li> </ul>	interesie ekonomicznym		krajowych (np. FTiR).	nych terenów przemysłowych/zrewitalizowanych powierzchni.
	2. Modernizacja budynków użyteczności publicznej	„Fundusz odnawialny” albo model inspirowany ESCO	„Fundusz odnawialny”/”Fundusz Efektywności Energetycznej”. Pilotaż w celu stopniowego odchodzenia od „czysto” dotacyjnego wsparcia.	Jednostki sektora publicznego na szczeblu krajowym, regionalnym i lokalnym.	6 : 1	Wsparcie zapewniane w ramach regionalnych programów operacyjnych w kolejnej perspektywie finansowej; oraz istniejących programów krajowych (np. NFOSiGW).	<u>Końcowy:</u> Spodziewany potencjał oszczędności energii = 0.31mln toe/rok do 2020 r. <u>Pośredni:</u> liczba wyremontowanych budynków (metrów kwadratowych)
<b>4. Strategie niskoemisyjne</b>	2. Małe lokalne sieci ciepłownicze	Dotacja + pożyczka Konieczne jest połączenie tych dwóch środków w celu obniżenia kosztów kapitałowych na nowym rynku o	Połączenie pożyczki (24 mln EUR) i dotacji (6 mln EUR) Pożyczka na warunkach komercyjnych (zapadalność do 20 lat, oprocentowanie rynkowe)	Zakład Energetyki Ciepłej w miasteczku lub małej miejscowości.	4 : 1	-	<u>Pośredni:</u> budowa nie rynku dla sieci ciepłowniczych

		zwiększonym poziomie ryzyka.					
<b>6. Gospodarka odpadami stałymi</b>	1. Budowa / moderni zacja średnich/duży ch komunalnych systemów gospodarki odpadami	Pożyczki i dotacje do oprocentowa nia; instrumenty kapitałowe.	Niedostępna (etap 2)	Gminy	2:1	Refinansowany model PPP. Koniecz ny rozwój potencja łu PPP /finansowanie przygodo wania projektów.	<u>Końcowy:</u> realizacja celów w zakresie odpadów stałych w perspektywie 2020 r.

Komentarz: Procedura przetargowa z aktywnym udostępnianiem informacji pomoże utrzymać koszt inwestycji na niższym poziomie. Ponieważ rząd ma oddzielne zobowiązania zarówno w zakresie energii odnawialnej, jak i efektywności energetycznej zaleca się, aby były one traktowane oddzielnie w celu skoncentrowania się na odpowiednich celach. Program białych certyfikatów na rzecz efektywności energetycznej obejmuje już procedurę przetargową, co sprzyja obniżeniu kosztów. Zaleca się, aby procedura ta została usprawniona i była częściej stosowana dzięki możliwości składania ofert przez Internet. Proponuje się także, aby program efektywności energetycznej zapewniał aktywny komponent opinii w celu umożliwienia konsumentom obniżenia kosztów poprzez uczenie się na najlepszych praktykach. Podobne podejście mogłoby zostać zastosowane dla inwestycji w zakresie energii odnawialnej, w celu obniżenia kosztu programu promocji tego typu energii, ponieważ możliwości w tym zakresie znacznie się różnią. Biorąc pod uwagę, że głównym celem energii odnawialnej jest zredukowanie negatywnych efektów ubocznych dla środowiska przy niskich kosztach, przetargi na energię odnawialną pomogłoby zmniejszyć koszty w technologicznie neutralny sposób (np. przez zaproszenie inwestorów do składania ofert na komponent dotacji, który byłoby potrzebny, aby inwestycja była opłacalna). Zaleca się, aby przetarg był często stosowany w przypadku skromnych ilości energii odnawialnej w połączeniu z informacją zwrotną, aby w przyszłości utrzymać koszty na niskim poziomie.

**Załącznik 1 – Architektura Programu Operacyjnego „Infrastruktura i Środowisko” – wersja na dzień 19 lipca b.r.**

OŚ PRIORYTETOWA	CEL TEMATYCZNY	PRIORYTETY W ZAKRESIE FINANSOWANIA OKREŚLONE PRZEZ KE	PRIORYTETY INWESTYCYJNE	FUNDUSZE UNIJNE (w milionach euro)	
I. Promowanie odnawialnych źródeł energii i efektywności energetycznej	4. Wspieranie przejścia na gospodarkę niskoemisyjną we wszystkich sektorach	Gospodarka przyjazna dla środowiska i efektywnie wykorzystująca surowce	4.1 Produkcja i dystrybucja energii odnawialnej	216	
			4.2 Efektywność energetyczna i źródła energii odnawialnej w przedsiębiorstwach	69	
			4.3 Efektywność energetyczna i energia odnawialna w infrastrukturze publicznej i budynkach mieszkalnych	225	
			4.5 Strategie niskoemisyjne dla obszarów miejskich (niskoemisyjny przemysł)	202	
			4.4 Dystrybucja niskiego i średniego napięcia	40	
		4.7 Kogeneracja	311		
		Nowoczesna infrastruktura sieciowa dla wzrostu i miejsc pracy	6.1 Gospodarka odpadami	1368	
II. Ochrona środowiska naturalnego, w tym adaptacja do zmian klimatu	6. Ochrona środowiska naturalnego i wspieranie efektywności wykorzystania zasobów	Gospodarka przyjazna dla środowiska i efektywnie wykorzystująca surowce	6.2 Gospodarka wodno-ściekowa	1539	
			6.4 Różnorodność biologiczna i ekologiczna infrastruktura	77	
			6.5 Poprawa środowiska miejskiego, w tym rekultywacja i ochrona powietrza	77	
	5. Promowanie dostosowanie się do zmiany klimatu, zapobieganie ryzyku i zarządzanie ryzykiem		5.1 Inwestycje związane z przystosowaniem do zmian klimatu	184	
			5.2 Inwestycje koncentrujące się na zagrożeniach związanych z klęskami żywiołowymi	46	
			4.5 Strategie niskoemisyjne dla obszarów miejskich (transport miejski)	1700	
III. Rozwój infrastruktury transportowej przyjaznej dla środowiska i ważnej w skali europejskiej	4. Wspieranie przejścia na gospodarkę niskoemisyjną we wszystkich sektorach	Nowoczesna infrastruktura sieciowa dla wzrostu i miejsc pracy	7.1 Sieć TEN-T	9962	
			7.3 Morski, wodny śródlądowy i intermodalny	1210	
IV. Zwiększenie dostępności do transportowej sieci europejskiej	7. Promowanie zrównoważonego transportu i usuwanie niedoborów przepustowości w działaniu najważniejszych infrastruktur sieciowych		7.4 Transport kolejowy	1816	
			7.2 Drugorzędne i trzeciorzędne połączenia drogowe	1959	
			7.5 Dystrybucja, przesył i magazynowanie energii elektrycznej i gazu ziemnego	600	
V. Rozwój infrastruktury bezpieczeństwa energetycznego					
VI. Ochrona i rozwój dziedzictwa kulturowego	6. Ochrona środowiska naturalnego i wspieranie efektywności wykorzystania			6.3 Dziedzictwo kulturowe i przyrodnicze	400

Objęte niniejszą analizą

	zasobów			
VII. Wzmocnienie strategicznej infrastruktury ochrony zdrowia	9. Wspieranie włączenia społecznego i walka z ubóstwem	Zwiększanie uczestnictwa w rynku pracy	9.1 Infrastruktura ochrony zdrowia	500
VIII. Pomoc techniczna				239
				Razem: 22 800



## Załącznik 2 – Źródła i metodologia

### 1. Ekspansja energetyki odnawialnej

Analiza ekonomiczna obejmuje wyliczenie wyrównanego kosztu energii (ang. LCOE) dla każdego z rozwiązań OZE uwzględnionych na trajektorii ekspansji generacji zaproponowanej w „Narodowym planie działań na rzecz energii odnawialnej”<sup>94</sup>, a także opis struktury krzywej ekonomicznej zaopatrzenia opartej na tej trajektorii. Przebieg trajektorii wynika z europejskiego celu w zakresie wzrostu udziału OZE do roku 2020.

Mówiąc ogólnie, poszczególne rodzaje OZE charakteryzują się dostępnością lokalnych zasobów, przy czym koszty produkcji rosną wraz ze wzrostem wykorzystania zasobów. Za przykład niech posłuży energetyka wiatrowa, w przypadku której miejsca charakteryzujące się najlepszymi warunkami wiatrowymi są wykorzystywane w pierwszej kolejności, w związku z czym – kiedy te możliwości zostaną już wyczerpane – wykorzystanie mniej korzystnych lokalizacji prowadzi do wyższych kosztów generacji. Narzędziem właściwym do opisanie zarówno kosztów, jak i potencjału jest (statyczna) krzywa krańcowych kosztów (lub zaopatrzenia). Co do zasady, krzywa zaopatrzenia odzwierciedla relację pomiędzy potencjałem dostępnym technicznie a odpowiadającymi temu potencjałowi kosztami jego wykorzystania w określonym punkcie czasu.

Biorąc pod uwagę ograniczenia w dostępności danych na szczeblu poszczególnych projektów, krzywa zaopatrzenia przedstawiona w niniejszym raporcie stanowi krzywą o charakterze ogólnym, opartą na ekspansji (GWh) i kosztach (EUR/MWh) bloków technologii. Przy braku oficjalnego planu ekspansji po najniższych kosztach dla sektora energetycznego, krzywa zaopatrzenia może posłużyć jako narzędzie ilustrujące w jaki sposób poszczególne rozwiązania w zakresie OZE można uznać za najmniej kosztowne, a także ile wyniósłby całkowity koszt przyrostowy albo wielkość dotacji związanych z proponowaną intensyfikacją rozwoju OZE w kontekście realizacji określonych celów. Wyniki analizy mogą mieć również kluczowe znaczenie dla zrozumienia, na ile skuteczny i efektywny jest dany instrument polityki (np. rynek certyfikatów OZE, system taryf gwarantowanych czy ceny będące efektem aukcji odwrotnej) z punktu widzenia pokrycia kosztu przyrostowego pomiędzy konwencjonalną generacją termalną (lub kosztami nieponiesionymi) a rozwiązaniami OZE.

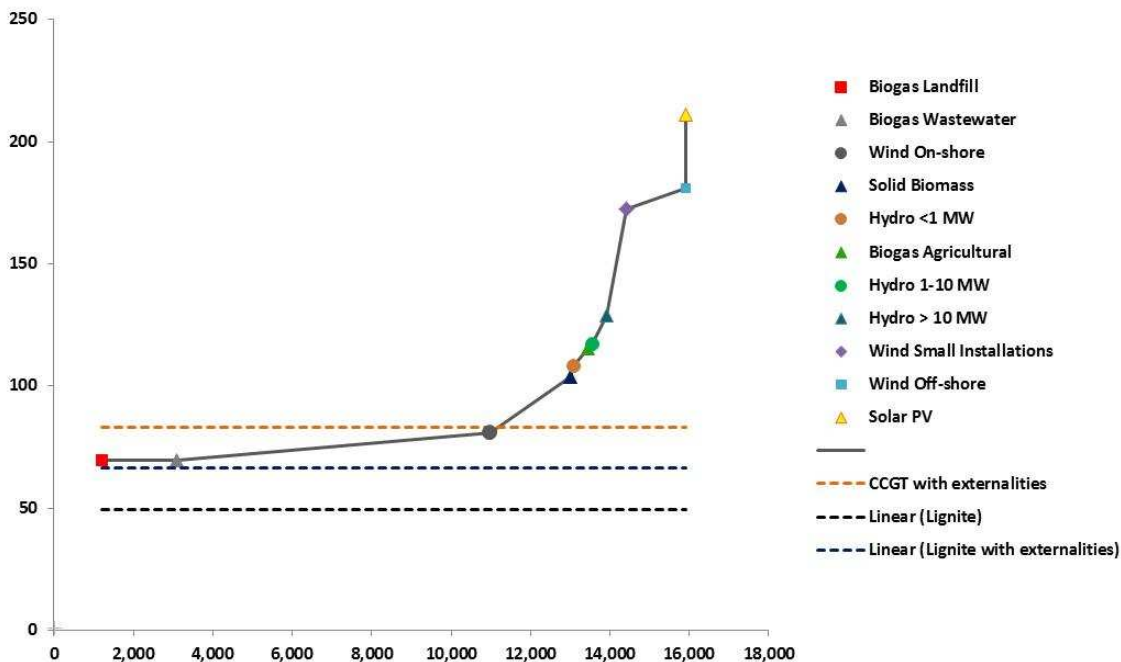
Na Rys. 5 w głównej części raportu prezentujemy krzywą zaopatrzenia pokazując, że wskaźnik wyrównanego kosztu energii elektrycznej (przy zastosowaniu realnej stopy dyskontowej na poziomie 6 procent) dla większości rozwiązań OZE znajduje się znacznie powyżej nieponiesionych kosztów wytworzenia energii elektrycznej, przyjmując w przypadku Polski, że mamy do czynienia z generacją opartą na węglu brunatnym (wyniki w ujęciu ilościowym zaprezentowano w Tabeli 1 i 2). Nawet gdy weźmiemy pod uwagę efekty uboczne dla środowiska związane z wytwarzaniem opartym na węglu brunatnym, wszystkie rozwiązania OZE wykażą koszt przyrostowy. Wyrównany koszt energii elektrycznej dla generycznego bloku gazowo-parowego (CCGT) przedstawiono na Rys. 1 poniżej, aby pokazać, że przy innym ustawieniu opcji nieponiesionych kosztów wytworzenia energii elektrycznej, biogaz (ze składowisk i ścieków) oraz energetyka wiatrowa na lądzie byłyby uznane za konkurencyjne.

Na Rys. 1 zaprezentowano krzywą zaopatrzenia dla scenariusza z realną stopą dyskontową na poziomie 10 procent. Również w tym przypadku wszystkie rozwiązania OZE plasują się zdecydowanie powyżej nieponiesionych kosztów wytworzenia energii elektrycznej, choć przy ekspansji po najniższych kosztach hierarchia tych rozwiązań wygląda nieco inaczej. Analiza kosztu przyrostowego dla obydwu scenariuszy (tzn. realnej stopy dyskonta na poziomie 6 lub 10 procent) została przedstawiona poniżej.

<sup>94</sup> Por. Ministerstwo Gospodarki, 2010 r. [http://ec.europa.eu/energy/renewables/action\\_plan\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/renewables/action_plan_en.htm)

**Rysunek 1: Krzywa kosztów zaopatrzenia w energię odnawialną, z uwzględnieniem nieponiesionych kosztów energii z węgla brunatnego**

(Scenariusz nr 2, realna stopa dyskontowa w wysokości 10%)



Źródło: Szacunki Banku Światowego.

EN	PL
Biogas Landfill	Biogaz ze składowisk
Biogas Wastewater	Biogaz ze ścieków
Wind On-shore	Elektrownie wiatrowe na lądzie
Solid Biomass	Biomasa stała
Hydro < 1MW	Elektrownie wodne < 1MW
Biogas Agricultural	Biogaz rolniczy
Hydro 1-10 MW	Elektrownie wodne 1-10 MW
Hydro > 10 MW	Elektrownie wodne > 10 MW
Wind small installations	Małe instalacje wiatrowe
Wind Off-shore	Elektrownie wiatrowe na morzu
Solar PV	Elektrownie słoneczne fotowoltaiczne

CCGT with externalities	Elektrownie gazowo-parowe z efektami zewnętrznymi	
Linear (lignite)	Liniowo (węgiel brunatny)	
Linear (lignite with externalities)	Liniowo (węgiel brunatny z efektami zewnętrznymi)	

Uwagi: 1. Ta krzywa kosztów zaopatrzenia jest oparta na prognozowanym rozwoju energii odnawialnej do 2020 roku (NREAP, 2010). 2. Wyrównany koszt energii (LCOE) dla węgla brunatnego szacuje się na 50 EUR/MWh (bez efektów zewnętrznych) oraz 67 EUR/MWh (z uwzględnieniem efektów zewnętrznych). 3. W tym scenariuszu LCOE oblicza się pod względem ekonomicznym (np. wskaźnik zadłużenia do kapitału nie jest brany pod uwagę), z zastosowaniem realnej stopy dyskontowej na poziomie 10 procent dla całego spektrum technologii.

**Tabela 1: Koszt przyrostowy lub wartość dotacji**  
(Nieponiesione koszty energii z węgla brunatnego)  
Scenariusz nr 1 (realna stopa dyskontowa na poziomie 6%)

Rodzaj OZE	Produkcja skumulowana (2014-2020) GWh	LCOE €/MWh	Koszt przyrostowy €/MWh	Wielkość dotacji (2014-2020) mln €
Biogaz ze składowisk	1,894	64.13	5	10.41
Biogaz ze ścieków	1,205	65.39	7	8.14
Elektrownie wiatrowe na lądzie	7,892	63.54	5	38.71
Odpady stałe	2,000	93.42	35	69.57
Elektrownie wodne < 1MW	98	89.77	31	3.05
Biogaz rolniczy	344	103.36	45	15.40
Elektrownie wodne 1-10 MW	126	95.03	36	4.58
Hydr Elektrownie wodne > 10 MW	370	90.76	32	11.88
Małe instalacje wiatrowe	490	133.24	75	36.55
Elektrownie wiatrowe na morzu	1,500	141.53	83	124.34
Elektrownie słoneczne fotowoltaiczne	1	162.86	104	0.104
<b>ŁĄCZNIE</b>				<b>322.78</b>
Dotacja roczna				€46.11/MWh
Dotacja jednostkowa				€20.27/ MWh

Źródło: Szacunki Banku Światowego

Komentarz: Koszt przyrostowy stanowi różnicę między wyrównanym kosztem energii elektrycznej (LCOE) dla danego rodzaju OZE a LCOE dla generacji opartej na węglu brunatnym; wskaźniki LCOE obliczane z zastosowaniem realnej stopy dyskontowej na poziomie 6 procent.

**Tabla 2: Koszt przyrostowy lub wartość dotacji**  
(Nieponiesione koszty energii z węgla brunatnego)  
Scenariusz nr 2 (realna stopa dyskontowa na poziomie 10%)

Rodzaj OZE	Produkcja skumulowana (2014-2020)	LCOE	Koszt przyrostowy	Wielkość dotacji (2014-2020)
	GWh	€/MWh	€/MWh	mln €
Biogaz ze składowisk	1,894	69.47	3	5.84
Biogaz ze ścieków	1,205	69.80	3	4.12
Elektrownie wiatrowe na lądzie	7,892	80.98	15	115.24
Odpady stałe	2,000	103.61	37	74.46
Elektrownie wodne < 1MW	98	108.14	42	4.09
Biogaz rolniczy	344	115.50	49	16.91
Elektrownie wodne 1-10 MW	126	117.34	51	6.42
Hydr Elektrownie wodne > 10 MW	370	128.90	63	23.133
Małe instalacje wiatrowe	490	172.29	106	51.89
Elektrownie wiatrowe na morzu	1,500	181.16	115	172.171
Elektrownie słoneczne fotowoltaiczne	1	211.00	145	0.144
<b>ŁĄCZNIE</b>				<b>474.46</b>
Dotacja roczna				€67.78/MWh
Dotacja jednostkowa				€29.80/MWh

Źródło: Szacunki Banku Światowego

Komentarz: Koszt przyrostowy stanowi różnicę między wyrównanym kosztem energii elektrycznej (LCOE) dla danego rodzaju OZE a LCOE dla generacji opartej na węglu brunatnym; wskaźniki LCOE obliczane z zastosowaniem realnej stopy dyskontowej na poziomie 10 procent.

