

Co dalej z Europejskim Zielonym Ładem?

Pięć dylematów energetycznych przyszłej Komisji i nowego Parlamentu Europejskiego



AUTORZY

Robert Tomaszewski

szeft działu energetycznego
Polityka Insight

PROJEKT GRAFICZNY

Małgorzata Gryniewicz

Partnerem raportu jest PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. Polityka Insight dołożyła wszelkich starań by opracowanie było bezstronne i obiektywne. Wszelkie prawa zastrzeżone.

**POLITYKA
INSIGHT**

POLITYKA INSIGHT to źródło wiedzy o polskiej i europejskiej polityce oraz gospodarce dla liderów biznesu, decydentów politycznych i dyplomatów. Od 11 lat dostarcza swoim odbiorcom serwisy analityczne dostępne w abonamentach, przygotowuje raporty i prezentacje na zlecenie polskich i międzynarodowych instytucji oraz organizuje debaty i konferencje. Analityków i analityczki Polityki Insight można usłyszeć w regularnie publikowanych autorskich seriach podcastowych, m.in. Nasłuchu i Energii do zmiany. www.politykainsight.pl

Warszawa, czerwiec 2024 r.

Szanowni Państwo,

Pytanie o to jak skutecznie wdrożyć ambitne cele energetyczne i klimatyczne jest motywem przewodnim rozpoczynającej się kadencji 2024-2029 Parlamentu Europejskiego. Odpowiedź na nie może wymusić korekty i zmianę niektórych postanowień niedawno uzgodnionego pakietu „Fit for 55”. Trzeba zadbać o to, żeby zmiany w prawie pozytywnie wpłynęły na ceny, stabilność dostaw energii oraz na zieloną transformację. Istotne zatem jest, aby chroniąc klimat i środowisko, jednocześnie zwiększyć, a nie zmniejszyć konkurencyjność europejskiej gospodarki, dając pozytywny impuls do rozwoju i zwiększając jej stabilność, bezpieczeństwo i światową konkurencyjność.

Jest w naszym wspólnym interesie, aby energia ta była bezemisyjna. Tylko wówczas polska i europejska gospodarka będą mogły się w pełni rozwijać i korzystać ze wspólnego rynku. Polska energetyka realizuje proces dekarbonizacji w sposób odpowiedzialny, dbając o to, żeby redukcja emisji nie była prowadzona kosztem bezpieczeństwa energetycznego. Koszt i tempo transformacji polskiej energetyki w ogromnym stopniu zależy jednak od przepisów wypracowywanych na poziomie europejskim.

Po to, żeby dostarczyć bezemisyjną energię elektryczną i ciepło do 2050 r. potrzebujemy ambicji – których samej UE nie można przecież odmówić – oraz konkretnych instrumentów prawnych i finansowych, których kształt jest zdeterminowany na poziomie europejskim. Powinny one umożliwić nie tylko dalszy rozwój odnawialnych źródeł energii, ale też położyć większy nacisk na rozbudowę sieci dystrybucyjnych i dekarbonizację ciepłownictwa systemowego oraz uznać w pełni potencjał energetyki jądrowej, jako konytrybuującej do ścieżki neutralności klimatycznej.

Obecna kadencja Parlamentu Europejskiego jest kluczowa dla zabezpieczenia adekwatnych funduszy koniecznych do realizacji założeń Europejskiego Zielonego Ładu. Już bowiem w 2027 r. kończy się obecna perspektywa finansowa, a dyskusja o tym jakie cele powinny być finansowane w ramach kolejnych Wieloletnich Ram Finansowych rozpocznie się już w przyszłym roku. Rozpoczynająca się właśnie kadencja wyznaczy też nowy cel redukcji emisji na 2040 r. i przyjmie nowy pakiet regulacji na kolejną dekadę, do 2040 r.

Raport, który oddajemy w Państwa ręce jest właśnie przewodnikiem po największych wyzwaniach energetycznych i pokazuje co można z nimi zrobić na arenie europejskiej. Od wielu lat jesteśmy w dialogu z Komisją Europejską, posłami i posłankami do Parlamentu Europejskiego oraz dyplomatami z Polski i innych państw członkowskich. Współdziałamy też blisko z innymi przedstawicielami europejskiej energetyki i przemysłu. Będziemy tę pracę kontynuować i liczymy na niesłabnące zaangażowanie oraz współpracę nie tylko Polaków pracujących w unijnych instytucjach, ale też licznej rzeszy interesariuszy od lat zabiegających w UE o polskie sprawy.

Dariusz Marzec

Prezes PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.

Spis treści

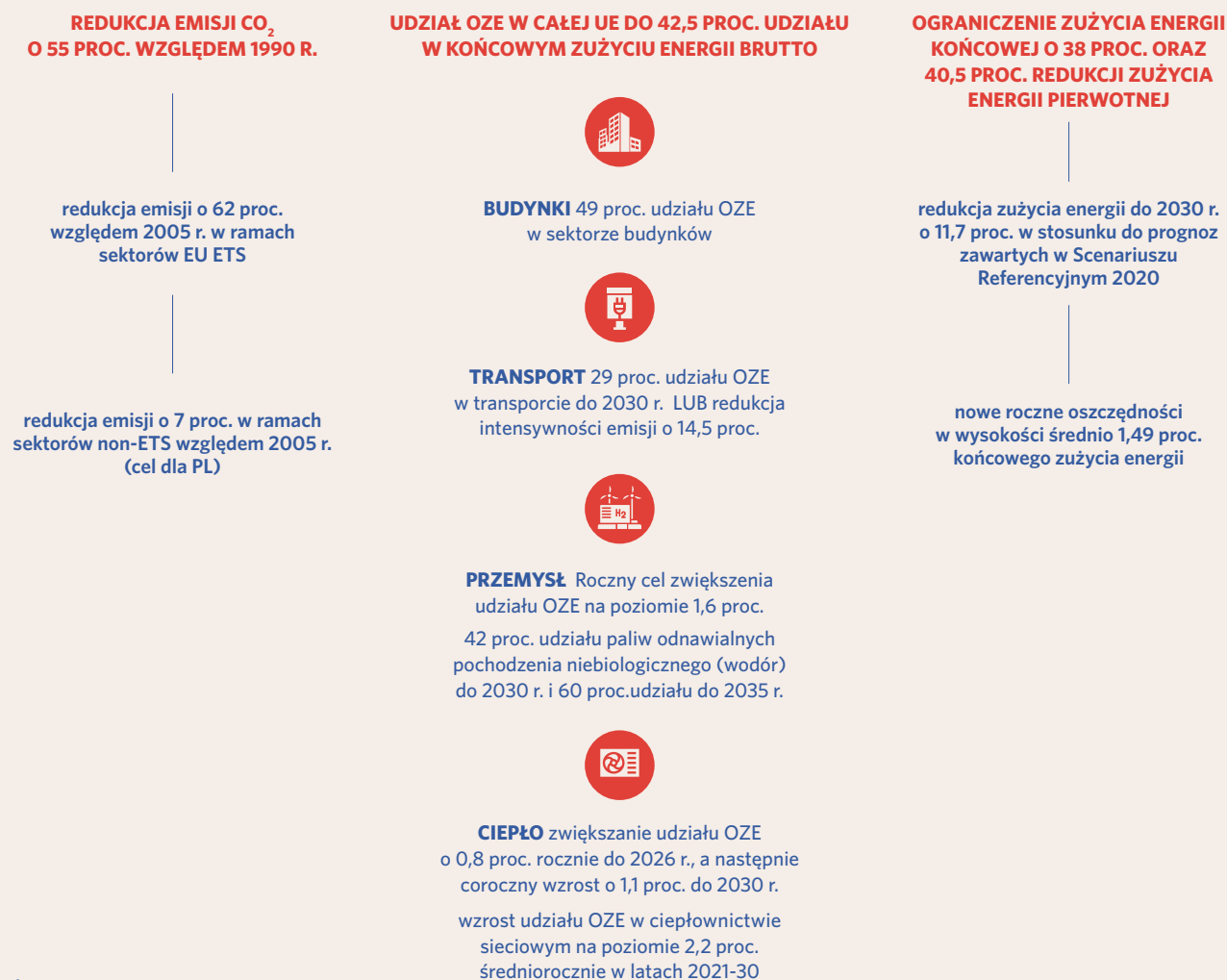
ROZDZIAŁ 01 CO DALEJ Z EUROPEJSKIM ZIELONYM ŁADEM	5
ROZDZIAŁ 02 ENERGETYCZNE FUNDAMENTY „FIT FOR 55”	7
Dyrektywa EU ETS	7
Dyrektywa OZE	10
Dyrektywa o efektywności energetycznej	11
Dyrektywa ws. efektywności energetycznej budynków	13
Dyrektywa o opodatkowaniu energii	14
Pakiet gazowo-wodorowy	14
Reforma rynku energii elektrycznej	15
ROZDZIAŁ 03 PIĘĆ DYLEMATÓW ENERGETYCZNYCH	16
1. Jak sfinansować transformację?	16
2. Jaki będzie cel klimatyczny UE na 2040?	21
3. Które technologie będą kluczowe w transformacji?	24
4. Jak zapewnić tanie i czyste ciepło?	30
5. Jak połączyć wszystko w sieć?	32
BIBLIOGRAFIA	35



Co dalej z Europejskim Zielonym Ładem?

W ciągu ostatnich pięciu lat Unia Europejska weszła na drogę prowadzącą do osiągnięcia neutralności klimatycznej netto w 2050 r. Europejski Zielony Ład stał się kluczową agendą rozwoju UE, mającą uniezależnić Europę od importu paliw kopalnych i stać się motorem modernizacji gospodarki. Cel całkowitej redukcji emisji netto z europejskiej gospodarki do połowy stulecia jest zobowiązaniem prawnym. W 2021 r. zapisano go w Europejskim Prawie o Klimacie.

WYKRES 1. WYBRANE CELE PAKIETU „FIT FOR 55” DO 2030 R.



Źródło: Opracowanie własne.

Ambitne cele klimatyczne zderzyły się jednak z rzeczywistością. Pandemia, a później kryzys energetyczny i rosyjska agresja na Ukrainę wymusiły na państwach UE skupienie się na ratowaniu gospodarek oraz ochronie odbiorców przed wysokimi cenami energii. Ogłoszony w 2022 r. plan REPowerEU założył takie przyspieszenie rozwoju OZE, by do 2027 r. porzucić import paliw z Rosji. **Polityka klimatyczna stała się już nie tylko narzędziem realizacji gospodarczych ambicji UE, ale również narzędziem wzmacniania jej bezpieczeństwa.**



Jednak kryzys gospodarczy, skok inflacji i zerwane łańcuchy dostaw zachwiały pozycją UE, potęgując niezadowolenie społeczne, czego objawem były protesty rolników. **Jednocześnie Europa zaczęła odczuwać rosnącą presję ze strony swoich zagranicznych partnerów.** USA i Chiny wdrożyły ambitnie polityki w zakresie przyspieszenia transformacji energetycznej, ale skupiając się przy tym na rozwoju własnego przemysłu. UE zorientowała się, że ambicje klimatyczne mogą przyczynić się do przyspieszonej deindustrializacji.



Nowa Komisja Europejska i Parlament Europejski, wspólnie z Radą, zdecydują o przyszłości Europejskiego Zielonego Ładu i o tym jak dostosować tempo transformacji do nowej sytuacji gospodarczej i geopolitycznej. Może to oznaczać, że niektóre sektory otrzymają większą taryfę ulgową (np. rolnictwo), a inne będą musiały wziąć na siebie jeszcze większy ciężar dekarbonizacji (np. energetyka i przemysł). Będzie miało to kluczowe znaczenie dla Polski, która od wejścia do UE w 2004 r. ograniczyła udział węgla w produkcji energii elektrycznej z 92 do 61 proc. (Ember, 2024), ale wciąż pozostaje najbardziej uzależnionym od węgla krajem członkowskim.



Osiągnięcie neutralności klimatycznej przez Polskę będzie wymagało nie tylko rezygnacji z węgla, ale też **elektryfikacji całej gospodarki i budowy nowego systemu energetycznego**, który ją zasili. Kluczowe będą inwestycje w sieci energetyczne, ale też w magazyny energii, kogenerację i reaktory jądrowe, które ułatwią bilansowanie produkcji energii z niestabilnych źródeł OZE.



