



[R]ewolucja energetyczna dla Polski

SCENARIUSZ ZAOPATRZENIA POLSKI W CZYSTE NOŚNIKI ENERGII
W PERSPEKTYWIE DŁUGOOKRESOWEJ

GREENPEACE

© NASA

Tytuł:

[R]ewolucja energetyczna dla Polski. Scenariusz zaopatrzenia Polski w czyste nośniki energii w perspektywie długookresowej.
Wydanie II zmienione

Data: październik 2013 r.

Wydawca:

Fundacja Greenpeace Polska
ul. Lirowa 13
02-387 Warszawa
ISBN: 978-83-927871-3-6

Autorzy:

Raport opracował zespół pracowników Instytutu Energetyki Odnawialnej pod kierunkiem Grzegorza Wiśniewskiego w składzie:
Katarzyna Michałowska-Knap, Anna Oniszk-Popławska,
Aleksandra Arcipowska, Grzegorz Kunikowski.

Współpraca merytoryczna:

DLR, Institute of Technical Thermodynamics, Department of Systems Analysis and Technology Assessment, Stuttgart, Germany:
dr Thomas Pregger,
Christof Husenbeth,
dr Tobias Naegler.

Institute for Sustainable Futures, University of Technology, Sydney:

Jay Rutovitz,
Nicholas Mikhailovich.

Koordinacja projektu:

Anna Ogniewska, Greenpeace Polska,
Sven Teske, Greenpeace International.

Redakcja techniczna i korekta tekstu:

Anna Ogniewska, Katarzyna Guzek, Greenpeace Polska.

Skład:

Lemon Days - art&technology
www.lemondays.com

Projekt graficzny:

onehemisphere, Sweden,
www.onehemisphere.se

Wydrukowano na papierze ekologicznym.

“Czy będziemy w stanie spojrzeć w oczy naszych dzieci i wyznać,

że mieliśmy możliwości,
ale brakło nam odwagi?
Że mieliśmy technologię,
ale zabrakło wizji?”

John F. Kennedy

Spis treści

Przedmowa.....	4	5 Zapotrzebowanie na energię pierwotną	25
Streszczenie.....	6	5.1 Scenariusz referencyjny	26
1 Wstęp.....	9	5.2 Scenariusz alternatywny	26
2 Założenia scenariuszy	11	6 Produkcja energii elektrycznej	27
2.1 Założenia makroekonomiczne	13	6.1 Scenariusz referencyjny.....	28
2.2 Prognozy liczby ludności	14	6.2 Scenariusz alternatywny	28
2.3 Wzrost gospodarczy	14	7 Produkcja ciepła	30
2.4 Energochłonność PKB	14	7.1 Założenia ogólne	31
2.5 Prognoza wzrostu cen paliw i energii oraz kosztów uprawnień do emisji CO ₂	16	7.2 Scenariusz referencyjny	31
2.6 Prognoza wzrostu cen paliw	17	7.3 Scenariusz alternatywny	32
3 Zasoby bilansowe surowców energetycznych – rola odnawialnych zasobów energii	18	8 Transport	33
3.1 Zasoby bilansowe paliw kopalnych	19	8.1 Scenariusz referencyjny	34
3.2 Zasoby bilansowe odnawialnych źródeł energii	20	8.2 Scenariusz alternatywny	34
3.3 Wykorzystanie zasobów odnawialnych w Polsce – stan obecny	21	9 Uwarunkowania infrastrukturalne zaopatrzenia w energię w obu scenariuszach i bezpieczeństwo energetyczne regionów	35
3.4 Biomasa – ograniczony surowiec odnawialny	21	10 Koszty i korzyści	41
4 Zapotrzebowanie na energię finalną	22	10.1 Koszty oraz oszczędności ekonomiczne i finansowe	42
4.1 Zarys ogólnych trendów zużycia energii w gospodarce	23	10.2 Korzyści środowiskowe	43
4.2 Zapotrzebowanie na energię końcową – porównanie scenariuszy	23	10.3 Miejsca pracy związane z OZE do 2030 roku	44
4.2.1 Zapotrzebowanie na energię elektryczną	23	11 Podsumowanie i rekomendacje dla rządu.....	46
4.2.2 Zapotrzebowanie na ciepło	24	11.1 Podsumowanie	47
4.2.3 Zapotrzebowanie na energię w transporcie	24	11.2 Rekomendacje dla rządu	48
		Spis rysunków i tabel	49
		Przypisy	50

Przedmowa



Jeszcze kilka lat temu sytuacja polskiego systemu energetycznego była bardzo prosta. Przyjmowano powszechnie, że przez długie lata węgiel pozostanie naszym podstawowym paliwem, zapewniając bezpieczeństwo energetyczne oraz tanią energię elektryczną i ciepło. Odnawialne źródła energii, także i w przyszłości miały mieć znaczenie marginalne, a gaz ziemny stanowić miał uzupełnienie naszego bilansu energetycznego.

Jakże wiele zmieniło się w tym krótkim czasie. Okazało się, że wydobywalne zasoby węgla kamiennego z czynnych kopalń wystarczą jedynie na 30–40 lat. Do 2035 roku wyczerpią się także zasoby węgla brunatnego we wszystkich trzech zagłębiach w Koninie, Turowie i Bełchatowie. Koszty wydobycia rosną tak, że polski węgiel już obecnie staje się niekonkurencyjny w stosunku do importowanego. Do tego dochodzi problem wzrostu cen energii produkowanej w elektrowniach węglowych, ze względu

na konieczność poniesienia ogromnych nakładów finansowych na budowę nowych bloków w miejsce całkowicie wyeksploatowanych oraz konieczność zakupu uprawnień do emisji dwutlenku węgla. W 2020 roku cała emisja tego gazu z elektrowni będzie obłożona tego rodzaju „podatkiem” lub kosztami eliminacji CO₂ z gazów spalinowych.

Lansowana od kilku lat przez rząd idea budowy elektrowni jądrowej też nie ratuje sytuacji, ponieważ pierwsza taka elektrownia o mocy 3 000 MW, zbudowana w 2025 roku za horrendalnie wysoką kwotę 50–60 mld zł, miałaby udział w rocznej produkcji energii poniżej 10%.

Widać więc, że era skrajnie scentralizowanego systemu energetycznego, rodem z XX wieku, zbliża się w Polsce do końca. System ten w niniejszym opracowaniu przedstawiony jest jako referencyjny. Jest on drogi, nie zapewniający już bezpieczeń-

zdjęcie MARANCHON, NAJWIĘKSZA W EUROPIE ELEKTROWNIA WIATROWA, ZNAJDUJE SIĘ W GUADALAJARZE W HISZPANII. SKŁADA SIĘ Z 104 GENERATORÓW, KTÓRE RAZEM PRODUKUJĄ 208 MEGAWATÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ – WYSTARCZAJĄCEJ DLA POTRZEB 590 000 LUDZI ROCZNIE.



stwa energetycznego, nieefektywny i szkodliwy dla środowiska. Autorzy przeciwstawiają mu system zdecentralizowany, oparty głównie na wykorzystaniu odnawialnych źródeł energii, nazwany scenariuszem alternatywnym.

Okazuje się, że potencjał odnawialnych źródeł energii w naszym kraju wielokrotnie przekracza potrzeby energetyczne, zarówno w chwili obecnej, jak i w odległej przyszłości. System na nich oparty jest szybki do zbudowania, bowiem wyzwala fundusze oraz inicjatywy obywatelskie i samorządowe, zapewnia bezpieczeństwo energetyczne, tak lokalne, jak i w skali kraju, tworzy dziesiątki tysięcy miejsc pracy, szczególnie na rynkach lokalnych, oraz jest przyjazny dla środowiska. Poza tym, system ten posiada znacznie wyższą sprawność energetyczną i nie wymaga wielkich nakładów na linie energetyczne. Tak więc w dłuższej perspektywie system mający tak wiele zalet, nazwany przez autorów alternatywnym, także i w Polsce zdobędzie dominację. Jednak jesz-

cze przez najbliższe dekady obydwa modele energetyki będą z sobą koegzystować w zmieniających się proporcjach. Jestem przekonany, że tego trendu nie da się powstrzymać, ale można go jednak spowolnić poprzez wprowadzanie barier prawnych i ekonomicznych występujących obecnie, a które nadal forsuje lobby węglowo-energetyczne.

To teraz ważą się losy przyszłości polskiej energetyki na całą dekadę. Od woli politycznej rządzących zależy, którą drogą ona pójdzie – czy zostaniemy zepchnięci w ślepią uliczkę coraz droższej, w dużej mierze importowanej energii z paliw kopalnych, czy też już teraz odnawialne źródła energii otrzymają takie możliwości rozwojowe, na jakie zasługują. Ufam, że niniejsze opracowanie, przedstawiające możliwy do realizacji, realny scenariusz rewolucji energetycznej dla Polski, stanie się pomocne w pogłębionych dyskusjach prowadzących do wypracowania strategii energetycznej na miarę XXI wieku.



**Prof. dr hab. inż.
Maciej Nowicki**

Minister Środowiska w latach 1989–1991 oraz 2007–2009. Twórca Fundacji EkoFundusz, zajmującej się ekokonwersją polskiego długu. W latach 1994–1995 był wiceprzewodniczącym Komisji ONZ ds. Zrównoważonego Rozwoju, a w latach 2008–2009 przewodniczącym Ramowej Konwencji ONZ ds. Zmian Klimatu. Laureat „Der Deutsche Umweltpreis” (tzw. „Ekologiczny Nobel”).

Streszczenie



© PAUL LANGROCK / ZENIT / GREENPEACE

Scenariusz [R]ewolucji energetycznej dla Polski

Raport pt. *[R]ewolucja energetyczna dla Polski* porównuje ze sobą dwa możliwe do realizacji scenariusze wytwarzania i zaopatrzenia kraju w nośniki energii do roku 2050.

Scenariusz referencyjny bazuje na *Polityce energetycznej Polski do roku 2030 (PEP2030)* przyjętej w 2009 roku oraz prognozie zaopatrzenia w paliwa i energię do roku 2030, zawartej w dokumencie Ministerstwa Gospodarki *Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w okresie od 1 stycznia 2011 r. do 31 grudnia 2012 r.* Dokumenty te zawierają prognozy trendów rozwoju sektora energetycznego do 2050 roku. Ostatnie aktualizacje *PEP2030* zakładają nieznaczne obniżenie zapotrzebowania na paliwa i energię. Jednakże nie wprowadza to zmiany jakościowej, a struktura sektora energetycznego się nie zmienia. Dominuje nadal scentralizowana produkcja oparta na węglu, a w przyszłości też energii jądrowej, przy niewielkim udziale energii ze źródeł odnawialnych. W przypadku OZE uwzględnione zostały jedynie duże elektrownie na biomasę oraz w ograniczonym zakresie farmy wiatrowe.

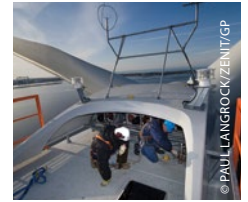
Autorski scenariusz alternatywny, nazywany też w opracowaniu „scenariuszem [R]ewolucji Energetycznej” zakłada znacznie szybszy rozwój systemu energetycznego w modelu zdecentralizowanym, wyzwolenie innowacji i lokalnych inwestycji w odnawialne źródła energii (OZE). Ten scenariusz odpowiada możliwościom, jakie dzisiaj oferują nowoczesne technologie energetyczne oraz współczesnym wyzwaniom związanym z coraz szybciej postępującymi zmianami klimatu i rosnącymi obawami o krajowe, regionalne i lokalne bezpieczeństwo energetyczne.

Definicje i sposoby weryfikacji użyte w scenariuszach

• Krajowe odnawialne i nieodnawialne zasoby paliw i energii

Krajowe zasoby przemysłowe (spełniające wymogi użyteczności ekonomicznej) kopalnych surowców energetycznych ulegną w Polsce drastycznemu wyczerpaniu w czasie życia jednego pokolenia. Względy ekonomiczne ograniczą okres wykorzystania węgla kamiennego. Już od 10 lat rośnie import tego surowca, a ograniczony dostęp do zasobów węgla brunatnego powoduje, że trudno prognozować jego wykorzystanie po roku 2035. Tymczasem całkowity roczny potencjał odnawialnych zasobów

zdjęcie TURBINA WIATROWA N90 2500, ZBUDOWANA PRZEZ NIEMIECKĄ FIRMĘ NORDEX, W PORCIE ROSTOCK. MOŻE PRODUKOWAĆ 2,5 MEGAWATÓW ENERGII I JEST TESTOWANA W WARUNKACH MORSKICH. DWAJ TECHNICZY PRACUJĄ WEWNĄTRZ TURBINY.



energii, zwany też potencjałem teoretycznym, szacowany jest na 400 EJ, czyli jest 160 razy większy niż roczne zużycie paliw kopalnych. W strukturze potencjału realnego dominuje energia wiatru – ponad 65% i biomasa – ponad 15% oraz energia słoneczna i geotermalna – po około 10%. Obecnie, całościowe wykorzystanie dostępnego potencjału OZE jest w Polsce niewielkie i wynosi zaledwie 7,8%. Potencjał tych zasobów rośnie wraz z rozwojem technologii. Już obecnie realny potencjał OZE przekracza krajowe zużycie energii.

• **Uwarunkowania regionalne i infrastrukturalne**

Realizacja scenariusza alternatywnego wymaga odejścia od energetyki korporacyjnej na rzecz energetyki rozproszonej. Nie można tego dokonać bez przekształcenia modelu scentralizowanego w model rozproszonej energetyki gminnej i energetyki obywatelskiej rozsianej po całym kraju. Wymaga to radykalnej reorientacji polityki energetycznej państwa, a w szczególności tworzenia tej polityki w sposób oddolny, we współpracy z samorządami terytorialnymi. Inwestycje w energetykę konwencjonalną, a w szczególności jądrową, tworzą koszty, nie zapewniając przy tym ani regionalnego bezpieczeństwa energetycznego, ani spójności społecznej czy gospodarczej, a także prowadzą do niesprawiedliwego rozkładu kosztów i korzyści. Zwiększenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej może nastąpić przede wszystkim poprzez rozwój generacji rozproszonej opartej na źródłach odnawialnych. Rozwój takiego modelu doprowadzić może do znaczącego obniżenia kosztów rozwoju sieci i poprawy bezpieczeństwa energetycznego Polski.

• **Koszty paliw i energii oraz koszty technologii energetycznych**

Dynamiczny, do roku 2035, wzrost cen paliw kopalnych (ropy naftowej, gazu oraz węgla) i stabilny wzrost cen uprawnień do emisji dwutlenku węgla będą stymulować podnoszenie efektywności energetycznej oraz rozwój OZE. W rezultacie spadną nakłady inwestycyjne na nowe technologie energetyki odnawialnej oraz obniżą się koszty zaopatrzenia w energię. Nie należy oczekiwać istotnego spadku kosztów technologii na jednostkę mocy w przypadku energetyki opartej na paliwach kopalnych (węgiel i gaz). W przypadku energetyki jądrowej wydaje się to niemożliwe, zarówno w przypadku kosztów kapitałowych, jak i kosztów operacyjnych.

Wyniki modelowania i symulacji krajowego systemu energetycznego

• **Zmniejszenie zapotrzebowania na energię końcową**

W scenariuszu referencyjnym nastąpi wzrost zapotrzebowania na energię finalną o 11%, tj. z 2 700 PJ w roku 2010 do ponad 3 000 PJ w roku 2050. W scenariuszu alternatywnym zapotrzebowanie na energię finalną utrzymuje się do roku 2015 na poziomie 2 706 PJ. Następnie stopniowo maleje aż do poziomu 1 855 PJ w roku 2050, czyli jest o 39% niższe niż w scenariuszu referencyjnym.

• **Stopniowe przestawienie produkcji energii elektrycznej z węgla na OZE**

Jednym z kluczowych założeń w obu scenariuszach jest wzrost znaczenia energii elektrycznej w strukturze zapotrzebowania na energię finalną.

Scenariusz referencyjny prowadzi do zakonserwowania na długi okres scentralizowanej, nieefektywnej struktury wytwarzania energii elektrycznej, charakteryzującej się opóźnieniami w odtwarzaniu mocy (ryzyko deficytu mocy) i wzrastającymi kosztami energii z coraz droższych paliw kopalnych, a także rosnącymi kosztami zewnętrznymi. Realizacja scenariusza referencyjnego znacząco obniży poziom bezpieczeństwa energetycznego kraju, gdyż w 2050 roku aż 85% produkcji energii pochodzi będzie z surowców kopalnych. Ponadto, wobec wyczerpywania się zasobów krajowych lub z powodu ich zbyt wysokich kosztów, paliwa te będą w znacznym stopniu importowane.

W scenariuszu alternatywnym całkowity udział energii z OZE w sektorze elektroenergetyki w roku 2050 wyniesie 88%, przy jednoczesnym ograniczeniu zapotrzebowania na energię o 46% w stosunku do roku 2010. Scenariusz ten sprzyja innowacjom technicznym i organizacyjnym. Uruchomienie rynków lokalnych i rozwój generacji rozproszonej może w przyszłości stanowić bardzo ważny element całego sektora energetycznego i stać się kluczowym ogniwem bezpieczeństwa energetycznego na szczeblu regionalnym.

• **Odchodzenie od paliw kopalnych w produkcji ciepła na rzecz OZE**

Realizacja scenariusza alternatywnego w ciepłownictwie prowadzi do radykalnego zmniejszenia potrzeb energetycznych. W scenariuszu alternatywnym zużycie paliw kopalnych spadnie o 83% (z 1 266 PJ w roku 2010 do 215 PJ w roku 2050). W sektorze budownictwa mieszkaniowego produkcja ciepła z węgla do roku 2050 zostanie w całości zastąpiona odnawialnymi źródłami energii. Polityka miejska, coraz mocniej ukierunkowana na zrównoważony rozwój i efektywność, będzie miała wpływ na kształt produkcji ciepła i chłodu sieciowego, które wytwarzane będą głównie z wielkoskalowych OZE, wspieranych gazem. Na terenach wiejskich i podmiejskich dominować będą mikroinstalacje (głównie układy hybrydowe), prawie wyłącznie bazujące na odnawialnych źródłach energii. Gospodarstwa domowe będą coraz bardziej niezależne energetycznie. Będą one zaspokajać nie tylko własne zapotrzebowanie na ciepło, chłód oraz energię elektryczną, ale również będą sprzedawać nadwyżki energii elektrycznej do sieci. Struktura wytwarzania ciepła będzie w pełni zbilansowana i zróżnicowana. W strukturze tej udział wykorzystania kolektorów słonecznych, źródeł geotermalnych, pomp ciepła i biomasy, uzupełnionych niezbilansowaną energią elektryczną i paliwami kopalnymi utrzyma się na niemal identycznym poziomie.

- **Ograniczenie zapotrzebowania na energię w transporcie i przejście na paliwa produkowane z OZE**

W Polsce, poziom niezależności energetycznej w transporcie niezmiennie spada: z 3,7% w roku 2000 do 2,9% w roku 2009, i 2,6% w roku 2011. W scenariuszu referencyjnym transport drogowy będzie pełnił rolę dominującą z udziałem wynoszącym aż 90% w 2050 roku. Inne środki transportu (np. kolej) będą miały znaczenie marginalne. Udział odnawialnych źródeł energii w transporcie wyniesie 10% w roku 2035 i ustabilizuje się na tym poziomie aż do roku 2050.

W scenariuszu alternatywnym udział importowanej ropy naftowej w strukturze paliw transportowych spada z 91,8% w roku 2010 do 13% w roku 2050. Paliwa konwencjonalne zastępowane są energią ze źródeł odnawialnych na poziomie przekraczającym 65,4% w 2050 roku. Rosnący udział energii ze źródeł odnawialnych wynika ze wzrastającego wykorzystania wysokosprawnych samochodów nowej generacji z napędem hybrydowym i elektrycznym. W roku 2050 energia elektryczna pokryje prawie 32% finalnego zapotrzebowania na paliwa i energię w transporcie.

Różne scenariusze, różne koszty i korzyści

- **Inwestowanie w innowacje i bezpieczeństwo energetyczne**

Globalne koszty zaopatrzenia kraju w energię wynikają zarówno z wysokości niezbędnych, różnych dla każdego ze scenariuszy, nakładów inwestycyjnych, kosztów paliw oraz bilansu handlowego paliw i energii (w szczególności importu). W scenariuszu referencyjnym całkowite koszty zaopatrzenia kraju w energię elektryczną rosą z 14 mld euro w 2015 roku do 36 mld euro w 2050 roku. Z kolei w scenariuszu alternatywnym w roku 2050 koszty zaopatrzenia w energię nie przekraczają 33 mld Euro, a jednocześnie poczynione „zielone” inwestycje dodatkowo pozwalają na eksport energii (ok. 63 TWh w 2050 roku, głównie z morskiej energetyki wiatrowej). O ile w okresie do 2030 roku jednostkowe koszty energii dla odbiorców w obu scenariuszach są zbliżone, to po roku 2030 koszty w scenariuszu alternatywnym bardzo szybko spadają i w 2050 roku osiągają poziom 8,2 eurocentów/kWh, podczas gdy w scenariuszu referencyjnym w roku 2050 koszty te sięgają 11,8 eurocentów/kWh. Niższe koszty w scenariuszu alternatywnym przekładają się na znacznie wyższe korzyści gospodarcze.

- **Zmniejszenie emisji dwutlenku węgla**

W scenariuszu alternatywnym do 2050 roku możliwe jest osiągnięcie redukcji emisji CO₂ o 88% w stosunku do 2010 roku. Emisje krajowe spadną z 329 mln do poniżej 40 mln ton CO₂/rok. Emisja CO₂ na mieszkańca, przy założonym spadku liczby ludności do 34,9 mln, spadnie z 8 ton CO₂/mieszkańca/rok w 2010 roku do około 1,1 tony CO₂/mieszkańca/rok w roku 2050. Efekty uzyskiwane są szczególnie w sektorze elektroenergetycznym. Tu redukcja emisji sięga 91% (z poziomu 156 mln ton CO₂ w 2010 roku do zaledwie 13 mln ton CO₂ w 2050 roku), podczas gdy w scenariuszu referencyjnym analogiczne w tym sektorze emisje spadają tylko o 16%. Realizacja scenariusza referencyjnego doprowadziłaby do nieznacznego tylko spadku emisji na głowę mieszkańca, w wysokości 7,5 tony CO₂/mieszkańca/rok.

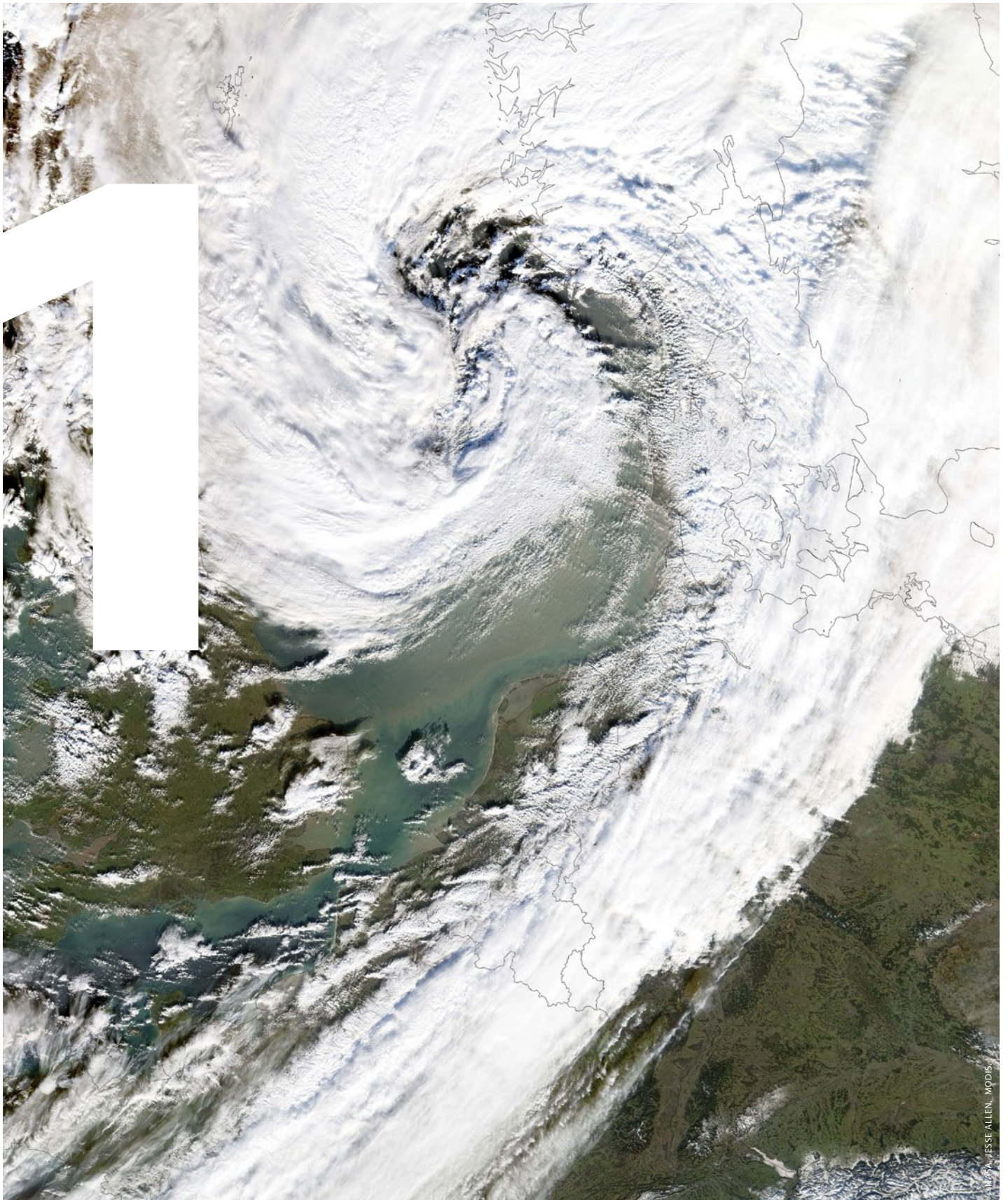
- **Miejsca pracy**

Energetyka odnawialna tworzy najwięcej trwałych miejsc pracy, rozłożonych równomiernie na obszarze całego kraju, nie tylko w centrach przemysłowych.

W scenariuszu referencyjnym liczba miejsc pracy w sektorze OZE zmniejszy się z powodu wyhamowania tempa inwestowania w nowe moce wytwórcze po roku 2020. Pozostaną jedynie miejsca pracy związane z eksploatacją istniejących już urządzeń i pozyskaniem biomasy. Całkowita liczba miejsc pracy w sektorze OZE zmniejszy się w stosunku do 2012 roku (35 tys.) i w 2030 roku wyniesie 30 tys. Wyniki symulacji pokazały, że do 2030 roku zmaleje także liczba zatrudnionych w sektorze górnictwa oraz wydobycia węgla kamiennego i brunatnego z obecnego poziomu 120 tys. do 79 tys. (scenariusz referencyjny).

Realizacja scenariusza alternatywnego powoduje, że już w roku 2030 branża OZE może pochwalić się ponad 100 tys. miejsc pracy, co stanowić będzie 63% miejsc pracy w sektorze produkcji energii elektrycznej i ciepła. Całkowita różnica w liczbie miejsc pracy w obu scenariuszach w 2030 roku wynosi niemalże 50 tys. na korzyść scenariusza alternatywnego. Scenariusz alternatywny pozwala też na podniesienie stanu ogólnego zatrudnienia w energetyce (konwencjonalnej i odnawialnej) ze 168,2 tys. w 2010 roku do 173,3 tys. w 2030 roku.