**Tabela 3: Zakres analizy kosztu przyrostowego**

	Jednostka	LCOE (realna stopa dyskontowa na poziomie 6%)	LCOE (realna stopa dyskontowa na poziomie 10%)
Wielkość całkowita Lata 2014-2020	Mln €	322.78	474.46
Roczna dotacja	Mln €/rok	46.11	67.78
Dotacja jednostkowa	€/MWh	20.27	29.80

Źródło: Szacunki Banku Światowego

---

Jak można wywnioskować z analizy ekonomicznej poszczególnych rozwiązań w zakresie OZE w Polsce, potrzebna jest średnia dotacja rządu 20-30 EUR/MWh, aby zrealizować wzrost OZE zgodny z proponowanymi celami unijnymi na tym obszarze. Wysokość dotacji można by obniżyć, gdyby instrumenty polityki i narzędzia regulacyjne zaprojektowano w taki sposób, aby wyraźnie obniżyć rentę ekonomiczną (na przykład, premie ograniczone w czasie i przypisane do konkretnych technologii, czy to w postaci taryf gwarantowanych lub certyfikatów OZE, czy też aukcji odwróconych).

## 2. Efektywność energetyczna

Panuje powszechna zgoda co do tego, że Polska, podobnie jak cała UE, powinna przyjąć prowadzenie termomodernizacji istniejących budynków jako priorytet wśród inwestycji w poprawę efektywności energetycznej, oraz że w przypadku wielu tego rodzaju inwestycji możliwe jest odzyskanie poniesionych kosztów dzięki oszczędności energii, choć przy dość długim okresie zwrotu. Konkluzja ta jest poparta szczegółową analizą inżynierską. W oparciu o dane i analizy przygotowane przez firmę *McKinsey and Company*, na Rys. 3 znajdującym się w głównej części raportu pokazano efektywność kosztową szeregu rozwiązań w zakresie efektywności energetycznej dla sektora mieszkaniowego, publicznego i komercyjnego, wybranych gałęzi przemysłu i sektora transportowego w Polsce. Na rysunku porównano koszt jednostkowy zmniejszenie emisji CO<sub>2</sub> w 2020 roku z wykorzystaniem inwestycji w poprawę EE realizowanych w latach 2010-2020. Ujemny koszt redukcji emisji CO<sub>2</sub> oznacza, że w ujęciu rocznym (w okresie użytkowania danego środka poprawiającego EE) środek ten wygenerowałby więcej oszczędności po stronie kosztów niż wynoszą nakłady kapitałowe, czyli inwestycja jest opłacalna przy określonej stopie dyskonta (w analizie McKinsey'a przyjęto stopę dyskonta na poziomie 4 procent). W takich przypadkach emisje dwutlenku węgla są uznawane za dodatkową korzyść związaną z inwestycjami w poprawę EE i są ograniczane/eliminowane bez żadnych dodatkowych kosztów.

Trzeba przy tym zaznaczyć, że potencjał redukcji emisji pokazany na wykresie to potencjał techniczny oparty na analizie inżynierskiej zidentyfikowanych środków wdrażanych w okresie 2010-2020. Jednak to, jak dużą redukcję i związane z nią oszczędności energii uda się faktycznie uzyskać zależy od rzeczywistych kosztów realizacji, dostępności finansowania, a także potencjału wdrażania projektów.

Oszczędności energii po stronie użytkowników końcowych w okresie 2014-2020, w ujęciu przyrostowym, podano na podstawie „Drugiego krajowego planu działań dotyczącego efektywności energetycznej dla Polski” (2012), w którym prognozuje się, że potencjał oszczędności końcowego zużycia energii w ujęciu przyrostowym w okresie 2008-2016 (osiągnięty w 2016 roku) wyniesie 5,7 mln toe na rok. Rzeczywiste oszczędności w 2010 roku wyniosły według oceny 3,0 mln toe na rok. Jak z tego wynika, oczekiwany potencjał w zakresie oszczędności zrealizowany w latach 2010-2016 wynosi 2,7 mln toe na rok. Zakłada się, że Polska będzie w stanie osiągnąć taki sam potencjał oszczędności końcowego zużycia energii okresie 2014-2020.

Szacowaną ilość 2,7 mln toe potencjału oszczędności końcowego zużycia energii powstałego w latach 2014-2020 można przypisać do wyraźnie zdefiniowanych działań, takich jak modernizacja budynków użyteczności publicznej i budynków mieszkalnych, pokazowe budynki o wysokiej efektywności energetycznej, oraz do innych działań w sektorze wytwórczym i innych sektorach końcowego wykorzystania energii, wliczając w to sektor mieszkaniowy, publiczny i komercyjny, zgodnie z następującymi założeniami:

- **Modernizacja budynków mieszkalnych:** łącznie, 60 milionów m<sup>2</sup> budynków objętych modernizacją w okresie 2014-2020 za całkowity koszt około 3.438 milionów EUR z potencjalnymi oszczędnościami na poziomie, w przybliżeniu, 487.000 toe na rok (Ramka 1).

W latach 2010-2012 Polska była w stanie zmodernizować do 7 milionów m<sup>2</sup> zasobów mieszkaniowych rocznie za kwotę około 45 EUR/m<sup>2</sup>, jak wynika z danych Funduszu Termomodernizacji i Remontów (FTiR) i danych na temat faktycznie przeprowadzonych projektów. Założono, iż to tempo modernizacji można zwiększyć do 10 milionów m<sup>2</sup> rocznie, z czego 3 miliony m<sup>2</sup>/rok to głęboka modernizacja.

- **Modernizacja budynków użyteczności publicznej:** aby przeprowadzić szacowane inwestycje w zmniejszenie zużycia energii cieplnej w budynkach użyteczności publicznej o najniższych parametrach (stanowiących około 26 procent ogółu zasobu budynków użyteczności publicznej) o 45 procent, potrzebna byłaby kwota 750 milionów EUR na przestrzeni pięciu lat, z rocznymi oszczędnościami na poziomie około 3,56 TWh na rok i okresem zwrotu około 10 lat.<sup>95</sup>
- **Pokazowe budynki o wysokiej efektywności energetycznej budowane na dużą skalę:** działanie to ma przygotować Polskę do realizacji unijnego wymogu, zgodnie z którym od 2021 roku wszystkie nowe budynki mają być energooszczędne (o niemal zerowym zużyciu energii). Łączny przyrostowy koszt budownictwa pokazowego wielkości 6 milionów m<sup>2</sup> budynków mieszkalnych oraz 3 milionów m<sup>2</sup> budynków użyteczności publicznej i budynków komercyjnych w okresie 6 lat wynosi około 185 milionów EUR. Efektem byłyby roczne oszczędności w wysokości 0,04 mln toe.<sup>96</sup>
- **Inne inwestycje na rzecz poprawy efektywności energetycznej w sektorze wytwórczym, mieszkaniowym, publicznym i komercyjnym:** szczegółowe oszacowanie zagregowanych kosztów inwestycji wymaga analizy inżynierskiej wszystkich planowanych środków. W prezentowanej analizie górny pułap cenowy w polskim programie białych certyfikatów (1000 PLN/toe) przyjęto jako ukryty próg dla efektywnych kosztowo projektów oszczędności energii, jakie można wprowadzić na rynek. Zakładając dalej, że okres użytkowania wynosi 15 lat, a stopa dyskonta 10 procent (komercyjna opłacalność), ukryty koszt inwestycji ceny górnego pułapu dla oszczędności energii wyniósłby 1.750 EUR za toe rocznie. Jak z tego wynika, dla pozostałego potencjału oszczędności energii, w wysokości 1,9 mln toe, górna granica kosztów inwestycji wynosi 3.325 mln EUR.

W ujęciu łącznym, potrzeby inwestycyjne w celu osiągnięcia potencjału oszczędności energii w latach 2014-2020 w wysokości 2,7 mln toe na rok szacuje się na kwotę 7.673 milionów EUR.

---

<sup>95</sup> „Polska: Efektywność energetyczna w budynkach użyteczności publicznej” (2013), Bank Światowy i Narodowa Agencja Poszanowania Energii

<sup>96</sup> Kluczowe założenia: koszt przyrostowy energooszczędnego budynku 27 EUR/m<sup>2</sup> dla domów jednorodzinnych i 23 EUR/m<sup>2</sup> dla budynków wielorodzinnych, koszt przyrostowy energooszczędnego budynku użyteczności publicznej i budynku komercyjnego 12 EUR/m<sup>2</sup>. Średnia redukcja zużycia ciepła w energooszczędnym budynku: 50kWh/m<sup>2</sup> w porównaniu do zwykłych nowych budynków. Budynki pokazowe obejmują 3 miliony m<sup>2</sup> domów jednorodzinnych, 3 miliony m<sup>2</sup> budynków wielorodzinnych, oraz 3 miliony m<sup>2</sup> budynków biurowych.

**Tabela 4: Szacowane inwestycje w efektywność energetyczną w okresie 2014-2020**

	Potencjał oszczędności energii do roku 2020 (mln toe/rok)	Inwestycje w EE w latach 2014-2020 (mln €)
Termomodernizacja budynków mieszkalnych	0,49	3,.
Termomodernizacja budynków użyteczności publicznej	0,31	750
Nowe budynki pokazowe	0,04	185
Inne inwestycje w EE w sektorze wytwórczym, mieszkaniowym, publicznym i komercyjnym	1,9	3.255
<b>Suma częściowa</b>	<b>2,7</b>	<b>7.673</b>

Warto zauważyć, że orientacyjne inwestycje w termomodernizację budynków mieszkalnych w latach 2014-2020 stanowią zaledwie około 10 procent popytu natomiast modernizację pozostałych zasobów mieszkaniowych (w m<sup>2</sup>). Modernizacja istniejącego zasobu mieszkaniowego oraz budynków użyteczności publicznej i budynków komercyjnych stanowi istotne wyzwanie finansowe wymagające silnego wsparcia ze strony rządu. W poniższej ramce prezentujemy analizę kosztów modernizacji budynków mieszkalnych w Polsce przeprowadzoną na podstawie danych dostarczonych przez krajowych ekspertów.

**Ramka 1: Analiza kosztów modernizacji budynków mieszkalnych w Polsce**

Na podstawie ponad 1500 audytów energetycznych dotyczących termomodernizacji budynków mieszkalnych w Polsce szacuje się, że zwykły pakiet środków modernizacyjnych mógłby zapewnić 37 procent oszczędności energii cieplnej przy koszcie inwestycji wynoszącym 45 EUR/m<sup>2</sup> powierzchni użytkowej. Głęboka modernizacja zapewniłaby 71 procent oszczędności energii cieplnej przy koszcie inwestycji wynoszącym 86 EUR/m<sup>2</sup>. Według stanu na 2012 rok Polska dysponuje 960 milionami m<sup>2</sup> powierzchni użytkowej w budynkach mieszkalnych. Około 70 procent tej powierzchni mieści się w budynkach sprzed 1990 roku o rocznym zużyciu energii cieplnej wahającym się od 160 do 380 kWh/m<sup>2</sup>. Przyjmuje się średnią wartość 200 kWh/m<sup>2</sup>. Szacowane całkowite zapotrzebowanie na modernizację budynków mieszkalnych wynosi około 670 milionów m<sup>2</sup>, przy czym szacuje się, że z tego 70 milionów m<sup>2</sup> już zostało zmodernizowane.

W poniższej tabeli przedstawiono podsumowanie wyników analizy kosztów według różnych stóp dyskontowych, zakładając okres 20 lat pełnych korzyści z oszczędności energii. Koszty energii cieplnej z sieci ciepłowniczej różnią się w zarysowanym stopniu w zależności od systemu, za wartość referencyjną przyjmuje się 480 EUR/toe w 2010 r. Wartość tę można porównać do kosztu zaoszczędzonej energii. Wydaje się, że koszt zaoszczędzonej energii wynosi tyle samo w przypadku zwykłej modernizacji, co modernizacji głębokiej. Jednak w tym drugim przypadku ilość zaoszczędzonej energii na m<sup>2</sup> jest niemal dwa razy większa.

	Koszt zaoszczędzonej energii (EUR/toe)		
	Stopa dyskonta na poziomie 3%	Stopa dyskonta na poziomie 5%	Stopa dyskonta na poziomie 7%
Zwykła termomodernizacja	475	568	668
Głęboka termomodernizacja	473	565	665

Przy stopie dyskonta wynoszącej 3% obydwa pakiety termomodernizacyjne wydają się być uzasadnione przy taryfie na energię ciepłą na poziomie 480 EUR/toe, ale prosty okres zwrotu wynosi 14 lat. Wymagana niska stopa dyskontowa oraz długi okres zwrotu stanowią najprawdopodobniej najważniejsze przeszkody z punktu widzenia komercyjnego finansowania termomodernizacji budynków mieszkalnych.



Zważywszy na generalnie pozytywne efekty społeczne takich inwestycji, środki publiczne są niejednokrotnie wykorzystywane do obniżenia kosztu inwestycji czy to przez dotacje kapitałowe, czego niezwykle udanym przykładem jest polski Fundusz Termomodernizacji i Remontów, czy też przez dotacje mające na celu zmniejszenie oprocentowania oferowanego przez banki komercyjne. Termomodernizacja budynków mieszkalnych generalnie powinna podnosić wartość rynkową nieruchomości, co można wykorzystać poprzez wyższe czynsze lub wyższą cenę sprzedaży w momencie zbycia nieruchomości. Tę wartość dodaną należy koniecznie uwzględnić w analizie inwestycyjnej dotyczącej termomodernizacji budynków mieszkalnych – należy przypuszczać, że wartość dodana istotnie zwiększy atrakcyjność finansową termomodernizacji budynków mieszkalnych. Jednak brakuje danych empirycznych potwierdzających tę wartość dodaną.

### 3. Inteligentne sieci

Początkowo wdrażanie inteligentnych sieci koncentrowało się na inteligentnych licznikach: na tym polega pierwszy priorytet inteligentnych sieci w Polsce, wspierany przez dyrektywę UE, w której sugeruje się powszechne wdrożenie inteligentnych liczników do roku 2020. Zakres kosztów inteligentnych liczników jest bardzo szeroki, w zależności od charakterystyki danego modelu, daty zakupu (ceny spadają wraz z dojrzywaniem technologii) oraz wielkością zamówienia (im większa partia liczników, tym niższy koszt jednostkowy). Koszt licznika zależy od jego funkcjonalności i waha się od około 50 USD za tradycyjny licznik do nawet 300 USD za inteligentny licznik umożliwiający zdalny odczyt i komunikację. Koszty instalacji naliczane są dodatkowo. Wraz z normalizacją konstrukcji inteligentnych liczników koszt powinien się obniżyć do około 180 USD, gdyż producenci chipów będą projektować i wytwarzać specjalne oprzyrządowanie dla inteligentnych liczników. Koszt przyrostowy inteligentnych liczników szacuje się na 130 USD (100 EUR)<sup>97</sup>. Powiązane systemy komunikacji i wsparcie IT należy dodatkowo doliczyć do pełnego kosztu wdrożenia inteligentnych liczników.

Oszczędności związane z zastosowaniem inteligentnych liczników wynikają przede wszystkim z obniżki kosztów zakładów dystrybucji energii elektrycznej w związku z mniejszymi potrzebami w zakresie odczytu liczników. Szacunkowy koszt odczytu jednego licznika to 0,50-1,50 USD<sup>98</sup>, w zależności od kosztów pracy i odległości między budynkami. Dałoby to oszczędności po stronie kosztów w wysokości około 5-15 EUR na rok na licznik, jeśli odczyty prowadzone są raz w miesiącu, lub 2-7,5 EUR na rok na licznik w sytuacji, gdy liczniki odczytuje się do dwa miesiące. Koszt przyrostowy licznika byłby zatem możliwy do odzyskania w okresie 7-40 lat. Przyjmując, iż roczny koszt będzie na poziomie 10 EUR za jeden licznik, w oparciu o 10-procentowy koszt kapitału i 20-letni okres użytkowania składnika aktywów, oraz oszczędności po stronie kosztów na poziomie 6 EUR za jeden licznik, otrzymamy 60 procent kosztu licznika dzięki oszczędnościom na samym odczycie.

Pozostaje jednak problem odzyskania pozostałych 40 procent kosztów. Oczekuje się, że będzie to możliwe dzięki zmianie profilu zużycia energii elektrycznej: przesunięcia z pory szczytu na pozostałe godziny doby. Aby to osiągnąć trzeba wprowadzić mechanizm z cenami zmieniającymi się w zależności od pory dnia lub nocy. Dotychczasowe doświadczenia z przesuwaniem zapotrzebowania na energię

<sup>97</sup> Zobacz: <http://www.emeter.com/smart-grid-watch/2010/how-much-do-smart-meters-cost/>. Uważamy również, że istniejące liczniki zostaną wymienione na inteligentne liczniki w momencie, gdy tak czy inaczej te pierwsze będą się nadawać do wymiany, więc uda się uniknąć przyrostowego kosztu robocizny, gdyż koszty instalacji w przypadku obydwu rodzajów liczników powinny być podobne.

<sup>98</sup> Zobacz: [https://www.itron.com/PublishedContent/Benefits\\_Derived\\_From\\_Automating\\_Meter\\_ReadingDeveloping\\_Your\\_Business\\_Case.pdf](https://www.itron.com/PublishedContent/Benefits_Derived_From_Automating_Meter_ReadingDeveloping_Your_Business_Case.pdf)



elektryczną w gospodarstwach domowych przyniosły mieszane wyniki, gdyż ilość możliwości jest ograniczona. Oto kilka dostępnych opcji:

- Wyrównywanie zapotrzebowania związanego z pracą klimatyzatorów i pomp ciepła. Obniżając nieco poziom komfortu w mieszkaniu, obciążenie z tego tytułu może zmniejszyć całkowite zapotrzebowanie poprzez wzrost dywersyfikacji wykorzystania tych urządzeń. Już niewielka zmiana zadanej temperatury w mieszkaniu może wywrzeć znaczący wpływ.
- Trwają prace nad inteligentnymi lodówkami, w których odmrażanie odbywałoby się w porze pozaszczytowego zapotrzebowania. W przypadku lodówek największa ilość energii elektrycznej zużywana jest właśnie na odmrożenie zamrażalnika. Cykl ten łączy się co 12-24 godzin i trwa około 30 minut, więc można go w całości przenieść na godziny pozaszczytowe.
- Podgrzewacze ciepłej wody można zaprojektować w taki sposób, aby cykl grzewczy odbywał się głównie poza szczytem zapotrzebowania na energię elektryczną.
- Zmywarki do naczyń można łączyć poza szczytem czy to ręcznie, czy automatycznie.

Kiedy wyżej wymienione działania połączymy z redukcją zużycia przez tzw. „wampiry energetyczne” (urządzenia, które pobierają energię nawet kiedy są wyłączone, czyli np. telewizory, dekodery, sprzęt stereo i anteny satelitarne), możemy istotnie zmienić profil zużycia energii elektrycznej, wpływając na zapotrzebowania na nowe moce wytwórcze. Jednak efekty te są uzależnione od charakteru danego rynku. Zaleca się przeprowadzenie w Polsce programu pilotażowego z wykorzystaniem dotacji unijnych, aby opracować program zarządzania stroną popytową.

