

Polski Komitet Energii Elektrycznej

Polska ścieżka transformacji energetycznej

Warszawa, październik 2022



PKEE
Polish Electricity
Association

Spis treści

List Prezesa Rady Zarządzającej PKEE	4
Streszczenie zarządcze	5
01 Wprowadzenie	12
02 Polityka energetyczno-klimatyczna jako główny czynnik wymuszający transformację energetyczną	18
03 Realizacja polityki klimatycznej w Polsce, w tym działania polskiego sektora energetycznego	30
04 Dalsza droga do neutralności klimatycznej	54
05 Szanse, bariery i zagrożenia w drodze do neutralności klimatycznej	76
06 Sprawiedliwa transformacja jako jedyny wariant skutecznej modernizacji sektora w dłuższym horyzoncie czasowym	96
07 Koszty i finansowanie transformacji energetycznej	110
08 Podsumowanie i wnioski	124



Raport został opracowany przez PKEE we współpracy z Ernst & Young Consulting.

List Prezesa Rady Zarządzającej PKEE

Szanowni Państwo,

znajdujemy się obecnie w momencie przełomowym dla europejskiej energetyki. Wielu ekspertów twierdzi, że mamy do czynienia z największym od lat 70-tych XX w. kryzysem energetycznym.

Od wspólnego wysiłku całego sektora energetycznego, państw członkowskich i instytucji unijnych zależy w jakiej kondycji i kiedy wyjdzie z tego kryzysu gospodarka Unii Europejskiej. Jestem przekonany, że Polska może trwający kryzys wykorzystać do budowy silnej, niezależnej, przyjaznej środowisku i solidarnej energetyki.

Pierwsi ostrzegaliśmy przed zagrożeniem, jakim jest uzależnienie od surowców energetycznych z Rosji. Od lat tłumaczyliśmy naszym zachodnim partnerom, że Rosja jest krajem agresywnym i niedemokratycznym, który energetykę traktuje jako narzędzie ekspansji i politycznej presji. Dziś nasi partnerzy z Komisji Europejskiej i rządów państw tzw. „starej Unii” przyznają otwarcie, że mieliśmy rację.

Przygotowany przez polski sektor elektroenergetyczny raport „Polska ścieżka transformacji energetycznej” pozwala zrozumieć, jak doszliśmy do takich wniosków i w jakim punkcie na drodze rozwoju energetyki i wyjścia z kryzysu znajdujemy się obecnie. Niebagatelne znaczenie ma tutaj ewolucja, której polska elektroenergetyka dokonuje konsekwentnie od 1989 roku, kiedy to odzyskaliśmy suwerenność gospodarczą.

Troska o środowisko naturalne, stabilny klimat, czyste powietrze i zdrową wodę dla przyszłych pokoleń – naszych dzieci i wnuków – przyświeca polskiemu sektorowi elektroenergetycznemu od lat. Dlatego konsekwentnie dążymy do postawionego na 2050 r. celu produkcji całkowicie czystej, zielonej energii, na której zakup będą mogli pozwolić sobie odbiorcy indywidualni i przemysłowi.

Niniejszym raportem pragniemy pokazać Państwu nasze osiągnięcia w tej dziedzinie i przedstawić plany na nadchodzące lata. Plan, które tysiące polskich energetyków realizuje w swojej codziennej pracy.

Wojciech Dąbrowski

Prezes Rady Zarządzającej Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej

Streszczenie zarządcze

Redukcja emisji gazów cieplarnianych (GHG) i ograniczenie negatywnego wpływu człowieka na środowisko stanowią centralny punkt polityki klimatycznej na poziomie globalnym i Unii Europejskiej (UE). Realizacja ambitnej polityki klimatycznej stawia UE w roli światowego lidera zmian na rzecz klimatu, który obrał długofalowy cel osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 roku. Polska będąc w UE od 2004 roku, także zobowiązana jest do realizacji celów klimatycznych.

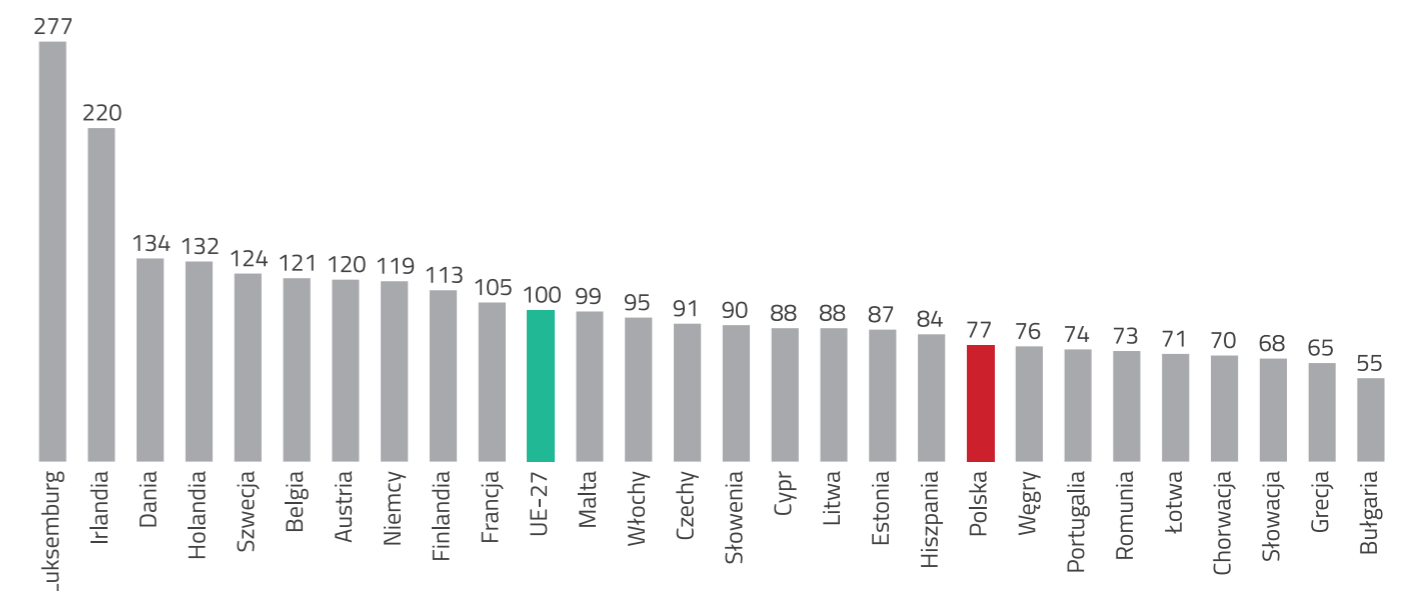
Polska aktywnie uczestniczy także w globalnych inicjatywach w zakresie polityki klimatycznej będąc stroną Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatu (United Nations Framework Convention on Climate Change, UNFCCC) od 1994 roku i Protokołu z Kioto od 2002 roku oraz ratyfikując w ramach UE Poprawkę dahuńską i Porozumienie paryskie.

Sektor energetyczny w Polsce, z uwagi na uwarunkowania historyczne oraz geopolityczne był zdominowany przez paliwa kopalne – węgiel kamienny i węgiel brunatny. Niemniej, stopniowo i konsekwentnie zwiększa

udział energii wytwarzanej ze źródeł niskoemisyjnych i bezemisyjnych, w związku z czym emisyjność produkcji energii w Polsce stale spada.

Polska gospodarka ze względu na uwarunkowania geopolityczne do 1990 roku rozwijała się znacznie wolniej niż gospodarki krajów Europy Zachodniej. Osiągnięcie rozwoju gospodarczego zbliżonego do przeciętnego w UE będzie skutkowało wzrostem zużycia energii elektrycznej pomimo oszczędności energii wynikającej głównie z realizacji działań na rzecz poprawy efektywności energetycznej.

Rys. 1 | Poziom PKB na mieszkańca w Polsce i krajach UE PKB per capita (UE27=100) w 2021 roku wg parytetu siły nabywczej złotego



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych EUROSTAT

Jak pokazuje historia i doświadczenia rozwiniętych krajów, działania na rzecz klimatu i środowiska wymagają bardzo wysokich nakładów i kosztów. Środki z funduszy pomocowych

tylko częściowo kompensują wydatki sektora, które są znacznie wyższe niż przeciętne w krajach UE. W celu efektywnej realizacji zakładanej transformacji, sektor energetyczny

w swoich działaniach musi też uwzględniać wiele uwarunkowań o charakterze mikro- oraz makroekonomicznym.

Pierwsze, wiążące cele redukcji emisji gazów cieplarnianych (GHG), zostały ustalone w Protokole z Kioto. Polska swój cel – redukcję emisji GHG o 6 % w 2012 roku w stosunku do 1988 roku, w której istotny udział miał sektor elektroenergetyczny, wykonała z dużą nadwyżką. Ponieważ na poziomie globalnym nie można było uzgodnić celów na dalsze lata, kolejne, wiążące cele były ustalone na poziomie UE na rok 2020 w ramach pakietu tzw. 3 x 20%.

Polska spełniła cele unijne na 2020 rok osiągając cele redukcji emisji gazów cieplarnianych ograniczając całkowitą emisję GHG o ponad 20% względem 1990 roku, a w sektorze non-ETS osiągając emisję ok. 201,8 mln ton CO₂ ekw. względem celu na poziomie 205,2 mln ton CO₂ ekw. osiągając ok. 16,1% udziału OZE w końcowym zużyciu energii względem 15% celu oraz osiągając wartości zużycia energii pierwotnej 96,5 Mtoe i energii finalnej 71 Mtoe zbliżone do zakładanych 96,4 Mtoe energii pierwotnej oraz 71,6 Mtoe energii finalnej¹.

Redukcja emisji GHG była możliwa, mimo znaczącego wzrostu gospodarczego i osiągnięciu ponad dziesięciokrotnie wyższej wartości PKB w 2020 względem wartości z 1990 roku². Polska dokonała ponad 90% redukcji jednostkowej emisji GHG względem wartości PKB Polski w okresie od 1990 do 2020 roku. Wartości te zostały osiągnięte dzięki zmianom w miksie energetycznym w kierunku źródeł odnawialnych i niskoemisyjnych.

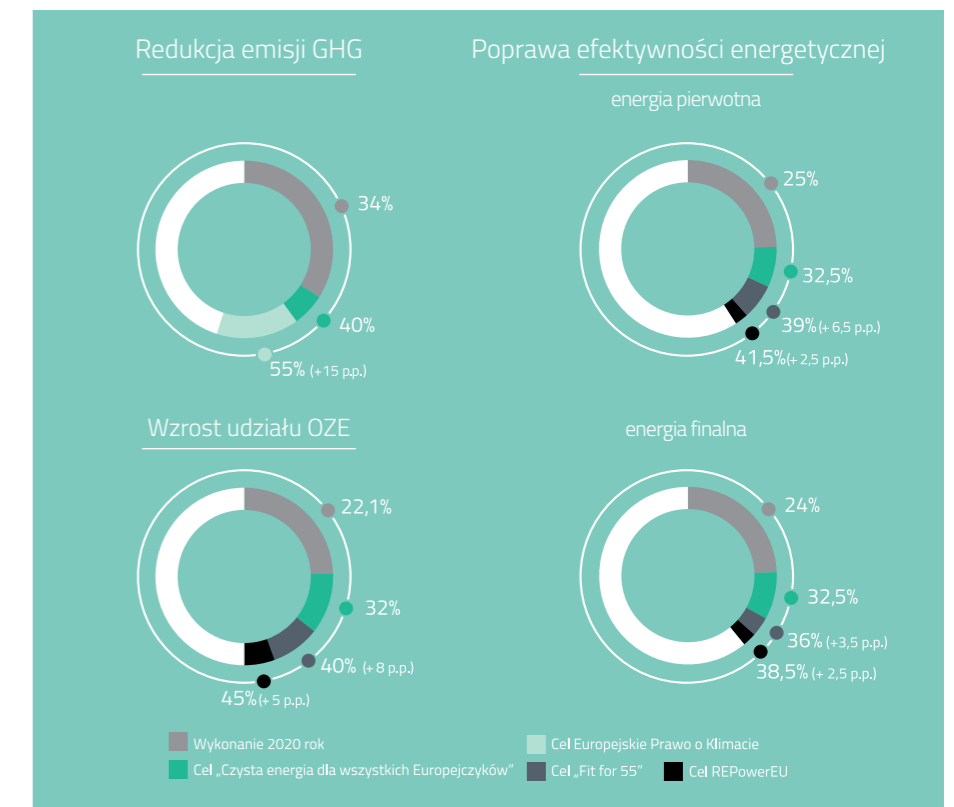
w 2030 roku z 40% na 55% w stosunku do 1990 roku. Prace legislacyjne nad tymi regulacjami jeszcze trwają, ale w 2021 roku przyjęto europejskie prawo o klimacie⁴, zawierające wiążący cel osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 roku.

Ze względu na inwazję Rosji na Ukrainę i zakłócenia na globalnym rynku paliw na znaczeniu zyskuje drugi cel unijnej polityki klimatycznej – szybkie zmniejszanie zależności krajów UE od importu surowców energetycznych. Dla przyspieszenia działań w ramach tego celu, UE ogłosiła nowy plan REPowerEU, który proponuje jeszcze wyższe cele w zakresie poprawy efektywności energetycznej i zużycia energii z OZE niż pakiet „Fit for 55” oraz zawiera dodatkowe działania wspierające niezależność energetyczną Europy.



4 Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/1119 z dnia 30 czerwca 2021 r. w sprawie ustanowienia ram na potrzeby osiągnięcia neutralności klimatycznej i zmiany rozporządzeń (WE) nr 401/2009 i (UE) 2018/1999 (Europejskie prawo o klimacie).

Rys. 3 | Podsumowanie celów wynikających z regulacji unijnych w perspektywie do 2030 roku



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostat i informacji i dokumentów Komisji Europejskiej dotyczących pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”, „Fit for 55” i planu REPowerEU

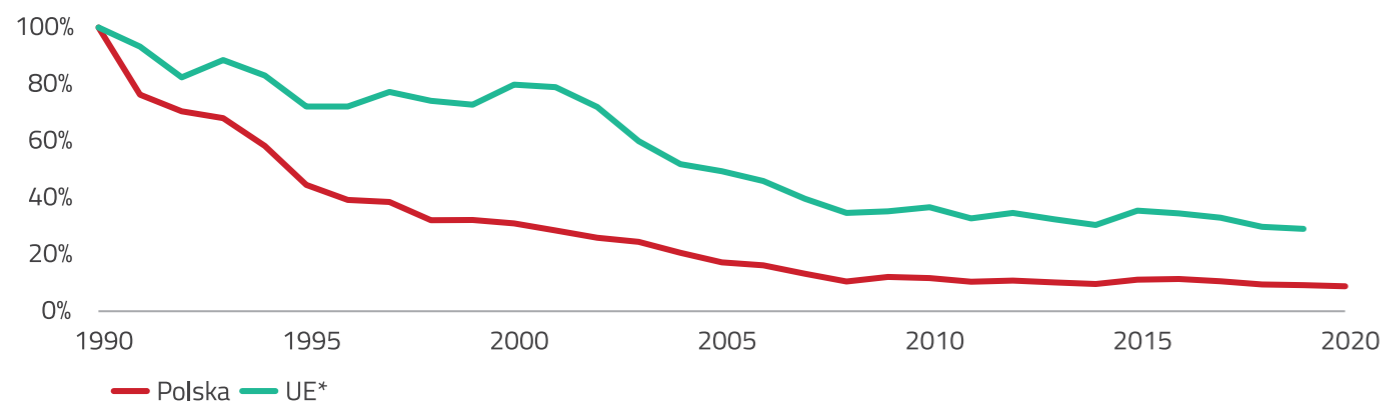
W perspektywie długofalowej transformacja energetyczna i przeciwdziałanie zmianom klimatu w Polsce realizowane są w oparciu o dokumenty strategiczne takie jak Polityka Energetyczna Polski do 2040 (PEP2040) i KPEiK. Obydwa dokumenty wymagają istotnej nowelizacji, ponieważ powstały przed planowanym zwiększeniem celów redukcyjnych i przyspieszeniem działań efektywnościowych zawartych w pakietach „Fit for 55” i REPowerEU. Zgodnie z obecnymi dokumentami Polska będzie ograniczała udział paliw kopalnych w swoim miksie energetycznym i inwestowała w niskoemisyjne źródła energii, takie jak np. elektrownie wiatrowe na morzu czy energia jądrowa. Do roku 2049 planowane jest odejście od wydobycia

węgla w Polsce, co będzie stanowiło istotne wyzwanie dla całego sektora energetycznego i będzie wymagało przemian społeczno-ekonomicznych głównych regionów górniczych w Polsce⁵.

Szczyt wydobycia węgla kamiennego w Polsce w końcówce lat osiemdziesiątych ubiegłego wieku nastąpił 30-50 lat później niż w takich krajach jak Francja, Wielka Brytania czy Niemcy. Kraje te dopiero teraz całkowicie wygaszają wydobycie, co obrazuje skalę czasu potrzebnego również Polsce dla przeprowadzenia zmian w gospodarce w ramach odejścia od wykorzystania węgla. Szczególnie trudna jest transformacja w sektorze wydobywczym, który jest skupiony w kilku niewielkich regionach, a na Górnym Śląsku wydobywa

5 Na podstawie Umowy Społecznej dotyczącej transformacji sektora górnictwa węgla kamiennego oraz wybranych procesów transformacji województwa śląskiego.

Rys. 2 | Zmiana emisyjności GHG produktu krajowego brutto



*dane Banku Światowego dla UE uwzględniają udział Wielkiej Brytanii i dostępne są do 2019 roku

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostat i Banku Światowego

Dalsza droga do neutralności klimatycznej

Cele klimatyczne na 2030 rok były ustalone przez Radę Europejską w 2014 roku:

- 40% redukcja GHG w porównaniu do 1990 roku,
- 32% udział produkcji z OZE w końcowym zużyciu energii,
- 32,5% poprawa efektywności energetycznej³.

Pakiet regulacji wdrożeniowych został opublikowany w 2016 roku, a w połowie 2019 roku zakończono proces legislacyjny. Dla zwiększenia udziału inicjatyw krajowych w dochodzeniu do tych celów, wprowadzono Krajowe Plany na Rzecz Energii i Klimatu (KPEiK), opracowywane przez poszczególne kraje i uzgadniane na poziomie UE. Pierwsze KPEiK zostały opracowane i złożone do Komisji Europejskiej. Proces uzgodnień nie zakończył się,

ponieważ narastające negatywne zjawiska zmian klimatu doprowadziły do przyspieszenia działań zmierzających do redukcji emisji GHG na poziomie UE. W końcu 2019 roku UE przyjęła jako cel polityczny osiągnięcie neutralności klimatycznej w 2050 roku w ramach Europejskiego Zielonego Ładu. Dla jego realizacji w latach do 2030 roku opracowano pakiet regulacji „Fit for 55” („Gotowi na 55”), wspierający realizację zwiększonego celu redukcji emisji GHG

1 Na podstawie danych Eurostat.
2 Na podstawie danych Banku Światowego.
3 W stosunku do scenariusza bazowego PRIMES 2007.

się ponad 80% węgla kamiennego. Polska stara się prowadzić reformy w górnictwie w sposób ewolucyjny z zachowaniem osłon socjalnych oraz tworzeniem nowych miejsc pracy. Wymaga to rozłożenia transformacji na wiele lat.

Plany strategiczne Polski znajdują odzwierciedlenie również w strategiach największych polskich grup energetycznych,

które zakładają znaczący wzrost udziału OZE i realizację inwestycji sieciowych wspierających ten proces w nadchodzących latach. Zgodnie z programem rządowym, przyspieszenie procesów inwestycyjnych ma być zrealizowane między innymi poprzez zmiany strukturalne sektora energetycznego, w tym wydzielenie aktywów węglowych

Problemy wdrożeniowe transformacji

W celu uniknięcia sektorowych barier wzrostu gospodarczego konieczne jest utrzymanie stabilnych dostaw energii elektrycznej w wymaganych ilościach i po akceptowalnych cenach. Istotne są aspekty społeczne, wynikające z poziomu cen energii elektrycznej dla najuboższych gospodarstw domowych.

Transformacja polskiego sektora energetycznego realizowana jest w trudnych warunkach. Oprócz obciążeń historycznych, w ostatnich latach istotne znaczenie mają pojawiające się problemy związane z destabilizacją na rynkach EUA⁶, paliw i energii elektrycznej. Płynne i szybkie przeprowadzenie transformacji klimatycznej wymaga całościowego podejścia do przeprowadzanych zmian, w tym uwzględnianie problemów ubóstwa energetycznego oraz konieczności przebudowy gospodarek całych regionów.

Ze względu na znaczne wzrosty cen paliw i energii od 2019 roku, które są w 2022 roku spotęgowane przez wojnę Rosji z Ukrainą, rośnie ilość gospodarstw narażonych na ubóstwo energetyczne. Ponadto, w całej gospodarce zwiększa się ilość przedsiębiorstw zagrożonych ograniczeniem lub zawieszeniem produkcji, a nawet upadłością. Konieczne są działania interwencyjne i osłonowe. Od paru tygodni takie

działania są podejmowane przez kraje członkowskie i na poziomie UE.

Pierwszy szok rynkowy w zakresie cen EUA wystąpił w latach 2018 – 2019, gdy ceny EUA wzrosły z ok. 7 EUR/EUA do ponad 20 EUR/EUA. W kolejnych latach cena EUA (poza początkowym okresem pandemii COVID-19) dynamicznie rosła osiągając cenę nawet ponad 90 PLN/EUA. W ostatnich dwóch kwartałach 2021 roku ceny surowców energetycznych na światowych rynkach gazu ziemnego i węgla kamiennego kilkakrotnie wzrosły w porównaniu do cen obserwowanych na początku 2021 roku⁷ w wyniku spiętrzenia się kilku wydarzeń – wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną, zwłaszcza w Chinach i Indiach, niekorzystnych zjawisk pogodowych w tym suszy w kilku krajach, mroźnej zimy w UE, powodzi wpływających na produkcję węgla, oraz uwarunkowań politycznych takich jak zakaz importu węgla chińskiego do Australii.

W 2022 roku, w szczególności od czasu wybuchu wojny w Ukrainie (pod koniec lutego 2022 roku) obserwuje się kolejny skok cenowy gazu ziemnego wynikający z niepewności związanej z możliwością pozyskania gazu w Europie (wynikającej z sankcji i ograniczenia wolumenu przesyłanego

i skupienie ich w Narodowej Agencji Bezpieczeństwa Energetycznego (NABE) oraz dalszą konsolidację spółek paliwowo – energetycznych. Zmiany strukturalne grup energetycznych mają wspierać konkurencyjność polskiego sektora energetycznego na rynkach europejskich oraz zwiększyć potencjał inwestycyjny na potrzeby przeprowadzenia transformacji energetycznej.

gazu z Rosji poprzez Nord Stream 1). Wojna w Ukrainie wywołała również niestabilność na krajowym rynku węgla kamiennego – średnioroczna cena węgla w 2022 roku może istotnie przekroczyć 20 PLN/GJ. Z kolei tani import z Rosji musi być zastępowany importem z krajów, które sprzedają węgiel bazując na indeksie cenowym ARA (umowna cena węgla w portach Amsterdam, Rotterdam i Antwerpia). Globalne ceny węgla stopniowo rosły już w 2021 roku w wyniku odbudowy globalnego popytu, ale po napaści Rosji na Ukrainę wzrosły skokowo, około trzykrotnie. Od kilku miesięcy wahają się od 60 do 70 PLN/GJ.

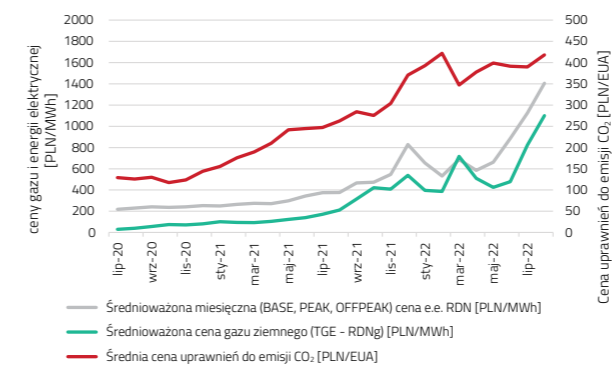
Jednocześnie prawie wszystkie konkurencyjne rynki energii działają wg modelu kształtowania cen na podstawie kosztów krańcowych, czyli cenę wyznaczają koszty jednostki zamykającej bilans energii w danym okresie handlowym. Obecnie, przy zmianie technologii wytwarzania z szerokim wprowadzaniem jednostek z niskim lub zerowym kosztem zmiennym, dość łatwo można wykorzystywać rynek do uzyskiwania bardzo wysokich, nieuzasadnionych zysków (ang. windfall profit), zwłaszcza w okresach niespotykanie wysokich cen EUA i surowców energetycznych.

Z uwagi na destabilizację rynków surowców energetycznych, ceny na rynku energii elektrycznej istotnie wzrosły (głównie w ślad za ekstremalnie wysokimi cenami

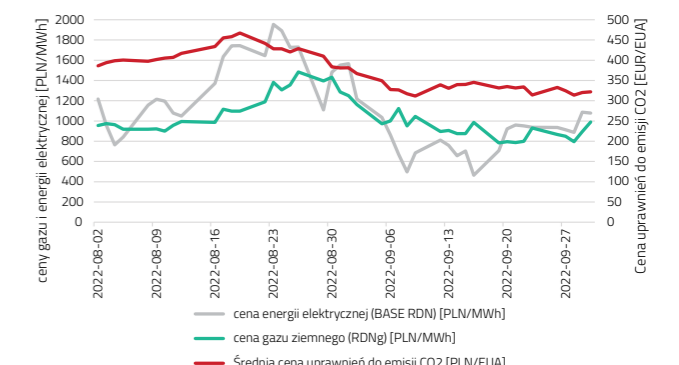
gazu ziemnego). Doprowadziło to do bezprecedensowo wysokich cen energii elektrycznej na rynku hurtowym do poziomu 1 800 PLN/MWh⁸. Utrzymanie się tak wysokich cen

miałoby katastrofalne skutki dla rynku energii elektrycznej w UE i odbiorców końcowych, a w konsekwencji doprowadziłoby do załamania koniunktury gospodarczej.

Rys. 4 | Wzrost cen gazu ziemnego i uprawnień do emisji CO₂ oraz wynikające z tego ceny energii elektrycznej od lipca 2020 roku do sierpnia 2022 roku



Rys. 5 | Wzrost cen gazu ziemnego i uprawnień do emisji CO₂ oraz wynikające z tego ceny energii elektrycznej w sierpniu i wrześniu 2022 roku



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE oraz ICE

Dla zmniejszenia skutków ekstremalnie wysokich cen energii w 2022 roku oraz w kontraktach terminowych na rok 2023, w dniu 6 października 2022 zostało opublikowane Rozporządzenie Rady Unii Europejskiej 2022/1854 w sprawie interwencji w sytuacji nadzwyczajnej w celu rozwiązania problemu wysokich cen energii⁹ (dalej „Rozporządzenie”). Rozwiązania przyjęte w Rozporządzeniu Rady zawierają bezprecedensową w historii UE interwencję w rynek energii i działania jego uczestników. Podstawą działania są instrumenty przekierowujące nadmierne zyski na działania osłonowe dla odbiorców końcowych (ustanowienie pułapu dochodu rynkowego z tytułu wytwarzania energii elektrycznej z technologii inframarginalnych¹⁰, czy też obowiązkowa składka solidarnościowa z nadmiarowych zysków w sektorze ropy, gazu, węgla i rafinerii). Istotne mają być również

cele w zakresie działań zmniejszające zużycie energii elektrycznej w godzinach szczytowych. Polska aktywnie uczestniczy w wypracowywaniu rozwiązań interwencyjnych na poziomie UE, jednocześnie wprowadzając szereg działań na poziomie krajowym. We wrześniu znowelizowano rozporządzenie systemowe, uszczegóławiające sposób kalkulowania cen ofertowych na rynku bilansującym. Wprowadzenie tej regulacji istotnie obniży ceny rozliczeniowe na rynku bilansującym, co spowoduje bezpośredni wpływ na obniżenie poziomu cen w innych segmentach rynku.

Dalszy, efektywny przebieg transformacji elektroenergetyki wymaga wykorzystania wszystkich, dostępnych środków dla jak najszybszego ustabilizowania cen energii elektrycznej. W warunkach recesji gospodarczej i rosnącego

ubóstwa energetycznego istnieje zagrożenie, że transformacja energetyczna może przebiegać wolniej lub nawet całkowicie się zatrzymać. Nadmierne ograniczenia marż przedsiębiorstw z sektora energetycznego w celu wdrożenia działań osłonowych może spowodować zahamowanie tempa transformacji ze względu na ograniczenie środków inwestycyjnych. Należy także dostrzec potencjalne problemy płynnościowe przedsiębiorstw z sektora energetycznego, które mogą wystąpić w wyniku konieczności wpłacania bardzo wysokich zabezpieczeń na towarowych giełdach energii na skutek wysokich cen energii. Najlepszą praktyką przy wdrażaniu działań interwencyjnych jest wprowadzanie regulacji na czas określony z możliwością szybkiego wprowadzania korekt.

6 1 EUA równe jest 1 t CO₂eq.

7 Wg notowań oraz indeksów ICE Dutch TTF Natural Gas Future, Coal (API2) CIF ARA (ARGUS-McCloskey) Futures.

8 Na podstawie danych TGE; średnioważony kurs transakcji na dostawę Base_Y-2023 na stan 30 sierpnia 2022.

9 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=uriserv%3AOJ.LI.2022.261.01.0001.01.POL&toc=OJ%3AL%3A2022%3A261%3ATOC>

10 Tj. wg treści Rozporządzenia wykorzystujących energię wiatrową, słoneczną, geotermalną, wodną z elektrowni bez zbiorników, biomasy, odpadów, jądrową i węgla brunatnego, produktów ropopochodnych, torfu.

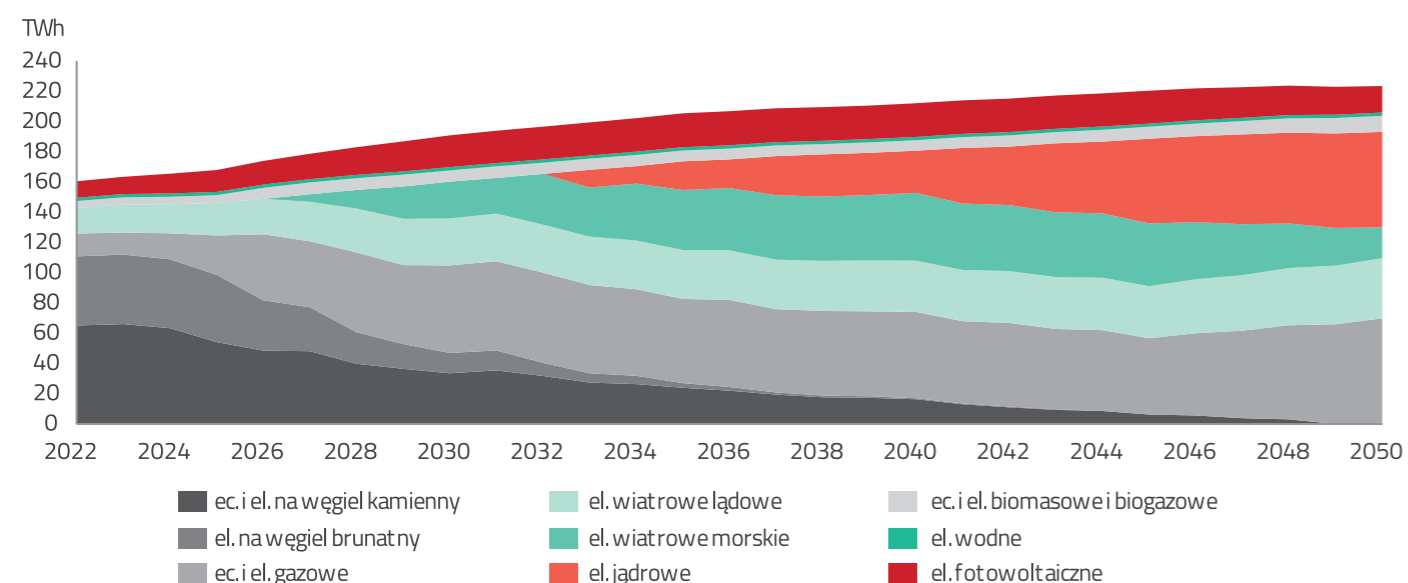
Główne wyzwania Polski i Członków Wspierających PKEE w realizacji planowanych celów

Transformacja energetyczna w Polsce będzie wymagała ambitnych zmian w całym łańcuchu wartości od wytwarzania energii elektrycznej, poprzez rynek, przesył i dystrybucję oraz zużycie końcowego odbiorcy. Realizacja tych zadań będzie wymagała istotnych nakładów inwestycyjnych w wielu sektorach gospodarki.

