



KANCELARIA
SENATU

BIURO ANALIZ,
DOKUMENTACJI
I KORESPONDENCJI

Wybrane zagadnienia dotyczące rynku energii odnawialnej w Niemczech

Opracowania
tematyczne

OT-692

WARSZAWA 2023

© Copyright by Kancelaria Senatu, Warszawa 2023

Biuro Analiz, Dokumentacji i Korespondencji

Dyrektor – Agata Karwowska-Sokołowska

tel. 22 694 94 32, fax 22 694 94 28,

e-mail: Agata.Karwowska-Sokolowska@senat.gov.pl

Wicedyrektor – Danuta Antoszkiewicz

tel. 22 694 93 21,

e-mail: Danuta.Antoszkiewicz@senat.gov.pl

Dział Analiz i Opracowań Tematycznych

tel. 22 694 92 04, fax 22 694 94 28

Opracowanie graficzno-techniczne

Centrum Informacyjne Senatu

Dział Wydawniczy

Kancelaria Senatu

styczeń 2023

Wybrane zagadnienia dotyczące rynku energii odnawialnej w Niemczech

1. Wstęp

W latach 50. XX wieku specjaliści od klimatu zaczęli dostrzegać szybkie ocieplanie się atmosfery ziemskiej i poszukiwać jego przyczyn. Naukowcy doszli do wniosku, że jednym z podstawowych powodów jest działalność człowieka, a w szczególności uwalnianie do atmosfery tzw. gazów cieplarnianych, które, unosząc się w powietrzu, nie pozwalają promieniom słonecznym odbitym od powierzchni Ziemi opuścić ziemskiej atmosfery. Konsekwencją tego jest wzrost jej temperatury. Do gazów cieplarnianych zalicza się m.in. dwutlenek węgla (CO_2), metan (CH_4), podtlenek azotu (N_2O) i ozon (O_3). Uznano, że należy przeciwdziałać temu zjawisku, ponieważ brak reakcji doprowadzi do stałego i postępującego ocieplania się klimatu, do pustynnienia coraz większych połaci ziemi oraz topnienia lodu zgromadzonego na biegunach naszej planety. Skutkiem takiego rozwoju sytuacji będzie degradacja środowiska naturalnego i znaczne ograniczenie przestrzeni, na której może żyć człowiek – z jednej strony powiększą się obszary pustynne, a z drugiej podniesie się poziom wody w morzach i oceanach. Nasilą się również gwałtowne zjawiska pogodowe i anomalie klimatyczne, które od jakiegoś czasu już można obserwować.

Źródłem emisji wspomnianych gazów cieplarnianych są zarówno naturalne procesy sejsmiczne czy biologiczne, jak również działalność człowieka – spalanie paliw kopalnych, działalność przemysłowa czy wylesianie dużych połaci ziemi. Uznano, że najpoważniejszym wyzwaniem stojącym przed krajami uprzemysłowionymi jest znalezienie źródeł energii innych niż paliwa kopalne, które emitują podczas spalania duże ilości gazów cieplarnianych. Uwaga naukowców skupiła się na odnawialnych źródłach energii (OZE) – wiatrowej, słonecznej, geotermalnej i z biomasy. Wszystkie te rodzaje energii mają jednak istotny mankament – nie są stale dostępne lub są dostępne w ograniczonej ilości. A ludzie i przemysł potrzebują energii, głównie w formie prądu i ciepła, bez przerwy i w dużych ilościach.

Wspólnota międzynarodowa uznała potrzebę podjęcia konkretnych działań na rzecz ochrony klimatu. Pod patronatem ONZ i innych organizacji międzynarodowych odbyło się szereg konferencji klimatycznych. W 1981 r., w Nairobi odbyła się pierwsza z nich na temat odnawialnych źródeł energii. Opinia publiczna zaczęła być informowana o niepokojących zmianach klimatu wywołanych działalnością człowieka, których główną przyczyną jest emisja do atmosfery gazów cieplarnianych.

Podczas Konferencji Narodów Zjednoczonych na temat Środowiska i Rozwoju, która odbyła się w Rio de Janeiro w 1992 r., podpisano Ramową konwencję Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu¹ (dalej: Konwencja). Od 1995 r. co roku odbywają się sesje konferencji stron tej Konwencji (tzw. szczyty klimatyczne). Trzykrotnie odbyły się w Polsce – w 2008 r. w Poznaniu, w 2013 r. w Warszawie i w 2018 r. w Katowicach. Do najważniejszych zalicza się szczyt w Kioto w 1997 r. i w Paryżu w 2015 r., których wynikiem było podpisanie ważnych dla walki z ociepleniem klimatu porozumień. Protokół z Kioto zobowiązywał kraje uprzemysłowione do redukcji emisji gazów cieplarnianych w latach 2008-2012 o 5% w stosunku do poziomu z 1990 r. Wprowadził też mechanizm handlu emisjami. Został on ratyfikowany przez 191 krajów. Niemcy ratyfikowały ten Protokół w maju 2002 r., a Polska – 7 miesięcy później.

Porozumienie paryskie z 2015 r.² określiło globalny plan działania na rzecz walki z ociepleniem klimatu, przyjmując długoterminowy cel: ograniczenie wzrostu średniej temperatury globalnej do poziomu znacznie niższego niż 2°C powyżej poziomu przedindustrialnego. Podczas tej konferencji państwa zobowiązały się do dążenia do osiągnięcia ogólnego zmniejszenia globalnej emisji gazów cieplarnianych. Cel ten jest bardzo ambitny, rozpisany na wiele lat: redukcja emisji gazów cieplarnianych to jeden z elementów prowadzących do spowolnienia wzrostu temperatury na Ziemi. Jeśli nie podjęto by żadnych działań mających na celu wyraźne zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych w skali całego globu, to w roku 2070 średnia temperatura na Ziemi wzrosłaby o nieco ponad 3°C, a dla mieszkańców miast odczuwalny jej wzrost wyniósłby 7,5°C³. Aby nie dopuścić do takiego rozwoju sytuacji, należy od zaraz podjąć kroki w kierunku zaprzestania emisji gazów cieplarnianych,

1 Dz. U. z 1996 r. nr 53, poz. 238.

2 Dz. U. UE.L.2016.282.4 z dnia 2016.10.19.

3 Dane na podstawie opracowania amerykańskiej Krajowej Akademii Nauk „Future of the human climate niche” z 4 maja 2020 r.

przede wszystkim przy produkcji energii oraz w innych wysoko emisyjnych sektorach gospodarki – przemyśle, mieszkalnictwie (ogrzewanie) i transporcie.

Unia Europejska również włączyła się w walkę z emisją gazów cieplarnianych. W 2003 r. w Unii wprowadzono obowiązkowy system handlu prawami do ich emisji, który wszedł w życie w 2005 r. i dotyczy przedsiębiorstw ze wszystkich państw UE i Europejskiego Obszaru Gospodarczego. W 2015 r. Komisja Europejska przedłożyła projekt strategii ramowej na rzecz unii energetycznej⁴, zakładający stworzenie wewnętrznego unijnego rynku energii. Ma temu służyć m.in. wspierana przez Komisję rozbudowa energetycznych połączeń międzypaństwowych. Integracja rynków energii i wspólne zarządzanie wytworzoną mocą ma przynieść korzyści wszystkim uczestnikom tego rynku i doprowadzić do obniżki kosztów energii elektrycznej. Ta strategia energetyczna jest bardzo korzystna dla Niemiec, które w pewnych okresach (przy silnym wietrze i dużym nasłonecznieniu) mają dużą nadpodaż energii ze źródeł odnawialnych, podczas gdy przy mniej korzystnych warunkach pogodowych muszą dokupować energię za granicą. Zintegrowany europejski rynek energii pozwoliłby naszym zachodnim sąsiadom ograniczyć budowę kosztownych magazynów energii. Rząd niemiecki deklaruje zdecydowane poparcie dla unijnych działań na rzecz ochrony klimatu i uważa, że pozostawienie polityki energetycznej w gestii państw członkowskich może doprowadzić do fiaska ambitnego planu dekarbonizacji gospodarek państw członkowskich UE i ograniczenia przez nie emisji gazów cieplarnianych.

Unia Europejska przyjęła w grudniu 2019 r. program o nazwie Europejski Zielony Ład⁵, który zakłada, że do 2050 r. cała UE osiągnie neutralność klimatyczną netto, czyli będzie emitować tylko tyle dwutlenku węgla, ile pochłania. Szacowane koszty tego programu do roku 2030 to 260 mld euro. Jego kontynuacją jest ogłoszony w lipcu 2021 r. pakiet „Fit for 55”. Jest to zestaw 13 unijnych aktów prawnych, które mają na celu zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych o 55% względem roku 1990, a docelowo prowadzący do osiągnięcia neutralności klimatycznej całej UE w roku 2050. Przewiduje się, że cały proces legislacyjny związany z programem „Fit for 55” zakończy się w 2023 r. Oprócz wspomnianej redukcji emisji gazów cieplarnianych jest tam również zapowiedź roz-

4 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/HTML/?uri=CELEX:52015DC0080> ; COM/2015/080 final.

5 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?qid=1576150542719&uri=COM%3A2019%3A640%3AFIN> ; COM(2019) 640 final.

budowania OZE tak, by w 2030 r. pokrywały 40% unijnego zapotrzebowania na energię oraz zakaz sprzedaży samochodów spalinowych po 2035 roku.

Unijne dotacje przyznawane w ramach polityki klimatycznej spowodowały istotne obniżenie kosztów wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych. Dzięki polityce Komisji Europejskiej, która podjęła kroki na rzecz poprawy dostępu małych producentów prądu do infrastruktury sieciowej i obniżenia kosztów przyłączenia do sieci małych instalacji, coraz większe znaczenie zyskuje produkcja energii z tzw. rozproszonych źródeł – niewielkich instalacji paneli słonecznych, biogazu i biomasy. Dotychczasowe sieci dystrybucyjne prądu musiały zmienić się w dwukierunkowe, które jednocześnie dystrybuują prąd do wielu odbiorców i odbierają nadwyżki prądu od tzw. prosumentów (jednocześnie producentów i konsumentów).