#### 4. Wysokosprawna kogeneracja

Zakłada się, że działania w tym zakresie polegają przede wszystkim na wymianie gazowych bloków elektrociepłowniczych opartych na cyklu Rankine’a, których sprawność wynosi obecnie 40 procent lub mniej w trybie wyłącznie energii elektrycznej<sup>99</sup> na gazowo-parowe bloki elektrociepłownicze (CCGT). Oczekuje się, że nowe, duże boki typu CCGT będą komercyjnie opłacalne, a wykorzystanie gazu importowanego przez nowy terminal LNG powinno być możliwe od 2015 roku. Bloki te powinny być komercyjnie opłacalne w porównaniu do bloków węglowych wykorzystywanych wyłącznie do produkcji energii elektrycznej, ponieważ zapewniają dwa źródła przychodu: energię elektryczną przez cały rok oraz energię ciepłą i elektryczną w okresie zimowym, a zatem wsparcie w postaci środków unijnych nie byłoby potrzebne. Przychody z tytułu energii cieplnej szacuje się na poziomie 30 EUR/MWh, co zapewni blokom CCGT opłacalność w okresie zimowym. W sezonie letnim w przypadku bloków CCGT przy obciążeniu podstawowym koszt wyniósłby 78 EUR/MWh<sup>100</sup> natomiast w przypadku elektrowni opalanej węglem 52 EUR/MWh, nie uwzględniając kosztów emisji CO<sub>2</sub> (por. Tabela 5). Jeżeli weźmiemy pod uwagę koszty emisji CO<sub>2</sub> na poziomie 25 USD za tonę, koszt wzrośnie do 8 EUR/MWh w przypadku bloków CCGT oraz 71 EUR/MWh w przypadku elektrowni węglowych: ceny emisji CO<sub>2</sub> musiałyby zatem przekroczyć 50 USD za tonę, aby bloki CCGT były opłacalne w sensie ekonomicznym.

Potencjalna konieczność obniżenia kosztów bloków CCGT, tak aby stały się ekonomicznie opłacalne w trybie pracy nastawionym wyłącznie na energię elektryczną jest zbyt wysoka. Jak wynika z szacunków, około 90 procent kosztów kapitałowych bloku CCGT musiałyby być sfinansowane z dotacji, aby uzyskać

<sup>99</sup> Przyjmuje się, że zyski po stronie wydajności w połączonym trybie energii elektrycznej i ciepła są mniej istotne, ponieważ ewentualne korzyści byłyby skromne.

<sup>100</sup> Kurs wymiany walut = 1,3USD/EUR. Zakłada się, że cena węgla wynosi 80 USD za tonę, a cena gazu 400 USD za Mcm.

opłacalność ekonomiczną, z uwzględnieniem kosztu emisji CO<sub>2</sub> na poziomie 25 USD za tonę, gdyż same koszty paliwa są wyższe, niż koszt zaopatrzenia z energii węglowej bez sankcji za emisję CO<sub>2</sub>. Opcja ta byłaby zatem opłacalna jedynie w scenariuszu, w którym dochodzi do obniżenia cen gazu ziemnego, a to z kolei jest możliwe tylko w przypadku wystarczająco silnej konkurencji ze strony innych nisko-kosztowych źródeł gazu ziemnego.

**Tabela 5: Założenia dotyczące charakterystyki bloków CCGT/bloków węglowych**

		CCGT	Nadkrytyczny blok węglowy
Moc (netto)	MW	300	500
Sprawność (LHV, netto)	%	55%	40%
Jednostkowy koszt inwestycyjny (w roku 0)	USD/kW	1000	2000
Koszt paliwa	US centy/kWh	7,53	2,87
Zmienne koszty operacyjne	US centy/kWh	1	0,6
Stałe koszty operacyjne	USD/kW-rok	10	20
Planowe remonty i konserwacja	Godz./rok	360	720
Wyłączenia nieplanowane	Godz./rok	180	360
Okres użyteczności ekonomicznej	lata	35	35
Emisje CO <sub>2</sub>	g/kWh	367	851

Źródło: Szacunki Banku Światowego

**Tabela 6: Wyrównane koszty bloków z uwzględnieniem i bez uwzględnienia CO<sub>2</sub>**

Wyrównany koszt (US centy/kWh) bez CO <sub>2</sub>									Współczynnik wykorzystania mocy produkcyjnych	
Rodzaj bloku	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
CCGT	21,51	15,1	12,9	11,78	11,13	10,70	10,39	10,16	9,98	9,83
Nadkrytyczny blok węglowy	29,42	16,4	12,1	9,96	8,66	7,79	7,17	6,71	6,35	6,06

Wyrównany koszt (US centy/kWh) z uwzględnieniem kosztów emisji CO <sub>2</sub> po cenie 425 za tonę									Współczynnik wykorzystania mocy produkcyjnych	
Rodzaj bloku	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
CCGT	22,61	16,1	14,0	12,9	12,23	11,80	11,49	11,26	11,08	10,93
Nadkrytyczny blok węglowy	31,98	19,0	14,7	12,5	11,21	10,35	9,73	9,26	8,90	8,62

Źródło: Szacunki Banku Światowego

## Załącznik 3 - Alokacja kosztów przyłączenia do sieci odnawialnych źródeł energii oraz metodologia wyceny kosztów infrastruktury sieciowej

### Przykłady międzynarodowych praktyk<sup>101</sup>

Artykuł 62 Europejskiej Dyrektywy 2009/28/WE (w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych) stanowi, że „koszty przyłączenia do sieci energetycznej i gazowej nowych producentów energii elektrycznej i gazu z odnawialnych źródeł energii powinny mieć charakter obiektywny, przejrzysty i niedyskryminujący; właściwie uwzględnione powinny być korzyści, jakie daje sieci energetycznej i gazowej przyłączenie nowych producentów energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych...”

Kraje przedstawione poniżej mogą być ilustracją zarówno ogólnie stosowanych, jak i dopiero kształtujących się praktyk w zakresie podziału kosztów przyłączenia OZE pomiędzy operatorów systemu przesyłowego (OSP), spółki dystrybucyjne (OSD) i inwestorów, które to koszty w ostatecznym rozrachunku są naliczane w taryfie konsumenta.<sup>102</sup>

#### Hiszpania

W Hiszpanii wszystkie koszty przyłączenia do sieci były tradycyjnie pokrywane przez inwestora. Jednak wraz ze znaczącym wzrostem kosztów – szczególnie od momentu, gdy pojawiły się elektrownie wiatrowe na morzu – struktura podziału kosztów została skorygowana. Obecnie Hiszpania stosuje politykę płytkiej alokacji kosztów w odniesieniu do struktury podziału kosztów przyłączenia, która polega na tym, że całość kosztów związanych z modernizacją (rozbudową) sieci przesyłowej ponoszona jest przez OSP, a następnie „uspołeczniana”, czyli przenoszona na konsumenta za pośrednictwem taryfy przesyłowej. Inwestor może przyspieszyć proces, przekazując OSP kwotę kosztów rozbudowy sieci z góry, a następnie odzyskując ją za pośrednictwem taryfy (SOU 2008).

Z kolei koszty związane z majątkiem sieciowym dotyczącym przyłączenia są w Hiszpanii zazwyczaj pokrywane przez inwestora na mocy umowy zawartej z OSP. Istnieją też przykłady polityki pół-płytkiej alokacji kosztów, w której koszty są dzielone między inwestora i OSP, chociaż takie podejście nie jest powszechne i generalnie panuje polityka płytkiej alokacji kosztów. Gdy na tym samym obszarze mamy do czynienia z wieloma przyłączanymi źródłami, koszty rozbudowy sieci są ponoszone wspólnie przez wszystkich inwestorów, odpowiednio do przyłączanej mocy.

#### Niemcy

Niemcy, podobnie jak Hiszpania, stosują politykę płytkiej alokacji kosztów w odniesieniu do podziału kosztów związanych z przyłączaniem źródeł energii odnawialnej do istniejącej sieci przesyłowej. W Niemczech inwestorzy są odpowiedzialni za wszystkie urządzenia i przyłącza, podczas gdy OSP ponosi całość kosztów modernizacji (rozbudowy) sieci. Ponadto, w gestii OSP leżą wszystkie koszty dodatkowe,

<sup>101</sup> Madrigal, Marcelino, Stoft, Steven. 2012. Transmission Expansion for Renewable Energy Scale-up: Emerging Lessons and Recommendations [Rozbudowa sieci przesyłowych dla większego wykorzystania źródeł energii odnawialnej: pierwsze wnioski i zalecenia], Bank Światowy.

<sup>102</sup> Najlepszym rozwiązaniem byłoby, gdyby koszty przyłączenia i koszty sieciowe, a także odpowiednia kwota z tytułu konserwacji i zwrotu z inwestycji, były odzyskiwane za pośrednictwem taryfy. Na koszty przyłączenia i koszty sieciowe składają się: koszty super-płytkie (urządzenia takie jak stacje transformatorowe), koszty płytkie (przyłącza do systemu), oraz koszty głębokie (modernizacja i rozbudowa sieci).

jeżeli OSP zadecyduje, że źródło energii odnawialnej ma być przyłączone w innym miejscu niż najbliższe istniejące miejsce przyłączenia do sieci. Jednak ta zasada nie dotyczy morskich farm wiatrowych skutkujących dużą inwestycją przyłączeniową do istniejącej sieci przesyłowej. W Niemczech każda farma wiatrowa wybudowana co najmniej trzy mile morskie od brzegu uznawana jest za morską elektrownię wiatrową. Niemieckie władze regulacyjne stosują politykę super-płytkiej alokacji kosztów, w której koszty związane z modernizacją sieci i rozbudową systemu na lądzie dla morskich farm wiatrowych są pokrywane wspólnie przez wszystkie spółki przesyłowe (SOU 2008). Całość kosztów OSP wynikających z modernizacji sieci jest „uspołeczniana” i odzyskiwana za pośrednictwem wyższych taryf dla konsumenta.

## **Dania**

W Danii, podobnie jak w Niemczech, inna strategia obowiązuje w przypadku źródeł energii odnawialnej na lądzie, a inna dla morskich farm wiatrowych. W pierwszym przypadku w Danii stosuje się politykę płytkiej alokacji kosztów. W Danii inwestorzy są odpowiedzialni za wszystkie koszty urządzeń i przyłączy do najbliższego punktu przyłączenia do sieci 10 kV. Operator systemu dystrybucyjnego (OSD) oraz OSP ponoszą koszty modernizacji (rozbudowy) sieci, w tym wszystkie koszty dodatkowe, jeśli zadecydują, że źródło energii odnawialnej ma być przyłączone w innym miejscu niż najbliższe istniejące miejsce przyłączenia do sieci. W przypadku farm wiatrowych o mocy ponad 100 MW, OSD zazwyczaj zapewnia przyłączy o napięciu 100 kV, a wszystkie koszty przyłączenia i modernizacji sieci są „uspołeczniane” (National Grid 2006).

Jeżeli chodzi o morskie farmy wiatrowe, stosuje się politykę super-płytkiej alokacji kosztów. Jednak w przeciwieństwie do Niemiec, w Danii polityka alokacji kosztów przyłączenia morskich farm wiatrowych uwzględnia przeniesienie kosztów morskich stacji transformatorowych na OSP. Polityka ta dodatkowo zmniejsza ciężar kosztów spoczywający na wytwórcach i przyczynia się do znacznego rozpowszechnienia wiatrowych źródeł generacji w Danii (National Grid 2006).

## **Wielka Brytania**

Wielka Brytania, w skład której wchodzi Irlandia Północna, Szkocja, Anglia i Walia, przyjęła politykę super-płytkiej alokacji kosztów. Całość kosztów modernizacji sieci i rozbudowy systemu, a także część kosztów urządzeń, jest ponoszona przez OSP. Jest to jedna z polityk o najbardziej płytkiej alokacji kosztów w całej Unii Europejskiej, w której granica majątku przyłącza znajduje się bardzo blisko generacji, dając inwestorom korzyści w postaci niskich kosztów przyłączenia do sieci (Scott 2007). Koszty przyłączenia są w Wielkiej Brytanii odzyskiwane przez opłatę przyłączeniową, która jest jedną z pozycji ogólnej metodologii obliczania kosztów przesyłu.

## **Teksas**

W USA w ciągu ostatnich 10 lat branża wiatrowa gwałtownie się rozwinęła, szczególnie w Teksasie (Diffen 2009). Teksaskie władze regulacyjne stosują politykę pół-płytkiej alokacji kosztów, aby zaabsorbować szybki wzrost branży i zmniejszyć koszty inwestycji ponoszone na wejściu przez inwestora OZE. W Teksasie „poszczególne dystrybutorzy energii elektrycznej są odpowiedzialni za budowę sieci przesyłowej niezbędnej do przyłączenia nowego źródła wytwarzania”. Jednak inwestor musi wpłacić kaucję, aby zabezpieczyć dystrybutora na wypadek wycofania się inwestora z projektu. Kaucja jest zwracana inwestorowi po terminowym zakończeniu budowy instalacji wytwórczej i przygotowaniu jej do przyłączenia (Diffen 2009). Oprócz pół-płytkiej alokacji kosztów, w Teksasie opracowano proces określany skrótem CREZ, który ma „przyspieszyć budowę linii przesyłowych tak, aby energia ze źródeł odnawialnych mogła być dostarczona na rynki, które jej potrzebują” (Diffen 2009). Mechanizm ten,

uruchamiany co pięć lat, polega na procesie planowania konkurencyjnych stref OZE (ang. *Competitive Renewable Energy Zone/CREZ*) w oparciu o pro-aktywny proces zarządzany i regulowany przez komisję stanową PUCT. To PUCT wyznacza strefy CREZ, określa wysokość zobowiązań finansowych po stronie wytwórców, opracowuje „Plan rozbudowy sieci przesyłowej”, wybiera OSP, a także wystawia certyfikaty CCN (ang. *Convenience and Necessity*) gwarantujące, że wszystkie koszty związane z budową i konserwacją sieci zostaną przeniesione na konsumentów za pośrednictwem taryfy.

## **Meksyk**

W Meksyku pionowo zintegrowane energetyczne przedsiębiorstwa sieciowe nie mają obowiązku rozbudowy sieci przesyłowej (wliczając w to przyłączenia i modernizację sieci) w związku z projektami, które nie zapewnią wytwarzania energii elektrycznej w odpowiedzi na zapotrzebowanie publiczne. W odniesieniu do wszystkich projektów generacji na potrzeby inwestora, w Meksyku stosowana jest polityka głębokiej alokacji kosztów, gdzie inwestorzy prywatni muszą pokryć wszystkie koszty związane z urządzeniami, rozbudową systemu i modernizacją sieci. Jednak w reakcji na ostatnio obserwowany wzrost generacji wiatrowej w odległych, peryferyjnie położonych regionach, której celem jest zapewnienie dostaw energii elektrycznej prywatnym klientom przemysłowym i która wymaga znaczących inwestycji w rozbudowę i modernizację sieci przesyłowej, CRE wprowadziło proces pod nazwą „Czas na OZE”. Podobnie jak model CREZ w Teksasie, proces ten umożliwia energetycznym przedsiębiorstwom sieciowym definiowanie potrzeb w zakresie inwestycji przesyłowych dla obsługi wszystkich projektów wiatrowych w regionie. Wszystkie koszty są co prawda ponoszone przez producentów energii odnawialnej, lecz sam proces doprowadził do znaczącej redukcji potrzeb inwestycyjnych.

## **Brazylia**

Brazylia może się pochwalić bardzo ekologiczną strukturą źródeł wytwarzania energii. W 2009 roku aż 85,3 procent całej energii wytworzono ze źródeł odnawialnych, takich jak woda, biomasa, wyłoki trzciny cukrowej czy wiatr (Farias 2010). Co prawda projekty hydrogeneracji na wielką skalę są dopiero w toku, lecz ogromną popularność zyskała generacja oparta na wyłokach trzciny cukrowej z uwagi na krótszy okres uruchomienia instalacji, niższe koszty oraz mniejsze ryzyko inwestycji. Jednak z punktu widzenia sieci przesyłowej projekty te niosą ze sobą poważne ryzyko. Brazylia stara się optymalizować rozwój sieci i obniżyć koszty przesyłu (zarówno koszty operacyjne, jak i straty) przy zastosowaniu algorytmu optymalizacji kombinatorycznej. Efektem są sieci integrujące we wspólne węzły przyłączeniowe w stacjach o różnym napięciu. Dzięki tego rodzaju sieciom poszczególni wytwórcy nie muszą budować osobnego przyłączenia do sieci ani za nie płacić. Zamiast tego, wytwórcy ponoszą koszty związane z urządzeniami i rozbudową systemu do miejsca przyłączenia do wspólnej sieci. Koszty sieci wspólnej są dzielone na poszczególnych wytwórców według zużycia.

## **Filipiny**

Filipiny słyną z ogromnego potencjału w dziedzinie odnawialnych źródeł energii. Rząd przyjął ustawę o OZE (Kongres Filipin, 2008 rok), aby ułatwić i przyspieszyć rozwój energetyki odnawialnej, podnieść poziom bezpieczeństwa energetycznego, a także zmniejszyć uzależnienie od paliw kopalnych. Ustawa wprowadza ramy instytucjonalne i ogólne wytyczne dla przyspieszenia rozwoju i wykorzystania energetyki odnawialnej na Filipinach. W treści ustawy zawarto konkretne przepisy dotyczące przesyłu wraz z zaleceniem zmiany obecnego rozporządzenia i zastosowania polityki pół-płytkiej alokacji kosztów w odniesieniu do inwestorów OZE. Do zadań przedsiębiorstwa przesyłowego (TRANSCO) należy planowanie i przyłączanie projektów OZE na terenie całego kraju, a także finansowanie i budowanie przyłączy. Koszty inwestycyjne związane z rozbudową systemu są następnie odzyskiwane w

miesięcznych ratach od wytwórcy lub za pośrednictwem innych mechanizmów zwrotu kosztów. Jednak dla konkretnych miejsc rozważane jest wprowadzenie taryf gwarantowanych, które przewidują pewne zachęty dla inwestorów OZE w zakresie kosztów przyłączenia do sieci przesyłowej. W oparciu o przyjęcie dokumentu RA 9513, władze regulacyjne na Filipinach rozważają wprowadzenie zmian w obecnie stosowanej polityce płytkiej alokacji kosztów.

## **Egipt**

Sieć przesyłowa w Egipcie stanowi własność publiczną i jest zarządzana przez Egipskie Przedsiębiorstwo Przesyłu Energii Elektrycznej, które obsługuje dziewięć przedsiębiorstw dystrybucyjnych i dostarcza energię elektryczną do 23,7 milionów klientów. Egipski rząd przyjął ambitny cel zwiększenia udziału energii z OZE do 2020 roku do 20 procent, a agencje rządowe pracują obecnie nad zestawem polityk i narzędzi stymulujących wzrost energetyki odnawialnej, ze szczególnym naciskiem na wykorzystanie energii wiatrowej z obszarów o korzystnych parametrach wiatrowych, które znajdują się daleko od obszarów o dużym zapotrzebowaniu na energię elektryczną i które wymagają znaczących inwestycji w sieć przesyłową. Obecnie stosowaną praktykę w zakresie alokacji kosztów przyłączenia do sieci można uznać za płytką, gdyż wytwórcy ponoszą koszty zarówno urządzeń, jak i rozbudowy systemu do punktu przyłączenia z siecią wspólną. Sieci wspólne są budowane przez Egipskie Przedsiębiorstwo Przesyłu Energii Elektrycznej, które powinno odzyskać koszty za pośrednictwem taryfy przesyłowej. Podobnie jak w przypadku Filipin, egipskie władze regulacyjne rozumieją wyzwania w dziedzinie przesyłu, jakie wiążą się z generacją energii z odnawialnych źródeł, i obecnie pracują nad wdrożeniem przepisów dotyczących wyceny kosztów przesyłu i finalnych zasad przyłączania do sieci dla energetyki wiatrowej.