W obszarze wytwarzania energii elektrycznej i ciepła sieciowego, odejście od wykorzystania paliw kopalnych będzie wymagało inwestycji w niskoemisyjne źródła energii i magazyny energii wspierające bilansowanie popytu i podaży. Dodatkowo istotny będzie również rozwój magazynów gazu ziemnego, które będą zabezpieczać dostawy surowca dla nowych elektrowni opalanych tym paliwem.

Sektor wytwarzania będzie również musiał pokryć rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną wynikające z elektryfikacji ciepłownictwa, wykorzystania samochodów elektrycznych czy procesów wytwarzania gazów zdekarbonizowanych takich jak wodór. Konsekwencją tych działań będzie całkowita zmiana struktury wytwarzania energii elektrycznej w kolejnych latach.

Rys. 6 | Prognoza produkcji energii elektrycznej na zapotrzebowanie bazowe¹¹ Polski do 2050 roku



Źródło: Opracowanie EY na podstawie założeń do aktualizacji PEP2040

Wytwarzanie energii w rozproszonych źródłach oraz pojawianie się istotnych nowych mocy wytwórczych na północy Polski, tj. morskich farm wiatrowych, będzie wymagało inwestycji w sieci przesyłowe i dystrybucyjne,

w celu dostosowania ich do pracy w warunkach dwukierunkowego przepływu energii.

Odbiorcy energii będą mogli wspierać sektor wytwarzania poprzez

realizowanie inwestycji w zakresie poprawy efektywności energetycznej, zarządzania popytem i okresowe ograniczanie zużycia energii wspierające bilansowanie energetyczne oraz pełniąc rolę prosumentów.

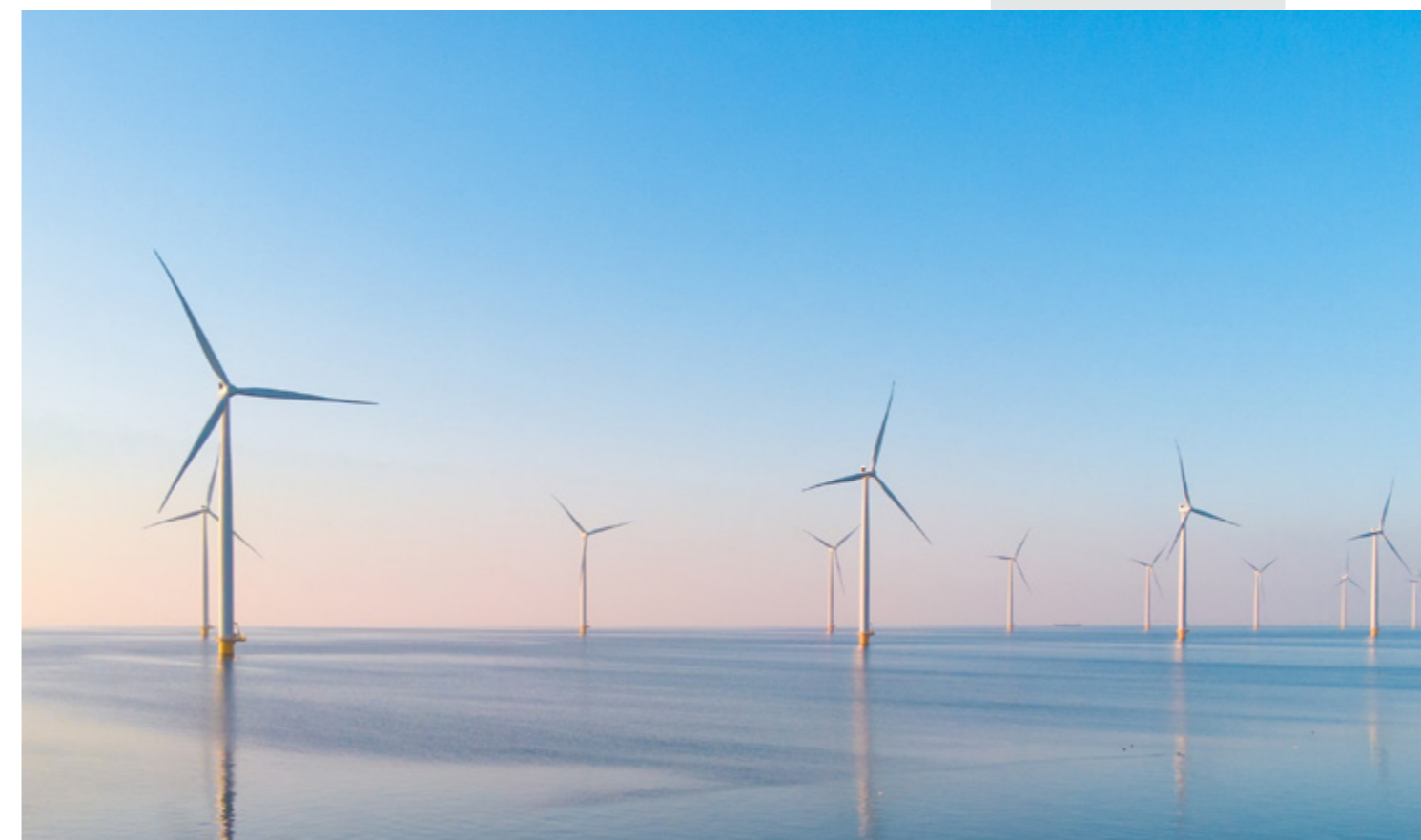
¹¹ Zapotrzebowanie na energię elektryczną z pominięciem produkcji energii elektrycznej na potrzeby produkcji wodoru. Z uwagi na istotny przyrost wolumenu wodoru po 2045 roku produkcja energii elektrycznej z MFW i PV na potrzeby zapotrzebowania podstawowego spada przy jednoczesnym wzroście produkcji w jednostkach gazowych z wykorzystaniem wodoru (wyprodukowanego z energii elektrycznej pochodzącej z MFW i PV). Na rok 2050 zakładana jest produkcja 30 TWh energii elektrycznej z zielonego wodoru, którego produkcja wymaga dodatkowej produkcji energii w OZE w ilości około 75 TWh.

Finansowanie transformacji energetycznej

Wartość nakładów inwestycyjnych w zakresie wytwarzania, przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej oraz ciepła systemowego do 2030 roku została oszacowana w PEP2040 na poziomie 53 mld EUR. Uwzględniając dodatkowo zmieniające się otoczenie rynkowe, w tym podnoszenie ambicji UE i Polski w zakresie tempa transformacji energetycznej, te nakłady mogą jeszcze znacząco wzrosnąć. Szacowane koszty transformacji energetycznej w zakresie elektroenergetyki, ciepłownictwa oraz koniecznych działań osłonowych do 2030 roku mogą wzrosnąć nawet do 135 mld EUR¹².

Ze względu na skalę wyzwań inwestycje związane z transformacją energetyczną nie mogą być zrealizowane jedynie z wykorzystaniem środków grup energetycznych i potencjalnych inwestorów, ale wymagają również wsparcia z funduszy krajowych i UE. Razem z ambitnymi celami polityki klimatycznej UE zaplanowała również w budżecie na lata 2021–2027 fundusze wspierające transformację energetyczną oraz stworzyła mechanizmy wykorzystujące fundusze unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji GHG (EU ETS). Niemniej wsparcie ze środków

unijnych nie umożliwi pokrycia całej luki inwestycyjnej. Konieczne będą zatem działania dla pokrycia nakładów, w tym m.in. poszukiwanie dodatkowych źródeł finansowania na poziomie krajowym jak i unijnym.



¹² Opracowanie EY – założenia szerzej opisane w rozdziale 7.1 Nakłady inwestycyjne na transformację energetyczną w Polsce oraz zdolności inwestycyjne sektora.

01

Wprowadzenie

1.1 Cele raportu

Szybkie przeprowadzenie transformacji energetycznej w Polsce wymaga zaangażowania wszystkich stron zainteresowanych. Szczególną rolę odgrywają firmy elektroenergetyczne, będące w głównym nurcie transformacji paliwowo-energetycznej. Przechodzenie na energię odnawialną, docelowo głównego źródła pokrywania potrzeb energetycznych, wymaga przebudowy technologicznej sektora elektroenergetyki. Zastąpienie paliw kopalnych w transporcie oraz w ciepłownictwie przy wykorzystaniu energii elektrycznej z OZE spowoduje znaczny wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną.

W ostatnim okresie istotnie wzrosła skala wyzwań stojących przed polską elektroenergetyką. Unijne cele redukcji emisji GHG na rok 2030 zostają podniesione z 40 na 55%, co oznacza konieczność przyśpieszenia przebudowy polskiej elektroenergetyki. Warunki tej przebudowy komplikuje destabilizacja rynków uprawnień do emisji gazów cieplarnianych (EUA), paliw i energii elektrycznej. Od 2021 roku działania spekulacyjne zwielokrotniły efekt działań Komisji Europejskiej na rzecz utrzymywania wysokich cen uprawnień, co doprowadziło do wzrostu cen z ok. 25 EUR/EUA¹³ w 2020 roku do poziomu 80-100 EUR/EUA osiąganym na przełomie 2021 i 2022 roku. Zwiększony popyt na gaz i węgiel w okresie wychodzenia z pandemii COVID-19 spotkał się z podobnymi działaniami na globalnym rynku doprowadzając do około dwukrotnego wzrostu cen tych surowców od lipca do października 2021 roku. Po napaści Rosji na Ukrainę i ograniczeniu dostaw gazu i węgla

z Rosji, w marcu 2022 roku nastąpił kolejny skok cen. Względem lipca 2021 ceny gazu wzrosły ponad czterokrotnie, a ceny węgla prawie trzykrotnie¹⁴. Wzrosty cen surowców znajdują odzwierciedlenie we wzrostach cen na rynku energii elektrycznej. Działania rządów wielu krajów w tym planowane zamrożenie i redukcja wzrostu cen gazu i energii elektrycznej m. in. we Francji, Włoszech, Hiszpanii i Niemczech oraz na poziomie unijnym poprzez wdrożenie propozycji rozporządzenia w sprawie interwencji w sytuacji nadzwyczajnej w celu rozwiązania problemu wysokich cen energii, prawdopodobnie doprowadzą do obniżenia cen, ale ustabilizowanie cen rynkowych może potrwać parę lat.

Polski Komitet Energii Elektrycznej (PKEE), którego członkami wspierającymi są największe polskie firmy i organizacje branżowe sektora elektroenergetycznego, opracował ten raport w celu prezentacji dorobku Polski w zakresie transformacji energetycznej. Drugim celem raportu jest przybliżenie skali wyzwań stojących przed sektorem energetycznym w Polsce wynikających z realizacji polityki klimatyczno-energetycznej UE i Polski oraz wskazanie wpływu destabilizacji rynków na proces transformacji sektora energetycznego.

Zakres transformacji polskiej energetyki jest znacznie szerszy i bardziej kosztowny od przeciętnego w krajach unijnych. Wynika to ze specyficznych uwarunkowań historycznych, a zwłaszcza bardzo wysokiego udziału węgla w miksie wytwarzania energii.

1.2 Szczególne uwarunkowania polskiej elektroenergetyki

Polska do końca lat sześćdziesiątych odbudowywała swoją gospodarkę po zniszczeniach wojennych II wojny światowej. Będąc w strefie wpływów byłego Związku Radzieckiego i mając ograniczone możliwości współpracy z krajami zachodnimi, Polska nie miała warunków do stabilnego, długotrwałego wzrostu gospodarczego.

Po zmianach geopolitycznych w latach 1989/1990 i powiązanych z tym zaburzeniach gospodarczych, od 1992 roku Polska odnotowuje jeden z najdłuższych okresów rozwoju gospodarczego na świecie - była jedynym członkiem UE, który uniknął recesji podczas światowego kryzysu finansowego w 2008 roku. Dopiero w 2020 roku w wyniku pandemii COVID-19 polska gospodarka

¹³ 1 EUA równe jest 1 t CO_{2e}.

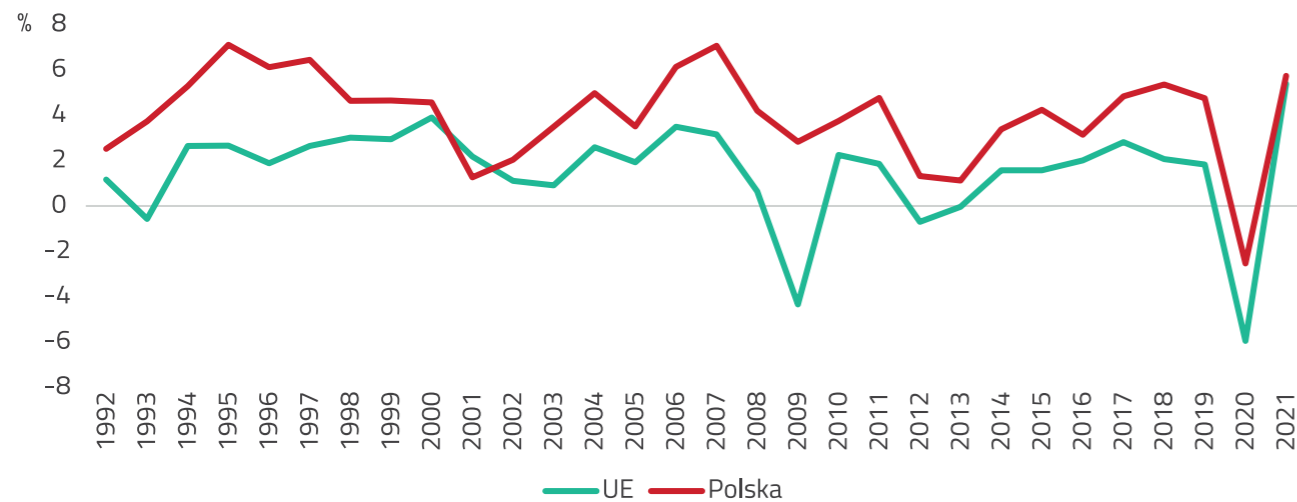
¹⁴ Na podstawie indeksów zamknięcia ARA (ATWMC1) i TTF (TFAC1).

istotnie wyhamowała, choć poziom recesji był niższy niż w całej UE. Utrzymywanie dobrego tempa rozwoju gospodarczego przez prawie dwa

dziesięciolecia było możliwe m.in. dzięki stopniowemu dochodzeniu do cen energii w pełni pokrywających materialne koszty energii. Niestety

odbiło się to na możliwościach finansowania inwestycji, a przez było wolniejsze tempo przebudowy technologicznej sektora.

Rys. 1.1 | Rozwój gospodarczy Polski na tle UE (wzrost PKB) [%]



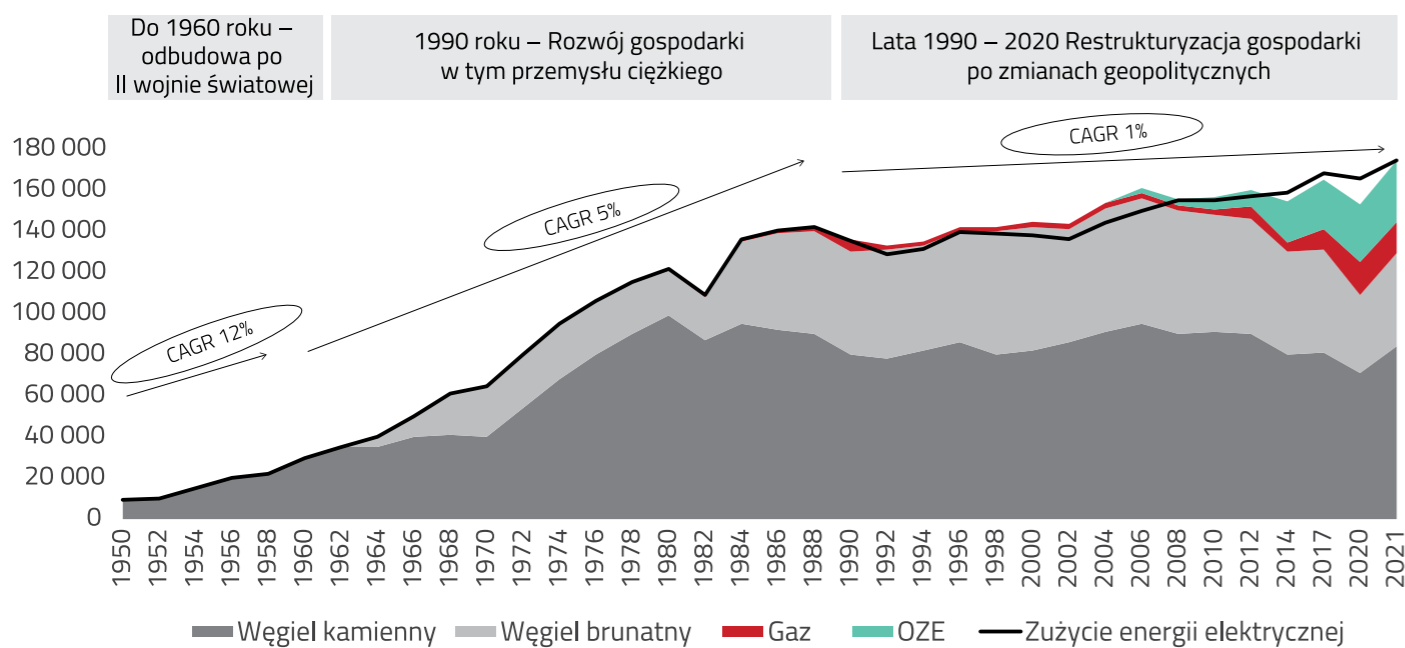
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych EUROSTAT

Pomimo takich utrudnień, zostały przeprowadzone modernizacje wymagane dla spełnienia standardów emisji zanieczyszczeń, poprawy sprawności wytwarzania i obniżenia

strat sieciowych. Poprawa sprawności wytwarzania pozwoliła na spadek emisji CO₂, co stanowiło istotny wkład sektora elektroenergetycznego w realizację z nadwyżką przez

Polskę zobowiązania z Kioto. Nowe technologie zaczęto wprowadzać na przełomie wieków, budując gazowe bloki skojarzone o łącznej mocy około 800 MW.

Rys. 1.2 | Rozwój produkcji i zużycia energii elektrycznej w Polsce [GWh]



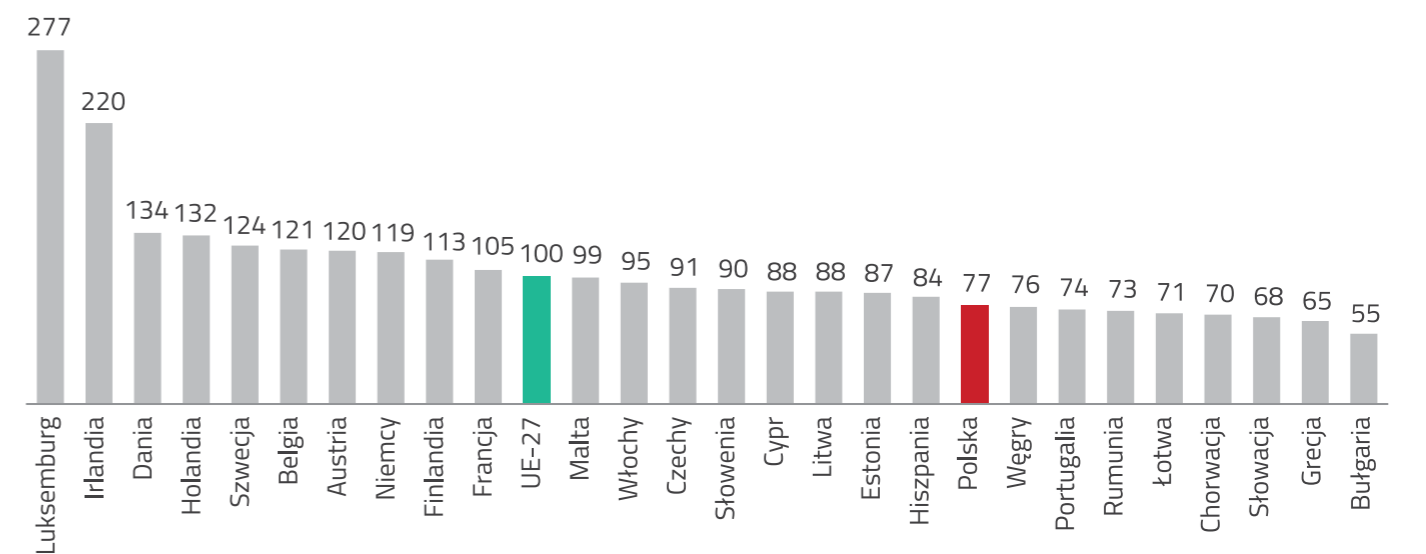
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE i ARE

Historyczne uwarunkowania elektroenergetyki, pomimo dalszych, wysokich nakładów na modernizację i rozwój po wejściu Polski do UE w 2004 roku, również dzisiaj powodują problemy w realizacji polityk i wymogów ustalanych na poziomie UE. Poziom PKB Polski nadal istotnie odbiega od poziomu krajów Europy Zachodniej. W 2021 roku PKB

na mieszkańca w Polsce stanowiło ok. 77%¹⁵ średniej wartości tego wskaźnika w całej w UE. Dla uzyskania poziomu rozwoju gospodarczego przynajmniej na poziomie średniej unijnej, konieczny jest dalszy, szybki wzrost gospodarczy. Przy konieczności odchodzenia od importowanych węglowodorów, wzrost gospodarczy będzie powiązany z istotnym wzrostem

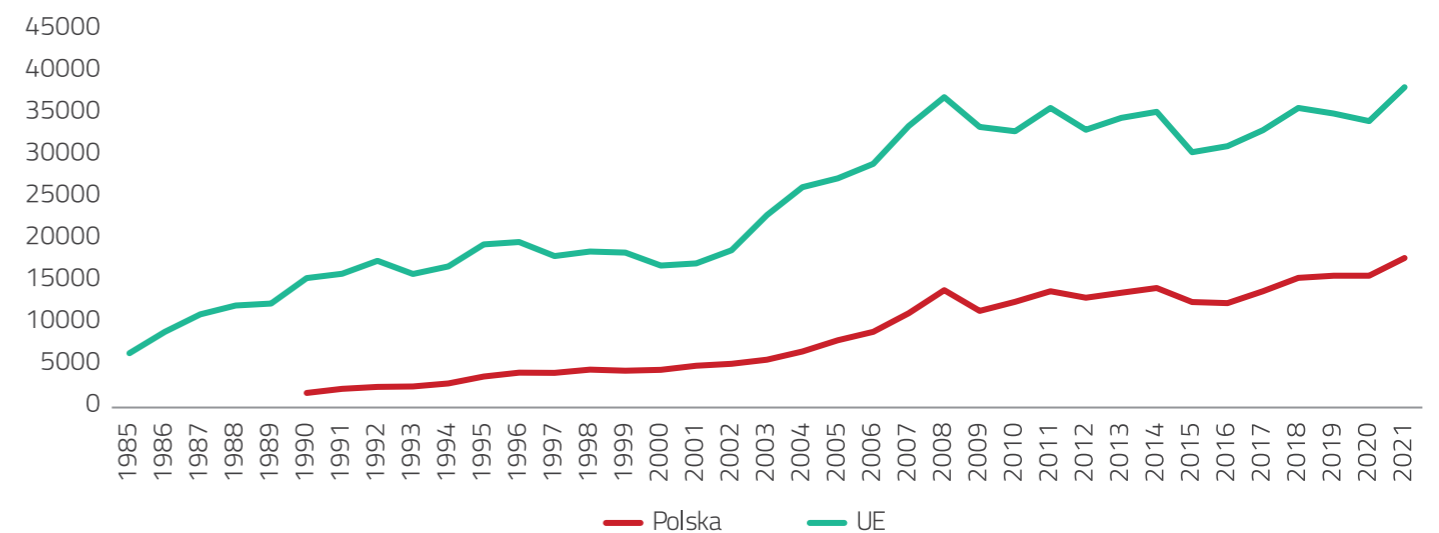
zużycia energii elektrycznej, pomimo oszczędności energii wynikającej głównie z realizacji działań na rzecz poprawy efektywności energetycznej. Dla uniknięcia sektorowych barier dalszego wzrostu gospodarczego konieczne jest i będzie utrzymanie stabilnych dostaw energii elektrycznej w wymaganych ilościach i po akceptowalnych cenach.

Rys. 1.3 | Poziom PKB na mieszkańca w Polsce i krajach UE PKB per capita (UE27=100) w 2021 roku wg parytetu siły nabywczej złotego



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych EUROSTAT

Rys. 1.4 | PKB na mieszkańca krajów Polsce i UE [USD per capita] wg kursu złotego



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Banku Światowego

15 Dane Eurostat za 2021 rok uwzględniające parytet siły nabywczej.

Sektor energetyczny pomimo małego bezpośredniego udziału w PKB (około 4%¹⁶), na skutek powszechności wykorzystywania energii ma bardzo istotny wpływ na gospodarkę, a przerwy w dostawach energii powodują ogromne straty. Szacunkowy koszt niedostarczonej energii w Krajowym Systemie

Elektroenergetycznym wynosi średnio od ok. 28 tys. PLN/MWh¹⁷ do nawet ok 50 tys. PLN/MWh¹⁸, a w niektórych sektorach gospodarki koszty mogą być jeszcze wyższe. Te koszty mogą doprowadzić do powstania bariery wzrostu gospodarczego, co zwiększa znaczenie zarówno inwestycji w nowe moce wytwórcze, jak i w rozbudowę

oraz modernizację sieci przesyłowych i dystrybucyjnych. Z tego powodu kluczowym jest zapewnienie możliwości stabilnych dostaw energii elektrycznej po konkurencyjnej cenie w kontekście, ponadprzeciętnego na tle UE, wysiłku dekarbonizacji sektora energetycznego w Polsce.

1.3 PKEE i jego rola w transformacji sektora energetycznego

Polski Komitet Energii Elektrycznej („PKEE”, ang. *Polish Electricity Association*) jako stowarzyszenie polskiego sektora energetycznego działa od 1997 roku¹⁹. Statutowym celem PKEE jest przede wszystkim propagowanie wiedzy o funkcjonowaniu sektora elektroenergetycznego w warunkach gospodarki rynkowej zgodnie z zasadami i procedurami obowiązującymi w UE oraz prowadzenie działań opiniotwórczych na rzecz strategii rozwoju polskiego sektora elektroenergetycznego i kierunków jego restrukturyzacji. Polski Komitet Energii Elektrycznej, jako wiodące stowarzyszenie energetyczne w Polsce, aktywnie angażuje się w działania i projekty, dzięki którym polski sektor elektroenergetyczny może lepiej odpowiadać na wyzwania związane z integracją europejską, zapewniać bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej,

rozwijać i usprawniać zasady konkurencyjnego rynku, wspomagać działania w obszarze ochrony środowiska, a także stymulować rozwój nowoczesnych technologii. Działalność PKEE ukierunkowana jest na wsparcie rozwoju polskiej energetyki i bezpieczeństwa energetycznego kraju, z poszanowaniem zasad zrównoważonego rozwoju, w tym ochrony środowiska i klimatu. Dodatkowo, PKEE aktywnie wspiera sektor energii, wpływając ekspercko i opiniotwórczo na kształtowanie racjonalnego i sprzyjającego jego rozwojowi otoczenia regulacyjnego, zarówno w Polsce, jak i na forum instytucji UE. Jest to jedyna organizacja reprezentująca interesy polskiego sektora energetycznego w Unii Przemysłu Elektroenergetycznego – EURELECTRIC z siedzibą w Brukseli – największej organizacji branży elektroenergetycznej

w Europie. PKEE jest członkiem EURELECTRIC od 21 marca 2000 roku. Od 2014 roku PKEE posiada też swoje przedstawicielstwo w Brukseli. W Polsce PKEE stanowi ważne forum dyskusji o elektroenergetyce, współpracuje z administracją publiczną, aktywnie włączając się w publiczne konsultacje projektów aktów prawnych i inicjatyw mających wpływ na funkcjonowanie branży. Do Członków Wspierających PKEE należą największe polskie firmy energetyczne: PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., TAURON Polska Energia S.A., ENEA S.A. i Energa S.A. oraz trzy organizacje branżowe: Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE), Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie (TGPE) i Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych (PTEZ).

Do kluczowych obszarów działalności PKEE należą:



Regulacje UE

oraz kluczowe regulacje krajowe w obszarze energetyki – poprzez systematyczne monitorowanie i analizę projektów aktów legislacyjnych oraz prowadzenie działań w obszarze public affairs na forum krajowym oraz unijnym.



Bezpieczeństwo energetyczne

poprzez realizację działań mających na celu tworzenie i sprawne funkcjonowanie rynku zapewniającego stabilność dostaw energii dla gospodarki i społeczeństwa, spełniającego jednocześnie oczekiwania konsumentów, podmiotów z branży, jak i administracji rządowej.



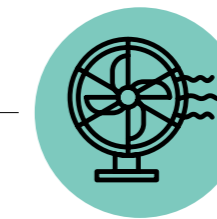
Efektywność energetyczna

poprzez promocję rozwiązań poprawiających efektywność energetyczną urządzeń, jednostek wytwórczych i sieci.



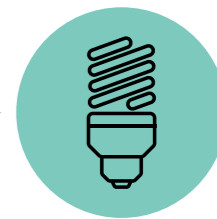
Innowacje w energetyce

poprzez zaangażowanie w prace analityczne i eksperckie na rzecz nowoczesnych rozwiązań, takich jak smart grids, elektromobilność, magazyny energii, wykorzystanie paliw alternatywnych (w tym wodoru) w energetyce.