Niemcy podjęły radykalne decyzje dotycząc przejścia na odnawialne źródła energii: od 2011 r. wygaszają swoje elektrownie atomowe (w 2019 r. miały one moc 9,5 GW), a ostatnia z nich miała zostać zamknięta w 2022 r. Do 2038 r. zamierzają zamknąć wszystkie swoje elektrownie i elektrociepłownie opalane węglem, których moc w 2018 r. wynosiła 45,4 GW. Jednocześnie liczą na to, że dążenie Unii do gospodarki zeroemisyjnej będzie dla nich okazją do eksportu rozwiniętych w Niemczech technologii produkcji energii ze źródeł odnawialnych.

2. Ustawodawstwo

We wrześniu 1971 r. rząd federalny przygotował pierwszy ogólnokrajowy plan ochrony środowiska dotyczący problematyki ograniczenia emisji dwutlenku węgla do atmosfery (*Umweltprogramm der Bundesregierung*)⁶. Kolejnym krokiem było uchwalenie w 1976 r. przez parlament ustawy o oszczędności energii (*Energieeinsparungsgesetz*)⁷, która dotyczyła gospodarowania ciepłem w budownictwie. W latach późniejszych jej przepisy były dostosowywane do postępu technologicznego, określając m.in. normy cieplne dla nowo powstających budynków.

7 grudnia 1990 r. uchwalona została ustawa o zasilaniu w energię elektryczną (*Stromeinspeisungsgesetz*)⁸. Nałożyła ona po raz pierwszy

6 <https://dserver.bundestag.de/btd/06/027/0602710.pdf>

7 https://dejure.org/BGBL/1976/BGBL_I_S_1873

8 https://www.eeg-navigator.de/fileadmin/user_upload/downloads/EEGs/Stromeinspeisegesetz.pdf

na dystrybutorów prądu obowiązek kupowania energii ze źródeł odnawialnych, zapłaty za nią według ustalonych na dany rok stawek i wprowadzenia jej do sieci.

W kwietniu 2000 r. została uchwalona ustawa o rozwoju energii odnawialnej (*Gesetz für den Ausbau Erneuerbarer Energien, EEG*)⁹. Regulowała ona m.in. promowanie rozwoju technologii wytwarzania prądu ze źródeł odnawialnych, działania na rzecz obniżenia kosztów produkcji i dostarczania energii, ograniczanie wykorzystywania paliw kopalnych w energetyce, zrównoważony rozwój dostarczania energii ze źródeł odnawialnych. W ustawie tej został określony docelowy udział procentowy energii wytworzonej ze źródeł odnawialnych – na 40%-45% w roku 2025 i 65% w roku 2035. Wprowadziła ona zasadę tzw. premii rynkowych dla producentów czystej energii, których wysokość była uzależniona od technologii i lokalizacji instalacji wytwarzającej energię elektryczną. W konsekwencji, jeśli ustawowe premie nie pokrywają kosztów wytworzenia energii, różnicę pokrywa odbiorca końcowy, płacąc drożej za zużyty prąd – ta ustalana corocznie od 2003 r. opłata nosi nazwę *EEG-Umlage*. W praktyce wysokość premii dla producentów jest stale obniżana, co ma ich skłonić do ciągłego inwestowania w bardziej ekonomiczne i wydajne urządzenia.

W 2008 r. uchwalona została ustawa o wsparciu energii odnawialnej w ciepłownictwie (*Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich*)¹⁰. W myśl jej przepisów od 2009 r. wszystkie nowe budynki muszą pokrywać część swego zapotrzebowania na ciepło ze źródeł odnawialnych (fotowoltaika, pompy ciepła, opalanie pelletem). Starsze budynki remontuje się tak, aby ograniczyć ich zapotrzebowanie na energię cieplną poprzez ich ocieplenie, wymianę okien na energooszczędne, wymianę pieców grzewczych na mniej emisyjne lub podłączenie do sieci centralnego ogrzewania.

W 2009 r. została uchwalona ustawa o rozbudowie sieci energetycznej (*Energieleitungsbaugesetz*)¹¹, której celem jest przyspieszenie administracyjnego procesu udzielania zezwoleń na budowę sieci wysokiego napięcia. Są one niezbędne, by przesyłać w głąb kraju prąd wytworzony w farmach wiatrowych na morzu i w północnych landach, gdzie panują znacznie korzystniejsze warunki wietrzne dla produkcji energii przez wiatraki. Z kolei południe Niemiec jest bardziej zindustrializowane i tam trzeba dostarczyć energię wytworzoną na północy kraju.

9 http://www.energieberater-bayern.de/download/eeg_2000_04.pdf

10 https://dejure.org/BGBL/2008/BGBL_I_S._1658

11 <https://www.buzer.de/gesetz/9003/index.htm>

W lipcu 2016 r. niemiecki parlament uchwalił ustawę o rozwoju rynku energii (*Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes*)¹². Likwidowała ona taryfy gwarantowane dla producentów prądu na rzecz ustalania ceny energii w przetargach. Odtąd, to producenci zabiegają o to, by jak najtaniej wytwarzać prąd i dzięki temu wygrywać ogłaszane przetargi na dostarczanie prądu do sieci.

W tym samym roku (2016) rząd federalny przedstawił „Plan ochrony klimatu 2050” (*Klimaschutzplan 2050*)¹³. Republika Federalna Niemiec stała się więc jednym z pierwszych krajów, który opracował i przekazał do ONZ własną długoterminową strategię ochrony klimatu, realizującą główne założenie porozumienia paryskiego – ograniczenie emisji gazów cieplarnianych.

W grudniu 2019 r. została uchwalona ustawa o ochronie klimatu (*Klimaschutzgesetz*)¹⁴. Określa ona szczegółowo, ile CO₂ mogą wyprodukować w latach 2020-30 najbardziej emisyjne sektory gospodarki: energetyka, przemysł, budownictwo, transport i rolnictwo. Odpowiedzialność za ograniczenie emisji w tych sektorach ponosić będą właściwi ministrowie. W razie niewykonania założonego planu będą oni zobowiązani do szybkiego przedstawienia sposobu jego zrealizowania.

3 lipca 2020 r. niemiecki parlament uchwalił ustawę o wyjściu z węgla (*Kohleausstiegsgesetz*)¹⁵. Określa ona harmonogram wygaszania elektrowni na węgiel brunatny (w latach 2028-38), a co za tym idzie – również kopalni tego surowca. Jest to zadanie trudne ze względów politycznych, ponieważ w sektorze węgla brunatnego pracuje około 70 tysięcy ludzi. W 2019 r. elektrownie węglowe dysponowały mocą 38,5 GW energii, a w roku 2030 ma to być tylko 17 GW (elektrownie na węgiel brunatny – 9 GW, na węgiel kamienny – 8 GW). Ustawa zapewnia rekompensaty dla operatorów zamykanych elektrowni i pracowników kopalni oraz 40 mld euro z budżetu na rewitalizację regionów wydobywania węgla. Środki te będą mogły być przeznaczone na projekty infrastrukturalne, rozwój transportu publicznego, ochronę środowiska i krajobrazu.

Wygazanie elektrowni węglowych jest zasadniczym elementem niemieckiej polityki dekarbonizacji gospodarki. Energetyka u naszych zachodnich sąsiadów w 2018 r. odpowiadała za 36% ogólnej emisji gazów cieplarnianych; ponad 2/3 tej emisji pochodzi z elektrowni węglowych. Ustawa o wyjściu z węgla przewiduje, że wygaszanie elektrowni

12 https://dejure.org/BGBI/2016/BGBI_I_S._1786

13 <https://www.bmuv.de/download/klimaschutzplan-2050>

14 <https://www.gesetze-im-internet.de/ksg/BJNR251310019.html>

15 <https://www.gesetze-im-internet.de/kohleausg/Kohleausstiegsgesetz.pdf>

węglowych będzie się odbywało na zasadzie aukcji – operatorzy będą mogli się ubiegać o rekompensatę, której wysokość będzie co roku spadać – z poziomu 165 tysięcy euro za 1 MW w 2020 r. do 49 tysięcy euro za 1 MW w roku 2026. Od 2027 r. rekompensaty takie nie będą przyznawane. Ten system sprawia, że operator, który wcześniej zdecyduje się na zamknięcie elektrowni, otrzyma większą rekompensatę. Z kolei ci operatorzy elektrowni, którzy będą chcieli dłużej produkować energię elektryczną z węgla, takiej rekompensaty mogą w ogóle nie dostać. Zamykanie elektrowni węglowych będzie nadzorowała Federalna Agencja ds. Sieci¹⁶.

3. Dekarbonizacja

W całej Unii Europejskiej przeprowadzana jest dekarbonizacja gospodarek, określana jako transformacja energetyczna. Jej celem jest ochrona klimatu, głównie poprzez rezygnację ze spalania paliw kopalnych w energetyce, działania na rzecz ogólnego zmniejszenia zużycia energii oraz rozwój wytwarzania prądu ze źródeł odnawialnych. Szereg państw europejskich wygasza produkcję energii elektrycznej i ciepłej z węgla. Jako pierwsza, w 2016 r., odeszła od spalania węgla Belgia. W kwietniu 2020 r. dołączyły do niej Austria i Szwecja. Do roku 2030 produkcję energii z węgla zamierzają zakończyć: Francja (2022), Słowacja (2023), Portugalia (2023), Wielka Brytania (2025), Irlandia (2025), Włochy (2025), Grecja (2028), Holandia (2029), Finlandia (2029), Węgry (2030) oraz Dania (2030)¹⁷. Niemcy, jak zostało to wspomniane wcześniej, zapowiedziały zamknięcie ostatniej elektrowni węglowej na rok 2038. Polska – zgodnie z wypowiedziami Ministra Aktywów Państwowych, Jacka Sasina – zamierza wykorzystywać węgiel w energetyce nawet do roku 2060¹⁸.