## Załącznik 4 – Instrumenty finansowe służące poprawie efektywności energetycznej – doświadczenia globalne

Wiele krajów<sup>103</sup> eksperymentuje z różnymi formami wsparcia rządowego dla projektów w zakresie efektywności energetycznej. Niektóre z tych rozwiązań obejmują finansowanie za pośrednictwem banku komercyjnego lub poza-bankowych instytucji finansowych, programy poprawiające warunki kredytowania we współpracy z bankami (takie jak fundusze gwarancyjne), lub fundusze odnawialne.

Programy udzielania kredytów za pośrednictwem banków lokalnych mogą sprzyjać rozwojowi rynku. Bank Światowy wsparł na przykład chiński projekt dotyczący poprawy efektywności energetycznej linią kredytową o wartości 200 mln USD. Celem tego projektu jest opracowanie programów udzielania kredytów na zrównoważone komercyjne inwestycje w efektywność energetyczną pod auspicjami wielu dużych chińskich banków. Środki Banku Światowego będą pożyczane każdemu z zaangażowanych banków na linię kredytową pokrywającą część finansowania. Lokalne banki odpowiadają za wszystkie aspekty realizacji inwestycji i określenie warunków kredytowych.

Programy gwarancji kredytowych mogłyby pokryć część ryzyka spłaty kredytu w przypadku kredytów na inwestycje na rzecz wzrostu efektywności energetycznej. Programy gwarancji mogą także stać się przydatną platformą dla dostarczania szerokiego pakietu pomocy dla pośredników finansowych, w tym wsparcia technicznego na opracowanie produktów kredytowych w obszarze efektywności energetycznej. Przykłady dwóch skutecznych programów gwarancji kredytowych w obszarze efektywności energetycznej to: węgierski program współfinansowania efektywności energetycznej GEF/IFC i chiński program częściowych gwarancji kredytowych dla firm świadczących usługi energetyczne (ESCO). Program węgierski, który został uruchomiony w 1997 roku, był dość skuteczny jako katalizator udzielania kredytów przez lokalne banki komercyjne. Program chiński, który został uruchomiony w 2003 roku, w pierwszych 3,5 latach działania został wsparty kwotą 57 mln USD w zakresie nowych inwestycji w wydajność firm ESCO, zapewniając większą dzwignię finansową i wypracowując nowe produkty dla zwiększenia wpływu programu na rynek.

Wyspecjalizowane instytucje lub fundusze odnawialne stworzone specjalnie dla celów wspierania projektów w obszarze efektywności energetycznej były także stosowane w szeregu innych krajów. Indyjska Agencja Rozwoju Energii Odnawialnej (IREDA) i chińskie Przedsiębiorstwo Inwestycyjne Oszczędzania Energii są przykładami tego typu wyspecjalizowanych instytucji, a rumuński Fundusz Efektywności Energetycznej i bułgarski Fundusz Efektywności Energetycznej stanowią przykłady funduszy odnawialnych. Zazwyczaj te instytucje i fundusze łączą pośrednictwo finansowe z opracowywaniem projektów i innymi funkcjami związanymi z oceną techniczną.

Obecnie programy finansowania wydajności energetycznej w Polsce ograniczają się głównie do udzielania dotacji i kredytów preferencyjnych. Zarówno Fundusz Efektywności Energetycznej sugerowany w niniejszym raporcie dla sektora budynków użyteczności publicznej, jak i Fundusz Mieszkaniowych Kredytów Remontowych dla sektora obiektów mieszkalnych, stanowią próbę rozszerzenia wachlarza dostępnych możliwości.

---

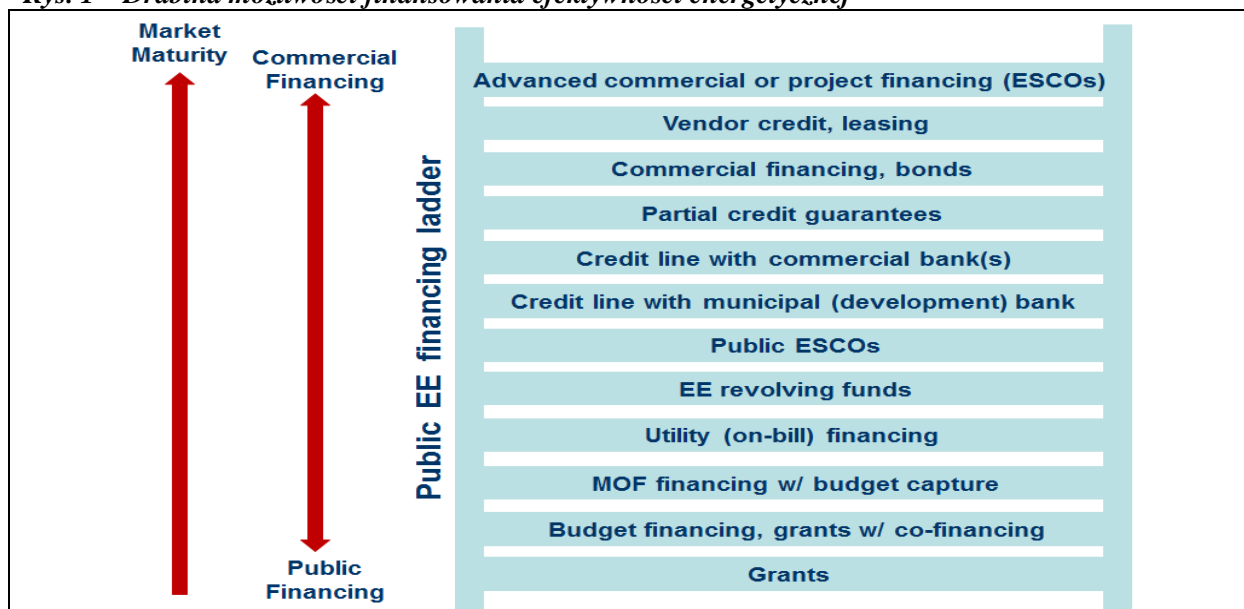
<sup>103</sup> Taylor R. et al. (2008) „Financing Energy Efficiency Lessons from Brazil, China, India, and Beyond” [Wnioski z finansowania efektywności energetycznej w Brazylii, Chinach, Indiach i innych krajach], Bank Światowy.

### Sektor publiczny<sup>104</sup>.

Pomimo atrakcyjnych okresów zwrotu i potencjalnych oszczędności energii w sektorze publicznym, kwestia poprawy EE często podlega negatywnemu wpływowi wielu nieprawidłowości w funkcjonowaniu rynku i „barier”, takich jak: (i) ograniczona liczba gmin mających zdolność kredytową i ograniczona możliwość zaciągania zobowiązań przez agencje sektora publicznego; (ii) restrykcyjne przepisy budżetowe i procedury zamówień publicznych; (iii) oparte na normach systemu rozliczania ogrzewania; (iv) dość wysokie odsetki naliczane przez banki komercyjne; (v) niewielka skala inwestycji, prowadząca do wysokich kosztów przygotowania i wysokich kosztów transakcyjnych projektu, oraz (vi) niskie istniejące poziomy gwarancji.

Doświadczenie Banku Światowego pokazuje, że istnieje szereg możliwości finansowania termomodernizacji budynków użyteczności publicznej, które mogą pomóc pokonać przynajmniej niektóre z wyżej wymienionych barier. Ta „drabina finansowania” (patrz niżej) może pomóc decydom w wyborze jednego lub kilku rozwiązań, które mogą ułatwić dostęp do produktów finansowych.

Rys. 1 – Drabina możliwości finansowania efektywności energetycznej<sup>105</sup>



EN	PL
Market Maturity	Dojrzałość rynku

<sup>104</sup> „Scaling Up Energy Efficiency in Buildings in the Western Balkans – Interim Report” [Intensyfikacja inwestycji w poprawę efektywności energetycznej w budynkach za Zachodnich Bałkanach – raport okresowy] (Jas Singh i Kathrin Hofer, Bank Światowy, 2013).

<sup>105</sup> Por. „Financing Options for the National Program for Energy Efficiency in Public Buildings (NPEEPB) in the FYR Macedonia, 2012-18” [Finansowanie rozwiązań w zakresie Krajowego Programu Efektywności Energetycznej w budynkach użyteczności publicznej w Macedonii] Bank Światowy, 2013; i ESMAP (wkrótce) „Energy Efficient Cities Initiative Guidance Note on Financing Municipal Energy Efficiency Projects” [Wytyczne inicjatywy miast efektywnych energetycznie w zakresie finansowania komunalnych projektów efektywności energetycznej], ESMAP, maj 2013 (projekt).



Commercial Financing	Finansowanie komercyjne
Public Financing	Finansowanie ze środków publicznych
Public EE financing ladder	Drabina finansowania działań na rzecz poprawy EE w sektorze publicznym
Advanced commercial or project financing (ESCOs)	Zaawansowane finansowanie komercyjne lub projektowe (firmy ESCO)
Vendor credit, leasing	Kredyt dostawcy, leasing
Commercial financing, bonds	Finansowanie komercyjne, obligacje
Partial credit guarantee	Częściowa gwarancja kredytowa
Credit line with commercial bank(s)	Linia kredytowa w banku komercyjnym/bankach komercyjnych
Credit line with municipal (development) bank	Linia kredytowa w banku gminnym (rozwoju)
Public ESCOs	Publiczne firmy ESCO
EE revolving funds	Fundusze odnawialne EE
Utility (on-bill) financing	Finansowanie mediów (za pośrednictwem rachunków)
MOF financing w/ budget capture	Finansowania z Ministerstwa Finansów z ujęciem w budżecie
Budget financing, grants w/ co-financing	Finansowanie z budżetu, dotacje ze współfinansowaniem
Grants	Dotacje

Wybór odpowiednich mechanizmów i ich struktura będą zależą od czynników takich jak: (i) aktualne warunki legislacyjne i regulacyjne; (ii) dojrzałość finansowych i publicznych rynków kredytowych; (iii) bieżący stan lokalnych rynków usług EE, w tym firm ESCO i audytorów energetycznych; oraz (iv) techniczne i finansowe możliwości podmiotów publicznych w zakresie podjęcia się realizacji projektów EE. Po wyborze podstawowych mechanizmów trzeba je w przemyślny sposób dostosować do charakterystyki lokalnego rynku. Na etapie projektowania jeden mechanizm można opracować w taki sposób, aby obejmował więcej niż jeden produkt finansowy. Zaleca się na ogół opracowanie ofert składających się z wielu produktów, ponieważ umożliwiają one gminom o różnych możliwościach lepszą obsługę za pośrednictwem jednego programu.

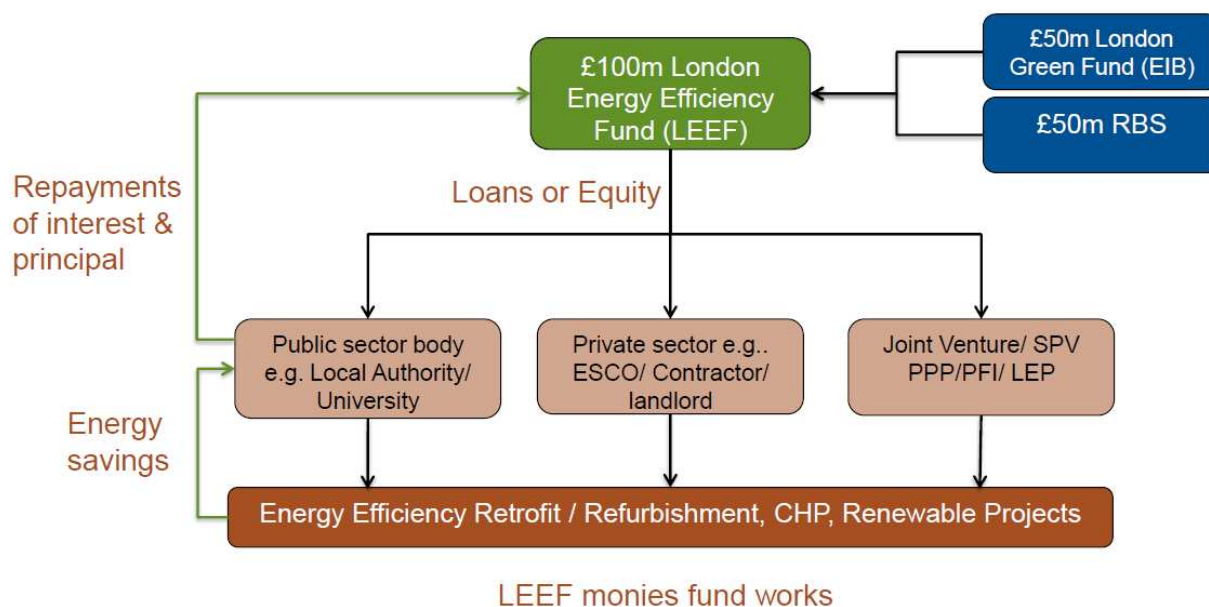
*Przykłady możliwości finansowania sektora publicznego:*

- **Firmy ESCO** (patrz Załącznik 4) – Polska spełnia już wiele warunków, które sprzyjają rozwojowi rynku ESCO, takich jak konkretne cele w zakresie oszczędności energii oraz ceny energii, które odzwierciedlają koszt jej dostarczenia. Ekspansja rynku ESCO jest jednak utrudniona ze względu na szereg czynników, takich jak brak jasnego uregulowania prawnego dla umów ESCO, brak przemyślanego wsparcia polityki dla ESCO i umów wydajności energetycznej, czy niewystarczające rozpoznanie i wiarygodność rynku. Wysiłki na rzecz wspierania rozwoju rynku będą musiały dotyczyć usunięcia tego typu ograniczeń w celu poprawy wiarygodności ESCO i poprawy dostępu do finansowania projektów. Na przykład w Kanadzie branża ESCO zaczęła się rozwijać dopiero wtedy, gdy rząd uruchomił program poświęcony kontraktom na poprawę charakterystyki energetycznej i zapewnił gwarancje w celu uproszczenia i ułatwienia dostępu do finansowania dla firm ESCO<sup>106</sup>.

<sup>106</sup> IFC Energy Service Company Market Analysis [Analiza rynku firm usług energetycznych], 2011 r.

- **Fundusze odnawialne** – fundusze unijne są z powodzeniem wykorzystywane do zakładania funduszy odnawialnych dla celów termomodernizacji budynków użyteczności publicznej.<sup>107</sup>

**Przykład 1.** Londyński Fundusz Efektywności Energetycznej (*London Energy Efficiency Fund (LEEF)*)<sup>108</sup>. LEEF został stworzony przy wykorzystaniu finansowania z funduszu JESSICA i takiej samej kwoty środków z sektora prywatnego, z całkowitym kapitałem w wysokości 100 mln GBP. Koncentruje się on na inwestycjach na rzecz poprawy efektywności energetycznej podmiotów sektora publicznego, w tym: odnawianie istniejących budynków użyteczności publicznej i/lub budynków z sektora pozarządowego (np. władze lokalne, uniwersytety, szpitale, szkoły, etc) w celu podniesienia ich efektywności energetycznej, oraz remonty istniejących lokali komunalnych w celu podniesienia ich efektywności energetycznej. Struktura LEEF została przedstawiona na poniższym diagramie.



EN	PL
£100m London Energy Efficiency Fund (LEEF)	Londyński Fundusz Efektywności Energetycznej (LEEF) - 100 mln GBP
£50m London Green Fund (EIB)	Londyński Fundusz Ekologiczny (EIB) – 50 mln GBP
£50m RBS	Royal Bank of Scotland – 50 mln GBP
Loans or Equity	Kredyty lub kapitał
Repayments of interest & principal	Splata kwoty głównej i odsetek
Energy savings	Oszczędność energii

<sup>107</sup> Por. *Financing Energy Efficiency: Forging the Link between Financing and Project Implementation* [Finansowanie efektywności energetycznej: jak przejść od finansowania do realizacji projektu], KE, 2010 r.

<sup>108</sup> <http://www.leef.co.uk/about/index.html> oraz [http://www.leef.co.uk/pdf/LEEF\\_Presentation\\_Feb\\_2012.pdf](http://www.leef.co.uk/pdf/LEEF_Presentation_Feb_2012.pdf).

Public sector body e.g. Local Authority/University	Podmiot sektora publicznego, np. jednostka samorządowa/uczelnia wyższa
Private sector e.g. ESCO/Contractor?landlord	Sektor prywatny, np. firma ESCO/wykonawca/ właściciel nieruchomości
Joint Venture/SPV/PPP/PFI/LEP	Wspólne przedsięwzięcie typu <i>joint venture</i> , spółka celowa, PPP, <i>Private Finance Initiative</i> , lokalne inicjatywy partnerskie LEP
Energy Efficiency Retrofit/Refurbishment, CHP, Renewable Projects	Termomodernizacja i remonty na rzecz poprawy efektywności energetycznej, generacja w skojarzeniu, projekty OZE
LEEF monies fund works	Obieg środków z funduszu LEEF

Kredyty z funduszu LEEF są elastyczne, z okresem zapadalności do 10 lat i oprocentowaniem zaczynającym się od poziomu 1,65 procenta w skali roku. Fundusz obejmuje inwestycje o wartości od 1 mln do 20 mln GBP. Zazwyczaj oznacza to, że trzeba połączyć w jednej projekt szereg budynków lub kwalifikowanych komponentów większego projektu remontowego. LEEF nie tylko zarządza środkami, ale także zatrudnia doradcę technicznego i angażuje w działalność funduszu prywatnego udziałowca dostarczającego część finansowania.

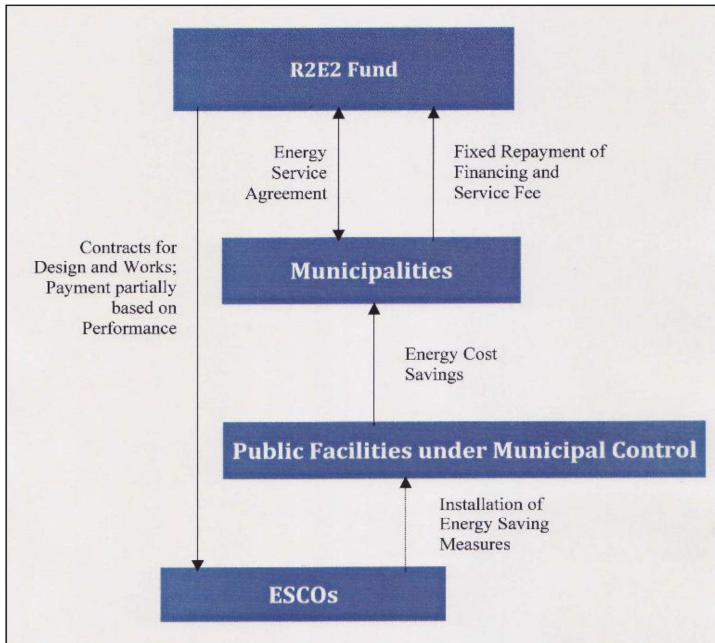
**Przykład 2.** Fundusz R2E2 w Armenii. Obecnie realizowany jest projekt Banku Światowego polegający na utworzeniu funduszu odnawianego na rzecz EE w sektorze publicznym. Fundusz ten charakteryzuje się następującymi cechami: niezależny zarządca funduszu (przy wykorzystaniu istniejącej platformy funduszu noszącej nazwę R2E2, utworzonej przy wsparciu GEF), nadzorowany przez Radę Dyrektorów; fundusz dokapitalizowany przez międzynarodowe instytucje finansowe/ofiarodawców lub budżet państwa; mechanizm oferujący pełną gamę usług: finansowanie plus przygotowanie projektu, jego realizacja i monitorowanie. Fundusz R2E2 ma dwie grupy beneficjentów: (1) gminy i podmioty publiczne prawnie niezależne, oraz (2) kwalifikowane podmioty społeczne, które nie są niezależne w sensie prawnym. Cena usług zależy od źródeł finansowania i kondycji klienta.