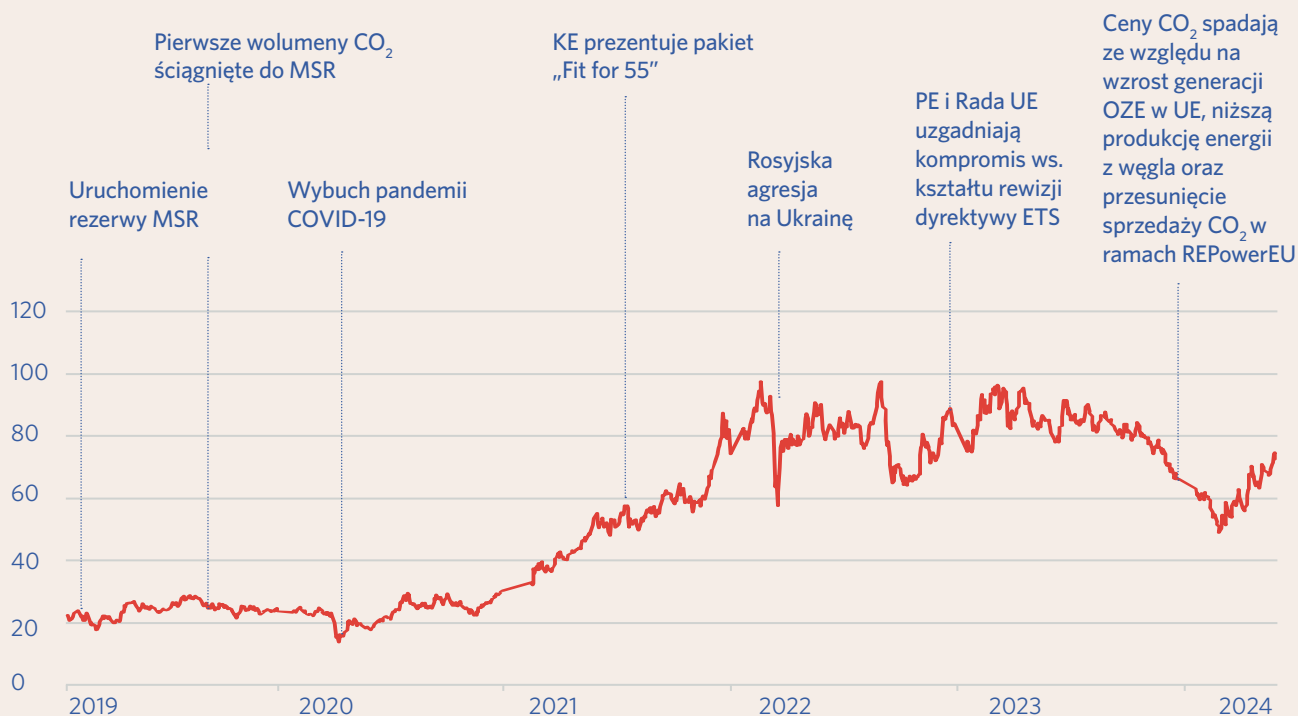
Energetyczne fundamenty „Fit for 55”

Narzędziem realizacji klimatycznych ambicji UE jest przede wszystkim „Fit for 55”, czyli pakiet zmian w dyrektywach i rozporządzeniach, który ma umożliwić całej gospodarce UE osiągnięcie redukcji emisji CO₂ o 55 proc. do 2030 r. w stosunku do poziomu z 1990 r. W 2022 r. UE udało się obniżyć emisje o 32,5 proc. względem 1990 r., głównie dzięki odchodzeniu od węgla w energetyce. **Celem „Fit for 55” jest objęcie transformacją całej gospodarki,** w tym sektorów, które do tej pory nie musiały znacząco ograniczać emisji – takich jak transport czy rolnictwo.

Dyrektywa EU ETS

System handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS) to najważniejsze narzędzie polityki klimatycznej UE. Mechanizm nakłada na instalacje o mocy cieplnej powyżej 20 MW obowiązek kupowania uprawnień do emisji CO₂. W uproszczeniu, za jedną tonę emisji lub jej ekwiwalent, operatorzy instalacji muszą kupić i przedstawić do umorzenia jedno uprawnienie. W założeniu, im wyższa cena uprawnień, tym większa presja, by ograniczać zużycie paliw kopalnych i wymuszać przechodzenie na źródła nisko- lub zeroemisyjne. Węgiel kamienny jest dwukrotnie a brunatny trzykrotnie bardziej emisyjny od gazu, dlatego wytwarzana z niego energia generuje większe zapotrzebowanie na uprawnienia do emisji CO₂ i tym samym oznacza dodatkowe koszty. **Przez lata 2012-17 ceny CO₂ oscylowały wokół 4-8 euro za tonę,** ale po uznaniu uprawnień za instrumenty finansowe, ceny te **zaczęły rosnać.**

WYKRES 2. KSZTAŁTOWANIE SIĘ CEN UPRAWNIEN DO EMISJI CO₂ (EURO/TONA CO₂)



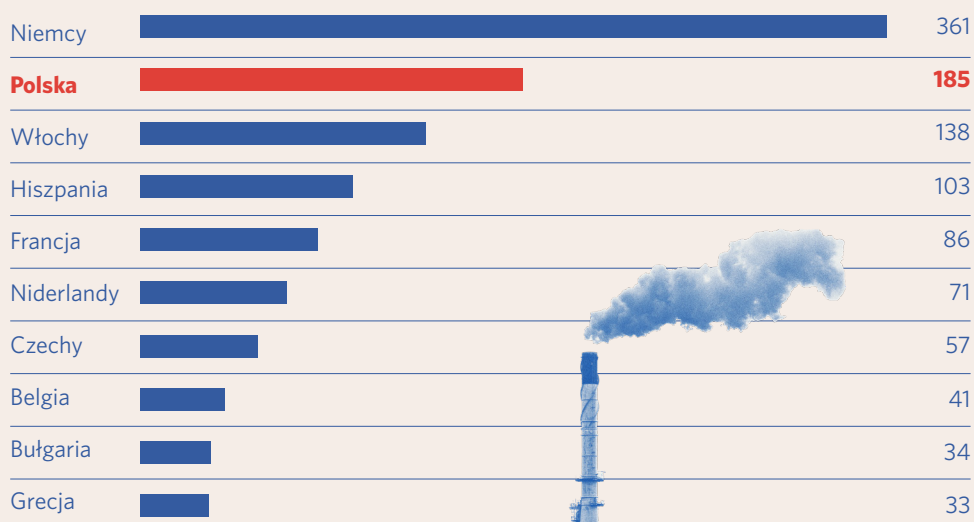
Źródło: Giełda EEX.

Zmiany w dyrektywie EU ETS to najistotniejszy element „Fit for 55”. Aby przyspieszyć dekarbonizację europejskiej energetyki i przemysłu w rewizji przepisów uzgodniono zwiększenie tzw. współczynnika liniowej redukcji emisji (LRF), czyli tempa w jakim rokrocznie maleje pula kierowanych na aukcje uprawnień do emisji – z 2,2 proc. do 4,3 proc. w latach 2024-27 i 4,4 proc. od 2028 r. **Ma to sprawić, że emisje w energetyce i przemyśle spadną o 62 proc. do 2030 r. w porównaniu z 2005 r.** Przed ostatnią rewizją dyrektywy cel redukcyjny dla tych sektorów na 2030 r. wynosił 43 proc.

Dodatkowo, by przyspieszyć tempo redukcji emisji uzgodniono pomniejszenie tzw. podstawy ogólnej puli uprawnień, które trafiają rokrocznie na aukcje **o 117 mln uprawnień w ramach tzw. rebasingu.** Ma do niego dojść w dwóch transzach – od 2024 r. pula uprawnień trafiających na rynek będzie niższa o dodatkowe 90 mln i od 2026 r. o kolejne 27 mln. W porozumieniu utrzymano także tempo transferu rynkowej nadwyżki uprawnień do tzw. rezerwy stabilności rynkowej (MSR), o które rokrocznie pomniejszana jest pula aukcyjna. Uprawnienia są następnie kasowane tak, by ich cena nie spadła¹. MSR to główny mechanizm cenotwórczy odpowiedzialny za silne wzrosty cen w ostatnich latach.

¹ Główne założenie rezerwy MSR polega na kontroli całkowitej liczby uprawnień jakie są w obiegu, w tym celu KE co roku określa liczbę uprawnień w obiegu – tzw. TNAC. Rezerwa zabiera uprawnienia z aukcji jeśli TNAC przekroczy próg 833 mln, ale oddaje 100 mln uprawnień na rynek, jeśli ich TNAC spadnie poniżej 400 mln. Uprawnienia, w liczbie 24 proc. są zdejmowane z wolumenów aukcyjnych jeśli TNAC przekroczy 1 096 mln, jeśli uprawnień na rynku będzie mniej niż 1096 mln a więcej niż 833 mln, wówczas cała różnica pomiędzy liczbą uprawnień a 833 mln jest kierowana do rezerwy. W praktyce nie wracają już na rynek. Jednocześnie co roku liczba uprawnień w rezerwie powyżej 400 mln jest automatycznie umarzana. Ostatnio ogłoszony TNAC wyniósł 1111,77 mln, do rezerwy trafi zatem 266,8 mln uprawnień, które zostaną ściągnięte z aukcji w okresie od 1 września 2024 r. do 31 sierpnia 2025 r.

**WYKRES 3. NAJWIĘKSI EMITENCI GAZÓW CIEPLARNIANYCH W RAMACH EU ETS W 2022 R.
(W MLN TON CO₂)**



Źródło: Eurostat.

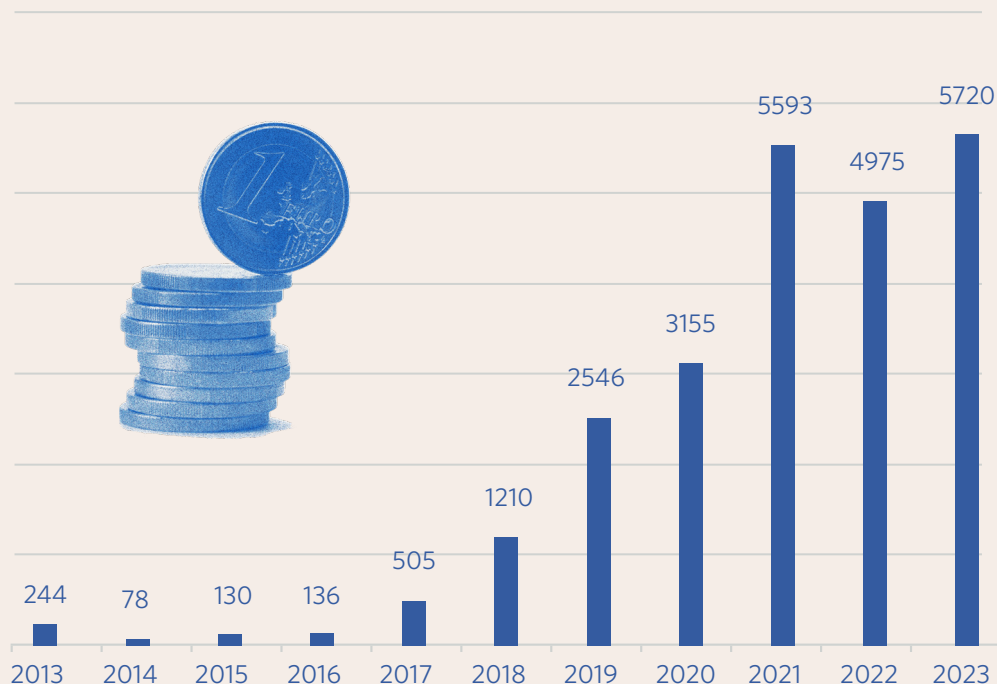
Przyjęte zmiany w dyrektywie ETS sprawiają, że uprawnień do emisji w systemie jest coraz mniej, **a to przekłada się na wzrost ich cen**. Wiodące ośrodki analityczne prognozują, że **cena tony CO₂ może przekroczyć barierę 160 euro w 2030 r.**, wobec ok. 70 euro obecnie (czerwiec 2024). Co jednak ważniejsze, utrzymanie 4,4 proc. rocznego tempa redukcji dostępnych uprawnień do emisji sprawi, że uprawnienia do emisji CO₂ dla energetyki i przemysłu skończą się de facto w 2039 r. (KOBiZE, 2023).

160 euro - do takiego poziomu może wzrosnąć cena tony CO₂ do 2030 r.

Dodatkowo, uprawnienia do emisji, które miały zostać sprzedane w latach 2027-30 zostały przesunięte do sprzedaży na aukcjach w latach 2023-26, by pozyskać dodatkowe ok. 20 mld euro na realizację programu REPowerEU. To oznacza, że **po 2026 r. na rynek trafi jeszcze mniej uprawnień związanych z czym ich cena dodatkowo wzrośnie.**

Rewizja dyrektywy przesądza też, że **wszystkie przychody z aukcji CO₂ trafiające do budżetów państw członkowskich będą przeznaczone na cele klimatyczne**. Wcześniej przepisy przewidywały, że odsetek ten wynosił minimum 50 proc. Od czasu utworzenia w 2005 r. system ETS wygenerował ponad 180 mld euro, z czego największa część trafia do państw członkowskich (KE, 2024). **W latach 2013-23 Polska sprzedała uprawnienia do emisji CO₂ za łączną kwotę 24 mld euro.**

WYKRES 4. WPŁYWY POLSKIEGO BUDŻETU ZE SPRZEDAŻY UPRAWNIEŃ DO EMISJI CO₂ (W MLN EURO)



Źródło: KOBIZE.