Dekarbonizacja jest dla Niemiec poważnym wyzwaniem, ponieważ ich miks energetyczny¹⁹ w dużym stopniu opiera się na węglu – krajowym brunatnym i importowanym kamiennym (dwie ostatnie kopalnie węgla kamiennego zostały zamknięte pod koniec 2018 r.). Całkowita emisja

16 Federalna Agencja ds. Sieci (niem. *Bundesnetzagentur*) jest niemieckim urzędem regulacyjnym ds. rynków energii elektrycznej, gazu, telekomunikacji, poczty i kolei.

17 Dane na podstawie artykułu <https://gramwzielone.pl/trendy/102884/kolejny-kraj-w-europie-zakonczyl-produkcje-energii-z-weglaz-2020-r>.

18 Na podstawie wywiadu z min. Jackiem Sasinem z dnia 3 sierpnia 2020 r. <https://forsal.pl/biznes/energetyka/artykuly/7789276,wywiad-jacek-sasin-odchodzimy-od-węgla-kres-węgla-najpóźniej-w-2060-pgg.html>

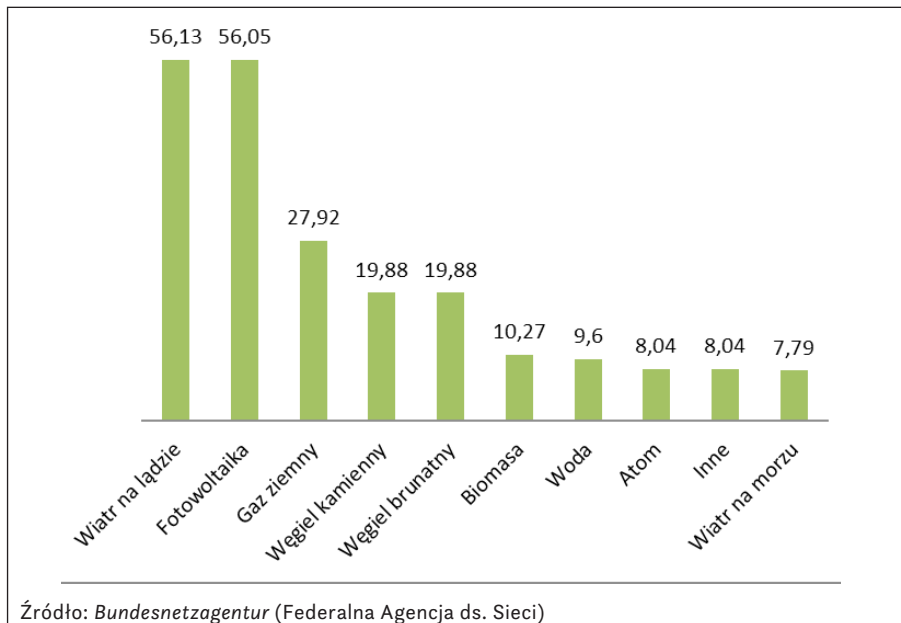
19 Termin ten określa strukturę źródeł wytwarzania energii.

gazów cieplarnianych w Niemczech w 2021 r., mierzona w ekwiwalencie CO₂, wyniosła 762 mln ton. Jest to o 480 mln ton, czyli o 38,7 % mniej niż w roku odniesienia (1990), kiedy to emisje gazów cieplarnianych wyniosły w Niemczech 1,242 mld ton ekwiwalentu CO₂. Cel określony w federalnej ustawie o ochronie klimatu (*Bundes-Klimaschutzgesetz*)²⁰ z grudnia 2019 r. to redukcja emisji gazów cieplarnianych o 65% do roku 2030. Największym emitentem dwutlenku węgla jest energetyka (ok. 32% całości), głównie spalanie węgla brunatnego. Kluczowym działaniem na rzecz osiągnięcia założonych celów redukcji emisji CO₂ jest całkowita rezygnacja ze spalania węgla w celu produkcji prądu i ciepła. Tymczasem Niemcy są największym w Europie producentem i konsumentem węgla brunatnego i drugim (po Polsce) konsumentem węgla kamiennego. Po wygaszeniu wszystkich niemieckich elektrowni atomowych znaczenie węgla w miksie energetycznym jeszcze wzrośnie, gdyż wraz z gazem będą to jedyne niezależne od pogody i pory dnia stabilne źródła prądu.

Z kolei po zamknięciu elektrowni węglowych głównymi źródłami prądu będą OZE oraz elektrownie gazowe. Gaz ziemny należy co prawda do kopalnych źródeł energii, ale podczas spalania emituje znacznie mniej gazów cieplarnianych niż węgiel. W okresie przejściowym, gdy wyłączone zostaną wszystkie bloki elektrowni atomowych, a następnie elektrownie węglowe, to właśnie gaz ma być tym surowcem, który będzie w stanie zapewnić wyrównanie ewentualnych niedoborów mocy. Elektrownie gazowe mają wtedy być w stanie pokryć do 40% krajowego zapotrzebowania na prąd. Prawie cały potrzebny w niemieckiej gospodarce gaz ziemny musi być importowany – głównie z Rosji i Norwegii; gaz wydobyty w kraju pokrył w 2020 r. zaledwie 6% zapotrzebowania. W 2020 r. Niemcy sprowadziły z Rosji 56 mld m³ gazu ziemnego, przy krajowym zużyciu 87 mld m³ – gaz z Rosji stanowił ponad 60% całkowitego importu gazu. W 2021 r. import gazu z Rosji wyniósł 46 mld m³; było to około 55% krajowego importu błękitnego paliwa. Sytuacja na rynku gazu ziemnego w Niemczech zaostrzyła się w 2021 r., kiedy to znacznie wzrosły jego ceny. W 2022 r. dostawca rosyjskiego gazu do Niemiec, firma Gazprom, stopniowo ograniczał dostawy gazu ziemnego do Europy gazociągiem Nord Stream 1, a ostatecznie, z końcem sierpnia 2022 r., całkowicie je wstrzymał. Odbierane było to jako sankcja za brak certyfikacji gazociągu Nord Stream 2, który – choć ukończony – nie mógł przesyłać gazu do Niemiec. Niemcy stanęły w obliczu problemów z zaopatrzeniem w gaz przed nadchodzącą zimą, a jest on potrzebny zarówno dla przemysłu, jak i dla gospodarstw domowych,

20 <https://www.gesetze-im-internet.de/ksg/BJNR251310019.html>

Wykres 1. Zainstalowana moc niemieckich elektrowni w 2021 r. (w GW)



na które przypada po ok. 35% całkowitego zużycia gazu. Rząd kanclerza Olafa Scholza, szukając wyjścia z tej trudnej sytuacji, zakupił m.in. 4 pływające terminale gazowe, by móc uzupełnić brak gazu z Rosji gazem skroplonym sprowadzanym drogą morską.

26 września 2022 r. miało miejsce kilka wybuchów ładunków podwodnych, które uszkodziły trzy z czterech nitek gazociągu Nord Stream (jedna z dwóch nitek NS2 pozostała nieuszkodzona). Wybuchy były na tyle silne, że zostały odnotowane przez szwedzkie i duńskie stacje sejsmiczne. Ocenia się, że wybuchy te były aktem sabotażu.

Odejście od spalania węgla jest dla rządzących poważnym wyzwaniem także z innego powodu – obok ochrony środowiska musi uwzględnić zmiany w zatrudnieniu związane z transformacją strukturalną regionów, dla których sektor węgla brunatnego był dotychczas ważnym sektorem gospodarki. Landy Nadrenia Północna-Westfalia, Saksonia i Brandenburgia będą potrzebowały znaczących środków na wsparcie rozwoju gospodarczego po likwidacji kopalń i elektrowni.

W 2017 r. rząd federalny uruchomił program na rzecz czystego powietrza (*Sofortprogramm Saubere Luft*), który miał wspomóc gminy w działaniach na rzecz poprawy jakości powietrza. Przewiduje on dofinansowanie przedsięwzięć proekologicznych, takich jak zakup autobusów elektrycznych oraz działań na rzecz upowszechnienia korzystania z komunikacji publicznej i rowerów.

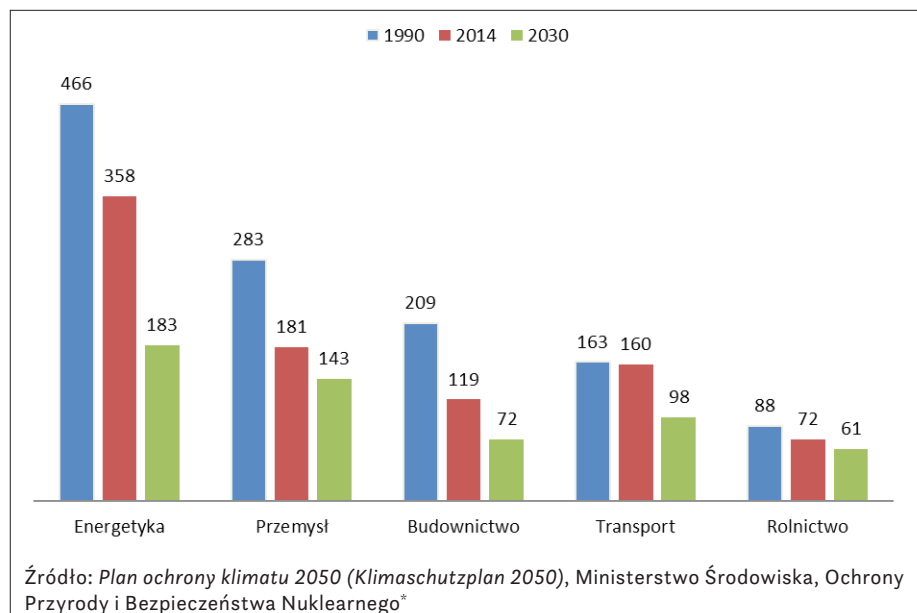
W październiku 2019 r. rząd federalny przyjął Program Ochrony Klimatu 2030 (*Klimaschutzprogramm 2030*)²¹, który wskazuje cele redukcji emisji CO₂ w wysokoemisyjnych sektorach gospodarki (p. Wykres 2). W dokumencie tym uwzględniono wprowadzony w 2005 r. w Unii Europejskiej system handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych. System przydzielania państwom członkowskim uprawnień do emisji CO₂ ma prowadzić do redukcji emisji gazów cieplarnianych, poprzez konieczność uwzględnienia ceny zakupu certyfikatów emisji w kosztach produkcji energii i wyrobów przemysłowych. Sprawia to, że wysokoemisyjna działalność jest droższa niż w przypadku wykorzystania bezemisyjnych alternatyw. Środki ze sprzedaży uprawnień przez państwa przedsiębiorstwom są przychodem budżetów, z przeznaczeniem na cele klimatyczne. Pula emitowanych certyfikatów z roku na rok maleje. Nadmiarowe certyfikaty trafiają na specjalną giełdę, gdzie mogą zostać kupione przez te przedsiębiorstwa, które ich potrzebują, po cenie rynkowej. Obecnie (październik 2022 r.) cena certyfikatów na specjalnej giełdzie wynosi ok. 67 euro za tonę emisji CO₂, podczas gdy oficjalna cena rośnie stopniowo od 25 euro za tonę w roku 2021 do 55 euro za tonę w roku 2025; potem mają być sprzedawane na aukcjach. Nierealizowanie działań na rzecz dekarbonizacji gospodarki ma swoje konsekwencje finansowe i może postawić pod znakiem zapytania opłacalność produkcji wielu dóbr, takich np. jak stal czy cement. Do roku 2030 emisje gazów cieplarnianych w Niemczech mają zostać zredukowane średnio o 52% w stosunku do roku 1990. Jeśli te zamierzenia zostaną zrealizowane, to przyjęty w Programie Ochrony Klimatu 2030 plan redukcji emisji CO₂ o 55% zostanie wykonany w 95%. W ramach tego programu dofinansowane mają być m.in. wymiana pieców w gospodarstwach indywidualnych na bardziej ekologiczne oraz dopłaty do zakupu samochodów elektrycznych. Koszty realizacji tego programu zostały oszacowane na 54 mld euro do końca 2023 r. oraz około 100 mld euro do 2030 r.