Inwestycje w OZE

poprzez promocję rozwiązań związanych z odnawialnymi źródłami energii i proponowanie sposobów ich integracji w ramach systemu elektroenergetycznego;



Edukacja energetyczna

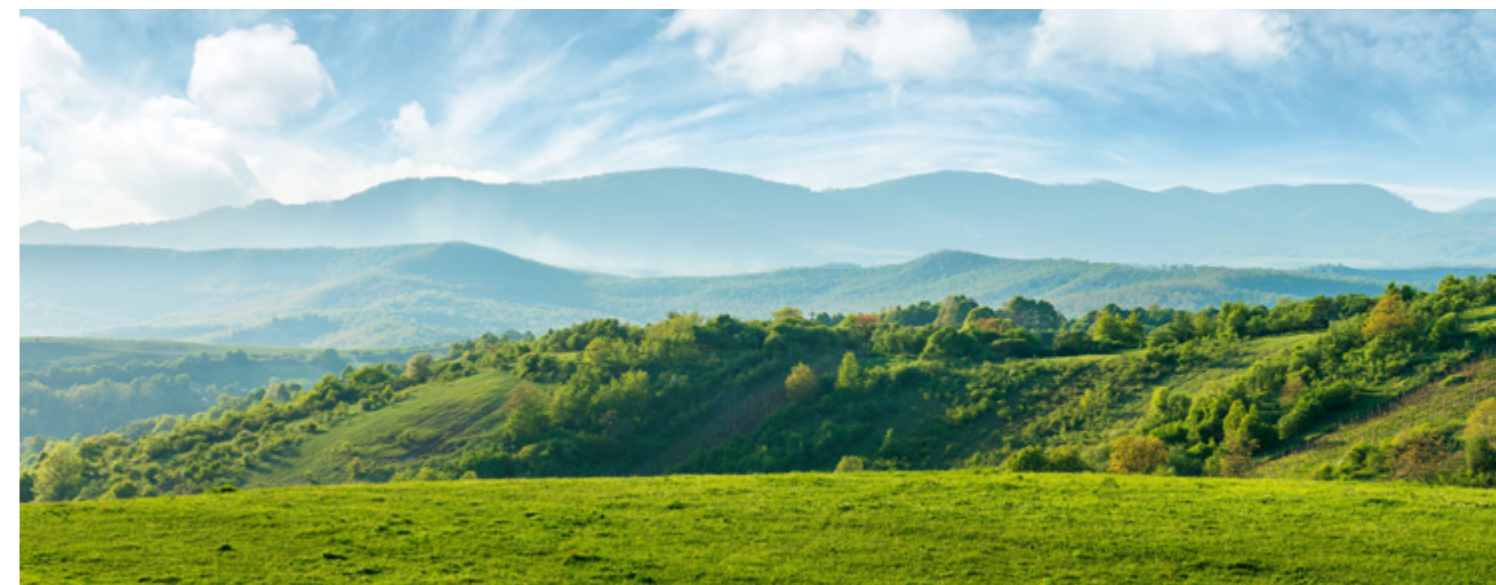
poprzez prowadzenie działań na rzecz pogłębienia wiedzy i świadomości społecznej dotyczącej kluczowych wyzwań stojących przed polskim sektorem energetycznym.

¹⁶ Według danych GUS.

¹⁷ Średnia wartość wskaźnika Value of Lost Load (VoLL) w Polsce na podstawie publikacji ACER, Study on the Value of Lost Load of electricity supply in Europe, 6 lipca 2018.

¹⁸ Wartość z publikacji ACER jest wartością uśrednioną dla wszystkich sektorów gospodarki w całej Unii Europejskiej. Wg opracowania EY „Analizy w zakresie oszacowania kosztu niedostarczonej energii w KSE dla PGE” z 2017 roku wartość ta dla całej polskiej gospodarki wynosiła 75 530 PLN/MWh. Metodologia z raportu EY została wykorzystana przez PSE w ramach pracy nad uzasadnieniem do rynku mocy, gdzie również szacowano wartość niedostarczonej energii na potrzeby górnych widełek cen na rynku bilansującym – wynik tego badania wynosił niewiele ponad 50 tys PLN, co zostało zastosowane w polskiej regulacji.

¹⁹ Spotkanie założycielskie PKEE miało miejsce w dniu 3 września 1996 roku. W 1997 roku Stowarzyszenie zostało zarejestrowane.



02

Polityka energetyczno-klimatyczna jako główny czynnik wymuszający transformację energetyczną

2.1 Polityka i cele globalne

Ograniczenie emisji GHG odpowiedzialnych za zjawisko globalnego ocieplenia jest głównym celem światowej polityki klimatycznej i środowiskowej z uwagi na konieczność ograniczenia oddziaływania człowieka na klimat.

Zgodnie z pierwszym raportem IPCC²⁰, należy ustabilizować stężenie gazów cieplarnianych w atmosferze na poziomie gwarantującym brak negatywnego wpływu człowieka na system klimatyczny.

W tym celu w 1992 roku na konferencji w Rio de Janeiro podpisana została Konwencja *UNFCCC* określająca założenia międzynarodowej współpracy dotyczącej ochrony klimatu.

UE stała się stroną umowy w 1992 roku, a Polska ratyfikowała *UNFCCC* w 1994 roku.

Początkowo *UNFCCC* nie zawierała wiążących nakazów dotyczących ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, niemniej z czasem w 1997 roku ustanowiono pierwszy protokół wprowadzający zwymiarowane wymogi redukcji GHG – tzw. Protokół z Kioto. Od tego momentu kraje będące stroną *UNFCCC* zobowiązały się do rozpoczęcia intensywnych działań na rzecz ochrony klimatu.

Protokół z Kioto wprowadził zobowiązanie na poziomie globalnym do redukcji emisji GHG o 5% (względem poziomu z roku 1990) w latach

2008-2012 przez kraje bardziej rozwinięte, część krajów przyjęła wyższe zobowiązania, w tym Polska. Poprawka dauhańska z 2012 roku przedłużyła obowiązywanie protokołu z Kioto do 2020 roku.

By przyspieszyć działania na rzecz ograniczenia globalnego ocieplenia, w 2015 roku na szczycie COP21 w Paryżu, zawarto porozumienie (Porozumienie paryskie²¹) zobowiązujące wszystkich 196 sygnatariuszy do podjęcia dalszych działań po 2020 roku mających wpływ na ograniczenie wzrostu średniej globalnej temperatury do 1,5°C w porównaniu do poziomu przedindustrialnego. Porozumienie paryskie²² jest pierwszą w historii międzynarodową umową, która zobowiązuje wszystkie państwa świata do działań na rzecz ochrony klimatu po 2020 roku i rozpoczyna nowy rozdział w światowej polityce klimatycznej. Porozumienie zwraca również uwagę na działania wynikające z koncepcji „Just Transition”, określając założenia poszczególnych państw w zapewnieniu godziwych warunków pracy dla osób wychodzących z sektora wydobywczego. Działania zmniejszające emisję GHG będą podejmowane przez wszystkie strony, z poszanowaniem ich specyfiki i możliwości społeczno-gospodarczych.

²⁰ Pierwszy obszerny przegląd światowych badań nad zmianami klimatycznymi (First Assessment Report) został opracowany przez IPCC i opublikowany w 1990 roku.

²¹ Porozumienie paryskie do dzisiaj zostało ratyfikowane przez 180 Stron Konwencji klimatycznej i weszło już w życie. Obecnie Stany Zjednoczone odrzucają udział w Porozumieniu, pomimo wcześniejszej ratyfikacji w 2016 roku.

²² Porozumienie paryskie do dzisiaj zostało ratyfikowane przez 180 Stron Konwencji klimatycznej i weszło już w życie. Obecnie Stany Zjednoczone odrzucają udział w Porozumieniu, pomimo wcześniejszej ratyfikacji w 2016 roku.

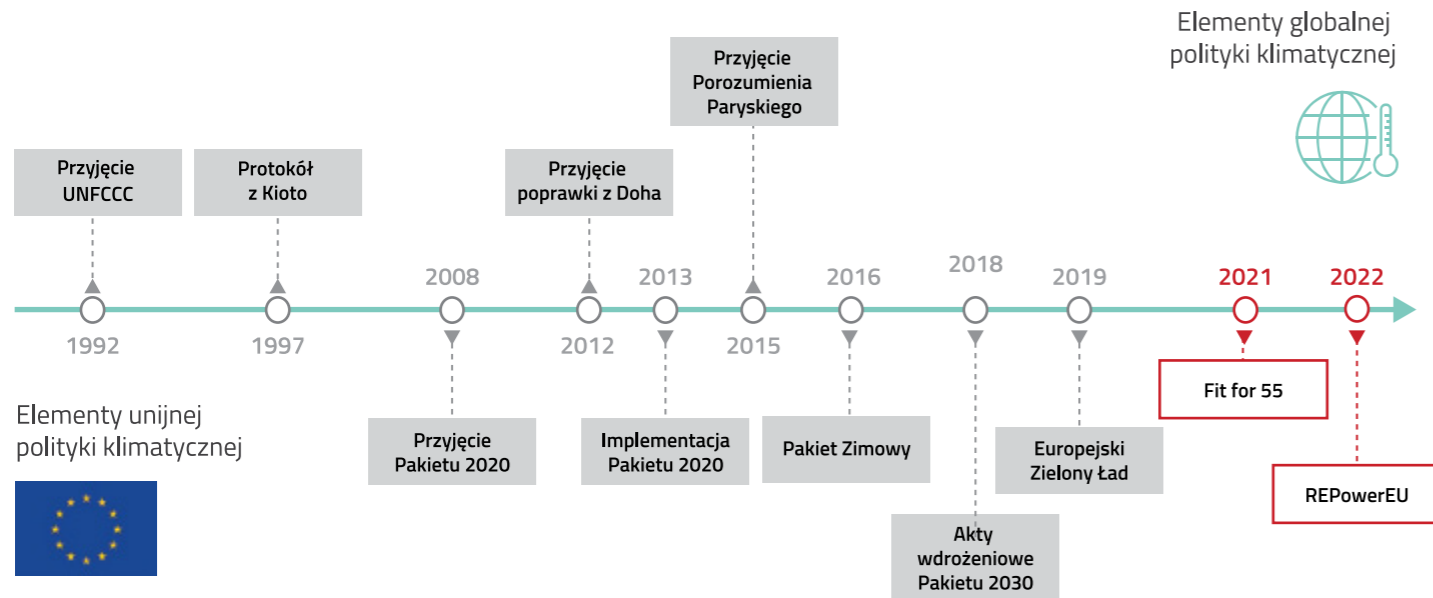
2.2 Polityka, cele i regulacje unijne

Postanowienia na poziomie globalnym wpłynęły również na politykę UE. Pierwsze cele klimatyczne UE zostały wyznaczone w 2007 roku w horyzoncie

do 2020 roku. W 2014 roku ustalono cele UE na rok 2030, a kierunkowy cel osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 roku został określony

w 2019 roku w konkluzjach Rady Europejskiej w 2021 wpisany do europejskiego prawa o klimacie²³.

Rys. 2.1 | Kluczowe elementy rozwoju polityki klimatycznej w ujęciu globalnym i UE



Źródło: Opracowanie własne

2.2.1. Polityka, cele i regulacje UE do 2020 roku

Cele klimatyczne ustalone przez Radę Europejską w 2007 roku były wdrażane poprzez regulacyjny Pakiet Klimatyczno-Energetyczny z 2009 roku. Na tym samym posiedzeniu Rada Europejska

przyjęła kilka kierunkowych działań dla bezpieczeństwa dostaw gazu i energii elektrycznej oraz zmniejszenia zależności krajów UE od importu paliw, szczególnie gazu. Niestety efekty działań w tym zakresie nie

przyniosły istotnych efektów, ze względu na relatywnie niskie ceny gazu i paliw ciekłych w tym okresie i uznanie kierunku dostaw gazu z Rosji za stabilny.

Tabela 2.1 | Cele polityki klimatyczno-energetycznej UE do 2020 roku

	Redukcja GHG	OZE	Efektywność energetyczna
Cel:	20% wzgl. 1990 roku	20% w finalnym zużyciu energii brutto (wiążące cele krajowe)	poprawa o 20% w stosunku do prognoz scenariusza bazowego
W tym:			
EU ETS	21% wzgl. 2005 roku	10% w transporcie	
Non-ETS	10% wzgl. 2005 roku (cele krajowe od -20% do +20%)		

Źródło: Opracowanie własne na podstawie regulacji UE

²³ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/1119 z dnia 30 czerwca 2021 r. w sprawie ustanowienia ram na potrzeby osiągnięcia neutralności klimatycznej i zmiany rozporządzeń (WE) nr 401/2009 i (UE) 2018/1999 (Europejskie prawo o klimacie).

2.2.2. Polityka, cele i regulacje do 2030 roku

Kolejne cele klimatyczne zostały ustalone na rok 2030 przez Radę Europejską w 2014 roku, są obecnie wdrażane poprzez regulacyjny Pakiet

Klimatyczno-Energetyczny z lat 2018-2019, zwany pakietem „Czysta Energia dla wszystkich Europejczyków”.

Tabela 2.2 | Cele polityki klimatyczno-energetycznej UE do 2030 roku

	Redukcja GHG	OZE	Efektywność energetyczna
Cel:	-40% wzgl. 1990 roku	32% w finalnym zużyciu energii brutto (niewiążące cele krajowe)	poprawa o 32,5% w stosunku do prognoz scenariusza bazowego
W tym:			
EU ETS:	-43% wzgl. 2005 roku	14% w transporcie	
Non-ETS:	-30% wzgl. 2005 roku (cele krajowe od -40% do 0%, Polska -7%)		

Źródło: Opracowanie własne na podstawie regulacji UE

Pakiet ten wprowadził nowe regulacje dotyczące rynku wewnętrznego energii elektrycznej, mające przyspieszyć budowę wspólnego rynku wewnętrznego energii elektrycznej²⁴ oraz Dyrektywę w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej²⁵. Należy jednak zwrócić uwagę, że równoległe zakładane urynkowanie energii z OZE zostało potraktowane drugorzędnie.

Do rozporządzenia w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej wprowadzono wymóg emisji CO₂ poniżej 550 kg CO₂/MWh dla jednostek wytwórczych biorących udział w rynku mocy. Praktycznie eliminuje to jednostki węglowe z rynku mocy od 2026 roku, dla ich zastąpienia w Polsce rozpoczęto budowę kilku dużych jednostek gazowych.

Cele klimatyczne na rok 2030 są w trakcie nowelizacji ze względu na konieczność dostosowania ich

do nowej ścieżki osiągnięcia celu neutralności klimatycznej w 2050 wyznaczonej w europejskim prawie o klimacie. W 2021 roku Rada Europejska poparła podniesienie celu redukcyjnego z 40% do 55% w stosunku do 1990 roku, co wiąże się ze zwiększeniem innych celów szczegółowych. Dla osiągnięcia tego celu opracowano pakiet regulacyjny „Fit for 55”, dotyczący działań redukcyjnych i wspomagających w wielu obszarach.

2.2.3. Europejski Zielony Ład - Polityka, cele i regulacje na okres do 2050 roku

Przyjęcie kierunkowego celu neutralności klimatycznej w 2050 roku wymagało aktualizacji założeń polityki klimatyczno-energetycznej UE. W 2019 roku został opracowany i wstępnie uzgodniony pakiet inicjatyw legislacyjnych Komisji Europejskiej (zwany Europejskim Zielonym Ładem)

dotyczących dalszego rozwoju krajów UE ze szczególnym uwzględnieniem aspektów klimatyczno-środowiskowych i nadrzędnym celem uzyskania neutralności klimatycznej. Ustalenia w zakresie podwyższenia do co najmniej 55% celu redukcji GHG w 2030 roku zawarto

w rozporządzeniu zawierającym europejskie prawo o klimacie, uchwalonym w lipcu 2021 roku. Ponadto zawarto w nim prawne ustalenie celu osiągnięcia neutralności klimatycznej w 2050 roku. Oprócz celów klimatycznych, Europejski Zielony Ład ustanawia również

²⁴ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej.

²⁵ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE.

„REPowerEU”

Nowa rzeczywistość geopolityczna, związana z inwazją Rosji na Ukrainę, zmusiła UE do postawienia nowych celów w zakresie bezpieczeństwa energetycznego. „REPowerEU” to plan przedstawiony w maju 2022 roku, którego głównymi celami są oszczędzanie energii, dywersyfikacja dostaw energii i dalsze zwiększenie produkcji energii z OZE. W ramach REPowerEU będą rozważane działania polegające na wprowadzeniu zmian w rynku energii, w celu ograniczenia występowania przypadków, w których niezbędne są interwencje z wykorzystaniem środków publicznych.

Działania krótkoterminowe zaplanowane w ramach REPowerEU:

- wspólny zakup gazu ziemnego, LNG i wodoru w ramach EU Energy Platform,
- nawiązanie nowych partnerstw i współprac z dostawcami technologii i rozwiązań w tym w zakresie OZE i gazów zdekarbonizowanych,
- szybki rozwój projektów z zakresu energii słonecznej i wiatrowej w powiązaniu z wykorzystaniem wodoru,
- zwiększenie produkcji biometanu,
- zatwierdzenie pierwszego ogólnoeuropejskiego projektu wodorowego,
- komunikat UE skierowany do obywateli i przedsiębiorstw wspierający oszczędność gazu,
- uzupełnienie magazynów gazu do 80% pojemności do 1 listopada 2022 roku,
- wypracowanie planów ograniczenia zapotrzebowania na gaz na poziomie UE w przypadku zakłócenia dostaw gazu.

Działania długoterminowe zaplanowane w ramach REPowerEU:

- aktualizacja Krajowych Planów Odbudowy i Zwiększania Odporności

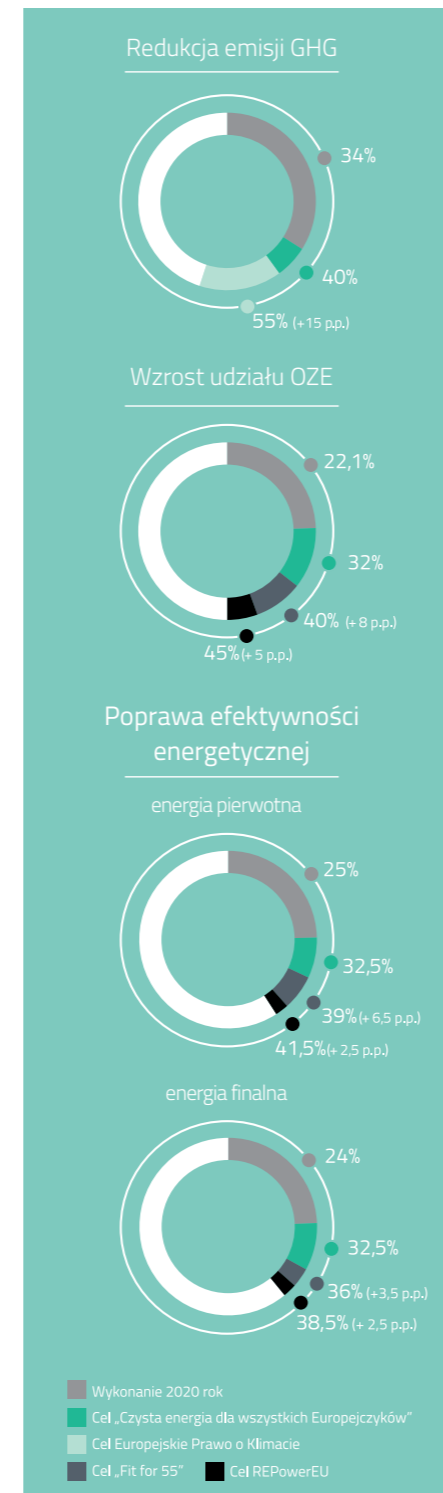
(KPO) z uwzględnieniem założeń REPowerEU,

- przyspieszenie dekarbonizacji przemysłu z wykorzystaniem środków z funduszu innowacyjnego,
- nowe przepisy usprawniające procesy pozyskania pozwoleń dla projektów OZE,
- inwestycje w zintegrowaną i przystosowaną sieć infrastruktury gazowej i elektroenergetycznej,
- zwiększenie ambicji celów zawartych w pakiecie „Fit for 55”,
- nowe wnioski ustawodawcze UE zapewniające przemysłowi dostęp do surowców krytycznych,
- regulacje wpływające na poprawę efektywności energetycznej w transporcie,
- zwiększenie do 2025 roku mocy produkowanych elektrolizerów do 17,5 GW,
- nowoczesne ramy regulacyjne dotyczące wodoru.

Plan REPowerEU modyfikuje cele zawarte w pakiecie „Fit for 55”, takie jak zwiększenie udziału OZE w zużyciu energii z 40% do 45% oraz poprawa efektywności energetycznej na poziomie całej UE z 9% do 13% liczone względem nowej prognozy PRIMES 2020 (co przekłada się na zwiększenie z 39% do ok. 41,5% celu w zakresie energii pierwotnej i z 36% do ok. 38,5% w zakresie energii finalnej względem prognozy PRIMES 2007) do 2030 roku przyczyniając się tym samym do szybszej realizacji założeń Europejskiego Zielonego Ładu. Proponuje też nowe cele w zakresie rozwoju energetyki słonecznej na budynkach.

Dodatkowe inwestycje wynikające z realizacji planu REPowerEU mają sięgnąć 210 mld EUR, z czego 29 mld EUR ma zostać przeznaczony na inwestycje w obszarze sieci elektroenergetycznych i 113 mld EUR na inwestycje w OZE i infrastrukturę wodorową²⁷.

Rys. 2.4 | Podsumowanie celów wynikających z regulacji unijnych w perspektywie do 2030 roku



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostat i informacji i dokumentów Komisji Europejskiej dotyczących pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”, „Fit for 55” i planu REPowerEU

Taksonomia UE

Unijna Taksonomia jest elementem wspierającym wdrożenie polityki energetyczno-klimatycznej. Została ustanowiona przez rozporządzenie²⁸ z 2020 roku i powiązane akty delegowane²⁹. Jej celem jest ułatwienie oceny inwestycji pod względem zrównoważonego rozwoju i tym samym ukierunkowanie środków finansowych na inwestycje spełniające kryteria w tym zakresie. Zakwalifikowanie inwestycji do działań sprecyzowanych w unijnej Taksonomii będzie miało istotny wpływ na sektor finansowy i przedsiębiorstw objętych raportowaniem niefinansowym i dobrowolnie korzystających

2.3 Polityka i cele krajowe

O realizacji krajowej polityki w zakresie klimatu decydują dokumenty strategiczne Polski. Głównym

z taksonomii w czytelny sposób obrazując zaangażowanie przedsiębiorstw w 6 celach zrównoważonego rozwoju:

- 1 łagodzenie zmian klimatu;
- 2 adaptacja do zmian klimatu;
- 3 zrównoważone wykorzystywanie i ochrona zasobów wodnych i morskich;
- 4 przejście na gospodarkę o obiegu zamkniętym;
- 5 zapobieganie zanieczyszczeniu i jego kontrola;
- 6 ochrona i odbudowa bioróżnorodności i ekosystemów.

dokumentem strategicznym sektora energetycznego jest Polityka Energetyczna Polski, która jest

W zakresie łagodzenia zmian klimatu to właśnie między innymi działania zwiększające wykorzystanie OZE, poprawiające efektywność energetyczną i tworzenie infrastruktury wspierającej obniżenie emisyjności systemów energetycznych są wpisane do działań w ramach unijnej Taksonomii. W ramach uzupełniającego aktu delegowanego z 2022 roku do działań zrównoważonego rozwoju zostały zakwalifikowane także wybrane działania w obszarze energii jądrowej i wytwarzania energii z gazu ziemnego (postanowienia uzupełniającego aktu delegowanego będą stosowane od 1 stycznia 2023 roku).

okresowo aktualizowana uwzględniając nowe wyzwania sektora w kolejnych horyzontach czasowych.

2.3.1. Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku

Obecnie obowiązująca Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku (PEP2040) została uchwalona 2 lutego 2021 roku i zastąpiła Politykę energetyczną Polski do 2030 roku uchwaloną w 2009 roku. Dokument ten wyznacza strategiczne kierunki dalszego rozwoju i transformacji sektora energetycznego w perspektywie roku 2040.

Ze względu na obecną sytuację geopolityczną w 2022 roku planowana jest aktualizacja PEP2040 nakierowana

na suwerenność energetyczną i przyspieszenie transformacji energetycznej. Obecnie znane są tylko główne założenia do aktualizacji PEP2040, a według zapowiedzi rządu, publikacja dokumentu powinna mieć miejsce na przełomie roku 2022 i 2023.

Główne założenia rozwoju sektora energetycznego w Polsce

Celem rozwoju sektora energetycznego w perspektywie 2040 roku w Polsce według PEP2040 jest utrzymanie bezpieczeństwa energetycznego -

przy zapewnieniu konkurencyjności gospodarki, efektywności energetycznej i zmniejszeniu oddziaływania sektora energii na środowisko uwzględniając optymalne wykorzystanie własnych zasobów energetycznych.

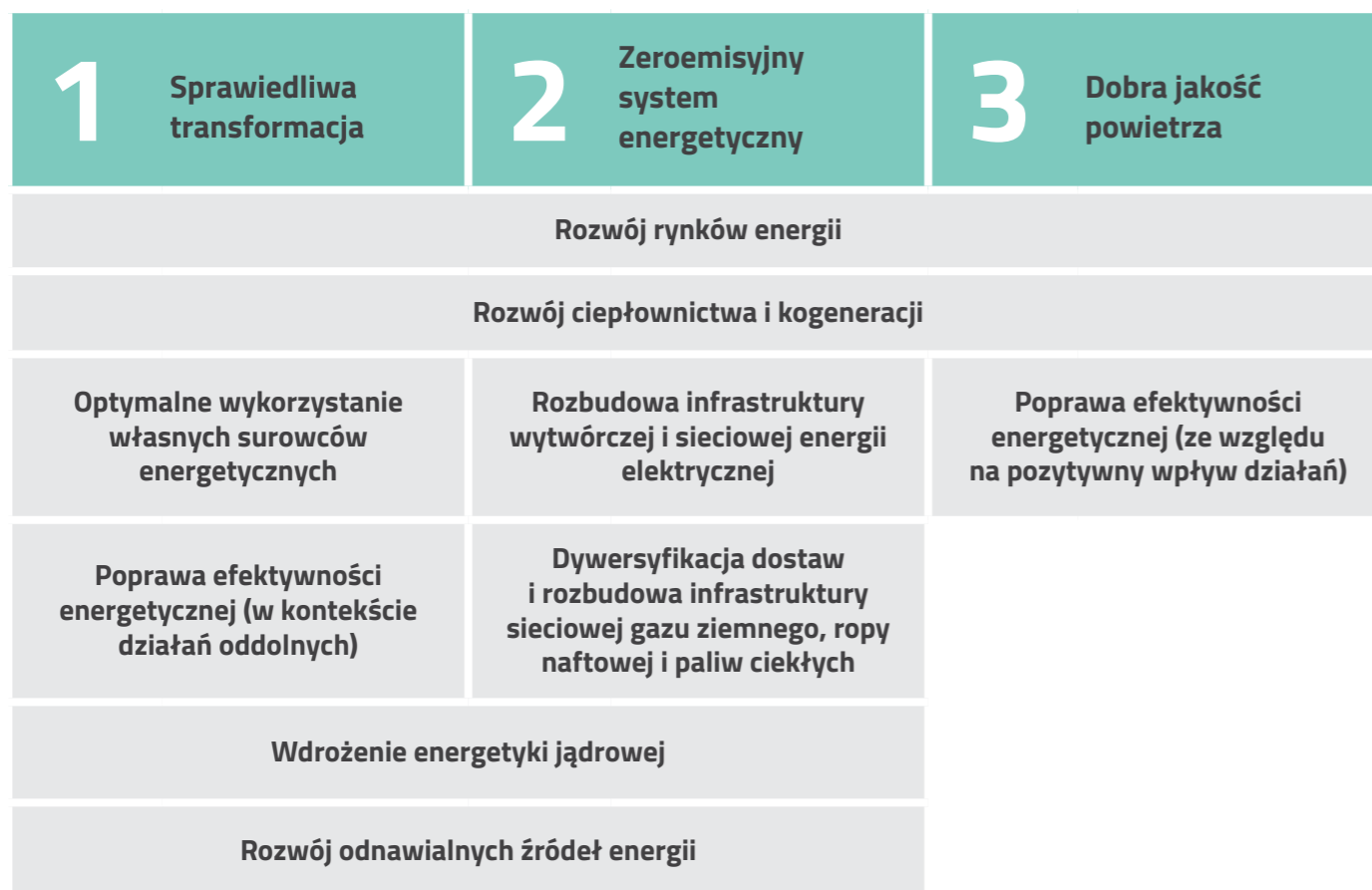
Realizacja transformacji energetycznej w Polsce ma odbyć się w oparciu o 3 główne filary i 8 wieloobszarowych celów szczegółowych.

27 Na podstawie informacji Komisji Europejskiej „Financing REPowerEU”, Maj 2022.

28 Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852 z dnia 18 czerwca 2020 roku w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje, zmieniające rozporządzenie (UE) 2019/2088.

29 W tym między innymi Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2021/2139 z dnia 4 czerwca 2021 r. dotyczące kryteriów technicznych kwalifikacji dla głównych sektorów gospodarki i Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2022/1214 z dnia 9 marca 2022 r. dotyczące uwzględnienia energii jądrowej i gazu w taksonomii.

Rys. 2.5 | Filary i cele szczegółowe PEP2040



Źródło: Opracowanie własne na podstawie Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku

W wyniku zmian w otoczeniu rynkowym, szczególnie po napaści Rosji na Ukrainę ogłoszono plan aktualizacji PEP2040. Do dotychczasowych 3 filarów dodany zostanie czwarty filar

– suwerenność energetyczna, którego elementem jest szybkie uniezależnienie Polski od importu paliw z Federacji Rosyjskiej. Działania w pozostałych filarach mają zostać przyspieszone

wspierając suwerenność energetyczną Polski. Założenia do aktualizacji zostały opisane w rozdziale 4.1.

2.3.2. Cele Polski do 2030 wynikające z realizacji pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”

Dyrektywy oraz regulacje pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” nie wskazują wprost krajowych wkładów do spełniania celów do 2030 roku na poziomie całej UE. Wkłady te ustalane są na poziomie krajowym i prezentowane

Komisji Europejskiej, która ma zapewnić zgodność celów krajowych z wyznaczonymi na poziomie UE. Przygotowanie i przedstawienie w grudniu 2019 roku KPEiK wypełniło obowiązek nałożony na Polskę

przepisami rozporządzenia w sprawie zarządzania unią energetyczną³⁰. KPEiK przedstawia krajowe środki realizacji polityki klimatycznej UE oraz cele oraz polityki i działania w obszarze 5 filarów unii energetycznej:

- 1 obniżenie emisyjności,
- 2 efektywność energetyczna,
- 3 bezpieczeństwo energetyczne,
- 4 wewnętrzny rynek energii,
- 5 badania naukowe, innowacje i konkurencyjność.

KPEiK zastępuje wcześniej opracowywane dokumenty sektorowe takie jak Krajowy plan działań dotyczący efektywności energetycznej i Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych, łącząc i poszerzając zakres tych opracowań i został przygotowany w oparciu o dokumenty strategiczne, w tym projekt PEP2040.

Zgodnie z wymogami rozporządzenia KPEiK ma być cyklicznie aktualizowany i wraz z wskazaniem wykonania zakładanych celów przedstawiany Komisji Europejskiej.

Wkład Polski w realizację celów UE z Pakietu Energetyczno-Klimatycznego został zaproponowany w KPEiK, przekazany do Komisji Europejskiej. KPEiK powstał wcześniej niż propozycja pakietu "Fit for 55" i plan REPowerEU, stąd nie uwzględnia podwyższenia celów na poziomie UE.

W obszarze sektorów objętych systemem EU ETS podobnie jak w poprzednim okresie cel redukcji emisji GHG na poziomie UE i krajowym realizowany jest poprzez zastosowanie mechanizmów rynkowych. W zakresie redukcji emisji GHG z sektorów nieobjętych systemem handlu uprawnieniami do emisji (non-ETS) cel został zadeklarowany na poziomie -7% w 2030 roku w porównaniu do poziomu w roku 2005.