W przypadku pierwszej grupy beneficjentów Fundusz R2E2 podpisuje umowy o świadczenie usług energetycznych i udziela pożyczek (w formie finansowania środków efektywności energetycznej) gminom i podmiotom publicznym, które dysponują strumieniami przychodów odrębnymi od budżetu państwa (np. komunalne budynki administracyjne i oświetlenie uliczne, wyższe uczelnie, szpitale), charakteryzują się dyscypliną finansową oraz mają wystarczający potencjał administracyjny i instytucjonalny, aby zaangażować się w projekt. Pożyczki te są udzielane w ramach szerszej „Umowy o świadczenie usług energetycznych”, w ramach której Fundusz R2E2 oferuje także dodatkowe usługi. Pożyczki są traktowane jako zadłużenie gminy, a w budżecie gminy na kolejne lata należy je wykazać jako stałe zobowiązanie do zapłaty. Oprócz pożyczek Fundusz R2E2 oferuje następujące usługi: wstępna analiza w celu określenia ogólnego zakresu pod-projektów na rzecz poprawy efektywności energetycznej; opracowanie dokumentacji przetargowej; zamówienie prac projektowych i realizacyjnych w imieniu gminy; nadzór nad budową i oddaniem do użytku; opłacenie usług wykonanych przez wykonawców (ze środków pożyczki); a także monitorowanie pod-projektów. Zadaniem gmin i podmiotów publicznych jest właściwe utrzymanie systemów, spłata pożyczki, oraz uiszczenie opłaty za usługę wykonaną przez Fundusz R2E2, zgodnie z postanowieniami „Umowy o świadczenie usług energetycznych”. Raty są ustalane w taki sposób, aby gminy i podmioty publiczne mogły spłacić koszty inwestycji

i opłatę za usługi z oszczędności na kosztach zużycia energii. Fundusz R2E2 przekazuje pożyczki bezpośrednio do wykonawców i ponosi odpowiedzialność za całą procedurę zamówieniową.

### Umowa o świadczenie usług energetycznych

(Jednostki publiczne dysponujące strumieniami przychodów niezależnymi od budżetu państwa)

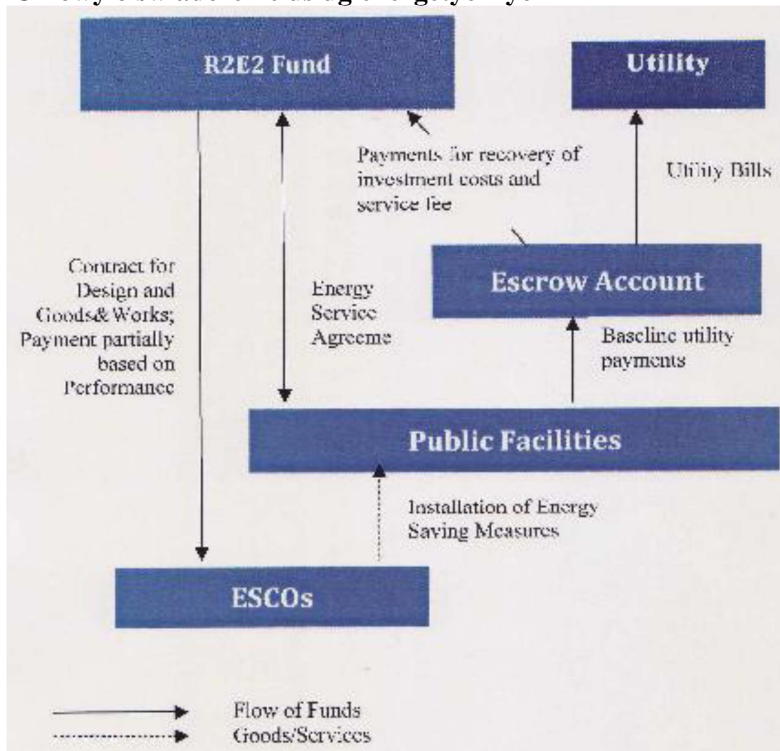


EN	PL
R2E2 Fund	Fundusz R2E2
Municipalities	Gminy
Public Facilities Under Municipal Control	Jednostki publiczne kontrolowane przez gminę
ESCOs	Firmy usług energetycznych
Contracts for Design and Works; Payment partially based on Performance	Kontrakty na zaprojektowanie i wykonanie robót budowlanych; płatność częściowo uzależniona od wykonania (wynikowa)
Energy Service Agreement	Umowa o świadczenie usług energetycznych
Fixed Repayment of Financing and Service Fee	Stała spłata finansowania i opłaty za usługę
Energy Cost Savings	Oszczędność kosztów energii
Installation of Energy Saving Measures	Zainstalowanie środków oszczędności energii

W przypadku drugiej grupy beneficjentów Fundusz R2E2 podpisuje umowy o świadczenie usług energetycznych z kwalifikowanymi podmiotami społecznymi i innymi jednostkami publicznymi, które nie są niezależne w sensie prawnym i których przychody zależą od budżetu państwa, bez udzielania pożyczek. W tym modelu Fundusz R2E2 określa średnie bazowe zużycie energii, definiuje ogólny zakres pod-projektu na rzecz efektywności energetycznej, opracowuje dokumentację przetargową; przeprowadza procedurę zamówieniową, finansuje projekt, nadzoruje prace budowlane i oddanie obiektu do użytku, a także monitoruje pod-projekt. Zgodnie z treścią umowy o świadczenie usług energetycznych, podmioty społeczne i inne jednostki publiczne są zobowiązane do pokrywania bazowych kosztów energii przez cały okres umowy. Te bazowe

płatności podlegają korektom w sytuacji, gdy dochodzi do wzrostu opłat w danej jednostce (np. z powodu zwiększenia ogrzewanej powierzchni albo poprawy komfortu, wzrostu taryf, niższych temperatur atmosferycznych). Fundusz R2E2 opłaca z tych środków rachunki za energię (gaz, olej, prąd) w imieniu danej jednostki oraz potrąca sobie koszty inwestycji i opłatę za usługi. Umowa nie może obejmować okresu dłuższego niż dziesięć lat. Okres umowy może ulec zmianie w sytuacji, gdy Fundusz R2E2 odzyska zainwestowane środki we wcześniejszym (lub późniejszym) terminie.

### Umowy o świadczenie usług energetycznych



EN	PL
R2E2 Fund	Fundusz R2E2
Utilities	Dostawcy mediów
Escrow Account	Rachunek celowy
ESCOs	Firmy usług energetycznych
Public facilities	Jednostki publiczne
Contracts for Design and Goods&Works; Payment partially based on Performance	Kontrakty na zaprojektowanie i wykonanie robót budowlanych oraz kontrakty na usługi; płatność częściowo uzależniona od wykonania (wynikowa)
Energy Service Agreement	Umowa o świadczenie usług energetycznych
Payments for recovery of investment costs and service fee	Płatności na poczet zwrotu poniesionych kosztów inwestycji i opłaty za usługę
Baseline utility payments	Bazowe opłaty za media
Utility bills	Rachunki za media

Installation of Energy Saving Measures	Zainstalowanie środków oszczędności energii
Flow of Funds	Przepływ środków
Goods/Services	Towary/usługi

Aby promować rozwój lokalnej branży firm usług energetycznych (ESCO) i zagwarantować trwałość usług w zakresie efektywności energetycznej na terenie kraju, Fundusz R2E2 zawiera umowy z firmami budowlanymi/firmami ESCO. Umowy dotyczą projektowania i dostawy podprojektów, a także instalacji, uruchomienia i czasem także eksploatacji i konserwacji urządzeń. Poza tym, w umowie zawarte są postanowienia o przeniesieniu części ryzyka związanego z realizacją projektu na wykonawców, w oparciu o faktyczną oszczędność energii uzyskaną w wyniku projektu.

### **Sektor mieszkaniowy**

Sektor mieszkaniowy także stoi w obliczu szeregu barier utrudniających inwestycje w poprawę EE. Wśród często obserwowanych barier należy wymienić: (i) niewielką skalę projektów i dość wysokie koszty transakcyjne; (ii) fakt, że poziom ryzyka jest postrzegany przez banki komercyjne jako wysoki; (iii) procesy decyzyjne i zdolność kredytową stowarzyszeń właścicieli domów, mieszkań i spółdzielni; (iv) oparte na normach systemu rozliczania ogrzewania; (v) dość wysokie odsetki w bankach komercyjnych; oraz (vi) wysokie stopy dyskontowe (lub minimalne dopuszczalne poziomy rentowności) po stronie konsumentów mieszkaniowych.

Możliwości finansowania dostępne dla sektora mieszkaniowego są bardziej ograniczone niż te dostępne dla sektora publicznego, dlatego też drabina jest „krótsza”. Doświadczenie podmiotów z całego świata wskazuje, że istnieją cztery główne opcje finansowania mające na celu pokonanie wymienionych wyżej barier i wsparcie dostosowań w zakresie EE w budynkach mieszkalnych. Obejmują one:

- fundusze na rzecz poprawy efektywności energetycznej;
- finansowanie przez banki komercyjne;
- częściowe gwarancje kredytowe; oraz
- programy EE w obszarze usług komunalnych.

Fundusze unijne są z powodzeniem stosowane w kilku krajach do wspierania modernizacji budynków mieszkalnych w formie kapitału załączkowego niezbędnego do powołania funduszy mieszkaniowych kredytów remontowych. Jako przykłady można wymienić estoński fundusz kredytów remontowych (RFL) oraz Fundusz JESSICA na Litwie<sup>109</sup> dla poprawy efektywności energetycznej mieszkań. W obu przypadkach środki są dostępne za pośrednictwem banków komercyjnych, a fundusze oferują długoterminowe kredyty preferencyjne dla wspólnot mieszkaniowych i indywidualnych właścicieli nieruchomości z przeznaczeniem na modernizację budynków mieszkalnych. Kredytom towarzyszą pewne elementy dotacji rządowej po zakończeniu realizacji inwestycji EE i w oparciu o audyt energetyczny i kontrolę techniczną, pod warunkiem, że modernizacja doprowadziła do osiągnięcia wcześniej zdefiniowanych celów EE. Na Litwie fundusz obejmuje także element dotacji rządowej dla rodzin o niskich dochodach.

Estoński RFL przyczynił się do modernizacji 6,7 procent łącznej powierzchni użytkowej wszystkich budynków mieszkalnych w Estonii w okresie 2009-2012. Kapitał załączkowy estońskiego RLF został przekazany dzięki dotacji z Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego i kredytowi z Estońskiego

<sup>109</sup> *Revolving Fund for Housing in Estonia* [Odnawialny Fundusz Mieszkaniowy w Estonii], 2012 r., Mirja Adler, KredEx

Banku Rozwoju (CEB), fundusz został także zasilony kapitałem pochodzącym od administratora funduszu, którym jest KredEx. Korzystny kredyt został udzielony dwóm uczestniczącym w mechanizmie bankom, które udzielają wspólnotom mieszkaniowym kredytów preferencyjnych na modernizację budynków mieszkalnych<sup>110</sup>.

#### Wykaz produktów w ramach funduszy kredytów remontowych w Estonii i na Litwie

Beneficjenci		
	Stowarzyszenia mieszkańców i wspólnoty mieszkaniowe w budynkach liczących co najmniej 3 lokale mieszkalne, wybudowanych przed 1993 r.	Właściciele mieszkań
Pośrednicy		
	Dwa banki komercyjne w zakresie kredytów. KredEx (instytucja finansowa oferująca pożyczki, ubezpieczenie kredytów i gwarancje kredytowe) w zakresie zarządzania dotacjami i pomocy technicznej.	Trzy banki komercyjne  HUDA (Agencja Rozwoju Miast i Mieszkalnictwa) – przegląd planów modernizacji, organizowanie/świadczanie pomocy technicznej
Produkty/usługi		
Kredyty	Na 10 lat ze stałym, preferencyjnym oprocentowaniem; zapadalność do 20 lat; maks. na 85% kosztów projektu, zabezpieczenie: zastaw na prawach stowarzyszenia lub wspólnoty mieszkańców na wypadek roszczeń wobec właścicieli mieszkań	Oprocentowanie stałe na poziomie 3%, zapadalność do 20 lat
Dotacje (prace budowlane)	15-35% w zależności od uzyskanej oszczędności energii (dostępne również dla klientów innych banków)	15% do 20% oszczędności 30% do 40% oszczędności
Dotacje na audyty, dokumentację projektową budynków, specjalistyczne usługi techniczne	50% kosztów do kwoty maksymalnej	50% kosztów do kwoty maksymalnej
Dotacje dla rodzin o niskich dochodach	NA	100% kosztów przygotowania/administracji/nadzoru nad projektem remontowym, wkładu w ubezpieczenie kredytu, kwoty głównej i odsetek

<sup>110</sup> Simona Irzikeviute. *Experience of Lithuania in financing multi-apartment housing refurbishment* [Litewskie doświadczenia w dziedzinie finansowania modernizacji budynków wielorodzinnych], Agencja Rozwoju Miast i Mieszkalnictwa, 2012

Gwarancje	Zapewnione przez KredEx	Nie dotyczy
<b>Źródła finansowania</b>		
Kredyty	EFRR UE: 17 milionów EUR Pożyczka z CEB*: 29 milionów EUR	Fundusz JESSICA zarządzany przez EB EFRR UE: 127 milionów EUR Budżet państwa: 100 milionów EUR
Dotacje (prace budowlane)	Środki alokowane z handlu w jednostkach przydzielonych Estonii w ramach art. 17 Protokołu z Kioto do Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu	Budżet państwa i środki z funduszu JESSICA, Programu dot. zmian klimatu
Dotacje (pomoc techniczna)	EFRR UE	Budżet państwa
Dotacje (niskie dochody)	Nie dotyczy	Budżet państwa
<b>Wyniki</b>	<b>(2009-2012)</b>	<b>(do października 2012 r.)</b>
Kredyty	496 kredytów, 48,1 mln EUR	72 kredyty, 7,7 mln EUR
Inwestycje	66,7 milionów EUR Średnio: 104.000 EUR	
Oszczędności	36% (spodziewane)	
Dotacje	550 ze średnią 25% dotacją	

\*CEB: Bank Rozwoju Rady Europy (*Council of Europe Development Bank*)

Źródło: <http://www.kredex.ee>; Mirja Adler (KredEx), Revolving Fund for Housing in Estonia, 2012; Irzikeviciute 2012; Jessica 2012



## Załącznik 5 – Wnioski z doświadczeń w zakresie kontraktowania usług efektywności energetycznej w sektorze publicznym (firmy ESCO)

W Polsce rynek dla firm usług energetycznych (ESCO)<sup>111</sup> nie jest dobrze rozwinięty. Rząd powinien podjąć działania, aby pobudzić rynek ESCO i znacznie go rozbudować. Ze swojej strony, branża powinna stworzyć stowarzyszenie firm ESCO z rygorystycznymi wymaganiami certyfikacji dla swoich członków.

Możemy wyróżnić trzy podstawowe rodzaje kontraktów ESCO:

- (i) *kontrakt na dostawę energii (Energy Supply Contracting/ESC)*, gdzie ESCO zajmuje się wszystkimi aspektami dostawy energii do klienta i otrzymuje wynagrodzenie poprzez marżę ze sprzedaży energii;
- (ii) *kontrakt na eksploatację (Energy Operations Contracting/EOC)*, gdzie ESCO optymalizuje działanie systemu i pobiera opłatę eksploatacyjną; oraz
- (iii) *kontrakt na poprawę charakterystyki energetycznej (Energy Performance Contracting/EPC)*, gdzie ESCO finansuje inwestycję energetyczną (nowa inwestycja lub termomodernizacja istniejącego obiektu) i otrzymuje wynagrodzenie z uzyskanej oszczędności energii. Przy tego typu kontraktach możliwe jest, aby firma ESCO zapewniała finansowanie i ponosiła ryzyko, zatem ta forma kontraktu jest idealna dla sektora publicznego, jak wyjaśniono poniżej.

### ***Kontrakty EPC a sektor publiczny***

Sektor publiczny jest zazwyczaj najbardziej obiecującym rynkiem dla kontraktów EPC, ponieważ jest dużym konsumentem energii; stosunki własności/najmu obiektów są jasno zdefiniowane; ryzyko upadłości jest praktycznie zerowe, a ryzyko zamknięcia obiektu jest niewielkie. Jednak są także bariery. Do najważniejszych należą przepisy w zakresie zamówień publicznych, procedury budżetowe i brak bodźców (zachęt) do oszczędzania. Często mamy także do czynienia z ograniczonymi kompetencjami wewnątrz danej jednostki w zakresie znajomości kwestii związanych z zarządzaniem energią i zawiłościami kontraktów na poprawę charakterystyki energetycznej.

***Zamawianie EPC: raczej maksymalizacja rezultatów niż minimalizacja kosztów.*** W tradycyjnych procedurach zamówieniowych kładzie się nacisk na najniższą cenę, przy określonej specyfikacji. *Jednak w przypadku kontraktu EPC nacisk kładzie się na maksymalizację rezultatów, a nie na minimalizację kosztów oprzyrządowania.* Poza tym, podczas oceny ofert największą uwagę należy zwracać na podstawową metodologię uzyskiwania oszczędności, proponowane środki prowadzące do oszczędności energii, oraz korzyści wynikające ze współpracy z daną firmą ESCO. Do istotnych różnic między kontraktami EPC a tradycyjnymi kontraktami należą także następujące elementy: (i) cały pakiet usług EE jest oferowany przez jedną firmę – ESCO – a nie przez kilka firm zajmujących się, odpowiednio, przygotowaniem projektu inżynierskiego, dostawą i uruchomieniem, oraz konserwacją; (ii) kontrakt z firmą ESCO zazwyczaj zawierany jest na okres 5-10 lat lub dłużej, co nie mieści się w rocznym cyklu budżetowym instytucji sektora publicznego.

***Procedury budżetowe: możliwość pozostawienia części uzyskanych oszczędności w danej agencji rządowej.*** O ile rząd nie narzuci obowiązkowych wartości docelowych (oraz sankcji za niewywiązanie się z obowiązku ich przestrzegania) dla każdej agencji rządowej, konieczne może się okazać

---

<sup>111</sup> Por. *Public Procurement of Energy Efficiency Services* [Procedury zamówień publicznych dla usług efektywności energetycznej], Jas Singh, Dilip Limaye, Brian Henderson and Xiaoyu Shi, Bank Światowy/ESMAP, 2010 r.

wprowadzenie zachęt dla agencji, aby zechciały się zaangażować w działania na rzecz poprawy efektywności energetycznej. Trzeba przy tym zaznaczyć, że obniżone rachunki za energię prowadzące do proporcjonalnie zmniejszonych budżetów na energię w kolejnym roku z reguły nie zmotywują agencji rządowych do dobrowolnego zainicjowania inwestycji w poprawę efektywności energetycznej, chyba że bodźcem będzie poziom komfortu, wygląd budynku, itp. W USA agencje federalne mogą z zasady zatrzymywać u siebie do 50 procent oszczędności energii uzyskanych dzięki EPC (choć w praktyce zatrzymywana kwota jest dużo mniejsza). W Niemczech i na Węgrzech ogólne budżety niektórych agencji zawierają bodźce zachęcające do obniżania kosztów operacyjnych, w tym kosztów energii.