Wzrost cen uprawnień do emisji CO₂ oraz szybki rozwój OZE, głównie wiatraków i fotowoltaiki, sprawiły, że węgiel zaczął tracić swoją wiodącą pozycję w miksie energetycznym na rzecz OZE i gazu ziemnego. Rozwój technologii związanych z OZE doprowadził do spadku cen prądu wytwarzanego w sposób ekologiczny²².

21 <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/massnahmen-programm-klima-1679498>

22 Źródło: Artykuł redakcyjny portalu Gramyzielone.pl, 2.01.2020 r., <https://gramyzielone.pl/trendy/102186/niemcy-zrobili-kolejny-krok-w-energielowde-nowy-rekord>

Wykres 2. Cele redukcji emisji gazów cieplarnianych w Niemczech do roku 2030 (w mln ton ekwiwalentu CO₂)



*<https://www.bmu.de/themen/klima-energie/klimaschutz/nationale-klimapolitik/klimaschutz-plan-2050/>

W 2021 r. najwięcej emisji CO₂ pochodziło z energetyki – 32%, głównie ze spalania węgla, i to tutaj trzeba szukać oszczędności. Powyższy wykres przedstawia zaplanowane w Programie wartości redukcji emisji CO₂ we wspomnianych pięciu wysokoemisyjnych branżach.

4. Rezygnacja z elektrowni atomowych

Pierwszy reaktor atomowy produkujący prąd na potrzeby energetyki uruchomiono w Niemczech w 1962 r. Już w latach 70. pojawiły się grupy protestujące przeciwko takim reaktorom, głównie ze względu na brak rozwiązania problemu składowania powstających w nich odpadów radioaktywnych. Ich działalność doprowadziła w 1979 r. do powstania Partii Zielonych, która ma znaczne i rosnące poparcie w społeczeństwie niemieckim (od 1983 r. ma nieprzerwanie swoich reprezentantów w Bundestagu). Katastrofy w elektrowniach atomowych na świecie (Three Mile Island w USA w 1979 r., Czarnobyl na Ukrainie w 1986 r. i japońska Fukushima w 2011 r.) tylko umacniały stanowisko przeciwników energetyki jądrowej.

Po raz pierwszy rząd niemiecki podjął decyzję o „wyjściu z atomu” w 2000 r., zapowiadając wygaszenie ostatnich reaktorów na 2022 r. W roku 2014 przedłużono czas eksploatacji reaktorów atomowych do roku 2024. Jednak po awarii w japońskiej elektrowni w Fukushima (w marcu 2011 r.) zdecydowano o przyspieszeniu tego procesu – podjęto wtedy decyzję o natychmiastowym wyłączeniu 8 z 19 reaktorów atomowych, a ostatnie 3 działające elektrownie atomowe miały zostać wygaszone z końcem 2022 r. Decyzja ta cieszyła się wtedy (w 2011 r.) poparciem 80% społeczeństwa, jednak poparcie to stopniowo spadało do ok. 55% w 2021 r. W roku 2020 w Niemczech pracowało już tylko 6 reaktorów komercyjnie wytwarzających prąd. W roku 2021 sześć działających jeszcze niemieckich elektrowni atomowych wprowadziło do sieci 66,8 TWh energii, czyli 11,4% całości energii elektrycznej wytworzonej w tym kraju. Tymczasem kryzys na rynku energetycznym, spowodowany spadkiem dostaw rosyjskiego gazu do Niemiec oraz stosunkowo niskim wypełnieniem zbiorników gazu przed zimą 2022/23, wywołał dyskusję na temat sposobów zaopatrzenia niemieckich gospodarstw domowych i przedsiębiorstw w energię podczas zimy 2022-23. W tej sytuacji podnoszą się głosy ekspertów i polityków, że należy przedłużyć funkcjonowanie ostatnich trzech niemieckich elektrowni jądrowych o mocy 4,3 GW przynajmniej do końca nadchodzącego sezonu grzewczego, a najbardziej radykalne głosy mówią o dalszych 5 latach działania tych elektrowni. Również sondaże opinii publicznej pokazują zmianę nastawienia Niemców do wyłączenia podczas nadchodzącej zimy ostatnich reaktorów jądrowych. W badaniu z lipca 2022 r. 70% ankietowanych opowiedziało się za ich utrzymaniem. Istnieje obawa, że gdy będzie brakować gazu do ogrzewania mieszkań i domów, Niemcy zaczną się dogrzewać za pomocą prądu elektrycznego. Wtedy każde jego źródło, a niemieckie reaktory dostarczają ok. 6% całości wytwarzanej energii elektrycznej, będzie bardzo ważne, by nie doszło do wystąpienia lokalnych przerw w dostawach prądu (tzw. blackoutów).

Zgodnie z postanowieniami dyrektywy Rady 2011/70/EURATOM z 19 lipca 2011 r.²³, ustanawiającej ramy wspólnotowe w zakresie odpowiedzialnego i bezpiecznego gospodarowania wypalonym paliwem jądrowym i odpadami promieniotwórczymi, parlament niemiecki uchwalił w 2013 r. ustawę o poszukiwaniu i wyborze końcowego składowiska odpadów promieniotwórczych (*Gesetz zur Suche und Auswahl eines Standortes für ein Endlager für Wärme entwickelnde radioaktive*

23 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=celex%3A32011L0070>

Abfälle)²⁴. Przewiduje ona, że do 2031 r. ma zostać wskazana lokalizacja takiego składowiska. Na jego poszukiwanie przewidziano w ustawie prawie 2 mld euro.

W branży energetyki jądrowej zatrudnionych jest u naszego zachodniego sąsiada około 40 tysięcy osób. Po wygaszeniu ostatnich reaktorów większość z nich utrzyma zatrudnienie przy demontażu tych elektrowni i przy budowie składowiska odpadów radioaktywnych. Rozbiórka i utylizacja pozostałości po elektrowni jądrowej to przedsięwzięcie długotrwałe – zajmuje od 15 do 20 lat²⁵. Kosztów takiej operacji nie da się precyzyjnie określić, bo jeszcze nigdy nie miało to miejsca na tak dużą skalę; szacuje się, że w zależności od wielkości likwidowanej elektrowni atomowej koszty jednostkowe mogą wynieść od 0,5 do 1 mld euro.

Niemieckie „wyjście z atomu” ma poważne konsekwencje:

- dla operatorów elektrowni atomowych i udziałowców, którzy nie osiągną planowanych zysków,
- dla gmin, które nie otrzymają zakładanych wpływów podatkowych,
- dla instytucji finansowych, w tym funduszy emerytalnych, które inwestowały środki swoich członków w akcje elektrowni atomowych, a teraz będą musiały znaleźć inne możliwości ich inwestowania.

Z drugiej strony, jak podkreślają eksperci, budowa elektrowni jądrowej wymaga bardzo dużych nakładów środków. Jednak, gdy taka elektrownia zacznie wytwarzać prąd, to jest on stosunkowo tani. Wygaszanie od 2011 r. elektrowni atomowych i zastępowanie ich innymi źródłami wytwarzania prądu spowodowało – według szacunków ekspertów – wzrost ceny prądu o 4%. Atom jako paliwo w elektrowniach nie emituje dwutlenku węgla, więc jest dobrym narzędziem dekarbonizacji. Niemiecka rezygnacja z energetyki atomowej była odpowiedzią na ówczesne nastroje społeczne. Konsekwencją tej decyzji jest wzrost emisji CO₂ o około 36 mln ton rocznie, co jest sprzeczne z realizowaną w tym samym czasie polityką dekarbonizacji gospodarki. Jednak zdecydowanie negatywne nastawienie dużej części społeczeństwa niemieckiego do atomu sprawia, że los elektrowni jądrowych jest w dłuższej perspektywie czasowej przesądzony. We Francji, której energetyka jest oparta o atom, ilość emitowanego do atmosfery CO₂ jest osiem razy

24 https://dejure.org/BGBl/2013/BGBl._I_S._2553

25 Popławski K., Bajczuk R. *Niemcy: Ukryte koszty wyjścia z atomu*, w: Komentarze OSW, 25.06.2015 r.

niższa niż w Niemczech, gdzie energia wytworzona z paliw kopalnych (węgla kamiennego i brunatnego oraz gazu) stanowi około połowy miksu energetycznego.