W zakresie odnawialnych źródeł energii Polska zadeklarowała osiągnięcie 21-23% udziału OZE w finalnym zużyciu energii brutto w 2030 roku,

przy czym wyższa wartość możliwa będzie przy przyznaniu dodatkowych środków przez UE na sprawiedliwą transformację. Zarówno w ciepłownictwie jak i elektroenergetyce ten udział planowany jest na wyższym poziomie odpowiednio ponad 28% i ok. 32%. W zakresie efektywności energetycznej krajowy cel został zadeklarowany na poziomie 23% redukcji w odniesieniu do zużycia energii pierwotnej w porównaniu do prognozy PRIMES 2007, co przekłada się na cel osiągnięcia krajowego zużycia energii pierwotnej na poziomie ok. 91,3 Mtoe w 2030 roku. Dla energii finalnej cel został zdefiniowany na poziomie 21,5% redukcji w odniesieniu do zużycia energii finalnej w porównaniu do prognozy PRIMES 2007, co przekłada się na cel osiągnięcia krajowego zużycia energii finalnej na poziomie ok. 67 Mtoe w 2030 roku.



30 Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu, zmiany rozporządzeń Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 663/2009 i (WE) nr 715/2009, dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady 94/22/WE, 98/70/WE, 2009/31/WE, 2009/73/WE, 2010/31/UE, 2012/27/UE i 2013/30/UE, dyrektyw Rady 2009/119/WE i (EU) 2015/652 oraz uchylenia rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 525/2013.



Polityka energetyczno-klimatyczna jako główny czynnik wymuszający transformację energetyczną

Podsumowanie:



Globalna i europejska polityka w zakresie wpływu sektora energetycznego na zmiany klimatu dąży do osiągnięcia ambitnego celu neutralności energetycznej. W przypadku UE ten cel planowany jest na rok 2050.



Przyspieszenie tempa transformacji energetycznej zakładane w planie REPowerEU spowodowane jest koniecznością zwiększenia niezależności energetycznej UE.



Ambitne cele redukcyjne polityki klimatyczno-energetycznej UE w okresie do 2030 roku stanowią wyzwanie dla polskiej gospodarki i będą wymagały istotnych nakładów finansowych.



Stworzone w Polsce ramy prawne w zakresie funkcjonowania sektora energetycznego są zgodne z wymogami prawa międzynarodowego, regulacjami UE oraz ze zobowiązaniami Polski wynikającymi z podpisanych umów międzynarodowych.

03

Realizacja polityki klimatycznej w Polsce, w tym działania polskiego sektora energetycznego

Pomimo dużego udziału źródeł wykorzystujących do produkcji energii paliwa wysokoemisyjne, głównie węgiel kamienny i brunatny, polski sektor energetyczny stopniowo i konsekwentnie zwiększa udział energii wytwarzanej ze źródeł niskoemisyjnych i bezemisyjnych, w związku z czym emisyjność produkcji energii w Polsce stale spada. Redukcja emisji GHG w sektorze wytwarzania energii elektrycznej i ciepła od 1988 do 2020 roku wyniosła 47%, a w ciągu ostatnich 10 lat - 20%³¹, osiągając wszystkie

cele w ramach zobowiązań międzynarodowych z nadwyżką. Osiągnięcie tak znaczącego obniżenia emisji wymagało wielu zmian, w tym polityczno-gospodarczych (np. odejście od gospodarki centralnie planowanej, likwidacja monopolu, wprowadzenie elementów konkurencji) oraz modernizacji większości bloków węglowych dla zwiększenia sprawności oraz inwestycji w mniej emisyjne technologie (głównie gazowe elektrociepłownie i OZE).

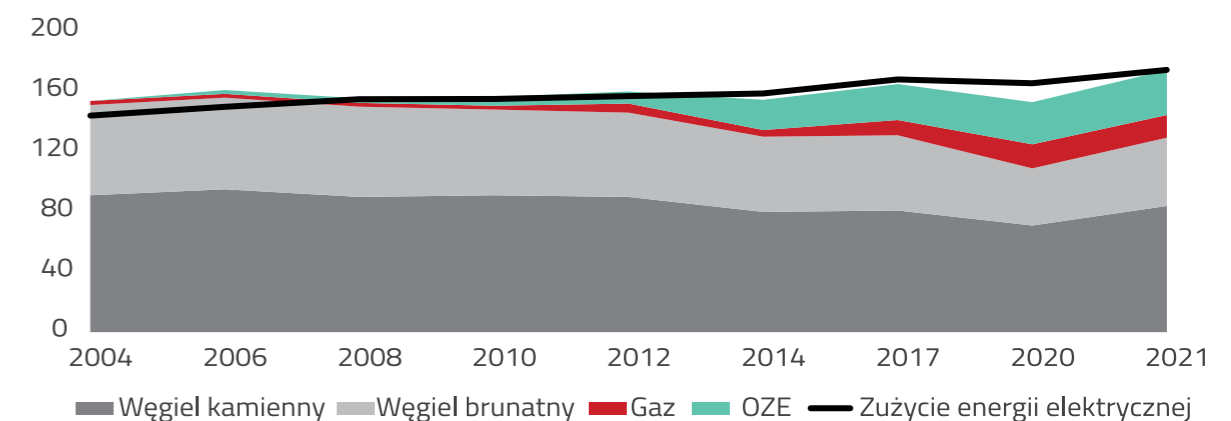
3.1 Transformacja polskiego sektora elektroenergetycznego

3.1.1. Rozwój produkcji energii elektrycznej od 2005 do końca 2021 roku

Od 2005 roku Polska konsekwentnie prowadziła działania w zakresie rozwoju OZE, który był stymulowany przez dedykowane systemy wsparcia (zielone certyfikaty, system aukcyjny, FiT i FiP itp.), generujące dodatkowe przychody dla wytwórców oraz rozwój energetyki prosumenckiej, umożliwiając równocześnie stabilny wzrost udziału OZE w wytwarzaniu energii elektrycznej. W dekadzie 2010-2020 rozpoczął się intensywny rozwój technologii gazowych wykorzystywanych zarówno w energetyce zawodowej, jak i energetyce przemysłowej. Poziom produkcji

energii elektrycznej z jednostek gazowych w tym okresie wzrósł ponad 3-krotnie. W energetyce zawodowej produkcja energii elektrycznej z gazu ziemnego wzrosła o ok. 66%³². Wystąpienie pandemii COVID-19 w 2020 roku miało istotny wpływ na poziom zużycia i w konsekwencji poziom produkcji energii elektrycznej. Z uwagi na uwarunkowania rynkowe, poziom produkcji z OZE pozostał na relatywnie stałym poziomie przy jednoczesnym spadku produkcji energii elektrycznej w jednostkach konwencjonalnych.

Rys. 3.1 | Rozwój produkcji i zużycia energii elektrycznej w Polsce [TWh]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE i ARE

31 Na podstawie danych Eurostat.

32 Na podstawie danych ARE.

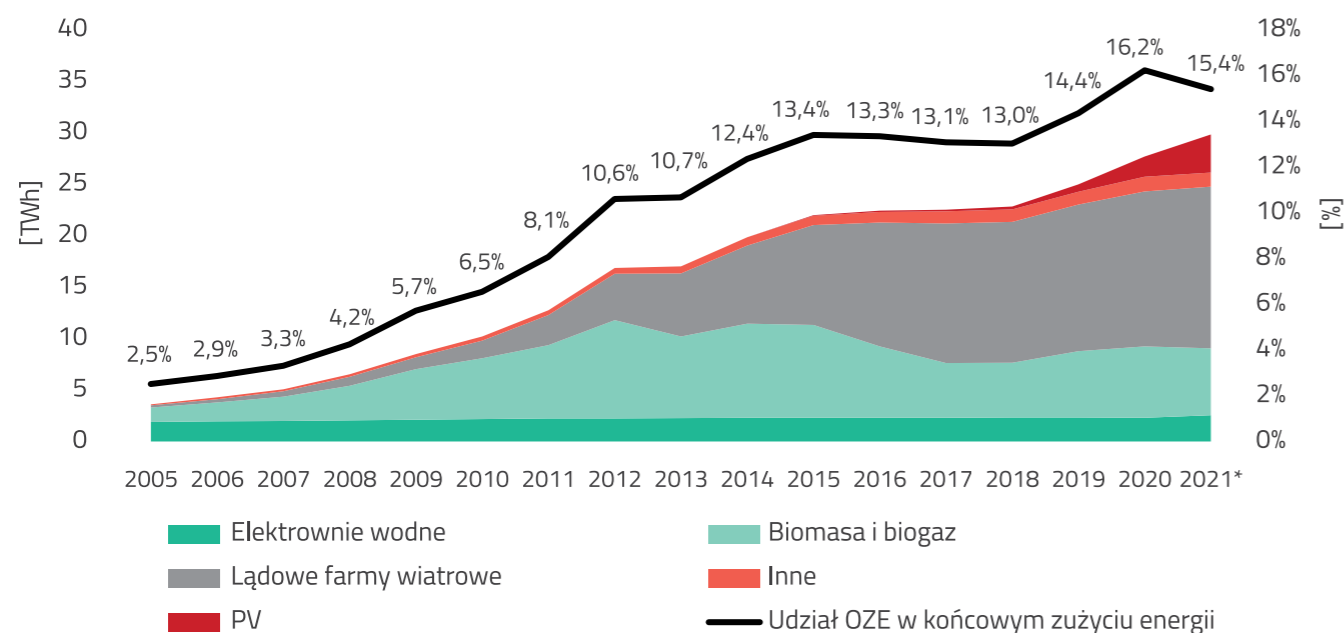
3.1.2. Rozwój odnawialnych źródeł energii i źródeł niskoemisyjnych

Wprowadzenie systemu zielonych certyfikatów doprowadziło do szybkiego wzrostu OZE, który przekraczał tempo zakładane w Krajowym Planie Działania w Zakresie Energii ze Źródeł Odnawialnych. Do końca 2020 roku od początku istnienia systemu,

ilość wyprodukowanej energii poświadczanej zielonymi certyfikatami wyniosła ok. 226 TWh – z czego prawie połowa z instalacji wiatrowych³³. Dla umożliwienia rozwoju innych, droższych technologii wprowadzono w 2015 roku aukcyjny system

wsparcia, który do końca 2020 roku doprowadził do zakontraktowania prawie 210 TWh (w kontraktach różnicowych na okres 15 lat). Łącznie na koniec 2021 roku w Polsce poziom produkcji energii elektrycznej z OZE wzrósł do ok. 30 TWh³⁴.

Rys. 3.2 | Rozwój produkcji energii elektrycznej z OZE



* Oszacowanie na podstawie danych ARE – możliwa korekta przy publikacji danych przez Eurostat

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych EUROSTAT

Konsekwentny rozwój technologii OZE oraz wpływ pandemii COVID-19 na łączny poziom zużycia energii elektrycznej w 2020 roku przyczyniły się do realizacji wymaganego celu OZE z nadwyżką ok. 1% ponad założony cel dla Polski.

W latach 2021 i 2022 sektor fotowoltaiki w Polsce rozwijał się bardzo dynamicznie w szczególności w zakresie energetyki prosumenckiej. Między grudniem 2020 roku a lipcem 2022 roku moc zainstalowana

prosumenckich instalacji PV zwiększyła się prawie trzykrotnie³⁵, co jest efektem realizacji dedykowanych programów wsparcia takich jak „Mój Prąd”.

Wzrósł również udział gazu ziemnego w produkcji energii elektrycznej m.in. za sprawą nowych bloków gazowo-parowych na Żeraniu w Warszawie o mocy prawie 500 MWe, we Włocławku o mocy ponad 450 MWe, w Płocku o mocy prawie 600 MWe i w Stalowej Woli o mocy ponad 450 MWe. Kolejne jednostki gazowe są

w budowie – CCGT Ostrołęka o mocy 745 MW, dwa bloki w Elektrowni Dolna Odra o łącznej mocy 1340 MW oraz bloku gazowo-parowego o mocy netto ok. 560 MW w Grudziądzu.

Wysokosprawna kogeneracja z wykorzystaniem gazu ziemnego ma pełnić rolę rozwiązania przejściowego w sektorze ciepłownictwa, które w krótkim horyzoncie pozwala obniżyć emisję GHG w stosunku do wykorzystania paliw stałych równocześnie przyczyniając się

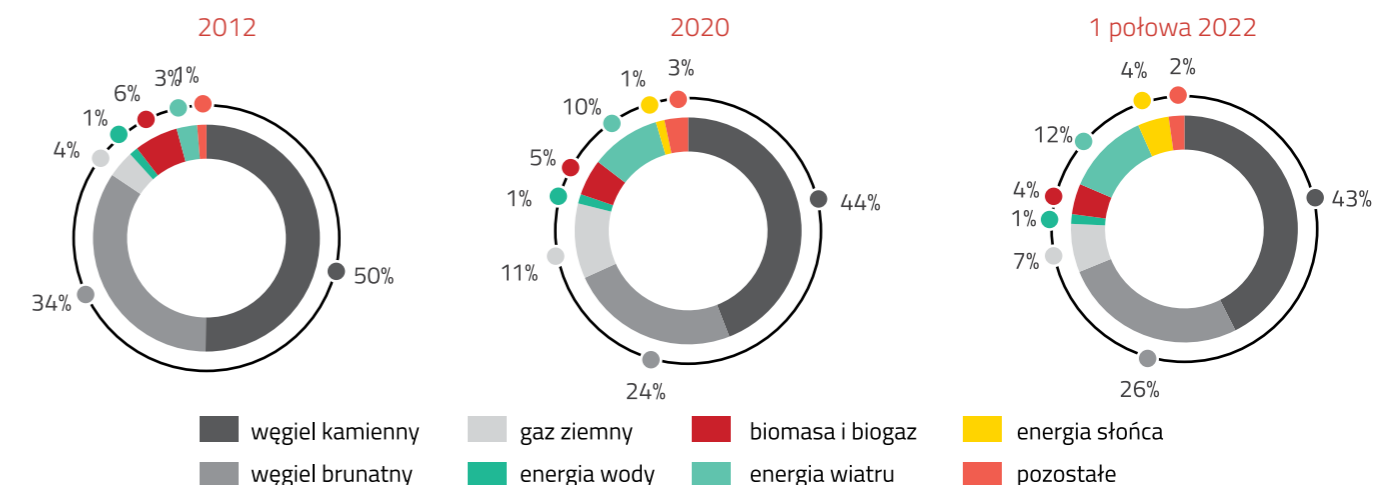
do osiągnięcia statusu efektywnego systemu ciepłowniczego, a w przyszłości może zostać zastąpiona zdekarbonizowanymi paliwami gazowymi lub wykorzystywać technologie wychwytu i magazynowania lub wykorzystania CO₂ (CCS lub CCU) realizując cel neutralności klimatycznej. W odniesieniu do dużych systemów ciepłowniczych budowa jednostek wysokosprawnej kogeneracji, bazujących na gazie

ziemnym, pozostaje realistycznym i dostępnym rozwiązaniem ze względu na uwarunkowania pogodowe oraz wysokie moce i temperatury, co wyklucza np. stosowanie na szeroką skalę OZE.

W 2022 roku ze względu na ograniczoną dostępność i rosnące koszty zakupu gazu wykorzystanie tego surowca jest ograniczane na korzyść jednostek węglowych a planowane wcześniej tempo realizacji inwestycji w nowe moce może być ograniczane, by zachować bezpieczeństwo dostaw.

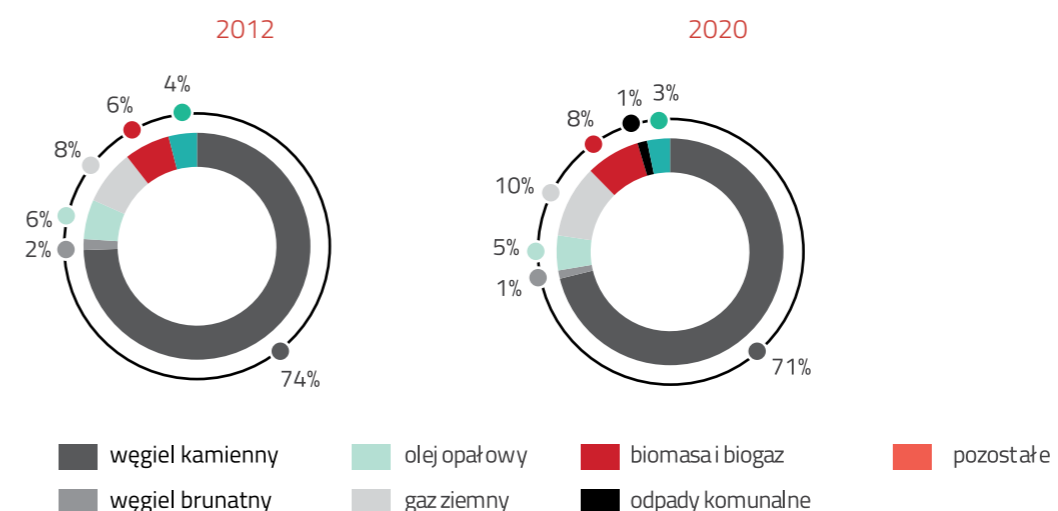
Dodatkowo obserwowany jest także proces wyłączania wyeksploatowanych bloków węglowych, czego przykładem może być inwestycja Zespołu Elektrowni Adamów, Konin i Pątnów (ZE PAK), który rozpoczął produkcję z kolejnego bloku biomasowego o mocy 50 MW (pierwszy blok również 50MW), powstałego w wyniku przebudowy kotła węglowego na biomasowy oraz modernizacji turbiny kondensacyjnej na kogeneracyjną.

Rys. 3.3 | Udział nośników energii w produkcji energii elektrycznej w latach 2012, 2020 i pierwszej połowie 2022 roku



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ARE i GUS

Rys. 3.4 Udział nośników energii w produkcji ciepła systemowego w latach 2012 i 2020



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych URE

33 Na podstawie danych URE.

34 Na podstawie danych ARE.

35 Na podstawie danych ARE.

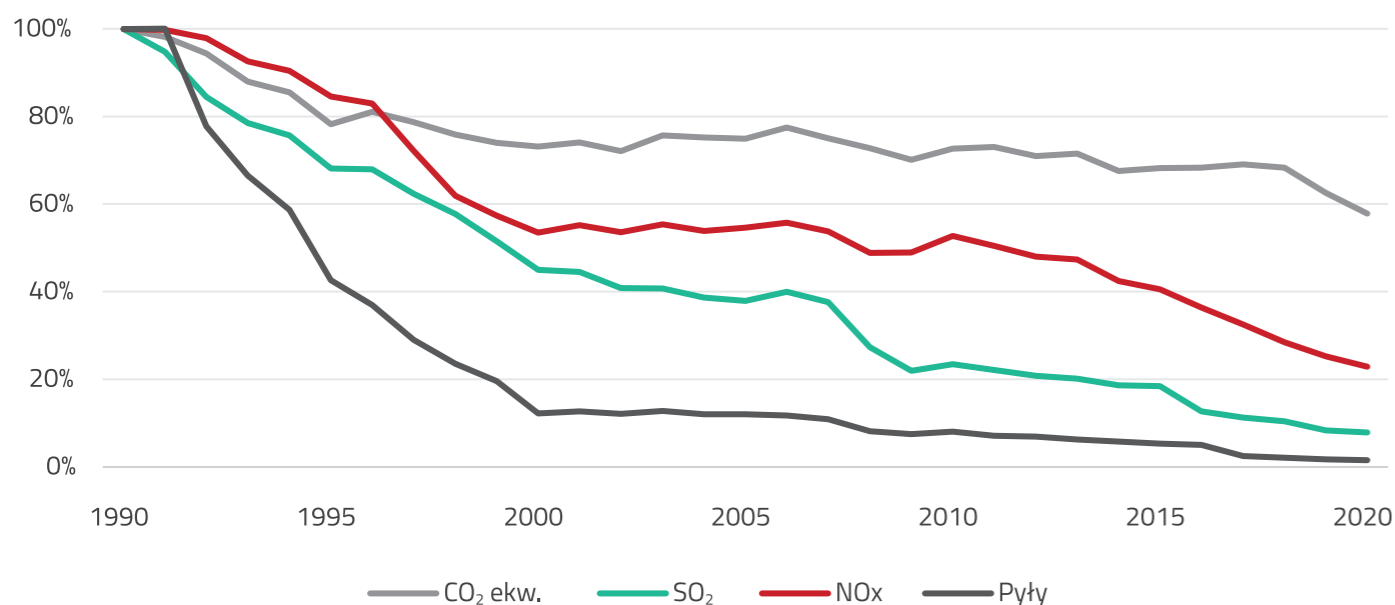
3.1.3. Redukcja emisji GHG i zanieczyszczeń powietrza

Po 2000 roku kontynuowano modernizację jednostek wytwórczych, w szczególności w zakresie dalszej redukcji emisji SO₂ oraz NO_x. Tym razem dla dotrzymania unijnych standardów emisyjnych, wchodzących w życie od 1.01.2008 roku. Polska korzystała z derogacji, opóźniających termin obowiązywania,

co pozwoliło rozłożyć kosztowne inwestycje na kilka dodatkowych lat. Kolejne zaostrzenie wymagań, zawarte w Konkluzjach BAT, weszło w życie od połowy 2021 roku, polskie jednostki tylko w nielicznych przypadkach korzystały z 2-3 letnich derogacji. W drugiej połowie lat dwudziestych planowany jest kolejny przegląd

najlepszych technologii i dalsze zaostrzenie limitów emisyjnych. Limity emisyjne mogą być też zaostrzone na podstawie obecnych Konkluzji BAT, które zawierają dolne i górne wielkości. Obecnie limity są ustalone na dolnym poziomie, ale podejmowane są inicjatywy dla uznania górnych jako minimalne.

Rys. 3.5 | Zmiany emisyjności wytwarzania energii elektrycznej w Polsce w odniesieniu do roku 1990 [%]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych KOBIZE i EUROSTAT



3.2 Osiągnięcie polskich celów wynikających z Pakietu Energetyczno-Klimatycznego

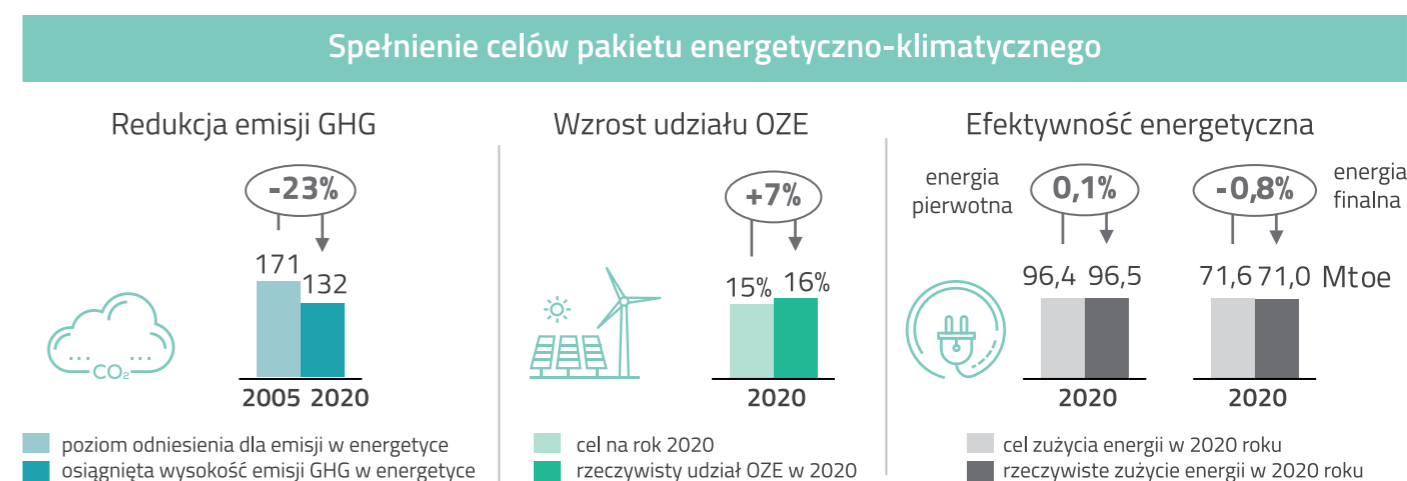
3.2.1. Osiągnięcie polskich celów wynikających z Pakietu Energetyczno-Klimatycznego na 2020 rok

Transformacja sektora elektroenergetycznego pozwoliła na spełnienie celów określonych dla Polski w pakiecie energetyczno-klimatycznym w zakresie ograniczenia emisji GHG, udziału OZE w końcowym zużyciu energii i wartości zużycia energii końcowej, a w przypadku energii pierwotnej osiągnięta wartość odbiegała o mniej niż 1% od zakładanego celu. Cel w zakresie

udziału OZE spełniono z ponad 1 p.p. nadwyżką w dużej mierze dzięki generacji z lądowych farm wiatrowych. Cel ograniczenia emisji GHG został osiągnięty dzięki zmianom w miksie energetycznym w kierunku źródeł odnawialnych i niskoemisyjnych. Do spełnienia celu poprawy efektywności energetycznej przyczyniła się realizacja programów

wsparcia w tym głównie tzw. Białych Certyfikatów i poprawa sprawności procesów wytwarzania i dystrybucji energii w tym między innymi wzrost wykorzystania kogeneracji i modernizacje sieci ciepłowniczych. Na realizację wszystkich celów wpłynęła również pandemia COVID-19, która przyczyniła się do zmniejszenia zapotrzebowania na energię.

Rys. 3.6 | Spełnienie przez Polskę celów na rok 2020 wynikających z pakietu energetyczno-klimatycznego



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych EUROSTAT

3.2.2. Realizacja polskich celów wynikających z Pakietu Energetyczno-Klimatycznego na 2030 roku

Do działań zrealizowanych od 2020 roku do połowy 2022 roku zmierzających do spełnienia celu OZE należy zrealizowanie programów wsparcia energetyki prosumenckiej w tym programu Mój Prąd umożliwiające rozwój instalacji PV do poziomu ponad 10 GW do czerwca

2022 roku³⁶. Szczególnie w tym zakresie warto odnotować ogromne postępy w dodanej mocy instalacji. Dodatkowo rozwijane są również projekty OZE w zakresie energetyki wiatrowej na morzu oraz na lądzie wspierane przez system aukcyjny i kontrakty różnicowe.

Realizację celu w zakresie efektywności energetycznej do 2030 wspiera nowelizacja ustawy o efektywności energetycznej z 2021 roku, która m.in. (i) rozszerza liczbę podmiotów zobowiązanych w ramach systemu świadectw efektywności energetycznej o sektor paliw ciekłych oraz (ii) uprasza

36 Na podstawie danych ARE.

regulację w zakresie rozwoju mechanizmów rynkowych realizacji przedsięwzięć poprawy efektywności energetycznej (np. kontrakty EPC³⁷).

W obszarze sektora objętego systemem EU-ETS w celu redukcji emisji GHG, oprócz integracji OZE, przyspieszane są działania polegające na odchodzeniu od wykorzystania

paliw kopalnych w tym realizacja postanowień podpisanej w maju 2021 Umowy Społecznej dotyczącej transformacji sektora górnictwa węgla kamiennego oraz wybranych procesów transformacji województwa śląskiego.

3.3 Wybrane zrealizowane „zielone” projekty spółek PGE, TAURON, ENEA, ENERGA

Do 2020 roku podmioty działające w ramach PKEE zrealizowały wiele projektów wspierających transformację sektora w obszarach wytwarzania

energii elektrycznej i ciepła oraz sieci elektroenergetycznych. Poniżej przedstawiono wybrane projekty spółek, które odznaczają

się największym wpływem na sektor energetyczny w wielorakich wymiarach.

Farma Wiatrowa Lotnisko

Farma wiatrowa Lotnisko składa się z 30 turbin wiatrowych typu Alstom ECO 110 o jednostkowej mocy 3,0 MW, średnicy wirnika 110 m i wysokości posadowienia piasty 90 m. Moc całkowita farmy wiatrowej to 90 MW. W ramach realizacji inwestycji wybudowano stację transformatorową Sn/110 kV, która została przyłączona do GPZ Żarnowiec za pomocą kablowej linii WN o długości około 40 km.



Nakłady inwestycyjne

351,5 mln PLN

Okres realizacji

2014 – 2015

Osiągnięte korzyści w zakresie realizacji celów polityki klimatyczno-energetycznej UE

Średnia roczna produkcja zielonej energii **187 500 MWh**

Uniknięta emisja CO₂* **152 250 ton**

Aspekt wyróżniający

- FW Lotnisko jest pierwszą farmą wiatrową, która świadczy na rzecz PSE regulacyjne usługi systemowe (ARNE). Farma wiatrowa może wpływać na poziom napięcia stacji elektroenergetycznej poprzez zdolności regulacyjne turbin wiatrowych w zakresie mocy biernej.
- 40 km przyłącza przebiegało w znacznej części przez teren torowiska kolejowego, co uczyniło inwestycję bardziej wymagającą.

*wartość szacunkowa określona w oparciu o założoną emisyjność pozostałych źródeł w KSE

Inne osiągnięte korzyści

Jedna z większych eksploatowanych obecnie lądowych elektrowni wiatrowych w Polsce.

Lokalizacja



Redukcja emisji zanieczyszczeń powietrza w śródmieściu Gorzowa Wielkopolskiego

Projekt zrealizowany przez Miasto Gorzów Wlkp. i PGE GiEK S.A.. Celem projektu było ograniczenie emisji zanieczyszczeń powietrza: pyłu PM10 i benzoapirenu poprzez modernizację wysokoemisyjnych węglowych systemów zaopatrzenia w ciepło na obszarze o przekroczonych dopuszczalnych poziomach zanieczyszczeń w Gorzowie Wlkp.



Nakłady inwestycyjne

69,6 mln PLN

Okres realizacji

2015 – 2017

Osiągnięte korzyści w zakresie realizacji celów polityki klimatyczno-energetycznej UE

Roczna redukcja ilości spalanego węgla **16 700 ton**

Roczna redukcja CO₂* **17 520 ton**

Aspekt wyróżniający

Projekt był realizowany w partnerstwie między lokalnym samorządem oraz PGE, przy wykorzystaniu środków NFOŚiGW.

Inne osiągnięte korzyści

Zmniejszenie narażenia ludności na oddziaływanie zanieczyszczeń powietrza w strefach, w których występowały znaczące przekroczenia dopuszczalnych i likwidacja 2 927 źródeł ciepła w budynkach mieszkalnych (pieców kaflowych opalanych węglem i odpadami) oraz podłączenie tych budynków do systemu ciepłowniczego.

Lokalizacja



37 EPC (ang. Energy Performance Contract) – umowa o poprawę efektywności energetycznej.

Nabycie pięciu farm wiatrowych o łącznej mocy 180 MW

TAURON za 137 milionów euro nabył pięć farm wiatrowych o łącznej mocy 180 MW. Dzięki inwestycji, Grupa niemal podwoiła mocę zainstalowaną w technologii wiatrowej w 2019 roku. Dzięki przejęciu farm wiatrowych, TAURON znalazł się (w 2019 roku) na drugim miejscu wśród polskich grup energetycznych pod względem zainstalowanej mocy wytwórczej z lądowych wiatrowych elektrowni zawodowych. Wszystkie farmy są podłączone do sieci wysokiego lub średniego napięcia.



Nakłady inwestycyjne

137 mln EUR



Okres realizacji

2019

Osiągnięte korzyści w zakresie realizacji celów polityki klimatyczno-energetycznej UE

Roczna produkcja zielonej energii **480 000 MWh**

Roczna redukcja CO₂ **130 000 ton**

Rozwój nowych źródeł OZE

Inne osiągnięte korzyści

Rozwój wiedzy i kultury odpowiedzialności klimatycznej pracowników oraz dostawców poprzez zaangażowanie w projekt.

Aspekt wyróżniający

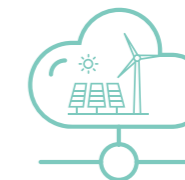
- Największa transakcja nabycia aktywów OZE w Grupie TAURON.
- Zwiększenie mocy zainstalowanej w OZE, dywersyfikacja źródeł energii w Grupie TAURON.