Rozwiązaniem korzystnym dla obu stron – tj. dla Ministerstwa Finansów i dla agencji rządowej zawierającej kontrakt typu EPC - może być mechanizm gwarantujący podział zaoszczędzonych środków netto, być może na zasadzie malejącej. Takie rozwiązanie może pomóc Polsce dalej zmniejszać energochłonność i realizować aktualne i przyszłe zobowiązania w zakresie efektywności energetycznej, emisji gazów cieplarnianych i odnawialnych źródeł energii (te ostatnie poprzez zmniejszenie wartości w mianowniku). Zazwyczaj większa część potencjału w zakresie poprawy efektywności energetycznej w sektorze publicznym dotyczy ogrzewania (a coraz częściej także chłodzenia), a pozostała część oświetlenia. Istnieje tutaj możliwość uzyskania ogromnych oszczędności dla Skarbu Państwa i bardzo znaczącej redukcji emisji gazów cieplarnianych przez cały okres użytkowania inwestycji w EE.

***Pułapy zadłużenia: płatności umowne EPC jako wydatek operacyjny.*** W niektórych krajach, w tym w Polsce, kontrakty EPC uwzględnia się przy obliczaniu pułapu zadłużenia jednostek sektora publicznego, co praktycznie zamyka temat. Jednak w Niemczech i w USA kontrakty EPC są dozwolone pod warunkiem, że spełnione są następujące kryteria: (i) firma ESCO musi zaciągnąć dług komercyjny i ująć go w swoim bilansie; (ii) projekt ma gwarantowane dodatnie przepływy pieniężne do agencji rządowej w każdym roku trwania kontraktu, poparte rygorystycznymi gwarancjami wykonania, w tym gwarancjami należytego wykonania i gwarancjami płatności, certyfikatami ubezpieczeniowymi lub poręczeniami. Procedury rozstrzygania sporów są również jasno określone i mogą uwzględniać udział strony trzeciej, ale zarówno w Niemczech, jak i w USA dotychczas było bardzo niewiele sporów. *O ile wyżej wymienione warunki są spełnione, płatności na rzecz wykonawcy EPC są zaliczane do wydatków operacyjnych (utrzymanie budynku), a nie do spłaty zadłużenia.*

***Branże rozwijające się i usługi przyszłości.*** Z uwagi na brak specjalistycznej wiedzy i doświadczenia w obszarze energii w wielu agencjach rządowych, firmy ESCO są doskonałym źródłem wsparcia. W tym kontekście przywódcza rola rządu jest absolutnie wyjątkowa. Jeśli rząd przyczyni się do wzrostu popytu na firmy ESCO i oferowany przez nie sprzęt i usługi, a także do wzrostu ich podaży, mogą się one rozprzestrzenić na inne sektory gospodarki. Dzięki temu polska gospodarka mogłaby uczestniczyć w stosowaniu i rozwijaniu najnowszych technologii efektywności energetycznej i usług przyszłości, stając się liderem w tej nowej, ważnej dziedzinie, zamiast pozostawać w tyle.

### ***Doświadczenia amerykańskie***

***Federalny Program Zarządzania Energią*** powstał w 1995 roku, a jego celem było doprowadzenie do zmniejszenia zużycia energii przez agencje federalne. ***Ustawą o niezależności energetycznej i bezpieczeństwie energetycznym*** (2007 r.) wprowadzono nowe, obowiązkowe cele: agencje federalne muszą zgodnie z ustawą obniżyć swoje zużycie energii o 3 procent rocznie do roku 2015 (a jednocześnie znacząco podwyższyć wykorzystanie energii odnawialnej i zmniejszyć zużycie wody o 2 procent rocznie, w stosunku do bazowego roku 2003). Kontrakty EPC, czy też według terminologii stosowanej w USA „ESPC” (*Energy Savings Performance Contracts*), stały się ważnym narzędziem do realizacji tych celów. Począwszy od 1985 roku uchwalano przepisy pozwalające agencjom federalnym na podpisywanie kontraktów o podziale oszczędności energii z sektorem prywatnym.

**Podział oszczędności netto.** Na przestrzeni ostatniej dekady wdrożono ponad 460 federalnych projektów ESPC. Dzięki tym projektom amerykański rząd zaoszczędzi 7,1 mld USD na kosztach energii, z czego 5,7 mld USD zostanie wykorzystane na sfinansowanie modernizacji obiektów, *dając rządowi w rezultacie oszczędności netto na poziomie 1,4 mld USD.* Agencjom w zasadzie wolno zatrzymać u siebie 50 procent oszczędności netto uzyskanych dzięki mniejszemu zużyciu energii i wody na dodatkowe projekty energooszczędne, w tym na programy zachęt dla pracowników. Jednak w obliczu presji na ograniczanie budżetów federalnych, budżety operacyjne agencji są często pomniejszane o wszelkie ewentualne oszczędności, jakie pozostaną po uiszczeniu zapłaty w ramach kontraktu EPC.

**Procedury zamówieniowe: obowiązkowe oszczędności i kontrakty wieloletnie.** W przepisach umożliwiających agencjom federalnym podpisywanie kontraktów ESPC jest wyraźnie powiedziane, że *wymagane są gwarancje oszczędności, a w celu sprawdzenia realizacji gwarancji stosowane będą specjalne protokoły pomiaru i weryfikacji (M&V). Oszczędności dla agencji muszą być w każdym roku trwania kontraktu wyższe, niż płatności przekazywane w danym roku na rzecz ESCO. Okres trwania kontraktu dla federalnych projektów ESPC, włącznie z okresem budowy, nie może przekraczać 25 lat, średnio wynosi około 15 lat.* Kontrakty mogą uwzględniać szeroki zakres energooszczędnych działań, od tych przynoszących szybkie efekty do tych o dłuższym okresie zwrotu. Przy ambitnych amerykańskich dyrektywach w zakresie redukcji zużycia energii agencje zazwyczaj same wdrażają wiele działań niskolub bez-kosztowych, natomiast projekty ESPC wykorzystują do wymiany starego, mało wydajnego oprzyrządowania. W związku z tym projekty ESPC są kapitałochłonne i nie obserwuje się praktyki „spijania śmietanki”.<sup>112</sup>

**Finansowanie projektu w bilansie firmy ESCO.** Firmy ESCO zazwyczaj pozyskują finansowanie od strony trzeciej. *Muszą poszukiwać konkurencyjnych ofert finansowania dla projektów energetycznych na rynkach komercyjnych, aby zapewnić agencji rządowej najlepszą możliwą wartość.* Zadaniem firm ESCO jest pozyskanie atrakcyjnych ofert, ich ocena, oraz dokonanie wyboru w oparciu o wcześniej ustalone kryteria „najkorzystniejszej” oferty. Firma ESCO musi także udokumentować swój wybór. Finansowanie projektu EPC oparte jest na umowie zawartej przez ESCO i podmiot finansujący, i jest ujmowane w bilansie firmy ESCO, a nie agencji rządowej.

**Gwarancja należytego wykonania.** Absolutnie kluczowym elementem kontraktu ESPC jest gwarancja uzyskania określonego poziomu oszczędności po stronie kosztów oraz gwarancja należytego wykonania. *Klient nie jest zobowiązany do zapłaty za niezaspokojoną gwarancję, a tym samym utrzymuje dodatni przepływ środków pieniężnych w całym okresie projektu.* Szczegóły gwarancji są zapisane w opisie podziału obowiązków między agencją rządową i firmą ESCO. Agencja musi otrzymać akceptowalne dla

---

<sup>112</sup> W ramach nowego procesu „*super ESPC*”, firma ESCO zostaje wybrana przez Departament Energii Stanów Zjednoczonych w procedurze konkurencyjnej, aby *obsługiwać region lub dostarczyć technologię określonego rodzaju.* W procesie „*super-ESPC*” stosuje się zamówienia IDIQ (*indefinite-delivery, indefinite-quantity*), czyli przetargi na nieokreśloną ilość sprzętu przy niesprecyzowanych warunkach dostawy, co ma sprawić, że kontrakty ESPC staną się dla agencji rządowych narzędziem bardziej praktycznym i wygodnym w użyciu. Takie ramowe umowy są przyznawane w drodze postępowania konkurencyjnego tym firmom ESCO, które udowodniły, że potrafią realizować energooszczędne projekty w obiektach federalnych. Podejście „*super-ESPC*”, z pre-kwalifikacją firm ESCO, ma przyspieszyć proces zawierania kontraktów. Zamówienie w ramach tej procedury można przyznać w 4-12 miesięcy, podczas gdy typowa, standardowa procedura ESPC zajmuje 2-3 lata (albo dłużej). Departament Energii prowadzi listę kwalifikujących się firm ESCO (oprócz tego, amerykańskie Krajowe Stowarzyszenie Firm ESCO przyznaje własne certyfikaty branżowe). Dość często zdarza się, że firmy ESCO z listy działają jako podwykonawcy jednego z największych graczy ESCO, który wygrał kontrakt w procedurze „*super-ESPC*”.

niej gwarancje należytego wykonania i gwarancje płatności, a także wszelkie wymagane certyfikaty ubezpieczeniowe, jeszcze przed rozpoczęciem budowy.

Podział oszczędności między agencję i firmę ESCO podlega negocjacom i jest opisany w kontrakcie, ale oszczędności na kosztach energii muszą być większe, niż płatności na rzecz ESCO. Ewentualne oszczędności powyżej wartości docelowej pozostają w agencji. *Jeżeli wielkość oszczędności jest poniżej zakładanej wartości docelowej, uruchamiana jest gwarancja ESCO w celu pokrycia luki.* W kontraktach zapisany jest wymóg naprawy lub wymiany przez ESCO wadliwie działającego lub zużytego sprzętu w okresie kontraktu.

**Pomoc w zawieraniu kontraktów.** Chcąc ułatwić agencjom federalnym zawieranie kontraktów ESPC, amerykański Departament Energii powołał specjalny zespół służący pomocą techniczną i moderujący cały proces. Członkowie zespołu udzielają agencjom wskazówek co do przebiegu procesu i służą radą w zakresie kwestii umownych i finansowych, pomiaru i weryfikacji, a także zagadnień technologiczno-inżynierskich. Pomoc zespołu jest bezpłatna, poczynając od spotkania otwierającego, a kończąc na analizie wstępnej oferty ESCO. Udział członków zespołu jest obowiązkowy w przypadku wszystkich kontraktów typu „super-ESPC” podlegających nowym umowom ramowym IDIQ.

**Ogólne obserwacje na temat rynku ESCO w Stanach Zjednoczonych.** W 2006 roku około 82 procent inwestycji ESCO dotyczyło istniejących obiektów budowlanych sektora publicznego (22 procent na rynku federalnym; 58 procent na szczeblu władz stanowych/lokalnych, na rynku wyższych uczelni, szkół i szpitali; a 2 procent dotyczyło organów odpowiedzialnych za publiczne zasoby mieszkaniowe). Inwestycje sektora prywatnego można podzielić na komercyjne (9 procent), przemysłowe (6 procent) i mieszkaniowe (3 procent). Ostatnio niektóre duże firmy ESCO zaczęły odpowiadać na zainteresowanie ekologicznymi budynkami i oferować usługi energetyczne związane z procesem certyfikacji dla budownictwa ekologicznego.

W USA firmy typu ESCO mają duże doświadczenie w prowadzeniu wszechstronnych projektów opartych na środkach efektywności energetycznej, generacji lokalnej i technologiach OZE. Najważniejszym i przynoszącym największe sukcesy obszarem aktywności firm ESCO jest skoncentrowana na poprawie efektywności energetycznej modernizacja dużych budynków należących najczęściej do klientów instytucjonalnych. Inni usługodawcy w obszarze usług energetycznych (np. wykonawcy specjalizujący się w oświetleniu, instalacjach HVAC, firmy inżynierskie oraz architekci) są bardziej widoczni na rynku mieszkaniowym i małych rynkach komercyjnych, ponieważ zazwyczaj pracują w systemie projektuj/buduj, są wynagradzani bezpośrednio, i nie biorą na siebie ciągłego ryzyka związanego z wykonaniem. Firmy ESCO z reguły nie angażują się w nowe konstrukcje.

### **Doświadczenia niemieckie**

Powszechnie uważa się, że Niemcy mają najbardziej dojrzałą branżę firm ESCO w Europie. Do roku 2005 całkowita wielkość inwestycji prowadzonych w tym kraju przez firmy ESCO zamknęła się kwotą około 5 miliardów EUR. Zdecydowana większość tych inwestycji (85 procent) to kontrakty na dostawę energii (ESC), głównie ciepłej; około 10 procent to kontrakty na poprawę charakterystyki energetycznej (EPC); a pozostała część dotyczy innych trybów, takich jak kontrakty na eksploatację (EOC).

W Niemczech działa, w przybliżeniu, 500 firm ESCO, których roczne przychody przekraczają 3 miliardy EUR. Wśród firm ESCO w Niemczech znajdziemy spółki-córki dużych przedsiębiorstw użyteczności publicznej, były komunalne przedsiębiorstwa użyteczności publicznej, dostawców sprzętu, firmy budowlane, a także firmy inżynierskie i konsultingowe. W Niemczech działają dwa ogólnokrajowe stowarzyszenia ESCO, przy czym duża część członków należy do obu organizacji.

**Kontrakty EPC w sektorze publicznym.** Kontrakty EPC powoli zdobywały kolejne przyczółki udziału w rynku z powodu przeszkód takich jak: niepewność co do procedur zamówieniowych i budżetowych związanych z EPC; brak informacji i świadomości; brak kompetencji, jeżeli chodzi o radzenie sobie ze skomplikowanym charakterem zamówień; a także brak zachęt dla pracowników. Jednak w roku 2002, kiedy wszedł w życie „**Program kontraktów na rzecz efektywności energetycznej nieruchomości federalnych**”, to właśnie EPC stało się kluczowym instrumentem realizacji przyjętych przez Niemcy celów w zakresie efektywności energetycznej i zmian klimatu. Już na wczesnym etapie zlikwidowano najważniejsze bariery dotyczące procedur zamówieniowych i budżetowych, zarówno na szczeblu landów, jak i na poziomie federalnym. Kontrakty typu EPC są generalnie dozwolone pod warunkiem, że procedura przetargowa jest konkurencyjna, a przy porównywaniu ofert bierze się pod uwagę również opcję polegającą na wdrożeniu projektu przez samą agencję rządową, bez udziału firmy ESCO.

**Wyjaśnienie zagadnień związanych z budżetem.** W Niemczech wszystkie nieruchomości należące do sektora publicznego – zarówno federalne, regionalne, jak i komunalne – mogą w zasadzie wykorzystywać kontrakty EPC jako alternatywę dla finansowania w oparciu o kredyty. O ile działania w ramach kontraktu na poprawę charakterystyki energetycznej są rentowne – tzn. oszczędność kosztowa przewyższa kwotę płatności za usługi wykonawcy – kontrakt nie jest brany pod uwagę przy obliczaniu progu zadłużenia w większości niemieckich landów. Gminy muszą mieć zezwolenie ze strony organów nadzorczych na wszystkie transakcje pożyczkowe oraz transakcje o podobnym charakterze, za wyjątkiem kontraktów na eksploatację i utrzymanie. W przypadku kontraktów dotyczących charakterystyki energetycznej podkreśla się raczej usługi wykonawcy, a nie samą inwestycję, więc o ile okres kontraktu nie jest dłuższy niż 10 lat, koszty wykazuje się jako wydatek operacyjny. Jeżeli kontrakt obejmuje gwarancję rentowności podejmowanych działań, i o ile został przyznany w procedurze konkurencyjnej, nie jest wymagana uprzednia zgoda. Płatności na rzecz wykonawcy - firmy ESCO – są budżetowane jako wydatki na konserwację budynku.

**Procedury przetargowe.** Kontrakt musi być przyznany w drodze procedury konkurencyjnej, takiej jak: (i) otwarty przetarg publiczny; (ii) przetarg ograniczony; (iii) przetarg w formie negocjacji; lub (iv) przetarg w formie dialogu konkurencyjnego. Opcja numer dwa i numer trzy jest dozwolona, gdy usług będących przedmiotem zamówienia nie da się opisać w sposób jednoznaczny i wyczerpujący, więc nie można obiektywnie określić ceny usługi. Dotyczy to projektów EPC - szczególnie skomplikowanych projektów obejmujących wiele różnych nieruchomości federalnych. Ponieważ wykonawca EPC powinien określić konkretne działania, cel kontraktu przedstawia się w sposób funkcjonalny, jako odsetek redukcji kosztów energii. Opcja numer cztery jest wykorzystywana w bardzo skomplikowanych projektach po powiadomieniu o ogłoszeniu przetargu w skali całej unii. Kontrakty z reguły dotyczą zarówno sprzętu, jak i usług (planowanie, instalacja, optymalizacja i konserwacja sprzętu; kontroling, dokumentacja, itp.).

**Audyty energetyczne.** Wstępny audyt energetyczny nie jest zazwyczaj ani wymagany, ani wykonywany. Dane bazowe (techniczne, zużycie energii i koszt) dla budynku (budynków) są dostarczane przez agencję rządową, w zadanym formacie arkusza danych opisanym w wytycznych EPC. Oprócz tego oferenci zazwyczaj oglądają dany obiekt osobiście. Przy dwu-etapowym kontrakcie oferent, który wygrał postępowanie przetargowe przygotowuje szczegółową analizę, włącznie z audytem, której koszty zostaną pokryte w ramach kontraktu.

Dane bazowe są zwykle gromadzone przez zainteresowaną agencję, czasem przy pomocy specjalistów z urzędu zajmującego się sektorem energii lub prywatnej firmy konsultingowej. Dla pierwszych projektów pokazowych w ramach programu usługa ta jest często świadczona bezpłatnie, ale na kolejnych etapach agencja musi już za nie zapłacić. Federalne i regionalne urzędy ds. energii opracowały wytyczne i wzorcowe arkusze danych dla procesu.

**Kontrakty wieloletnie.** Czas trwania kontraktów waha się od 7 do 12 lat w zależności od potencjału oszczędności energii, poziomu inwestycji i udziału klienta w poziomie oszczędności. W przypadku kontraktów o terminie krótszym niż 10 lat nie ma wielu problemów o charakterze budżetowym dla projektów na szczeblu regionalnym i komunalnym. Kontrakty większe, dłuższe i na szczeblu federalnym wymagają akceptacji i upoważnienia do realizacji przyszłych płatności na rzecz firmy ESCO.

**Finansowanie projektów.** W niemal wszystkich przypadkach projekty EPC w sektorze publicznym w Niemczech są finansowane przez firmy ESCO. Jedynie w przypadku obowiązkowych działań EE agencja rządowa czasem zapewnia część finansowania. Choć niektóre firmy ESCO są w stanie pokryć finansowanie z własnego kapitału, zazwyczaj źródłem finansowania są długoterminowe kredyty z banków komercyjnych. Firmy ESCO mogą uzyskać kredyty po niższych kosztach finansowania niż te dostępne dla jednostek sektora publicznego, jeżeli sprzedadzą instytucji finansowej przyszłe płatności od klienta (faktoring). Udział faktoringu jest zazwyczaj ograniczony do 70-80 procent ustalonej kwoty dla wykonawcy. Tyle wynosi w przybliżeniu wartość inwestycji gwarantowanej, która może stanowić zabezpieczenie.