Ostatnia rewizja dyrektywy ETS zakłada też **powstanie ETS2, czyli równoległego systemu handlu emisjami, który obejmie transport drogowy oraz emisje z ogrzewania budynków**. Systemem tym zostaną objęci dostawcy paliw, a także mniejsze ciepłownie i elektrociepłownie dotychczas nieobjęte systemem ETS z uwagi na niespełnianie kryterium mocy (poniżej 20 MWt). Ma on ruszyć od 2027 r., ale jego uruchomienie może zostać opóźnione o rok, jeśli ceny energii będą wysokie. W nowym systemie koszt emisji będzie doliczony do ceny paliwa, co ma mobilizować do inwestycji w kierunku obniżenia emisji w transporcie i mieszkalnictwie. Przychody z tego systemu mają zasilić Społeczny Fundusz Klimatyczny, z którego będą finansowane m.in. inwestycje w termomodernizację budynków i wsparcie dla najbardziej odczuwających skutki wprowadzenia nowego systemu.

Dyrektywa OZE

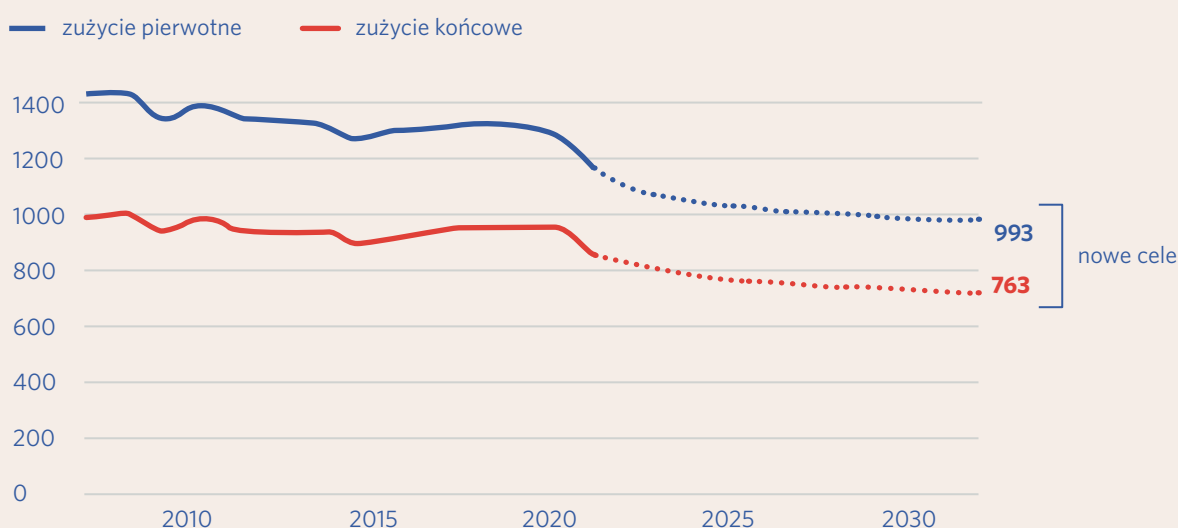
Zmieniona dyrektywa o odnawialnych źródłach energii (REDIII) dostosowuje przepisy do nowego celu w zakresie udziału OZE w końcowym zużyciu energii na 2030 r. **Poziom ten wyznaczono na 42,5 proc., wobec wcześniejszych 32 proc. zużycia energii końcowej w całej UE**. Oznacza to znaczące przyspieszenie rozwoju zielonych instalacji w najbliższych latach – w 2022 r. udział OZE w zużyciu energii UE wynosił 23 proc. Cel jest prawnie wiążący dla całej UE, co oznacza, że wszystkie państwa członkowskie będą musiały przedstawić swoje kontrybucje do jego osiągnięcia. Dodatkowo dla ciepłownictwa systemowego został ustalony cel indykatorywny (tj. niewiążący prawnie, ale ważny politycznie), zakładający średni przyrost udziału energii z OZE na poziomie 2,2 pkt proc. rocznie w okresie 2021-30.

Nowe przepisy REDIII mają **przyspieszyć krajowe procedury wydawania zezwoleń na budowę i przyłączenie dla nowych instalacji OZE** – maksymalny czas zatwierdzenia nowych instalacji wyznaczono na 12 miesięcy na tzw. obszarach przyspieszonego rozwoju, które państwa członkowskie muszą wskazać do 21 lutego 2026 r. Jednocześnie projekty OZE mają stać się inwestycjami o nadrzędnym interesie publicznym, co oznacza uproszczenie i skrócenie procedur administracyjnych i środowiskowych.

Dyrektywa o efektywności energetycznej (EED)

Do 2030 r. państwa członkowskie UE muszą wspólnie ograniczyć zużycie energii o co najmniej 11,7 proc. w porównaniu z prognozami zużycia energii na 2030 r. sporządzonymi w 2020 r. Oznacza to, że do końca dekady **zużycie energii pierwotnej na terenie UE nie może przekroczyć 992,5 mln ton ekwiwalentu ropy naftowej (Mtoe), a energii końcowej - 763 Mtoe².** Państwa członkowskie będą zobowiązane do powiadomienia KE o wyznaczonych kontrybucjach krajowych w ramach aktualizacji swoich Krajowych Planów na rzecz Energii i Klimatu (KPEiK). W przypadku gdy KE uzna, że proponowana kontrybucja danego kraju jest niewystarczająca, może nakazać jej korektę.

WYKRES 5. CELE UE W ZAKRESIE OGRANICZENIA ZUŻYCIA ENERGII PIERWOTNEJ I KOŃCOWEJ DO 2030 R. (MTOE)



Źródło: Komisja Europejska.

Dla Polski zobowiązania związane z ograniczeniem zużycia energii końcowej, w tym zwłaszcza w obszarze zużycia energii elektrycznej, będą wyzwaniem w związku z wyższym wzrostem PKB w stosunku do unijnej średniej. **Rząd zadeklarował w pierwszej wersji KPEiK, że będzie dążyć do 12,8-proc. redukcji zużycia energii końcowej do 2030 r.,** w porównaniu z prognozami z 2020 r. (do poziomu 58,5 Mtoe) oraz 14,4 proc. redukcji zużycie energii pierwotnej (do poziomu 79,6 Mtoe).

² Zużycie energii końcowej odpowiada energii zużytej przez użytkowników końcowych, natomiast zużycie energii pierwotnej obejmuje również to, co jest wykorzystywane do produkcji i dostaw energii.

Dyrektywa wprowadza nową **definicję efektywnego systemu ciepłowniczego**, która określa udział OZE, ciepła odpadowego (produktu ubocznego w przemyśle) i kogeneracji (jednoczesnej produkcji ciepła i prądu) w produkcji ciepła do 2050 r. Definicja ta zakłada stopniowe zastępowanie udziału wysokosprawnej kogeneracji (zarówno węglowej, jak i gazowej) w systemach ciepłowniczych na rzecz ciepła odpadowego i ciepła pochodzącego z OZE, których udział będzie musiał zostać radykalnie zwiększony do 35 proc. już w 2035 r. (z obecnych 5 proc.). Zgodnie z definicją w art. 26 dyrektywy EED efektywne systemy ciepłownicze muszą spełniać kryteria, jak na wykresie poniżej.

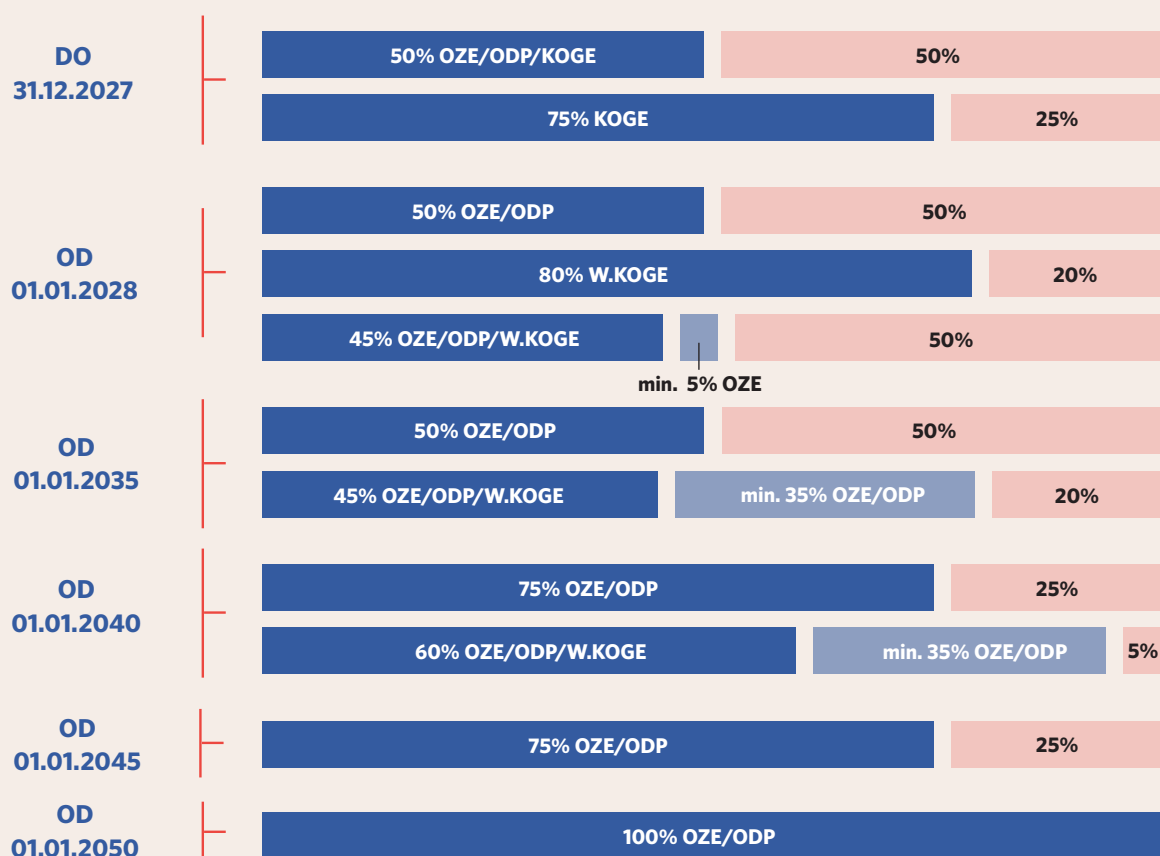
WYKRES 6. WYMAGANE UDZIAŁY ŹRÓDEŁ CIEPŁA DLA EFEKTYWNYCH SYSTEMÓW CIEPŁOWNICZYCH (ART. 26 DYREKTYWY EED)

OZE - energia odnawialna

KOGE - kogeneracja

ODP - ciepło odpadowe

W.KOGE - wysokosprawna kogeneracja z EPS270



Źródło: PTEZ 2024.

Dodatkowo wprowadzono też kryterium emisyjności do definicji wysokosprawnej kogeneracji, które wyznaczono na 270 gramów CO₂ na kWh wyprodukowanej energii – poniżej tej granicy sytuuje się gaz ziemny, ale nie węgiel. **Nowa definicja będzie obowiązywać od 2028 r.** w przypadku nowych elektrociepłowni lub od października 2025 r. dla znacznie zmodernizowanych jednostek. Elektrociepłownie działające przed wejściem w życie zmienionej dyrektywy – w tym jednostki na węgiel – będą miały możliwość skorzystania z **odstępstwa od stosowania kryterium emisyjnego do**

Od 2034 r. udział węgla (w tym także źródeł kogeneracyjnych) w systemach ciepłowniczych będzie musiał zostać ograniczony do 20 proc.

1 stycznia 2034 r. W tym celu muszą jednak opracować plan „redukcji emisji do 270 g CO₂/kWh do 2034 r.”. Od 2034 r. udział węgla (w tym także źródeł kogeneracyjnych) w systemach ciepłowniczych będzie musiał zostać ograniczony do 20 proc.

Państwa członkowskie mogą też ustanowić kryteria dla systemu ciepłowniczego na podstawie wielkości emisyjności gazów cieplarnianych z systemu ciepłowniczego na jednostkę ciepła. Ten sposób jest jednak adekwatny dla tych systemów, które już są częściowo zdekarbonizowane i z tego punktu startowego będą osiągać neutralność emisyjną.

Państwa członkowskie mogą też ustanowić kryteria dla systemu cie-

Dyrektywa ws. efektywności energetycznej budynków (EPBD)

Budynki odpowiadają za około 40 proc. zużycia energii w UE, ponad połowę zużycia gazu (głównie na ogrzewanie) oraz 36 proc. emisji gazów cieplarnianych związanych z energią. Jednocześnie 35 proc. budynków ma ponad 50 lat, a prawie 75 proc. jest nieefektywnych energetycznie. Osiągnięcie neutralności klimatycznej bez zmian przyspieszających termomodernizację budynków jest niemożliwe.

Zgodnie z nowymi przepisami dyrektywy EPBD **od 2030 r. wszystkie nowe budynki w UE będą musiały być zeroemisyjne**, co oznacza zakaz instalowania kotłów na paliwa kopalne, takie jak węgiel, gaz czy olej. Obowiązek ten obejmie wszystkie nowe budynki użytkowane przez władze publiczne dwa lata wcześniej, czyli od 2028 r. Dyrektywa określa też sposoby zasilania zeroemisyjnych budynków (ZEB). Są wśród nich: energia z efektywnych systemów ciepłowniczych, z OZE lub bezemisyjna energia elektryczna z sieci. Jeśli jednak żadne z powyższych sposobów zasilania nie będzie dostępne, państwa będą mogły ustalić standard krajowy dla ZEB, dopuszczający użycie innej energii elektrycznej z sieci.