Lokalizacja



VPP – Platforma integracyjna OZE oraz systemów magazynowania energii

Celem projektu było opracowanie platformy pozwalającej na zagregowanie potencjału wytwórczego i regulacyjnego rozproszonych źródeł energii odnawialnej i zasobników energii oraz wybranych kategorii odbiorów sterowalnych. Opracowana platforma VPP stanie się narzędziem, które pozwoli na rozszerzenie katalogu świadczonych obecnie usług oraz pozwoli zwiększyć wolumen dostępnej mocy źródeł wytwórczych.



Nakłady inwestycyjne

Projekt badawczo-rozwojowy dofinansowany przez NCBR



Okres realizacji

2017 – 2020

Osiągnięte korzyści w zakresie realizacji celów polityki klimatyczno-energetycznej UE

- Aktualnie platforma obsługuje prawie **70 MW** mocy zainstalowanej OZE, do końca 2023 planowany wzrost do ok. **350 MW**;
- Podniesienie efektywności ekonomicznej eksploatacji źródeł OZE, zwiększające atrakcyjność inwestycji i eksploatacji.

Inne osiągnięte korzyści

- Zwiększenie dyspozycyjności OZE – zdalne sterowanie, planowanie zabiegów technicznych w optymalnych okresach.
- Poprawa jakości prognozowania i planowania produkcji elektrowni wodnych, źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych.
- Skuteczniejsze dopasowanie profilu produkcji do planowanej pozycji kontraktowej – wzrost efektywności ekonomicznej produkcji energii elektrycznej, przy jednoczesnym ograniczeniu zasobów niezbędnych do obsługi technicznej i handlowej.
- Łatwość wdrożenia kolejnych modeli biznesowych dająca możliwość adaptacyjnego dostosowywania usług do wyzwań rynkowych

Aspekt wyróżniający

Platforma, która umożliwia:

- zcentralizowane i skoordynowane zarządzanie produkcją rozproszonych OZE, magazynów energii oraz poborem wybranych kategorii odbiorników sterowalnych,
- sterowanie pracą poszczególnych elementów infrastruktury technicznej OZE z wykorzystaniem architektury rozproszonej oraz sztucznej inteligencji.

Lokalizacja

Obszar działalności spółki
TAURON Ekoenergia S.A.

Budowa elektroenergetycznej sieci inteligentnej na obszarze działalności Enea Operator

Realizacja projektu zakłada budowę elektroenergetycznej sieci inteligentnej na obszarze działania Enea Operator Sp. z o.o. poprzez modernizację i przebudowę sieci, automatyzację linii i stacji w wyniku zastosowania zdalnego sterowania i elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej, w tym wskaźników prądów zwarciovych. Projekt obejmuje także instalację inteligentnych liczników u odbiorców energii elektrycznej.



Nakłady inwestycyjne

248 mln PLN

Okres realizacji

2017 – 2023

Osiągnięte korzyści w zakresie realizacji celów polityki klimatyczno-energetycznej UE

- Rozwój OZE, w tym energetyki prosumenckiej oraz aktywizacja odbiorców w zakresie racjonalnego korzystania z energii elektrycznej.
- Spadek emisji gazów cieplarnianych.
- Możliwość ograniczenia inwestycji w szczytowe moce systemowe (w tym na paliwa kopalne).

Inne osiągnięte korzyści

- Spadek wskaźnika SAIDI – skrócenie przerw w dostawie energii elektrycznej.
- Możliwość redukcji strat sieciowych.
- Wzrost możliwości przyłączeniowych wynikający bezpośrednio z charakteru sieci typu Smart Grid. Tworzenie inteligentnych sieci energetycznych pomoże ustabilizować podaż, wykorzystując energię odnawialną oraz działania na rzecz ograniczenia procesu zmian klimatu.

Aspekt wyróżniający

W wyniku realizacji projektów Smart Grid wdrożone zostaną funkcjonalności inteligentnej infrastruktury elektroenergetycznej, w tym:

- funkcja monitoringu obciążenia sieci w czasie rzeczywistym wraz z wizualizacją,
- funkcja automatycznej identyfikacji błędów (wraz z systemem naprawczym).

Lokalizacja

Obszar działalności Enea Operator Sp. z o.o.



Zwiększenie potencjału sieci energetycznej ENEA Operator w celu odbioru energii z OZE

Celem projektu jest zwiększenie możliwości przyłączenia źródeł wytwarzania energii elektrycznej OZE poprzez budowę oraz przebudowę sieci elektroenergetycznej, przy jednoczesnym utrzymaniu parametrów dostarczonej energii oraz minimalizowaniu ryzyka wystąpienia awarii i przerw w dostawie energii (zniesione zostaną istotne bariery dla rozwoju energetyki odnawialnej).



Nakłady inwestycyjne

255 mln PLN

Okres realizacji

2016 – 2023

Osiągnięte korzyści w zakresie realizacji celów polityki klimatyczno-energetycznej UE

Dodatkowa zdolność przyłączenia OZE do sieci elektroenergetycznej **422 MW**

Roczna redukcja CO₂ **990 504 ton**

Inne osiągnięte korzyści

- Poprawie ulegną warunki zasilania odbiorców w zasięgu oddziaływania infrastruktury sieciowej objętej projektem.
- Ponadto część inwestycji obejmuje przebudowę linii napowietrznych na linie kablowe, a także zastosowanie zaawansowanych technologii automatyzacji sieci, umożliwiając ograniczenie ryzyka uszkodzenia infrastruktury elektroenergetycznej.
- W obliczu coraz częściej pojawiających się anomalii pogodowych, modernizacje te znacząco wpłyną na niezawodność dostaw energii elektrycznej, zwiększając jednocześnie bezpieczeństwo dla zdrowia i życia osób postronnych oraz środowiska

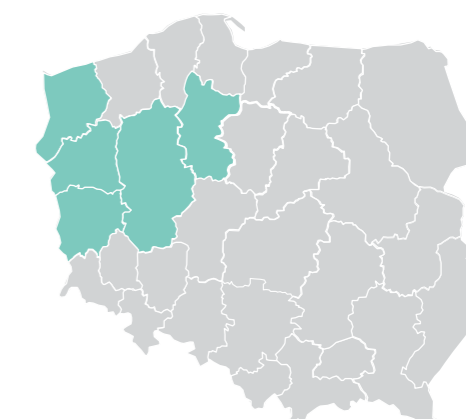
Aspekt wyróżniający

W wyniku realizacji projektów Smart Grid wdrożone zostaną funkcjonalności inteligentnej infrastruktury elektroenergetycznej, w tym:

- funkcja dynamicznej rekonfiguracji sieci dla zoptymalizowania funkcjonowania sieci,
- funkcja kontroli przepływu mocy czynnej i biernej (m.in. sterowanie źródłami rozproszonymi).

Lokalizacja

Obszar działalności Enea Operator Sp. z o.o.



Budowa demonstracyjnego projektu zastosowania systemu automatyki zabezpieczeniowej w Polsce

Celem projektu była budowa i przeprowadzenie badań związanych z magazynem energii (o mocy 6 MW) połączonym z funkcjonującą Farmą Elektrowni Wiatrowych. Projekt był realizowany przez Energa OZE S.A. (obecnie Energa Wytwarzanie) we współpracy z PSE S.A., japońską agencją NEDO oraz spółkami Hitachi & Hitachi Chemical.



Nakłady inwestycyjne

Dane wrażliwe

Okres realizacji

2017 – 2020

Osiągnięte korzyści w zakresie realizacji celów polityki klimatyczno-energetycznej UE

Rozwój podobnych instalacji hybrydowych, w przyszłości pozwoli na stabilizację wytwarzania energii elektrycznej w niesterowalnych OZE, co z punktu widzenia systemu elektroenergetycznego może umożliwić rezygnację z inwestycji w konwencjonalne jednostki wytwórcze, których zadaniem ma być bilansowanie produkcji OZE.

Inne osiągnięte korzyści

Uzyskanie kompleksowej wiedzy nt. wpływu magazynu energii przyłączonego do sieci przesyłowej, na pracę KSE i możliwość sterowania pracą przyłączonej do sieci przesyłowej Farmy Elektrowni Wiatrowych.

Aspekt wyróżniający

Pozyskanie unikalnej wiedzy nt. wpływu magazynów energii elektrycznej połączonych z OZE na pracę KSE.

Lokalizacja



Farma Wiatrowa Przykona

Budowa elektrowni wiatrowej o mocy ponad 31 MW stanowi przykład pomysłu na wykorzystanie rekultywowanych terenów pogórnich (wydobycie węgla brunatnego, powiat turecki). Łączny obszar ok. 300 ha gruntów po dawnej kopalni węgla brunatnego Adamów, posiada potencjał do budowy wielkoskalowej instalacji OZE, z wykorzystaniem różnych technologii wytwarzania energii elektrycznej, o różnej dyspozycyjności i charakterystyce pracy.



Nakłady inwestycyjne

155 mln PLN

Okres realizacji

2019 – 2020

Osiągnięte korzyści w zakresie realizacji celów polityki klimatyczno-energetycznej UE

Średnia roczna produkcja zielonej energii **75 000 MWh**

Inne osiągnięte korzyści

Projekt jest elementem planowanego Centrum OZE, które ma powstać na terenach zrehabilitowanych po kopalni odkrywkowej węgla brunatnego.

Aspekt wyróżniający

Wykorzystanie terenów niedostępnych dla innych rodzajów inwestycji, rozwój terenów pogórnich związanych z regionalną transformacją energetyczną.

Lokalizacja



3.4 Problemy wdrożeniowe transformacji - wzrost cen uprawnień do emisji CO₂ oraz cen gazu ziemnego i związane tym zaburzenia na rynku

Transformacja polskiego sektora energetycznego realizowana jest w trudnych warunkach. Do niezmiennie występujących obciążeń historycznych, w ostatnich latach doszły problemy związane z nadmiernym wpływem spekulacyjnym na rynkach EUA, paliw i energii elektrycznej. Unijny rynek EUA posiada system wpływania na ceny poprzez mechanizm stabilizacyjnej rezerwy rynkowej (ang. *Market Stability Reserve - MSR*), część uprawnień może być wycofywana z rynku przy niskich cenach, lub wprowadzana przy wysokich. W regulacjach unijnych wprowadzono bardzo wysokie kryteria podejmowania interwencji na rzecz obniżania cen EUA, przez co mechanizm jest praktycznie bezużyteczny w okresach rosnących cen. Rynek paliw, jest rynkiem globalnym, na którym, bardzo trudno wprowadzać działania stabilizacyjne. Pomimo bardzo dojrzałej regulacji w zakresie polityki klimatyczno-energetycznej oraz technicznych aspektów funkcjonowania, unijnego rynku energii, sytuacje nadzwyczajne (jak np. pandemia czy wojna) wciąż pokazują ważną rolę Państw członkowskich i szybkich działań interwencyjnych, które na poziomie UE są podejmowane rzadko i najczęściej z dużym opóźnieniem.

Prawie wszystkie konkurencyjne rynki energii (i innych towarów) działają wg modelu kształtowania cen na podstawie kosztów krańcowych, czyli cenę wyznaczają koszty jednostki zamykającej bilans w okresie handlowym. Modelowo, na krótkoterminowym rynku energii (SPOT) są to koszty zmienne energii z jednostki zamykającej bilans

w danej godzinie lub krótszym okresie, na rynku średnioterminowym powinny być to koszty operacyjne energii z jednostki zamykającej bilans w danym roku, na długoterminowym pełne koszty. W praktyce największy wpływ na ceny energii mają ceny kształtowane na rynku SPOT. Obecnie, przy niemal całkowitej zmianie technologii wytwarzania z szerokim wprowadzaniem jednostek z niskim lub zerowym kosztem zmiennym, dość łatwo można wykorzystywać rynek do uzyskiwania bardzo wysokich, nieuzasadnionych zysków (ang. *windfall profit*).

Doświadczenia z ostatnich paru lat stawiają bardzo poważne pytania co do konieczności wprowadzenia dodatkowych regulacji rynku energii lub segmentacji tego rynku. Jednym z potencjalnych kierunków zmian unijnego rynku są rozwiązania stosowane w USA, zwłaszcza w obszarze rynkowym PJM (Pensylwania, New Jersey i Maryland). Niemniej nie brak na świecie przykładów rozwiązań problemów wynikające z bezpośrednim konkurowaniem technologii o wysokich kosztach zmiennych z technologiami o kosztach zmiennych niemal zerowych i/lub z wysokimi dotacjami.

Prawa do emisji CO₂

Pierwszy szok rynkowy w tym zakresie wystąpił w latach 2018-2019, gdy ceny hurtowe energii elektrycznej wzrosły o ok. 70% w związku z niemal trzykrotną podwyżką cen do uprawnień co emisji CO₂ (z ok. 7 EUR/EUA do ponad 20 EUR/EUA) - głównie jako konsekwencja działań związanych

z tzw. „back-loading”. Wywołany tym szok cenowy na rynku energii skłonił rząd do interwencji, w postaci uchwalenia ustawy zmuszającej spółki obrotu detalicznego do zamrożenia cen detalicznych w roku 2019 na poziomie z 30.06 2018 roku. Pomimo rekompensat, interwencja ta wywołała zaburzenia na rynku, a spółki PGE oraz Energa wprost wykazały strategię finansową w konsekwencji stosowania się do ustawy. Nie bez znaczenia może być także fakt, że od 2018 roku uprawnienia do emisji traktowane są jako instrument finansowy, ze względu na wejście w życie postanowień dyrektywy MiFID II (ang. *Markets in Financial Instruments Directive* - Dyrektywa w sprawie rynków instrumentów finansowych³⁸), która uznała uprawnienia do emisji CO₂ za instrumenty finansowe, co istotnie zwiększyło udział instytucji finansowych i zwiększenie spekulacji na rynku. Kolejnym czynnikiem w tym zakresie był również sentyment rynkowy w wyniku decyzji Rady Europejskiej uchwalającej cel neutralności klimatycznej w 2050 roku. Wysoki pułap cen uprawnień do emisji CO₂ na poziomie 25-30 EUR/EUA który został osiągnięty również w 2019 roku i na rynku utrzymał się w pierwszych dwóch miesiącach 2020 roku. Następnie w wyniku wyhamowania działalności gospodarczej spowodowanej wybuchem pandemii COVID-19 spadł on do poziomów ok. 20 EUR/EUA między marcem a majem 2020 roku, co również spowodowało umiarkowaną obniżkę cen hurtowych energii elektrycznej. Niemniej w drugiej połowie 2020 roku wzrosty cen uprawnień

do emisji CO₂ powróciły osiągając na koniec roku poziom szczytów z roku 2019 roku. W tym okresie, technologią wytwórczą kształtującą cenę energii elektrycznej na rynku na podstawie kosztów krańcowych były elektrownie węglowe (i stanowiły ok. 70% łącznej produkcji), a główną przyczyną wzrostu cen był wzrost cen uprawnień do emisji EUA. Wzrost cen EUA wynikał z realizacji polityki klimatycznej UE, wejścia w tzw. IV fazę systemu EU ETS (w ramach której m.in. liniowy współczynnik redukcji całkowitej ilości emisji w obiegu został podwyższony z 1,74% do 2,2% rocznie³⁹) oraz zmniejszenia podaży uprawnień do emisji CO₂ na rynku wskutek działania mechanizmu

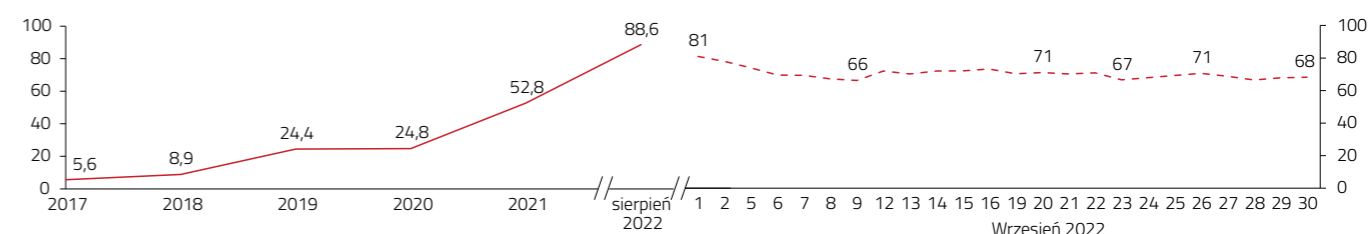
stabilizacji rynkowej, gdzie określona pula uprawnień do emisji CO₂ była wycofywana z rynku. Poza powyższymi czynnikami regulacyjnymi, dodatkowo wzrost cen EUA wynikał ze zwiększonego zapotrzebowania na uprawnienia do emisji związanego z odbiciem gospodarczym po efektach pandemii w 2020 roku.

W roku 2022 czynniki wzrostu cen EUA pozostały takie same jak w drugiej połowie 2021, tj. działania regulacyjne oraz obudowujących się popyt w wyniku odbicia gospodarczego po pandemii jednakże zostały one również wzmocnione poprzez działania rynkowe, najbardziej widoczne po prezentacji propozycji pakietu

„Fit for 55”.

W ostatnim okresie, najsilniej na ceny wpływają działania rynkowe. Najlepiej o tym świadczy gwałtowny spadek cen po informacji, że w czasie nadzwyczajnego spotkania ministrów ds. energii dnia 9 września 2022 roku będą dyskutowane sposoby ograniczenia wzrostu cen energii elektrycznej. Niemniej, gdy tylko rynek otrzymał potwierdzenie, że w czasie nadzwyczajnego spotkania nie będzie rozważana interwencja w rynek EUA, nastąpił prawie 8%, nagły wzrost ceny EUA z 66 do 71 EUR/EUA.

Rys. 3.7 | Historyczna cena uprawnień do emisji CO₂ za ostatnie 5 lat, do września 2022 roku [EUR/EUA]



Źródło: Opracowanie własne na danych KOBIZE i ICE EUA Futures

Ceny surowców energetycznych

Drugim rynkiem generującym problemy wdrożeniowe transformacji są rynki cen surowców – węgla kamiennego oraz szczególnie gazu ziemnego.

Historycznie, w ciągu ostatnich 5 lat, cena krajowego węgla kamiennego⁴⁰ dla energetyki (na podstawie Polskiego Indeksu Rynku Węgla Energetycznego PSCMI) utrzymywała się na relatywnie stałym poziomie, wynoszącym średnio ok. 11-12 PLN/GJ. Rosnący

import węgla z Rosji stabilizował ceny węgla kamiennego na niskim poziomie. Do końca 2020 roku również ceny gazu ziemnego utrzymywały się na relatywnie stałym poziomie, względem wzrostu cen w następnych latach.

W ostatnich dwóch kwartałach 2021 roku ceny surowców energetycznych na światowych rynkach gazu ziemnego i węgla kamiennego kilkukrotnie wzrosły w porównaniu do cen obserwowanych na początku

2021 roku⁴¹. Wzrost cen odzwierciedlał gwałtowny wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną, zwłaszcza w Chinach i Indiach, w wyniku dynamicznego odbicia gospodarczego po pandemii COVID-19 oraz ograniczoną podaż energii częściowo z powodu niekorzystnych zjawisk pogodowych. Susza zmniejszyła produkcję energii hydroelektrycznej w Brazylii, Chinach, Turcji i Stanach Zjednoczonych, co przyczyniło się do wyższego zapotrzebowania

38 Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/65/UE z dnia 15 maja 2014 r. w sprawie rynków instrumentów finansowych oraz zmieniająca dyrektywę 2002/92/WE i dyrektywę 2011/61/UE (przekształcenie).

39 IV faza ETS wdraża zmiany w funkcjonowaniu systemu w celu spełnienia wymaganej redukcji GHG w ramach sektorów objętych ETS o 43 % względem roku 2005 w perspektywie 2021-2030. Poza podniesieniem liniowego współczynnika redukcji względem fazy III, m.in. wzmocnienie mechanizmu stabilizacji rynkowej - w latach 2019-2023 ilość uprawnień umieszczonych w rezerwie podwoi się do 24% uprawnień znajdujących się w obiegu, natomiast od 2024 r. przywrócony zostanie normalny wskaźnik wynoszący 12%.

40 Ceny węgla brunatnego w ostatnich latach utrzymywały się na relatywnie stałym poziomie. Wynika to głównie z faktu, iż surowiec nie jest pozyskiwany na rynku, lecz jest głównie zużywany przez elektrownie stowarzyszone z lokalnymi kopalniami. Z tego powodu nie są ujęte w przedstawianej analizie jako czynnik wpływu.

41 Wg notowań oraz indeksów ICE Dutch TTF Natural Gas Future, Coal (API2) CIF ARA (ARGUS-McCloskey) Futures.

na gaz ziemny oraz węgiel kamienny natomiast mroźna zima (w sezonie grzewczym 2020/2021) w UE spowodowała wzrost zapotrzebowania na gaz na tym rynku. Niekorzystne zdarzenia pogodowe wpłynęły również na wydobycie paliw kopalnych – powódzie ograniczyły produkcję węgla kamiennego w kilku krajach, w tym w Chinach i Indonezji. Na podaż węgla wpłynęły również uwarunkowania polityczne przede wszystkim zakaz importu węgla z Australii przez Chiny, co miało bezpośredni wpływ na międzynarodowy handel węglem. W efekcie w Chinach zaobserwowano gwałtowny wzrost importu gazu ziemnego.

W 4 kwartale 2021 roku nastąpił dalszy wzrost cen uprawnień do emisji CO₂ oraz szybki wzrost cen gazu ziemnego spowodowany

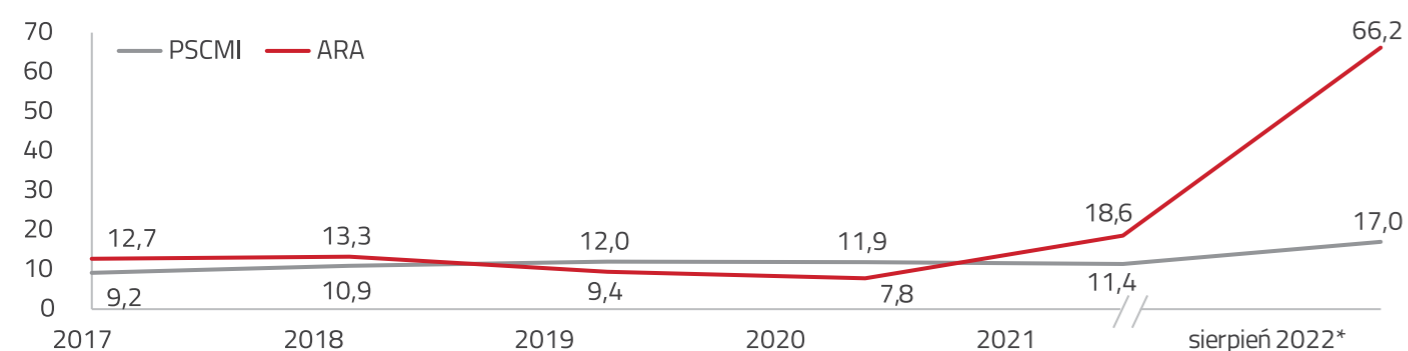
dalszym wzrostem zapotrzebowania w wyniku odbicia gospodarczego i niskim stanem magazynowym oraz ograniczeniami w podaży gazu rosyjskiego przez Federację Rosyjską⁴². W ślad za wzrostem ceny gazu wzrosła atrakcyjność kosztowa produkcji energii z węgla kamiennego, co przyczyniło się do rosnących cen również tego surowca i w konsekwencji tych zjawisk nastąpił drastyczny wzrost cen energii elektrycznej (o 74,9% i 355 PLN/MWh⁴³ pomiędzy październikiem a grudniem 2021 roku) doprowadzając do osiągnięcia szczytu cenowego w grudniu 2021 roku.

W 2022 roku, w szczególności od czasu wybuchu wojny w Ukrainie pod koniec lutego obserwuje się kolejny skok cenowy gazu ziemnego wynikający z niepewności związanej z możliwością pozyskania gazu w Europie (sankcje

i ograniczenie wolumenu przesyłanego gazu z Rosji poprzez Nord Stream 1). Doprowadziło to również do dalszego wzrostu popytu.

Wojna w Ukrainie wywołała również niestabilność na krajowym rynku węgla kamiennego – średnioroczna cena węgla w 2022 roku może istotnie przekroczyć 20 PLN/GJ. Z kolei tani import z Rosji musi być zastępowany importem z krajów, które sprzedają węgiel bazując na indeksie cenowym ARA (umowna cena węgla w portach Amsterdam, Rotterdam i Antwerpia). Globalne ceny węgla stopniowo rosły już w 2021 roku w wyniku odbudowy globalnego popytu, ale po napaści Rosji na Ukrainę wzrosły skokowo, około trzykrotnie. Od kilku miesięcy wahają się od 60 do 70 PLN/GJ.

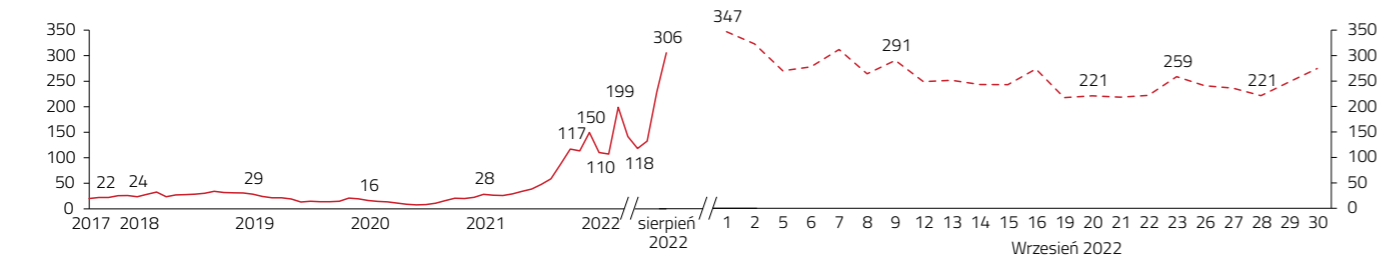
Rys. 3.8 | Historyczna cena węgla kamiennego za ostatnie 5 lat oraz w sierpniu 2022 roku [PLN/GJ]



*Wartość prognozowana na podstawie średniego przyrostu cen w okresie od stycznia do lipca 2022 roku

Źródło: Opracowanie własne na danych PSCMI i indeksu ARA (MTFc1)

Rys. 3.9 | Historyczna cena gazu ziemnego SPOT w ostatnich pięciu latach oraz do września 2022 roku - [PLN/GJ]



Źródło: Opracowanie własne na danych TGE – średnioważona cena miesięczna RDNg

42 Federacja Rosyjska w 2021 roku ograniczała eksport gazu rurociągami do Europy z powodu wysokiego popytu wewnętrznego, zakłóceń produkcji i wysokich cen skroplonego gazu ziemnego (LNG), eksportowanego do Azji. Ograniczała też celowo dostawy gazu ziemnego do Europy, aby wesprzeć swoją argumentację za uruchomieniem gazociągu Nord Stream 2 na poziomie politycznym.

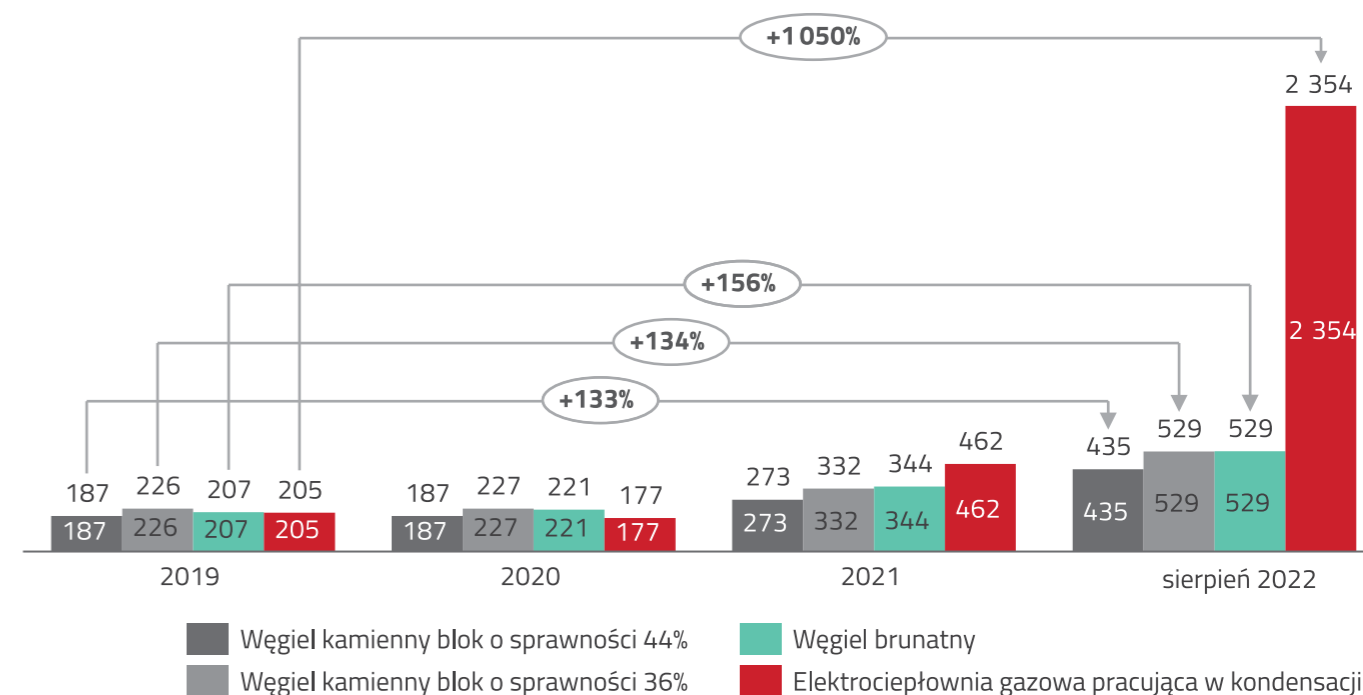
43 Wg danych z TGE.

Wpływ niestabilności cen praw emisji do CO₂ oraz surowców na koszty krańcowe wytwarzania oraz na ceny energii elektrycznej

W wyniku zmiany relacji w zakresie kosztów produkcji energii elektrycznej z węgla kamiennego i gazu ziemnego, przeciętnie w 2022 roku produkcja

energii z gazu ziemnego była droższa niż z węgla kamiennego.

Rys. 3.10 | Wzrost krótkookresowych kosztów krańcowych jednostek konwencjonalnych [PLN/MWh]



Źródło: Opracowanie własne EY

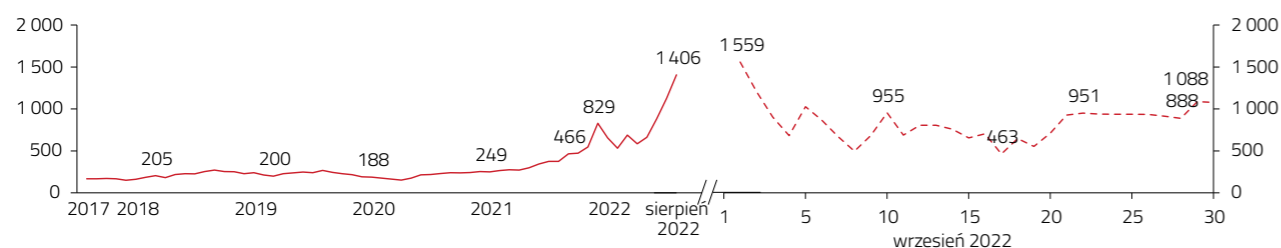
Tym samym rosnąca cena energii ustalana na rynku jest mocno skorelowana z dalszym wzrostem cen gazu ziemnego, pomimo relatywnej stabilizacji cen uprawnień do emisji CO₂ w 2022 roku i dalszej istotnej dominacji produkcji energii elektrycznej z węgla kamiennego. W konsekwencji cena energii elektrycznej w Polsce wzrosła z poziomu 654,9 PLN/MWh w styczniu do 1247,7 PLN/MWh w końcu sierpnia 2022⁴⁴ roku (wzrost o 90,5%).