Dlatego należy zauważyć, że likwidacja elektrowni atomowych zwiększa problemy związane z dekarbonizacją niemieckiej gospodarki. Zmieni się to dopiero po uzyskaniu odpowiednich i stabilnych ilości prądu z OZE. Tymczasem zarówno ONZ, jak i Parlament Europejski podkreślają w swoich dokumentach bardzo ważną rolę zeroemisyjnej energetyki atomowej w dekarbonizacji energetyki. Odpowiednio zabezpieczone i składowane odpady radioaktywne są znacznie mniej niebezpieczne dla człowieka od pozostałości po przemysłowym spalaniu węgla (żużel i pyły), zawierających szereg substancji toksycznych, wśród nich arsen, rtęć, kadm, ołów i wiele innych²⁶.

5. Odnawialne źródła energii

Do odnawialnych źródeł energii zalicza się: wiatr (turbiny na lądzie i morzu), słońce (fotowoltaika), biomasę (biogaz, biomasa stała, odpady), wodę i geotermię.

Wiatr – energia wiatru jest wykorzystywana przez człowieka już od stuleci. Kiedyś były to wiatraki zbożowe i pompujące wodę, a dziś energię wiatru wykorzystuje się do generacji prądu elektrycznego. Wiatr porusza śmigło turbiny, dzięki czemu w generatorze powstaje prąd, który – po uzyskaniu odpowiednich parametrów – zostaje wprowadzony do sieci. Turbiny wiatrowe powinny być instalowane w miejscach, gdzie wiatry są silne i stałe.

Fotowoltaika – energia promieni słonecznych jest wykorzystywana do podgrzewania wody (kolektory termiczne) lub do produkcji prądu elektrycznego (ogniwa fotowoltaiczne).

Geotermia wykorzystuje wymianę ciepła między gorącymi wodami lub skałami głębinowymi (do kilku km pod powierzchnią ziemi) a tzw. medium, które jest wtłaczane pod ziemię, tam ogrzewa się, a następnie wraca na powierzchnię. W zależności od temperatury źródła podziemnego gorące medium stosuje się do produkcji energii elektrycznej (gdy źródło ma ponad 150°C) lub w celach grzewczych (w przypadku źródeł o niższych temperaturach).

Biomasa – granulki powstałe ze sprasowania odpadów roślinnych, np. słomy lub trocin drzewnych. Ich spalanie jest źródłem ciepła

26 <http://www.atom.edu.pl/index.php/ekologia/odpady-a-srodowisko.html>

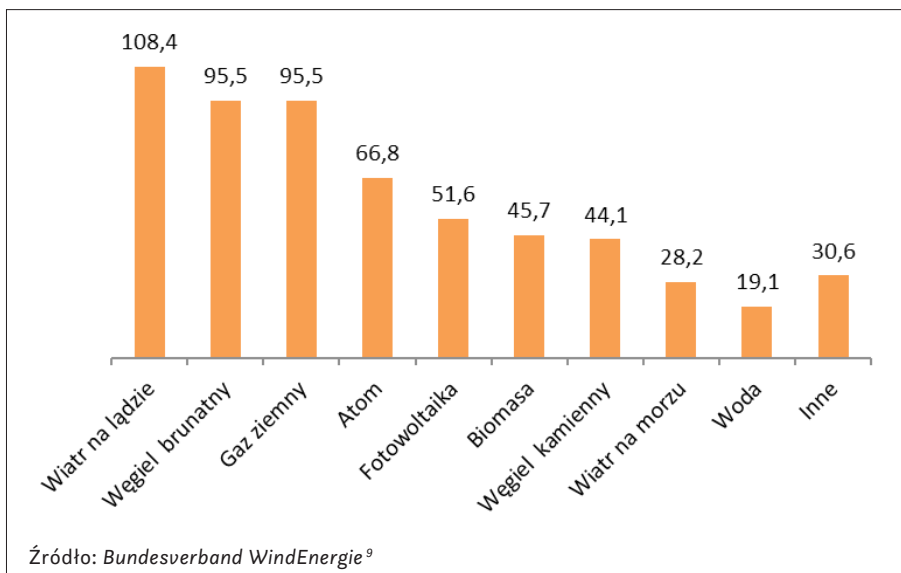
wykorzystanego do celów grzewczych lub do produkcji prądu elektrycznego. Ilość CO₂ wyemitowana podczas spalania pelletu jest zbliżona do tej, którą rośliny te zaabsorbowały w trakcie wegetacji.

Woda – w wyniku spiętrzenia wód rzeki za pomocą zapory powstaje sztuczny zbiornik wodny. Spuszczana z niego woda jest kierowana na turbiny i jej energia kinetyczna jest w generatorze zamieniana na prąd elektryczny.

W Europie na koniec 2021 r. zainstalowane były turbiny wiatrowe o mocy 236 GW, które wyprodukowały 437 TWh czystej energii, co pokryło 14% ogólnego zapotrzebowania na prąd na naszym kontynencie. Europejskim liderem w tej dziedzinie są Niemcy, które miały zainstalowane w 2021 r. 63,65 GW mocy elektrowni wiatrowych, wyprzedzając Hiszpanię (28 GW) i Wielką Brytanię (26 GW). Międzynarodowa Agencja Energii (IEA) szacuje, że wiatr stanie się najważniejszym źródłem prądu w Europie jeszcze przed rokiem 2030.

W Niemczech w 2021 r. wytworzono z odnawialnych źródeł energii 467,3 TWh energii; 50% tej ilości stanowiła energia elektryczna (234 TWh), 43% (199 TWh) powstało na potrzeby ciepłownictwa, a 7% (34 TWh) to paliwa biogenne wykorzystywane w transporcie. Taka ilość energii wyprodukowanej z OZE pozwoliła zapobiec emisji 221 mln ton ekwiwalentu CO₂. W 2021 r. produkcja prądu z OZE była o 0,6% mniejsza niż rok wcześniej, głównie ze względu na niekorzystne warunki wietrzne (2020 r. był pod tym względem wyjątkowo udany). Łączna zainstalowana

Wykres 3 : Produkcja prądu w Niemczech w 2021 r. według źródeł (w TWh)



moc lądowych farm wiatrowych do 2030 r. ma wynieść około 70 GW, a farm paneli fotowoltaicznych – 98 GW, przy czym całkowite roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną w 2021 r. w Niemczech wyniosło 505 TWh.²⁷

W 2021 r. energia ze źródeł odnawialnych stanowiła 41,4% całości zużytej w Niemczech energii elektrycznej, o 4% mniej niż w 2020 r. W ciepłownictwie udział energii z OZE wzrósł w stosunku do roku poprzedniego bardzo wyraźnie (o prawie 24%) do poziomu 38,4%, a w transporcie wzrósł o 1 punkt procentowy, osiągając 6,6%.

W Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE²⁸ z 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, docelowy udział OZE w miksie energetycznym w 2020 r. został określony dla Niemiec na 18%. Niemcy sami określili swój cel na rok 2030 w §1 Ustawy o rozwoju energii odnawialnych (EEG) – to 65% udziału energii z OZE w całkowitym zużyciu energii.

Najwięcej zielonej energii w Niemczech w 2021 r. wyprodukowały elektrownie wiatrowe. Na koniec roku pracowało ich 29 731 (28 230 na lądzie i 1 501 na morzu). Ich całkowita moc wynosiła 63,83 GW, z czego 56,13 GW na lądzie i 7,8 GW na morzu. W ciągu całego 2021 r. wyprodukowały one 136,4 TWh energii²⁹ (108,4 TWh – lądowe i 28 TWh – morskie), co stanowi 52,7% całości prądu wyprodukowanego z OZE. W 2021 r. niemieckie elektrownie wiatrowe zapobiegły wyemitowaniu do środowiska 87 mln ton ekwiwalentu CO₂. Obserwowane od 2018 r. spowolnienie przyrostu mocy siłowni wiatrowych na lądzie może sprawić, że cele wyznaczone na 2030 r. (30% udziału energii z OZE) nie zostaną osiągnięte. W ciągu 10 lat – od roku 2009 do 2019 – wzrost wyniósł 6,2% (z 10,9% do 17,1%), więc w ciągu następnych 11 lat powinien wynieść prawie 13%. Specjaliści z branży uważają, że jest to wielkie wyzwanie, którego nie da się zrealizować bez odważnych decyzji politycznych.

Coraz więcej nowych instalacji OZE w Niemczech nie otrzymuje dotacji do wytwarzanego prądu, są więc normalnym konkurentem rynkowym dla energii wytwarzanej w tradycyjnych elektrowniach. Początkowo inwestycje w OZE korzystały ze wsparcia rządowego w formie tzw. taryf gwarantowanych – określonych cen zakupu energii wytworzonej z OZE. Od 2014 r. Niemcy zaczęły przechodzić stopniowo na system

27 *Bundesverband WindEnergie* (Federalne Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej) jest największym (liczącym 20 tysięcy członków) niemieckim stowarzyszeniem działającym na rzecz rozwoju energetyki wiatrowej.

28 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=celex%3A32009L0028>

29 Dla porównania – całkowite roczne zapotrzebowanie Polski na energię elektryczną to około 170 TWh.

przetargowy, który stał się obowiązkowy od 2017 r. Cena energii kupowanej od producentów jest ustalana na zasadzie przetargu ich ofert. Przetargi te są przejawem urynkowania energii z OZE i mają prowadzić do spadku jej ceny. W 2017 r. pojawiły się pierwsze oferty dostaw energii ze źródeł odnawialnych bez dopłat rządowych. Jest to efekt wzrostu wydajności urządzeń, dzięki któremu koszty ich produkcji i obsługi są niższe. Spadek hurtowych cen energii i zapotrzebowania na energię elektryczną u naszego zachodniego sąsiada (podobnie jak w całej Europie) sprawiły, że wyraźnie obniżyła się opłacalność produkcji prądu w elektrowniach konwencjonalnych.