W przypadku budynków mieszkalnych państwa członkowskie będą musiały wprowadzić środki, które mają doprowadzić do zmniejszenia średniego zużycia energii pierwotnej o co najmniej 16 proc. do 2030 r. i co najmniej 20-22 proc. do 2035 r. **Jednocześnie kraje UE będą musiały do 2030 r. wyremontować 16 proc. budynków niemieszkalnych o najgorszej charakterystyce energetycznej.** Do 2033 r. odsetek ten wzrośnie do 26 proc.

Państwa będą musiały przyjąć środki, które przyczynią się do wycofywania paliw kopalnych z indywidualnego ogrzewania budynków. Od 2025 r. nie będzie można dotować zakupu niezależnych kotłów na paliwa kopalne. Do 2040 r. kotły na paliwa kopalne mają zupełnie zniknąć z rynku, co oznacza, że nie będzie można ich kupić. Dalej będzie można jednak z nich korzystać tam, gdzie są zainstalowane. Dyrektywa zakłada również ambitne plany związane z **udostępnieniem powierzchni**

na budynkach dla instalacji fotowoltaicznych. Od 2026 r. tego rodzaju instalacje będą musiały być zainstalowane na dachach wszystkich nowych budynków publicznych o powierzchni powyżej 250 m². Od 2027 r. obowiązkiem tym zostaną objęte istniejące budynki publiczne o powierzchni powyżej 2 tys. m², a od 2030 r. powyżej 250 m².

Dyrektywa o opodatkowaniu energii (ETD)

Projekt rewizji dyrektywy ws. opodatkowania energii (Energy Taxation Directive - ETD) to ostatni duży element pakietu „Fit for 55”, który nie doczekał się zatwierdzenia.

ETD określa zasady strukturalne oraz minimalne stawki podatku akcyzowego w zakresie opodatkowania produktów energetycznych – paliwa silnikowego, paliwa stosowanego do ogrzewania czy energii elektrycznej. Dopóki te minimalne progi są przestrzegane, państwa członkowskie mogą swobodnie ustalać własne stawki. Jednak większość z nich opodatkowuje część produktów energetycznych, a w niektórych przypadkach energię elektryczną, powyżej minimalnych stawek z dyrektywy. **Zmiana dyrektywy wymaga jednomyślności wszystkich państw**, a rola PE jest ograniczona do wydania niewiążącej opinii dla Rady UE.

Projekt rewizji przygotowany przez KE w połowie 2021 r. **zakładał opodatkowanie paliw proporcjonalnie do ich wartości energetycznej i wpływu na środowisko – im wyższy wpływ tym wyższa stawka.** Propozycje podwyżek sprawiły, że prace nad projektem ugrzęzły zarówno w Radzie UE, jak i w PE. W kwietniu 2024 r. belgijska prezydencja w Radzie UE przedstawiła kompromisowy projekt, który zakładał m.in. możliwość półrocznego zwolnienia z akcyzy tych paliw, których cena wzrosła o 15 proc. wobec średniej z ostatniego roku, ale ze względu na brak poparcia ze strony państw prace nad nim zawieszono. **Powrót do rewizji ETD będzie zadaniem na nową kadencję.**

Pakiet gazowo-wodorowy

Pakiet tworzy ramy regulacyjne dla rozwoju infrastruktury wodorowej i rynków wodorowych oraz dla planowania sieci. Na szczeblu krajowym wszyscy operatorzy sieci wodorowych będą musieli przedłożyć 10-letni plan rozwoju sieci i aktualizować go co dwa lata. Państwa członkowskie będą musiały stworzyć też jeden plan rozwoju sieci wodorowej (lub gazowo-wodorowej).

Powstać ma europejska organizacja operatorów sieci wodorowych (ENNO-H). Będzie ona niezależna od już istniejącej europejskiej sieci operatorów systemów przesyłowych gazu (ENTSO-G) i europejskiej sieci operatorów systemów przesyłowych energii elektrycznej (ENTSO-E). Przepisy wprowadzają nowe normy jakości gazu, który ma przepływać między państwami członkowskimi. Operatorzy sieci będą musieli akceptować surowiec składający się w 2 proc. z wodoru, ale możliwe będą indywidualne umowy umożliwiające przesył surowca powyżej tego

poziomu. Ma to pozwolić na uniknięcie segmentacji europejskiego rynku.

Oczekuje się, że wodór będzie wykorzystywany głównie tam, gdzie elektryfikacja nie jest dobrym rozwiązaniem, czyli np. w przemyśle energochłonnym (rafinerie, produkcja stali i chemii) oraz w niektórych sektorach transportu ciężkiego, morskiego lub lotniczego.

Reforma rynku energii elektrycznej (EMD)

W marcu 2023 r. KE zaproponowała reformę unijnego rynku energii elektrycznej, by zmniejszyć wpływ cen paliw kopalnych na stawki za energię elektryczną, ale też poprawić warunki inwestycji w OZE.

Dla Polski istotna jest możliwość przyznania derogacji dla elektrowni węglowych, która umożliwi im korzystanie ze wsparcia do końca 2028 r.

Ostateczny kształt reformy został uzgodniony przez PE i Radę UE w grudniu 2023 r. Zmiany realizowane są poprzez rewizję rozporządzenia i dyrektywy ws. wewnętrznego rynku energii elektrycznej oraz rozporządzenia REMIT. Wprowadza ona m.in. rozwiązania wspierające i ułatwiające stosowanie umów PPA (*Power Purchase*

Agreements), czyli długoterminowych kontraktów na zakup energii elektrycznej, bezpośrednio między wytwórcą i odbiorcą. Tego rodzaju umowy mają zwiększyć stabilność cen energii. Jednocześnie **państwa UE będą miały obowiązek stosowania tzw. dwukierunkowych kontraktów różnicowych** (*Contract for Differences*), gdy przyznają one wsparcie publiczne na inwestycje w nowe źródła OZE i energię jądrową.

Ponadto, **reforma ma poprawić warunki funkcjonowania i ułatwić rozwój sieci energetycznych**. Zmiany m.in. modyfikują sposób wyznaczania taryf sieciowych, by zachęcać operatorów dystrybucyjnych (OSD) i przesyłowych (OSP) do stosowania elastycznych umów na przyłączenie do sieci. Chodzi też o lepsze wykorzystanie istniejącej infrastruktury oraz rozwój magazynów i strony popytowej (*Demand Side Response*), czyli np. odbiorców, którzy mogą ograniczyć własne zużycie energii.

Dla Polski istotna jest możliwość przyznania derogacji dla elektrowni węglowych, która umożliwi im korzystanie ze wsparcia publicznego w ramach rynku mocy do końca 2028 r. Gdyby nie reforma taka możliwość zakończyłoby się 1 lipca 2025 r., co przyspieszyłoby konieczność wyłączenia starych bloków na węgiel, a to z kolei mogłoby zagrozić bezpieczeństwu energetycznemu kraju.

Pięć dylematów energetycznych

1 Jak sfinansować transformację?

Dostęp do kapitału będzie krytycznym warunkiem uruchamiania inwestycji w energetyce, a tym samym powodzenia transformacji w Europie i Polsce.

Kluczową rolę w mobilizacji prywatnych środków odegrają środki publiczne – krajowe i europejskie. **Do 2027 r. Polska na transformację energetyczną może pozyskać z różnych źródeł (m.in. budżetu UE, instrumentu NextGenerationEU, systemu EU ETS, czy tzw. funduszy norweskich) ok. 43 mld euro** (Forum Energii, 2021). Każde z tych źródeł ma jednak ściśle określone reguły precyzujące, kiedy i na jakiego rodzaju projekty można uzyskać z nich wsparcie finansowe.

W latach 2021-27 Polska na transformację może pozyskać łącznie ok. 43 mld euro wobec 370 mld euro szacowanego kosztu przebudowy energetyki.

Unijne fundusze różnią się też swoją konstrukcją i logiką działania. Instrument na rzecz Odbudowy i Zwiększenia Odporności, znany jako RRF (z niego finansowane są inwestycje z Krajowego Planu Odbudowy) jest nowym mechanizmem, którego uczą się zarówno KE, jak i państwa człon-

kowskie. Istnieje ryzyko, że ze względu na różne wymogi proceduralne nie uda się go wykorzystać w całości, co będzie na rękę unijnym płatnikom netto, od początku przeciwnym zaciąganiu unijnego długu.

Głównym wyzwaniem pozyskiwania środków z RRF jest znacznie krótszy, niż w przypadku standardowego unijnego budżetu, termin na jego wykorzystanie. **Inwestycje powinny być zrealizowane do 31 sierpnia 2026 r.**³ Dodatkowo wypłata środków jest uzależniona od tempa wprowadzanych przez państwo zmian prawnych uzgodnionych z KE. Ten rodzaj warunkowości podoba się przede wszystkim Komisji, która chce powielenia podejścia „pieniądze za reformy” w kolejnym wieloletnim budżecie.

³ Z wyjątkiem Funduszu Wsparcia Energetyki i Funduszu na rzecz Morskiej Energetyki Wiatrowej, gdzie w tym terminie należy podpisać umowy pożyczek.

Jedno jest pewne – polityka spójności będzie kontynuowana, bo jej fundusze są wpisane w unijne traktaty. **Skala tego wsparcia będzie jednak w dużej mierze zależała od zaangażowania i siły argumentów Polski jako największego beneficjenta tej polityki.** Przez 20 lat członkostwa w UE polska administracja, samorządy i firmy osiągnęły wysoką skuteczność w pozyskiwaniu środków z polityki spójności, m.in. na inwestycje w infrastrukturę taką jak sieci energetyczne. Te potrzeby wciąż są ogromne, dlatego warto kontynuować sprawdzone mechanizmy, zamiast wymyślać nowe.

Elementem polityki spójności jest też Fundusz Sprawiedliwej Transformacji (FST), który wspiera dekarbonizację i rozwój regionów, które wypracowały regionalne plany sprawiedliwej transformacji i uzyskały dla nich akceptację KE. Z jego środków może jednak korzystać wyłącznie pięć wybranych polskich regionów.

Obecne Wieloletnie Ramy Finansowe (WRF) na lata 2021-27 zakładają wydatki na poziomie 1,2 bln euro. Po raz pierwszy w historii UE te przeznaczone na cele klimatyczne mają pochłonąć minimum 30 proc. budżetu. Przyjęcie kolejnych WRF na lata po 2027 r. będzie trudne, bo na stare spory o pieniądze, nakładają się nowe:

- **Wielkość budżetu.** Państwa unijnej północy opowiadają się za dyscypliną finansową, w opozycji do krajów południa. Oddzielną kwestią są bezpośrednie wpływy do budżetu UE. W dyskusji pojawiają się np. propozycje, by na zasoby własne UE przeznaczyć część przychodów z systemu EU ETS, co uszczupliłoby pulę przewidzianą obecnie dla Polski.
- **Przyszłość unijnego długu.** Finansowany z pożyczek postpandemiczny Instrument na rzecz Odbudowy i Zwiększenia Odporności miał być utworzony jednorazowo, ale później okazało się, że może on pomóc w uniezależnieniu się od Rosji (program REPowerEU). Obecnie trwa dyskusja o wykorzystaniu mechanizmu na inwestycje obronne, w odpowiedzi na rosyjską agresję na Ukrainę.
- **Priorytety wydatkowe.** Obok stałych elementów debaty, takich jak promowana przez Polskę polityka spójności, czy promowane przez Francję rolnictwo, pojawiają się też nowe wątki takie jak bezpieczeństwo, wzmacnianie przemysłu, czy wsparcie Ukrainy w integracji z UE. Kolejnym wyzwaniem jest decyzja o sposobie alokacji środków UE, czyli gdzie potrzebne są granty, a gdzie wystarczą pożyczki.

Początek formalnych negocjacji nowych WRF może przypaść na polską prezydencję w Radzie UE w I połowie 2025 r. KE ma przedstawić pierwszą propozycję nowego budżetu UE latem 2025 r. Sama dyskusja potrwa do 2028 r., a na kształt nowego budżetu będą musiały zgodzić się wszystkie stolice.