**Gwarancje należytego wykonania.** W omawianym typie kontraktu zazwyczaj gwarantuje się minimalny odsetek oszczędności na kosztach energii w okresie trwania kontraktu. W ten sposób ogranicza się płatności klienta publicznego dla firmy ESCO. Często uzgadnia się też natychmiastowy udział klienta w korzyściach. Jeśli wykonawcy nie uda się uzyskać zagwarantowanego poziomu oszczędności kosztów w danym okresie, musi uiścić opłatę wyrównawczą. Publiczny klient ma jeszcze kilka innych możliwości minimalizowania ryzyka niewywiązania się wykonawcy ze zobowiązań. Z reguły zainstalowane oprzyrządowanie przechodzi po uruchomieniu na własność klienta. Od firmy ESCO można także zażądać bankowego listu gwarancyjnego na rzecz klienta.

**Monitoring i weryfikacja.** Poziom oszczędności energii można stosunkowo łatwo zweryfikować przy pomocy rachunków za energię, pomiaru zużycia energii, oraz korekty linii bazowej związanej z ewentualnymi zmianami cen energii, klimatu i wykorzystania obiektu. Wzorcowe kontrakty opracowane przez agencje ds. energii zobowiązują wykonawcę do zainstalowania systemu zarządzania energią, w tym opomiarowania, w celu kontroli zużycia energii w odnośnych częściach obiektu. Dzięki zdalnemu monitorowaniu wykonawca może nieustannie optymalizować eksploatację w celu uzyskania docelowych oszczędności. Zwyczajowo wykonawca spotyka się kilka razy w roku z klientem, aby omówić wszelkie istotne tematy, np. zmiany w sposobie korzystania z obiektu, mające wpływ na zużycie energii. Jak dotychczas nie zgłoszono żadnych sporów.

**Agencje ds. energii jako źródło pomocy w zawieraniu kontraktów.** W większości przypadków klienci sektora publicznego korzystają z usług zewnętrznego doradcy podczas całego procesu kontraktowania EPC. Tego rodzaju usługi są często świadczone przez agencje ds. energii, które funkcjonują na szczeblu federalnym, regionalnym i gminnym. W wielu niemieckich landach to właśnie te agencje były pierwszymi „ambasadorami” EPC w sektorze publicznym realizując projekty pokazowe, opracowując wytyczne i wzorcowe kontrakty, czy też dokonując oceny programów EPC. Na początkowych etapach kontraktowania EPC w danym regionie lub mieście agencja ds. energii zazwyczaj otrzymuje finansowanie od rządu i oferuje swoje usługi bezpłatnie. W późniejszym okresie usługi te są świadczone odpłatnie. Jednak bezpłatna pomoc w realizacji projektu nadal stanowi normę.

#### **Wnioski z doświadczeń i najważniejsze działania**

Jak wynika z doświadczeń innych państw, do czynników ułatwiających szersze wykorzystanie kontraktów typu EPC należą:

- Obecność czempionów, zwłaszcza w administracji odpowiedzialnej za budownictwo.

- Stabilne ramy prawne dla zamówień publicznych, kontraktowania i budżetowania.
- Znormalizowane procedury i kontrakty skracają czas i zmniejszają koszty, jednocześnie czyniąc cały proces bardziej niezawodnym.
- Neutralne zarządzanie procesem przy pomocy godnego zaufania moderatora dysponującego technologicznym i ekonomicznym *know-how*, najlepiej oferowane bezpłatnie.
- Grupowanie nieruchomości (w ramach jednej agencji lub jednego budżetu) w celu uzyskania korzyści skali. Korzyści są dzielone między wszystkie zaangażowane agencje poprzez przypisanie im w kontrakcie odrębnych udziałów w oszczędnościach.

Chcąc wprowadzić kontrakty typu EPC do sektora publicznego należy przeprowadzić następujące działania:

- *Wstępne badanie rynku pod kątem firm ESCO.* Badanie powinno być zakrojone bardzo szeroko, aby uwzględnić wszystkie rodzaje podmiotów mogących pełnić funkcję ESCO. W badaniu należy ocenić i przeanalizować poziom ich zainteresowania oraz apetytu na ryzyko. Warto, aby rząd z dużym wyprzedzeniem poinformował o planach wykorzystania firm ESCO do kontraktów EPC, dając zainteresowanym podmiotom czas, aby mogły się do tego przygotować.
- *Konsultacje z interesariuszami w celu przeanalizowania ewentualnych barier* w przebiegu całego procesu, od audytu do zakończenia trwania kontraktu, aby jasno zdefiniować ich charakter. Uszeregowanie barier według ich znaczenia dla pomyślnego przebiegu całego procesu.
- *Lista potencjalnych działań pomagających wyeliminować poszczególne bariery.* Należy zidentyfikować potencjalnie możliwe do zastosowania rozwiązania dla każdej ze zdefiniowanych podczas konsultacji barier, posilkując się międzynarodowymi doświadczeniami i przykładami dobrych praktyk w tym zakresie.
- *Wnioski z sukcesów notowanych w innych krajach.* Inne kraje, takie jak np. USA i Niemcy, z powodzeniem wdrożyły model EPC. Systemy i procedury zastosowane w tych krajach zasługują na bliższą analizę i selektywne wykorzystanie.
- *Przygotowanie i przetestowanie najpierw małych zamówień.* Aby sprawdzić, czy proces przebiega prawidłowo, warto najpierw przetestować jedno lub kilka mniejszych zamówień. Kiedy już mamy pewność, że wszystko jest w porządku, można kopiować i poszerzać zastosowanie procesu na nowe przypadki.

*Systemy zinstytucjonalizowane.* Opracowanie wzorcowych szablonów i dokumentów, wprowadzenie do systemu zamówień publicznych i zasad budżetowania zmian umożliwiających kontrakty EPC, utworzenie węzłowych agencji ds. energii i pozyskanie moderatorów projektów, uruchomienie mechanizmów zachęt i programów finansowania, opracowanie wartości docelowych EE dla urzędów publicznych, przygotowanie protokołów pomiaru i weryfikacji, itp. może się przyczynić do tego, że, po pierwsze, proces będzie przez cały czas promowany i popularyzowany, po drugie, zyski z efektywności energetycznej będą podtrzymywane, i po trzecie, zostaną wprowadzone działania pozwalające na realizację większych potencjalnych oszczędności energii.





## Podstawowe rodzaje kontraktów typu ESCO

	Kontrakt na dostawę energii (ang. <i>Energy Supply Contracting/ ESC</i> )	Kontrakt na poprawę charakterystyki energetycznej (ang. <i>Energy Performance Contracting/EPC</i> )	Kontrakt na eksploatację (ang. <i>Energy Operation Contracting/EOC</i> )
Klient	Konsument energii	Użytkownik istniejących jednostek/sprzętu	Użytkownik i właściciel istniejących jednostek/sprzętu
Cel	Dostawa energii	Realizacja potencjalnych oszczędności energii	Eksploatacja zoptymalizowana pod względem ekonomicznym
Usługi oferowane przez wykonawcę	Planowanie, budowa, eksploatacja, utrzymanie, finansowanie	Odnowa aktywów (w tym finansowanie), eksploatacja i utrzymanie	Eksploatacja
Refinansowanie	Sprzedż energii	Oszczędność energii	Opłata eksploatacyjna
Ryzyko po stronie wykonawcy	Budowa, eksploatacja, utrzymanie, finansowanie i zakup	Faktyczna oszczędność energii, eksploatacja i utrzymanie	Utrzymanie i inwestycje odtworzeniowe
Korzyści ekonomiczne dla klienta	Nieponiesiona inwestycja, korzyści z zakupów hurtowych, przeniesienie ryzyka	Oszczędność energii zagwarantowana w kontrakcie	Optymalizacja techniczna i doświadczenie zawodowe wykonawcy

Źródło: Vollrad Kuhn, 2006. Za: Singh i in.

## **Załącznik 6 - Instytucje i narzędzia związane z programem PPP – wnioski z doświadczeń zgromadzonych na całym świecie**

Partnerstwo publiczno-prywatne (PPP) jest często stosowanym modelem pozyskiwania środków, mającym na celu zastosowanie wiedzy i efektywności operacyjnej sektora prywatnego bezpośrednio do świadczenia publicznych usług infrastrukturalnych. Procedury w zakresie przygotowania, zawierania kontraktów i realizacji PPP są jednak złożone oraz wymagają znaczącej wiedzy i możliwości instytucji publicznych i prywatnych, jak również towarzyszących im rozwiązań finansowych w celu przygotowania i realizacji wybranych projektów.

Rozwiązywanie problemów związanych ze złożoną strukturą projektów stanowi wyzwanie dla wielu sektorów publicznych, czego skutkiem jest często niespójne stosowanie zapisów aktów prawnych dotyczących PPP, procedur udzielania zamówień i rozwiązań realizacyjnych. Nawet gdy taki potencjał istnieje, projekty często pozostają niezrealizowane z powodu ograniczeń finansowych.

### **A. Stworzenie odpowiedniej struktury projektu ma podstawowe znaczenie dla powodzenia programu PPP**

Przygotowywanie projektów infrastrukturalnych dla PPP jest kosztowne, ryzykowne i czasochłonne. Wiele projektów jest wysoce pożądanym ze społecznego punktu widzenia, ale nie wykazują one wystarczającej opłacalności, aby przyciągnąć uczestnictwo sektora prywatnego. W konkretnych przypadkach, jak np. polska branża energetyki wiatrowej, preferencje społeczne współgrają z wewnętrzną opłacalnością sektora. Jednak w innych przypadkach tego typu dopasowanie nie występuje samo z siebie, w związku z czym wymagane jest przejęcie przez sektor publiczny ryzyka czasowego i finansowego związanego z przygotowaniem projektu do momentu, gdy inwestycja będzie wykazywała taki poziom rentowności, aby przyciągnąć uczestników z sektora prywatnego.

Jednostka ds. przygotowywania projektów PPP zapewnia zasoby niezbędne w celu realizacji projektu na różnych etapach ich przygotowywania; tj. od wstępnego opracowania koncepcji do finansowego zamknięcia projektu (*Tabela 1*).

Ze względu na ryzyko związane z przygotowaniem projektów, jednostki ds. przygotowania projektów są przede wszystkim dokapitalizowane środkami publicznymi, które są przyznawane na konkretne inwestycje. Jednak można stworzyć odnawialne metody finansowania w celu ograniczenia bezwzględnej ilości środków publicznych przekazanych jednostce ds. przygotowania projektów. Dla każdego projektu będzie wymagana znaczna liczba analiz finansowych w celu ustalenia, za które działania przygotowawcze należy zapłacić przy zamknięciu finansowym projektu, a które objąć finansowaniem na warunkach preferencyjnych.

Zasoby dostarczone za pośrednictwem jednostki ds. przygotowania projektów PPP powinny bezpośrednio wspierać ambicje zawarte w krajowej strategii infrastrukturalnej. W związku z powyższym, finansowanie może być ograniczone do jednego sektora lub podsektora, w zależności od poziomu wsparcia wymaganego do realizacji pełnego zakresu programu partnerstwa publiczno-prywatnego w danym kraju. Należy jednak pamiętać, że nie oznacza to podobnych potrzeb w zakresie finansowania we wszystkich podsektorach, ponieważ niektóre podsektory (np. energetyka wiatrowa, telekomunikacja, autostrady) są bardziej atrakcyjne dla sektora prywatnego niż inne (np. zaopatrzenie w wodę, drogi na obszarach wiejskich).

**Tabela 1: Podział wg etapów cyklu projektowego, procesów, działań i rezultatów**

Etap projektu	Procesy	Szczegółowe działania	Wymagane rezultaty
Etap początkowy: opracowanie koncepcji	Określenie projektu i opracowanie koncepcji	Planowanie sektorowe, określenie i selekcja projektów	Dokumenty polityk sektorowych Noty koncepcyjne na temat projektu Wstępne raporty wykonalności
	Stworzenie środowiska dla realizacji	Określenie przeszkód prawnych/regulacyjnych/institutionalnych i innych, oraz usunięcie ich	Ustawy Przepisy Podział obowiązków
Etap środkowy i końcowy: wykonalność, struktura i negocjacje	Analiza <i>due diligence</i>	Szczegółowe oceny finansowe, prawne, inżynieryjne, środowiskowe i społeczne	Raporty mające na celu uzasadnienie i dalszy rozwój koncepcji
	Stworzenie struktury projektu	Stworzenie szczegółowej struktury finansowo-prawnej	Modele finansowe Dokumentacja prawna
	Marketing	Promocja projektu i ocena zainteresowania ze strony sektora prywatnego	Szczegółowy opis projektu/memorandum informacyjne Objazdowe akcje promocyjne/konferencje
	Negocjacje	Zamówienie i wynegocjowanie dokumentacji projektu	Dokumentacja oferty Podpisana, wynegocjowana dokumentacja projektu

Źródło: (Cambridge Economic Policy Associated Ltd 2012 r).

## **B. Wyspecjalizowana jednostka ds. PPP może konsolidować kompetencje i koordynować krajowy program PPP**

Konsolidacja uprawnień do zatwierdzania, realizacji i oceny projektów PPP w wyspecjalizowanej jednostce może stanowić skuteczny środek instytucjonalny służący integracji spójnego podejścia do PPP w całym sektorze publicznym. Ten środek staje się coraz bardziej popularny w gospodarkach rozwiniętych, ponieważ ponad 50 procent krajów członkowskich OECD ustanowiło taką jednostkę do 2009 roku<sup>113</sup>. Liczba ta jest nieznacznie niższa w przypadku krajów UE-27, z których 13 w różnym stopniu ustanowiło specjalną jednostkę ds. PPP do 2010 roku<sup>114</sup>.

<sup>113</sup> „Dedicated Public-Private Partnership Units” [Specjalne jednostki ds. PPP], Paryż: OECD Publications, 2010.

<sup>114</sup> Belgia, Czechy, Dania, Francja, Grecja, Holandia, Irlandia, Niemcy, Polska, Portugalia, Węgry, Wielka Brytania i Włochy.

Specjalną jednostkę ds. PPP można definiować jako organizację zajmującą się „promowaniem lub poprawą jakości partnerstwa publiczno-prywatnego, która ma trwałe upoważnienie do zarządzania wieloma transakcjami w ramach partnerstwa publiczno-prywatnego w reakcji na [wyzwania] zarządzania (słabe zachęty przetargowe, brak koordynacji, brak umiejętności, wysokie koszty transakcji, brak informacji)”<sup>115</sup>. Ponadto, jednostka ta może ustalać dokładną liczbę transakcji PPP realizowanych w danym roku kalendarzowym lub cyklu budżetowym.

Przyczyny przemawiające za stworzeniem specjalnej jednostki ds. PPP lub przeciwko temu rozwiązaniu są różne (Tabela 2). Literatura wskazuje na to, że specjalne jednostki ds. PPP generują najwyższe zyski, jeśli chodzi o konsolidację kompetencji kraju w zakresie finansowania infrastruktury, gdy są one wykorzystywane do rozwijania takich możliwości w ministerstwach i departamentach. Ponadto, tego typu jednostki działają jako zaporę przeciw niespójnej realizacji polityki i praktyk w zakresie PPP przez podmioty sektora publicznego, zabezpieczają krajową i lokalną sytuację budżetową, standaryzują praktyki w zakresie zamówień, oraz sygnalizują zaangażowanie rządu we włączanie sektora prywatnego w świadczenie usług infrastrukturalnych.

**Tabela 2: Przesłanki „za” i „przeciw” tworzeniu specjalnej jednostki ds. PPP**

Przesłanki przemawiające za stworzeniem specjalnej jednostki ds. PPP	Przesłanki przemawiające przeciw stworzeniu specjalnej jednostki ds. PPP
Może rozdzielić formułowanie polityki PPP od jej realizacji.	Polityka PPP może zostać sformułowana przez ten sam organ odpowiedzialny za tworzenie tradycyjnej polityki udzielania zamówień.
Może działać jako centrum wiedzy na temat przygotowywania, negocjowania i realizacji projektów PPP.	Wiedza może zostać dostarczona przez wewnętrznych i zewnętrznych doradców projektowych mianowanych bezpośrednio przez poszczególne ministerstwa/agencje.
Może regulować tworzenie PPP przez organy rządowe w celu zagwarantowania, że spełniają one wszystkie wymagania w zakresie przystępnej ceny, stosunku wartości do ceny i przeniesienia ryzyka.	Linijowe ministerstwa/agencje razem z ministerstwem finansującym/planującym posiadają kompetencje w zakresie oceny kosztów-korzyści projektów i nadawania projektom priorytetu pod względem politycznym.
Może zadbać o to, aby stworzono odpowiednie rozwiązania budżetowe dla projektów PPP, a zobowiązania warunkowe także podlegały ocenie.	W przypadku, gdy specjalna jednostka ds. PPP znajduje się „blisko” kierownictwa politycznego, może być narażona na ryzyko wyboru projektów pod wpływem interesów politycznych.
Może ożywić program PPP kraju pozyskując projekty i potencjalnych partnerów/inwestorów, budując zaufanie i dobrą wolę z prywatnymi partnerami.	Ustanowienie specjalnej jednostki może oznaczać domniemane zatwierdzenie PPP jako narzędzia polityki i osłabić argumenty na poparcie innych wartościowych metod udzielania zamówień.

Źródło: OECD. „*Dedicated Public-Private Partnership Units*”, Paryż: OECD Publications, 2010.

Rządy tworzą specjalne jednostki ds. PPP w różnych ministerstwach i agencjach publicznych, najczęściej w ministerstwach finansów lub planowania, narodowych bankach rozwoju i agencjach promocji inwestycji<sup>116</sup>. Chociaż nie ma rzecz jasna jednego uniwersalnego modelu, istnieje zgoda, że niezależnie

<sup>115</sup> „Public-Private Partnership Units: Lessons for Their Design and Use in Infrastructure” [Jednostki ds. partnerstwa publiczno-prywatnego: wnioski w zakresie ich kształtu i wykorzystania infrastruktury], Waszyngton, PPIAF i Bank Światowy (2007 r.)

<sup>116</sup> OECD 2010 r.

od lokalizacji jednostki ds. PPP ważne jest, aby ministerstwo finansów przyjęło centralną rolę w zapewnianiu odpowiedniego stosunku wartości do ceny oraz zarządzaniu zobowiązaniami fiskalnymi i ryzykiem związanym ze zobowiązaniami wynikającymi z PPP.

*Tabela 3*<sup>117</sup> zawiera spostrzeżenia na temat umocowania specjalnych jednostek ds. PPP w poszczególnych krajach oraz tego, jaki wpływ na ten wybór miały dwa podstawowe czynniki: (1) mandat i funkcje specjalnej jednostki ds. PPP; oraz (2) struktura polityczna danego kraju. Badania dotyczące specjalnych jednostek ds. PPP są w znacznym stopniu jakościowe i nie podejmują próby zmierzenia zakresu, w jakim którykolwiek z tych dwóch czynników wpływa na umocowanie (lub efektywność) specjalnej jednostki PPP. Jednakże wydawałoby się, że istnieje schemat, w ramach którego kraje działające na podstawie systemów parlamentarnych zazwyczaj powołują specjalną jednostkę ds. PPP w ministerstwie finansów lub skarbu, podczas gdy systemy prezydenckie skłaniają się w stronę ministerstwa planowania w ramach władzy wykonawczej.