Wstęp



Jesienią 2008 roku, z inicjatywy Greenpeace po raz pierwszy ukazał się w Polsce raport pt. *[R]ewolucja energetyczna dla Polski. Scenariusz zaopatrzenia Polski w czyste nośniki energii w perspektywie długookresowej*, opracowany przez Instytut Energetyki Odnawialnej (IEO) oraz Instytut Badań Kosmicznych i Termodynamiki Technicznej DLR¹ w Stuttgarcie (DLR). Było to w przededniu uchwalenia tzw. pakietu klimatyczno-energetycznego, znanego pod nazwą 3x20, który zakłada 20% redukcję emisji dwutlenku węgla, 20% udział odnawialnych źródeł energii (OZE) oraz 20% zmniejszenia zużycia energii do roku 2020 w Unii Europejskiej. Scenariusz *[R]ewolucji energetycznej* wskazywał, że działając racjonalnie, jesteśmy w stanie osiągnąć z zapasem minimum 15% udziału energii ze źródeł odnawialnych w finalnym zużyciu energii w roku 2020 oraz 60% (83% w przypadku energii elektrycznej) w roku 2050. Przyjęta przez polski rząd w roku 2009 *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku (PEP2030)*² okazała się dokumentem zachowawczym, wyznaczającym cel dla rozwoju OZE na rok 2030 na poziomie tylko 16%, a także mało ambitnym, jeśli chodzi o poprawę efektywności energetycznej i wdrażanie nowych technologii w energetyce.

W ciągu ostatnich 5 lat w Unii Europejskiej dokonał się olbrzymi postęp w rozwoju energetyki odnawialnej, zarówno w przypadku technologii, jak i wzrostu udziału energii z OZE w miksie energetycznym. Z końcem 2011 roku udział energii z OZE w bilansie zużycia energii w UE przekroczył 12,5%. Poczynając od roku 2008 inwestycje w wytwarzanie energii elektrycznej z OZE stanowiły więcej niż połowę wszystkich inwestycji w nowe moce w elektroenergetyce, a w 2012 roku przekroczyły próg 70%. W przyjętym w grudniu 2011 roku *Planie działań w zakresie energii do 2050 roku*³ Komisja Europejska we wszystkich scenariuszach proponuje, by udział energii odnawialnej w 2050 roku wzrósł co najmniej do poziomu 55% końcowego zużycia energii brutto, a udział OZE w zużyciu energii elektrycznej osiągnął 64-97%. We wstępnych założeniach na rok 2030 proponowano zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii do poziomu minimum 30% końcowego zużycia energii brutto.

Niestety, w Polsce dyskusja nad przyszłością odnawialnych źródeł energii w krajowych bilansach energetycznych zbyt często jest podejmowana w sposób jednostronny i oparty na stereotypach. W opiniach rządu i energetyki korporacyjnej niezmiennie dominują głosy, że Polska skazana jest na węgiel (pomimo, że krajowe zasoby ekonomiczne węgla są już znacząco wyczerpane, a innych surowców kopalnych – bardzo ograniczone) oraz, że energia nuklearna jest czysta, bezpieczna i tania, chociaż zasadniczym problemem, przed którym staje energetyka jądrowa są właśnie wysokie koszty. Jednak najbardziej uderzające, a także niespotykane w innych krajach UE, jest zaniechanie działań przez najwyższych przedstawicieli rządu, którzy otwarcie podważają i marginalizują rolę OZE w rozwoju sektora energetycznego w Polsce.

Polska nie posiada obecnie zrównoważonej, długofalowej polityki klimatycznej ani nawet zaktualizowanej polityki energetycznej. Założenia do prac rządu nad tym dokumentem nie są publicznie znane. Niebawem miną trzy lata od wymaganej prawem UE daty⁴ wdrożenia dyrektywy 2009/28/WE⁵

w sprawie promowania stosowania energii z OZE i dwa lata od poddania konsultacjom społecznym projektu ustawy o odnawialnych źródłach energii, która miała wdrożyć ww. dyrektywę. Doprowadziło to do sytuacji, w której energetyka odnawialna w Polsce, a wraz z nią cała branża energetyczna, dryfuje w niebezpiecznym kierunku.

W niniejszym opracowaniu postawiono tezę, że marginalizowanie lub pomijanie energetyki odnawialnej w polityce energetycznej jest błędem – pod względem naukowym, gospodarczym, ekonomicznym, społecznym i ekologicznym. Za oczywisty brak, który sprzyja podejmowaniu doraźnych, często błędnych decyzji, np.: inwestycyjnych, uznać należy brak zrównoważonej, długofalowej polityki energetycznej. Raport analizuje dwa możliwe scenariusze rozwoju energetyki do 2050 roku, tzw. referencyjny (określany też jako *business as usual*)⁶ – odpowiadający obecnie realizowanej polityce krajowej oraz alternatywny – autorski, z odmiennym udziałem energii z OZE. Celem publikacji jest wskazanie racjonalnej alternatywy oraz udowodnienie, że Polska nie musi być ani uzależniona od paliw kopalnych, ani od energii atomowej, ponieważ posiada ogromne, niewykorzystane zasoby odnawialne. Ostatnie analizy pokazują, że nawet już przed rokiem 2020 z OZE można pozyskać energię po kosztach niższych niż ze źródeł konwencjonalnych⁷. Nawet obecnie droższe technologie OZE, takie jak morskie farmy wiatrowe, po roku 2020 będą pod względem kosztów produkowanej energii tańsze niż energia z elektrowni jądrowych⁸.

Autorzy stawiają tezę, że OZE stanowią rozwiązanie trudnej sytuacji, w jakiej znalazła się Polska: większość bloków energetycznych jest przestarzała i wkrótce będzie wymagała zamknięcia, zły stan sieci przesyłowych obniża bezpieczeństwo dostaw. Źródła odnawialne dają możliwość budowy nowych mocy lokalizowanych blisko odbiorcy, co jest szczególnie ważne, gdy zagrożone jest bezpieczeństwo energetyczne regionów. Szersze wykorzystanie OZE może być skuteczną odpowiedzią na kryzys energetyczny i klimatyczny, spadający poziom krajowego bezpieczeństwa energetycznego, a także może być instrumentem zwiększenia konkurencyjności, pobudzenia koniunktury gospodarczej oraz pozwolić na zwiększenie spójności społeczno-gospodarczej.

Poza aktualizacją i porównawczą analizą kosztów wdrażania obu scenariuszy, uszczegółowiona została analiza dostępności odnawialnych zasobów energii i infrastruktury. Znacznie większą uwagę poświęcono przeanalizowaniu możliwości tworzenia miejsc pracy w energetyce ogólnie oraz w regionach. Obecna *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku*, a nawet *Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych*⁹ nie odzwierciedlają dostatecznie potencjału oraz znaczenia regionów w formułowaniu i wdrażaniu polityki energetycznej.

Autorzy opracowania wyrażają nadzieję, że wyniki przeprowadzonych symulacji oraz analiz zostaną wykorzystane przez rząd przy przygotowaniu nowej *Polityki energetycznej Polski do 2050 roku*, przy opracowaniu strategii rozwoju gospodarki niskoemisyjnej, a także przez władze regionalne, które aktywnie przygotowują własne strategie energetyczne.

Założenia scenariuszy



Raport porównuje ze sobą dwa możliwe do realizacji scenariusze wytwarzania i zaopatrzenia kraju w energię do roku 2050.

Scenariusz referencyjny bazuje na *Polityce energetycznej Polski do roku 2030 (PEP2030)* przyjętej w 2009 roku oraz prognozie zaopatrzenia w paliwa i energię do roku 2030, zawartej w dokumencie Ministerstwa Gospodarki *Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w okresie od 1 stycznia 2011 r. do 31 grudnia 2012 r.* Pomimo nieznacznego obniżenia, w stosunku do *PEP2030*, zapotrzebowania na paliwa i energię, scenariusz referencyjny nie wprowadza jakościowej zmiany i utrzymuje istniejącą obecnie w Polsce strukturę sektora energetycznego. Dominuje scentralizowana produkcja oparta na węglu, energii jądrowej, przy niewielkim udziale energii ze źródeł odnawialnych z dużych elektrowni na biomasę i farm wiatrowych.

Autorski scenariusz alternatywny zakłada znacznie szybszy rozwój systemu energetycznego w modelu zdecentralizowanym oraz uwolnienie innowacji i lokalnych inwestycji w odnawialne źródła energii. Ten scenariusz odpowiada możliwościom jakie dzisiaj oferują nowoczesne technologie energetyczne oraz współczesnym wyzwaniom związanym z coraz szybciej postępującymi zmianami klimatu i rosnącymi obawami o krajowe, regionalne i lokalne bezpieczeństwo energetyczne.

Symulacje dla dwóch podstawowych scenariuszy: referencyjnego (REF) i alternatywnego (ALT) zostały przeprowadzone przy pomocy modelu komputerowego MESAP¹⁰.

Punktem wyjściowym do przeprowadzenia symulacji jest rok 2010. W analizach wykorzystano najnowsze dostępne dane statystyczne dotyczące krajowej energetyki za 2012 rok. Horyzont czasowy sięga do roku 2050. Choć scenariusze wychodzą z różnych założeń i możliwych do realizacji ścieżek rozwoju, to jednak spójność metodologiczna analiz umożliwia bezpośrednie porównanie wyników i formułowanie wniosków.

Scenariusz referencyjny odwołuje się do zapisów *Polityki energetycznej Polski do roku 2030 (PEP2030)* z 2009 roku i uwzględnia późniejsze korekty bilansów energetycznych, prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030 i dalej do roku 2050. Uaktualniona przez Ministerstwo Gospodarki w lipcu br.¹¹ prognoza opracowana przez Agencję Rynku Energii (ARE) dodatkowo obniża zapotrzebowanie na energię elektryczną.

Scenariusz alternatywny przewiduje wejście na nową ścieżkę rozwoju energetyki odnawialnej, wspartą aktywnymi działaniami na rzecz efektywności energetycznej. Zaowocuje to znaczącymi, pozytywnymi efektami środowiskowymi i szybszą zmianą dotychczas kultuwanego i praktycznie niezmiennego modelu energetycznego dla Polski, który utrzymuje się pomimo diametralnie innego podejścia w polityce UE, dynamicznego rozwoju nowych technologii oraz wyczerpywania się zasobów paliw kopalnych.

W zakresie rozwiązań technologicznych uwzględniono aktualne dane dotyczące rynku krajowego, a także długookresowe prognozy rozwoju technologii energetycznych i spadku kosztów według Instytutu DLR oraz opracowanie *Energy Technology Perspectives 2012. Pathways to a Clean Energy System*, opublikowane przez Międzynarodową Agencję Energetyczną (IEA)¹². Bazujące na trendach światowych prognozy cen paliw i kosztów technologii energetycznych są takie same dla obydwu scenariuszy. Założono bowiem, że tzw. trzeci pakiet liberalizujący UE będzie w pełni wdrożony, rozwinięte zostaną połączenia międzysystemowe, a to oznacza że w dłuższej perspektywie nie będzie istotnych różnic w cenach gazu i energii elektrycznej w krajach członkowskich UE. Ceny węgla i ropy naftowej są już obecnie zbliżone do światowych, różnicuje je tylko system podatkowy, ale także w tym przypadku postępuje unifikacja.

Ogólnym materiałem bazowym dla scenariusza alternatywnego jest raport *Energy [R]evolution, a sustainable world energy outlook*¹³. W analizie scenariuszy długookresowych korzystano również z opracowania Komisji Europejskiej *World and European Energy and Environment Transition Outlook (WETO-T)* z roku 2011 oraz dodatkowo z oficjalnych prognoz duńskiego Ministerstwa Klimatu, Energii i Budownictwa, które pokazują i analizują ścieżkę tworzenia gospodarki opartej w 100% na odnawialnych źródłach energii do 2050 roku^{14, 15}.

Scenariusz referencyjny zakłada kontynuację obecnej strategii energetycznej nastawionej na wykorzystanie paliw kopalnych (rozwój inwestycji opartych na węglu kamiennym i brunatnym oraz budowa elektrowni jądrowych) i uwzględnia rządowe założenia minimalistycznych działań w zakresie ochrony klimatu. W kwestii rozwoju technologii i wielkości emisji, scenariusz uwzględnia dostępne oficjalnie prognozy średnioterminowe do roku 2030, zgodnie z ostatnią aktualizacją *PEP2030* w zakresie prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię¹⁶. Bazując na przyjętych przez polski rząd kierunkach działań oraz na długookresowych prognozach makroekonomicznych IEA zawartych w serii wydawniczej *World Energy Outlook 2012*¹⁷ opracowane zostały prognozy i trendy rozwoju aż do roku 2050.



Scenariusz alternatywny opiera się na aktywnej polityce klimatyczno-energetycznej. Elementem strategicznym jest tu wsparcie polityczne i początkowo także wsparcie ekonomiczne dla stymulowania rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce, przy jednoczesnej rezygnacji ze wsparcia państwa na realizację inwestycji w kosztowne elektrownie jądrowe oraz ograniczeniu do niezbędnego minimum (pojedyncze obiekty budowane ze względu na opóźnienia w reformowaniu energetyki, jedynie do 2020 roku; po rewizji zapotrzebowania na energię) inwestycji w nowe elektrownie węglowe.

Energia produkowana jest głównie w oparciu o wykorzystanie ogromnego potencjału tkwiącego w odnawialnych źródłach energii i efektywności energetycznej. W definiowaniu i przyjmowaniu założeń do scenariusza alternatywnego, w odróżnieniu od referencyjnego, uwzględniono dążenie decydentów do pełnej internalizacji kosztów zewnętrznych systemu energetycznego, co jest czynnikiem ułatwiającym przejście z obecnej na nową, zrównoważoną ścieżkę rozwoju. Dzięki osiągnięciu efektu skali i przy uwzględnieniu krzywej uczenia się, dalsza realizacja scenariusza alternatywnego prowadzi do dynamicznego spadku kosztów, co przekładać się będzie na znaczące zmniejszanie nakładów inwestycyjnych na technologie energetyki odnawialnej¹⁸.

Z uwagi na wysoki udział tzw. niestabilnych OZE, czyli energetyki wiatrowej i słonecznej, integralną częścią scenariusza alternatywnego jest rozwój inteligentnych sieci energetycznych oraz energetyki prosumenckiej¹⁹, jak również integracja rynków energii elektrycznej, transportu i ciepła oraz taniego magazynowania w szeroko dostępnych już teraz zasobnikach ciepła (np. z gorącą wodą). Ta zrównoważona opcja rozwoju nowoczesnej infrastruktury energetycznej wcale nie musi być droższa od próby reinwestowania olbrzymich środków w podtrzymanie aktualnych kierunków jej rozwoju, właściwych dla scenariusza referencyjnego. Choć zagadnienia te nie były przedmiotem symulacji modelem MESAP, poświęcono im oddzielną analizę (rozdział 3 oraz rozdział 9), uwzględniając także kontekst regionalny.

2.1 Założenia makroekonomiczne

Ogólne założenia makroekonomiczne dotyczące prognozy liczby ludności, PKB oraz wzrostu cen paliw są takie same dla obydwu scenariuszy.

Zauważalne różnice widać w przypadku tempa obniżania się energochłonności gospodarki. Wynika to przede wszystkim z różnych założeń w zakresie podjęcia lub zaniechania działań prowadzących do zwiększenia efektywności energetycznej produkcji, dystrybucji i użytkowania energii we wszystkich sektorach.

W scenariuszu alternatywnym energochłonność gospodarki spada znacznie szybciej. Dzieje się tak dzięki promowaniu nowoczesnych technologii wspierających racjonalne zarządzanie popytem na energię elektryczną i ograniczenie strat, do których możemy zaliczyć:

- rozwój generacji rozproszonej i energii w skali mikro, który doprowadzi m.in. do ograniczenia strat w przesyłce energii,
- instrumenty pozwalające na zarządzanie popytem – tzw. DSM (ang. *demand side management*),
- modernizację i wymianę infrastruktury energetycznej (głównie sieci) oraz rozwój inteligentnych sieci energetycznych (ang. *smart grid*),
- samochody elektryczne będące nie tylko środkiem transportu, ale również swoistym magazynem energii.

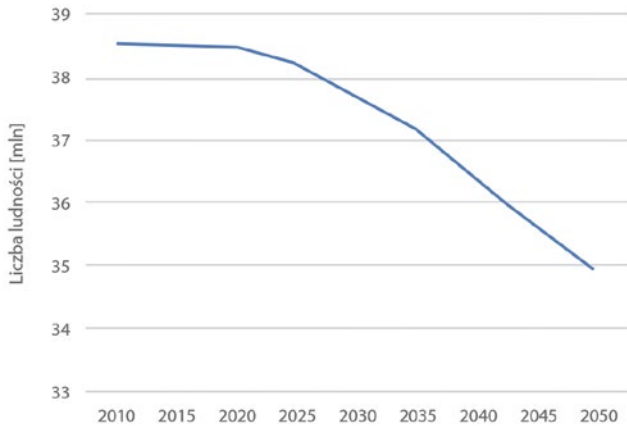
W podobnym kierunku pójść zmiany technologiczne w sektorze zaopatrzenia w ciepło i chłód, gdzie w dalszym ciągu istnieje duży potencjał umożliwiający obniżenie zapotrzebowania, w szczególności w mieszkalnictwie²⁰. Pełne wykorzystanie potencjału było dotąd ograniczone m.in. w wyniku subsydiowania cen paliw i energii (w tym wydobycia węgla), co zmniejszało motywację ekonomiczną do oszczędzania energii. Proces redukcji zużycia ciepła będzie też wspierany wdrożeniem postanowień tzw. dyrektywy o charakterystyce energetycznej budynków²¹, która obowiązuje Polskę do realizacji strategii nakierowanej na renowację budynków (w tym na poprawę efektywności energetycznej w budynkach publicznych), jak również wyznacza cele dla budownictwa prawie zero-energetycznego. Wyeksploatowane, starsze budynki będą stopniowo zastępowane pasywnymi i zero-emisyjnymi. Dzięki temu w budownictwie utrzyma się proces obniżania zapotrzebowania na ciepło, pomimo że jednostkowa powierzchnia mieszkalna przypadająca na osobę zwiększy się i jednocześnie poprawi się jakość życia.

Wzrost liczby ludności miejskiej²² sprzyjać będzie zmniejszeniu się zapotrzebowania na mobilność oraz obniżeniu jednostkowego zapotrzebowania na energię w przeliczeniu na kilometr podróży. Polityka miast będzie ukierunkowana na odpowiednie planowanie przestrzenne, zmniejszenie odległości od zabudowy mieszkaniowej do miejsc usług, edukacji i pracy oraz na rozwój sprawnego energetycznie transportu miejskiego.

2.2 Prognozy liczby ludności

Dla obu scenariuszy, na potrzeby analiz, przyjęto dostępne obecnie prognozy demograficzne Głównego Urzędu Statystycznego (GUS)²³ oraz bardziej długofalowe prognozy opracowane przez UNEP²⁴. Bazując na ww. źródłach przyjęto, że liczba ludności w Polsce do roku 2035 zmniejszy się z 38,5 do 36 milionów. Tendencja spadkowa będzie utrzymywała się dalej i w roku 2050 liczba ludności wyniesie 34,9 milionów (rysunek 2.1).

Rysunek 2.1: Przyjęta prognoza liczby ludności w Polsce do roku 2050 dla obu scenariuszy.



Spadek liczby ludności przyczyni się do zmniejszenia globalnego zużycia energii, ale nie przełoży się bezpośrednio na ograniczenie całkowitego zapotrzebowania na energię elektryczną.

2.3 Wzrost gospodarczy

Ważnym czynnikiem, na podstawie którego można oszacować zapotrzebowanie na energię finalną i pierwotne nośniki energii, jest wskaźnik Produktu Krajowego Brutto (PKB). Bazując na oficjalnych prognozach Ministerstwa Finansów założono, że mieszkańcy Polski będą posiadali lepsze warunki życia, tradycyjnie mierzone zwiększającym się PKB, o tempie wzrostu wyższym od przeciętnego w skali UE. Istotnym założeniem jest jednak „rozejście się” dotychczas silnego związku wielkości zapotrzebowania na energię (różne dla obydwu scenariuszy) z wysokością PKB, czego wyrazem będzie wyższe tempo wzrostu PKB na głowę mieszkańca niż tempo wzrostu zapotrzebowania na energię, a w konsekwencji spadek energochłonności dochodu narodowego.

Tempo rozwoju gospodarczego Polski, mierzone wzrostem PKB, przyjęto w oparciu o średnioterminowe prognozy Ministerstwa Finansów^{25, 26} oraz założenia i prognozy globalne dla perspektywy długookresowej (do roku 2050) opracowane przez firmę PwC Economics²⁷. Polska gospodarka znajduje się w fazie szybkich zmian, dlatego opracowanie prognoz w tak dynamicznej sytuacji i na tak długi okres jest bardzo trudne. W obu scenariuszach przewiduje się, że do roku 2030, PKB Polski będzie rosnać

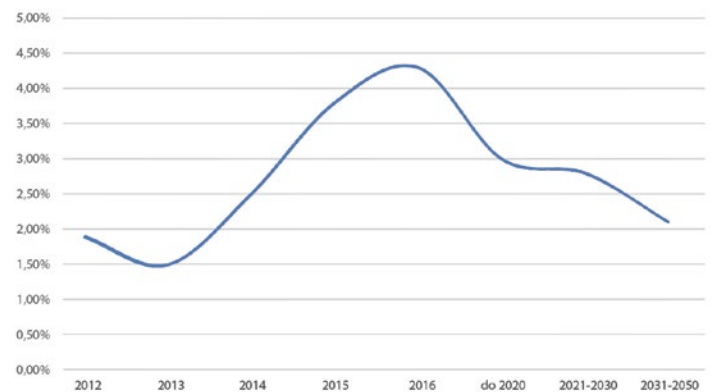
szybciej niż uśredniony PKB Unii Europejskiej, a po 2030 roku nieznacznie tylko przekraczać będzie wzrost PKB prognozowany dla Niemiec. W latach 2017-2022 prognozuje się ożywienie gospodarcze i wzrost PKB dzięki wpływom funduszy unijnych. Następnie wzrost gospodarczy obniży się, ale utrzyma powyżej poziomu szacowanego dla całej Unii Europejskiej²⁸. W okresie 2031-2050 założono wzrost PKB na poziomie: 2,1%/rok.

2.4 Energochłonność PKB

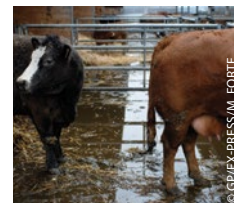
Za wysoką energochłonność polskiej gospodarki w znacznym stopniu odpowiedzialna jest nieefektywna organizacja krajowego systemu wytwarzania, przesyłu i dystrybucji energii. Nadmierna centralizacja bloków energetycznych i przesyłanie energii na duże odległości to tylko niektóre z przykładów nieracjonalnego wytwarzania i wykorzystania energii, do którego doprowadziła niewłaściwie prowadzona i krótkowzroczna polityka energetyczna. Spadek energochłonności wynikał przede wszystkim z transformacji gospodarczej i generalnej zmiany struktury gospodarki (wykorzystanie prostych rezerw), a nie z aktywnej polityki w obszarze gospodarowania energią. Praktycznie nie funkcjonowały mechanizmy rynkowe wspierające oszczędzanie energii. Znaczący wpływ na wysoki poziom energochłonności do roku 2007 wywierały również stosunkowo niskie ceny wszystkich nośników energii. Powodowało to, że użytkownicy energii nie byli zainteresowani inwestowaniem w nowoczesne, energooszczędne urządzenia i technologie. Dopiero w ostatnich latach ceny energii znacznie wzrosły, zbliżając się stopniowo do poziomu cen światowych.

Rysunek 2.2: Prognozowane tempo wzrostu PKB Polski do 2050 r.

Opracowanie własne na podstawie średnioterminowej prognozy Ministerstwa Finansów oraz prognoz globalnych do 2050 roku.



zdjęcie KROWY NA FARMIE WYPOSAŻONEJ W BIOGAZOWNIĘ W WITTIGEN BERN, W SZWAJCARII. WŁAŚCICIEL GOSPODARSTWA, PETER WYSS, PRODUKUJE ZIELONĄ ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ Z BIOGAZU OTRZYMANEGO Z OBORNIKA, PŁYNNEGO NAWOZU I ODPADKÓW SPOŻYWCZYCH.

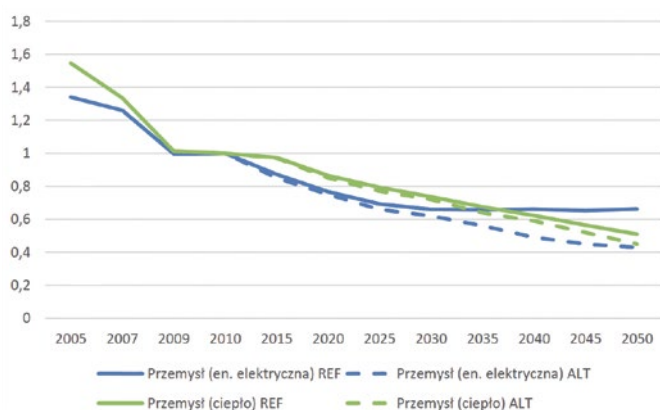


Wskaźnikiem charakteryzującym efektywność zużycia energii jest energochłonność PKB. Obecnie w Polsce zużycie energii w przeliczeniu na PKB jest 2,6 razy wyższe od średniej unijnej²⁹ i 4,3 razy wyższe niż w krajach europejskich należących do OECD. Oznacza to, że ciągle istnieją znaczne obszary, gdzie można wprowadzić skuteczne działania na rzecz zmniejszenia energochłonności.

W latach 1990-2000 energochłonność zużycia energii finalnej w odniesieniu do PKB spadła o 40%, a w latach 2000-2011 o kolejne 24%. Rządowa prognoza zawarta w *PEP2030* (scenariusz referencyjny) przewiduje, że w latach 2006-2030 energochłonność PKB zmniejszy się 2,5 razy. Średnie tempo zmniejszania energochłonności w UE w latach 1980-2010 wynosiło 1,4%. W krajach postindustrialnych ten potencjał jest o wiele niższy (poniżej 1% rocznie), zatem należy się spodziewać, że Polska wyczerpawszy po roku 2030 łatwo dostępne rezerwy oszczędnościowe, osiągnie tempo spadku energochłonności na poziomie poniżej 1%³⁰.

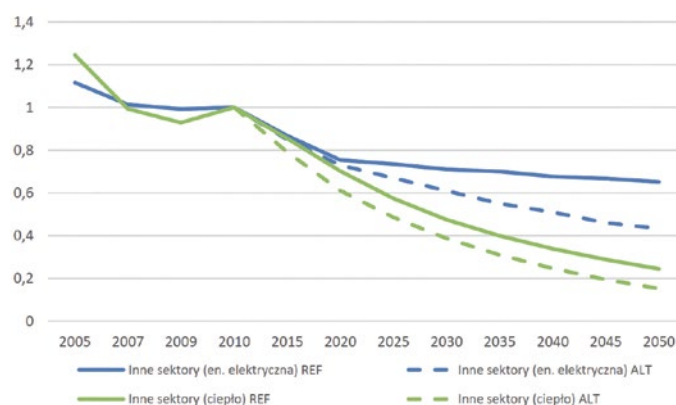
Trendy energochłonności układają się w różny sposób, w zależności od rodzaju końcowego nośnika energii oraz sektora gospodarki. W latach 2000-2011 zużycie paliw w sektorze transportu wzrosło o ponad 75%³¹. Rośnie również finalne zapotrzebowanie na energię elektryczną w przeliczeniu na mieszkańca. W roku 2000 wynosiło ono 2,3 MWh/mieszkańca/rok, a w roku 2011 wzrosło do 3,8 MWh/mieszkańca/rok. Zużycie finalnej energii elektrycznej na mieszkańca jest w Polsce ok. 2 razy niższe niż w Danii czy Niemczech, przy czym w odróżnieniu od tych krajów, od 10 lat wzrasta i oczekuje się, że trend ten utrzyma się w ciągu najbliższych lat (o ile nie pojawią się sytuacje nadzwyczajne, jak np. braki w zaopatrzeniu). Zawarta w *PEP2030* prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną zakłada średnioroczny wzrost zużycia energii elektrycznej w Polsce na poziomie 1,5% (w latach 2010-2030)³². W sektorze przemysłu założenia w zakresie tempa zmian energochłonności przedstawia wykres na rysunku 2.3. W tym przypadku występują niewielkie różnice energochłonności między analizowanymi scenariuszami.