Fundusze powiązane z EU ETS

Ważnym – i odrębnym od budżetu unijnego – źródłem finansowania transformacji są przychody ze sprzedaży uprawnień do emisji CO₂ i powiązane z nimi fundusze, które są finansowane ze sprzedaży odrębnej puli uprawnień do emisji.

a) Fundusz Modernizacyjny

Fundusz Modernizacyjny (FM) został uruchomiony w 2021 r. i służy modernizacji sektora energii w mniej zamożnych państwach UE, ale tylko w perspektywie do 2030 r. Jest zasilany środkami ze sprzedaży części ogólnej puli uprawnień do emisji CO₂. Dodatkowo, państwa mogą do Funduszu Modernizacyjnego transferować część swojej puli aukcyjnej, zwiększając – kosztem własnych dochodów budżetowych – wartość tego instrumentu. **Polska jest największym beneficjentem FM** (34 proc. dostępnej puli), a środki z niego trafiają jako dotacje i pożyczki preferencyjne m.in. pod inwestycje w sieci dystrybucyjne, OZE czy ciepłownictwo. Z FM finansowany jest m.in. program „Energia dla wsi” (dofinansowanie pod instalacje OZE na terenach wiejskich), czy program „Moja elektrownia wiatrowa”.

b) Fundusz Innowacyjny

Fundusz Innowacyjny (FI) finansuje technologie, które mogą pomóc w osiągnięciu neutralności klimatycznej do 2050 r. Fundusz jest finansowany z dochodów z aukcji uprawnień do emisji, a jego budżet to ok. 40 mld euro do 2030 r.⁴ Wsparcie przyznaje bezpośrednio Europejska Agencja Wykonawcza ds. Klimatu, Infrastruktury i Środowiska (CINEA). Do Funduszu zgłaszane są projekty realizowane przez wszystkie kraje członkowskie UE, jak również Islandię i Norwegię. Z FI finansowane były do tej pory m.in. **projekt systemu magazynowania energii na bazie baterii litowo-jonowych realizowany przez Northvolt, a także instalacja wychwytu CO₂ (CCS) dla Lafarge w Cementowni Kujawy.** Problemem jest jednak duża liczba wniosków o dofinansowanie wobec nieproporcjonalnie małego budżetu funduszu. W takim wyścigu o wnioski o wiele większą pulę zgarniają bogate spółki z Europy Zachodniej, które mogą wykazać, że ich projekty są bardziej innowacyjne, niż projekty z Europy Środkowej.

Społeczny Fundusz Klimatyczny

W 2027 r. w UE zacznie obowiązywać system ETS2, który obciąży kosztami emisji CO₂ transport drogowy i budownictwo. Nową daniną zapłacą producenci paliw, którzy będą przenosić zwiększone koszty na odbiorców. W efekcie ceny paliw w pojazdach (benzyny, diesla) i ogrzewnictwie domowym (gaz, węgiel) zaczną rosnąć. Społeczny Fundusz Klimatyczny ma wesprzeć odbiorców najbardziej narażonych na obciążenia związane z ETS2. Pieniądze te trafią przede wszystkim do gospodarstw domowych, nie będą natomiast wspierać dużych inwestycji w OZE, czy sieci energetyczne. Budżet Funduszu (65 mld euro) będzie zasilany ze sprzedaży uprawnień do emisji w ramach nowego systemu, a **przydział dla Polski wyniesie 11,4 mld euro, czyli 18 proc. całości.**

⁴ Szacunki KE przy cenie CO₂ na poziomie 75 euro za tonę.

Prywatne inwestycje i Taksonomia UE

Realizacja Europejskiego Zielonego Ładu nie będzie możliwa bez zwiększenia inwestycji ze strony sektora prywatnego oraz instytucji finansowych. Dlatego UE wdraża regułę zrównoważonego finansowania. Kluczową regulacją tworzącą jej ramy jest Taksonomia UE. To narzędzie klasyfikacyjne, które ma pomóc inwestorom i firmom podejmować świadome decyzje inwestycyjne dotyczące działalności przyjaznej dla środowiska i klimatu. Reguluje to unijne rozporządzenie w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje z czerwca 2020 r.

Z kolei przepisy zrewidowanej dyrektywy NFRD (*Non-Financial Reporting Directive*) nakładają, na podlegające jej przedsiębiorstwa, obowiązek udostępniania informacji na temat tego, **w jaki sposób i w jakim stopniu ich działalność spełnia wymogi zrównoważonej działalności gospodarczej**. Takie podmioty muszą ujawniać w swoich sprawozdaniach:

- udział procentowy obrotu pochodzącego z produktów lub usług związanych z działalnością gospodarczą, która kwalifikuje się jako zrównoważona środowiskowo (wg precyzyjnych kryteriów określonych w prawie UE),
- udział procentowy nakładów inwestycyjnych oraz wydatków operacyjnych, odpowiadający aktywom lub procesom związanym z działalnością gospodarczą, która kwalifikuje się jako zrównoważona środowiskowo.

Wymogi zawarte w Taksonomii UE dotyczące raportowania sprawiają, że **aktywa „wysokoemisyjne”** (np. węglowe) bez przyjętych strategii redukcji emisji **staną się obciążeniem w portfelach banków**. W efekcie dostęp do kapitału dla firm posiadających tego rodzaju aktywa jest coraz trudniejszy. Z kolei projekty zakwalifikowane jako „zielone” czy „zrównoważone” najprawdopodobniej uzyskają łatwiejsze kredytowanie po niższym koszcie. Jednocześnie łatwiej będzie pozyskiwać finansowanie inwestycji zgodnych z ESG, np. w formie „zielonych obligacji”.

Taksonomia UE określa także, jakie źródła energii są uznawane za przejściowe w drodze do neutralności klimatycznej. Za takie źródło został uznany – pod restrykcyjnymi warunkami – gaz ziemny i energetyka jądrowa.

Co to oznacza dla Polski?

Sama przebudowa systemu elektroenergetycznego w Polsce może pochłonąć do 2050 r. ok. 370 mld euro, czyli ok. 1,6 bln zł. (KOBIZE/CAKE, 2023). Z tego względu Polska musi zabiegać o maksymalne powiększenie dostępnej puli środków finansowych z UE na cele transformacyjne. Warszawa znajduje się w obozie zwolenników zwiększenia wydatków obronnych i samego budżetu UE, nie chce też przekierowania wpływów z EU ETS do europejskiej kasy. **Dla Polski najważniejsze będzie utrzymanie jak największego poziomu środków z polityki spójności**, które są dla niej kluczowym źródłem finansowania inwestycji związanych z transformacją (np. inwestycji w sieci energetyczne).



Rola Parlamentu Europejskiego



O wielkości budżetu UE decydują państwa członkowskie, czyli Rada UE, to PE odgrywa istotną rolę w ustalaniu jakie będą reguły funkcjonowania poszczególnych unijnych funduszy. Kluczowe pod tym względem będą prace komisji budżetowej (BUDG), regionalnej (REGI) oraz spraw gospodarczych (ECON). W kadencji 2019-24 to PE intensywnie zabiegał o to, żeby unijne środki nie były przeznaczane na inwestycje związane z gazem i energetyką jądrową. Kluczowe będzie zabieganie o jak największy budżet na politykę spójności i przeciwdziałanie **ubóstwu energetycznemu w związku z wejściem w życie ETS2**. Polska może też zabiegać o zwiększenie poziomów wsparcia dopuszczonych w ramach pomocy publicznej co będzie miało przełożenie na mniejsze obciążenia dla odbiorców końcowych oraz płynność sektora energetycznego. Istotne również będzie wypracowanie nowych reguł, które ułatwią krajom Europy Środkowej dostęp do środków na innowacje, badania i rozwój, np. w takich obszarach jak ciepłownictwo sieciowe, czy magazynowanie energii. Debata o środkach na transformację w nowym budżecie UE będzie tym istotniejsza, że wciąż nie jest jasne czy uda się utrzymać Fundusz Modernizacyjny po 2030 r. Jego ewentualna likwidacja bądź zmniejszenie, miałyby wyraźnie negatywny efekt na tempo transformacji w Polsce i Europie Środkowej.



W latach 2021-27 Polska na transformację energetyczną może pozyskać z UE ok. 43 mld euro (Forum Energii, 2021). Jednak do osiągnięcia neutralności klimatycznej sama krajowa elektroenergetyka będzie potrzebowała ok. 370 mld euro.



Transformacja nie będzie możliwa bez zwiększenia inwestycji ze strony sektora prywatnego oraz instytucji finansowych. Do ich uruchomienia potrzebne będą środki europejskie.



Obecne Wieloletnie Ramy Finansowe (WRF) na lata 2021-27 zakładają wydatki na poziomie 1,2 bln euro. Cele klimatyczne mają pochłonąć minimum 30 proc. budżetu. Przyjęcie kolejnych WRF będzie trudne, ze względu na spory o wielkość budżetu, przyszłość unijnego długu i priorytety wydatkowe.



Polityka spójności w nowym budżecie UE na lata 2028-34 będzie kontynuowana, ale skala wsparcia będzie zależała od zaangażowania i siły argumentów Polski jako jej największego beneficjenta.



Pod znakiem zapytania pozostaje przyszłość funduszy zasilanych ze środków pochodzących ze sprzedaży uprawnień do emisji. Należy zabiegać o utrzymanie Funduszu Modernizacyjnego po 2030 r. oraz większą równowagę geograficzną w ramach rozdziału środków z Funduszu Innowacyjnego.

Jaki będzie cel klimatyczny UE na 2040?

Wyznaczenie nowego celu klimatycznego na 2040 r. określi tempo i koszt transformacji UE w najbliższych kilkunastu latach.

6 lutego 2024 r. KE opublikowała komunikat w sprawie nowego celu 2040 r., względem poziomu z 1990 r. **To wstęp do dyskusji między państwami członkowskimi i Parlamentem Europejskim na temat tempa transformacji UE po 2030 r.** W zaczynającej się kadencji KE przedstawi stosowny projekt nowego prawa w tej sprawie. Przyjęcie przez UE umocowanego prawnie celu redukcji emisji na 2040 r. to wymóg jaki nakłada Europejskie Prawo Klimatyczne.

KE w swoim komunikacie rozpatruje trzy scenariusze redukcji emisji (o 80 proc., 85-90 proc. oraz 90-95 proc.), rekomendując 90-proc. cel redukcji emisji do 2040 r. Wszystkie scenariusze zakładają podobne potrzeby inwestycyjne na lata 2031-50. Dla energetyki wynoszą one blisko 660 mld euro (3,2 proc. PKB UE) rocznie,

660 mld euro – tyle rocznie wyniosą wydatki państw UE na energetykę, by osiągnąć cel neutralności klimatycznej w 2050 r.

a dla transportu ok. 870 mld euro (4,2 proc. PKB UE). KE szacuje, że nakłady te pozwolą zmniejszyć liczbę przedwczesnych zgonów spowodowanych zanieczyszczeniem powietrza z 466 tys. rocznie w 2015 r. do 196 tys. rocznie w 2040 r., i zredukować związane z tym koszty z ok. 1,7 bln euro w 2015 r. do 670 mld euro w 2040 r.

Inwestycje w transformację przełożą się na wzrost cen energii elektrycznej, ale jej udział w wydatkach gospodarstw domowych będzie mały. KE spodziewa się, że średnie ceny prądu dla gospodarstw domowych w UE wzrosną z ok. 200 euro za MWh w 2023 r. do ok. 288 euro w 2050 r. Jednak udział zakupu energii elektrycznej w budżetach domowych spadnie do 8-8,2 proc. w latach 30. oraz 7,1 proc. w latach 40. XXI wieku.

Jak KE widzi dalszy rozwój miks energetycznego?

Ocena KE nie zawiera informacji na temat skutków społecznych i gospodarczych jakie przyniesie realizacja celu na 2040 r. dla poszczególnych państw członkowskich oraz sektorów, takich jak elektroenergetyka czy ciepłownictwo. Kreśli jednak perspektywy rozwoju technologii, które mają odegrać kluczową rolę w osiągnięciu neutralności klimatycznej.

Elektroenergetyka w perspektywie 2040 r. ma ulec niemal całkowitej dekarbonizacji, co oznacza zupełne odejście od węgla, ale też znaczące zmniejszenie roli gazu. Jednocześnie sektor energetyczny musi osiągnąć możliwość generowania negatywnych emisji na poziomie 10 mln ton CO₂ rocznie (netto)⁵. Oznacza to, że wszystkie emisyjne elektrownie, które pozostaną w ruchu w 2040 r. w praktyce musiałyby być wyposażone w instalacje wychwyty i magazynowania CO₂. Ma to pozwolić na redukcję 32 mln ton CO₂ rocznie.

Potrzebne będą też technologie do wychwyty i magazynowania CO₂ z instalacji spalających biomasę (BECCS – Bioenergy with Carbon Capture and Storage) oraz z powietrza (Direct Air Carbon Capture and Storage – DACCS). Pierwszy projekt BECCS jest wdrażany w elektrowni Drax w Wielkiej Brytanii⁶. Z kolei w przypadku DACCS jest obecnie w Europie kilka projektów pilotażowych, jednak na bardzo małą skalę. KE zakłada, że w 2040 r. obie technologie pozwolą **na redukcję ok. 153 mln ton CO₂ rocznie. To tyle ile rocznie emitują polskie sektory – elektroenergetyczny i ciepłowniczy.** Zbyt optymistyczne założenia co do technologii wychwytywania i składowania CO₂ są jednym z głównych obszarów krytyki wyliczeń KE przedstawionych w komunikacie dotyczącym celu na 2040 r.

85 proc. – taki udział w produkcji energii mają wg. KE zapewnić źródła OZE w 2040 r. w UE

Do redukcji emisji ma być wykorzystany również biometan, który ma ograniczyć produkcję CO₂ o 22 mln ton w 2040 r. KE nie przewiduje daleko idącej konwersji elektrowni gazowych na zielony wodór. Powodem jest wciąż zbyt wysoki koszt pozyskania tego paliwa.

Dominującą technologią produkcji energii w 2040 r. ma być OZE, które w 2040 r. mają zapewnić już aż 85 proc. generacji w UE. W 2050 r. ma to być już 90 proc.