Tabela 1. Wzrost cen prądu dla odbiorców indywidualnych w Niemczech

Rok	2010	2012	2014	2016	2018	2019	2020	2021
Cena (w c/kWh)	23,69	25,89	29,14	28,70	29,42	30,43	31,47	33,40

Źródło: dane Federalnego Ministerstwa Gospodarki i Energii

Ceny za energię elektryczną dla konsumentów w Niemczech należą do najwyższych w Unii Europejskiej (wyższe są jedynie w Danii). Na cenę prądu dla odbiorcy końcowego składają się koszty jego wytworzenia i dostawy, opłaty sieciowe, podatki, marża i opłata dystrybucyjna. Podatki stanowią aż 57% ceny końcowej prądu. W Niemczech przy niskiej cenie hurtowej prądu jego cena dla odbiorców jest bardzo wysoka, za co odpowiedzialne są opłaty na rzecz rozwoju OZE. Dla porównania – cena 1 kWh prądu w Polsce wynosi około 14 eurocentów.

6. Elektrownie wiatrowe na lądzie

W 1984 r. niemiecka firma Enercon opracowała pierwszą produkowaną seryjnie elektrownię wiatrową. W 1987 r. powstała pierwsza niemiecka farma wiatrowa na lądzie. Składała się z 30 urządzeń o mocy od 25 do 55 kW. Podłączono ją do sieci dopiero w 1991 r. Rocznie farma ta dostarczała 2 GWh energii elektrycznej. Siłownie wiatrowe montowane na lądzie w 1998 r. miały średnio 63 m wysokości i moc 790 kW. W 2021 r. średnia wysokość wiatraka przyłączonego do sieci w Niemczech wynosiła 206 m, a jego moc – 3,98 MW.

Energia wiatrowa ma podstawowe znaczenie dla niemieckiej transformacji energetycznej. Do 2010 r. elektrownie wiatrowe były budowane wyłącznie na lądzie. Farmy takie miały stosunkowo niewielką moc rzędu 2-3 MW. Ich wznoszenie na lądzie rozwijało się bardzo dynamicznie

do 2017 r., kiedy to przyłączono do sieci elektrownie wiatrowe o mocy 4,9 GW. W kolejnych latach nastąpił bardzo widoczny spadek liczby uruchamianych nowych turbin wiatrowych, szczególnie na łądzie. W roku 2017 oddano ich do użytku 1792, w roku 2018 – 740, w 2019 r. tylko 325, w roku 2020 – 420, a w roku 2021 – 484. Jeśli sytuacja z oddawaniem do użytku nowych elektrownie wiatrowe nie zmieni się diametralnie, to powstałego w ten sposób ubytku mocy nie da się zastąpić prądem z innych OZE, bo osiągnięcie celów określonych w porozumieniu paryskim wymaga przyłączania w Niemczech co roku 5,5 GW energii z instalacji wiatrowych. Załamanie się koniunktury w budowie siłowni wiatrowych na łądzie odbiło się również na zatrudnieniu – w 2018 r. w RFN pracowało w tej branży nieco ponad 160 tysięcy pracowników, a na początku 2020 r. liczba ta spadła do 125 tysięcy.

Jakie są przyczyny spadku liczby instalowanych nowych turbin? Od 2018 r. branża wskazuje na trudności związane z lokalizacją nowych projektów na łądzie, szczególnie w miejscach o dobrych parametrach wietrznych. Problemem są także długotrwałe procedury związane z uzyskiwaniem pozwoleń. Branża zwraca uwagę na powstawanie lokalnych inicjatyw obywatelskich (jedne źródła twierdzą, że jest ich prawie 1000, a inne ustaliły, że aktywnych inicjatyw jest 290), przeciwnych budowie farm wiatrowych na danym terenie. Organizacje te wymieniają się informacjami w internecie i są gotowe wnieść do sądu sprawy przeciwko firmom inwestującym w farmy wiatrowe. Powstała organizacja koordynująca o nazwie *VernunftKraft* (pol. *Siła Rozsądku*), służąca pomocą prawną inicjatywom lokalnym przeciwnym budowie farm wiatrowych. W Meklemburgii-Pomorzu Przednim zarejestrowała się partia polityczna o nazwie *FreierHorizont* (pol. *Wolny Horyzont*), zrzeszająca przeciwników budowy nowych farm wiatrowych w tym landzie. Zastrzeżenia wobec budowy nowych instalacji siłowni wiatrowych na łądzie zgłaszają również wojskowe i cywilne lotniska, ponieważ elektrownie wiatrowe postawione zbyt blisko lotnisk zakłócają pracę radarów monitorujących ruch lotniczy. Tzw. regulacja odległościowa przewidywała, że odległość nowo budowanych turbin wiatrowych od siedzib ludzkich (minimum 5 domostw) nie może być mniejsza niż 1 000 m. Rozwiązanie to spełniało postulat wielu grup obywateli protestujących przeciwko umiejscawianiu farm wiatrowych zbyt blisko miejsc zamieszkałych. Była to ze strony polityków próba zwiększenia spadającej w ostatnim czasie akceptacji społecznej dla budowy nowych elektrowni wiatrowych na łądzie. Przeciwko temu rozwiązaniu zaprotestowali przede wszystkim przedstawiciele branży wiatrowej, ale również organizacje ekologiczne i władze niektórych krajów związkowych. Główny ich zarzut to groźba

nieosiągnięcia przez Niemcy przyjętego w ustawie o rozwoju energii odnawialnych (EEG) celu – 65-procentowego udziału energii z OZE w całkowitym zużyciu energii w roku 2030. Wyliczenia przedstawiciele branży wiatrowej wskazują, że gdyby regulacja odległościowa weszła w życie w proponowanej przez rząd formie, oznaczałoby to ograniczenie o 20-50% przestrzeni pod budowę nowych turbin energetycznych.

W 2020 r. ustalono na poziomie federalnym nowe zasady dotyczące m.in. regulacji odległościowej – każdy kraj związkowy sam określi limity minimalnej odległości elektrowni wiatrowych od siedzib ludzkich. Z kolei Ministerstwo Gospodarki i Energii przedstawiło propozycję, by gminy, na terenie których powstaną nowe farmy wiatrowe, miały udział w zyskach ze sprzedaży prądu – ma to poprawić akceptację społeczną dla budowy nowych farm wiatrowych na lądzie. Dodatkowo będzie możliwe stosowanie dla lokalnych odbiorców prądu specjalnej, tańszej taryfy za prąd (szacunkowy zysk dla gospodarstwa domowego z tego tytułu to około 200 euro rocznie).

Problem związany ze spadkiem tempa budowy nowych instalacji wiatrowych jest tym bardziej poważny, że planowane na 2022 r. zakończenie eksploatacji elektrowni atomowych obniży podaż prądu o około 9,5 GW. Ten ubytek powinien zostać skompensowany energią z OZE, przede wszystkim wiatrową. Kolejnym wyzwaniem jest wyjście z węgla, czyli stopniowe zamykanie bloków energetycznych w elektrowniach węglowych. Ten ubytek w miksie energetycznym także ma być zastąpiony energią ze źródeł odnawialnych.

W nowych inwestycjach planowane jest wykorzystanie coraz wydajniejszych turbin wiatrowych – mają one coraz dłuższe śmigła i odpowiednio wyższe wieże. Rodzi to nowe problemy. Przykładem jest konflikt w landzie Meklemburgia-Pomorze Przednie, gdzie społeczność lokalna protestowała przeciwko budowie farmy 17 siłowni wiatrowych o wysokości ponad 240 m w pobliżu miejscowości Penkun. Okoliczni mieszkańcy sprzeciwiają się tej inwestycji, wskazując na pogorszenie jakości życia w pobliżu takiej instalacji. Protestujący zwracają uwagę na stały hałas wytwarzany przez pracujące urządzenia, tzw. efekt cienia, możliwość szkodliwego wpływu infradźwięków na zdrowie okolicznych mieszkańców, obawy przed zapaleniem się gondoli, która – ze względu na wysokość urządzenia – nie jest w ogóle gaszona, a wydobywające się podczas pożaru gazy mogą zawierać substancje szkodliwe dla człowieka. Z kolei inwestor przekonuje, że ta instalacja może wyprodukować rocznie 160 GWh prądu, która to ilość pozwoliłaby na zaopatrzenie w prąd 50 tysięcy gospodarstw domowych i zapobiegłaby emisji do atmosfery 70 tysięcy ton CO₂ z konwencjonalnych źródeł energii.

W 2020 r. skończył się okres stosowania dopłat do około 6 tysięcy najstarszych niemieckich turbin wiatrowych. Brak dotacji oznacza, że ich dalsza eksploatacja w większości przypadków przestaje być opłacalna i urzędnicy te muszą zostać zdemontowane. Na ich miejsce operatorzy chcą stawiać nowe, bardziej wydajne i cichsze siłownie wiatrowe. Taka zamiana nazywa się repoweringiem. Wymaga on co prawda uzyskania nowego zezwolenia, jednak praktyka pokazuje, że jest to znacznie łatwiejsze w takim przypadku, niż dla nowej lokalizacji. W 2019 r. zdemontowano w Niemczech 82 stare elektrownie wiatrowe, budując na ich miejscu 50 w ramach repoweringu. Ze względu na większą moc jednostkową nowych turbin, mniej urządzeń produkuje większą ilość energii, co również należy uznać za zaletę.

7. Elektrownie wiatrowe na morzu

Na morzu wiatr wieje silniej i bardziej stabilnie niż na lądzie. Z tego powodu zaczęto budować farmy wiatrowe na wodach przybrzeżnych. Jest to trudniejsze niż wybudowanie siłowni wiatrowej na lądzie, ale zyski z takiej inwestycji są dostatecznie wysokie, by uzasadnić większe wydatki na początku inwestycji. Farmy wiatrowe na morzu pracują więcej godzin w roku i wydajniej niż farmy wiatrowe na lądzie. Średnia prędkość wiatru na Morzu Północnym na wysokości gondoli to 10 m/s, co jest wartością rzadko spotykaną na lądzie.