Rysunek 2.3: Zmiany energochłonności względnej (w stosunku do 2010 roku) w sektorach gospodarki w scenariuszu referencyjnym (REF) i alternatywnym (ALT).

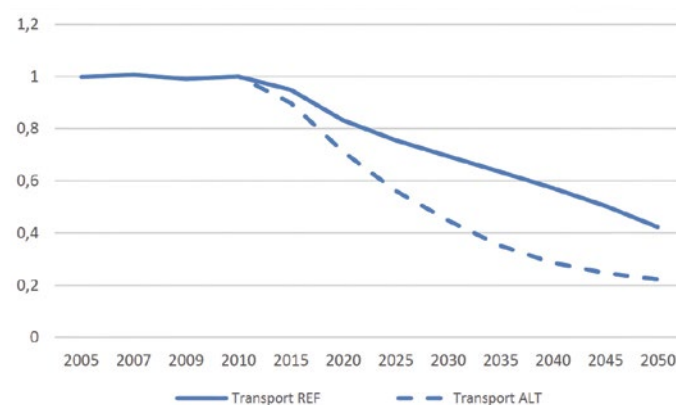


założenia w zakresie energochłonności w sektorach mieszkalnictwa i usługowym przedstawia wykres 2.4a. W tym przypadku, różnice w tempie zmian energochłonności między scenariuszami są dużo bardziej wyraźne, w szczególności dla sektora energii elektrycznej. Największe różnice między scenariuszami dotyczą sektora transportu (wykres 2.4b).

Rysunek 2.4a: Zmiany energochłonności względnej (w stosunku do 2010 roku) sektora mieszkalnictwa i usług.



Rysunek 2.4b: Zmiany energochłonności względnej (w stosunku do 2010 roku) w sektorze transportu.

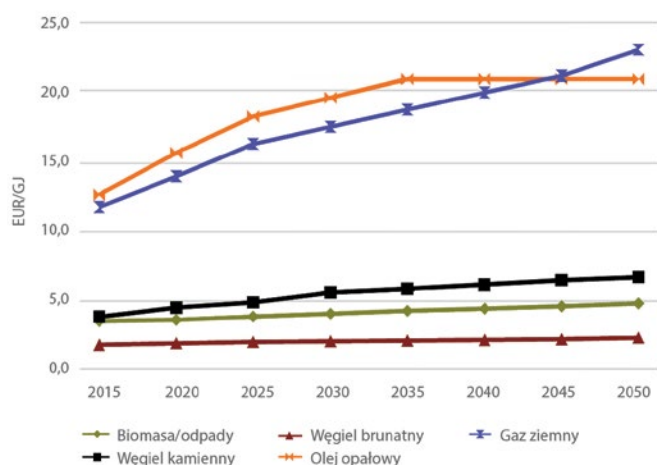


Z uwagi na fakt, że wzrost gospodarczy we wszystkich sektorach został przyjęty na porównywalnym poziomie, różnice w energochłonności sektorów wynikają przede wszystkim z różnych trendów w zakresie zapotrzebowania na energię finalną i pierwotną.

2.5 Prognoza wzrostu cen paliw i energii oraz kosztów uprawnień do emisji CO₂

Wysokie ceny paliw kopalnych mają bezpośrednie przełożenie na energooszczędność i wzrost wykorzystania alternatywnych źródeł energii, w tym na wykorzystanie OZE. Na potrzeby analiz przyjęto prognozy światowych cen ropy naftowej i węgla oraz europejskie ceny gazu i energii elektrycznej. Ceny wszystkich paliw kopalnych będą rosły do 2040-2045 roku. Jedynie ceny gazu, z uwagi na rosnący popyt, mogą rosnąć w jeszcze dłuższym okresie – rysunek 2.5. Na rysunku pokazane są stosunkowo stabilne, uśrednione ceny węgla brunatnego aż do 2050 roku, choć jeśli chodzi o zasoby krajowe sytuacja nie daje podstaw do tak optymistycznych założeń.

Rysunek 2.5: Prognoza wzrostu cen paliw do 2050 roku³³, ceny stałe w euro z 2010 r.



Polska nie ma na tyle dużych zasobów przemysłowych węgla brunatnego, aby utrzymać obecny poziom wydobycia dłużej niż do 2040 roku. Ponadto, jakkolwiek próba budowy nowej kopalni węgla brunatnego przełoży się na znacznie wyższe koszty w stosunku do kosztów obecnego wydobycia z obiektów w znacznej części zamortyzowanych. Utrzymano jednak niezwykle optymistyczne założenie co do skali wydobycia i niskich kosztów węgla brunatnego w Polsce także po 2035 roku z uwagi na (mało w tym przypadku prawdopodobne) zapotrzebowanie na węgiel brunatny w scenariuszu referencyjnym. Oprócz cen paliw kopalnych uwzględniono również prognozę dotyczącą kosztów pozyskania biomasy i odpadów. Koszty paliw otrzymywanych z biomasy także będą rosły ze względu na wzrost popytu na nią, jednak mniej dynamicznie niż w przypadku wyczerpujących się zasobów paliw kopalnych. Warto zwrócić uwagę, że wieloletnia prognoza wzrostu cen paliw jest zgodna z prognozami europejskimi. Zakłada ona dodatkowo zrównoważone wykorzystanie biomasy (w szczególności wykorzystanie odpadów i wyeliminowanie importu), jest spłaszczona i nie uwzględnia bieżących (często gwałtownych) ruchów cen.

Cena uprawnień do emisji dwutlenku węgla w obydwu scenariuszach umiarkowanie i stopniowo rośnie – z poziomu do 10 euro/tonę w 2015 roku, 24,5 euro/tonę w 2030 i 56,6 euro/tonę w roku 2050. Wpływa to na koszty operacyjne dużych elektrowni, elektrociepłowni oraz ciepłowni węglowych i gazowych eksploatowanych bez technologii składowania i magazynowania dwutlenku węgla (CCS, ang. *carbon capture and storage*).

Do pewnego momentu dynamiczny wzrost cen paliw kopalnych i założony stabilny wzrost cen uprawnień do emisji dwutlenku węgla będą stymulować podnoszenie efektywności energetycznej oraz rozwój OZE. W rezultacie dojdzie do zmniejszenia wysokości nakładów inwestycyjnych na nowe technologie energetyki odnawialnej i do spadku kosztów zaopatrzenia w energię.

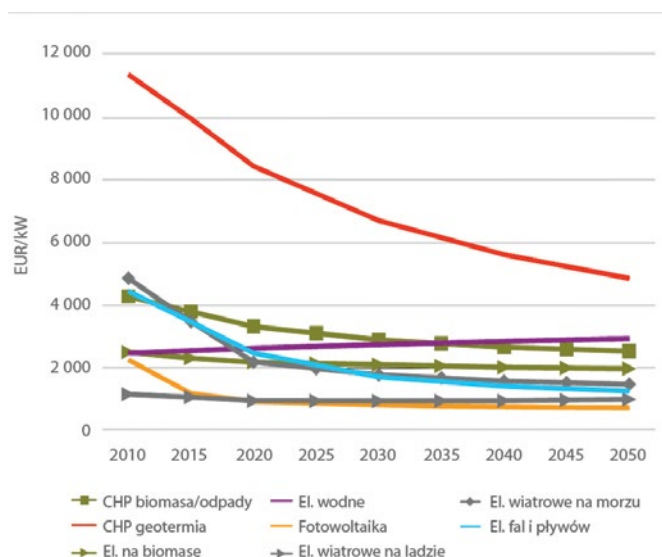
zdjęcie GEMASOLAR TO 15-MEGAWATOWA ELEKTROWNIA SŁONECZNA WYKORZYSTUJĄCA TECHNOLOGIĘ PŁYNNYCH SOLI DO AKUMULOWANIA I PRZECHOWYWANIA ENERGII. JEJ 16-GODZINNY SYSTEM SKŁADOWANIA ENERGII MOŻE DOSTARCZAĆ PRĄD PRZEZ CAŁĄ DOBĘ. ZNAJDUJE SIĘ W FUENTES DE ANDALUCÍA SEVILLE, W HISZPANII.



2.6 Prognoza wzrostu cen paliw

W perspektywie długookresowej ceny paliw są cenami światowymi, stąd kwoty przyjęte do analiz są identyczne w obu scenariuszach. W przypadku większości technologii OZE służących do produkcji energii elektrycznej, znaczący spadek nakładów inwestycyjnych będzie miał miejsce do roku 2020 (rysunek 2.6), czyli do momentu zdobycia przez nie większej roli i udziału w rynku. Najbardziej dynamiczny spadek odnotowany zostanie w przypadku technologii będących obecnie w początkowej fazie rynkowego rozwoju, takich jak: energia fal i pływów, elektrownie geotermalne (systemy binarne), morskie elektrownie wiatrowe. Najwolniej spadać będą nakłady inwestycyjne związane z rozwojem już obecnie bardziej dojrzałych rynkowo technologii

Rysunek 2.6: Spadek wysokości jednostkowych nakładów inwestycyjnych dla technologii odnawialnych wytwarzających energię elektryczną, w cenach stałych w euro z 2010 r.



(np. energetyka wiatrowa na lądzie). Koszty elektrowni fotowoltaicznych, po osiągnięciu pełnej konkurencyjności (tzw. *grid parity*) jeszcze przed 2020 rokiem spadać będą wolniej niż dotychczas. Pomimo stopniowego spadku kosztów, jedną z droższych technologii OZE pozostaną na dłużej biogazownie na rośliny energetyczne i odpady tzw. ko-fermentacyjne.

Odrębnego wyjaśnienia wymaga energetyka wodna. Potencjał ekonomiczny tej technologii, w szczególności dużej energetyki wodnej, został niemalże całkowicie wyczerpany. Budowa dużych instalacji będzie wiązać się z realizacją kosztownych budowli hydrotechnicznych oraz koniecznością spełnienia restrykcyjnych wymogów środowiskowych. Dlatego, w przeciwieństwie do innych technologii OZE, przewiduje się tu wzrost nakładów inwestycyjnych.

Podobne trendy obserwowane będą w przypadku nakładów inwestycyjnych na produkcję ciepła z OZE. W tym przypadku utrzymana zostanie tendencja spadku kosztów dla kolektorów słonecznych i pomp ciepła, a w dłuższym okresie, po 2030 roku, również ciepłowni geotermalnych. Jednostkowe nakłady inwestycyjne na systemy ogrzewania z wykorzystaniem biopaliw stałych pozostaną względnie niezmiennie w czasie (przy czym nakłady na kW mocy w systemach ciepłowniczych scentralizowanych pozostaną o ok. 10-20% niższe niż w systemach indywidualnego ogrzewania).

Istotnego spadku kosztów technologii na jednostkę mocy nie należy oczekiwać w przypadku energetyki opartej na paliwach kopalnych (węgiel i gaz). Dla energetyki jądrowej wydaje się to niemożliwe (tzw. koszty CAPEX³⁴ przyjęto na poziomie tych z 2010 roku w całym okresie – do 2050 roku, podobnie w przypadku kosztów operacyjnych OPEX³⁵). Dodatkowo rosnąć będą koszty ubezpieczeń przed ewentualną awarią.



Ceny paliw i koszty technologii są silnie uzależnione od dostępu do krajowych zasobów energetycznych oraz od tego, czy polityka energetyczna zmierza do samowystarczalności energetycznej, czy też dopuszcza import.

W Polsce nadal występują znaczne, choć malejące i coraz bardziej kosztowne w wydobyciu, zasoby surowców energetycznych w postaci paliw stałych (zwłaszcza węgla kamiennego), niewielkie zasoby paliw płynnych (ropy naftowej i gazu ziemnego) oraz olbrzymie, ale w niewielkim stopniu wykorzystywane, odnawialne zasoby energetyczne.

Natura nieodnawialnych i odnawialnych zasobów energetycznych jest inna i w praktyce trudno je porównywać, zarówno ze względów metodologicznych, jak i z uwagi na odmienne klasyfikacje i nazewnictwo³⁶. Zasadnicza różnica polega na tym, że odnawialne zasoby energii określa się w cyklu rocznym jako niezmiennie (niewyczerpalne), z gotowością do wykorzystania przez milion lat, a nieodnawialne jako zgromadzony i skończony zasób paliw do wykorzystania przez maksymalnie kilkadziesiąt (wyjątkowo kilkaset) lat.

Poniższe zestawienia wielkości odnawialnych i nieodnawialnych zasobów energii dokonane zostały w celach poglądowych. Przyjęto, że odpowiednikiem konceptu „zasobów ogółem” stosowanym standardowo w odniesieniu do oceny wielkości paliw kopalnych jest „potencjał teoretyczny” w odniesieniu do zasobów odnawialnych. Postawiono także znak równości pomiędzy kategorią wielkości zasobów „zagospodarowanych” (przemysłowych) dla paliw kopalnych oraz pojęciem „realnego potencjału technicznego” odnawialnych źródeł energii, ponieważ obie te kategorie w sensie technicznym oznaczają tę część zasobów, która pozwala na ich bezpośrednią eksploatację.

3.1 Zasoby bilansowe paliw kopalnych

Na podstawie danych Państwowego Instytutu Geologicznego (PIG) w tabeli 3.1 dokonano zestawienia zasobów paliw kopalnych na rok 2012 przy obecnym tempie ich wykorzystania i oszacowano dla nich tzw. „wystarczalność”, czyli wyrażony

w latach stosunek zasobów przemysłowych do ich aktualnego rocznego pozyskania. Jest to okres, w którym wykorzystane zostaną wszystkie obecnie udokumentowane zasoby przemysłowe, jeżeli pozyskiwane będą w takim samym tempie jak w roku 2012. Według opracowań IEO, krajowy potencjał teoretyczny odnawialnych źródeł energii (dostępnych w cyklu rocznym na obszarze kraju) przekracza około 400-krotnie całkowite krajowe zasoby paliw kopalnych.

Pomimo, że wprowadzone pojęcie „wystarczalności” nie może służyć do określania konkretnej daty całkowitego, fizycznego wyczerpania się surowców³⁹, to według obecnego stanu wiedzy można założyć, że krajowe zasoby przemysłowych surowców energetycznych ulegną drastycznemu wyczerpaniu w czasie życia jednego pokolenia. W sensie ekonomicznym dotyczy to głównie węgla⁴⁰. Co więcej, już od roku 2002 Polska jest importem węgla netto. Import wszystkich paliw kopalnych rośnie, co prowadzi do pogłębiania się deficytu w bilansie wymiany handlowej⁴¹ – rysunek 3.1.

Rysunek 3.1: Ilustracja pogłębiającego się dla Polski ujemnego salda wymiany handlowej energetycznych surowców mineralnych w latach 2002-2011 w mln ton.

Dane za lata 2006-2011; nie uwzględniają gazu ziemnego.

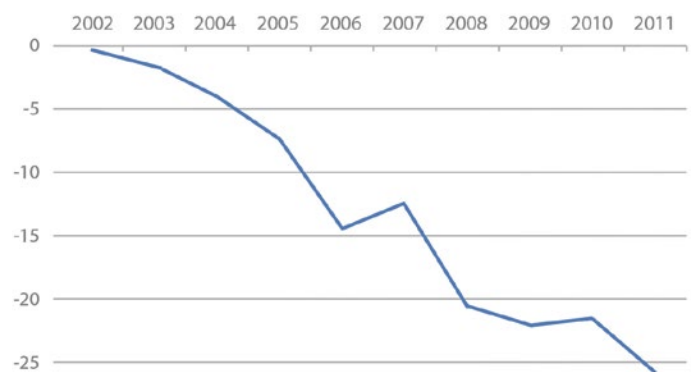


Tabela 3.1: Zestawienie skumulowanych krajowych zasobów złóż kopalnych surowców energetycznych.

Źródło: Państwowy Instytut Geologiczny (PIG)³⁷. Dane za 2012 rok.

	Zasoby geologiczne ogółem/ potencjał teoretyczny [PJ]	Zasoby przemysłowe/ realny potencjał techniczny [PJ]	Zasoby wykorzystanie/ pozyskanie w 2012 r. [PJ]	Wystarczalność w stosunku do zasobów przemysłowych [lata]
Razem	1 243 597	431 361	2 522	–
Gaz ziemny*	4 737	3 956	193	20
Ropa naftowa	1 056	1 035	28	37
Węgiel brunatny	197 383	13 903	562	25
Węgiel kamienny	1 039 262	412 264	1 537	158**

*PIG wśród udokumentowanych zasobów bilansowych nie uwzględnia gazu łupkowego. Jego ewentualne uwzględnienie w kolejnych latach nie przełoży się jednak automatycznie na wielkość zasobów przemysłowych, które są podstawą analiz gospodarczych i potencjalnych decyzji inwestycyjnych.

**Przy obliczaniu wystarczalności złóż węgla kamiennego uwzględniono nie tylko wykorzystanie zasobów własnych, ale także potrzeby energetyczne, które obecnie pokrywane są przez węgiel importowany (14,99 mln ton w 2011 roku)³⁸.

3.2 Zasoby bilansowe odnawialnych źródeł energii

Całkowity roczny potencjał odnawialnych zasobów energii, zwany też potencjałem teoretycznym, szacowany jest na 400 EJ⁴², czyli jest 160 razy większy niż roczne zużycie paliw kopalnych. Tworzą go głównie rozproszone, ale stosunkowo równomiernie rozłożone na terenie kraju, olbrzymie zasoby energii promieniowania słonecznego oraz niskotemperaturowych zasobów energii geotermalnej. Przez analogię do danych dotyczących kopalni (tabela 3.1), w tabeli 3.2 dokonano zestawienia wielkości potencjału technicznego brutto odnawialnych zasobów energii (jako umownego odpowiednika całkowitych zasobów geologicznych paliw kopalnych) i ich realnego potencjału technicznego (jako odpowiednika zasobów przemysłowych paliw kopalnych). Realny potencjał techniczny jest to ta część potencjału całkowitego, którego wykorzystanie jest obecnie uzasadnione w sensie ekonomicznym oraz przy spełnieniu wymogów środowiskowych, w sposób który nie wpłynie znacząco na ograniczenie rozwoju innych, alternatywnych kierunków gospodarczego wykorzystania przestrzeni zajmowanej przez przetworniki. Realny potencjał techniczny odnawialnych zasobów energii rośnie wraz z postępem technologicznym i wzrostem konkurencyjności ekonomicznej (jest w danym okresie wyższy dla technologii bardziej dojrzałych). W tabeli 3.2 przedstawiono roczny potencjał i jego wykorzystanie w roku 2011.

Oszacowany realny potencjał techniczny odnawialnych zasobów energii (ok. 3 900 PJ) przekracza o 35% całkowite pozyskanie energii pierwotnej w Polsce w roku 2011 (2 900 PJ).

Rysunek 3.2 przedstawia potencjał energetyki odnawialnej w podziale na poszczególne źródła. W przypadku najszerszej rozumianego potencjału technicznego brutto odnawialnych zasobów energii (słupek po lewej stronie rysunku), w strukturze zasobów energetycznych dominuje energia promieniowania słonecznego. W strukturze potencjału realnego, mniejszego niż potencjał techniczny (na którego wykorzystanie już teraz pozwala obecny stan rozwoju technologii) dominuje energia wiatru – ponad 66% i biomasa – ponad 15% (por. środkowy słupek na rysunku). Znaczące udziały, sięgające 10% już na szczycie realnego potencjału technicznego, ma energia słoneczna i geotermalna. Teoretycznie, na obecnym etapie rozwoju technologii odpowiednikiem węgla mogłyby być: energia wiatru oraz lokalnie wykorzystywana biomasa. Wraz z rozwojem technologii odnawialnych, w latach 2030-2050, Polska jako kraj o dużej powierzchni, w zasadzie bez ograniczeń będzie mogła wykorzystywać OZE, czerpiąc z energii promieniowania słonecznego (olbrzymi potencjał techniczny) w połączeniu z energią wiatru i systemami magazynowania energii wykorzystującymi m.in. biomasę. Racjonalna struktura wytwarzania energii w przyszłości będzie bardziej zbliżona do struktury potencjału technicznego (słupek po lewej stronie rysunku).

Potencjał energii wiatru oraz bezzasadnie czasami marginalizowanej w Polsce energii słonecznej jest znaczący. Tymczasem z jednostki powierzchni naszego kraju mogą zostać wytworzone odpowiednio:

- energia słoneczna termiczna – 1 440 TJ/km²,

Tabela 3.2: Roczny potencjał odnawialnych zasobów energii i jego wykorzystanie w 2011 roku.

Źródło: IEO oraz GUS⁴³ (wykorzystanie zasobów w 2011 roku).

Odnawialne zasoby energii	Potencjał techniczny brutto [PJ]	Realny potencjał techniczny (zasoby przemysłowe) [PJ]	Wykorzystanie zasobów (pozyskanie) w 2011 r. [PJ]	Stopień wykorzystania realnego potencjału w 2011 r. [%]
OZE Razem	42 523	3 896	304	7,79
Biomasa pochodzenia leśnego	35	24	85	354,17
Biomasa odpadowa sucha	237	166	166	100,00
Biomasa odpadowa mokra	178	125	7	5,65
Biomasa uprawowa	2 259	287	20	6,97
Woda	31	18	12	66,67
Geotermia	3 870	313	1	0,32
Wiatr	8 725	2 582	12	0,45
Słońce	27 188	381	1	0,26

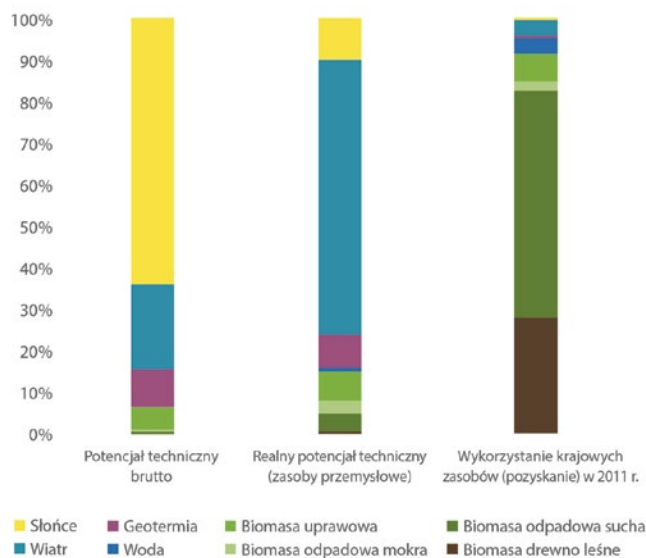
zdjęcie DUŻY, MIERZĄCY 64 M², SYSTEM OGNIW SŁONECZNYCH NA DACHU HOTELU W CELERINIE, W SZWAJCARII. KOLEKTORY MAJĄ ZA ZADANIE ZAPEWNIĆ CIEPŁĄ WODĘ I OGRZEWANIE I OSZCZĘDZAJĄ OKOŁO 6 000 LITRÓW ROPY ROCZNIE. DZIĘKI TEMU ZMNIJSZA SIĘ ZARÓWNO EMISJA CO₂, JAK I KOSZTY HOTELU.



- energia słoneczna fotowoltaiczna – 360 TJ/km²,
- energia wiatru – 70 TJ/km²,
- biomasa – 15 TJ/km².

Wykorzystanie odnawialnych zasobów energii (słupki po prawej stronie rysunku 3.2) wskazuje na intensywne eksploatowanie tylko jednego zasobu – biomasy. Jak łatwo zauważyć, struktura wykorzystania odnawialnych zasobów energii jest mało zróżnicowana i znacząco odbiega od tego, czym rzeczywiście dysponujemy w skali kraju. Nieprzeznaczona jest ogólna zasada, w myśl której powinniśmy starać się wykorzystywać największe i niewyczerpalne zasoby, a oszczędzać najmniejsze lub szybko wyczerpujące się.

Rysunek 3.2: Struktura potencjału technicznego odnawialnych zasobów energii w Polsce oraz ich obecnego wykorzystania.



3.3 Wykorzystanie zasobów odnawialnych w Polsce – stan obecny

Odpowiednikiem kryterium „wystarczalności” paliw kopalnych jest w przypadku OZE wskaźnik wykorzystania realnego potencjału technicznego (dostępnych zasobów przemysłowych) w danym roku. Obecnie, ogólne wykorzystanie dostępnego potencjału źródeł odnawialnych jest niewielkie – wynosi zaledwie 7,8% (por. rysunek 3.2). Choć potencjał energii wodnej i obecnie najintensywniej w Polsce wykorzystywanej biomasy jest coraz bardziej ograniczony i w dużej mierze został on już zagospodarowany to nadal energia geotermalna, wiatrowa i słoneczna wykorzystywane są zaledwie w ułamku procenta.

W przypadku paliw kopalnych systematycznie maleją, zarówno wielkość zasobów, jak i wskaźnik okresu „wystarczalności”, określający możliwy czas ciągłej eksploatacji zasobów. Okres eksploatacji można próbować przedłużyć – albo poprzez zmniejszenie wydobywania⁴⁴ albo dzięki nowym inwestycjom polegającym na

sięganiu po obecnie nieeksploatowane z przyczyn ekonomicznych i trudniej dostępne zasoby bilansowe⁴⁵. To drugie rozwiązanie daje obecnie już tylko krótkoterminowy efekt, ale znacząco wpływa na koszty. W tym kontekście nawet najbardziej optymistyczne scenariusze rozwoju OZE w Polsce są w pełni możliwe i pożądane. W szczególności w świetle kurczących się krajowych zasobów ekonomicznych paliw kopalnych.

Wielkość realnego potencjału technicznego odnawialnych źródeł energii będzie rosła wraz z postępem technologicznym i wzrostem sprawności urządzeń, a czas korzystania z tych zasobów szacować można na miliony lat. Krajowy potencjał techniczny odnawialnych zasobów energii wielokrotnie przekracza zasoby paliw kopalnych.

Zakres, skala i tempo wykorzystania odnawialnych zasobów energii uwarunkowane są czynnikami ekonomicznymi, stanem rozwoju infrastruktury oraz strukturą i rozkładem potrzeb energetycznych w regionach. Powyższe kwestie opisane zostały w rozdziale 9.

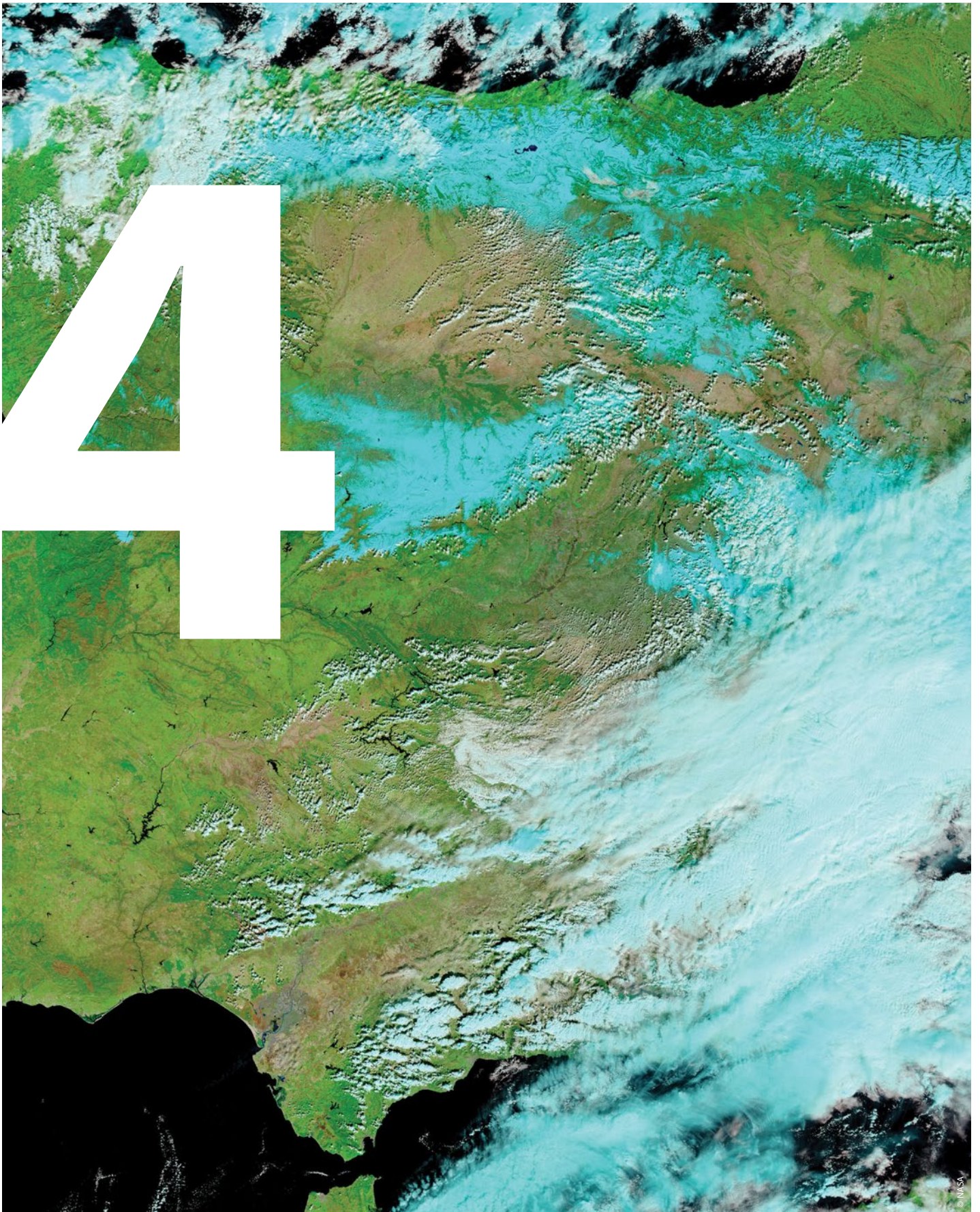
3.4 Biomasa – ograniczony surowiec odnawialny

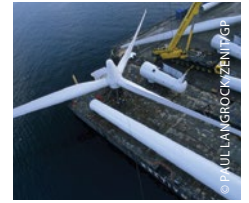
Ze względu na ograniczone zasoby krajowe i brak zróżnicowania w strukturze produkcji energii z OZE, szerszego omówienia wymaga biomasa.