Nastąpi też drastyczny wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną, co będzie miało związek z postępującą elektryfikacją branż takich jak transport czy ciepłownictwo. W 2040 r. w UE sięgnie ono ponad 5000 TWh, by w 2050 r. dojść do prawie 7000 TWh. Dla porównania w 2022 r. zapotrzebowane na energię elektryczną w UE wyniosło ok. 2800 TWh.

Dyskusyjny jest zakładany przez KE spadek znaczenia energetyki jądrowej i to w każdym ze scenariuszy. W 2040 r. reaktory mają odpowiadać tylko za ok. 10 proc. produkcji energii elektrycznej we wspólnocie wobec 25 proc. w 2023 r. Z kolei ich moc ma spaść z 94 do 71 GW w 2040 r. Analiza KE nie obejmuje jednak możliwości rozwoju technologii SMR oraz pomija ogłoszoną deklarację 16 państw członkowskich UE o celu osiągnięcia 150 GW mocy zainstalowanej w energetyce jądrowej

⁵ Negatywne emisje można osiągnąć np. poprzez spalanie biomasy połączone z wychwytywaniem CO₂ (CCS/CCU), co zgodnie z unijnymi regułami pozwala uznać, że w całkowitym bilansie nie tylko wyprodukowano energię, ale jednocześnie z naturalnego cyklu CO₂ usunięto określoną ilość dwutlenku węgla, który w normalnych warunkach trafiłby do atmosfery.

⁶ https://www.drax.com/press_release/uk-government-approves-planning-application-for-beccs-at-drax-power-station/ [dostęp: 19.06.2024]

do 2050 r. Można się spodziewać, że analizy KE dołączone do projektu nowelizacji Europejskiego Prawa Klimatycznego będą zawierały korektę w tym obszarze.

Co to oznacza dla Polski?

UE stoi przed wyborem, czy lepiej podjąć większy wysiłek inwestycyjny w latach 2031-40, czy też przerzucić ciężar osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r. na lata 2041-50. Cel 90-proc. redukcji emisji do 2040 r. ma duże szanse na utrzymanie się, ponieważ poparło go już 10 państw – w tym Niemcy, Francja, Holandia, Dania, Szwecja, Finlandia, Portugalia i Irlandia. Reszta nie zajęła konkretnego stanowiska. **Polska akcentuje konieczność skoncentrowania się na realizacji celów na 2030 i 2050 r.**



Rola Parlamentu Europejskiego

Nowa KE przedstawi wniosek ustawodawczy ukierunkowany na włączenie celu na rok 2040 do unijnej legislacji. Na przyjęcie celu będzie musiał zgodzić się też PE, który w ostatniej kadencji zabiegał o ambitniejsze uzgodnienia w zakresie polityki klimatycznej. **Jednak wzrost liczby europosłów donośniej krytykujących trajektorię transformacji UE może nuansować stanowisko PE.** Kolejnym krokiem będzie przyjęcie pakietu zmian legislacyjnych – na wzór „Fit for 55” – który dostosuje przepisy do nowego celu redukcji emisji. Kluczowym zadaniem będzie lobbowanie za przygotowaniem **przez KE dodatkowych analiz wpływu wprowadzenia nowego celu redukcyjnego na poszczególne państwa członkowskie i branże, takie jak energetyka czy ciepłownictwo.** Takie szacunki ułatwią Warszawie ubieganie się o dodatkowe środki na transformację i ewentualną korektę urealniającą obecny harmonogram transformacji np. w ciepłownictwie.



UE najpóźniej w 2025 r. zdecyduje o nowym celu klimatycznym na 2040 r. Obecnie najczęściej mowa o 90-proc. redukcji emisji.



Przyjęcie takiego celu oznacza, że elektroenergetyka w perspektywie 2040 r. ma ulec niemal całkowitej dekarbonizacji, co oznacza zupełne odejście od węgla, ale też znaczące zmniejszenie roli gazu.



Dominującą technologią produkcji energii w 2040 r. ma być OZE, które w 2040 r. mają zapewnić już aż 85 proc. generacji w UE. W 2050 r. ma to być już 90 proc.



KE zakłada spadek znaczenia energetyki jądrowej w UE. W 2040 r. reaktory jądrowe mają odpowiadać tylko za ok. 10 proc. produkcji energii elektrycznej wobec 25 proc. w 2023 r.



Które technologie będą kluczowe w transformacji?

W 2050 r. źródła OZE, przy wsparciu magazynów energii, mają odpowiadać za 90 proc. produkcji energii elektrycznej w UE. Do osiągnięcia neutralności klimatycznej konieczny będzie też rozwój energetyki jądrowej oraz technologie wychwytywania CO₂ (CCU/CCS).

Fotowoltaika

Elektrownie słoneczne to najszybciej rozwijająca się technologia wytwarzania prądu, która odegra kluczową rolę w osiągnięciu neutralności klimatycznej przez UE. W 2023 r. fotowoltaika odpowiadała za 9,3 proc. energii elektrycznej wyprodukowanej w UE, a łączna moc wszystkich instalacji przekroczyła 256 GW. W ramach planu REPowerEU założono wzrost mocy PV do 600 GW w 2030 r.

Produkcja paneli fotowoltaicznych jest **zdominowana przez Chiny. Aż 97 proc. zapotrzebowania UE na ogniwa PV pokrywa import z tego kraju.** Dodatkowo, po tym jak USA ograniczyły import paneli z Chin, do Europy trafia nadwyżka, której Chiny nie są w stanie sprzedać na innych rynkach. UE stara się przeciwdziałać chińskiej dominacji. W lutym 2024 r. PE i Rada UE uzgodniły ostateczną wersję rozporządzenia Net Zero Industry Act (NZIA), które zakłada, **że wspólnota do 2030 r. będzie w stanie wytwarzać samodzielnie 40 proc. strategicznych technologii, takich jak panele PV.**

Fotowoltaika w Polsce

Elektrownie słoneczne to najważniejsze, pod względem mocy zainstalowanej, źródło OZE w Polsce. Na koniec kwietnia 2024 r. moc instalacji fotowoltaicznych osiągnęła niemal 18 GW. Z tego 11 GW stanowią mikroinstalacje prosumenckie, których jest już 1,45 mln (ARE, 2024). W 2023 r. udział energii ze słońca przekroczył 7 proc. udziału w produkcji energii elektrycznej w kraju (Ember, 2023). Propozycja aktualizacji „Polityki energetycznej Polski” (PEP) z 2023 r. zakładała, że moc PV wzrośnie do 27 GW w 2030 r. i 45 GW w 2040 r. Ogromna dynamika rozwoju PV w Polsce jest fenomenem na skalę europejską.



9,3 proc. – taki był udział PV w produkcji energii elektrycznej w UE w 2023 r.

Energetyka wiatrowa

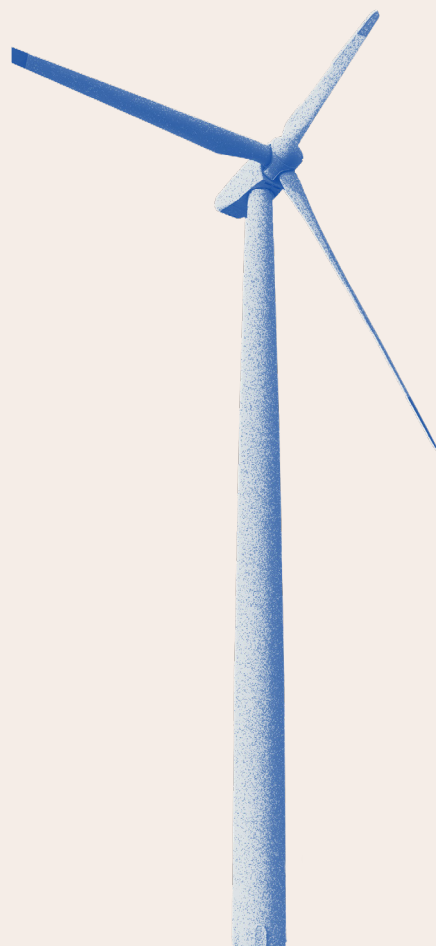
Wiatraki stanowią najważniejszą odnawialną technologię systemu energetycznego UE. W 2023 r. dostarczyły one 17,5 proc. wyprodukowanej energii elektrycznej

nej, a ich łączna moc przekroczyła 218 GW (z czego 17 GW to morskie farmy wiatrowe). Plan REPowerEU zakłada zwiększenie mocy wiatraków do 510 GW w 2030 r., z czego za 60 GW miałyby odpowiadać morskie farmy wiatrowe (offshore).

Europejski przemysł wiatrowy znajduje się jednak w kryzysie, szczególnie w przypadku morskich farm wiatrowych. Od 2020 do 2022 r. udział europejskich przedsiębiorstw w światowej produkcji komponentów niezbędnych w branży wiatrowej spadł z 42 do 35 proc. (KE, 2023). Powodem jest głównie rosnąca konkurencja w produkcji podzespołów (np. turbin, kabli) ze strony Chin, zbyt długie procedury dotyczące pozwoleń (tzw. permitting), wzrost inflacji, zbyt niska rentowność tych projektów oraz pozrywane łańcuchy dostaw. Przemysł wiatrowych producentów boryka się też z brakiem dostępu do surowców takich jak miedź, krzem czy metale ziem rzadkich.

Wiatraki w Polsce

Energetyka wiatrowa to najważniejsze źródło produkcji energii z OZE w Polsce. Na koniec kwietnia 2024 r. łączna moc tych instalacji przekroczyła 9,5 GW. Udział wiatru w produkcji energii elektrycznej wynosi obecnie blisko 14 proc. (Ember, 2023). Według zaktualizowanej wersji PEP z 2023 r. moc wiatraków lądowych ma wzrosnąć do 14 GW w 2030 r., a 10 lat później do 20 GW⁷. Z kolei moc wiatraków na morzu ma osiągnąć 5,9 GW w 2030 r. i 17,9 GW 10 lat później.



Europejski przemysł wiatrowy znajduje się w kryzysie, szczególnie w przypadku morskich farm wiatrowych.

Energetyka jądrowa

Zdaniem Międzynarodowej Agencji Energetycznej **bez rozwoju energetyki jądrowej świat nie będzie w stanie osiągnąć celu neutralności klimatycznej.** Mimo to kraje UE pozostają głęboko podzielone co do przyszłości rozwoju tej technologii. Rozwój energetyki nuklearnej popiera grupa państw, której nieformalnym liderem jest Francja. Przeciw występują natomiast Niemcy, Austria, Dania i Luksemburg.

W 2023 r. energia jądrowa odpowiadała za 23 proc. produkcji energii elektrycznej w UE, a 12 z 27 państw członkowskich posiadało reaktor jądrowy na swoim terytorium. Inwazja Rosji na Ukrainę zmieniła postrzeganie energetyki jądrowej w wielu państwach, skłaniając je do przedłużenia żywotności już funkcjonujących

⁷ Szacunku tego dokonywano na bazie założenia utrzymania minimalnej odległości między wiatrakami i zabudowaniami mieszkalnymi na poziomie 700 metrów. Obecny rząd deklaruje zmniejszenie tej odległości do 500 metrów, co uruchomi dodatkowy potencjał rozwoju farm wiatrowych w Polsce.

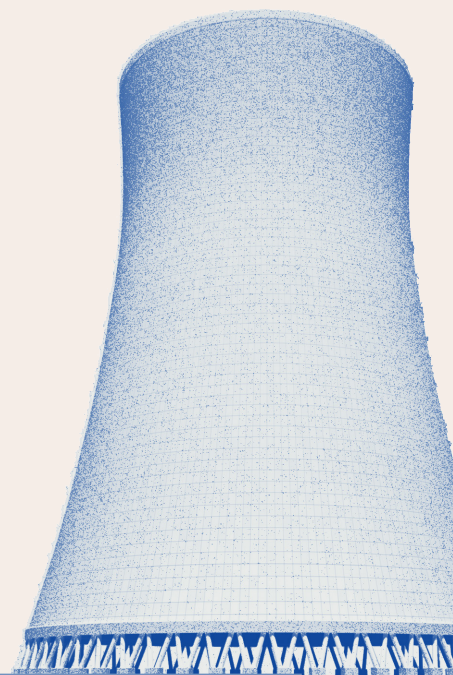
bloków albo planów inwestycji w nowe jednostki (wielkoskalowe lub SMR). Budowę nowych reaktorów planuje m.in. Polska, Czechy, Francja, Rumunia, Węgry, Holandia, Słowacja oraz Szwecja.

Kluczowe jest wspieranie przez UE korzystnych warunków wpływających na opłacalność inwestycji w energetykę jądrową. Niezbędne jest również uproszczenie pozyskiwania finansowania ze środków europejskich na wielkoskalowe projekty jądrowe, małe reaktory modułowe (SMR) czy inne technologie związane z łańcuchami dostaw dla inwestycji w energetykę jądrową.