Część wzrostów była uzasadniona rosnącymi cenami węgla, gazu i EUA, ale na wielu rynkach, w tym w Polsce, bardzo istotny był wpływ działań spekulacyjnych. Po podjęciu działań przez polski rząd i rozpoczęciu dyskusji na poziomie UE, ceny energii elektrycznej istotnie spadły. W dniach około 10 września, na rynku SPOT-owym ceny spadły około dwukrotnie w stosunku do najwyższych w sierpniu,

na rynku terminowym spadki były znacznie niższe tylko około 25%. Kolejny jeszcze bardziej głęboki spadek zanotowano 16 września, po minięciu jednego pełnego dnia od komunikatu publikującego projekt rozporządzenia⁴⁵, które prezentowało mechanizmy dyskutowane na szczycie unijnym.

44 Na podstawie danych TGE.

45 Rozporządzenie Rady w sprawie interwencji w sytuacji nadzwyczajnej w celu rozwiązania problemu wysokich cen energii (COM/2022/473).

Rys. 3.11 | Historyczna cena energii elektrycznej* na rynku hurtowym SPOT do września 2022 roku [PLN/MWh]

* Średnioważona (wolumenem) cena energii elektrycznej na podstawie danych TGE: RDN - Base, Peak oraz Offpeak

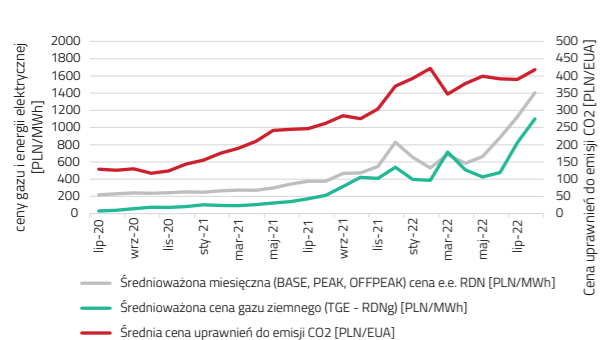
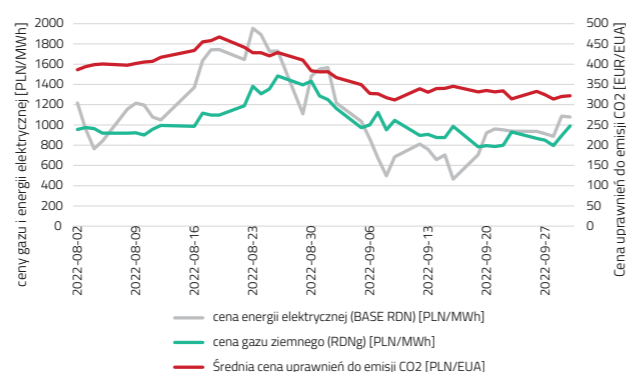
Źródło: Opracowanie własne na danych TGE

Podsumowując, dynamicznie rosnące i wysokie poziomy cen uprawnień do emisji CO₂ znacznie obciążają koszty wytwarzania energii elektrycznej w Polsce, co w średnim i długim terminie może stanowić barierę do generowania przez spółki energetyczne środków na nowe inwestycje a z drugiej strony podwyższa koszty energii elektrycznej dla odbiorców końcowych. Natomiast ekstremalnie wysokie ceny gazu ziemnego oraz wynikające z tego bezprecedensowe ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym w przypadku ich trwania na takich

poziomach (średnioważona kurs transakcji na dostawę Base_Y-2023 na stan 30 sierpnia 2022 wyniósł 1790 PLN/ MWh⁴⁶) mogą mieć katastrofalne skutki nie tylko dla rynku energii i możliwości odbiorców końcowych do obsługi takich kosztów, ale w konsekwencji mogą doprowadzić do załamania koniunktury gospodarczej w szerszym zakresie.

Prawdopodobnie działania na poziomie unijnym i krajowym ograniczą częściowo wzrost cen, niemniej stabilizacja cen gazu i węgla kształtowanych na poziomie globalnym będzie trwała kilka lat. Niestety brak

przesłanek wskazujących, że na ten okres decydecji na poziomie UE zdecydują się również na interwencję lub reformę systemu ETS modyfikując mechanizm Rynkowej Rezerwy Stabilizacyjnej w celu obniżenia ceny EUA. Wzrost cen energii elektrycznej i gazu będzie powodował wzrost ubóstwa energetycznego, co wymusi stosowanie dotowanych cen i kosztownych osłon dla odbiorców wrażliwych. Środki finansowe zamiast na transformację będą kierowane na coraz bardziej kosztowną konsumpcję.

Rys. 3.12 | Wzrost cen gazu ziemnego i uprawnień do emisji CO₂ oraz wynikające z tego ceny energii elektrycznej od lipca 2020 roku do sierpnia 2022 roku**Rys. 3.13 |** Wzrost cen gazu ziemnego i uprawnień do emisji CO₂ oraz wynikające z tego ceny energii elektrycznej w sierpniu i wrześniu 2022 roku

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE oraz ICE

46 Na podstawie danych TGE.

Propozycja nadzwyczajnych środków UE

W kontekście bezprecedensowych zaburzeń na rynku energii elektrycznej w III kwartale 2022 roku, opisanych w poprzednich sekcjach, ministrowie ds. energii krajów UE na nadzwyczajnym spotkaniu w dniu 9 września 2022 roku wezwali Komisję Europejską do zaproponowania konkretnych rozwiązań, które miałyby być podejmowane na poziomie UE dla obniżenia cen energii elektrycznej. Równoległe, część krajów członkowskich rozpoczęła wdrażanie, bądź rozważa wdrożenie różnego rodzaju środków mających łagodzić skutki kryzysu energetycznego na poziomie krajowym.

W dniu 14 września 2022 roku Komisja opublikowała projekt rozporządzenia Rady w sprawie interwencji w sytuacji nadzwyczajnej w celu rozwiązania problemu wysokich cen energii (COM(2022) 473 final), natomiast 30 unijni ministrowie energii osiągnęli porozumienie polityczne co do projektu rozporządzenia. Zgodnie z zapisami rozporządzenia proponuje się natychmiastowe wprowadzenie zintegrowanego pakietu współzależnych środków mających na celu między innymi złagodzenie skutków wysokich cen energii elektrycznej i ochronę odbiorców, przy jednoczesnym zachowaniu korzyści płynących z rynku wewnętrznego i zapewnieniu równych warunków działania. Komisja postuluje skoordynowaną i jednolitą reakcję UE na kryzys, poszukując jednocześnie instrumentów, które w miarę możliwości nie staną na przeszkodzie realizacji reform przewidzianych w programie „REPowerEU”.

Projekt Rozporządzenia zawiera następujące działania:

- Dobrowolny ogólny cel zmniejszenia zużycia energii elektrycznej brutto o 10% (w porównaniu ze średnim zużyciem energii elektrycznej brutto w odpowiednich miesiącach okresu odniesienia) oraz obowiązkowy cel zmniejszenia o 5% zużycia energii elektrycznej w godzinach szczytu. Państwa członkowskie określą godziny szczytu odpowiadające łącznie co najmniej 10% wszystkich godzin w okresie między 1 grudnia 2022 roku a 31 marca 2023 roku, podczas których zmniejszą zapotrzebowanie na energię;
- Wprowadzenie pułapu dochodu rynkowego z tytułu wytwarzania energii elektrycznej z technologii inframarginalnych (tj. wykorzystujących energię wiatrową, słoneczną, geotermalną, wodną z elektrowni bez zbiorników, biomasy, odpadów, jądrową i węgla brunatnego, produktów ropopochodnych, torfu).⁴⁷ Przewidziano pewną elastyczność we wdrożeniu pułapu cenowego, w celu odzwierciedlenia krajowych uwarunkowań i wdrażanych środków krajowych. Obejmują one możliwość ustalenia wyższego pułapu dochodów, stosowania środków, które jeszcze bardziej ograniczają dochody rynkowe, dokonania różnicowania między technologiami, objęcie pułapem niewymienionych w rozporządzeniu pułapu dochodów dla technologii węgla kamiennego oraz stosowania ograniczeń w odniesieniu do dochodów rynkowych innym podmiotów, w tym m.in. zajmujących

się obrotem energią elektryczną⁴⁸. Wszystkie nadwyżki dochodu wynikające z zastosowania pułapu dochodów rynkowych powinny być przeznaczone na działania osłonowe dla odbiorców końcowych, działania proefektywnościowe i oszczędnościowe, redukcję emisji, rozwój OZE oraz rekompensaty dla dostawców, którzy muszą dostarczać energię elektryczną odbiorcom poniżej kosztów w następstwie interwencji państwa w zakresie ustalania cen;

- Możliwość wykorzystania nadwyżki dochodów z ograniczeń przesyłowych wynikających z alokacji między obszarowych zdolności przesyłowych na finansowanie środków wspierających odbiorców końcowych energii elektrycznej;
- Zobowiązanie państw członkowskich do usuwania nieuzasadnionych barier administracyjnych i rynkowych utrudniających zawieranie umów zakupu energii ze źródeł odnawialnych (PPA). Państwa miałyby podejmować środki w celu przyspieszenia wdrażania takich umów, w szczególności przez małe i średnie przedsiębiorstwa. Państwa członkowskie miałyby też wdrażać systemy wsparcia oraz gwarancje pochodzenia w taki sposób, aby były one zgodne z umowami zakupu energii odnawialnej przez przedsiębiorstwa.
- Okresowe wprowadzenie taryf regulowanych dla małych i średnich przedsiębiorstw;
- Okresowe i warunkowe ustalanie cen energii elektrycznej poniżej kosztów zakupu energii na rynku hurtowym⁴⁹;

47 Na rynku dnia następnego ceny energii elektrycznej zależą od zmiennego kosztu technologii marginalnej (krańcowej), tj. ostatniego i najdroższego oferty potrzebnego do zaspokojenia zapotrzebowania (ceny marginalne lub krańcowe). Pułap dochodu rynkowego nie powinien jednak mieć zastosowania do technologii, w których koszty paliwa wsadowego powodują, że próg rentowności przekracza poziom pułapu, ponieważ zagroziłoby to tej działalności, a ostatecznie bezpieczeństwu dostaw. Dotyczy to na przykład elektrowni gazowych i węglowych.

48 Pod warunkiem, że środki te są proporcjonalne i niedyskryminujące, nie zagrażają sygnałom inwestycyjnym, zapewniają pokrycie kosztów inwestycji, nie zakłócają funkcjonowania hurtowych rynków energii elektrycznej i są zgodne z prawem Unii.

49 Wymaga to spełnienia warunków: a) środek ten obejmuje ograniczoną ilość konsumpcji i utrzymuje zachętę do ograniczania zapotrzebowania; b) nie dochodzi do dyskryminacji między dostawcami; c) dostawcy otrzymują rekompensatę za dostawy poniżej kosztów; d) wszyscy dostawcy są uprawnieni do składania ofert po cenie regulowanej na tej samej podstawie.

Obłożenie w roku podatkowym 2022 lub w roku 2023 nadmiernych zysków (wzrost powyżej 20% średniej z ostatnich czterech lat podatkowych rozpoczynających się w dniu 1 stycznia 2018 lub później) w sektorze ropy, gazu, węgla i rafinerii obowiązkową składką solidarnościową, chyba, że państwa członkowskie wprowadziły równoważne środki krajowe. Państwa członkowskie mogą utrzymać środki krajowe będące odpowiednikiem składki solidarnościowej, pod warunkiem że są one zgodne z celami rozporządzenia i przynoszą co najmniej porównywalne dochody. Składka powinna zostać przeznaczona na takie same cele jak nadwyżki z pułapu dochodu rynkowego z tytułu wytwarzania energii elektrycznej oraz na inwestycje dodatkowe uruchamiane w ramach REPowerEU. Stawka wykorzystywana do obliczenia tymczasowej składki solidarnościowej wynosi co najmniej 33% nadmiarowych zysków. Do dnia 31 grudnia 2022 roku państwa członkowskie przyjmują i publikują środki realizujące obowiązkową tymczasową składkę solidarnościową.

Środki te mają charakter tymczasowy i nadzwyczajny. Będą stosowane od 1 grudnia 2022 r. do 31 grudnia 2023 roku. Zmniejszenie zużycia energii elektrycznej brutto w godzinach szczytu stosuje się od dnia 1 grudnia 2022 do dnia 31 marca 2023. Środki mające na celu osiągnięcie zmniejszenia zapotrzebowania

oraz podział nadwyżki dochodu z zastosowaniem pułapu stosuje się od dnia 1 grudnia 2022. Obowiązkowy pułap dochodów rynkowych i krajowe środki z tym związane – stosuje się od dnia 1 grudnia 2022 do dnia 30 czerwca 2023. Rozporządzenie wchodzi w życie następnego dnia po jego opublikowaniu w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej.

Rozwiązania zaproponowane w rozporządzeniu Rady zakładają precedensową w historii UE interwencję w rynek energii z wykorzystaniem instrumentów sankcyjnych (ustanowienie pułapu dochodu rynkowego z tytułu wytwarzania energii elektrycznej, czy też obowiązkowej składki solidarnościowej z nadmiernych zysków w sektorze ropy, gazu, węgla i rafinerii). Niemniej z drugiej strony trwale utrzymujący się, wysoki poziom cen gazu i energii jeszcze nie występował w historii i może mieć katastrofalne skutki nie tylko dla rynku energii elektrycznej, ale też całej gospodarki UE.

Nadmierne ograniczenia marż przedsiębiorstw z sektora energetycznego w celu wdrożenia działań osłonowych może spowodować zahamowanie tempa transformacji ze względu na ograniczenie środków inwestycyjnych. Należy także dostrzec potencjalne problemy płynnościowe przedsiębiorstw

z sektora energetycznego, które mogą wystąpić w wyniku konieczności wpłacania bardzo wysokich zabezpieczeń na towarowych giełdach energii na skutek wysokich cen energii. Najlepszą praktyką przy wdrażaniu działań interwencyjnych jest wprowadzanie regulacji na czas określony z możliwością szybkiego wprowadzania korekt.

Polska aktywnie uczestniczy w wypracowywaniu rozwiązań interwencyjnych na poziomie UE, podejmuje również dodatkowe działania. We wrześniu znowelizowano rozporządzenie systemowe, uszczegóławiające sposób kalkulowania cen ofertowych na rynku bilansującym. Wprowadzenie tej regulacji istotnie obniżyło ceny rozliczeniowe na rynku bilansującym, co spowoduje pośredni wpływ na zmniejszenie poziomu cen w innych segmentach rynku. Przygotowywane są zmiany prawa wprowadzające daninę solidarnościową.

Działania unijne i krajowe pozwolą na zapewnienie działań osłonowych dla najbardziej potrzebujących odbiorców końcowych oraz prawdopodobnie na wsparcie inwestycji ochrony klimatu i zwiększanie niezależności energetycznej krajów UE.

3.4.1. Wpływ wojny w Ukrainie na przyspieszenie transformacji energetycznej

Po agresji Rosji na Ukrainę, 11 marca 2022 roku Przywódcy państw UE przyjęli deklarację wersalską, która wskazywała kierunki zmniejszenia zależności energetycznej UE i jej państw członkowskich od Rosji poprzez:

- przyspieszenie niezależności od paliw kopalnych,
- dywersyfikację dostaw poprzez wykorzystanie LNG i biogazu,
- dalszy rozwój rynku wodoru,
- przyspieszenie rozwoju OZE i produkcję kluczowych komponentów oraz usprawnienie proceduralne w celu przyspieszenia projektów energetycznych,
- wzmocnienie planowania w zakresie bezpieczeństwa dostaw,
- poprawę efektywności energetycznej i zarządzania energią w kierunku modelu o bardziej cyrkularnym charakterze.

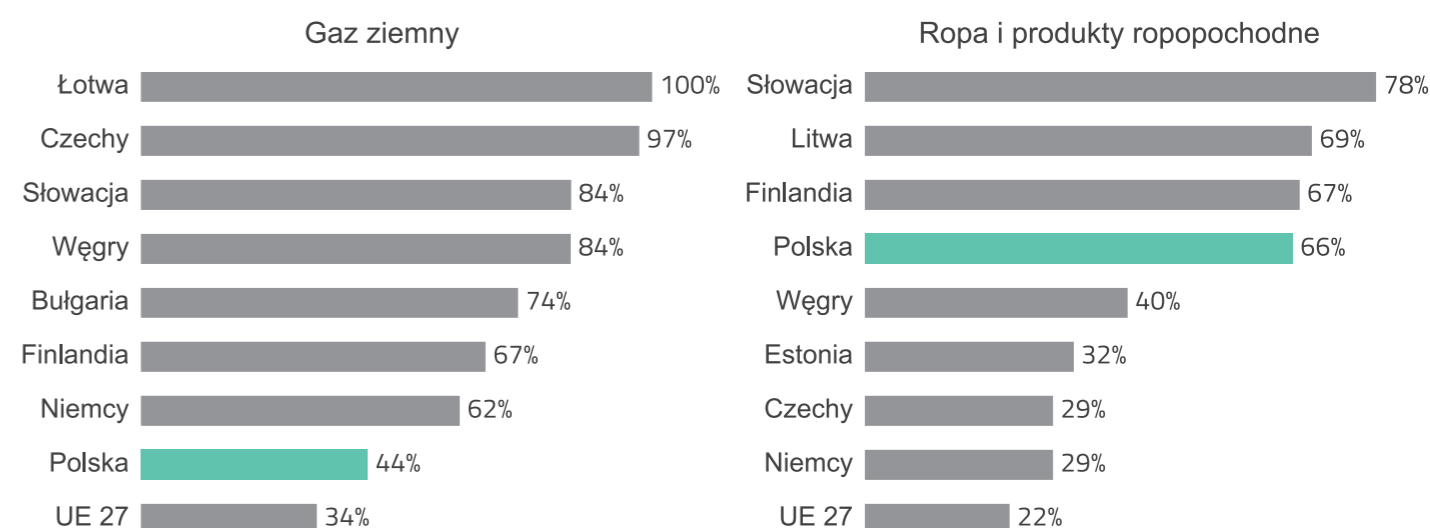
Deklaracja wersalska wskazywała Komisji Europejskiej, by przygotowała plan REPowerEU realizujący opisane kierunki zmniejszenia zależności energetycznej UE i jej państw członkowskich od Rosji.

Konieczność zmiany kierunku importu paliw kopalnych

Uzależnienie od dostaw surowców energetycznych z Rosji powoduje konieczność dywersyfikacji kierunków dostaw surowców energetycznych nie tylko w Polsce, ale w całej UE. Proces ten jest dodatkowo przyspieszany na skutek nakładanych kolejnych

sankcji przez UE. Od początku wojny do lipca 2022 roku UE przyjęła 7 pakietów sankcji obejmujących również sektor energetyczny w tym zakaz importu węgla i innych stałych paliw kopalnych z Rosji oraz zakaz importu ropy naftowej i rafinowanych produktów ropopochodnych z Rosji (z nielicznymi wyjątkami).

Rys. 3.14 | Udział importu gazu ziemnego i ropy wraz z produktami ropopochodnymi w zużyciu energii (zapotrzebowanie + eksport) w 2020 roku



Źródło: Eurostat

Zdolności wydobywcze gazu ziemnego w Europie są relatywnie niewielkie – jedynie w Norwegii, Holandii i Danii wydobycie gazu przekracza zużycie energii, a w całej UE wydobycie gazu ziemnego pokrywa jedynie ok. 1/3 potrzeb, stąd wykorzystanie tego surowca w obecnej skali wpływa na istotne uzależnienie UE od importu.

Oprócz gazu i ropy z Rosji do Polski importowany był również węgiel. W 2020 roku import węgla z Rosji wyniósł prawie 9,5 mln ton, co stanowiło ponad 10% krajowego zużycia. Ok 4% węgla importowanego z Rosji stanowił węgiel koksowniczy, pozostałą część stanowił węgiel energetyczny⁵⁰. Głównym odbiorcą

importowanego węgla były podmioty spoza energetyki zawodowej (ok. 82%) w tym w większości gospodarstwa domowe, budynki użyteczności publicznej i rolnictwo⁵¹.

50 Na podstawie danych Eurostat.

51 Instytut Jagielloński, 2021, Analiza scenariuszowa bilansu podaży-popytu węgla kamiennego w Polsce do 2040 roku.



Realizacja polityki klimatycznej w Polsce, w tym działania polskiego sektora energetycznego - podsumowanie:



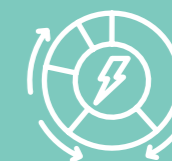
Polska konsekwentnie prowadzi działania na rzecz transformacji energetycznej i ochrony klimatu, w sposób istotny zmieniając strukturę wytwarzania energii poprzez zmniejszanie roli węgla i wprowadzanie nowych technologii nisko- i zeroemisyjnych



Na przestrzeni ostatnich kilkudziesięciu lat, polski sektor energetyczny znacząco zredukował emisję zanieczyszczeń do powietrza. Wymagało to przeprowadzenia wielu kosztownych modernizacji i inwestycji, co świadczy o zaangażowaniu sektora w działania na rzecz ochrony środowiska.



Polska aktywnie uczestniczy w światowych i unijnych wysiłkach na rzecz walki z globalnym ociepleniem, czego dowodem jest osiągnięcie 42% redukcji emisji GHG od 1990 roku z sektora energetycznego, który od początku wdrażania w Polsce polityki ochrony klimatu angażował się w jej realizację.



Transformacja polskiego sektora energetycznego realizowana jest w trudnych warunkach. Do niezmiennie występujących obciążeń historycznych, w ostatnich latach doszły problemy związane z nadmiernym wpływem spekulacyjnym na rynkach EUA, paliw i energii elektrycznej, szczególnie po napaści Rosji na Ukrainę. W tym kontekście, bez dalszych, głębokich reform rynku energii, transformacja energetyczna może być trudna do wdrożenia, a środki na nią wyznaczone zostaną skierowane gdzie indziej.



Dynamiczny rozwój nisko- i zeroemisyjnych źródeł energii od 2020 roku przekracza tempo zakładane w strategiach, stąd konieczna jest ich aktualizacja. Dodatkowo wyzwania związane z ograniczeniem dostępności surowców i dynamicznymi zmianami cen wpływają na konieczność przyspieszenia zmniejszenia wykorzystania paliw kopalnych w polskiej energetyce przy zachowaniu suwerenności energetycznej.

04

Dalsza droga do neutralności klimatycznej

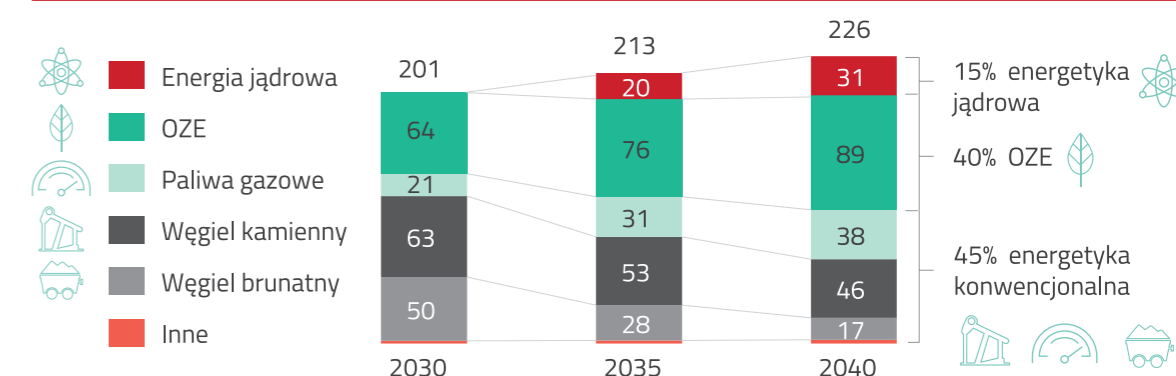
4.1 Konieczność zmiany miksu energetycznego Polski

Zgodnie z PEP2040, zaadresowanie wyzwań wynikających z ambitnych celów klimatycznych będzie wymagało ograniczenia wykorzystania jednostek węglowych i zastąpienia ich technologiami nisko- i zeroemisyjnymi. Dodatkowo trwają prace nad przygotowaniem budowy pierwszej w Polsce elektrowni jądrowej, co zmniejszy zależność Polski od wykorzystania paliw kopalnych. Według prognoz PEP2040 pierwsza elektrownia ma być oddana do eksploatacji w 2033 roku, a kolejne bloki co 2-3 następne lata do osiągnięcia 6-9 GW mocy. Większą dywersyfikację miksu energetycznego wytwarzania energii elektrycznej przewiduje

się również poprzez zwiększenie mocy źródeł wytwarzania z gazu ziemnego głównie w kogeneracji i rozwój morskiej energetyki wiatrowej.

Mimo działań związanych z poprawą efektywności energetycznej planowany jest wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną powiązany głównie z wykorzystaniem samochodów elektrycznych i pomp ciepła. Planowany jest wzrost zapotrzebowania na moc szczytową z 24,5 GW do 31,3 GW i energię elektryczną z 160 do 204 TWh netto do 2040 roku.

Rys. 4.1 | Prognoza miksu energii elektrycznej brutto [TWh] Polski według PEP2040



Źródło: opracowanie własne na podstawie PEP2040

Realizacja PEP2040 ma przyczynić się do redukcji emisji NO_x, SO_x, pyłów z energetyki o ponad 50% i zmniejszenia intensywności emisji GHG w wytwarzaniu energii elektrycznej o ponad 50%.

Założenia do zmiany PEP2040 wynikające ze zmian w otoczeniu rynkowym

Ograniczenia dostępności i wzrosty cen surowców energetycznych oraz zwiększanie ambicji celów polityki klimatycznej UE w ramach pakietu REPowerEU wymuszają aktualizację PEP2040. Dodatkowo wiele założeń wskazywanych w obowiązującym PEP2040 już teraz jest realizowanych w tempie przekraczającym cele zakładane w tym dokumencie.

W zakresie pozyskania energii ze słońca tempo zmian znacząco przekracza zakładane w PEP2040. Moc zainstalowana w fotowoltaice w 2022 roku przekroczyła 10 GW⁵², gdzie zgodnie z założeniami PEP2040 taki poziom powinien być osiągnięty po 2030 roku.

W zakresie morskich farm wiatrowych moc 5,9 GW zakładana w PEP2040 do osiągnięcia na rok 2030 uzyskała wsparcie w ramach kontraktów różnicowych (są to instalacje, które wejdą do eksploatacji już w 2026-2028 roku), a pozwolenia lokalizacyjne (PSzW) zostały wydane dla ponad 7 GW mocy.

52 Na podstawie danych ARE.

W zakresie farm wiatrowych na lądzie rozwój jest wolniejszy niż zakładany w PEP2040, gdzie w 2020 roku lądowe farmy wiatrowe miały osiągnąć moc około 9,5 GW, a obecna moc zainstalowana w połowie 2022 roku sięga jedynie ok. 7,4 GW⁵³.

W zakresie wykorzystania węgla brunatnego tempo odejścia od wykorzystania tego surowca jest szybsze niż zakładane w PEP2040. Zrezygnowano z uruchomienia nowych odkrywek w tym odkrywki Złoczew. Dodatkowo przyspieszane są wyłączenia mocy elektrowni w tym ZE PAK, w ramach której bloki węglowe w Pątnowie mają pracować do 2024 roku, a w elektrowni Konin instalacje węglowe zastępowane są przez instalacje wykorzystujące biomasę.

Agresja Rosji na Ukrainę wymusiła również ograniczenie wykorzystania paliw importowanych z Rosji i krajów objętych sankcjami w Polsce i całej UE i tym samym w istotnym stopniu wpłynęła również na założenia PEP2040 wymuszając ich aktualizację. W marcu 2022 polski rząd przyjął założenia aktualizacji PEP2040.

Kluczowe zmiany proponowane w aktualizacji PEP2040:

1 Zwiększenie dywersyfikacji technologicznej i rozbudowa mocy opartych o źródła krajowe

- Podjęcie działań w celu pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną technologicznie zdywersyfikowanymi źródłami krajowymi w celu utrzymania wysokiego stopnia niezależności energetycznej.

2 Dalszy rozwój odnawialnych źródeł energii

- Do 2040 roku około 50% produkcji energii elektrycznej ma pochodzić z OZE, względem dotychczas planowanego poziomu 40% w roku 2040. Oprócz rozwoju źródeł zależnych od warunków

atmosferycznych planowane jest zintensyfikowanie wykorzystania energii wody, biomasy, biogazu i geotermalnej.

- Zgodnie z Planem Rozwoju w Zakresie Zaspokojenia Obecnego i Przyszłego Zapotrzebowania na Energię Elektryczną na lata 2023-2032 przygotowanego przez PSE, poziom produkcji w OZE przekroczy poziom 100 TWh w perspektywie 2030 roku co stanowić będzie ponad 50% zapotrzebowania na energię elektryczną.

3 Poprawa efektywności energetycznej

- Działania w tym obszarze mają skupić się na ograniczeniu popytu na energię poprzez zintensyfikowane działań w obszarze efektywności procesowej w przemyśle oraz termomodernizacji i renowacji budynków, co pomoże chronić gospodarstwa domowe przed ubóstwem energetycznym.

4 Dalsza dywersyfikacja dostaw i zapewnienie alternatyw dla węglowodorów

- Kontynuowane będą działania polegające na dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego i ropy naftowej mające na celu uniezależnienie od dostaw z Federacji Rosyjskiej i innych państw objętych sankcjami gospodarczymi, w tym budowa pływającego terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego (*Floating Storage Regasification Unit - FSRU*) w Zatoce Gdańskiej oraz wykorzystanie biokomponentów w paliwach ciekłych, biometanu, wodoru, niskoemisyjnych paliw syntetycznych, czy energii elektrycznej w transporcie.

5 Dostosowanie decyzji inwestycyjnych w gazowe moce wytwórcze do dostępności paliwa

- W związku ze zmianą sytuacji geopolitycznej i brakiem przewidywalności na rynku gazu, plany inwestycyjne w zakresie nowych bloków gazowych, które nie są jeszcze na etapie realizacji będą weryfikowane pod kątem rentowności produkcji i tempo zmian dostosowane będzie do dostępności gazu ziemnego. Jednocześnie poszukiwane będą możliwości wykorzystania innych źródeł energii, stanowiących realną alternatywę dla wykorzystania gazu ziemnego w ciepłownictwie.

6 Wykorzystanie jednostek węglowych

- W sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego wykorzystanie istniejących jednostek węglowych wykorzystujących węgiel z krajowych złóż może ulec zwiększeniu. Zapewnienie ciągłości dostaw energii będzie wspierane przez utrzymanie gotowości do pracy jednostek węglowych. W celu optymalizacji wykorzystania krajowych zasobów zintensyfikowane będą również działania mające na celu rozwój czystych technologii węglowych.

7 Wdrożenie energetyki jądrowej

- Kontynuowane będą działania w zakresie wdrożenia energetyki jądrowej w oparciu o duże reaktory jądrowe (o mocy powyżej 1000 MW). Równolegle rozwijane będą rozwiązania dotyczące małych reaktorów modułowych (SMR), wspierające bezpieczeństwo energetyczne na poziomie lokalnym.
- Technologie SMR mogą się przyczynić do stopniowej dekarbonizacji jednostek wytwórczych i zmniejszenia

emisyjności, przy jednoczesnej mitygacji ryzyk związanych z wielkoskalowymi elektrowniami jądrowymi w zakresie utrzymania harmonogramów i nakładów inwestycyjnych.