Udział biomasy w wytwarzaniu energii z OZE w roku 2011 przekroczył 80%⁴⁶, a realny potencjał techniczny tego surowca wykorzystany był w 45%. Występuje duże zróżnicowanie w zależności od typu surowca i jego przeznaczenia.

Zdecydowanie najgorsza sytuacja ma miejsce w przypadku wykorzystania zasobów biomasy stałej kierowanej do produkcji ciepła i elektryczności. W tym przypadku sumaryczne zużycie surowców doszło wcześniej do granic maksymalnych możliwości i obecnie wykazuje wyraźny deficyt. Przyczyną jest nierównoważone – nie mające oparcia w lokalnych zasobach – zużycie biomasy w procesach współspalania z węglem w elektrowniach kondensacyjnych, które w 2012 roku osiągnęło 8 mln ton, w tym ok. 2 mln ton (25% potrzeb w tym zakresie) pochodziło z importu⁴⁷. Skończyły się proste możliwości pozyskania biomasy. Dodatkowo także zapotrzebowanie na ten surowiec wykazują inne od energetycznego sektory gospodarki, np. jest ona niezbędna dla potrzeb przemysłu drzewnego czy papierniczego, co nie pozostaje bez wpływu na ceny – dotyczy to zarówno biomasy pochodzenia leśnego, jak i odpadowej suchej⁴⁸. Potrzeba zbilansowania rosnącego popytu z podażą⁴⁹, skutkuje zarówno zwiększeniem wewnętrznego importu biomasy energetycznej (przesunięcie strumienia biomasy do energetyki), jak i importem biomasy z innych krajów. Obecnie już około 10% całkowitej energii pierwotnej produkowanej z biomasy powstaje w oparciu o biomasę importowaną. Wskaźnik ten jest znacznie wyższy w przypadku energii elektrycznej. Szacuje się, że nawet połowa energii elektrycznej wytwarzanej z biomasy powstaje w oparciu o surowiec importowany.

Zapotrzebowanie na energię finalną





4.1 Zarys ogólnych trendów zużycia energii w gospodarce

Scenariusz referencyjny

Scenariusz referencyjny zakłada dalsze subsydiowanie zużycia energii, w szczególności w przemyśle energochłonnym, co w efekcie negatywnie wpłynie na motywację do zmniejszenia energochłonności. Utrudni to aktywne obniżanie energochłonności jednostkowej w przemyśle i całej gospodarce. Najszybciej rozwijającą się gałęzią polskiej gospodarki będzie mniej energochłonny sektor usługowy, który w użytych modelu analizowany był łącznie z rolnictwem oraz sektorem gospodarstw domowych w kategorii „inne sektory”. Udział usług (w tym handlu) w tworzeniu PKB będzie się zwiększał głównie kosztem przemysłu, co spowoduje zbliżanie się polskiej gospodarki do modelu charakterystycznego dla krajów zachodnich. Pomimo tych zmian strukturalnych, w okresie 2010-2050 nastąpi wzrost zapotrzebowania na energię finalną o 11% (z 2 700 PJ do ponad 3 000 PJ).

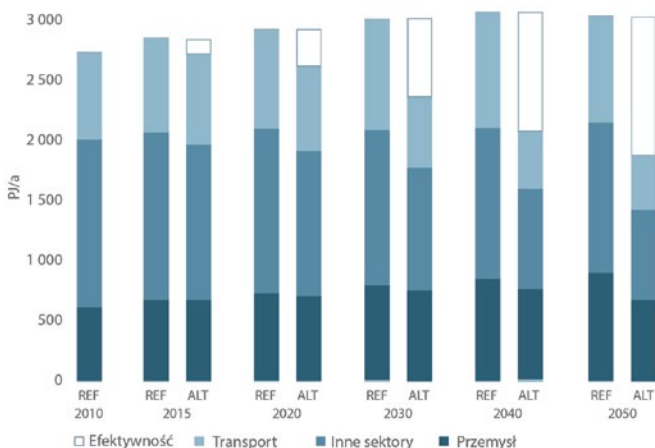
Scenariusz alternatywny

W scenariuszu alternatywnym zapotrzebowanie na energię finalną rośnie tylko do roku 2015, dochodząc do 2 706 PJ. Następnie stopniowo maleje aż do poziomu 1 855 PJ w roku 2050. Zapotrzebowanie jest o 39% niższe niż w scenariuszu referencyjnym.

W przypadku zużycia energii tendencja wzrostowa utrzymuje się tylko w sektorze przemyśle. Jej zużycie w tym sektorze przestaje rosnąć dopiero po roku 2040 i stabilizuje się na poziomie o około 13% niższym niż w scenariuszu referencyjnym.

W innych sektorach⁵⁰ zużycie energii będzie równomiernie spadać. Powodem utrzymywania się takiego trendu będzie konsekwentnie realizowana polityka poprawy efektywności energetycznej.

Rysunek 4.1: Zapotrzebowanie na energię finalną w scenariuszu referencyjnym (REF) i scenariuszu alternatywnym (ALT).



Jej głównymi elementami będą:

- wsparcie dla rozwoju technologii efektywnych energetycznie (maszyn, silników i sprzętu AGD),
- promocja racjonalizacji wykorzystania energii, na przykład poprzez otwarcie rynku na innowacyjne usługi, generację rozproszoną oraz popularyzację systemów zarządzania popytem i dobrego bilansowania energii w systemie⁵¹.

Kluczowym elementem strategii energetycznej w tym scenariuszu jest ograniczenie strat energii na przesyśle, w tym przede wszystkim w sieciach średniego i niskiego napięcia. W tym przypadku znaczenie będzie miała zarówno modernizacja sieci, jak i zmniejszenie odległości przesyłu energii (przy założeniu dynamicznego rozwoju energetyki rozproszonej).

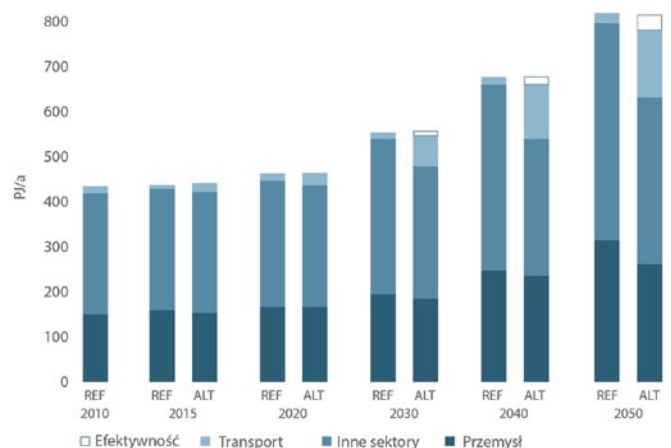
4.2 Zapotrzebowanie na energię końcową – porównanie scenariuszy

4.2.1 Zapotrzebowanie na energię elektryczną

Jednym z kluczowych założeń w obu scenariuszach jest wzrost znaczenia energii elektrycznej w strukturze zapotrzebowania na energię finalną, w szczególności po 2020 roku.

Po roku 2020 większe oszczędności w zużyciu energii elektrycznej w sektorze komunalno-bytowym kierowane będą do wykorzystania w transporcie elektrycznym (zasilanym energią z OZE). Prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną w obu scenariuszach utrzymuje się na porównywalnym poziomie aż do roku 2050. W przypadku scenariusza alternatywnego wynosi 771 PJ (214 TWh) w roku 2050, czyli o 344 PJ (95 TWh) więcej niż w 2010 roku. Zapotrzebowanie na energię elektryczną w scenariuszu alternatywnym w 2050 roku jest o 36 PJ (10 TWh) niższe niż w scenariuszu referencyjnym pomimo tego, że aż 148 PJ (41 TWh) energii jest zużyte w transporcie elektrycznym (o około 130 PJ więcej niż w scenariuszu referencyjnym bazującym na wykorzystaniu paliw ropopochodnych w transporcie).

Rysunek 4.2: Zapotrzebowanie na energię elektryczną w scenariuszu referencyjnym (REF) i alternatywnym (ALT) w PJ/rok.



Tendencja wzrostowa dotyczy w różnym stopniu każdego z sektorów. Zróżnicowanie to widać najlepiej w sektorze gospodarstw domowych, gdzie zużycie energii w roku 2050 jest zdecydowanie niższe w scenariuszu alternatywnym i wynosi 317 PJ (w scenariuszu referencyjnym – 488 PJ). Wynika to przede wszystkim z racjonalizacji zachowań konsumentów, którzy w efekcie wzrostu cen energii dążą do zmniejszenia rachunków poprzez mniejsze zużycie i wymianę urządzeń na bardziej energooszczędne⁵². Dlatego, choć prognozuje się, że Polacy będą posiadali więcej sprzętu ICT oraz klimatyzatorów, przy podobnym nasyceniu urządzeniami RTV i AGD, to zużycie energii elektrycznej w sektorze gospodarstw domowych w scenariuszu alternatywnym pozostanie na podobnym poziomie z uwagi na wprowadzanie urządzeń energooszczędnych (AGD oraz oświetlenie). Obniżeniu zużycia energii służyć będzie także popularyzacja systemów zarządzania energią (tzw. DSM – *demand side management* oraz inteligentne sieci domowe).

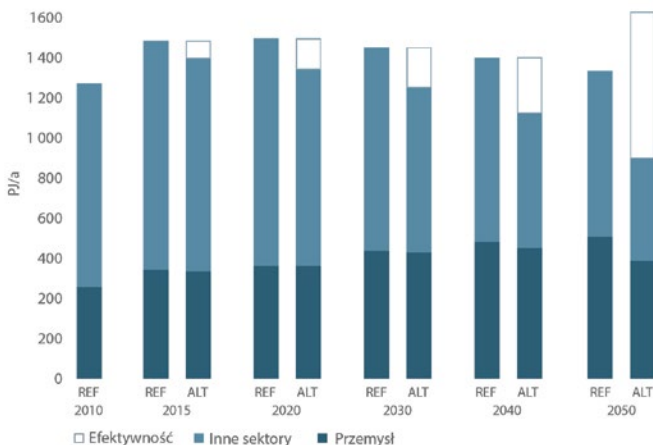
Zapotrzebowanie na energię elektryczną w sektorze transportu jest wyższe w scenariuszu alternatywnym (ALT: 148 PJ) niż w scenariuszu referencyjnym (REF: 19 PJ). Jest to efekt rosnącego znaczenia samochodów elektrycznych⁵³.

4.2.2 Zapotrzebowanie na ciepło

Scenariusz alternatywny zakłada, że po roku 2015 całkowite zapotrzebowanie na ciepło i chłód będzie się sukcesywnie zmniejszać z poziomu 1 250 PJ do 957 PJ w roku 2050, czyli w porównaniu do scenariusza referencyjnego zmniejszy się o 28%.

Ważną rolę w ograniczeniu strat ciepła będzie miał sektor mieszkalnictwa (budynki). Najważniejszą przyczyną zmniejszenia zapotrzebowania na ciepło w sektorze gospodarstw domowych będzie podwyższenie standardów energetycznych dla nowych budynków do poziomu prawie zero-energetycznego i wprowadzenie

Rysunek 4.3: Zapotrzebowanie na ciepło w scenariuszu referencyjnym (REF) i alternatywnym (ALT) w PJ/rok.



dzenie minimalnych standardów dla budynków już istniejących (tzw. głęboka termomodernizacja)⁵⁴. Na spadek zużycia energii dostarczanej centralnie będzie wpływać również nasycenie budynków mikroinstalacjami OZE (kolektory słoneczne, pompy ciepła, automatyczne kotły na biomasę).

Znaczny wpływ na całkowite zapotrzebowanie na ciepło i chłód będą miały również dodatkowe mechanizmy wsparcia odzysku i wykorzystania ciepła odpadowego w sektorze przemyśle. Ponadto scenariusz alternatywny zakłada działania prowadzące do ograniczenia strat w przesyłach w wyniku stopniowego wprowadzania generacji rozproszonej i standardów energetycznych także w przemyśle.

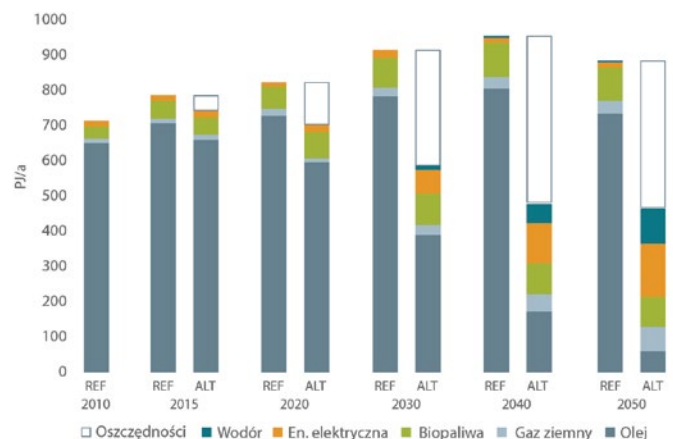
4.2.3 Zapotrzebowanie na energię w transporcie

W scenariuszu alternatywnym w sektorze transportu zapotrzebowanie na energię jest w roku 2050 blisko o 51% niższe (ALT: 451 PJ) niż w scenariuszu referencyjnym (REF: 896 PJ) – rysunek 4.4.

Przyczynami dużego spadku zużycia energii w transporcie w scenariuszu alternatywnym są przede wszystkim:

- wprowadzanie na rynek coraz oszczędniejszych i bardziej efektywnych pojazdów (np. samochodów elektrycznych, hybrydowych),
- zasadnicze zmiany w strukturze i organizacji transportu polegające na stopniowym przechodzeniu z transportu samochodowego na kolejowy (w szczególności w przypadku przewozu towarów),
- zmiana zachowania i preferencji użytkowników środków transportu wyrażająca się poprzez zakupy małych i efektywnych samochodów, *eco-driving*,
- upowszechnienie korzystania z transportu publicznego.

Rysunek 4.4: Zużycie paliw i energii w transporcie – scenariusz referencyjny – REF i alternatywny – ALT (z uwzględnieniem zwiększenia efektywności wykorzystania energii, bez ograniczenia rzeczywistych potrzeb transportowych).



Zapotrzebowanie na energię pierwotną



Spadek zapotrzebowania na energię pierwotną jest w scenariuszu alternatywnym kluczowym warunkiem osiągnięcia znaczącego udziału odnawialnych źródeł energii w ogólnym systemie dostaw energii. Kompensują one rezygnację z energii jądrowej i systematyczne zmniejszenie zużycia paliw kopalnych.

5.1 Scenariusz referencyjny

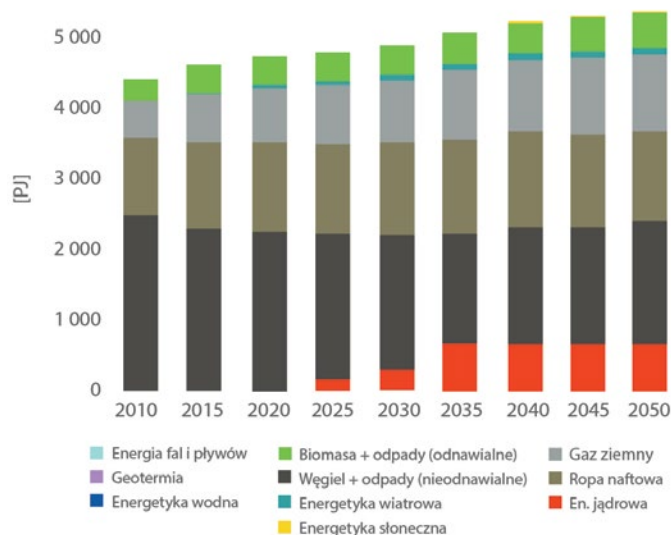
W ostatniej dekadzie poziom niezależności energetycznej Polski systematycznie się zmniejszał. Wyraża się to w spadającym wykorzystaniu zasobów pochodzenia krajowego z 89% w 2000 roku, do 72% w 2009 i już tylko 67,5% w roku 2011⁵⁵. Przewiduje się, że w wyniku realizacji obecnej polityki energetycznej tendencja ta będzie się nasilać, przez co polska gospodarka będzie w coraz większym stopniu uzależniona od importu paliw. Będzie to także równoznaczne ze wzrostem deficytu w bilansie wymiany handlowej surowców energetycznych. Wzrośnie rola gazu ziemnego i energetyki jądrowej. Ze względu na obecnie dość niskie ceny uprawnień do emisji CO₂ oraz wysokie ceny paliw kopalnych nowobudowane jednostki oparte na węglu kamiennym i brunatnym nie będą wyposażone w instalacje CCS.

Możliwości energetyki odnawialnej wykorzystywane są w minimalnym stopniu.

5.2 Scenariusz alternatywny

Scenariusz alternatywny zakłada znaczący, 27% spadek zużycia pierwotnych nośników energii z poziomu 4 224 PJ w 2010 roku

Rysunek 5.1: Prognoza zapotrzebowania na energię pierwotną w scenariuszu referencyjnym.



do 3 085 PJ w 2050. W stosunku do scenariusza referencyjnego zużycie energii pierwotnej w roku 2050 będzie niższe aż o 40%. Mimo to potrzeby energetyczne są w pełni zbilansowane – nie ma problemu niedoboru energii na rynku czy obniżenia standardu życia mieszkańców lub produktywności gospodarki.

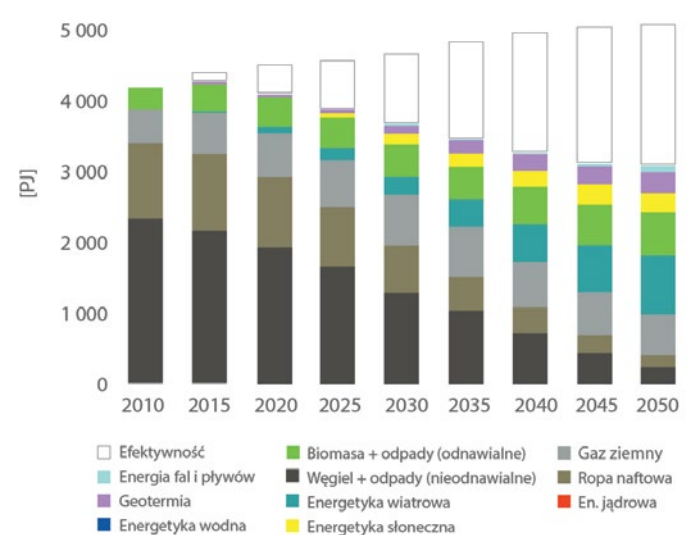
Najważniejszym skutkiem realizacji scenariusza alternatywnego jest zmniejszenie uzależnienia gospodarki od paliw konwencjonalnych, w tym od importu ropy naftowej. Stopniowo, ale konsekwentnie, w energetyce maleje znaczenie węgla. Jego udział spada z 56% w roku 2010 do 9% w roku 2050. Miejsce paliw kopalnych zajmują odnawialne źródła energii. Ich udział rośnie z poziomu 7,8% w roku 2010 do poziomu 66,3% w 2050 roku, ze znaczącymi udziałami energetyki: wiatrowej – 27% (847 PJ), biomasowej – 19% (600 PJ) oraz słonecznej – 9% (281 PJ).

Znaczący wzrost udziału OZE możliwy jest dzięki poprawie sprawności urządzeń oraz obniżeniu się kosztów technologii⁵⁶. Dotyczy to głównie fotowoltaiki i energii wiatru.

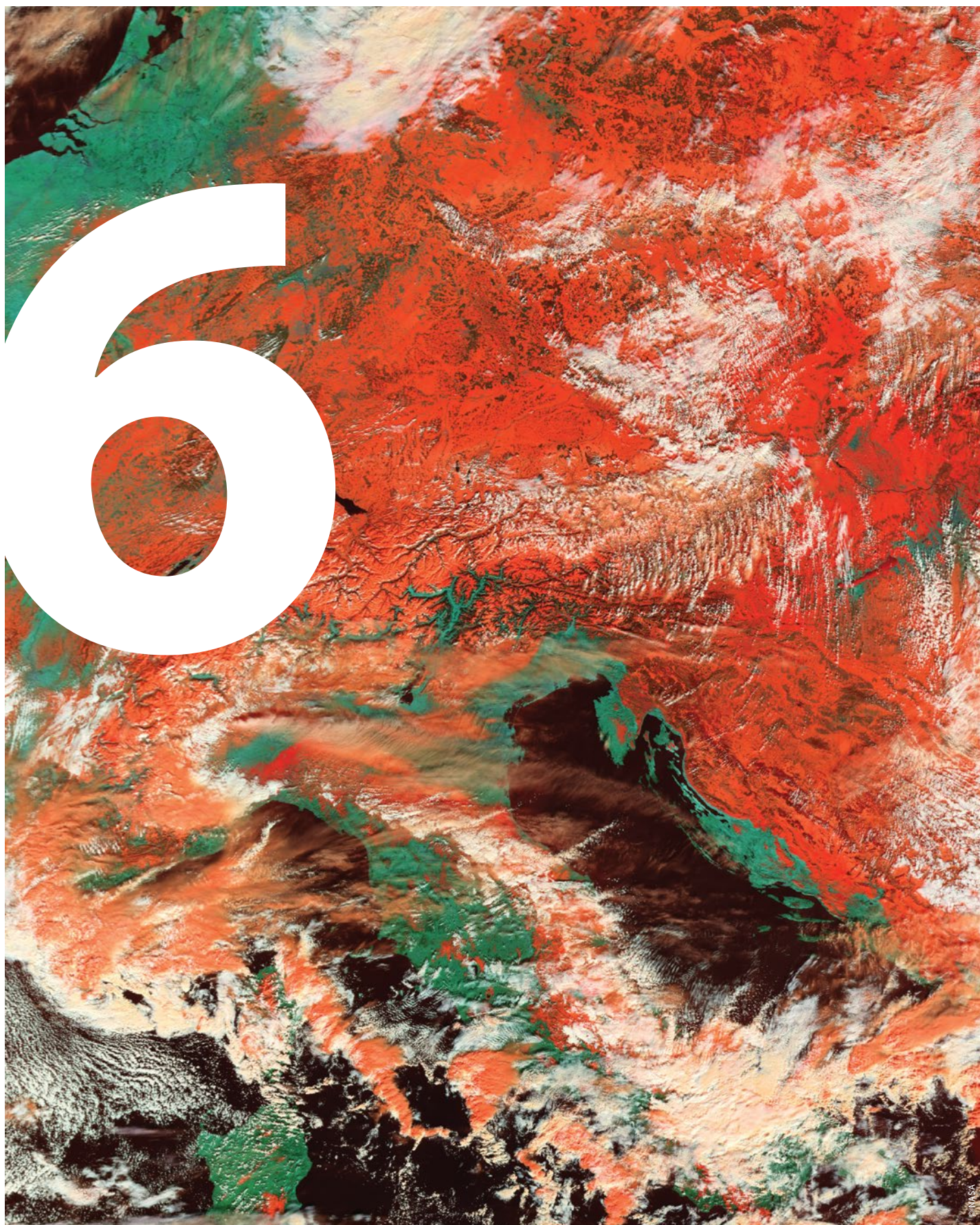
W scenariuszu alternatywnym nie występuje konieczność budowy elektrowni jądrowych.

Znaczący spadek zapotrzebowania na energię pierwotną w scenariuszu alternatywnym jest pochodną zmniejszenia zapotrzebowania na energię finalną. Dodatkowo efekt ten jest wzmacniany ograniczeniem strat w przesyłce energii w efekcie rozwoju energetyki rozproszonej i prosumenckiej. Wiąże się to także z proefektywną zmianą struktury wytwarzania energii.

Rysunek 5.2: Prognoza zapotrzebowania na energię pierwotną w scenariuszu alternatywnym.



Produkcja energii elektrycznej



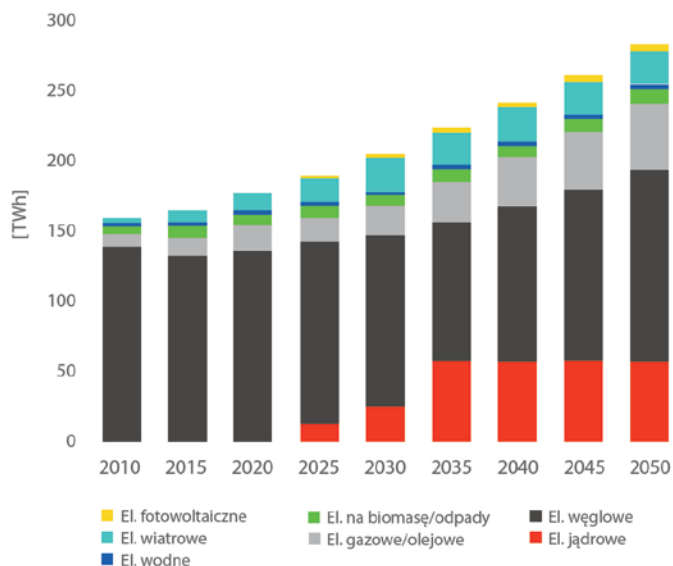
6.1 Scenariusz referencyjny

Rosnące zapotrzebowanie na energię, a także potrzeba modernizacji lub wymiany przestarzałych mocy wytwórczych (mających ponad 40 lat) i infrastruktury sieciowej w obu scenariuszach będą skutkować koniecznością poniesienia ogromnych środków inwestycyjnych. W przypadku braku lub opóźnienia niezbędnych, ale kosztownych inwestycji, wystąpi ryzyko deficytu energii lub zwiększenia zapotrzebowania na import energii elektrycznej, również tej produkowanej ze źródeł odnawialnych.

W scenariuszu referencyjnym środki przeznaczone na modernizację systemu zostaną przeznaczone głównie na budowę nowych jednostek wytwórczych opartych na paliwach kopalnych oraz bloków jądrowych. Udział „zielonej” energii elektrycznej w roku 2050 nie przekroczy 20%. Wyniki modelowania jednoznacznie wskazują, że system wytwórczo-przesyłowy w obu scenariuszach będzie wymagał olbrzymich nakładów finansowych. Dlatego zasadne jest stwierdzenie, że więcej korzyści przyniosłoby przekierowanie środków na budowę nowoczesnej i rozproszonej infrastruktury energetycznej, zamiast przeznaczanie ich, zgodnie z zapotrzebowaniem wynikającym ze scenariusza referencyjnego, na wymianę nakierowanego na węgiel systemu wytwórczego i przesyłowego. Zmiana kierunku wydatkowania środków skutkowałaby zwiększeniem bezpieczeństwa energetycznego kraju i ograniczeniem strat w przesyśle.