W sporze o przyszłość energetyki jądrowej KE zajmuje niejednoznaczne stanowisko. Urzędnicy odpowiedzialni za energetykę podkreślają, że każde państwo samo decyduje o swoim miksie energetycznym, a jednym z fundamentów prawnych UE jest Traktat EURATOM. Urzędnicy odpowiedzialni za klimat częściej zwracają z kolei uwagę na wyzwania związane z energetyką jądrową (np. odpady) i podkreślają, że w perspektywie celów klimatycznych na najbliższe dekady, inwestycje w reaktory są zbyt czasochłonne. Nową dynamikę i nowe nadzieje w dyskusji o energetyce jądrowej – również w Parlamencie Europejskim – wywołały SMR-y. W 2022 r. na świecie funkcjonowały tylko trzy tego rodzaju jednostki, zlokalizowane w Chinach i Rosji. Pierwsza zachodnia jednostka ma ruszyć w Kanadzie w 2029 r. na bazie technologii GE Hitachi. KE jest jednak zdecydowana wspierać również rozwój europejskich technologii SMR.

Polska wobec energetyki jądrowej

Polska chce rozwijać energetykę jądrową, która ma docelowo zastąpić węgiel w podstawie systemu energetycznego. Pierwsza wersja KPEiK wskazuje, że pierwsza duża elektrownia jądrowa zostanie uruchomiona w latach 2030-2035. W poprzednich dokumentach wskazywany był rok 2033. W modelowaniu wzięto pod uwagę możliwość budowy SMR-ów, ale KPEiK zwraca uwagę, że na świecie nie ma jeszcze działających komercyjnie małych reaktorów jądrowych, a ich wdrożenie w Polsce do 2040 r. – mimo ambitnych planów niektórych firm – jest niepewne. Z kolei zaktualizowany PEP zakłada, że w 2040 r. moc polskich elektrowni jądrowych ma wynieść 7,8 GW, z czego na małe reaktory przypadnie 2,1 GW.



23 proc. – taki był udział reaktorów jądrowych w produkcji energii elektrycznej w UE w 2023 r.

Gaz, biometan i wodór

Gaz odpowiada za ok. 22 proc. całkowitego zużycia energii UE, w tym 20 proc. wytwarzania energii elektrycznej i 39 proc. ciepła. UE będzie potrzebowała gazu, by bilansować produkcję energii z OZE, ale jednocześnie musi pozbyć się emisji zwią-

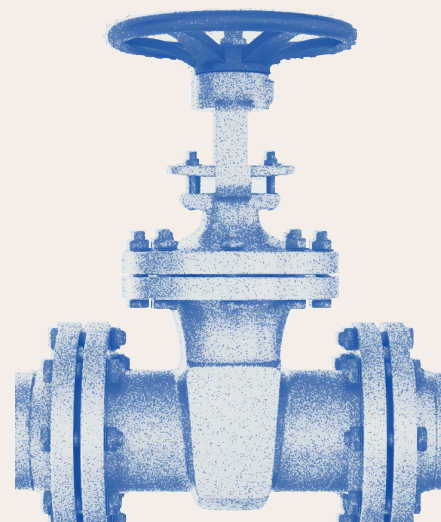
zanych ze spalaniem surowca, by osiągnąć neutralność klimatyczną. Aby osiągnąć te dwa cele UE zamierza działać na rzecz dekarbonizacji gazu, promując rozwój biometanu, jednocześnie promuje wspólne zakupy gazu ziemnego przez unijne przedsiębiorstwa, żeby zapewnić bezpieczeństwo dostaw po najniższych cenach.

Biometan powstaje w wyniku oczyszczania biogazu, który wydziela się podczas fermentacji odpadów organicznych. W całej UE na koniec kwietnia 2023 r. ponad 1,3 tys. takich instalacji produkowało już 3,5 mld m³ biometanu rocznie, a do 2030 r. produkcja ma się zwiększyć dziesięciokrotnie. Drugą kluczową opcją dekarbonizacji gazu jest wzrost wykorzystania zielonego wodoru, czyli produkowanego z elektrolizerów zasilanych energią z OZE. UE chce do 2030 r. zainstalować elektrolizery o mocy 123 GW, które mają wytwarzać 10 mln ton zielonego wodoru rocznie. Drugie tyle chce importować.

Polska wobec gazu, biometanu i wodoru

Gaz będzie Polsce niezbędny, by w najbliższych latach stopniowo odchodzić od węgla. Zaktualizowana PEP z 2023 r. zakłada, że udział gazu w produkcji energii elektrycznej ma wzrosnąć z obecnych 6 proc. do 15 proc. w 2030 r. i utrzymać się na tym poziomie w 2040 r. Sposobem na ograniczenie popytu na gaz jest elektryfikacja i rozwój sektora biometanu. Polska, dzięki wysokiej produkcji rolnej, ma piąty największy potencjał wytwarzania tego surowca w UE, optymistycznie szacowany nawet na blisko 8 mld m³ rocznie, czyli około połowy aktualnego krajowego zapotrzebowania na gaz ziemny.

Polska jest trzecim największym producentem wodoru w UE (ok. 1 mln ton rocznie), ale jest to wodór szary, powstający w procesie reformingu parowego gazu, co wiąże się z emisją CO₂. Do 2030 r. w Polsce powinny działać elektrolizery o mocy 2 GW, zdolne do produkcji ok. 193 tys. ton zielonego wodoru. Surowiec ten, przynajmniej początkowo, posłuży jednak do dekarbonizacji przemysłu (rafinerii i sektora chemicznego) i nie będzie miał istotnego znaczenia w energetyce.



Gaz odpowiada za ok. 22 proc. całkowitego zużycia energii UE, w tym 20 proc. wytwarzania energii elektrycznej i 39 proc. ciepła.

CCS/CCUS

Osiągnięcie neutralności klimatycznej będzie wymagało do 2050 r. wychwytywania przez UE 477 mln ton CO₂ rocznie. Do 2030 r. poziom ten ma osiągnąć 50 mln ton. Dla porównania obecna emisja wspólnoty wynosi według Eurostatu 3,41 mld CO₂ rocznie.

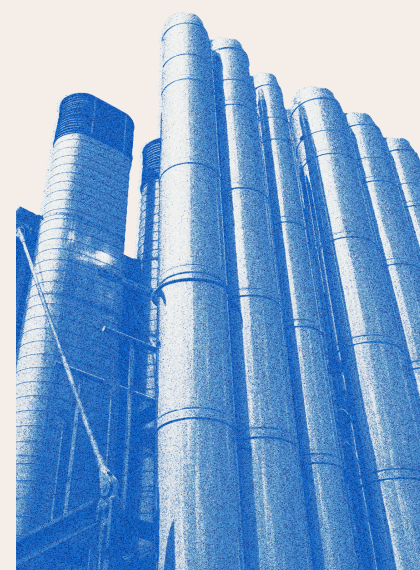
Unijna strategia zarządzania emisjami ma skupić się na trzech aspektach CO₂:

- składowaniu w formacjach geologicznych (CCS);
- wykorzystaniu (CCU) w gospodarce, np. do produkcji paliw syntetycznych czy petrochemii;
- wdrażaniu zrównoważonego obiegu CO₂ np. poprzez bezpośrednie usuwanie go z atmosfery (*Carbon Removals*). Wychwywanie CO₂ ma rozwijać się w sektorach, w których pełne wyeliminowanie emisji jest niemożliwe – chodzi o przemysł (np. hutnictwo czy produkcję cementu).

KE chce, by do 2040 r. CO₂ stał się normalnym towarem, który się sprzedaje i kupuje na rynku. Aby stało się to możliwe, koszty wychwywania CO₂ muszą zbliżyć się do ceny emisji dwutlenku węgla, która obowiązuje na rynku EU ETS. W nowej kadencji KE planuje przedstawić propozycję legislacyjną, która ma przyspieszyć rozwój rynku i infrastruktury CCUS w Europie. Zainteresowany jest tym głównie przemysł, który nie ma łatwej ścieżki dekarbonizacji. CCUS jest też istotny dla elektroenergetyki i ciepłownictwa, bo pozwala osiągnąć tzw. negatywne emisje.

Polska a CCUS

W Polsce najbardziej zaawansowany projekt CCUS rozwija Lafarge w Cementowni Kujawy – instalacja ma ruszyć w 2027 r. i wychwytywać 1 mln ton CO₂ rocznie. Prototypowa instalacja CCUS powstaje też w cementowni Górażdzie koło Opola. Magazynowanie CO₂ na dużą skalę będzie dla Polski problematyczne, ze względu na ogromne koszty. Dlatego CO₂ będzie również eksportowane przez porty morskie. Pierwszy polski port eksportowy CO₂ ma zostać zbudowany w Gdańsku.



477 mln – tyle ton CO₂ UE będzie musiało pochłaniać rocznie, by osiągnąć neutralność klimatyczną do 2050 r.

Magazyny energii

Obecnie, magazynowanie energii oparte jest głównie na elektrowniach szczytowo-pompowych (ESP), ale **wraz ze wzrostem produkcji OZE na popularności zyskują baterie litowo-jonowe, które pomagają wytwórcom energii w magazynowaniu nadpodaży prądu oraz magazyny ciepła** np. w postaci kotłów elektrodowych. W UE obecnie działają magazyny energii elektrycznej o mocy 11 GW i pojemności 14,7 GWh, z czego połowa jest przyłączona do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej. W fazie rozwoju znajdują się projekty o mocy ok. 19 GW. Aby jednak osiągnąć unijne cele pakietu „Fit for 55” i REPowerEU moc stacjonarnych magazynów energii będzie musiała osiągnąć ok. 200 GW do 2030 r.

Polska a magazyny energii

W Polsce, poza ESP (1,7 GW mocy) działa już ponad 100 MW małych przydomowych magazynów energii oraz 130 MW magazynów zainstalowanych w przemyśle i rolnictwie (przeważnie zastępują one używane wcześniej generatory, agregaty Diesla). Wciąż powstają też nowe. PGE deklaruje osiągnięcie do 2030 r. 800 MW mocy magazynów bateryjnych w kilkunastu lokalizacjach, z których największy projekt CHEST o mocy 263 MW ma powstać w Żarnowcu. Zaktualizowany PEP zakłada, że do 2030 r. moc tego rodzaju instalacji wzrośnie do 2,5 GW, a 10 lat później osiągnie 5 GW, z czego 3 GW będą stanowiły magazyny przydomowe, a 2 GW – instalacje wielkoskalowe w przemyśle.

W Polsce działa ponad **100 MW** małych przydomowych magazynów energii oraz **130 MW** magazynów zainstalowanych w przemyśle i rolnictwie.

Rola Parlamentu Europejskiego

PE będzie odgrywał istotną rolę w debacie o zasadach wydatkowania funduszy unijnych w kolejnej perspektywie finansowej oraz w określaniu ścieżek dojścia do celu redukcyjnego na 2040 r. W obu dyskusjach ważne jest podkreślanie znaczenia neutralności technologicznej i uwzględnienia lokalnych uwarunkowań ekonomicznych i geograficznych. W bardzo krótkim, z perspektywy inwestycji energetycznych, horyzoncie celów na 2030 i 2050 r. wszystkie technologie prowadzące do redukcji emisji powinny być akceptowane i wspierane. Zawężenie listy dostępnych narzędzi nie tylko spowolni transformację, ale i podniesie jej koszt, choćby z powodu zbyt małej liczby wykwalifikowanych pracowników oraz problemów z dostawami komponentów i surowców krytycznych.



Jak zapewnić tanie i czyste ciepło?

Wraz ze wzrostem mocy OZE wzrastała będzie potrzeba rozwoju technologii mogących efektywnie bilansować system energetyczny. Ciepłownictwo systemowe może zostać wykorzystane do tego celu, stając się ogromną baterią ciepła.

W I kwartale 2024 r. źródła OZE odpowiadały za 28,6 proc. energii elektrycznej wyprodukowanej w Polsce (ARE, 2024). Rosnąca generacja OZE tworzy presję na spadek cen energii elektrycznej, ale podbija koszty utrzymania systemu energetycznego, w efekcie neutralizując pozytywne skutki rozwoju zielonej energetyki dla odbiorców⁸. Rozwiązaniem jest **zwiększenie elastyczności systemu poprzez budowę magazynów energii**, które przejmowałyby nadwyżkę produkcji energii z OZE. Jednak podobną rolę może odegrać technologia *power-to-heat*, czyli np. kotły elektrodowe, które zasilają w momentach szczytowych sieć ciepłowniczą. Ich budowa jest tańsza niż inwestowanie w drogie magazyny energii bazujące na technologii litowo-jonowej (Instrat, 2023). Ciepło zmagazynowane podczas cieplejszych tygodni może być później wykorzystane do ogrzewania.

66,2 proc. – tyle ciepła w Polsce powstaje dzięki spalaniu węgla w ciepłowniach i elektrociepłowniach.

Polska posiada drugi pod względem wielkości system ciepłowniczy w Europie. Do sieci ciepłociągów przyłączonych jest 5,8 mln gospodarstw domowych, które są ogrzewane przez ciepłownie i elektrociepłownie o mocy ponad 53 GW. Jednak krajowe ciepłownictwo systemowe jest wciąż oparte na węglu. Surowiec

odpowiada za 66,2 proc. produkcji ciepła, ale jego udział stopniowo maleje na rzecz OZE (12,6 proc.) oraz gazu (8,8 proc.) (URE, 2022). Jednocześnie przedsiębiorstwa ciepłownicze w Polsce charakteryzują się niską rentownością, a wiele z nich ma ograniczoną zdolność kredytową. Uniemożliwia to, zwłaszcza mniejszym podmiotom, inwestowanie w nowoczesne technologie niskoemisyjne.