Przygotowanie budowy morskiej farmy wiatrowej to skomplikowany i długotrwały proces, zajmujący w praktyce nawet 7 lat. Trzeba zbadać warunki wietrzne w danym rejonie morza, ocenić stan dna morskiego pod kątem możliwości posadowienia fundamentów turbin wiatrowych oraz wykonać wymagane przepisami badania środowiskowe. Należy zaprojektować morską farmę wiatrową i uzyskać wszelkie pozwolenia od właściwych władz. Sama budowa trwa około 2 lat. Wykorzystuje się do tego specjalistyczne statki, które umożliwiają odpowiednie posadowienie fundamentu siłowni wiatrowej. Wymagania środowiskowe nakładają na inwestora m.in. obowiązek wytłumienia bardzo głośnego montażu fundamentów. Na fundamencie stawiana jest konstrukcja wsporcza (tzw. *jacket*) o wysokości w przybliżeniu 60 m i wadze 700 ton. Na niej montowana jest wieża wiatraka o wysokości około 120 m i wadze 700 ton. Na wieży mocowana jest gondola mierząca 24 m długości i ważąca do 400 ton, do której mocuje się trzy łopaty, każda o długości 80 m i wadze 35 ton. Całkowita wysokość takiej konstrukcji sięga 270 m, a waga – około 2 000 ton. Wymiary elementów składowych morskiej turbiny wiatrowej

pokazują, jak wielkim wyzwaniem technologicznym jest budowa takiej farmy. Przewidywany okres jej eksploatacji wynosi od 20 do 30 lat.

Budowę pierwszej niemieckiej farmy wiatrowej na morzu rozpoczęto latem 2008 r., a prąd w niej wytworzony popłynął do sieci w 2010 r. Składa się na nią 12 siłowni wiatrowych o mocy 5 MW każda. W latach 2010-18 produkowała średnio 267 GWh energii rocznie. Z czasem farmy wiatrowe budowane na wodach terytorialnych były coraz większe. Np. oddana do użytku w październiku 2018 r. farma Wikinger, zlokalizowana na Bałtyku, liczy 70 elektrowni wiatrowych, a całkowita jej moc to 350 MW.

W styczniu 2020 r. podłączono do sieci dwie sąsiadujące ze sobą farmy wiatrowe usytuowane na niemieckich wodach terytorialnych: HoheSee i Albatros. Pracuje w nich 87 turbin wiatrowych o mocy 7 MW każda; daje to w sumie moc 609 MW. Mają one produkować 2,5 TWh energii rocznie, co ma zaspokajać potrzeby ponad 700 tysięcy gospodarstw domowych. Przy budowie tych dwóch farm pracowało około 600 specjalistów i 50 statków, z których część to jednostki specjalnie zaprojektowane do budowy farm wiatrowych na morzu.

Wysokie koszty zarówno samej instalacji siłowni wiatrowych na morzu, jak i poprowadzenia kabla morskiego dostarczającego wytworzony w turbinach prąd na brzeg sprawiają, że koszty budowy takiej farmy są wyższe niż instalacji na lądzie. Również warunki, w jakich pracują elektrownie wiatrowe na morzu, są dużo trudniejsze niż na lądzie. Morska woda, z którą mają styczność podstawy tych elektrowni, to środowisko nieprzyjazne dla stali, z której są wykonane. Wykonane z materiałów kompozytowych śmigła muszą być bardziej trwałe ze względu na silniejsze wiatry niosące ze sobą morską wilgoć. W marcu 2018 r. duński operator farm wiatrowych Ørsted stwierdził uszkodzenia śmigieł ponad 2 000 turbin wiatrowych w farmach zlokalizowanych na wodach duńskich i brytyjskich. Stało się to po zaledwie 7 latach eksploatacji, podczas gdy miały one pracować bezproblemowo przez 20 lat. Krople słonej wody, uderzające w śmigła z dużą prędkością, działają z czasem jak piasek podczas piaskowania. Operator zdecydował, że uszkodzone śmigła zostaną zdemontowane, oczyszczone i powleczone warstwą ochronną z polimeru, bardziej odporną na ekstremalne warunki pogodowe.

W maju 2020 r. Federalna Agencja Sieci podała informację o zwiększeniu planów rozbudowy morskich farm wiatrowych – zamiast 15 GW do roku 2030 mają powstać na morzu farmy o mocy do 20 GW, a do roku 2040 moc farm wiatrowych na morzu ma osiągnąć 30 GW. W 2016 r. zainstalowana moc elektrowni wiatrowych na morzu wynosiła 4,1 GW,

na koniec 2019 r. – 7,5 GW. Na koniec 2021 r. działało w niemieckich farmach wiatrowych *offshore* 1 501 elektrowni wiatrowych o mocy 7,8 GW. Budowane są one coraz dalej od brzegu (w 2011 r. – średnio 20 km, w 2019 r. – 88 km) i na coraz głębszych wodach (w 2011 r. – średnio 20 m, w 2019 r. – 36 m). Szczególnie odległość od brzegu stanowi problem podczas eksploatacji turbin wiatrowych – ich konserwacja wymaga „wstrzelenia się” w tzw. okno pogodowe, by móc bezpiecznie dowieźć ekipę monterów, przycumować przy podstawie siłowni wiatrowej, dokonać niezbędnych oględzin i ewentualnych napraw, a następnie bezpiecznie wrócić do bazy. Większa odległość od brzegu sprawia, że do transportu monterów z brzegu w pobliże turbin wiatrowych wykorzystuje się helikopter zamiast statku. Podnosi to koszty konserwacji takich elektrowni wiatrowych. Ponadto helikopter potrzebuje bazy pływającej zakotwiczonej na stałe w pobliżu farmy wiatrowej. Z takiej bazy monterzy docierają do poszczególnych siłowni wiatrowych na pokładzie niedużego statku.

Na morzu są instalowane coraz większe i bardziej wydajne turbiny. W maju 2020 r. na wodach terytorialnych Belgii uruchomiono farmę wiatrową z turbinami o mocy 9,5 MW każda. Koszt inwestycji to 642 mln euro, co daje niespełna 3 mln euro za 1 MW zainstalowanej mocy. W fazie testów są elektrownie wiatrowe o mocy jednostkowej 12 MW. Wraz ze wzrostem mocy rośnie efektywność turbin i szybciej zwracają się środki zainwestowane w budowę farmy. Wytworzony w siłowniach wiatrowych prąd jest przesyłany podwodnymi kablami ze wszystkich turbin wiatrowych danej farmy do morskiej stacji transformatorowej, a stamtąd, również podwodnym kablem, do lądowej stacji transformatorowej, gdzie, po osiągnięciu odpowiednich parametrów, jest wprowadzany do sieci przesyłowej.

8. Perspektywy rozwoju OZE w Niemczech

Podstawami działania władz niemieckich na rzecz dekarbonizacji kraju jest odejście od spalania węgla, rezygnacja z energii atomowej i oparcie energetyki na odnawialnych źródłach energii. Cel ten został określony w rządowych dokumentach i jest wspierany odpowiednią legislacją. Według szacunków branży, w latach 2008-2021 w samą energetykę wiatrową zainwestowano w Niemczech ponad 86 mld euro. Udało się w tym czasie podwoić udział OZE w niemieckim miksie energetycznym. W 2050 r. udział OZE w produkcji energii elektrycznej w Niemczech ma osiągnąć 80%.

Niemcy mają problem z odejściem od spalania węgla w energetyce. O ile rezygnacja z elektrowni atomowych ma szerokie poparcie społeczne i odbywa się bez istotnych przeszkód, o tyle odejście od spalania węgla jest dużo trudniejsze. Decyzja o zamknięciu kopalni węgla brunatnego i elektrowni działających na bazie tego surowca spowodowała konieczność określenia perspektyw rozwoju dla obszarów, na których te przedsiębiorstwa działały. W trzech niemieckich zagłębiach węgla brunatnego (Nadreńskim, Środkowoniemieckim i Łużyckim) w zakładach pracy związanych z jego wydobyciem i spalaniem zatrudnionych jest ponad 30 tys. pracowników. Rząd niemiecki wynegocjował z operatorami kopalni i elektrowni oraz przedstawicielami lokalnych samorządów system rekompensat za wygaszanie ich funkcjonowania: 14 mld euro na inwestycje związane z procesem restrukturyzacji tych trzech regionów oraz 26 mld euro na uzgodnione projekty finansowane z budżetów ministerstw federalnych. Do niedawna zabezpieczeniem przed sytuacją niedoboru prądu w sieci była stale rosnąca jego produkcja w elektrowniach gazowych. Jeśli energia wytworzona z OZE nie wystarczyłaby na pokrycie zapotrzebowania niemieckiej gospodarki, to właśnie elektrownie gazowe miały stanowić rezerwę, która stosunkowo szybko dostarczy do sieci brakujący prąd w odpowiedniej ilości. Sytuację tę zmienił w znacznym stopniu wzrost cen nośników energii (gazu i ropy naftowej), z którym Niemcy mają do czynienia od III kwartału 2021 r. Ograniczenia w dostawach błękitnego paliwa z Rosji (ilość gazu dostarczana do Niemiec rurociągiem Nord Stream 1 spadała od połowy czerwca 2021 r. najpierw o 40%, następnie o 60%, o 80%, aż do całkowitego wstrzymania przepływu gazu z końcem sierpnia 2022 r.) sprawiły, że elektrownie gazowe nie będą w stanie wytworzyć w nadchodzącym sezonie grzewczym tyle energii, ile zakładano. Spowodowało to m.in. wspomnianą już potrzebę utrzymania eksploatacji elektrowni atomowych oraz konieczność produkcji większej ilości prądu w elektrowniach węglowych, a prąd tam wytwarzany jest drogi ze względu na opłaty za emisję gazów cieplarnianych. Certyfikaty emisyjne osiągnęły na giełdzie ceny 80-100 euro za tonę ekwiwalentu CO₂, co znacznie podniosło finalną cenę prądu. Wygląda na to, że dotychczasowy postęp w przechodzeniu na gospodarkę zeroemisyjną może zostać na jakiś czas powstrzymany. 17 października 2022 r. rząd niemiecki podjął decyzję o kontynuacji eksploatacji trzech nadal działających w Niemczech reaktorów atomowych do połowy kwietnia 2023 r. Krok ten ma zapewnić stabilność dostaw prądu w sezonie zimowym.