Zgodnie z prognozami rządowymi⁵⁷, do roku 2020 z eksploatacji zostanie wycofanych około 6 GW zainstalowanych mocy opartych na paliwach kopalnych, a do 2030 roku w elektrowniach węglowych ubędzie łącznie 12,26 GW mocy (wyłączone będą instalacje starsze niż 40 lat). Tempo wyłączania bloków energetycznych ma być najbardziej intensywne w latach 2014-2017, kiedy zamkniętych zostanie około 4,4 GW mocy. Do roku 2050 zwiększające się zapotrzebowanie na energię elektryczną będzie pokrywane głównie

Rysunek 6.1: Produkcja energii elektrycznej w scenariuszu referencyjnym.

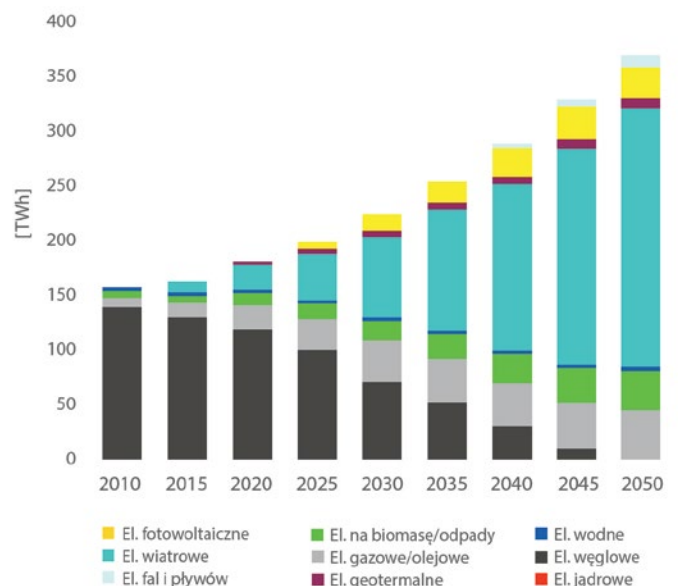


w oparciu o tradycyjne paliwa kopalne (węgiel kamienny i brunatny; 64% całkowitej mocy zainstalowanych, tj. 42 GW) oraz przez nowobudowane elektrownie jądrowe (8 GW).

W scenariuszu referencyjnym, zgodnie z założeniami *Krajowego planu działań w zakresie energii ze źródeł odnawialnych*, udział OZE rósł będzie w widoczny sposób tylko do roku 2020. Wychodząc z poziomu około 3 GW w roku 2010 założono, że w roku 2020 udział zainstalowanych mocy opartych na źródłach odnawialnych wzrośnie do 14 GW. Pozwoli to na uzyskanie 15,9% udziału OZE w produkcji energii elektrycznej. Największe znaczenie będą miały lądowe elektrownie wiatrowe oraz instalacje na biomase, zwłaszcza elektrownie stosujące współspalanie węgla z biomasa, które po roku 2020 zostaną w większości wyłączone z eksploatacji. W późniejszym okresie tempo rozwoju OZE znacząco spada⁵⁸. Po tym roku mają być wdrażane głównie inwestycje w morskie farmy wiatrowe.

Scenariusz referencyjny prowadzi do utrzymania na długi czas scentralizowanej, nieefektywnej struktury wytwarzania energii elektrycznej, charakteryzującej się opóźnieniami w odtwarzaniu mocy (ryzyko deficytu mocy). Wiąże się to z rosnącymi kosztami energii z coraz droższych paliw kopalnych, a także ze wzrostem kosztów zewnętrznych, czyli pogorszeniem jakości życia i zdrowia mieszkańców. Scenariusz ten nie pozwala na tworzenie dużej liczby nowych miejsc pracy, gdyż powstają one tylko w energetyce rozproszonej i obszarze nowych technologii. Te jednak nie mają szans rozwoju w modelu scentralizowanym. Związane jest to również z niemożnością podniesienia spójności społecznej i gospodarczej regionów peryferyjnych. Scenariusz referencyjny znacząco obniża poziom bezpieczeństwa energetycznego kraju w obszarze elektroenergetyki, gdyż energia z surowców kopalnych stanowić będzie 85% produkcji energii w 2050 roku, a paliwa te w większości będą pochodzić z importu.

Rysunek 6.2: Produkcja energii elektrycznej w scenariuszu alternatywnym.



zdjęcie ELEKTROWNIA GENERUJE ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ ORAZ CIEPŁO POPRZEC SPALANIE ZRĘBKÓW DREWNA. TUTAJ WIDZIMY ZAPAS 1000 M³ DREWNA, NA KTÓRYM ELEKTROWNIA MOŻE PRACOWAĆ BEZ POMOCY PERSONELU PRZEZ CZTERY DNI. LELYSTAD, HOLANDIA.



6.2 Scenariusz alternatywny

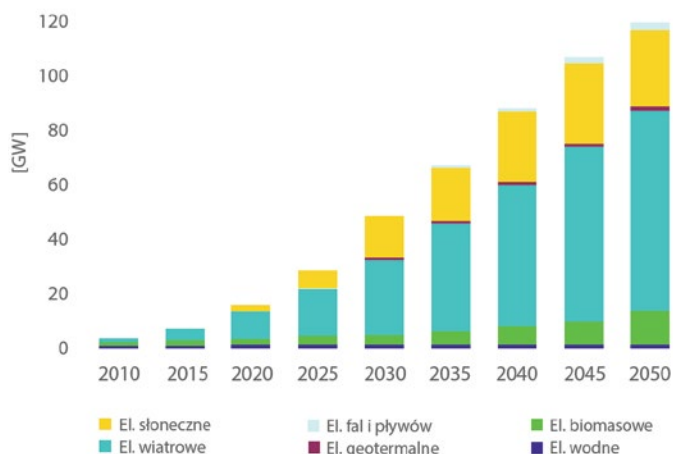
Scenariusz alternatywny zakłada stopniowe odchodzenie od węgla w sektorze elektroenergetycznym oraz rezygnację z planów budowy elektrowni jądrowych.

Scentralizowane jednostki oparte na spalaniu węgla kamiennego i brunatnego są zastępowane zlokalizowanymi na terenie całego kraju odnawialnymi źródłami energii⁵⁹. Ich udział w wytwarzaniu energii elektrycznej wyniesie: 23% w roku 2020, 52% w 2030 i minimum 88% w roku 2050. Możliwe jest to dzięki funkcjonowaniu skutecznych, średnioterminowych mechanizmów wsparcia dla nowych instalacji OZE.

Część instalacji odnawialnych stanie się opłacalna już przed rokiem 2020; chodzi tu głównie o elektrownie fotowoltaiczne. Jednak niektóre z instalacji OZE, jak np. biogazownie czy elektrociepłownie na biomasę, wymagać będą wsparcia do 2030 roku. Ze względu na aktualne koszty sieciowe i koszty bilansowania mocy, dynamiczny rozwój OZE możliwy będzie w przypadku wdrożenia do końca 2014 roku nowych mechanizmów wsparcia dla mikroinstalacji, m.in. w ramach systemu stałych taryf typu FIT (ang. *feed-in tariffs*) zapewniających zwrot nakładów na inwestycje realizowane w latach 2014-2020.

Największy przyrost mocy notowany będzie w przypadku energetyki wiatrowej, technologii charakteryzującej się największą dojrzałością rynkową oraz dużym potencjałem technicznym. To właśnie lądowa energetyka wiatrowa będzie najważniejszą technologią dla procesu transformacji przed rokiem 2020. W kolejnych latach większe znaczenie zaczną odgrywać energetyka wiatrowa na morzu i energetyka słoneczna. W roku 2050 moc zainstalowana w elektrowniach wiatrowych wyniesie 74 GW, a w słonecznych 28 GW. Biomasa (12 GW) będzie wykorzystywana głównie w biogazowniach oraz w „małej kogeneracji”. Pełną strukturę mocy zainstalowanej w źródłach odnawialnych przedstawia rysunek 6.3.

Rysunek 6.3: Moc zainstalowana w odnawialnych źródłach energii w scenariuszu alternatywnym.

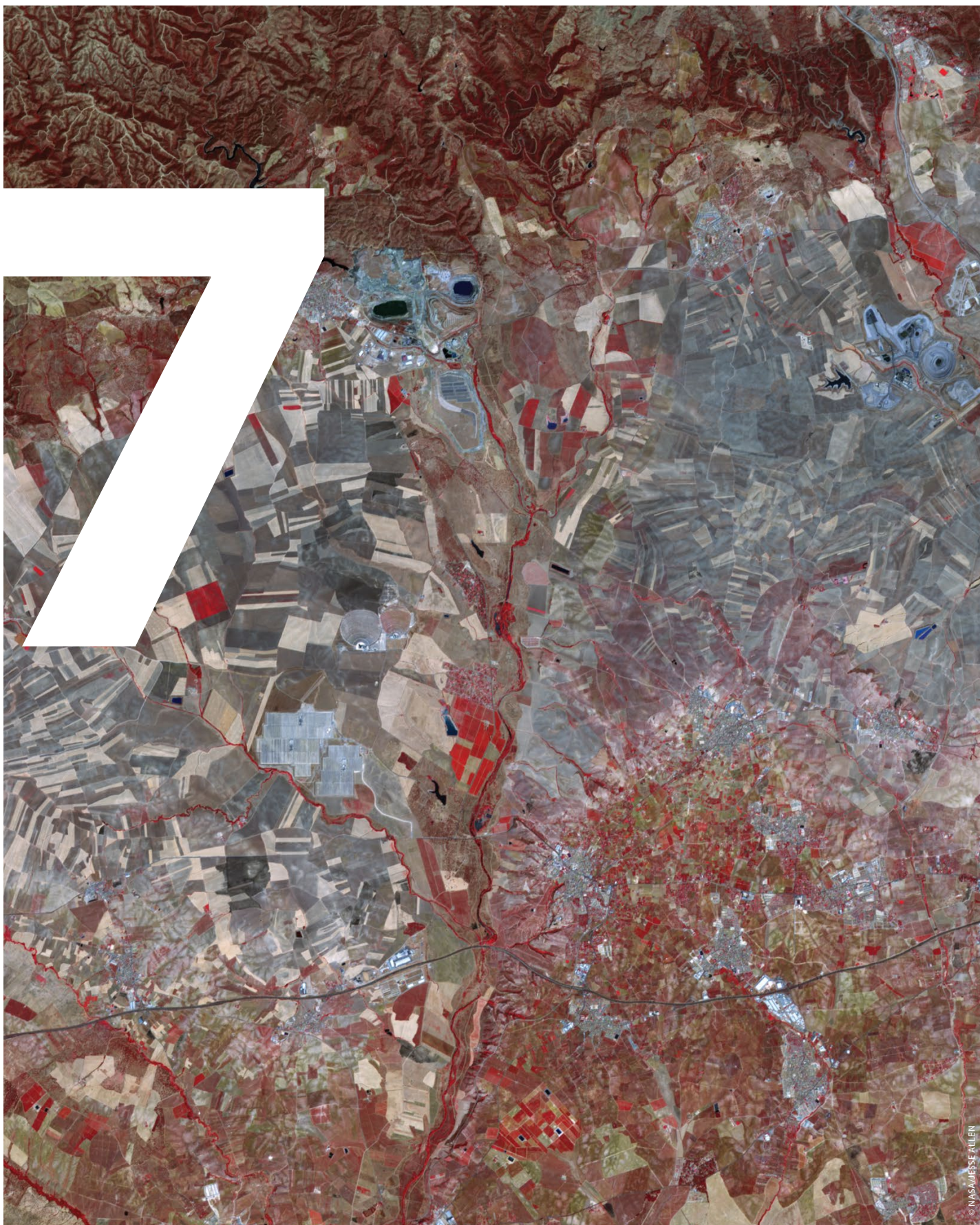


Wykres na rysunku 6.2 przedstawia pełną strukturę wytwarzania energii elektrycznej w scenariuszu alternatywnym według poszczególnych źródeł. Wytwarzanie krajowe wystarcza na pokrycie własnych potrzeb i uwzględnia rosnącą nadwyżkę eksportu energii elektrycznej nad importem, która w 2050 roku przekracza 48 TWh i daje możliwości aktywnego uczestnictwa w europejskim rynku energii elektrycznej. Otwarcie na rynek europejski pomaga też w bilansowaniu energii z OZE, w tym w szczególności przy wykorzystaniu produkcji z morskich farm wiatrowych, których udział rośnie od 3 TWh w 2020 roku do ponad 150 TWh w 2050 roku. Udział OZE w finalnym zużyciu energii w 2050 roku wynosi 76,5% (w tym zapotrzebowanie na energię elektryczną pokrywane jest w 88% przez OZE).

W roku 2050 blisko 72% energii elektrycznej ma być produkowane w oparciu o energię wiatrową i słoneczną, co będzie wymagało zastosowania mechanizmów integrujących te źródła ze strukturą sieciową. W tym celu konieczne będzie odpowiednie ukierunkowanie rozwoju sieci elektroenergetycznych i dostosowanie ich do modelu zdecentralizowanego. Warto zwrócić uwagę na fakt, że energetyka oparta na OZE nie tylko prowadzi do ograniczenia strat, ale też do poprawy jakości odbioru energii u konsumentów usytuowanych na końcówkach sieci, tj. na terenach wiejskich i peryferyjnych. Rozwój energetyki rozproszonej będzie częściowo kompensować koszty modernizacji i rozbudowy sieci, a co więcej przyczyni się do zwiększenia efektywności energetycznej całego systemu.

Całkowity udział energii z OZE w sektorze elektroenergetyki w roku 2050 wyniesie 88%. Warto zauważyć, że stosunkowo wysokiemu zapotrzebowaniu na energię elektryczną, pokrytemu głównie przez OZE, towarzyszy generalne ograniczenie zapotrzebowania na energię pierwotną (aż o 46% w stosunku do roku 2010). Wyniki modelowania obrazują obliczony na 40 lat proces tworzenia nowej jakości w krajowej elektroenergetyce. Scenariusz ten sprzyja innowacjom technicznym i organizacyjnym. Uruchomienie rynków lokalnych i rozwój generacji rozproszonej może w przyszłości stanowić bardzo ważny element całego sektora energetycznego i stanie się kluczowym ogniwem bezpieczeństwa energetycznego na szczeblu regionalnym. Scenariusz alternatywny umożliwia wprowadzanie innowacji do systemu energetycznego, takich jak mikrosieci, lokalne grupy bilansujące, magazyny energii oraz inteligentne sieci energetyczne. Połączenie tych wszystkich elementów prowadzi do optymalnej integracji systemu energetycznego oraz do efektywnego wykorzystania infrastruktury i lokalnie dostępnych źródeł energii.

Produkcja ciepła



zdjęcie ELEKTROWNIA GEOTERMALNA NESJAVELLIR WYTWARZA ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ I GORĄCĄ WODĘ POPRZEZ WYKORZYSTANIE GEOTERMALNEJ WODY I PARY. JEST TO DRUGA CO DO WIELKOŚCI ELEKTROWNIA GEOTERMALNA W ISLANDII. ELEKTROWNIA PRODUKUJE W PRZYBLIŻENIU 120 MW ENERGII ELEKTRYCZNEJ I WYTWARZA OKOŁO 1 800 LITRÓW GORĄCEJ WODY NA SEKUNDĘ, ZASPOKAJAJĄC TYM SAMYM ZAPOTRZEBOWANIE NA GORĄCĄ WODĘ CAŁEGO REYKJAVIKU I OBSZARU WOKÓŁ NIEGO. POŁOŻONA JEST 177 METRÓW NAD POZIOMEM MORZA W POŁUDNIOWO-ZACHODNIM REJONIE KRAJU, NIEDALEKO WULKANU HENGILL.



7.1 Założenia ogólne

Największym odbiorcą ciepła sieciowego w Polsce są gospodarstwa domowe. Poziom zapotrzebowania na ciepło w tej grupie uzależniony jest przede wszystkim od liczby mieszkańców, regionu, powierzchni budynków mieszkalnych podłączonych do sieci ciepłowniczych, standardów wydajności energetycznej budynków oraz sytuacji gospodarczej (wzrostu PKB). Podnoszenie standardów efektywności energetycznej będzie miało duży wpływ na strukturę zapotrzebowania na ciepło. Zgodnie z prawem unijnym⁶⁰ od 1 stycznia 2021 roku, a w przypadku obiektów użyteczności publicznej już od 1 stycznia 2019 roku, wszystkie nowe budynki będzie musiało cechować niemal zerowe zużycie energii.

Przyjmując tempo spadku zapotrzebowania na ciepło w mieszkalnictwie wzięto pod uwagę cykl życia obiektu budowlanego⁶¹. Przyjęto, że do roku 2050 nie wszystkie obiekty zostaną zastąpione nowymi, spełniającymi wysokie standardy energetyczne.

Wzrost poziomu życia i średniej powierzchni mieszkalnej przypadającej na 1 mieszkańca oraz rosnące oczekiwania dotyczące komfortu zamieszkiwania będą prowadzić do zwiększenia zapotrzebowania na ciepło i chłód. Z drugiej strony argumentem przemawiającym za spadkiem zapotrzebowania na ciepło są założenia dotyczące zmniejszającej się populacji Polski. Te dwa przeciwstawne trendy zostały zbilansowane w scenariuszu referencyjnym i alternatywnym.

7.2 Scenariusz referencyjny

W scenariuszu referencyjnym zapotrzebowanie na ciepło nadal będzie pokrywane przez paliwa kopalne, z których pochodzić będzie 85% całkowitych potrzeb grzewczych w analizowanym okresie (2010-2050).

Dzięki efektywnie działającym programom dotacji ze środków krajowych i unijnych, rynek kolektorów słonecznych nadal będzie się rozwijał. Wykorzystanie energii z kolektorów słonecznych wzrośnie z poziomu 0,4 PJ w roku 2010 do 8 PJ w 2020 i 13 PJ w roku 2030. Kolektory słoneczne przyczynią się do zastępowania paliw kopalnych przy produkcji ciepłej wody użytkowej, która obecnie stanowi 15% zapotrzebowania na energię w gospodarstwach domowych⁶². Procentowy udział zapotrzebowania na ciepłą wodę użytkową rośnie wraz ze spadkiem zapotrzebowania na ciepło do ogrzewania i w budynkach energooszczędnych sięga 50-60% całkowitych potrzeb grzewczych. W większym zakresie potrzeby mieszkańców mogłyby zaspokoić rozwiązania bardziej zaawansowane technologicznie, np. słoneczne systemy KOMBI⁶³, których początkowy rozwój będzie uzależniony od wdrożenia mechanizmów wsparcia. Bez takich mechanizmów energetyka słoneczna pozostanie technologią marginalną w bilansie zapotrzebowania na ciepło – poniżej 1% zapotrzebowania na ciepło i chłód w roku 2030, i utrzyma się na podobnym poziomie do roku 2050.

Krajowe zasoby biomasy będą użytkowane w sposób bardziej racjonalny, jednak presja na jej wykorzystanie w dalszym ciągu będzie wysoka. Dopiero od roku 2016, w wyniku pełnego wejścia w życie tzw. dyrektyw środowiskowych UE⁶⁴, część jednostek współpalających węgiel z biomasą zostanie wyłączona z eksploatacji (wiek co najmniej 25% obiektów wynosi powyżej 40 lat). Uwzględnienie norm i wymogów (kosztów) ekologicznych, jak również czynników ekonomicznych (koszty utrzymania w ruchu nadmiernie wyeksploatowanych obiektów), spowodować może znaczące rozszerzenie listy obiektów, które będą musiały być wyłączone z eksploatacji jeszcze przed końcem roku 2020⁶⁵. Dotyczy to również dużych elektrociepłowni, ponieważ nie będą one mogły służyć realizacji celów polityki energetyczno-klimatycznej UE wyznaczonych na rok 2020.

Wycofanie z użytku instalacji współpalających ograniczy import biomasy i uwolni część zasobów krajowych, które będą mogły być skierowane do sektora ogrzewnictwa. Jednak w przypadku realizacji scenariusza referencyjnego nie można liczyć na znaczące zmiany na rynku ciepła zdecentralizowanego, ponieważ większość instalacji współpalających będzie zastępowana dedykowanymi kotłami na biomasę, lokalizowanymi przy istniejących elektrociepłowniach.

7.3 Scenariusz alternatywny

Scenariusz alternatywny zakłada zwiększenie udziału OZE w strukturze wytwarzania ciepła i chłodu z poziomu 10,6% w roku 2010, przez 31% w 2030, aż do 76% w roku 2050.

Podobnie jak w scenariuszu referencyjnym kluczową rolę odgrywa tu biomasa. W roku 2050 udział poszczególnych źródeł odnawialnych w bilansie produkcji ciepła będzie wynosił:

- biomasa – 19%,
- kolektory słoneczne – 18%,
- pompy ciepła – 12%,
- energia geotermalna – 8%.

Rozbudowa inteligentnych mikroźródeł energetyki odnawialnej oraz systemów hybrydowych w ciepłownictwie spowoduje, że także część niezbilansowanej mocy elektrycznej będzie wykorzystana bezpośrednio na dodatkowe pokrycie lokalnych potrzeb grzewczych oraz chłodniczych. Rozwój technologii magazynowania energii w gorącej wodzie pozwoli na efektywne wykorzystanie nadwyżek energii pochodzących z dużych źródeł OZE w lokalnych systemach ciepłowniczych lub pompach ciepła.

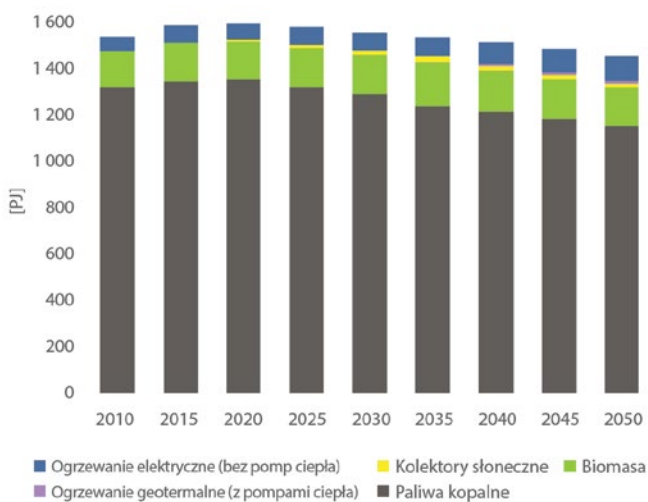
Zużycie paliw kopalnych spadnie o 83% (z 1 266 PJ w roku 2010 do 215 PJ w 2050 roku). W sektorze komunalno-bytowym produkcja ciepła z węgla do roku 2050 zostanie w całości zastąpiona źródłami odnawialnymi. Polityka miejska, coraz mocniej ukierunkowana na zrównoważony rozwój i efektywność, będzie miała wpływ na kształt produkcji ciepła i chłodu sieciowego, które wytwarzane będą głównie z wielkoskalowych OZE wspieranych

gazem. W roku 2050 udział ciepła z miejskich systemów ciepłowniczych wyniesie 67% całkowitej krajowej produkcji ciepła – 666 PJ. Umożliwi to utrzymanie się trendu napływu ludności do miast.

Na terenach wiejskich i podmiejskich dominować będą mikroinstalacje (głównie układy hybrydowe), prawie wyłącznie bazujące na odnawialnych źródłach energii. Gospodarstwa domowe będą coraz bardziej niezależne energetycznie. Będą one zaspokajać nie tylko własne zapotrzebowanie na ciepło, chłód i energię elektryczną, ale również sprzedawać nadwyżki energii elektrycznej do sieci.

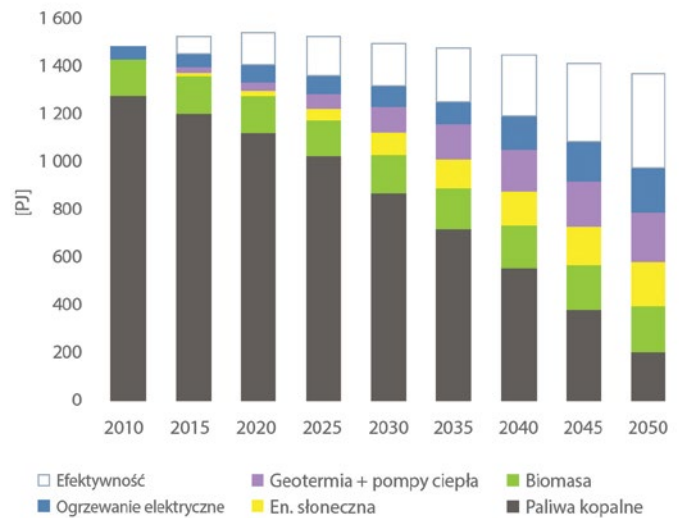
Realizacja scenariusza alternatywnego w ciepłownictwie prowadzi do radykalnego zmniejszenia potrzeb energetycznych.

Rysunek 7.1: Produkcja ciepła w scenariuszu referencyjnym.



Struktura wytwarzania ciepła będzie w pełni zbilansowana i zróżnicowana, z niemalże identycznym udziałem kolektorów słonecznych, źródeł geotermalnych, pomp ciepła i biomasy. Zostaną one uzupełnione niezbilansowaną energią elektryczną i paliwami kopalnymi. Znacznie bardziej niż dotychczas zróżnicowany i lepiej zrównoważony „miks” technologiczny wynikać będzie z zastosowania znacznie szerszej palety rozwiązań urządzeń grzewczych dostępnych indywidualnemu odbiorcy, możliwości tworzenia systemów hybrydowych i lokalnego integrowania rynku ciepła z rynkiem energii elektrycznej. Doprowadzi to do połączenia branży energii elektrycznej i ciepła/chłodu, poprawy bilansowania energii i utrzymania kosztów zaopatrzenia w ciepło na niskim poziomie.

Rysunek 7.2: Produkcja ciepła w scenariuszu alternatywnym.



Transport



zdjęcie FIRMA DEUTSCHE BAHN AG W NIEMCZECH, UŻYWAJĄCA ENERGII Z ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ. FARMA WIATROWA MAERKISCH LINDEN (BRANDENBURG) PROWADZONA PRZEZ DEUTSCHE BAHN AG.

zdjęcie PRZEJAZDZKA ROWEROWA PO FRANKFURCIE.

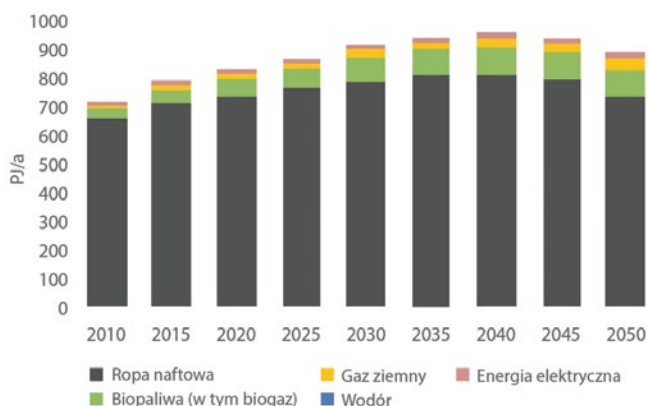


8.1 Scenariusz referencyjny

W Polsce poziom niezależności energetycznej w transporcie⁶⁶ niezmiennie spada: z 3,7% w roku 2000, przez 2,9% w 2009, do 2,6% w roku 2011⁶⁷. Tendencja ta znacząco się nie zmieni w perspektywie kolejnych lat. W przypadku biopaliw płynnych przewiduje się powolne przechodzenie na paliwa drugiej i trzeciej generacji spełniające wysokie wymagania środowiskowe. Transport kołowy będzie pełnił rolę dominującą również w roku 2050, a jego udział wyniesie aż 90%. Inne środki transportu, np. kolej będą miały znaczenie marginalne. Udział odnawialnych źródeł energii w transporcie wyniesie 10% w roku 2035 i ustabilizuje się na tym poziomie aż do roku 2050.