Sektor czeka przyspieszona transformacja i nowe wymogi, które wymuszą jego przeobrażenie. Wśród kluczowych wyzwań trzeba wskazać spełnienie nowych kryteriów dla efektywnych systemów ciepłowniczych, w tym m.in.: wprowadzenie kryterium emisyjnego na poziomie 270 g CO₂/kWh dla wysokosprawnej kogeneracji od 2028 r. dla nowych jednostek (dla istniejących możliwe jest uzyskanie derogacji do 2034 r.), co wykluczy jednostki węglowe z systemów efektywnych. Ponadto po 2034 r. utrzymanie statusu efektywnego systemu ciepłowniczego będzie wymagało minimalnego udziału ciepła z OZE lub ciepła odpadowego na

⁸ Zielonej energii jest tak dużo, że PSE (OSP) muszą coraz częściej przymusowo wstrzymywać jej produkcję. Od początku 2024 r. do połowy maja w ten sposób nie odebrano aż 333 GWh energii elektrycznej z OZE, ponad czterokrotnie więcej niż przez cały 2023 r.

poziomie 35 proc. (obecnie 5 proc.), co będzie szczególnie trudne do osiągnięcia dla dużych systemów ciepłowniczych. Utrata statusu efektywnego systemu ciepłowniczego będzie oznaczała brak możliwości uzyskania wsparcia finansowego ze środków publicznych na modernizację i rozbudowę rynków ciepła systemowego, co przełoży się na wzrost cen ciepła dla odbiorców.

Równocześnie postępować będzie „zazielenianie” ciepłownictwa. Zgodnie z dyrektywą REDIII każde państwo członkowskie jest zobowiązane do zwiększania udziału OZE w tym sektorze o co najmniej 0,8 pkt proc. średniorocznie w okresie 2021-25 i 1,1 pkt proc. średniorocznie w okresie 2026-30. REDIII określiła także zobowiązania do zwiększenia udziału OZE oraz z ciepła odpadowego i chłodu odpadowego w systemach ciepłowniczych i chłodniczych o około 2,2 pkt proc. średniorocznie w okresie 2021-30.

Dzięki rewizji dyrektywy ETS, polskie ciepłownictwo może uzyskać dodatkowo 30 proc. bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂, co powinno zostać wykorzystane jako środki na przyspieszenie dekarbonizacji przed 2030 r. Aby otrzymać bezpłatną alokację, firmy ciepłownicze będą musiały jednak zainwestować równowartość rynkową tych uprawnień w technologie znacząco redukujące emisje przed 2030 r. Wszystko będzie działać zgodnie z planami dojścia do neutralności klimatycznej, które każda instalacja lub firma była zobligowana sporządzić do maja 2024 r. Finalizacja inwestycji jeszcze przed 2030 r. będzie dużym wyzwaniem dla przedsiębiorstw, biorąc pod uwagę doświadczenia w realizacji inwestycji w energetyce.

Najpopularniejszym modelem transformacji ciepłownictwa w Polsce jest zastępowanie węgla gazem. Umożliwia to ograniczenie emisji, przy zachowaniu wysokiej temperatury w systemie, ale w długim terminie może skutkować znaczącym wzrostem krajowego zapotrzebowania na gaz. Wystawia to sektor na ryzyko fluktuacji cen i ograniczeń podaży. Polski sektor **stawia więc również na elektryfikację** z wykorzystaniem wielkoskalowych pomp ciepła, kotłów elektrodowych i magazynów. Dopiero w dalszej perspektywie transformacja ciepłownictwa będzie mogła oprzeć się w większej mierze na biometanie i biomasie, czy ewentualnie SMR-ach i spalaniu zielonego wodoru. Punktowo, w zależności od miejscowego potencjału rozwijać będą się też niskotemperaturowe sieci ciepłownicze, które umożliwią wykorzystanie ciepła odpadowego z przemysłu czy geotermii.

Co to oznacza dla Polski

Ciepłownictwo systemowe może pomóc w stabilizacji elektroenergetyki i transformacji. Kluczowe będzie wyposażenie ciepłowni i elektrociepłowni w urządzenia wytwórcze oparte na technologii *power-to-heat* i akumulatory ciepła. Dokończenie dekarbonizacji będzie też wymagało rozwoju OZE i przejścia na niskotemperaturowe sieci ciepłownicze oraz dostosowanie odbiorców ciepła poprzez termomodernizację i zwiększenie efektywności energetycznej.



Rola Parlamentu Europejskiego



Skala wyzwań, przed którymi stoi ciepłownictwo systemowe powinna być dla KE impulsem do przedstawienia kompleksowego planu działań na rzecz dekarbonizacji tego sektora, połączonego z planem wsparcia najbardziej obiecujących rozwiązań, takich jak technologia *power-to-heat*. PE powinien optować za takim działaniem. Obiektywną trudność stanowi jednak to, że ciepłownictwo systemowe, popularne w Europie Środkowej, jest niemal nieznanie w Europie Zachodniej (poza Danią i Skandynawią).

- » **Polska posiada drugi pod względem wielkości system ciepłowniczy w Europie.** Do sieci ciepłociągów przyłączonych jest 5,8 mln gospodarstw domowych, ale krajowe ciepłownictwo jest wciąż w 2/3 oparte na węglu.
- » **Transformacja ciepłownictwa polega głównie na zastępowaniu węgla gazem.** Umożliwia to ograniczenie emisji, ale skutkuje wzrostem popytu na importowany gaz.
- » **Ciepłownictwo można wykorzystać do poprawy funkcjonowania sektora elektroenergetycznego.** Kluczowe będzie wyposażenie ciepłowni i elektrociepłowni w urządzenia wytwórcze oparte na technologii *power-to-heat* i akumulatory ciepła.



5

Jak połączyć wszystko w sieć?

Do 2030 r. zapotrzebowanie na energię elektryczną w UE wzrośnie o 60 proc., a moc źródeł PV i wiatrowych z 400 do 1000 GW. By zielona energia popłynęła do odbiorców konieczne będą inwestycje w sieci elektroenergetyczne.

Przez lata sieci energetyczne w UE i Polsce były budowane z myślą o scentralizowanym systemie energetycznym, w którym energia płynie wyłącznie w jednym kierunku – z elektrowni do odbiorcy. Transformacja wymusza odejście od tego paradygmatu. **Rozwój źródeł rozproszonych sprawia, że dotychczasowy odbiorca staje się również jej producentem.** Rodzi to nowe wyzwania i szanse dla energetyki.

584 mld euro – tyle pochłoną niezbędne inwestycje w sieci energetyczne w UE do 2030 r.

Decentralizacja wytwarzania energii **wymusza rozbudowę oraz modernizację infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej**. Według wyliczeń KE koszty związane z tymi zadaniami mogą

pochłonąć tylko do 2030 r. 584 mld euro. Tyle potrzeba, aby dostosować infrastrukturę do dalszego rozwoju elektromobilności, instalowania nowych mocy w źródłach OZE, a także masowego montażu pomp ciepła.

Po stronie operatorów sieci leży konieczność „klasycznych” inwestycji w rozwój infrastruktury, zapewnienie dwukierunkowego przepływu energii elektrycznej, ale też rozbudowa systemów IT pozwalających na dynamiczne bilansowanie sieci. Kluczowe jest unowocześnienie zwłaszcza sieci niskich i średnich napięć, do których średnio w Europie podłączane jest ok. 75 proc. wszystkich mocy OZE. Ta część infrastruktury jest też najbardziej przestarzała, nie tylko w Polsce – **na poziomie europejskim ponad 40 proc. sieci dystrybucyjnych ma ponad 40 lat**. Tylko do końca obecnej dekady inwestycje w dystrybucję pochłoną 375–425 mld euro (KE, 2023; Eurelectric 2021).

Projekty OZE w UE napotykają wyzwanie w postaci długiego czasu oczekiwania na uzyskanie praw do przyłączenia. Czas oczekiwania na przyłącze wynosi od 4 do 10 lat, a w przypadku wysokiego napięcia do 8–10 lat. Rośnie liczba odmów przyłączania do sieci dystrybucyjnej.

Przepisy unijne mają jeszcze bardziej uprzywilejować rozwój OZE. Zgodnie ze zrewidowaną dyrektywą REDIII **państwa członkowskie mają do 21 lutego 2026 r. wyznaczyć tzw. obszary przyspieszonego rozwoju OZE (Renewable Acceleration Areas)**. Istotne będzie, by te działania brały pod uwagę także dostępność sieci i punktów przyłączeń dla zielonych instalacji. Ponadto, musi zostać zachowane wyważenie pomiędzy zapotrzebowaniem na przyłączenie OZE, budową i rozbudową sieci dystrybucyjnej, a faktycznym zapotrzebowaniem na energię, gdyż bez racjonalnego podejścia może dojść do przewymiarowania nakładów inwestycyjnych.

Główne wyzwania regulacyjne dla obszaru dystrybucji energii elektrycznej to obecna aktywizacja roli operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD), stających się integratorami rozwoju rozproszonych źródeł energii oraz lokalnych rynków usług elastyczności. Chodzi m.in. o stworzenie takich możliwości prawnych, by operatorzy dystrybucyjni mogli zharmonizować swoją działalność z rozwojem usług w zakresie odpowiedzi odbioru (DSR) i magazynowania energii. Oprócz tego konieczne jest zapewnienie odpowiednich warunków finansowania inwestycji w sieci dystrybucyjne poprzez zmiany prawne dotyczące kształtowania taryf oraz łatwiejszy dostęp do środków unijnych.

Co to oznacza dla Polski



Problem niewystarczająco szybkiego rozwoju sieci elektroenergetycznych opóźnia polską dekarbonizację. Tylko w 2023 r. źródła wytwórcze (głównie OZE) o mocy 83,6 GW otrzymały odmowę przyłączenia do sieci, a rok wcześniej było to 51 GW. Powodem stojącym za większością odmów był brak odpowiednich warunków technicznych. Ponad połowa linii niskich i średnich napięć ma ponad 30 lat (NIK, 2024). Problemem jest niski poziom skablowania sieci dystrybucyjnych, który sprawia, że są one podatne na zniszczenie np. przez silny wiatr. Tylko 27 proc. polskich sieci niskich i średnich napięć znajduje się pod ziemią. Podczas gdy w Niemczech jest to 82 proc., a w Holandii - 100 proc.

Rola Parlamentu Europejskiego



Sieci są fundamentem dla rozwoju europejskiego rynku energii i mają kluczowe znaczenie dla powodzenia transformacji energetycznej. Dlatego konieczne jest uruchomienie większego wsparcia ze środków europejskich na rzecz modernizacji i rozwoju sieci, by przyspieszyć przyłączenie OZE. Cel ten powinien również wspierać PE. Należy uwzględnić kwestie odnoszące się do operatorów systemów dystrybucyjnych (a nie tylko przesyłowych) i ich roli w zmienionych warunkach działania rynku energii (m.in. szybki rozwój OZE, dwukierunkowy przepływ energii).

- » **Rozwój źródeł OZE** sprawia, że dotychczasowy odbiorca energii staje się coraz częściej jej producentem. Rodzi to nowe wyzwania i szanse dla energetyki.
- » **Kluczowe jest wzmocnienie i unowocześnienie elektroenergetycznych sieci niskich i średnich napięć**, do których średnio w Europie podłączane jest ok. 75 proc. wszystkich mocy OZE. Obecnie projekty OZE muszą czekać od 4 do 10 lat na przyłączenie do sieci.
- » **Na poziomie europejskim ponad 40 proc. sieci dystrybucyjnych** ma ponad 40 lat. Tylko do końca obecnej dekady inwestycje w dystrybucję pochłoną 375-425 mld euro w UE.



Bibliografia

- Akademia Górniczo-Hutnicza, Polskie Stowarzyszenie Magazynowania Energii, *Wpływ rozbudowy infrastruktury magazynów energii na rozwój gospodarczy w Polsce – prognoza do 2040 r.*, 2022.
- Forum Energii, *Gotowi na 55%. Przewodnik po finansowaniu transformacji energetycznej od 2021 r.*, 2022.
- Instrat, *Coraz więcej prądu z OZE się marnuje. Polski system energetyczny nie korzysta z energetycznej rewolucji*, 2024.
- Instrat, *Polska prawie bezemisyjna Cztery scenariusze transformacji energetycznej do 2040 r.*, 2023.
- Instytut Ochrony Środowiska-Państwowy Instytut Badawczy, Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami, *Polska net-zero 2050: Transformacja sektora energetycznego Polski i UE do 2050 r.*, 2022.
- International Energy Agency, Electricity Grids and Secure Energy Transitions Enhancing the foundations of resilient, sustainable and affordable power systems, 2023.
- Najwyższa Izba Kontroli, *Rozwój elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej*, 2023.
- Polski Komitet Energii Elektrycznej, *Polska ścieżka transformacji energetycznej*, 2022.
- Rystad, *The State of the European Wind Energy Supply Chain*, 2023.

Źródła danych statystycznych:

- Eurostat
- Agencja Rynku Energii
- Instrat Energy
- Ember