Bezemisijnym źródłem energii, które szybko rozwija się w ostatnim czasie, jest fotowoltaika. W 2017 r. zainstalowano panele o mocy

1,6 GW, w 2018 – 2,94 GW, w 2019 – 3,34 GW, w 2020 – 4,8 GW, a w 2021 – 5,0 GW. Całkowita moc paneli zainstalowanych w Niemczech wyniosła na koniec 2021 r. 59 GW. Wyprodukowały one 50 TWh energii. W 2021 r. rozpoczęła działalność położona na wschód od Berlina, największa w Niemczech, farma fotowoltaiczna Wessow-Willmersdorf. Zajmuje ponad 160 ha powierzchni i wyprodukowała w 2021 r. 187 GWh energii elektrycznej, co wystarcza na pokrycie zapotrzebowania na prąd 50 tysięcy gospodarstw domowych. Na farmę składa się ponad 465 tysięcy paneli umieszczonych na rusztowaniu 3 m nad ziemią. Jej trwałość jest szacowana na 40 lat. Inwestor nie ubiega się o dopłaty do wytworzonej w farmie energii, co świadczy o osiągnięciu przez tę technologię rynkowej dojrzałości.

Podstawową kwestią związaną z rozwojem OZE staje się potrzeba magazynowania energii. Dostawy z OZE nie są stabilne – gdy świeci słońce i wieje wiatr są bardzo duże, a w dni pochmurne i bezwietrzne wiatraki i panele fotowoltaiczne produkują mniej prądu. Tymczasem nie ma jeszcze komercyjnych magazynów energii elektrycznej o dużej pojemności, choć wiele firm intensywnie pracuje nad zbudowaniem jak największych akumulatorów prądu. Stąd potrzeba zachowania pewnej ilości elektrowni, najlepiej tych spalających gaz, które zapewnią podaż prądu niezależnie od warunków atmosferycznych. Jednym z najlepszych funkcjonujących obecnie (małe straty energii i łatwość jej odzyskania) sposobów magazynowania energii są elektrownie szczytowo-pompowe. Działają one na zasadzie dwóch zbiorników wodnych (górnego i dolnego). W razie potrzeby dostarczenia prądu do sieci spuszcza się wodę z górnego zbiornika i uruchamia w ten sposób turbiny elektrowni wodnej. W okresie nadwyżki prądu w sieci lub gdy jest on tańszy, transportuje się wodę z dolnego zbiornika do górnego. W Niemczech jest takich elektrowni kilkanaście i mają one w sumie potencjał 40 GWh energii rocznie. W 2015 r. jeden z niemieckich operatorów systemów przesyłania energii podpisał z podobną firmą z Norwegii umowę na magazynowanie energii w norweskich elektrowniach szczytowo-pompowych. Linia przesyłowa z Republiki Federalnej Niemiec do Norwegii ma 623 km długości, a jej budowa kosztowała około 2 mld euro, przy czym projekt uzyskał dofinansowanie ze środków unijnych. Przy nadprodukcji prądu z OZE w Niemczech jest on przesyłany tą linią do Norwegii, gdzie jest wykorzystywany do napełnienia górnego zbiornika elektrowni wodnej, a w okresie niedoboru energii prąd jest przesłany tą samą drogą do Niemiec. Główny kabel podmorski ma zdolność przesyłową 1 400 MW. Jest to linia prądu stałego, co znacznie zmniejsza straty przy przesyłaniu prądu na tak duże odległości.

Innym sposobem na magazynowanie zielonej energii jest produkcja wodoru. Jest to co prawda proces energochłonny, ale doskonale nadaje się do wykorzystania nadwyżek energii. Wodór w ilościach przemysłowych może być uzyskiwany na kilka sposobów. Najbardziej ekologicznym z nich jest proces elektrolizy wody (rozkładu cząsteczki wody na wodór i tlen). Jeśli dzieje się to przy użyciu nadwyżki energii ze źródeł odnawialnych, powstaje tzw. wodór zielony, ponieważ jest to proces bez emisji gazów cieplarnianych. Inne sposoby uzyskania wodoru w ilościach komercyjnych to pozyskiwanie z gazu ziemnego z wykorzystaniem technologii sekwestracji dwutlenku węgla (tzw. wodór niebieski) i uzyskiwanie za pomocą pirolizy metanu (tzw. wodór turkusowy). Wodór, niezależnie od źródła pochodzenia, można wykorzystać w energetyce, transporcie czy ciepłownictwie – gałęziach gospodarki, w których poszukuje się alternatywnych dla ropy naftowej i węgla źródeł energii. Trwają prace koncepcyjne nad wytwarzaniem wodoru w odpowiednio dużych do zapotrzebowania ilościach, nad jego zastosowaniem, magazynowaniem i transportem (gazociągami w stanie gazowym lub cysternami w stanie skroplonym). Niemcy traktują wodór jako paliwo przyszłości i chcą należeć do liderów rozwoju technologii wodorowych. Szereg państw ogłosiło swoje strategie wodorowe. Problemem jest wysoki koszt uzyskania zielonego wodoru – tylko taki rozwiązuje problemy związane z dekarbonizacją gospodarki i jest elementem jej zrównoważonego rozwoju. Koszt produkcji wodoru za pomocą elektrolizy wody przy użyciu prądu z fotowoltaiki wynosi obecnie (w 2022 r.) ok. 6 euro/kg. Dzięki efektowi skali, do 2030 r. ma on spaść do poziomu 2,5 euro/kg.

Podstawą tych przewidywań jest szybki spadek cen energii ze źródeł odnawialnych, za którym stoją coraz większe i wydajniejsze turbiny wiatrowe oraz coraz sprawniejsze panele fotowoltaiczne. Wodór znajduje już dziś zastosowanie w transporcie – Toyota, Hyundai i Honda produkują samochody osobowe na wodór, powstają też takie ciężarówki. Na terenie Niemiec jest obecnie (wrzesień 2022 r.) 91 stacji tankowania samochodów na wodór, gdzie kosztuje on około 9,5 euro/kg. Taka ilość pozwala na przejechanie samochodem osobowym około 100-150 km. Trwają prace nad wykorzystaniem wodoru jako napędu lokomotyw i autobusów. Wodór może być również wykorzystywany w przemyśle ciężkim, który jest obecnie jednym z głównych emitentów gazów cieplarnianych.

Niemieckie elity polityczne są przekonane, że powodzenie transformacji energetycznej będzie wzorcem dla krajów mniej rozwiniętych, by pójść ich śladem. Rząd federalny przyjął ambitne cele w kwestii

dekarbonizacji gospodarki i rozwoju OZE, określając na rok 2045 termin osiągnięcia neutralności pod względem emisji gazów cieplarnianych. Podjęto szereg działań na różnych polach (legislacyjnym, informacyjno-propagandowym, aktywność na arenie międzynarodowej), by ograniczyć własną emisję gazów cieplarnianych i doprowadzić do jej redukcji na poziomie światowym. Niemcy intensywnie rozbudowują OZE, stopniowo likwidują energetykę węglową, rozwijają rynek samochodów elektrycznych, wykorzystują odnawialne źródła energii w ciepłownictwie i do produkcji wodoru, który – jak uznano – ma potencjał, by stać się paliwem przyszłości. Należą one do ścisłej czołówki krajów projektujących i wytwarzających turbiny energetyczne na lądzie i na morzu, którym przypisali wiodącą rolę w transformacji energetycznej. Budują też farmy fotowoltaiczne, biogazownie, rozbudowują geotermię i magazyny energii elektrycznej. Niemiecka wielokierunkowość w wykorzystaniu OZE jest dla wielu państw wzorem do naśladowania.

Źródła

Aktionsplan für mehr Teilhabe und regionale Wertschöpfung, Bundesverband WindEnergie, luty 2020 r.

Bajczuk R., Popławski K. *Niemcy: Ukryte koszty wyjścia z atomu*, seria Komentarze OSW nr 140, 25.06.2014 r.

Die deutsche Energiewende, Auswärtiges Amt, 2017 r.

Europejski rynek energii elektrycznej – diagnoza, Polskie Sieci Elektroenergetyczne, czerwiec 2018 r.

Kędzierski M. *Kryzys branży wiatrowej w Niemczech. Kolejne zagrożenie dla Energiewende*, seria Komentarze OSW, nr 309, 25.09.2019 r.

Kędzierski M. *Niemieckie pożegnanie z węglem. Kolejny etap Energiewende*, Raport OSW, 28.01.2022 r.

Konsequenzen aus Klima-Gutachten, Heute im Bundestag nr 276, 11.03.2020 r.

Quarterly Report on European Electricity Markets, European Commission, Directorate-General for Energy, 2020 r.

Roehrkasten S., Westphal K. *IRENA and Germany's Foreign Renewable Energy Policy*, Stiftung Wissenschaft und Politik, wrzesień 2013 r.

Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland, Deutsche WindGuard, 2020 r.
Windindustrie in Deutschland, Bundesverband WindEnergie, wrzesień 2019 r.

<http://www.atom.edu.pl/>

<https://biznes.interia.pl/>

<https://www.bmu.de/>

<https://www.cleantinking.de/>

<https://dejure.org/>

<https://www.energy-charts.de/>

<https://ec.europa.eu/>

<https://eur-lex.europa.eu/>

<https://www.gesetze-im-internet.de/>

<https://globenergia.pl/>

<https://gramwzielone.pl/>

<https://klubjagiellonski.pl/>

<https://www.nordkurier.de/>

<https://www.osw.waw.pl/>

<https://proceedings.windeurope.org/>

<http://publikationen.windindustrie-in-deutschland.de/>

<https://taz.de/>

<https://www.umweltbundesamt.de/>

<https://www.welt.de/>

<https://de.wikipedia.org/>
<https://www.wind-energie.de/>
<https://www.windbranche.de/>
<https://windeurope.org/>
<https://wysokienapiecie.pl/>