Udział rynku samochodów elektrycznych w całkowitym zużyciu energii w sektorze transportu będzie marginalny i wyniesie 1,7% w roku 2030 i 2,1% w 2050 roku.

Rysunek 8.1: Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię w sektorze transportu – scenariusz referencyjny.



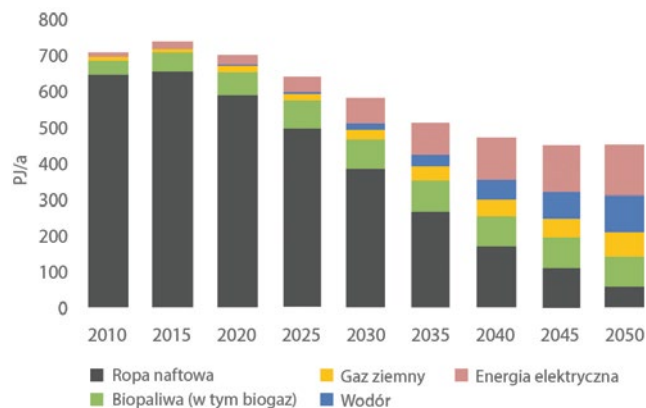
8.2 Scenariusz alternatywny

W scenariuszu alternatywnym udział importowanej ropy naftowej w strukturze paliw transportowych spada z 91,8% w roku 2010 do 13% w roku 2050. Paliwa konwencjonalne zastępowane są energią ze źródeł odnawialnych, której udział w 2050 roku przekracza 65,4%. Rosnący udział energii ze źródeł odnawialnych wynika ze wzrastającego wykorzystania wysokosprawnych samochodów nowej generacji z napędem hybrydowym i elektrycznym. Energia elektryczna pokryje w roku 2050 prawie 32% finalnego zapotrzebowania na paliwa i energię w transporcie.

Po roku 2030 zaczną się rozwijać technologie transportu opartego o paliwa wodorowe, których udział wzrośnie z 3% w roku 2030 do 22% w roku 2050. Ze względu na specyfikę polskiego transportu gaz ziemny i CNG (ang. *Compressed Natural Gas*) również będą odnotowywały tendencję wzrostową.

Do roku 2050 rośnie rola sektora transportu jako odbiorcy energii elektrycznej. Będzie to miało znaczenie dla rynku bilansującego energii elektrycznej i dla kwestii zarządzania energią ze źródeł niestabilnych.

Rysunek 8.2: Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię w sektorze transportu – scenariusz alternatywny.



Uwarunkowania infrastrukturalne zaopatrzenia w energię w obu scenariuszach i bezpieczeństwo energetyczne regionów



Realizacja scenariusza alternatywnego wymaga odejścia od energetyki korporacyjnej na rzecz energetyki rozproszonej. Zmiana taka jest możliwa jedynie w wyniku przekształcenia centralistycznego modelu zarządzania produkcją i dystrybucją energii w model rozproszonej energetyki gminnej i obywatelskiej – rozsianej po całym obszarze kraju. Wymaga to radykalnej reorientacji polityki energetycznej państwa, a w szczególności tworzenia tej polityki oddolnie, we współpracy z samorządami terytorialnymi, które powinny posiadać odpowiednie instrumenty, a także mieć możliwość wpływu na plany rozwoju operatorów sieci dystrybucyjnej. Zmianę uniemożliwia utrzymywanie monopolu po stronie wytwarzania i przesyłu energii. Paradoksalnie ten sposób rozumienia realizacji polityki energetycznej przez państwo, który uzasadniany jest potrzebą zachowania bezpieczeństwa energetycznego, prowadzi do jego zmniejszenia na wielu obszarach kraju, przynajmniej w przypadku energii elektrycznej. W podejściu do bezpieczeństwa energetycznego w Polsce brakuje składnika oddolnego, regionalnego.

W efekcie planowanych do końca roku 2020 wyłączeń elektrowni węglowych, z systemu ubędzie ok. 6 GW mocy. Opóźniona jest modernizacja sektora przesyłu i dystrybucji energii, szczególnie w zakresie sieci rozdzielczych niskiego napięcia na obszarach wiejskich. Przekłada się to wprost na zmniejszenie bezpieczeństwa dostaw energii⁶⁸. Sytuację może poprawić dynamiczny rozwój energetyki rozproszonej. Koszt rozwoju sieci w przypadku budowy mikroinstalacji OZE jest znacznie niższy niż w przypadku rozwoju dużych źródeł wytwarzania energii, np. węglowych czy jądrowych.

W Niemczech, aż 97% instalacji OZE nie potrzebuje korzystać z linii wysokiego napięcia⁶⁹. [R]ewolucja energetyczna nie oznacza zatem tylko i wyłącznie konieczności rozbudowy sieci przesyłowych. Jest to także otworzenie się na lokalnie dostępne alternatywy. Krajowe zaniechania w tym zakresie, już obecnie negatywnie wpływają na zaopatrzenie w energię mieszkańców i przedsiębiorstw. W Polsce, co roku publikowany jest przez operatorów sieci dystrybucyjnej tzw. wskaźnik SAIDI⁷⁰ określany czasem planowanych i nieplanowanych przerw w dostawach energii elektrycznej w Polsce. W zależności od dystrybutora, w roku 2012 wahał się on od nieco ponad 76 minut dla Warszawy (RWE) do ponad 530 minut (na obszarze obsługiwanym przez PGE) na odbiorcę. Są to najwyższe wskaźniki w Europie, a co więcej ulegają one systematycznemu pogorszeniu. Na niektórych obszarach wiejskich przerwy w dostawach są codziennością i mogą być o rząd wielkości większe. Trudno oszacować niedogodności i koszty przerw w dostawie mocy w skali kraju, ale powszechnie wiadomo, że są one niezwykle dokuczliwe dla dużej liczby odbiorców.

Problemy te narastają i w znacznej mierze wynikają z tego, że realizowana polityka nie rozpatruje bezpieczeństwa energetycznego na trzech poziomach:

- lokalnym (gmina lub kilka gmin), gdzie najistotniejszym elementem jest niezawodność i ciągłość dostaw oraz wykorzystanie lokalnych zasobów energii. To przekłada się też na ograniczenie importu paliw i energii w skali kraju,
- regionalnym, np. teren województwa, którego najistotniejszy element to istnienie źródeł wytwórczych i zdolność do dostarczania energii dla gmin oraz wymiany energii między regionami,
- krajowym, będącym uzupełnieniem i wsparciem zewnętrznym dla ww. poziomów.

Administracja rządowa powinna tworzyć warunki do nieskrępowanego rozwoju infrastrukturalnych połączeń międzynarodowych, międzyregionalnych i wewnątrz regionalnych, umożliwiających niezawodne i nieograniczone świadczenie usług tranzytu, przesyłu i dystrybucji energii. Z kolei administracja samorządowa powinna mieć narzędzia umożliwiające rozwój lokalnego potencjału wytwarzania energii elektrycznej, ciepła i energii potrzebnej w transporcie, świadczenie lokalnych usług dystrybucyjnych (np. spółdzielnie energetyczne) oraz zapewniających zaopatrzenie odbiorców w energię.

Tak rozumiane bezpieczeństwo energetyczne w warunkach decentralizacji wytwarzania energii odpowiada potrzebom i możliwościom scenariusza alternatywnego, w którym kluczową rolę integrującą odgrywają regiony.

Na rysunku 9.1 przedstawiono produkcję brutto i zużycie energii elektrycznej w poszczególnych województwach. Uszeregowano je na wykresie zaczynając od województw importujących najwięcej energii, a kończąc na tych, które charakteryzują się największą nadwyżką w jej produkcji. Województwa Polski centralnej i południowej (za wyjątkiem małopolskiego) cechują się obecnie nadwyżką produkcji energii nad jej zużyciem. Tam też produkowana jest większość energii, podczas gdy w północnych i wschodnich częściach kraju zużycie dominuje nad produkcją. Wynika to głównie z centralizacji produkcji energii elektrycznej.

Największy problem z częściowym przynajmniej zbilansowaniem potrzeb odbiorców i lokalnego wytwarzania energii mają województwa: warmińsko-mazurskie, podlaskie, lubelskie, pomorskie, kujawsko-pomorskie i małopolskie. W niektórych regionach (np. woj. pomorskie) w celu zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego władze rozważają wprowadzenie programów strategicznych, mających na celu budowę nowych bloków energetycznych, aby zwiększyć bezpieczeństwo dostaw

zdjęcie ELEKTROWNIA WIATROWA NORTH HOYLE, PIERWSZA NALEŻĄCA DO WIELKIEJ BRYTANII FARMA WIATROWA NA MORZU IRLANDZKIM, KTÓRA DOSTARCZY PRĄD DO 50 000 GOSPODARSTW DOMOWYCH.



do odbiorców. Należy jednak podkreślić, że zwiększenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej może nastąpić przede wszystkim poprzez rozwój generacji rozproszonej opartej na źródłach odnawialnych. Zerwanie sieci przesyłowej pod wpływem niekorzystnych warunków pogodowych, tzw. „blackout szczyński”, które wystąpiły tam wiosną 2008 roku, i wielodniowe pozbawienie zasilania szeregu okolicznych miejscowości jest przykładem na to, że nawet województwa dysponujące statystyczną nadwyżką energii, jak zachodniopomorskie, nie spełniają obecnie kryteriów bezpieczeństwa energetycznego.

Z perspektywy krajowej i regionalnej⁷², stan obecny oraz przyszły rozwój krajowego systemu energetycznego i sieci elektroenergetycznej w Polsce zdeterminowany jest przez następujące elementy:

a) Historyczny rozwój przemysłu i sieci. Wpływ tego czynnika sięga początków rozwoju przemysłu na ziemiach polskich i podziałów jeszcze z okresu zaborów. Negatywnym przykładem historycznego rozwoju sieci przesyłowej jest głównie obszar północnej Polski z województwami: warmińsko-mazurskim, pomorskim, zachodniopomorskim, kujawsko-pomorskim i północną częścią województwa wielkopolskiego oraz województwa lubuskie i podlaskie.

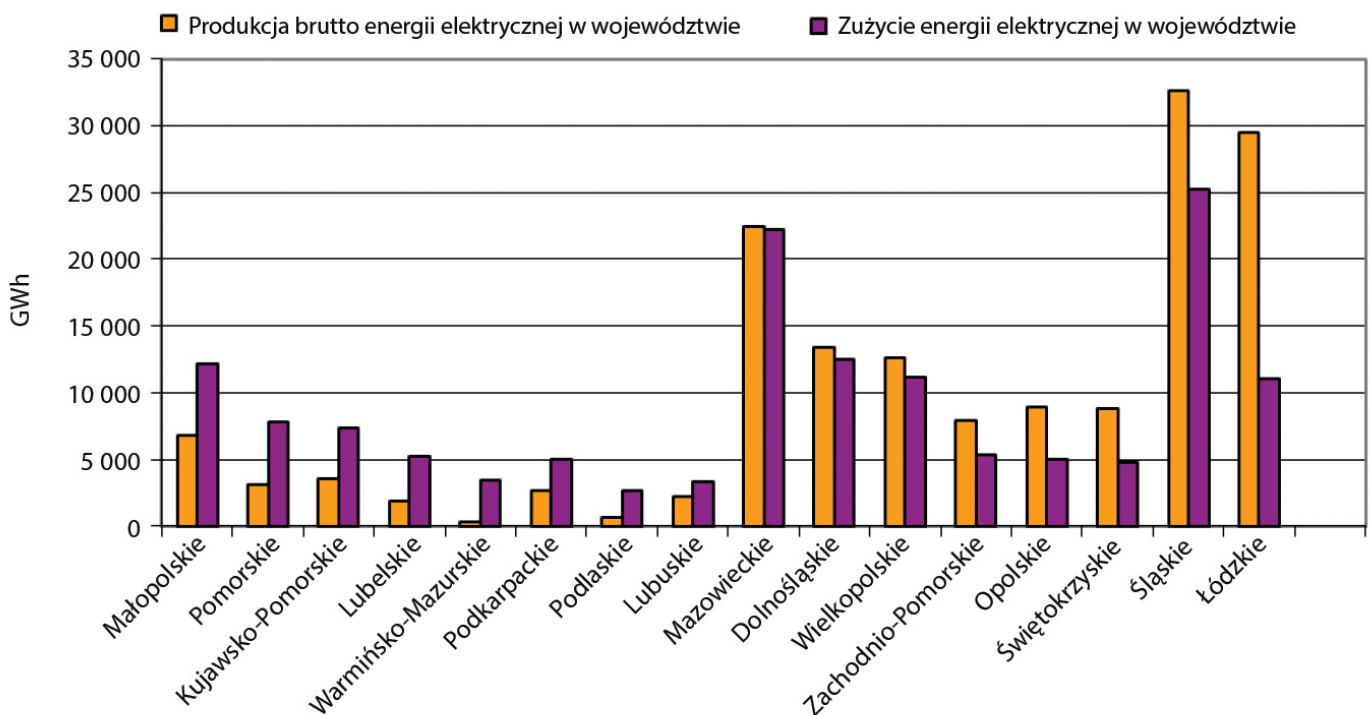
b) Zmiana zapotrzebowania na energię elektryczną. Od wielu lat obszarem sieci, gdzie notowane są największe przyrosty

zapotrzebowania, jest województwo mazowieckie, zdominowane przez aglomerację warszawską. Inne województwa, które notują znaczący wzrost (powyżej średniej krajowej) to województwa: dolnośląskie i wielkopolskie, gdzie wzrost zapotrzebowania związany jest z lokalizacją nowej działalności przemysłowej i usługowej na terenie oraz w okolicach Wrocławia i Poznania. Obszary te wymagają pilnej rozbudowy sieci. Konsekwentny spadek zapotrzebowania notowany jest od roku 2001 praktycznie tylko na obszarze województwa śląskiego (tam też planuje się budowę większości nowych elektrowni węglowych). W pozostałych województwach następuje równomierny przyrost zapotrzebowania.

c) Budowa nowych mocy wytwórczych. Ocena stanu sieci w tym zakresie uzależniona jest od charakteru nowych mocy wytwórczych. W ostatnich latach dominującym czynnikiem był wzrost zapotrzebowania na moce przyłączeniowe dla projektów nowych farm wiatrowych. Obszarami o największych potrzebach związanych przede wszystkim z modernizacją sieci są województwa: zachodniopomorskie, pomorskie, wielkopolskie, kujawsko-pomorskie, podlaskie i dolnośląskie. Problemy sieciowe związane z budową nowych mocy wytwórczych dotyczą również energetyki zawodowej. Realizacja rozważanych w scenariuszu referencyjnym planów budowy elektrowni jądrowych, spowodowałaby konieczność znacznego wzmocnienia sieci 400 kV, która obecnie nie jest

Rysunek 9.1: Produkcja brutto i zużycie energii elektrycznej w poszczególnych regionach w 2010 r.

Źródło: ARE⁷¹.



dostosowana do przyłączenia bloków o mocach powyżej 1 500 MW. Rozwój generacji rozproszonej w zakresie małych i bardzo małych jednostek wytwórczych (niskie i średnie napięcie) stanowiących bazę realizacji scenariusza alternatywnego nie będzie w krótkiej perspektywie wymagał znaczących inwestycji sieciowych.

d) **Starzejąca się infrastruktura sieciowa.** Dekapitalizacja majątku sieciowego w Polsce wynosi ponad 70% w przypadku linii i ponad 80% w przypadku stacji. Różnice pomiędzy województwami w poziomie amortyzacji majątku dystrybucyjnego wynoszą pomiędzy 64% a 87%. Prawie 30% sieci dystrybucyjnej kwalifikuje się do natychmiastowej wymiany ze względu na stan techniczny. W najgorszym stanie znajduje się sieć średniego i niskiego napięcia na terenach wiejskich, gdzie obiekty elektroenergetyczne budowane były w latach 50-tych i 60-tych ubiegłego wieku. Najgorsza sytuacja, wpływająca na jakość zasilania odbiorców, występuje na terenie województw: warmińsko-mazurskiego, podlaskiego oraz części małopolskiego i podkarpackiego. Wymiana starej infrastruktury sieci rozdzielczych na nową korzystnie wpłynie również na efektywność energetyczną (wymiana transformatorów, ograniczenie strat sieciowych) i jest elementem scenariusza alternatywnego.

e) **Zmiany technologiczne.** Na decyzję o modernizacji sieci wpływ mają głównie zmiany technologiczne. Wśród rozwiązań, które będą miały w najbliższych kilku latach największy wpływ na stan polskich sieci elektroenergetycznych należy wymienić wymianę linii napowietrznych na linie kablowe, np. na terenach wiejskich narażonych na występowanie czynników atmosferycznych zwiększających zawodność pracy sieci, takich jak szadź, oblodzenie czy silne wiatry. Taka sytuacja pogodowa występuje najczęściej na terenach województw: świętokrzyskiego, małopolskiego, podkarpackiego, zachodnio-pomorskiego, pomorskiego oraz na części obszaru województw: dolnośląskiego i śląskiego. Do zmian technologicznych, które wpłyną na rozwój sieci zalicza się również instalacje magazynów energii w sieciach dystrybucyjnych oraz wpływ samochodów elektrycznych na pracę sieci niskiego i średniego napięcia.

f) **Integracja krajowego systemu energetycznego z europejskim systemem przesyłowym.** Potrzeby inwestycji sieciowych są związane obecnie z integracją europejskich systemów elektroenergetycznych. Decyzje polityczne wpływają

na decyzje inwestycyjne dotyczące budowy nowych mocy wytwórczych, tak w Polsce (emisje CO₂), jak i w Niemczech (likwidacja energetyki jądrowej), czy na Ukrainie (kierunek integracji gospodarczej). Decyzje te wpłyną na realizację, zarówno scenariusza referencyjnego, jak i alternatywnego. Na przykład budowa połączenia transgranicznego z Litwą, mającego poprawić bezpieczeństwo zasilania m.in. w województwach mazowieckim, podlaskim i warmińsko-mazurskim, powoduje konieczność rozbudowy sieci przesyłowej na obszarze tych województw, a także w województwie kujawsko-pomorskim.

g) **Generacja rozproszona i mikroinstalacje OZE.** Już do roku 2020 w sektorze mikroinstalacji mogłoby powstać 2,5 mln prosumentów, co odpowiadałoby 25 GW mocy zainstalowanej, w tym 2 GW samej energii elektrycznej. To wynika z analiz IEO⁷³ wykonanych na zlecenie Związku Pracodawców Forum Energetyki Odnawialnej, a bazujących na nierealizowanych założeniach wynikających wprost z dokumentów rządowych dotyczących OZE (*Krajowy plan działań w zakresie energii ze źródeł odnawialnych*). Produkcja energii mogłaby wynieść ponad 35 TWh, w tym 3 TWh energii elektrycznej. Ta ostatnia liczba odpowiada ilości energii wytwarzanej obecnie w takich województwach jak lubuskie, warmińsko-mazurskie czy podlaskie. Przyłączanie mikroinstalacji OZE do sieci jest kluczowym filarem energetyki prosumenckiej w Polsce. Obliczono, że proponowany w opracowaniu⁷⁴ scenariusz mikrogeneracji do 2020 roku z dużym zapasem mieści się we wszystkich ograniczeniach infrastrukturalnych. Wykorzystuje on zaledwie 16-18% przyłączeniowego potencjału sieciowego, przy absolutnie bezpiecznych możliwościach bilansowych. Zwrócono też uwagę na inne filary energetyki prosumenckiej, w tym na przekształcenie właścicieli budynków w prosumentów, a budynków w mikroelektrownie oraz wykorzystanie technologii do okresowego magazynowania energii. Za kluczowe uwarunkowania rozwoju mikroinstalacji OZE uznano m.in. usuwanie barier prawnych hamujących realizację inwestycji (w tym w dostępie do sieci) i uzyskanie synergii z działaniami na rzecz wdrożenia koncepcji inteligentnych sieci energetycznych. Mikroinstalacje i mikrogeneracja OZE stanowią kwintesencję scenariusza alternatywnego i regionalizacji polityki energetycznej. Jednakże nie mogą się one dynamicznie rozwijać w przypadku wprowadzania w życie założeń scenariusza referencyjnego.



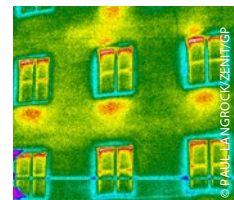
W tabeli 9.1 zestawione zostały czynniki wpływające na obecny stan sieci oraz konieczność ich modernizacji i rozbudowy. Im większa liczba znaków „+” tym większy wpływ danego elementu na konieczność przeprowadzenia kosztownych inwestycji sieciowych w województwach. Odwrotnie, znak „-” oznacza pozytywny wpływ danego elementu na stan sieci i odłożenie na później lub ograniczenie inwestycji sieciowych. Dodatkowo wskazano, które elementy najbardziej odpowiadają scenariuszowi referencyjnemu (R od REF), a które alternatywnemu (A od ALT).

Inwestycje w energetykę konwencjonalną, a w szczególności jądrową, tworzą koszty, ale nie zapewniają regionalnego bezpieczeństwa energetycznego, spójności społecznej czy gospo-

darczej oraz prowadzą do niesprawiedliwego rozkładu kosztów i korzyści. Zdecydowana większość źródeł odnawialnych wpisuje się w koncepcję generacji rozproszonej. Co do zasady, koncepcja ta korzystnie wpływa na koszty związane z rozwojem sieci, zmniejszając wymagane nakłady we wszystkich województwach i nie zagrażając tym samym bezpieczeństwu energetycznemu. Rozwój generacji rozproszonej opartej na OZE obniżyłby znacząco koszty zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego. W tym sensie priorytety w zakresie bezpieczeństwa energetycznego, inwestycji w sieci i w rozwój OZE, przynajmniej w pewnym zakresie, można traktować jako podstawowe i wzajemnie się uzupełniające.

Tabela 9.1: Elementy wpływające na obecny stan sieci i konieczność ich modernizacji oraz rozbudowy w przyszłości.

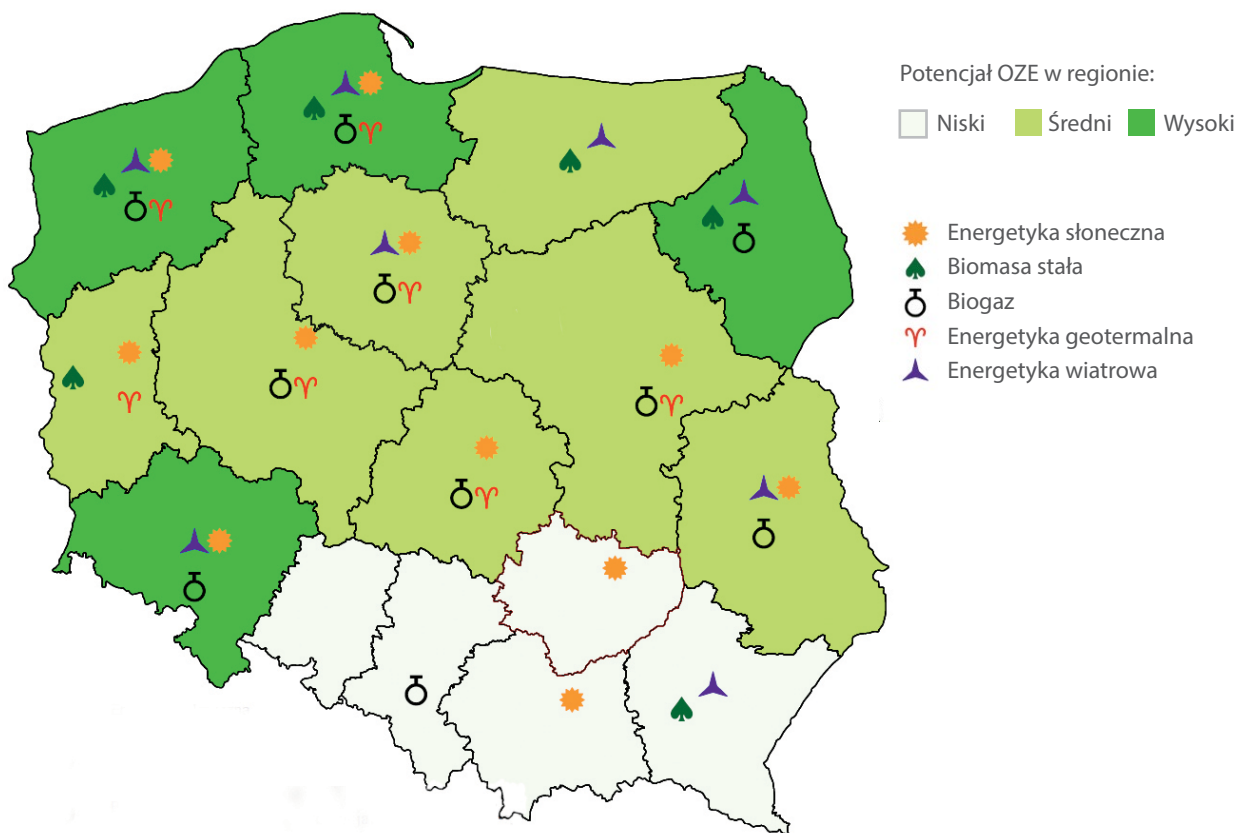
	Zachodnio-pomorskie	Pomorskie	Warmińsko-Mazurskie	Podlaskie	Kujawsko-Pomorskie	Wielkopolskie	Lubuskie	Łódzkie	Mazowieckie	Lubelskie	Dolnośląskie	Opolskie	Śląskie	Świętokrzyskie	Małopolskie	Podkarpackie	Scenariusz
Energetyka wiatrowa – duże farmy wiatrowe	+++	+++	+	++	++	++	++	+	+	+	++	+		+			A/R
Energetyka jądrowa	+++	+++				++											R
Energetyka gazowa (w tym gaz łupkowy)		+++			++			+	++	++					+	+	R/A
Wzrost zapotrzebowania	+	+				++		+	+++		++	+	-		+		R
Dekapitalizacja sieci	++	++	+++	+++	++	+	++	+	++	++	+	+	+	+++	++	+++	R
Połączenia transgraniczne	+++	++				++	++				+						R
Budowa linii kablowych	+++	+++	+	+	++	+	+	+	+	+	++	+	+	++	++	+	R/A
Sieci inteligentne plus samochód elektryczny	+	+	+	+	+	++	+	++	++	+	++	+	+	+	++	+	A
Generacja rozproszona – małe i mikroźródła OZE	-	-	--	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	--	-	--	A



Regiony charakteryzują się w Polsce zróżnicowanym potencjałem wykorzystania OZE (rysunek 9.2). Warto zwrócić uwagę na szczególnie istotny i dotąd niewykorzystany potencjał OZE województw, w których przeważa zużycie energii nad jej wytwarzaniem i które zmuszone są do jej importowania z innych obszarów kraju. To w tych właśnie województwach występuje obecnie największe zainteresowanie OZE i instaluje się tam najwięcej nowych mocy.

Potencjał energetyki regionalnej, lokalnej i prosumenckiej może być w pełni wykorzystany tylko w warunkach realizacji scenariusza alternatywnego. Kontynuacja polityki opartej na tzw. *business as usual* będzie prowadziła do systematycznego pogłębiania się problemów takich jak: zmniejszanie się bezpieczeństwa energetycznego, brak równowagi systemu energetycznego oraz hamowanie rozwoju spójności społeczno-gospodarczej.

Rysunek 9.2: Potencjał rozwoju energetyki odnawialnej w regionach Polski.