Niezależnie od umocowania jednostki, z doświadczenia wynika, że jej efektywność jest w wysokim stopniu skorelowana z przejrzystością, z jaką określone są cele. Przy projektowaniu specjalnej jednostki ds. PPP planiści muszą dopasować mandat jednostki do jej uprawnień i kompetencji. Praktyka pokazuje, że chcąc zapewnić jednostce niezbędne kompetencje należałoby prowadzić rekrutację w sposób wolny od obciążeń wynikających z zasad rekrutacji dla sektora publicznego i korzystać ze strategicznego, czasowego oddelegowania z sektora prywatnego w celu uniknięcia luk w zakresie wiedzy, umiejętności oraz doświadczenia.

**Rys. 1: Kluczowe czynniki decydujące o sukcesie specjalnych jednostek ds. PPP**

Ogólna skuteczność rządu wskazuje prawdopodobną skuteczność jednostki ds. PPP.
Zaangażowanie polityczne, przejrzystość i koordynacja wśród agencji rządowych.
Spójne i przejrzyste dopasowanie uprawnień jednostki ds. PPP do jej mandatu.
Zdolność jednostki ds. PPP do zdobycia umiejętności niezbędnych do wykonywania obowiązków wynikających z jej mandatu.

<sup>117</sup> Należy zauważyć, że w Tabeli 3 przedstawiono orientacyjną listę krajów i struktur jednostek ds. PPP, więc nie należy jej traktować jako wyczerpującego spisu wszystkich krajów posiadających specjalne jednostki ds. PPP ani wykazu potencjalnych struktur lub funkcji tych jednostek.

**Tabela 3: Charakterystyka krajów posiadających specjalne jednostki ds. PPP i umocowanie jednostek**

Umocowanie jednostki ds. PPP	Kraj	Struktura polityczna	Rok założenia	Wytyczne polityki	Wsparcie techniczne	Rozwój potencjału	Promocja
Ministerstwo Finansów lub Skarbu	WIELKA BRYTANIA	parlamentarna/unitarna	1997	*	*	*	*
	Wiktoria, Australia	parlamentarna/unitarna	2000	*	*	*	*
	RPA	parlamentarna/unitarna	2000	*	*	*	-
Agencja ds. Planowania	Kolumbia	prezydencka/unitarna	2011	*	*	-	-
	Filipiny	prezydencka/unitarna	1993	-	*	-	*
	Indonezja	prezydencka/unitarna	2010	*	*	*	*
Agencja Promocji Inwestycji	Peru	prezydencka/unitarna	2008	*	*	*	*
Narodowy Bank Rozwoju	Jamajka	parlamentarna/unitarna	1988	*	-	-	*
	Meksyk	prezydencka/federacyjna	2011	-	*	-	*
Niezależna agencja	Niemcy	parlamentarna /federacyjna	2009	*	*	-	-
	Korea	prezydencka/unitarna	2005	*	*	*	*

Źródło: Kompilacja własna na podstawie OECD, 2010; witryn internetowych różnych agencji ds. PPP; PPIAF i World Bank Institute, 2012 r.

### C. Wykorzystanie mechanizmów finansowania inwestycji do mobilizacji kapitału sektora prywatnego<sup>118</sup>

Wiele krajów, zarówno wysoko rozwiniętych jak i rozwijających się, opracowało mechanizmy wsparcia finansowego w celu mobilizacji kapitału prywatnego w sektorach infrastruktury. Mechanizmy te są próbą wypełnienia luk na rynku, które uniemożliwiają gotowy przepływ długoterminowego, taniego finansowania do projektów ze znacznym udziałem sektora prywatnego. Głównym celem tych mechanizmów, niezależnie od położenia geograficznego, jest usprawnianie finansowego zamknięcia projektów PPP. Jednak mechanizmy wsparcia przyjmują różne formy w zależności od konkretnych potrzeb danego państwa.

**Tabela 4: Typy mechanizmów wsparcia finansowego w podziale wg krajów**

Typ mechanizmu	Kraj
Mechanizm bezpośredniego finansowania	Indonezja
Pośrednicy finansowi	Indie
Podporządkowane linie kredytowe	Stany Zjednoczone
Fundusze lub mechanizmy gwarancyjne	Indonezja i Peru
Inne mechanizmy poprawiające warunki kredytowania	Europa

Przypadek indonezyjskiego Mechanizmu Finansowania Infrastruktury i przykład Wielkiej Brytanii pokazują dwa odrębne kierunki: (1) stworzenie jednej prywatnej instytucji oferującej pakiet produktów finansowych podpartych środkami publicznymi; oraz (2) stworzenie oddzielnych, wyspecjalizowanych mechanizmów, które wykorzystują potencjał państwowy do współfinansowania inwestycji lub zachęcania określonych klas inwestorów do wspierania inwestycji.

#### **Studium przypadku 1: Indonezyjski Mechanizm Finansowania Infrastruktury – Infrastructure Finance Facility (IFF): budowa instytucji finansowej „jednego okienka”**

Na przestrzeni ostatniej dekady Indonezja notowała stabilny wzrost gospodarczy, przy zagregowanym tempie wzrostu wynoszącym 6 procent w ciągu ostatnich 3 lat. Gospodarka dobrze zniósła kryzys finansowy, umożliwiając Indonezji utrzymanie pozycji jednej z najszybciej rozwijających się gospodarek na świecie. Wskaźniki wzrostu w trakcie ostatniej dekady były co prawda imponujące, ale jednocześnie ograniczała je infrastruktura niskiej jakości. Roczne inwestycje w infrastrukturę wynoszą mniej niż 4 procent PKB, a udział sektora prywatnego pozostał niski od czasu kryzysu finansowego pod koniec lat 90.

Indonezja potrzebuje inwestycji w sektory infrastruktury o wartości 143 mld USD, co znacznie przekracza budżet dostępny z zasobów publicznych, którego wysokość wynosi 50 mld USD. Wykorzystanie uczestnictwa sektora prywatnego w wysokości 93 mld USD było niezbędne do osiągnięcia całkowitego celu inwestycyjnego. Jednak terminy zapadalności finansowania dostępnego za pośrednictwem lokalnego sektora finansowego nie były zgodne z terminami wymaganymi do finansowania długoterminowych projektów infrastrukturalnych, ograniczając zdolność sektora prywatnego do zawarcia umów o podziale ryzyka z indonezyjskim rządem.

<sup>118</sup> Ta część oceny bazuje na wcześniejszej pracy Banku Światowego poświęconej porównaniu doświadczeń krajów dysponujących mechanizmami wsparcia finansowego w celu zaprezentowania wniosków rządowi Kolumbii na początku 2013 roku.

Okolo 80 procent depozytów w indonezyjskich bankach ma terminy zapadalności krótsze niż 1 miesiąc. Poza tym, banki są w ujęciu historycznym inwestorami konserwatywnymi, którzy wycofują się z długoterminowych inwestycji ze względu na historyczną zmienność na rynkach kapitałowych, wymogi kapitałowe oparte na ryzyku i stały dopływ wysokodochodowych inwestycji o stosunkowo niskim poziomie ryzyka. Te okoliczności sprawiają, że inwestowanie w aktywa długoterminowe jest dla indonezyjskich banków działaniem nierozważnym. Aby pokonać przeszkody w finansowaniu aktywów długoterminowych indonezyjski rząd stworzył w 2020 roku Indonezyjski Mechanizm Finansowania Infrastruktury – *Infrastructure Finance Facility* (IIF).

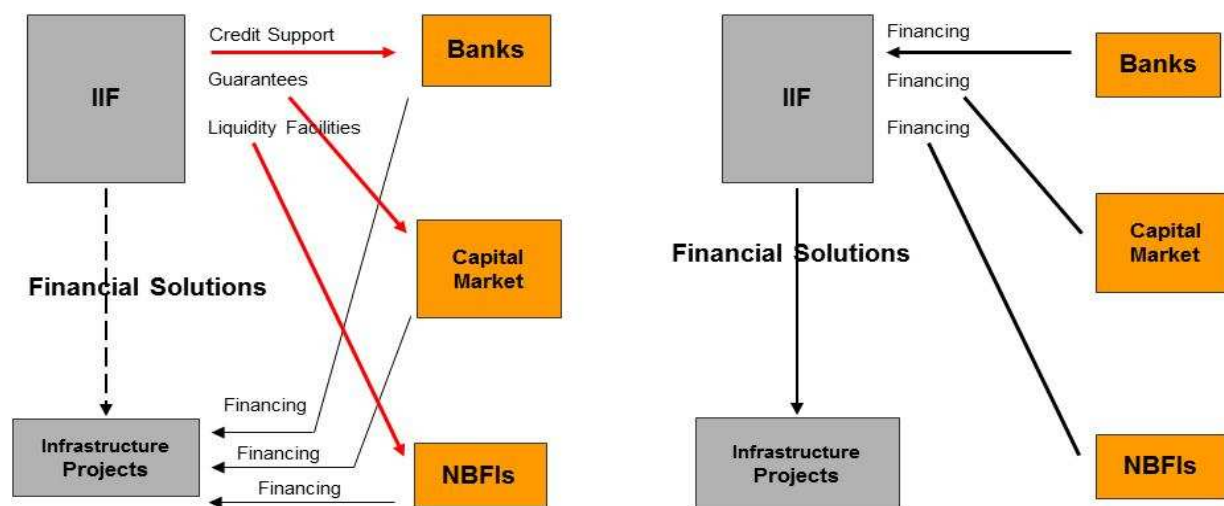
Podstawowym celem IIF jest dostarczenie wachlarza produktów i usług finansowych sektorowi prywatnemu w celu umożliwienia jego udziału w długoterminowych projektach infrastrukturalnych. Linia produktów IIF jest ofertą zróżnicowaną, obejmującą: (1) długoterminowy dług uprzywilejowany; (2) organizację pakietów kredytowych; (3) finansowanie typu *mezzanine*; (4) kapitał własny; (5) wsparcie warunkowe; oraz (6) doradztwo. *Tabela 1* przedstawia w skrócie cele IIF, podczas gdy *Rys. 1* przedstawia rolę IIF dla projektów strukturalnych, sektora finansowego i rynków kapitałowych.

**Tabela 5: Cele indonezyjskiego Mechanizmu Finansowania Infrastruktury**

Cele IIF	Dodatkowe cele
1. Oferowanie asortymentu specjalnych produktów/usług finansowych.	1. Promowanie rozwoju lokalnych rynków obligacji długoterminowych.
2. Rozwiązanie problemu luk w sektorze finansowym.	2. Rozwój kompetencji w zakresie strukturyzowanego finansowania dla infrastruktury.
3. „Rozpakowanie” i „przepakowanie” ryzyka.	3. Partnerstwo publiczno-prywatne ewoluujące pod względem własności i zarządzania.
4. Uzupełnienie roli istniejących instytucji finansowych i banków.	4. Kolejne narzędzie do przekazania rynkowi zaangażowania rządu, partnerów i sektora prywatnego w indonezyjską infrastrukturę.
5. Pozyskanie prywatnego, długoterminowego kapitału do opłacalnych projektów.	
6. Przez przejrzysty, spójny i wydajny system oceny i alokacji.	



Rys. 2: Schematyczny przegląd produktów IIF



EN	PL
Financial Solutions	Rozwiązania finansowe
Infrastructure Projects	Projekty infrastrukturalne
Credit Support Guarantees	Gwarancje kredytowe
Liquidity Facilities	Instrumenty wspierające płynność
Financing	Finansowanie
Banks	Banki
Capital Market	Rynek kapitałowy
NBFIs	Poza-bankowe instytucje finansowe

Struktura finansowa IIF pozwala pozyskiwać kapitał od partnerów rozwojowych (instytucji wielostronnych i regionalnych) i sektora publicznego, podczas gdy dług podporządkowany jest zapewniany przez rząd poprzez kredyty z banków wielostronnych, banków rozwoju regionalnego oraz poprzez pożyczki z banków lokalnych i międzynarodowych. Szacuje się, że wartość IIF wyniesie 3 mld USD w ciągu pięciu lat, w tym 200 mln USD całkowitego kapitału własnego (60 mln USD od rządu), 200 mln USD długu podporządkowanego i 2,6 mld USD w zasobach pozyskanych na rynku.

Jednym z najważniejszych wniosków ze stosowania modelu IIF jest to, że stworzenie jednej kompleksowej instytucji oferującej cały pakiet produktów finansowych może radykalnie wzmocnić rynek finansowania infrastruktury. Jednak założenie tego typu instytucji jest czasochłonne, a doprowadzenie jej do etapu funkcjonowania jest trudne. Proces rozwoju od fazy koncepcyjnej do sfinansowania pierwszej inwestycji zajął agencji IIF siedem lat, co odzwierciedla fakt, że choć wprowadzenie instrumentów finansowych na rynek jest niezbędne dla realizacji opłacalnych projektów, jest ono samo w sobie niewystarczające do stworzenia mocnego dopływu rentownych projektów. Trzeba jeszcze znaleźć czas i środki na pozyskanie projektów, które mogą wykorzystać zasoby takiej instytucji finansowej.

Po rozwiązaniu problemów wpływających na działanie IIF opracowano zestaw dwunastu projektów w sektorze energetyki, płatnych dróg i gospodarki wodnej; przy inwestycjach o wskaźniku dźwigni finansowej na poziomie 1:18, IIF może wspierać rozwój rynku PPP w Indonezji. Nie znaczy to, że należy przygotować duży portfel projektów – przeciwnie, powinno się przygotować kilka przykładów

pokazowych, które bazują na finansowanych ze środków publicznych dotacjach na przygotowanie, a następnie wykorzystują produkty dostępne za pośrednictwem jednego mechanizmu infrastrukturalnego, od składania ofert po budowę i eksploatację. W późniejszym okresie kompetencje instytucji można poszerzyć, aby zapewnić finansowanie na przygotowanie inwestycji, przez co IIF stanie się faktycznie wszechstronną instytucją „jednego okienka” w dziedzinie finansowania infrastruktury.

Troska o strumień opłacalnych projektów, a także wsparcie i zaangażowanie rządu oraz partnerów rozwojowych w jedną, kompleksową instytucję finansową „jednego okienka” – taką jak IIF - stanowi dla uczestników rynku mocny sygnał o długofalowym zaangażowaniu w sektory infrastrukturalne ze strony rządu. Sygnały te muszą być jednak ograniczone w ramach narodowej strategii infrastrukturalnej, określającej sektory priorytetowe i typy inwestycji wymaganych do realizacji celów określonych dla kraju. Jak zostało powiedziane wcześniej, specjalna jednostka PPP, która konsoliduje wiedzę sektora publicznego na temat PPP i monitoruje alokacje budżetowe ma dbać o to, aby projekty otrzymujące środki na przygotowanie były zgodne z priorytetami krajowymi.

**Studium przypadku 2:** *Wykorzystanie potencjału rządu brytyjskiego w zakresie współfinansowania i zrzeszania podmiotów do pozyskiwania inwestycji z sektora prywatnego*

W Wielkiej Brytanii stworzono cztery oddzielne mechanizmy mające na celu pozyskanie zaangażowania prywatnego kapitału w sektory infrastrukturalne: (1) Mechanizm Wspólnego Udzielania Kredytów (TIFU); (2) Emerytalną Platformę Infrastrukturalną – *Pension Infrastructure Platform* (PIP); (3) Forum Ubezpieczycieli Infrastruktury; oraz (4) Program Gwarancyjny Brytyjskiego Ministerstwa Skarbu. Podstawowym celem tych ram instytucjonalnych jest skrócenie czasu potrzebnego na domknięcie projektów pod względem finansowym poprzez współfinansowanie projektów, wykorzystanie narzędzi minimalizacji ryzyka oraz pozyskanie nowych, nietypowych źródeł finansowania do sektorów infrastruktury.

- *Mechanizm Wspólnego Udzielania Kredytów – Co-lending Facility (TIFU)* utworzony w 2009 roku jest mechanizmem współfinansowania ukierunkowanym na projekty PPP, które nie są w stanie zabezpieczyć długoterminowego finansowania na możliwych do przyjęcia warunkach. Ten mechanizm, wraz z Funduszem Gwarancyjnym, został dopasowany do konkretnych warunków panujących na brytyjskich rynkach finansowych w tym sensie, że koncentruje się na problemie płynności, a nie cen. Na etapie opracowania i wdrożenia TIFU zadbano o to, aby nie zniekształcać rynku i nie wypierać banków komercyjnych z uczestnictwa w brytyjskim programie PPP. TIFU działa przy brytyjskim departamencie infrastruktury, który z kolei jest częścią ministerstwa skarbu. TIFU stanowi tymczasowy mechanizm, który może zostać wycofany, gdy zniknie deficyt płynności na rynkach.
- *Program Gwarancyjny Brytyjskiego Ministerstwa Skarbu* wykorzystuje rating kredytowy Wielkiej Brytanii do wspierania prywatnego finansowania projektów infrastrukturalnych niezależnie od tego, czy projekt jest realizowany w ramach PPP, czy też jest wyłącznie publiczny lub wyłącznie prywatny. Program będzie funkcjonował przez dwa lata, do grudnia 2014 roku, z wszystkimi gwarancjami udzielanymi na warunkach rynkowych (nie będą oferowane dotacje). W ramach programu udzielane są gwarancje do początkowej wysokości 40 mld GBP, które mogą być połączone ze współfinansowaniem PPP z TIFU.
- *Emerytalna Platforma Infrastrukturalna – Pensions Infrastructure Platform (PIP)* utworzona w 2011 roku, jest trójstronnym porozumieniem zawartym pomiędzy brytyjskim rządem, Krajowym Stowarzyszeniem Funduszy Emerytalnych (*National Association of Pension Funds*) i Funduszem Ochrony Emerytur (*Pension Protection Fund*), mającym na celu wprowadzenie funduszy emerytalnych do sektorów infrastrukturalnych. PIP znajduje się wciąż w fazie uruchamiania, lecz wielkość docelowa funduszu to 2 mld GBP, przy zwrocie w przedziale 2-5 procent powyżej

brytyjskiego indeksu cen detalicznych. Mimo że brytyjski rząd i departament infrastruktury współpracowały z funduszami emerytalnymi w procesie tworzenia PIP, platforma ona niezależna od rządu i będzie zarządzana przez zespół z zewnątrz.

- *Forum Ubezpieczycieli Infrastruktury – Insurers Infrastructure Forum (IIF)*, utworzone w 2011 roku, ma na celu poprawę przepływu informacji między jednostkami, którym powierzono zadanie zarządzania brytyjskim programem infrastrukturalnym, departamentem infrastruktury i Brytyjskim Stowarzyszeniem Ubezpieczycieli (*British Association of Insurers*). Głównym zadaniem forum jest pokonanie barier informacyjnych, z powodu których zarządzający funduszami nie przeznaczają znacznej części portfela na infrastrukturę. Do chwili obecnej forum odgrywa znaczącą rolę w procesie poprawy jakości brytyjskiego ustawodawstwa w zakresie PPP i ustanowienia wyżej wspomnianego programu gwarancyjnego. Dodatkowo, kilka funduszy ABI analizuje, w jaki sposób mogłyby zainwestować w projekty infrastrukturalne bezpośrednio, oprócz zakupu obligacji państwowych.