8 Rozwój sieci i magazynowania energii

- Działania w zakresie rozwoju sieci i magazynowania energii będą wspierane przez mechanizmy automatyzacji zapewniające wysoki poziom cyberbezpieczeństwa. W obszarze magazynowania energii zintensyfikowane będą prace m.in. nad rozwojem elektrowni

wodnych szczytowo-pompowych, magazynów prosumenckich i rozwiązań wodorowych.

9 Negocjacje zmian regulacji UE

- Wysiłki negocjacyjne Polski będą skupiać się na reformie mechanizmów polityki klimatycznej UE, tak aby możliwe było przeprowadzenie transformacji przy uwzględnieniu czasowego wykorzystania konwencjonalnych mocy wytwórczych bez nadmiernego obciążenia kosztami polityki klimatycznej. Dodatkowo konieczne jest zapewnienie środków

finansowych na rozwój nowych niskoemisyjnych technologii i integrację ich w systemie. Takie wielokierunkowe podejście będzie wzmacniać elastyczność i bezpieczeństwo pracy systemu.

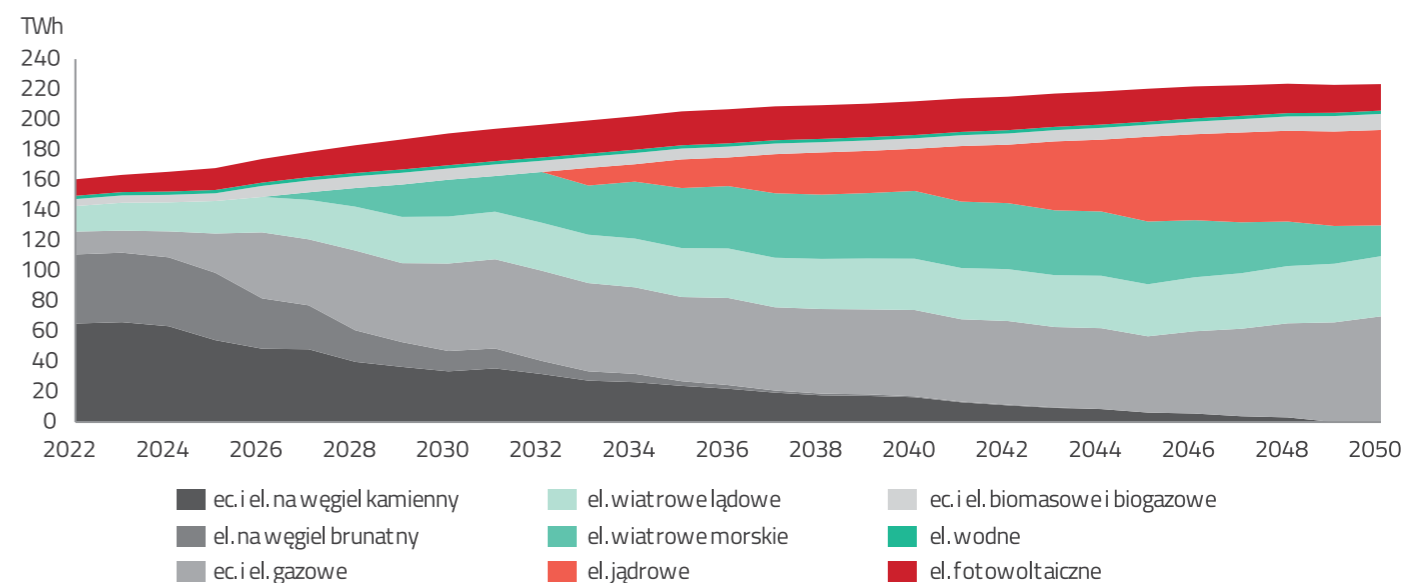
Wdrożenie proponowanych rozwiązań może skutkować znaczącą zmianą w wytwarzaniu energii w Polsce w horyzoncie 2050 roku. Szczególnie istotny wpływ na strukturę wytwórczą będzie mieć wzrost wykorzystania wodoru w zakresie osiągnięcia neutralności klimatycznej w 2050 roku.

Tabela 4.1 | Prognozowany wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną na potrzeby produkcji wodoru

	2030	2035	2040	2045	2050
Zapotrzebowanie na produkcję zielonego wodoru [TWh]	0	5	22	33	75
Moc na potrzeby produkcji wodoru w MFV [MW]	0	1 000	3 600	6 500	15 000
Moc na potrzeby produkcji wodoru w PV [MW]	0	1 000	3 600	6 500	15 000

Źródło: Opracowanie EY na podstawie danych PRSP 2022-2032

Rys. 4.3 | Prognoza produkcji energii elektrycznej na zapotrzebowanie bazowe⁵⁴ Polski do 2050 roku



Źródło: Opracowanie EY na podstawie założeń do aktualizacji PEP2040

54 Zapotrzebowanie na energię elektryczną z pominięciem produkcji energii elektrycznej na potrzeby produkcji wodoru.

53 Na podstawie danych ARE.

Z uwagi na istotny przyrost wolumenu wodoru po 2045 roku produkcja energii elektrycznej z MFW i PV na potrzeby zapotrzebowania podstawowego

spada przy jednoczesnym wzroście produkcji w jednostkach gazowych z wykorzystaniem wodoru (wyprodukowanym z energii

elektrycznej pochodzącej z MFW i PV). Na rok 2050 zakładana jest produkcja 30 TWh energii elektrycznej z zielonego wodoru.

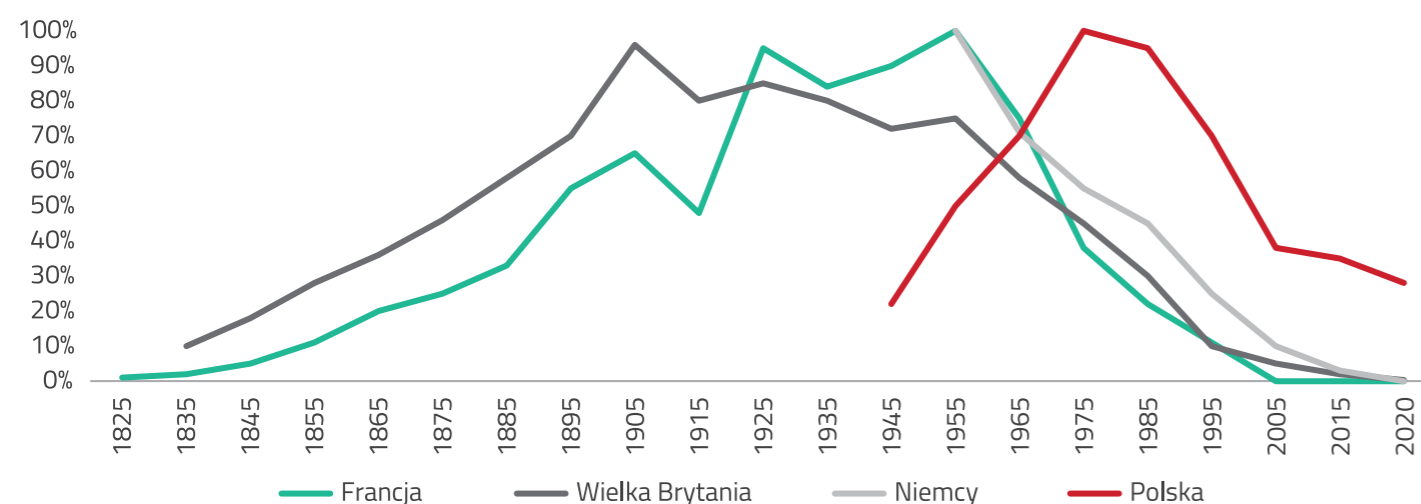
4.2 Odejście od dominującej roli węgla

Transformacja energetyki w stronę gospodarki niskoemisyjnej w Polsce bezpośrednio wiąże się z ograniczeniem zużycia węgla. Szczyt wydobycia węgla kamiennego w Polsce w końcówce

lat osiemdziesiątych ubiegłego wieku nastąpił 30-50 lat później niż w takich krajach jak Francja, Wielka Brytania czy Niemcy. Kraje te dopiero teraz całkowicie wygaszają wydobycie,

co obrazuje skalę czasu potrzebnego również w Polsce dla przeprowadzenia zmian w sektorze wydobywczym.

Rys. 4.4 | Zużycie węgla w Niemczech, Wielkiej Brytanii, Francji i Polsce [%]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych WISE-Europe i UNdata

Ze względu na wojnę w Ukrainie i ograniczenia w dostępności gazu wzrasta wykorzystanie węgla w Europie. Największy udział w tym wzroście mają Niemcy⁵⁵. W lipcu 2022 roku władze Niemiec ustanowiły rezerwę, która ma zastąpić wykorzystanie gazu przez inne źródła, w której znalazło się ponad 10,5 GW mocy z czego prawie 2 GW w jednostkach opalanych węglem brunatnym i prawie 7 GW w jednostkach wykorzystujących węgiel kamienny. W całej UE zużycie węgla w pierwszym półroczu 2022 roku wzrosło o ok. 10% względem analogicznego okresu w roku ubiegłym. Odchodzenie od węgla wymusza głęboką transformację rejonów

wydobywania. Skupienie ponad 80% wydobycia na małym obszarze Górnego Śląska⁵⁶, wymaga ewolucyjnego prowadzenia transformacji z tworzeniem nowych miejsc pracy i stosowaniem osłon socjalnych (uwagi na koncentrację wpływu transformacji na jeden obszar). Zagadnienia związane ze sprawiedliwą transformacją są opisane szerzej w rozdziale 6. Sprawiedliwa transformacja jako jedyny wariant skutecznej transformacji sektora w dłuższym horyzoncie czasowym. Problemy socjalne zostały podniesione w Porozumieniu paryskim i idei sprawiedliwej transformacji, stały się też podstawą postulatów utworzenia specjalnego funduszu

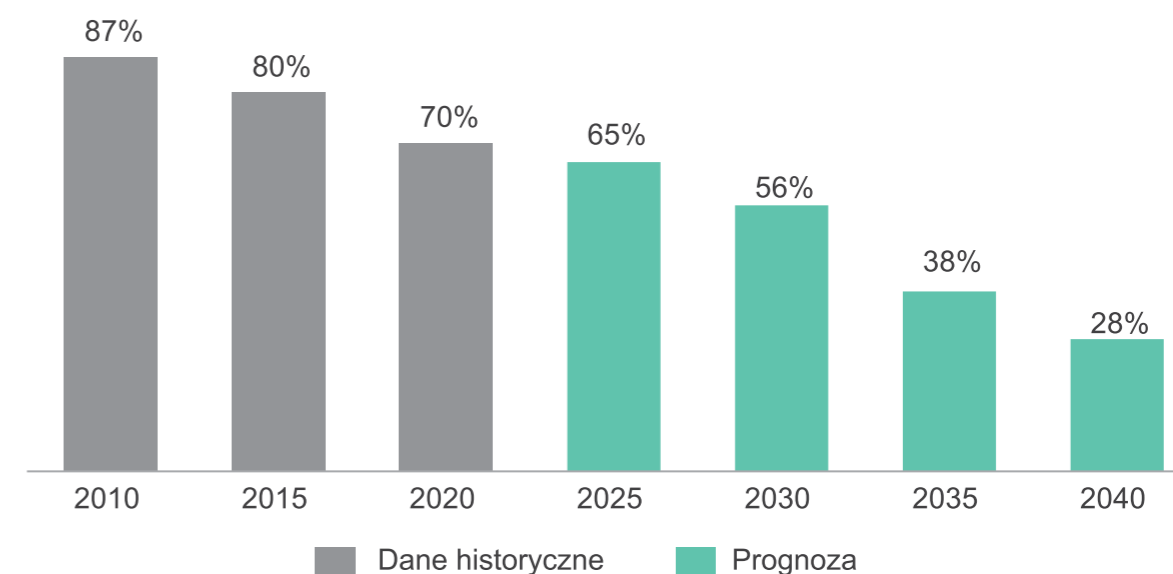
osłonowego („Just Transition Fund”), którego wysokość ma wynieść ponad 19 mld EUR, z czego 8,45 mld EUR przyznane zostało w ramach obecnie obowiązującej unijnej perspektywy budżetowej na lata 2021-2027 i dodatkowo powiększone o 10,87 mld EUR poprzez instrument odbudowy NextGenerationEU. Dodatkowo, kwestie socjalne podniesione w Porozumieniu paryskim stały się podstawą do utworzenia Mechanizmu Sprawiedliwej Transformacji. Niemniej sektor energetyczny musi w swojej transformacji uwzględnić uwarunkowania restrukturyzacji górnictwa węglowego, jego potrzeb i konieczności przebranżowienia. Odejście od wykorzystania węgla

powiązane jest również ze zmianami w sektorze wytwórczym. Na koniec czerwca 2022 roku moc zainstalowana w jednostkach wykorzystujących węgiel kamienny i węgiel brunatny sięgała odpowiednio ponad 23 GW i prawie 9 GW co stanowi w sumie ponad 55% całkowitej

mocy zainstalowanej. Elektrownie te miały ok. 69% udziału w całkowitym wytwarzaniu energii w pierwszym półroczu 2022 roku⁵⁷. Obecnie budowany blok węglowy o mocy 100 MW w Puławach, którego oddanie do eksploatacji przewidziane jest w 2022 roku, prawdopodobnie

będzie ostatnią budową nowego bloku węglowego w Polsce. Według obecnej Polityki Energetycznej, produkcja energii elektrycznej z wykorzystaniem węgla kamiennego i węgla brunatnego do 2040 roku ma zostać zredukowana o prawie połowę względem 2010 roku.

Rys. 4.5 | Prognoza udziału produkcji energii elektrycznej z węgla w całej produkcji energii elektrycznej brutto w Polsce



Źródło: Opracowanie własne na podstawie PEP2040 oraz ARE

Prognozy przygotowane w ramach PEP2040 i KPEiK będą aktualizowane w nowelizacjach tych dokumentów uwzględniając aktualne uwarunkowania sektora, co wpłynie na zmianę wskazanej prognozy. Trwająca obecnie nowelizacja prawdopodobnie

spowolni tempo odejścia od węgla w perspektywie 2030 roku i zwiększy tempo odchodzenia od węgla w okresie od 2030 do 2040 roku. Jednostki węglowe w coraz większym stopniu będą przechodzić na system pracy rezerwowo-szczytowej. Natomiast, ze względu

na destabilizację rynku gazu, nie można wykluczyć, że wzrośnie udział węgla w najbliższych latach, do około 2030 roku, lub nawet niewiele dłużej do czasu wejścia energetyki jądrowej do polskiego systemu elektroenergetycznego.

4.2.1. Wpływ transformacji energetycznej na sektor górnictwa

Szybkie zmiany struktury paliwowo-technologicznej wytwarzania energii elektrycznej pociągają za sobą istotne zmiany w górnictwie węglowym i w wielu sektorach i podsektorach powiązanych z energetyką węglową i górnictwem.

Koncentracja 82%⁵⁸ wydobycia węgla kamiennego w skali kraju na terenie Górnego Śląska jest głównym wyzwaniem dla transformacji energetycznej sektora wydobywczego w Polsce. Zatrudnieni w górnictwie charakteryzują się wysoką specjalizacją

nabytych umiejętności, co utrudnia możliwość wykorzystania ich umiejętności w innych sektorach, zwłaszcza w przypadku zatrudnionych w sektorze górnictwa węgla kamiennego.

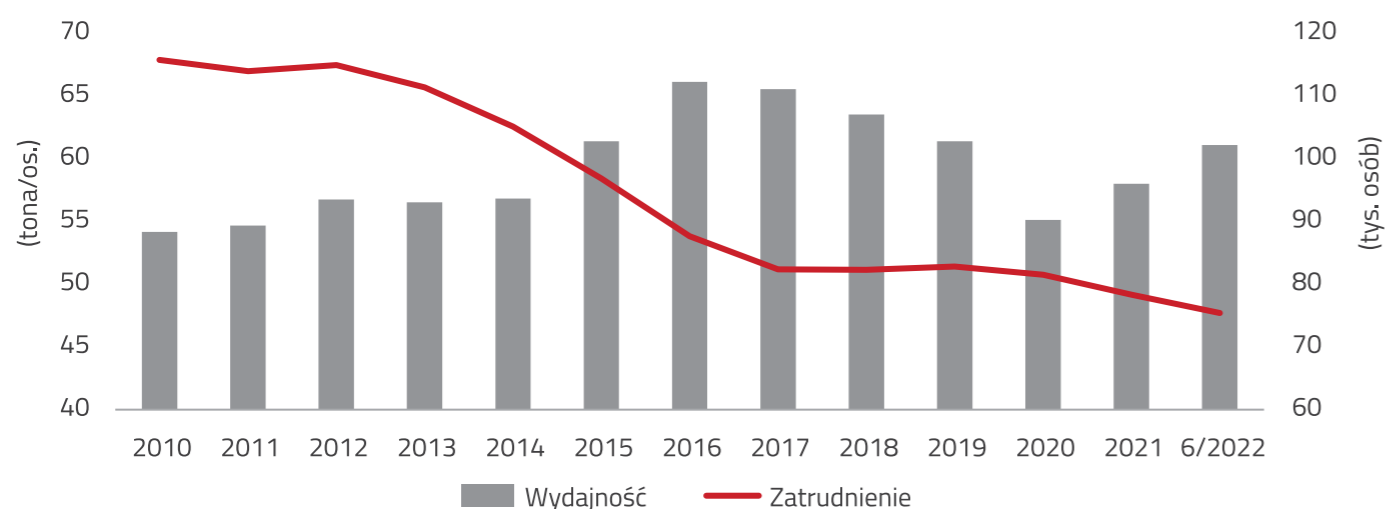
55 Na podstawie informacji IEA, Coal Market Update – Lipiec 2022.

56 Wydobycie węgla kamiennego w Polsce netto w 2021 roku wg. danych ARP.

57 Na podstawie danych ARE za czerwiec 2022 roku.

58 Wydobycie węgla kamiennego w Polsce netto w 2021 roku wg. danych ARP.

Rys. 4.6 | Średnioroczne zatrudnienie w sektorze górnictwa węgla kamiennego (tys. osób) oraz wydajność (tona/os.) na przestrzeni ostatnich 12 lat



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych ARP

Szacowane koszty działań osłonowych w zakresie sektora górnictwa wynoszą 30-40 mld EUR z czego ok. 25 mld EUR

na sektor wydobywczy powiązany z elektroenergetyką i ciepłownictwem⁵⁹.

4.2.2. Zmiany strukturalne w sektorze energetycznym

W celu umożliwienia powstania nowych gałęzi przemysłu energetycznego związanych z energetyką wiatrową na morzu, energetyką jądrową, czy produkcją i wykorzystaniem wodoru, technologii magazynowania energii oraz innych innowacyjnych rozwiązań konieczne są zmiany strukturalne, które pozwolą przeznaczyć znaczące nakłady inwestycyjne w obszarach rozwojowych przy zachowaniu konkurencyjności i bezpieczeństwa energetycznego.

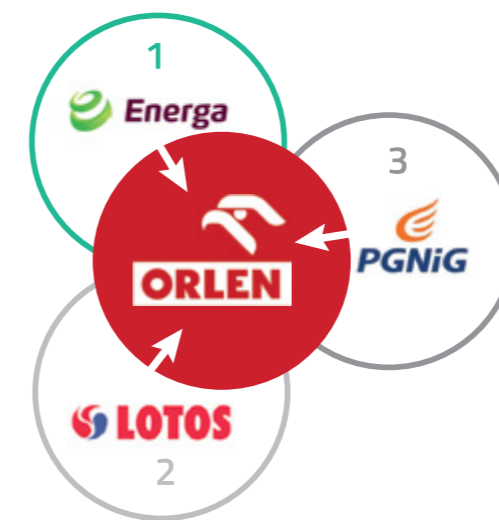
Proces budowania dużych koncernów multienergetycznych

Konsolidację sektora energetycznego w 2007 roku i utworzenie 4 pionowo zintegrowanych grup energetycznych przeprowadzono w ramach przygotowań elektroenergetyki do efektywnej konkurencji na unijnym rynku energii. Utworzone podmioty

nadal są zdecydowanie mniejsze niż inne europejskie spółki energetyczne. W związku z dalszą integracją rynku energii elektrycznej w UE koniecznym jest zachowanie konkurencyjności polskiego sektora energetycznego na rynkach europejskich, przy jednoczesnym zwiększeniu możliwości inwestycyjnych w celu dalszej transformacji energetycznej. Osiągnięcie tych celów wymaga dalszych konsolidacji i zmian strukturalnych w sektorze energetycznym w Polsce. Takie procesy już się rozpoczęły, przykładem może być budowa grupy multienergetycznej przez PKN ORLEN. Z kolei skoncentrowanie energetyki węglowej w Narodowej Agencji Bezpieczeństwa Energetycznego (NABE) umożliwi grupom energetycznym większą elastyczność operacyjną i inwestycyjną. PKN ORLEN zrealizował już dwa

procesy konsolidacyjne (połączenie z ENERGA S.A w 2020 roku oraz połączenie z GK LOTOS w połowie 2022 roku) w celu stworzenia dużego podmiotu multienergetycznego i jest na zaawansowanym etapie prac w zakresie połączenia z GK PGNiG (PKN ORLEN i PGNiG uzgodniły i podpisały plan połączenia, które nastąpi poprzez przeniesienie majątku PGNiG do PKN ORLEN), w efekcie czego możliwe będzie dorównanie potencjałowi europejskich konkurentów. Zakłada się, że nowy koncern multienergetyczny będzie miał większy potencjał inwestycyjny i będzie bardziej zaangażowany w inwestycje w obszarze energetyki nisko- i zeroemisyjnej niż w przypadku funkcjonowania oddzielnych podmiotów energetycznych.

Rys. 4.7 | Konsolidacja grupy ORLEN, ENERGA, LOTOS i PGNiG



Źródło: Opracowanie własne na podstawie informacji prasowych

Połączenie PKN ORLEN z grupą Lotos i PGNiG umożliwi zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego w Polsce i w Europie Środkowo-Wschodniej. Odejście od wykorzystania

paliw płynnych, uzależniających państwa europejskie od importu wymaga znaczących zmian technologicznych, reorganizacji pracy, utworzenia nowych zakładów

wytwórczych i przeznaczenia istotnych nakładów na działania badawczo rozwojowe, które będą możliwe dzięki utworzeniu jednego koncernu multienergetycznego.

- 1 Przejęcie GK ENERGA przez GK ORLEN nastąpiło w 2020 roku.
- 2 Przejęcie GK LOTOS nastąpiło w sierpniu 2022 roku. W tym celu PKN ORLEN i LOTOS zostały zobligowane przez Komisję Europejską do zrealizowania tzw. środków zaradczych mających na celu zapobiegnięcie wystąpieniu negatywnych skutków planowanej koncentracji dla konkurencji na właściwych rynkach.
- 3 Przejęcie GK PGNiG przez GK ORLEN planowane jest na przełomie października i listopada 2022 roku.

4.2.3. NABE jako nowa formuła funkcjonowania sektora energetycznego w Polsce

Transformacja energetyczna w Polsce musi odbyć się z zachowaniem bezpieczeństwa energetycznego i być dostosowana do obecnej struktury wytwarzania.

Mimo prognozowanych w PEP2040 przyrostów mocy z OZE, a także planowanego rozwoju energetyki jądrowej, jednostki węglowe wciąż będą niezbędne do zapewnienia Polsce bezpieczeństwa energetycznego w perspektywie do 2040 roku.

Z uwagi na konieczność wykorzystania istniejących jednostek węglowych w perspektywie średnioterminowej Ministerstwo Aktywów Państwowych przygotowało projekt transformacji sektora elektroenergetycznego w Polsce poprzez wydzielenie wytwórczych aktywów węglowych ze spółek z udziałem Skarbu Państwa. Projekt ten zakłada powstanie Narodowej Agencji Bezpieczeństwa

Energetycznego (NABE), która będzie skupiała aktywa węglowe w sektorze elektroenergetycznym i będzie w 100% kontrolowana przez Skarb Państwa. NABE ma przejąć ponad 70 bloków węglowych, których obecnymi właścicielami są PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., ENEA S.A., TAURON Polska Energia S.A. oraz ENERGA S.A. (której właścicielem jest obecnie PKN ORLEN S.A.). Aktywa węglowe mają zostać skupione w ramach PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. (PGE GiEK), która ma zostać przekształcona w NABE. Zgodnie z przyjętym harmonogramem NABE ma powstać w 2022 roku.

W ramach NABE nie są planowane inwestycje w budowę nowych źródeł węglowych. NABE ma skupiać działania na utrzymaniu i zarządzaniu obecnymi aktywami węglowymi umożliwiając polskim spółkom

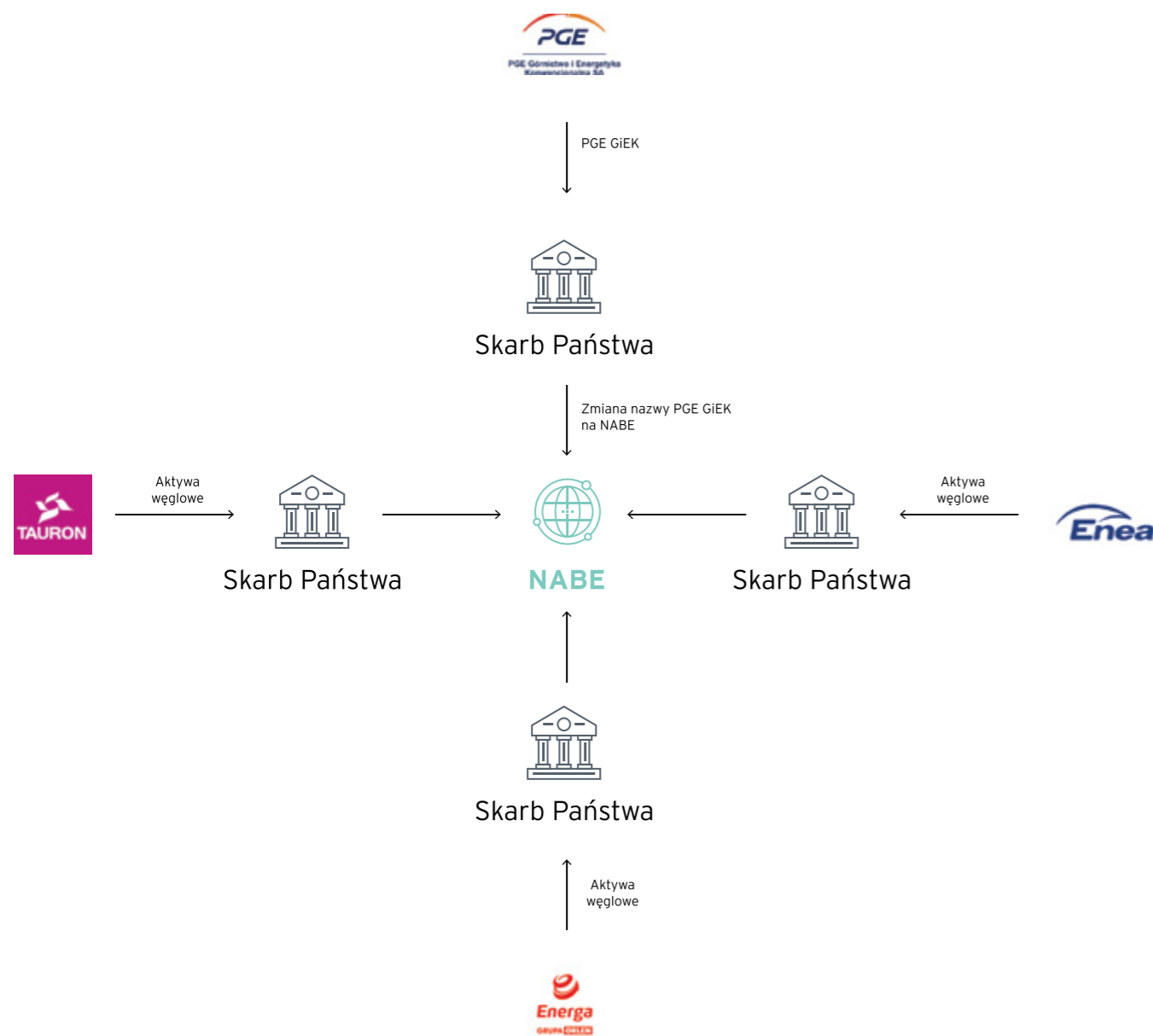
energetycznym przyspieszenie inwestycji w nisko- i zeroemisyjne źródła energii oraz infrastrukturę przesyłową i dystrybucyjną, uwalniając je od obciążeń na rynkach finansowych związanych z posiadaniem portfela węglowego i ułatwiając pozyskanie niezbędnego kapitału na rynkach finansowych.

Działalność NABE ma opierać się na w pełni rynkowych zasadach konkurując z innymi podmiotami na rynku energii i korzystając z mechanizmów wsparcia takich jak Rynek Mocy. Bloki energetyczne skupione w ramach NABE będą centralnie dysponowane przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., co umożliwi kontynuowanie pracy krajowego systemu elektroenergetycznego na niezmiennych zasadach.

59 Oszacowanie EY na podstawie planów sprawiedliwej transformacji.

Rys. 4.8 | Transfer aktywów węglowych w celu utworzenia NABE

NABE będzie działało w formie spółki holdingowej skupionej wokół PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna przekształconej w NABE



Źródło: Transformacja sektora elektroenergetycznego w Polsce Wydzielenie wytwórczych aktywów węglowych ze spółek z udziałem Skarbu Państwa

4.3 Strategie Członków Wspierających PKEE

Podmioty zrzeszone w ramach PKEE planują dalsze działania na rzecz transformacji polskiego sektora energetycznego, które to plany są

odzwierciedlone w długoterminowych strategiach spółek mających umożliwić dostosowanie ich podstawowej działalności do zmieniającego się

otoczenia zewnętrznego i wymogów regulacyjnych.

Wybrane cele strategiczne GK PGE

Na podstawie dokumentu: *Strategia PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.*

Działania w zakresie osiągnięcia neutralności klimatycznej	Działania w zakresie innowacyjnych technologii/produktów	Działania w zakresie infrastruktury sieciowej
Rozwój OZE w postaci budowy lądowych i morskich farm wiatrowych, szerokiego rozwoju instalacji fotowoltaicznych, a także współpracy z klientami w zakresie instalacji prosumenckich.	Zwiększenie zdolności Grupy w zakresie magazynowania energii. Do 2030 roku planowane jest co najmniej 800 MW w magazynach energii, które przyczynią się do zwiększenia elastyczności produkcji ze źródeł rozproszonych jak i większej niezawodności sieci OSD.	Modernizowanie sieci dosyłowych w celu poprawy jakości energii, niezawodności dostaw oraz zwiększenia mocy przyłączeniowych dla OZE. Ponadto, rozwijane będą elementy inteligentnej sieci.
Brak nowych inwestycji w zakresie wykorzystania węgla kamiennego (wydobycie i wytwarzanie energii elektrycznej). Obecnie eksploatowane aktywa węglowe mają docelowo zostać przeniesione do NABE.		
Przejściowe wykorzystanie gazu ziemnego, a w dalszej perspektywie „zielonych gazów”, jak zielony wodór czy biogaz.		