Koszty i korzyści



10.1 Koszty oraz oszczędności ekonomiczne i finansowe

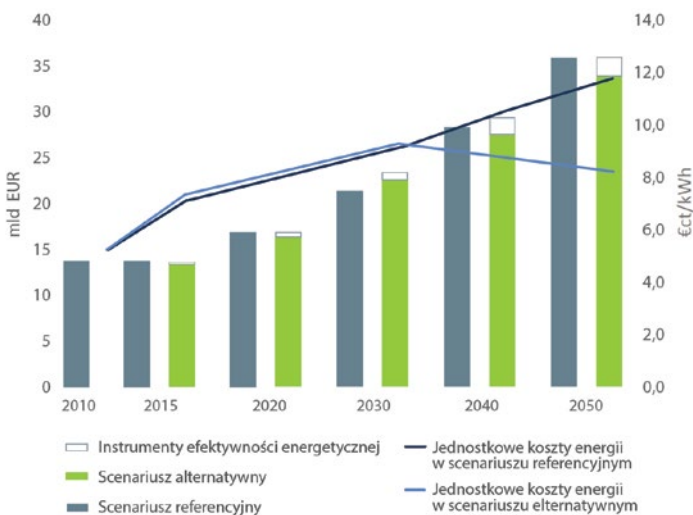
Koszty rozwoju energetyki odnawialnej zależą przede wszystkim od dojrzałości rynkowej poszczególnych technologii odnawialnych. Koszty rozwoju energetyki opartej na spalaniu paliw kopalnych zależą od światowych cen paliw i mechanizmów ich kształtowania, np. poprzez podatki. Rysunek 10.1 pokazuje prognozę zmiany kosztów zaopatrzenia gospodarki w energię elektryczną w obu scenariuszach oraz kosztów jednostkowych wyprodukowania jednej jednostki energii elektrycznej w kWh.

O ile w okresie do 2030 roku jednostkowe koszty energii w obu scenariuszach są zbliżone, to po roku 2030 koszty w scenariuszu alternatywnym w stosunku do referencyjnego bardzo szybko spadają.

Koszty zaopatrzenia w energię wynikają z wysokości nakładów inwestycyjnych, kosztów paliw oraz bilansu handlowego paliw i energii.

W latach 2011-2050, w scenariuszu referencyjnym, skumulowane nakłady inwestycyjne w sektorze wytwarzania energii elektrycznej wynoszą 132 mld euro, a w sektorze wytwarzania ciepła 28,8 mld euro. Analogiczne nakłady inwestycyjne w scenariuszu

Rysunek 10.1: Prognoza globalnych kosztów zaopatrzenia gospodarki narodowej w energię elektryczną w scenariuszu referencyjnym (REF) i alternatywnym (ALT). Koszty podano w cenach stałych euro z roku 2010.



alternatywnym wynoszą odpowiednio 294 i 99,8 mld euro. Służy to jednak trwałemu podnoszeniu koniunktury gospodarczej, tym bardziej, że inwestycje w OZE z powodu niskich kosztów eksploatacyjnych przekładają się na znacznie niższe koszty produkcji energii i zaopatrzenia w energię. O ile w okresie do 2030 roku jednostkowe koszty energii dla odbiorców w obu scenariuszach są zbliżone, to po roku 2030 koszty w scenariuszu alternatywnym bardzo szybko spadają i w 2050 roku osiągają 8,2 eurocentów/kWh, podczas gdy w scenariuszu referencyjnym koszty te sięgają 11,8 eurocentów/kWh.

Scenariusze różnią się jednak znacząco kosztami ponoszonymi na zakup paliw. W scenariuszu referencyjnym, w przypadku samej elektroenergetyki (bez ciepłownictwa i transportu), w okresie 2011-2050 koszty zaopatrzenia w paliwa wyniosą 139,7 mld euro. W scenariuszu alternatywnym koszty te byłyby o 64,7 mld euro niższe niż w scenariuszu referencyjnym (w każdym kolejnym roku przynosić będą w stosunku do scenariusza referencyjnego oszczędności rzędu 6,5 mld euro/rok). Przy realizacji scenariusza referencyjnego całkowite roczne koszty zaopatrzenia elektroenergetyki w paliwa w roku 2050 wyniosłyby 14 mld euro/rok. Ponadto w scenariuszu alternatywnym występuje rosnąca nadwyżka eksportu nad importem, co stanowi ważny element dla krajowego bezpieczeństwa energetycznego. Różnorodne i znaczące odnawialne zasoby energii pozwalają wygospodarować nadwyżkę energii elektrycznej i sprzedać ją po konkurencyjnej cenie na rynku europejskim. 48 TWh nadwyżki w bilansie handlowym energii elektrycznej w 2050 roku oznacza dodatkowy przychód ok. 2,4 mld euro/rok. Otwarcie na zdywersyfikowany rynek europejski pozwala też na lepsze bieżące zarządzanie i bilansowanie energii ze źródeł niestabilnych w skali całej UE.

Rozwój mikroinstalacji OZE w scenariuszu alternatywnym pociąga za sobą silny, ogólnokrajowy impuls gospodarczy. Obroty na rynku inwestycji w mikroinstalacje OZE tylko w 2020 roku będą sięgać 10 mld euro. Największy udział w obrotach finansowych będą mieć kolektory słoneczne – 47% i kotły na biomasę – 24%. „Zielone” inwestycje poprawiłyby bezpieczeństwo energetyczne, umożliwiłyby ograniczenie niskiej emisji i pozwoliłyby na uniezależnienie znacznej części gospodarstw domowych od wzrostu cen paliw i energii. Scenariusz referencyjny pozostawi sektor energetyki prosumenckiej bez możliwości rozwoju i modernizacji.



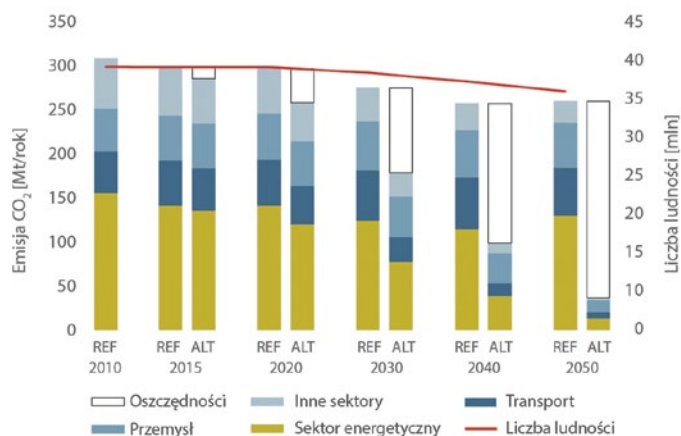
10.2 Korzyści środowiskowe

Poniżej przedstawiono korzyści środowiskowe towarzyszące wdrożeniu scenariusza alternatywnego. Skupiono się przede wszystkim na ocenie poziomu emisji i możliwej redukcji emisji CO₂ jako kluczowego kryterium. Koncentracja na tym wskaźniku jest o tyle istotna, że jego pochodną jest redukcja emisji innych szkodliwych substancji do atmosfery.

W scenariuszu alternatywnym do 2050 roku możliwe jest osiągnięcie redukcji emisji CO₂ o 88% w stosunku do 2010 roku. Emisje krajowe spadną z 329 mln do poniżej 40 mln ton CO₂/rok. Emisja CO₂ na mieszkańca obniży się z 8 ton CO₂/mieszkańca/rok w 2010 roku do około 1,1 tony CO₂/mieszkańca/rok w 2050 roku. Efekty będą szczególnie widoczne w sektorze elektroenergetycznym. Tu redukcja emisji sięga 91% (z poziomu 156 mln ton CO₂ w 2010 do zaledwie 13 mln ton CO₂ w 2050 roku), podczas gdy w scenariuszu referencyjnym analogiczne emisje spadają tylko o 15% (9% w sektorze wytwarzania energii).

Redukcje emisji rozkładają się różnie w poszczególnych branżach, sektorach i segmentach energetyki. W przypadku realizacji scenariusza alternatywnego w latach 2010-2050 można uzyskać znaczące redukcje emisji w przemyśle – 38% oraz w transporcie – 21%, podczas gdy w scenariuszu referencyjnym, w analogicznym okresie, emisje w przemyśle rosną o 5%, a w transporcie aż o ponad 15%.

Rysunek 10.2: Emisje CO₂ w efekcie realizacji scenariusza referencyjnego (REF) i alternatywnego (ALT).



Warto podkreślić, że wysokiej redukcji emisji można oczekiwać w segmencie energetyki prosumenckiej (mikroinstalacje o mocy elektrycznej do 40 kW i ciepłej do 120 kW). Już w 2020 roku⁷⁵ redukcja emisji CO₂ tylko w tym segmencie wyniesie 18,8 mln ton CO₂/rok.

10.3 Miejsca pracy związane z OZE do 2030 roku

Tworzenie nowych miejsc pracy jest ważnym wskaźnikiem oceny skutków społeczno-gospodarczych realizacji różnych strategii energetycznych. To miejsca pracy wpływają pośrednio na wszelkie inne aspekty społeczne i ekonomiczne życia mieszkańców oraz na rozwój regionalny. W świetle długoletnich doświadczeń wielu krajów⁷⁶ (np. Austria, Dania, Niemcy) potwierdzona została teza, że energetyka odnawialna tworzy najwięcej trwałych miejsc pracy, rozłożonych równomiernie na obszarze całego kraju, a nie tylko w centrach przemysłowych. Dla rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce znaczenie będą miały głównie lokalnie tworzone miejsca pracy związane z instalowaniem OZE, w tym przyłączaniem ich do infrastruktury energetycznej, z ich obsługą, w tym konserwacją urządzeń, zapobieganiem awariom, przeglądami, logistyką dostaw biomasy, itp. Niektóre sektory, jak np. branża kolektorów słonecznych czy małych kotłowni na biomasę, charakteryzują się ponadto znaczącym potencjałem zatrudnienia przy produkcji urządzeń. Około 60-80% tych urządzeń jest produkowanych w kraju. Co więcej, w znacznej części są one przedmiotem eksportu⁷⁷.

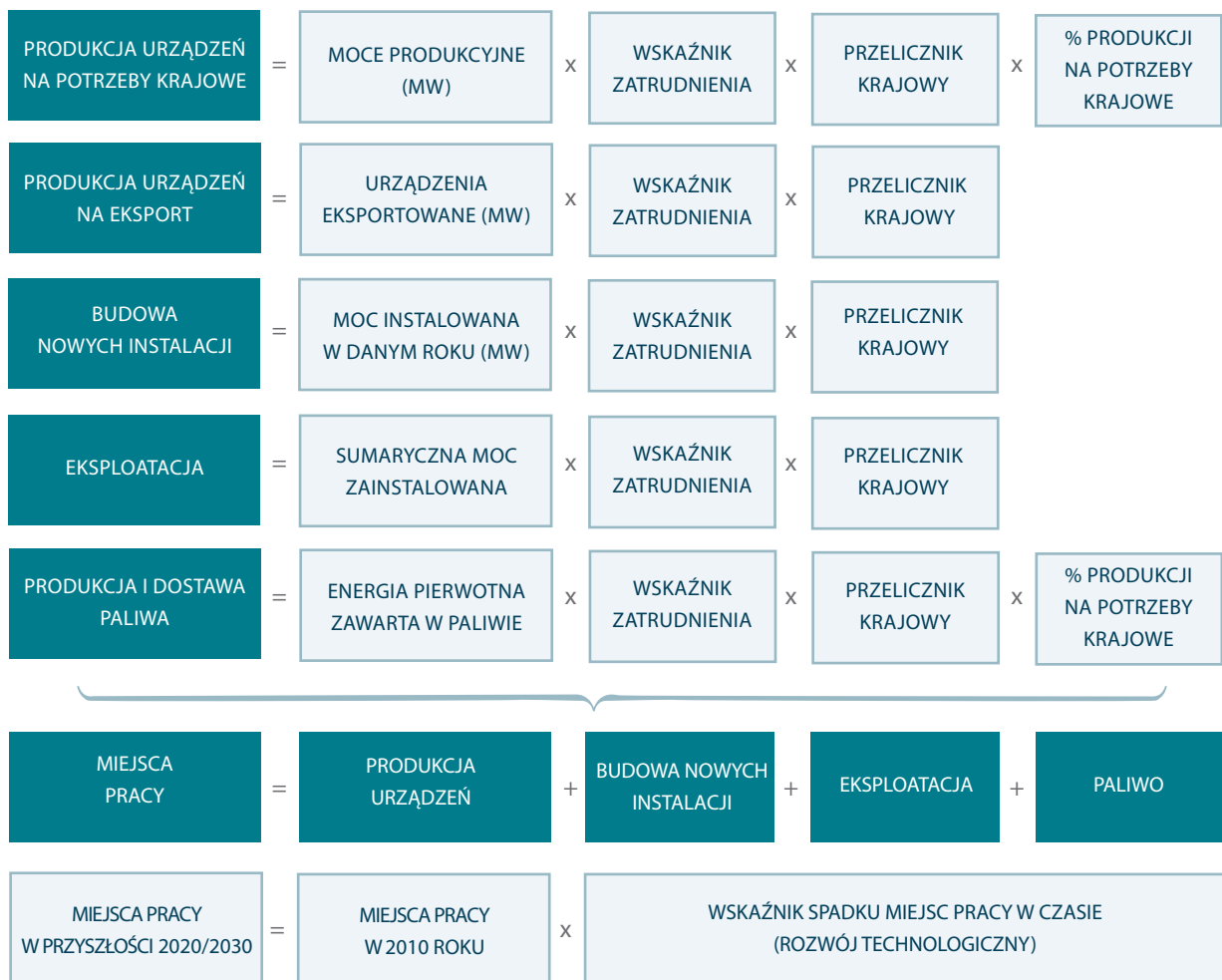
Szacuje się, że do końca roku 2012 energetyka odnawialna w Polsce stworzyła około 34 tys. miejsc pracy. W analizach towarzyszących niniejszemu opracowaniu zatrudnienie w całym sektorze energetycznym zostało policzone w okresie do roku 2030 zgodnie z metodologią⁷⁸ zaprezentowaną na poniższym rysunku.

W scenariuszu referencyjnym liczba miejsc pracy w sektorze energetyki odnawialnej zmniejszy się z powodu znacznego spowolnienia tempa inwestycji w nowe moce wytwórcze OZE po roku 2020. Pozostaną jedynie miejsca pracy związane z eksploatacją istniejących już urządzeń i pozyskiwaniem biomasy, w tym (w przypadku energetyki wielkoskalowej) stosunkowo łatwo dostępnej i tańszej⁷⁹ biomasy z importu. Całkowita liczba miejsc pracy w sektorze OZE zmniejszy się i w roku 2030 wyniesie mniej niż obecnie – około 30 tys. osób. Co ciekawe, wyniki symulacji pokazały, że również w energetyce węglowej liczba miejsc pracy ulegnie zmniejszeniu⁸⁰. Spadek

wysokości zatrudnienia w sektorach związanych z produkcją energii z węgla, w roku 2030 przewidują zarówno scenariusz referencyjny – 79 tys. pracowników, jak i scenariusz alternatywny – 58 tys. Niezależnie od tempa rozwoju energetyki odnawialnej, lepszej jakości i tańszy węgiel będzie importowany z zagranicy, a to oznacza „ucieczkę” miejsc pracy i odpływ kapitału z kraju. Wydobycie węgla kamiennego w Polsce stale spada, z poziomu 97,9 mln ton w roku 2005 do 71,3 mln ton w roku 2012. Stabilnie pozostaje jedynie wydobycie węgla brunatnego.

Zmniejsza się również wydobycie krajowej ropy naftowej z 848 tys. ton/rok do 669 tys. ton/rok oraz gazu ziemnego z 5,742 mld m³ do 5,620 mld m³. Polska w coraz większym stopniu uzależnia się od zewnętrznych nośników energii, o czym świadczą rosnący import węgla (z 3,3 mln ton w 2005 do 13,6 mln ton w roku 2012; 21% krajowego wydobycia), przy bardzo niewielkim wzroście eksportu⁸¹. Oznacza to również utratę miejsc pracy w sektorze energetycznym oraz pogorszenie bilansu wymiany handlowej.

Rysunek 10.3: Schemat obliczeń tworzenia miejsc pracy w sektorze energetycznym.



10 Koszty i korzyści

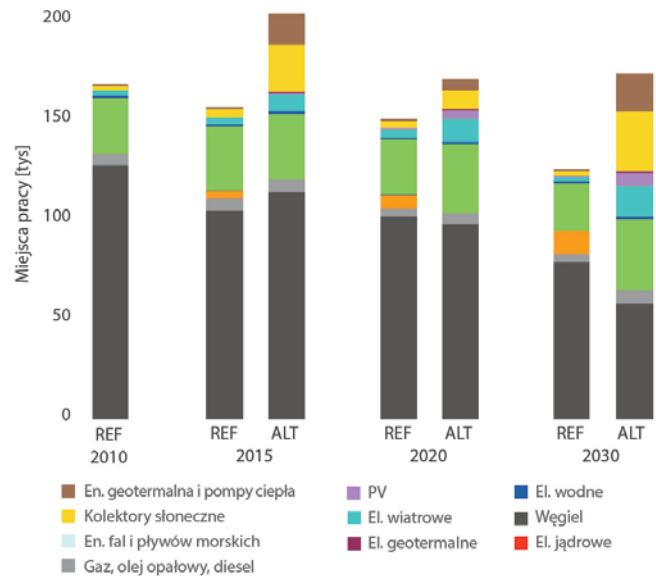
zdjęcie ZAŁOGI STATKÓW POŻAROWYCH WALCZĄ Z KONSEKWENCJAMI WYCIEKU ROPY W ZATOCE MEKSYKAŃSKIEJ Z 21 KWIETNIA 2010 ROKU. WIELE HELIKOPTERÓW STRAŻY PRZYBRZEŻNEJ, ŁODZI I KUTRÓW ZAANGAŻOWAŁO SIĘ W AKCJĘ ABY URATOWAĆ 126 PRACOWNIKÓW PLATFORMY WIERTNICZEJ DEEPWATER HORIZON, Z KTÓREJ NASTĄPIŁ WYCIEK.



W scenariuszu alternatywnym nie daje się powstrzymać spadku zatrudnienia w energetyce konwencjonalnej, ale spadek ten jest w znacznej mierze kompensowany znaczącym wzrostem liczby miejsc pracy w branży OZE. W roku 2030 branża OZE będzie mogła pochwalić się już ponad 100 tys. miejsc pracy, stanowiących 63% miejsc zatrudnienia w sektorze produkcji energii elektrycznej i ciepła. Całkowita różnica w liczbie miejsc pracy w obu scenariuszach w 2030 roku wynosi niemalże 50 tys. na korzyść scenariusza alternatywnego (rysunek poniżej). Scenariusz alternatywny pozwala na podniesienie ogólnego stanu zatrudnienia w energetyce ze 168,2 tys. w 2010 roku do 173,3 tys. w 2030 roku.

Z uwagi na krótkie okresy budowy instalacji OZE (w stosunku np. do energetyki węglowej czy jądrowej) wymierne efekty w zatrudnieniu pojawiają się już w roku 2015. Stworzenie największej liczby miejsc pracy (ponad 36 tys.) w roku 2030 będzie związane z energetycznym wykorzystaniem biomasy. Należy jednak podkreślić, że w tej grupie połączono razem bardzo różnorodne technologie biomasy (małe kotły na biomasę, ciepłownie lokalne, elektrociepłownie, wydzielone kotły przy jednostkach scentralizowanych) i biogazu (biogaz rolniczy, instalacje fermentacji metanowej z bioodpadów komunalnych, biogaz z oczyszczalni ścieków). Większość tych miejsc pracy związanych jest z lokalnym wytwarzaniem i przetwarzaniem paliwa dla ww. grup instalacji⁸². W latach 2015-2020 całkowicie znikają nietrwałe miejsca pracy stworzone w ostatnich latach przez technologię współspalania biomasy z węglem. Drugą pod względem zatrudnienia branżą OZE będą kolektory słoneczne (ponad 30 tys. miejsc pracy), a następnie energetyka wiatrowa (15,1 tys.), energetyka geotermalna łącznie z pompami ciepła (18,7 tys.) i fotowoltaika (7,2 tys.).

Rysunek 10.4: Liczba miejsc pracy w sektorze produkcji energii elektrycznej i ciepła w latach 2015-2030 w scenariuszu referencyjnym (REF) i alternatywnym (ALT). Punktem wyjściowym są dane za rok 2010.



Podsumowanie i rekomendacje dla rządu



zdjęcie ZDJĘCIE SATELITARNE PRZEDSTAWIAJĄCE JAPONSKĄ ELEKTROWNIĘ JĄDROWĄ DAI ICHI W FUKUSHIMIE, UKAZUJĄCE ZNISZCZENIA, JAKIE ZOSTAWIŁY ZA SOBĄ TRZĘSIENIE ZIEMI I TSUNAMI Z 2011 ROKU.



11.1 Podsumowanie

Niniejszy raport przedstawia dwa możliwe do realizacji scenariusze rozwoju energetyki w Polsce.

Scenariusz referencyjny to *de facto* prognozowanie na dłuższy okres obecnych planów rządowych. W jego założenia wbudowane są formalnie obowiązujące projekty lub zapowiedzi dotyczące kierunków rozwoju energetyki i polityki energetycznej. Scenariusz ten zakłada, że pomimo narastających problemów z zaopatrzeniem w energię, decydenci nie podejmują zdecydowanych działań na rzecz wykorzystania odnawialnych zasobów energii czy poprawy stanu środowiska naturalnego, przynajmniej do momentu pojawienia się oczywistych kryzysów w energetyce, których symptomy (np. deficyt mocy) są już zauważane obecnie.

Scenariusz alternatywny zakłada podjęcie szybkich działań na rzecz odblokowania potencjału energetyki zdecentralizowanej, co w efekcie prowadzi do przełomu technologicznego i prawdziwej [r]ewolucji w energetyce. Jest to ambitny, ale realistyczny, racjonalny finansowo i konieczny plan. Zakłada on, że Polska podejmie wszystkie możliwe kroki, by zapewnić dostawy czystej energii bazującej na własnych zasobach oraz radykalnie zmniejszy wpływ energetyki na środowisko i klimat. Realizacji tych celów służyć będą ograniczenie zapotrzebowania na energię i jej produkcję z paliw kopalnych, a także intensywna rozbudowa krajowej energetyki opartej na źródłach odnawialnych.

Energia elektryczna ma obecnie szczególne znaczenie dla rozwoju społecznego i gospodarczego. W obu scenariuszach temu właśnie nośnikowi energii, jego prognozom produkcji i spożycia, poświęcono w niniejszym opracowaniu więcej miejsca⁸³. Głównie na tym przykładzie badano możliwości przejścia ze scenariusza referencyjnego na alternatywny. Kompleksowa analiza wykazała, że możliwa jest transformacja całej energetyki z uwzględnieniem także ciepłownictwa i transportu.

Scenariusz alternatywny zakłada też, że w odpowiedzi na coraz wyższe ceny energii, zarówno samorządy, jak i indywidualni konsumenci, sami inicjują działania na rzecz rozwoju energetyki prosumenckiej i racjonalizacji zużycia energii (z wykorzystaniem lokalnie dostępnych odnawialnych zasobów energii i powszechnie już dostępnych „zielonych technologii”). Bazując na szeroko dostępnych technologiach nowej fali, nie blokowany regulacjami prawnymi ruch oddolny, przyczyni się do spadku kosztów technologii OZE (w szczególności nakładów na instalacje i obsługę), co w krótkiej perspektywie pozwoli obniżyć koszty zaopatrzenia w energię. Efekty są szczególnie widoczne wtedy, gdy nie ma ucieczki od coraz wyższych cen paliw kopalnych. Rosnące aspiracje niezależnych inwestorów, możliwości technologiczne i biznesowe „zielonej gospodarki” z jednej strony oraz wzrost kosztów energetyki konwencjonalnej z drugiej strony, spowodują, że skala nowych inwestycji doprowadzi do generalnego przełamania bariery konkurencyjności instalacji OZE we wszystkich sek-

torach energetyki i gospodarki. Działania oddolne, na szczeblu prosumentów i samorządów, wpisane są nie tylko w scenariusz alternatywny, ale również trendy europejskie i ogólnoświatowe. Procesy te muszą być jednak stymulowane przez rząd. Bez tego przedstawienie energetyki na nowe, innowacyjne tory może być dalej blokowane lub opóźniane. Brak woli politycznej powodującej zmianę, może zakończyć się albo deficytem energii, albo jej importem na dużą skalę.

Scenariusz referencyjny jest tylko z pozoru prostszy w realizacji i tylko w ciągu pierwszych kilku lat tańszy. Jest on zatem jednocześnie szkodliwy i nieodpowiedzialny. Już w perspektywie średniookresowej (2020-2030) staje się droższy, a w okresie 2030-2050 tworzy olbrzymie koszty dla gospodarki i obywateli. Dotychczasowa realizacja tego scenariusza prowadzi do opóźnień i w konsekwencji zastoju w modernizacji energetyki. Każdy rok zwłoki wiąże się z ogromnymi kosztami i coraz większymi problemami ekonomicznymi. Okazuje się, że bez dodatkowego wsparcia i wykorzystania środków pochodzących z podatków, już dziś nie można zbudować elektrowni węglowej, a jutro elektrowni jądrowej. Bez subsydiów państwowych inwestycje w energetykę tradycyjną są nierealne. Wiele wskazuje na to, że elektrownie węglowe i jądrowe potrzebowałyby także długo-okresowych dopłat do produkcji energii. Scenariusz alternatywny wymaga początkowo większych nakładów finansowych, które przy szybkim odblokowaniu rynku energetyki odnawialnej i efektywności energetycznej, mogą być w znacznej części pokryte w ramach polityki spójności UE, zmobilizować kapitał prywatny i inwestycje obywateli w energetykę prosumencką. Już w perspektywie 2020-2030 tego typu inwestycje zaczynają się zwracać i obniżać koszty w całym systemie.

Celem niniejszego raportu nie było przedstawienie gotowego planu działania wraz z wszelkimi instrumentami niezbędnymi dla wdrożenia scenariusza alternatywnego, ale prezentacja wyliczeń, które potwierdzą, że jeśli Polska zdecyduje się na taki scenariusz i dobierze do niego odpowiednie mechanizmy działania, będzie w stanie osiągnąć zaskakująco pozytywne rezultaty.

Racjonalne działania bazujące na realnych kosztach owocują wieloma korzyściami gospodarczymi, społecznymi i ekologicznymi. Redukcja emisji powstających w wyniku spalania paliw kopalnych, uznawana za koszt w obecnie realizowanej polityce energetycznej, staje się naturalną konsekwencją i największą wartością dodaną scenariusza alternatywnego. Polska bez ponoszenia nadmiernych kosztów w krótkim okresie, tworząc zyski już w średnim okresie, jest w stanie systematycznie zmniejszać emisje i doprowadzić w roku 2050 emisję CO₂ do poziomu około 1 tony na mieszkańca, przy jednoczesnym utrzymaniu niezależności energetycznej, dodatniego bilansu handlowego w obrotach energią elektryczną i wprowadzeniu do energetyki nowoczesnych technologii. Nowoczesna gospodarka energetyczna sprzyja utworzeniu ponad 174 tys. miejsc pracy, o niemalże 50 tys. więcej niż w scenariuszu referencyjnym.

Szersza i długookresowa perspektywa zawarta w niniejszym raporcie wykazała, że kontynuacja obecnej polityki energetycznej, pomimo autentycznych wysiłków, będzie pogarszała sytuację zarówno z punktu widzenia kosztów, stanu bezpieczeństwa energetycznego państwa i regionów, emisji zanieczyszczeń i spójności społeczno-gospodarczej. Analizy pokazują, że można wyjść z dryfu, ale trzeba odejść od dotychczasowego myślenia typu „więcej tego samego”, czyli utrwalania i kopiowania dotychczasowych koncepcji w energetyce. Chodzi bowiem o to, aby tym razem do problemu zaopatrzenia w energię podejść in-

czej, choćby z uwagi na to, że wyczerpywanie się tradycyjnych zasobów i źródeł rozwoju nie pozwala już na dalsze, a zwłaszcza nieefektywne, ich wykorzystywanie. Uznanie możliwości korzystania z krajowych, olbrzymich, różnorodnych i niewyczerpanych odnawialnych zasobów energii, tkwiącego w nich potencjału technologicznego oraz jego odblokowanie to pierwszy krok w kierunku wyjścia z błędnego koła, w jakim od lat tkwi polska energetyka. To obecnie najważniejsze zadanie stojące przed polskim rządem.

11.2 Rekomendacje dla rządu

W Polsce konieczne jest zainicjowanie zmian, które umożliwią rozwój demokracji energetycznej, polegającej na otwarciu rynku energii na tzw. prosumentów, czyli prywatnych inwestorów będących jednocześnie producentami, jak i konsumentami energii.

Zgodnie z obowiązującym prawem energetycznym, w roku 2013 powinna zostać zaktualizowana *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku*. Wchodzą w życie kolejne dyrektywy unijne promujące rozwiązania proekologiczne, proefektywnościowe oraz odnawialne źródła energii, które polski rząd wdraża z dużym opóźnieniem. Aby wejść na ścieżkę [R]ewolucji energetycznej w Polsce, niezbędna jest realizacja następujących działań:



Polski rząd powinien zaktualizować *Politykę Energetyczną Polski do roku 2030*, biorąc pod uwagę wyniki modelowych kalkulacji kosztów i analiz eksperckich zaprezentowanych w niniejszym raporcie. Niezbędne jest przeprowadzenie rzetelnych konsultacji społecznych nad propozycją rządową, w których wezmą udział mieszkańcy, samorządowcy i społeczności lokalne (m.in. zagrożone budową kopalni odkrywkowych węgla brunatnego lub zwiększeniem zanieczyszczenia powietrza w związku z budową elektrowni węglowych).



Rząd powinien jak najszybciej wycofać się z planów budowy nowych kopalni odkrywkowych oraz zrezygnować z realizacji programu jądrowego.



Konieczne jest pełne wdrożenie do polskiego prawodawstwa unijnych dyrektyw oraz wspieranie działań Komisji Europejskiej mających na celu dalszy rozwój odnawialnych źródeł energii i znaczące podniesienie efektywności energetycznej we wszystkich dziedzinach gospodarki.



Rząd musi niezwłocznie przyjąć ustawę o odnawialnych źródłach energii w wersji przyjaznej prosumentom (bazującej na projekcie regulacji z października 2012 roku⁸⁴), która stworzy przyjazny klimat inwestycyjny w energetyce odnawialnej i pozwoli źródłom odnawialnym stać się prawdziwie konkurencyjnymi na rynku energii. Ustawa ta powinna likwidować wsparcie dla współspalania biomasy w elektrowniach węglowych oraz stymulować rozwój odnawialnej energetyki rozproszonej. Konieczne jest położenie nacisku na zapisy ułatwiające obywatelom, samorządom lokalnym, wspólnotom i małym przedsiębiorstwom działalność prosumencką. Szczególnie ważne jest wprowadzenie systemu wsparcia dla tzw. mikrogeneracji poprzez system taryf gwarantowanych (*feed-in tariffs*), umożliwiających szybki zwrot nakładów inwestycyjnych.



Wszystkie inwestycje sektora energetycznego muszą uwzględniać koszty zewnętrzne wiążące się z produkcją energii.



Spis rysunków i tabel

SPIS RYSUNKÓW:

Rysunek 2.1: Przyjęta prognoza liczby ludności w Polsce do roku 2050 dla obu scenariuszy.

Rysunek 2.2: Prognozowane tempo wzrostu PKB Polski do 2050 r. Opracowanie własne na podstawie średnioterminowej prognozy Ministerstwa Finansów oraz prognoz globalnych do 2050 roku.

Rysunek 2.3: Zmiany energochłonności względnej (w stosunku do 2010 roku) w sektorach gospodarki w scenariuszu referencyjnym (REF) i alternatywnym (ALT).

Rysunek 2.4a: Zmiany energochłonności względnej (w stosunku do 2010 roku) sektora mieszkalnictwa i usług.

Rysunek 2.4b: Zmiany energochłonności względnej (w stosunku do 2010 roku) w sektorze transportu.

Rysunek 2.5: Prognoza wzrostu cen paliw do 2050 roku, ceny stałe w euro z 2010 r.

Rysunek 2.6: Spadek wysokości jednostkowych nakładów inwestycyjnych dla technologii odnawialnych wytwarzających energię elektryczną, w cenach stałych w euro z 2010 r.

Rysunek 3.1 Ilustracja pogłębiającego się dla Polski ujemnego salda wymiany handlowej energetycznych surowców mineralnych w latach 2002-2011 w mln ton. Dane za lata 2006-2011 nie uwzględniają gazu ziemnego.

Rysunek 3.2: Struktura potencjału technicznego odnawialnych zasobów energii w Polsce oraz ich obecnego wykorzystania.

Rysunek 4.1: Zapotrzebowanie na energię finalną w scenariuszu referencyjnym (REF) i scenariuszu alternatywnym (ALT).

Rysunek 4.2: Zapotrzebowanie na energię elektryczną w scenariuszu referencyjnym (REF) i alternatywnym (ALT) w PJ/rok.

Rysunek 4.3: Zapotrzebowanie na ciepło w scenariuszu referencyjnym i alternatywnym w PJ/rok.

Rysunek 4.4: Zużycie paliw i energii w transporcie – scenariusz referencyjny – REF i alternatywny – ALT (z uwzględnieniem zwiększenia efektywności wykorzystania energii, bez ograniczenia rzeczywistych potrzeb transportowych).

Rysunek 5.1: Prognoza zapotrzebowania na energię pierwotną w scenariuszu referencyjnym.

Rysunek 5.2: Prognoza zapotrzebowania na energię pierwotną w scenariuszu alternatywnym.

Rysunek 6.1: Produkcja energii elektrycznej w scenariuszu referencyjnym.

Rysunek 6.2: Produkcja energii elektrycznej w scenariuszu alternatywnym.

Rysunek 6.3: Moc zainstalowana w odnawialnych źródłach energii w scenariuszu alternatywnym.

Rysunek 7.1: Produkcja ciepła w scenariuszu referencyjnym.

Rysunek 7.2: Produkcja ciepła w scenariuszu alternatywnym.

Rysunek 8.1: Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię w sektorze transportu – scenariusz referencyjny.

Rysunek 8.2: Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię w sektorze transportu – scenariusz alternatywny.

Rysunek 9.1: Produkcja brutto i zużycie energii elektrycznej w poszczególnych regionach w 2010 r. Źródło: ARE.

Rysunek 9.2: Potencjał rozwoju energetyki odnawialnej w regionach Polski.

Rysunek 10.1: Prognoza globalnych kosztów zaopatrzenia gospodarki narodowej w energię elektryczną w scenariuszu referencyjnym (REF) i alternatywnym (ALT). Koszty podano w cenach stałych euro z roku 2010.

Rysunek 10.2: Emisje CO₂ w efekcie realizacji scenariusza referencyjnego (REF) i alternatywnego (ALT).

Rysunek 10.3: Schemat obliczeń tworzenia miejsc pracy w sektorze energetycznym.

Rysunek 10.4: Liczba miejsc pracy w sektorze produkcji energii elektrycznej i ciepła w latach 2015-2030 w scenariuszu referencyjnym (REF) i alternatywnym (ALT). Punktem wyjściowym są dane za rok 2010.

SPIS TABEL:

Tabela 3.1: Zestawienie skumulowanych krajowych zasobów złóż kopalnych surowców energetycznych, Źródło: Państwowy Instytut Geologiczny (PIG). Dane za 2012 rok.

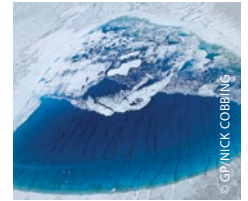
Tabela 3.2: Roczny potencjał odnawialnych zasobów energii i jego wykorzystanie w 2011 roku. Źródło: IEO oraz GUS (wykorzystanie zasobów w 2011 roku).

Tabela 9.1 Elementy wpływające na obecny stan sieci i konieczność ich modernizacji oraz rozbudowy w przyszłości.

Przypisy

- 1 ang. *DRL Institute of Technical Thermodynamics*.
- 2 Ministerstwo Gospodarki, Warszawa, 10 listopada 2010 r., <<http://www.mg.gov.pl/Bezpieczenstwo+gospodarcze/Energetyka/Polityka+energetyczna>>.
- 3 *Energy Roadmap 2050, KOM (2011) 885 final* – dokument Komisji Europejskiej przyjęty w dniu 15 grudnia 2011 r., dotyczący rozbudowy długookresowej działań UE w ramach rozwoju konkurencyjności, zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego oraz obniżenia emisji gazów cieplarnianych. Polska nazwa tego dokumentu to: *Plan działań w zakresie energii do 2050 roku*.
- 4 Grudzień 2010 r.
- 5 Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniającej i w następstwie uchylającej dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE.
- 6 Utrzymanie zwykłego, normalnego biegu spraw. W tym przypadku oznacza to realizację scenariusza, w którym przewiduje się kontynuację obecnie prowadzonej polityki energetycznej.
- 7 *Analiza dotycząca możliwości określenia niezbędnej wysokości wsparcia dla poszczególnych technologii OZE w kontekście realizacji „Krajowego planu działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych”*, Instytut Energetyki Odnawialnej, Ekspertyza dla Ministerstwa Gospodarki, Warszawa, 2013 r.
- 8 *Analiza kosztów morskiej energetyki wiatrowej i energetyki jądrowej oraz potencjału tworzenia miejsc pracy*, Instytut Energetyki Odnawialnej, Warszawa, 2011 r.
- 9 Ministerstwo Gospodarki, Warszawa, 2010 r. <<http://www.mg.gov.pl/Bezpieczenstwo+gospodarcze/Energetyka/Odnawialne+zrodla+energii/Krajowy+plan+dzialan>>
- 10 MESAP jest pakietem narzędzi informatycznych rozwijanych i wykorzystanych przez Instytut Badań Kosmicznych i Termodynamiki Technicznej DLR w Stuttgarcie, służącym do długookresowego planowania rozwoju systemów energetycznych na szczeblu krajowym i regionalnym oraz do ich oceny środowiskowej. W obliczeniach uwzględnione są wielkości dostępnych zasobów energetycznych i ceny ich pozyskania, co pozwala obliczać wielkości udziałów poszczególnych nośników energii, ich koszty i wymagane nakłady inwestycyjne.
- 11 *Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w okresie od 1 stycznia 2011 r. do 31 grudnia 2012 r.*, Ministerstwo Gospodarki, Warszawa, lipiec 2013 r. Sprawozdanie odwołuje się do najnowszej aktualizacji prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię *Uaktualnienie prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030*, Agencja Rynku Energii, Warszawa, czerwiec 2013 r.
- 12 ang. *International Energy Agency*.
- 13 *Energy [R]evolution, a sustainable world energy outlook*, EREC, GWEC, GP, 2012 r.
- 14 *Our Future Energy*, Rząd Królestwa Danii, 2011 r. <<http://www.kebmin.dk/en/news/securing-denmarks-energy-future>>.
- 15 *100% Renewable energy systems, climate mitigation and economic growth*, Brian Vad Mathiesen, Henrik Lund, Kenneth Bernard Karlsson, [w]: Applied Energy, cz. 88, nr. 2, 2011 r.
- 16 *Uaktualnienie prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030*, Agencja Rynku Energii, Warszawa, 2013 r.
- 17 <<http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2012/#d.en.26099>>.
- 18 Zgodnie z definicją krzywej uczenia się - czym większa penetracja rynkowa danej technologii, tym mniejsze nakłady inwestycyjne.
- 19 Energetyka prosumencka to produkcja energii w skali mikro, w przydomowych elektrowniach opartych na źródłach odnawialnych. Osoby, zwane prosumentami, jednocześnie produkują i konsumują wytworzoną energię, a jej nadwyżki sprzedają do sieci. Pojęcie prosument zostało wprowadzone przez Alvina Tofflera w publikacji *Trzecia fala*, 1980 r.
- 20 *Potencjał efektywności energetycznej i redukcji emisji w wybranych grupach użytkownika energii Droga naprzód do realizacji pakietu klimatyczno-energetycznego*, Fundacja Efektywnego Wykorzystania Energii, Katowice, 2009 r.
- 21 Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/31/UE z dnia 19 maja 2010 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków.
- 22 Szacunki ONZ wykazują, że do 2050 roku 80% ludności będzie mieszkać w miastach. Por.: <http://esa.un.org/unpd/ppp/Figures-Output/Population/PPP_Total-Population.htm>.
- 23 Cytowane w: *Demographic Transition and an Ageing Society: Implications for Local Labour Markets in Poland*, Martinez-Fernandez C. i in., Local Economic and Employment Development (LEED) Working Papers, OECD Publishing, 2013/08, <<http://dx.doi.org/10.1787/5k47x1js027-en>>.
- 24 *World population prospects*, United Nations Environment Programme (Program Środowiskowy Organizacji Narodów Zjednoczonych), <http://esa.un.org/unpd/ppp/Figures-Output/Population/PPP_Total-Population.htm>.
- 25 *Wytyczne dotyczące założeń makroekonomicznych na potrzeby wieloletnich prognoz finansowych jednostek samorządu terytorialnego*, Ministerstwo Finansów, Warszawa, wrzesień 2012 r., <http://finanse-publiczne.pl/materialy/fp_201010_MF_wytyczne_makroekonomiczne_tab2.pdf>.
- 26 *Wytyczne w sprawie stosowania jednolitych wskaźników makroekonomicznych będących podstawą oszacowania skutków finansowych projektowanych ustaw*, Ministerstwo Finansów, Warszawa, wrzesień 2012 r. <<http://www.mf.gov.pl/documents/764034/1002167/Wytyczne+aktualizacja+wrzesien+2012>>.
- 27 *World in 2050. The BRICs and beyond: prospects, challenges and opportunities*, PwC Economics, styczeń 2013 r., <http://www.pwc.com/en_GX/gx/world-2050/assets/pwc-world-in-2050-report-january-2013.pdf>
- 28 *World Energy Outlook* szacuje roczny wzrost PKB w UE na poziomie 1,8% w okresie do 2035 r., a OECD na poziomie 2% w latach 2020-2030 i 1,7% w latach 2030-2050, OECD, 2012, *Environmental Outlook to 2050*.
- 29 *Energy balances of OECD countries, World Energy Outlook 2012*, IEA, 2012 r.
- 30 op.cit.
- 31 op.cit.
- 32 *Uaktualnienie prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030*, Agencja Rozwoju Energii, Warszawa, 2013 r.
- 33 Przyjęta niezmienna i niska cena węgla brunatnego po 2035 roku jest założeniem optymistycznym. Prognoza ceny węgla brunatnego w Polsce po 2035 roku nie jest możliwa z uwagi na brak potwierdzonych zasobów wydobywalnych, w ilości wystarczającej do pokrycia zapotrzebowania na to paliwo w scenariuszu referencyjnym (scenariusz alternatywny nie zakłada korzystania z węgla brunatnego w Polsce po 2035 roku – por. tab. 3.1 – przypomnienie autorów).
- 34 CAPEX – ang. *capital expenditures*, czyli nakłady inwestycyjne. Pojęcie opisujące wydatki inwestycyjne przeznaczone na rozwój produktu lub wdrożenie nowego systemu.
- 35 OPEX – ang. *operating expenditures*, czyli koszty utrzymania. Pojęcie opisujące koszt prowadzenia działalności, utrzymania systemu.
- 36 *Możliwości wykorzystania odnawialnych źródeł energii do 2020 roku*, Ekspertyza dla Ministerstwa Gospodarki, Instytut Energetyki Odnawialnej, Warszawa, 2007 r.
- 37 *Bilans zasobów złóż kopalni w Polsce. Stan na 31 XII 2012*, Państwowy Instytut Geologiczny, Warszawa, 2013 r.
- 38 *Rocznik statystyczny handlu zagranicznego 2012*, Główny Urząd Statystyczny, Warszawa, 2012 r.
- 39 Na wyczerpywanie się surowców kopalnych największy wpływ będą miały koszty pozyskania. Intensywność wydobycia dostosowywana będzie do zapotrzebowania i sytuacji na rynku.
- 40 *Zmierzch węgla kamiennego w Polsce*, M. Wilczyński, Instytut na rzecz Ekorozwoju, Warszawa, 2013 r.
- 41 Deficyt w handlu surowcami energetycznymi, także w przypadku paliw stałych, rośnie od wielu lat i w 2011 roku osiągnął już 53 mld zł.
- 42 *Możliwości wykorzystania odnawialnych źródeł energii w Polsce do roku 2020*, ekspertyza dla Ministerstwa Gospodarki, Instytut Energetyki Odnawialnej, Warszawa, 2007 r.

zdjęcie GREENPEACE, WRAZ Z NIEZALEŻNYM NAUKOWCEM PRACUJĄCYM DLA NASA DOKONAŁ POMIARÓW JEZIOR POWSTAJĄCYCH PRZEZ TOPNIENIE LODU NA GRENLANDII. WYNIKI POMIARÓW WSKAZUJĄ NA ZNACZNĄ WRAZLIWOŚĆ LODOWCÓW NA ROSNĄCĄ TEMPERATURĘ.



- 43** *Energia ze źródeł odnawialnych w 2011 r.*, Główny Urząd Statystyczny, Warszawa, 2012 r.
- 44** Wskaźnik wystarczalności zasobów węgla kamiennego w ostatnich latach wzrasta ze względu na zmniejszające się wydobycie.
- 45** W przypadku węgla daje to szansę na maksymalnie 2-3 krotnie wydłużenie samowystarczalności.
- 46** Jest to jeden z najwyższych wskaźników w skali całej Unii Europejskiej.
- 47** *Ocena skutków ekonomicznych utrzymania wsparcia dla technologii współspalania węgla z biomasą*, Instytut Energetyki Odnawialnej, Warszawa, 2013 r.
- 48** Dane GUS o pozyskaniu i zużyciu OZE w 2011 roku nie uwzględniają importu biomasy, dlatego interpretując wprost dane oszacowane i zestawione w tabeli 5.2 można odnieść wrażenie, że w Polsce mamy do czynienia z nadmierną eksploatacją lasów na cele energetyczne, przekraczającą aż 3-krotnie zasoby dostępne w ramach racjonalnie prowadzonej gospodarki leśnej.
- 49** Import biomasy energetycznej i wzrost jej cen w ostatnich latach jest ściśle powiązany z wprowadzeniem poprzez system świadectw pochodzenia nadmiernego wsparcia dla współspalania biomasy z węglem w elektrowniach.
- 50** Tj. w transporcie, gospodarstwach domowych, usługach i rolnictwie.
- 51** Rolę magazynów energii zaczął pełnić samochody elektryczne, których udział w rynku będzie stopniowo wzrastał.
- 52** Równoległe, po stronie producentów chcących zapewnić sobie pozycję konkurencyjną na rynku, występować będzie tendencja poprawy efektywności energetycznej urządzeń. W tym konkretnym przypadku sprzętu RTV i AGD oraz oświetlenia.
- 53** Równocześnie spadać będzie udział paliw ropopochodnych stabilizując całkowite zużycie energii w transporcie.
- 54** Wprowadzenia tego typu rozwiązań wymaga od państw członkowskich unijna dyrektywa 2010/31/UE z dnia 19 maja 2010 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków.
- 55** *Energy balances of OECD countries, World Energy Outlook 2012*, IEA, 2012 r.
- 56** Spadek kosztów wynika z efektu skali i krzywej uczenia się - rysunek 2.6.
- 57** *Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w okresie od 1 stycznia 2011 r. do 31 grudnia 2012 r.*, Ministerstwo Gospodarki, Warszawa, lipiec 2013 r.
- 58** Spadek udziału OZE wynika z realizowanej polityki, która największy nacisk kładzie na inwestycje w elektrownie węglowe i jądrowe.
- 59** Tzw. generacja rozproszona.
- 60** Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/31/UE z dnia 19 maja 2010 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków.
- 61** Przeciętna trwałość obiektu budowlanego wynosi około 100 lat.
- 62** *Efektywność wykorzystania energii w latach 2000-2010*, GUS, Warszawa, 2011 r. <http://www.stat.gov.pl/cps/rde/xbcr/gus/SE_efektywnosc_wykorzystania_energii_2000-2010.pdf>.
- 63** Są to systemy integrujące zapotrzebowanie na ciepłą wodę użytkową i ogrzewanie pomieszczeń lub energia słoneczna dla ogrzewania sieciowego.
- 64** Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/WE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola), czyli tzw. dyrektywa IED – ang. *Industrial emissions directive*; Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2008/50/WE z dnia 21 maja 2008 r. w sprawie jakości powietrza i czystszej powietrza dla Europy, czyli tzw. dyrektywa CAFE – ang. *Directive on Ambient Air Quality and Cleaner Air for Europe*.
- 65** *Ocena skutków ekonomicznych utrzymania wsparcia dla technologii współspalania węgla z biomasą*, Instytut Energetyki Odnawialnej, Warszawa, 2013 r.
- 66** Procent wykorzystywanych paliw krajowych.
- 67** *Energy balances of OECD countries, World Energy Outlook 2012*, IEA, 2012 r.
- 68** *Potrzeby inwestycyjne sieci elektroenergetycznych*, Zygmunt Maciejewski, Materiały z konferencji: „Finansowanie inwestycji energetycznych”, Procesy Inwestycyjne, Warszawa, 31 marca 2010 r.
- 69** *Integrating Variable Renewables as Germany Expands Its Grid*, Dieter Rosenwirth and Kai Strubbe, *Renewable Energy World* No 3/2013, <<http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2013/03/germanys-grid-expansion?page=all>>.
- 70** SAIDI - wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej, wyrażony w minutach na odbiorcę na rok, stanowiący sumę iloczynów czasu jej trwania i liczby odbiorców narażonych na skutki tej przerwy w ciągu roku, podzielone przez liczbę obsługiwanych odbiorców.
- 71** *Elektroenergetyka Polska*, Agencja Rynku Energii, Warszawa, 2012 r.
- 72** W tym zakresie wykorzystano wcześniejsze wyniki prac autorów niniejszego opracowania: *Określenie potencjału energetycznego regionów Polski w zakresie odnawialnych źródeł energii - wnioski dla Regionalnych Programów Operacyjnych na okres programowania 2014-2020*, ekspertyza dla Ministerstwa Rozwoju Regionalnego, Instytut Energetyki Odnawialnej, Warszawa, 2012 r.
- 73** *Krajowy Plan Rozwoju Mikroinstalacji Odnawialnych Źródeł Energii do 2020 roku*, Instytut Energetyki Odnawialnej, Warszawa, 2013 r.
- 74** *ibid.*
- 75** Szczegółową analizę w tym segmencie prowadzono tylko do 2020 roku, bazując na *Krajowym planie działań w zakresie energii ze źródeł odnawialnych*.
- 76** Pełne statystyki zatrudnienia w energetyce odnawianej w Europie oraz trendy i korelacje z rozwojem produkcji energii z OZE podaje cykliczne wydawnictwo konsorcjum Eurobserv'ER: *The state of renewable energies in Europe*, 12th Eurobserv'ER Report, Paryż, 2012 r., <http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/stat_baro/barobilan/barobilan12.pdf>.
- 77** Znanym szeroko w Europie przykładem pozytywnych skutków rozwoju OZE jest sukces producentów urządzeń w województwie śląskim, gdzie w chwili obecnej istnieje około 40 zakładów zajmujących się produkcją gotowych zestawów lub komponentów do instalacji OZE, w tym najbardziej znaczącą grupę stanowią producenci urządzeń słonecznych (ok. 90% krajowej produkcji) oraz kotłów na biomasę (ok. 20-30% krajowej produkcji).
- 78** *Calculating energy sector jobs*, J. Rutovitz, N. Mikhailovich, Institute for Sustainable Futures, UTS, Sydney, wrzesień 2013 r.
- 79** Przekonanie rolników do produkcji roślin energetycznych czy pozyskanie trudno dostępnych bioodpadów pochodzenia komunalnego jest znacznie trudniejsze niż import taniej biomasy z Ukrainy, Białorusi czy nawet Afryki.
- 80** W roku 2010, w sektorze górnictwa i sektorze wydobywczym (węgla kamiennego i brunatnego), było ponad 120 tys. miejsc pracy – spadek z 145 tys. w 2005 r. Za: *Rocznik statystyczny Polski 2012*, Główny Urząd Statystyczny, Warszawa, 2012 r.
- 81** *Branża górnicza w Polsce*, raport branżowy, IBP Research, czerwiec 2013 r.
- 82** *Contribution from bioenergy to local economic development – a Norwegian case study*, Lunnan A. Paper prepared for the IEA Bioenergy Task 29 Workshop in Cavtat, Croatia, 19-21 September 2002, <http://www.task29.net/assets/files/streatley_papers/Lunnan_2003.pdf>.
- 83** Stało się tak ze względu na obawy o nieprzerwane dostawy energii elektrycznej i zagrożenie dla krajowego, regionalnego i lokalnego bezpieczeństwa energetycznego (widmo realnego deficytu mocy już w najbliższych latach).
- 84** *Projekt ustawy o odnawialnych źródłach energii z dnia 09.10.2012 r.*, Wersja 2.0.2. Projekt opracowany przez Ministerstwo Gospodarki, <<http://legislacja.rcl.gov.pl/docs//2/19349/69284/69285/dokument51403.pdf?lastUpdateDay=11.10.13&lastUpdateHour=16%3A33&userLogged=false&date=sobota%2C+12+pa%C5%BAdziernik+2013>>.

GREENPEACE

Greenpeace jest niezależną, międzynarodową organizacją pozarządową działającą od 1971 r. na rzecz środowiska naturalnego i pokoju na świecie. Organizacja koncentruje swoje działania na najważniejszych zagrożeniach dla różnorodności biologicznej i ekosystemów. Kampanie prowadzone przez Greenpeace obejmują sześć głównych obszarów ochrony środowiska – ochronę lasów, ochronę mórz i oceanów, ochronę przed substancjami toksycznymi, działania na rzecz klimatu, promocję odnawialnych źródeł energii oraz przeciwdziałanie rozprzestrzenianiu w środowisku genetycznie modyfikowanych organizmów.

Biura Greenpeace znajdują się w 40-tu krajach świata. Polskie biuro istnieje od 2004 r. W celu zachowania niezależności Greenpeace nie przyjmuje pieniędzy ani dotacji od rządów, partii politycznych ani biznesu. Działania Greenpeace finansowane są dzięki wsparciu indywidualnych darczyńców i starannie wyselekcjonowanych fundacji.

facebook.com/greenpeacepl
twitter.com/Greenpeace_PL
www.greenpeace.pl



Instytut Energetyki Odnawialnej (EC BREC IEO) założony został w roku 2001 przez zespół ekspertów z ówczesnego Europejskiego Centrum Energii Odnawialnej (EC BREC/IBMER). Trzon zespołu stanowią osoby, które na przełomie lat 90-tych i początku obecnego stulecia opracowały zasadnicze dokumenty dla sektora energetyki odnawialnej w Polsce: Strategię rozwoju energetyki odnawialnej, projekt programu wykonawczego do Strategii w zakresie zielonej energii elektrycznej, projekt ustawy o wykorzystaniu odnawialnych zasobów energii i promocji odnawialnych źródeł energii.

Dokumenty te stanowią do dzisiaj bazę rozwoju polityki energetycznej i prawa energetycznego w zakresie odnawialnych źródeł energii (OZE).

EC BREC IEO jest jednym z pierwszych prywatnych instytutów naukowych, łączącym prace badawczo-rozwojowe z wdrożeniami i działalnością konsultingową w sektorach: energetyki wiatrowej, energii słonecznej, produkcji i wykorzystania biogazu, planowania energetycznego. Prowadzi działalność szkoleniową i edukacyjną w tym, wspólnie z Uniwersytetem Ekonomicznym we Wrocławiu, studia podyplomowe „Inwestycje w odnawialne źródła energii”. Zyski osiągnięte z komercjalizacji wyników prac i świadczonych usług są przeznaczane na dalsze prace badawcze lub opracowania o charakterze strategicznym (think-tank), wyprzedzające aktualne potrzeby naszych klientów. W ten sposób Instytut działa na rzecz realizacji długookresowych celów społecznych i zadań o charakterze publicznym, związanych z promocją zrównoważonej środowiskowo gospodarki lokalnej i generacji rozproszonej oraz rozwojem i wprowadzaniem na rynek technologii energetyki odnawialnej.

ul. Mokotowska 4/6
00-641 Warszawa
tel./fax: + 48 22 825 46 52
e-mail: biuro@ieo.pl
www.ieo.pl