Wybrane cele strategiczne GK TAURON

Na podstawie dokumentu: *Strategia Grupy TAURON na lata 2022-2030 z perspektywą do 2050 r.*

Działania w zakresie osiągnięcia neutralności klimatycznej	Działania w zakresie innowacyjnych technologii/produktów	Działania w zakresie infrastruktury sieciowej
<p>Zwiększenie mocy OZE o ponad 500% do 2030 roku w postaci inwestycji w:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ lądowe farmy wiatrowe (1,1 GW) ■ farmy fotowoltaiczne (1,4 GW) ■ morskie farmy wiatrowe (1 GW), w ramach współpracy z partnerami strategicznymi, jak również własnego developmentu. 	<p>Wspieranie zarządzania infrastrukturą OZE.</p> <p>Opracowywanie i wdrażanie nowych technologii wspierających „zieloną transformację” ciepłownictwa.</p> <p>Wdrażanie technologii umożliwiających osiągnięcie znaczącej pozycji w gospodarce wodorowej.</p>	<p>Przeprowadzenie inwestycji mających na celu zapewnienie stabilności dostaw energii elektrycznej oraz realizowanie projektów związanych z modernizacją oraz rozbudową infrastruktury sieciowej, które pozwolą na przyłączenie nowych odbiorców oraz źródeł odnawialnych w tym wdrożenie 100% inteligentnych liczników do 2030 r.</p>
<p>Realizacja powyższych założeń pozwoli ograniczyć emisyjność produkcji energii elektrycznej z ok. 750 kg CO₂/MWh w 2021 roku do ok. 160 kg CO₂/MWh w 2030 roku.</p>	<p>Osiągnięcie gotowości do realizacji budowy nowoczesnego źródła jądrowego wytwarzającego energię elektryczną i ciepło w wysokosprawnej kogeneracji.</p>	<p>W zakresie infrastruktury sieciowej w ramach systemów ciepłowniczych podejmowane będą działania inwestycyjne służące:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ przyłączaniu nowych klientów (co przyczyniać się będzie do ograniczenia tzw. niskiej emisji) ■ zapewnieniu wysokiej niezawodności i jakości dostaw ciepła oraz minimalizacji strat w przesyłce ciepła.
<p>W zakresie ciepłownictwa – zastąpienie istniejących źródeł wytwórczych, opalanych węglem, przez jednostki nisko- i zeroemisyjne.</p>	<p>Przeprowadzenie transformacji cyfrowej Grupy TAURON.</p> <p>Inteligentne rozwiązania dla klientów.</p>	

Wybrane cele strategiczne GK ENEA

Na podstawie dokumentu: *Strategia Rozwoju Grupy Kapitałowej ENEA do 2030 roku z perspektywą 2040 roku*

Działania w zakresie osiągnięcia neutralności klimatycznej	Działania w zakresie innowacyjnych technologii/produktów	Działania w zakresie infrastruktury sieciowej
<p>Rozwój OZE poprzez akwizycje, budowę własnych projektów oraz przy współdziałaniu partnerów biznesowych.</p>	<p>Rozwój nowych pakietów produktowych i usługowych, jak na przykład magazyny energii, które będą kluczowe dla zapewnienia stabilności OZE i bezpieczeństwa energetycznego.</p>	<p>Przekształcenie swojej infrastruktury sieciowej w tzw. inteligentną sieć (Smart Grid).</p>
<p>Wydzielenie aktywów związanych z wytwarzaniem energii elektrycznej w konwencjonalnych jednostkach węglowych do NABE ze struktur Grupy.</p>	<p>Zagospodarowanie elementów po zużytych instalacjach OZE i magazynach energii, jak również ubocznych produktów spalania z sektora przemysłowego.</p>	<p>Dostosowanie sieci dystrybucyjnej do zmian powodowanych przez dynamiczny wzrost liczby i mocy źródeł rozproszonych, w szczególności poprzez przebudowę sieci pasywnej (jednokierunkowej) w sieć aktywną (dwukierunkową).</p>
<p>Wykorzystanie gazu jako paliwa przejściowego w celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego. W oparciu o już istniejącą infrastrukturę, niskoemisyjne źródła konwencjonalne będą stabilizowały rozwijające się OZE.</p>		

Wybrane cele strategiczne GK ENERGIA

Na podstawie dokumentów: *Strategiczny Plan Rozwoju Grupy Energa na lata 2021-2030 oraz Wieloletni Plan Inwestycji Strategicznych Grupy Energa*

Działania w zakresie osiągnięcia neutralności klimatycznej	Działania w zakresie innowacyjnych technologii/produktów	Działania w zakresie infrastruktury sieciowej
Rozwój OZE (PV, LFW, MFW) – Do 2030 roku przewidywane jest osiągnięcie ok. 1,1 GWe mocy zainstalowanej w lądowych OZE oraz udział w projektach MFW o mocy ok. 1,3 Gwe.	Poprawa jakości obsługi klientów poprzez inwestycje takie jak zwiększenie udziału liczników zdalnego odczytu (AMI) zainstalowanych u klientów do 100% w 2026 roku czy rozwój narzędzi IT.	Przebudowa i rozbudowa sieci dystrybucyjnej w celu poprawy niezawodności dostaw energii elektrycznej, przyłączeniem źródeł energii elektrycznej, rosnącymi przepływami sieci oraz przyłączeniem odbiorców.
Prowadzone działania mają przyczynić się do redukcji emisji CO ₂ /MWh o 33% w 2030 r. w porównaniu do roku 2019.	Przeprowadzenie gruntowego programu cyfryzacji i redukcji kosztów.	Udział w realizacji nowych mocy w instalacjach gazowych oraz modernizacja instalacji kogeneracyjnych.



Morska Farma Wiatrowa

Projekt MFW realizowany w dwóch fazach: Baltica 2 i Baltica 3, polegający na wybudowaniu i przekazaniu do eksploatacji morskiej farmy wiatrowej wraz z przyłączeniem jej do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Największa morska farma wiatrowa w polskiej części Morza Bałtyckiego, to wspólna inwestycja PGE i Ørsted, do której realizacji użyte zostanie 181 turbin wiatrowych rozmieszczonych na obszarze 582 km².



Nakłady inwestycyjne

35 mld PLN

Okres realizacji

2023 – 2027

Osiągnięte korzyści w zakresie realizacji celów polityki klimatyczno-energetycznej UE

Łączna moc	2544 MW
Uniknięta emisja CO ₂	8 013 600 ton

Aspekt wyróżniający

Zastosowanie kabla eksportowego o napięciu 275 kV po raz pierwszy na świecie w inwestycji MFW i użycie nowoczesnego typu fundamentu „TP less monopile”.

Inne osiągnięte korzyści

Maksymalizacja wskaźnika „local content” mającego na celu zaangażowanie polskich podmiotów w zakresie uczestnictwa w dostawach i instalacji elementów MFW, zwiększenie niezależności Polski od importu energii i surowców niezbędnych do wytwarzania energii oraz zasilenie 4 mln gospodarstw domowych.

Lokalizacja

Ławica Słupska, punkt przyłączenia do KSE: Choczewo



Komercyjny Hybrydowy Magazyn Energii Elektrycznej

Projekt mający na celu połączenie istniejącej elektrowni wodnej ESP Żarnowiec o mocy 716 MW z Baterijnym Magazynem Energii Elektrycznej o mocy nie mniejszej niż 200 MW i pojemności ponad 820 MWh. Uzyskana dzięki temu innowacyjna instalacja hybrydowa, o pojemności ponad 4,6 GWh, odpowiadała będzie mocy największych konwencjonalnych bloków energetycznych w Polsce. Realizacja projektu jest uzależniona od pozyskania zewnętrznych źródeł finansowania.



Nakłady inwestycyjne

Powyżej 1 mld PLN



Okres realizacji

2024 – 2026

Osiągnięte korzyści w zakresie realizacji celów polityki klimatyczno-energetycznej UE

Redukcja emisji SO_x **700 ton**

Uniknięta emisja CO₂* **1 mln ton**

*wartość w ciągu 10 lat pracy

Inne osiągnięte korzyści

Zwiększenie elastyczności KSE i poprawa bezpieczeństwa energetycznego zwłaszcza na północy kraju, oraz wsparcie w stabilizacji budowanego połączenia elektroenergetycznego Polska – Litwa o nazwie „Harmony Link” wpływającego na poprawę bezpieczeństwa energetycznego krajów Bałtyckich.

Aspekt wyróżniający

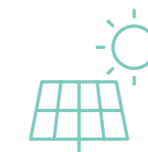
Innowacyjna instalacja hybrydowa łącząca technologie magazynowania mechaniczną z elektrochemiczną, pozwalająca na świadczenie pełnego katalogu usług systemowych.

Lokalizacja



Budowa Farmy fotowoltaicznej PV Mysłowice (etap I)

Farma fotowoltaiczna o mocy 37 MW (z perspektywą rozbudowy) będzie produkować energię elektryczną z wykorzystaniem promieniowania słonecznego. Konstrukcja nośna posadowiona bezpośrednio do podłoża składowiska odpadów paleniskowych w Mysłowicach, na powierzchni ok. 50 ha.



Nakłady inwestycyjne

120 mln PLN



Okres realizacji

2022 – 2023

Osiągnięte korzyści w zakresie realizacji celów polityki klimatyczno-energetycznej UE

Roczna produkcja zielonej energii **39 000 MWh**

Roczna redukcja CO₂ **30 000 ton**

Inne osiągnięte korzyści

- Rozwój wiedzy i kultury odpowiedzialności klimatycznej, pracowników, dostawców poprzez zaangażowanie w projekt.
- Wspólne budowanie kompetencji związanych z realizacją odnawialnych źródeł energii - farmę w Jaworznie zbudowało konsorcjum spółek TAURON Serwis i TAURON Nowe Technologie, które wygrało przetarg na realizację tego przedsięwzięcia.

Aspekt wyróżniający

Budowa instalacji na terenach niewykorzystanych gospodarczo należących do Grupy TAURON – przywrócenie funkcji gospodarczych. Projekt PV Mysłowice to część szerszego programu budowy instalacji PV na terenach przemysłowych.

W 2020 r. rozpoczęła pracę pierwsza farma w ramach programu (moc 5 MWp) zrealizowana w miejscu, gdzie znajdowała się Elektrownia Jaworzno I.

Lokalizacja



Model funkcjonowania energetyki rozproszonej 2.0 – samobilansujące się obszary sieci elektroenergetycznej

Celem projektu jest zbudowanie i przetestowanie instalacji pilotażowej tzw. mikro sieci obejmującej lokalne źródła energii (w głównej mierze te produkujące energię elektryczną z OZE) oraz skupionych wokół nich odbiorców tej energii. Dla zapewnienia stabilności zasilania odbiorców energii w obrębie mikro sieci dodatkowo zabudowane są m.in. magazyny energii.



Nakłady inwestycyjne

Projekt badawczo-rozwojowy dofinansowany przez NCBR

Okres realizacji

2017 – 2022

Osiągnięte korzyści w zakresie realizacji celów polityki klimatyczno-energetycznej UE

- Wzrost ilości rozproszonych źródeł wykorzystujących energetykę odnawialną, a także ograniczenie emisji CO₂ w okresie eksploatacji mikro sieci;
- Zbadanie innowacyjnego sposobu zarządzania źródłami OZE, który umożliwi wykorzystanie ich w nowatorski sposób i pozwala zwiększyć atrakcyjność tych technologii.

Aspekt wyróżniający

- Sposób pracy urządzeń polegający na możliwości przechodzenia w tryb pracy wyspowej z trybu synchronicznego oraz z trybu wyspowego na synchroniczny.
- Sterowanie źródłami wytwórczymi takimi jak fotowoltaika, turbiny wiatrowe o pionowej osi obrotu, silnik gazowy, tak by współpracowały z magazynem energii i pracowały w ramach mikro sieci jako jedno urządzenie.

Inne osiągnięte korzyści

Rozwój wiedzy i kultury odpowiedzialności klimatycznej pracowników oraz dostawców poprzez zaangażowanie w projekt.

Lokalizacja



Budowa biomasowego bloku kogeneracyjnego

Projekt obejmuje budowę całkowicie nowej jednostki z wykorzystaniem istniejącej infrastruktury, która będzie stanowiła podstawę wytwórczą w systemie ciepłowniczym miasta Białystok. Pozwoli zagwarantować dostawę ciepła mieszkańcom, jak również ograniczy generację ciepła w jednostkach węglowych na terenie Elektrociepłowni Białystok i Ciepłowni Zachód.



Nakłady inwestycyjne

Dane wrażliwe

Okres realizacji

2020 – 2028

Osiągnięte korzyści w zakresie realizacji celów polityki klimatyczno-energetycznej UE

Roczna produkcja zielonej energii **423 809 MWh**

Aspekt wyróżniający

Wyposażenie jednostki w układ odzysku ciepła oraz pompy ciepła, co poprawi sprawność wytwarzania źródła.

Inne osiągnięte korzyści

Zapewnienie długoletniej, stabilnej pracy nowej jednostki pozwala na przeprowadzenie niezbędnych inwestycji wydłużających czas życia pozostałych źródeł zainstalowanych w Elektrociepłowni Białystok w horyzoncie 2050 roku.

Lokalizacja



Program budowy hybrydowych źródeł wytwarzania energii

Projekt polega na rozwoju hybrydowych instalacji OZE (miks wytwórczych źródeł energii: wiatr, fotowoltaika, magazyny energii, wodór) do 2030 roku. Dzięki układom hybrydowym możliwe będzie zwiększenie dyspozycyjności źródeł wytwórczych przy jednoczesnym uniezależnieniu od warunków atmosferycznych.



Nakłady inwestycyjne

Dane wrażliwe

Okres realizacji

2021 – 2030

Osiągnięte korzyści w zakresie realizacji celów polityki klimatyczno-energetycznej UE

- Wzrost udziału źródeł OZE w krajowym miksie energetycznym.
- Ograniczenie emisji gazów cieplarnianych.
- Dążenie do osiągnięcia neutralności klimatycznej.

Aspekt wyróżniający

Poprawa stabilności pracy systemu elektroenergetycznego.

Inne osiągnięte korzyści

Zrównoważona transformacja sektora energetycznego.

Lokalizacja

Obszar całego terytorium Polski

Farma Fotowoltaiczna Gryf

Budowa elektrowni PV o mocy 20 MW stanowi przykład pomysłu na dodatkowe zagospodarowanie terenów już wykorzystywanych do wytwarzania energii elektrycznej. Rozwój PV w Polsce stanowi kluczowy element rozwoju tego typu OZE w Grupie Orlen.



Nakłady inwestycyjne

9,4 mln PLN

Okres realizacji

2021 – 2022

Osiągnięte korzyści w zakresie realizacji celów polityki klimatyczno-energetycznej UE

Łączna moc	20 MW
Roczna produkcja zielonej energii	20 000 MWh

Aspekt wyróżniający

Rozwój instalacji OZE o różnej dyspozycyjności obniżający ich wpływ na bilansowanie energii elektrycznej wprowadzanej do sieci.

Inne osiągnięte korzyści

Nowa instalacja powstaje (jej zakończenie jest planowane w grudniu 2022 r.) na terenach sąsiadujących z funkcjonującą Farmą Elektrowni Wiatrowych Przykona. Pozwoli to na uzyskanie efektu synergii m.in. w zakresie kosztów budowy niezbędnej infrastruktury, w tym przyłączeniowej oraz efektywne wykorzystanie posiadanych gruntów.

Lokalizacja



Wdrożenie celów strategii wodorowej Grupy Orlen do 2030 r.

Strategia Grupy Orlen do 2030 r. zakłada budowę zrównoważonego portfela obszarów biznesowych, dla których wodór jest istotnym elementem. Strategia Wodorowa ma na celu zapewnienie Grupie Orlen pozycji lidera w Europie Środkowej. Strategia zakłada działania w 4 obszarach tj.: (I) mobilność, (II) rafineria i petrochemia, (III) przemysł i energetyka oraz (IV) badania i rozwój.



Nakłady inwestycyjne

7,4 mld PLN

Okres realizacji

2022 – 2030

Osiągnięte korzyści w zakresie realizacji celów polityki klimatyczno-energetycznej UE

Umożliwienie transformacji polskiej gospodarki w kierunku zeroemisyjnej.

Aspekt wyróżniający

Wdrożenie i rozwój technologii elektrolizerów

Inne osiągnięte korzyści

Stworzenie nowoczesnej infrastruktury produkcji wodoru, który będzie istotnym paliwem, m.in. dla energetyki.

Lokalizacja

Obszary działalności biznesowej spółek Grupy Orlen

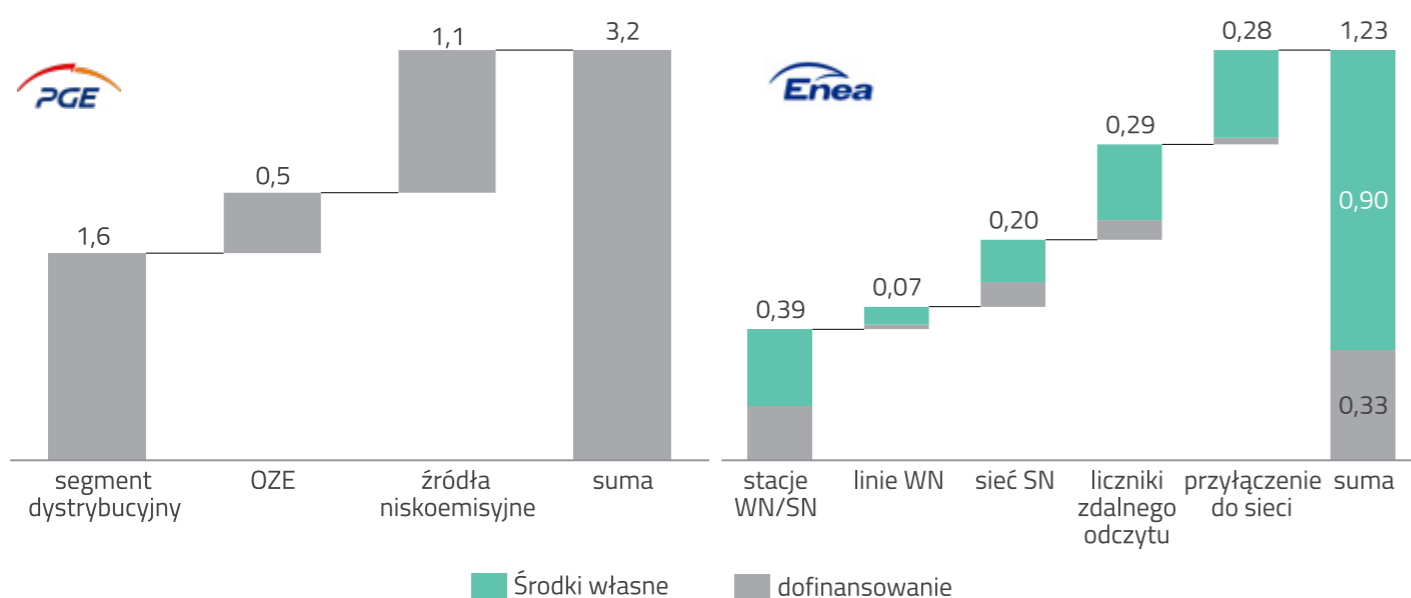
Emisja nowych akcji na finansowanie transformacji energetycznej (PGE, ENEA)

W styczniu 2022 roku PGE i ENEA ogłosiły plany emisji nowych akcji, których celem jest pokrycie krótkoterminowych potrzeb

inwestycyjnych. W przypadku PGE łączna wartość środków z nowej emisji osiągnęła wartość ok. 3,2 mld PLN, z czego ok. 2,5 mld PLN zostało wykupione przez Skarb Państwa. Środki te mają być przeznaczone na 3 główne cele: inwestycje w sektorze dystrybucji, rozwój OZE i rozwój

niskoemisyjnych źródeł. ENEA pozyskała ponad 750 mln PLN z emisji akcji w 2022 roku, z czego ponad 420 mln PLN wykupił Skarb Państwa. Te środki w całości mają zostać przeznaczone na projekty wspierające rozwój sieci dystrybucyjnej poprawiające bezpieczeństwo dostaw.

Rys. 4.9 | Projekty inwestycyjne planowane na lata 2022-2023 finansowane z emisji nowych akcji [mld PLN]



Źródło: materiały prasowe PGE i ENEA



Dalsza droga do neutralności klimatycznej - podsumowanie:



W horyzoncie roku 2050 będą dokonywane zmiany w strukturze polskiego mixsu energetycznego, ukierunkowane na wzrost udziału technologii zero- i niskoemisyjnych, co będzie się wiązało z koniecznością ponoszenia znaczących kosztów. Ze względu na możliwości polskiej gospodarki proces ten powinien być realizowany stopniowo oraz w sposób zrównoważony.



Historyczne uwarunkowania polskiego sektora energetycznego powodują, że dla uzyskiwania celów światowej i unijnej polityki klimatycznej jest potrzebny zdecydowanie większy wysiłek niż w innych krajach UE.



PEP2040 zakłada stopniowy spadek udziału węgla w strukturze wytwórczej poprzez budowę nowych OZE i źródeł gazowych. Zakłada się również realizację programu jądrowego z pierwszym blokiem jądrowym uruchomionym w 2033 roku.



Ambitne plany transformacji sektora znajdują odzwierciedlenie w planowanych i realizowanych projektach oraz strategiach polskich grup energetycznych.



Wyzwania związane z transformacją energetyczną i dążeniem do osiągnięcia neutralności klimatycznej będą wymagały zmian strukturalnych, które umożliwią zwiększenie nakładów inwestycyjnych w nowych i rozwijanych obszarach takich jak energetyka wiatrowa na morzu, energetyka jądrowa, magazynowanie energii, czy projekty wodorowe.

05

Szanse, bariery i zagrożenia w drodze do neutralności klimatycznej

Realizacja ambitnej polityki klimatycznej stawia przed sektorem energetycznym wiele nowych wyzwań. Transformacja musi być realizowana na każdym etapie łańcucha wartości od paliw (w tym przechodzenie na zielony wodór czy gaz), przez wytwarzanie energii elektrycznej oraz jej przesył i dystrybucję, aż do wykorzystania u odbiorców końcowych. Osiągnięcie neutralności klimatycznej nie może się obyć bez dojrzałych już technologii wytwarzania jak energetyka jądrowa czy OZE oraz innowacji i zastosowania wielu rozwijających się technologii takich jak

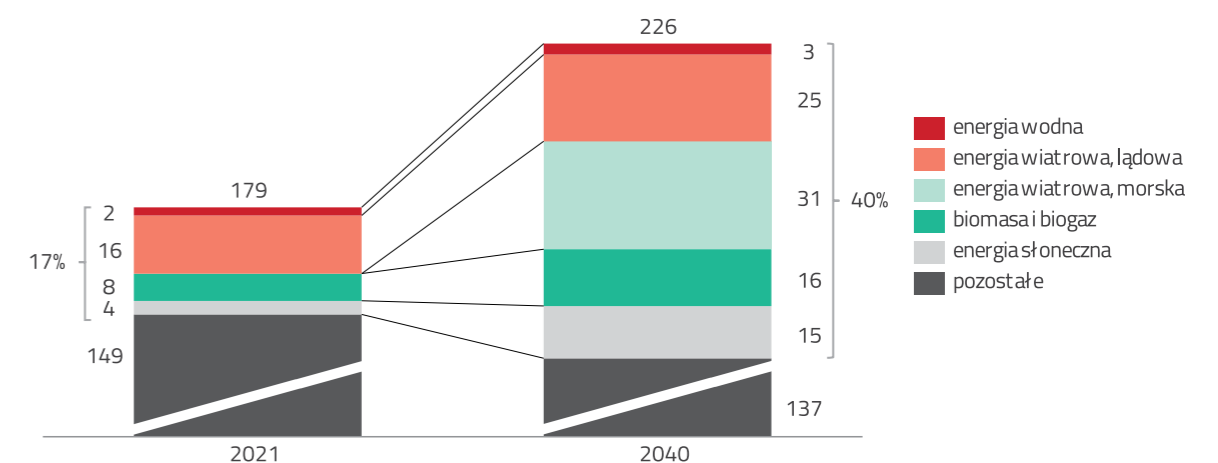
magazynowanie energii, niskoemisyjny transport czy wykorzystanie gazów zdekarbonizowanych. Istotny wpływ na tempo zmian ma powiązanie wielu podsektorów i wzajemne zależności między elektroenergetyką, ciepłownictwem oraz transportem. W każdym ze wspomnianych obszarów można dostrzec wiele szans mogących usprawnić działania w zakresie dążenia do neutralności klimatycznej oraz wiele potencjalnych barier i zagrożeń, które mogą spowolnić lub nawet uniemożliwić skuteczną transformację.

5.1 Szanse, bariery i zagrożenia w zakresie rozwoju OZE

Rozwój OZE jest jednym z kluczowych aspektów transformacji energetycznej Polski, wspierającym zarówno realizację celów klimatycznych, jak i poprawę bezpieczeństwa energetycznego. W PEP2040 zakładany jest istotny wzrost mocy wytwórczych OZE – do 2040 roku 40% energii

elektrycznej ma pochodzić z OZE, co stanowi wzrost o ponad 23 p.p. względem 2020 roku. Dodatkowo zgodnie z założeniami do aktualizacji PEP2040 udział OZE w produkcji energii elektrycznej do 2040 roku może wzrosnąć do 50%.

Rys. 5.1 | Planowany udział produkcji energii elektrycznej z OZE w 2040 roku zgodnie z PEP2040 [TWh]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych ARE i PEP2040

Inwestycje w OZE będą dalej realizowane przy wykorzystaniu dedykowanych systemów wsparcia oraz, z uwagi na ciągłe obniżanie kosztów technologii OZE, mogą być realizowane w oparciu o nowe komercyjne formy współpracy takie jak kontrakty PPA (*Power Purchase Agreement*). Kontrakty PPA są formą umowy kupna/sprzedaży energii między wytwórcą i odbiorcą energii najczęściej zawieraną na okres wieloletni.

Tego typu kontrakty mogą przybierać różne formy w zależności od możliwości technicznych i wymagań obu stron kontraktu. Dla wytwórców energii mogą stanowić alternatywę do dotychczasowych form sprzedaży energii i dać gwarancję jej sprzedaży po określonej cenie, poprawiając tym samym bankowalność inwestycji. Dla odbiorcy dają możliwość zwiększenia zakupu energii z OZE i uzyskanie stabilnej ceny

w perspektywie wieloletniej. Odbiorcą może być firma dostarczająca energię odbiorcom końcowym, odbiorca końcowy lub ich grupa. Polskie przepisy dość powierzchownie regulują obszar wieloletnich umów, a zwłaszcza umów wytwórcy – konsument (cPPA – *consumer Power Purchase Agreement*) w szczególności w zakresie linii bezpośredniej. Odbiorcy przemysłowi mogliby być połączeni z wytwórcami energii elektrycznej z pominięciem sieci przesyłowych i dystrybucyjnych poprzez bezpośrednie linie energetyczne niemniej w praktyce jest to niewykonalne z uwagi m.in. na konieczność wskazania na brak możliwości zaspokojenia potrzeb przedmiotowego odbiorcy za pośrednictwem KSE (co w przypadku OZE w kontekście odbiorców przemysłowych jest niemożliwe, ponieważ konieczna jest pewność zasilania, a zatem łączenia dostaw z KSE w uzupełnieniu do bezpośrednich dostaw z OZE).

Rosnąca świadomość odbiorców energii w zakresie wpływu wytwarzania energii elektrycznej z paliw kopalnych na klimat i środowisko, zwiększa presję konsumentką na producentów – coraz więcej konsumentów deklaruje chęć kupowania energii elektrycznej z OZE oraz produktów, które mają znikomy ślad węglowy. Jest to szczególnie widoczne wśród konsumentów korporacyjnych i dużych przedsiębiorstw, które wdrażają strategię w obszarze środowiska, odpowiedzialności społecznej i ładu korporacyjnego (ang. ESG oznacza E – environment, S – social, G- governance). Dlatego też coraz więcej producentów decyduje się kontraktować/produkować energię z OZE, która także przekłada się

na obniżenie kosztów produkcji dóbr. Zakontraktowanie energii z OZE możliwe jest dzięki gwarancjom pochodzenia lub przy zastosowaniu kontraktów PPA (lub obu razem). Łącznie, w wyniku efektów finansowych i niefinansowych zapotrzebowanie na energię pochodzącą ze źródeł odnawialnych znacząco wzrasta, co przekłada się na wzrost inwestycji w tego typu źródła.

Istotną barierą dla coraz większego wykorzystania źródeł OZE jest brak możliwości sterowania produkcją z tych źródeł i niedokładna predykcja produkcji długo- i krótkoterminowej. Im większy udział OZE w strukturze produkcji energii elektrycznej, tym trudniej zbilansować produkcję z zapotrzebowaniem. Dlatego też równoległe do rozwoju OZE konieczne będą inwestycje w zakresie magazynów krótko i długookresowych, które będą umożliwiać istotny wzrost udziału OZE. Dodatkowo rozwój OZE powinien być wspierany przez źródła stabilne, mogące szybko zaspokoić zmiany w zapotrzebowaniu, niemniej które będą zwiększają koszty wykorzystania OZE.

Dodatkowo dynamiczny rozwój generacji rozproszonej (fotowoltaika) oraz zmienny charakter pracy OZE wpływa na znaczące wahania parametrów pracy sieci dystrybucyjnych, które w większości nie są przystosowane do takiej pracy (ograniczenia techniczne, związane przede wszystkim z faktem jej budowania w warunkach jednokierunkowego przepływu energii, powodują problemy z dotrzymaniem parametrów jakościowych energii oraz ograniczają możliwości przyłączenia nowych źródeł) i wymagają znaczących nakładów inwestycyjnych w celu ich

dostosowania do nowego trybu pracy.

Morskie farmy wiatrowe

Produkcja energii elektrycznej z morskich farm wiatrowych (MFW), z uwagi na korzystniejsze warunki wietrzne niż na lądzie, może być istotnie wyższa niż w przypadku lądowych farm wiatrowych (LFW) o takiej samej mocy.

Morze Bałtyckie cechuje się istotnym potencjałem w zakresie budowy MFW – zgodnie z opracowaniem Komisji Europejskiej potencjał do 2050 roku wynosi ponad 90 GW⁶⁰ z czego 28 GW przypada na polską część Morza Bałtyckiego⁶¹. Realizacja tego potencjału zostanie także wzmocniona poprzez wspólną deklarację państw bałtyckich (ze szczytu The Baltic Sea Energy Security Summit, który miał miejsce w Kopenhadze w sierpniu 2022 roku) do wzmocnienia współpracy w zakresie bezpieczeństwa energetycznego i rozwoju OZE przede wszystkim w zakresie MFW – przyjęty został cel na 2030 w wysokości 19,6 GW mocy zainstalowanej na Morzu Bałtyckim.

Rozwój morskiej energetyki wiatrowej w polskiej wyłącznej ekonomicznej strefie Morza Bałtyckiego jest jednym z priorytetów strategicznych PEP2040 – planowany wzrost mocy wytwórczych morskich farm wiatrowych do 2030 ma wynieść ok. 6 GW, a do 2040 do 11 GW. Już teraz 7 projektów o łącznej mocy 5,9 GW zostało objęte wsparciem zaplanowanym w ramach ustawy offshore i kolejne aukcje w latach 2025 i 2027 planowane są na zakontraktowanie dodatkowo do 5 GW mocy do wybudowania w połowie lat '30. Intensywny rozwój morskiej energetyki wiatrowej może wspierać transformację energetyczną

również jako nowy sektor gospodarki generujący dziesiątki tysięcy nowych miejsc pracy w całym łańcuchu wartości MFW.

Z uwagi na fakt, że obecnie nie ma działających MFW na polskiej części Morza Bałtyckiego, a realizowane projekty MFW przez polskie spółki energetyczne są na wczesnym etapie rozwoju, budowa kompetencji oraz kadr będzie stanowić kluczowe wyzwanie. Obecnie wielu polskich specjalistów w zakresie MFW pracuje w zagranicznych koncernach energetycznych, dlatego też potencjalne wykorzystanie tych kadr będzie wiązało się z wyższymi kosztami.

Dodatkowo długotrwały proces uzyskiwania pozwoleń administracyjnych stanowi istotne wyzwanie w procesie inwestycyjnym MFW. Wyzwanie to jest także

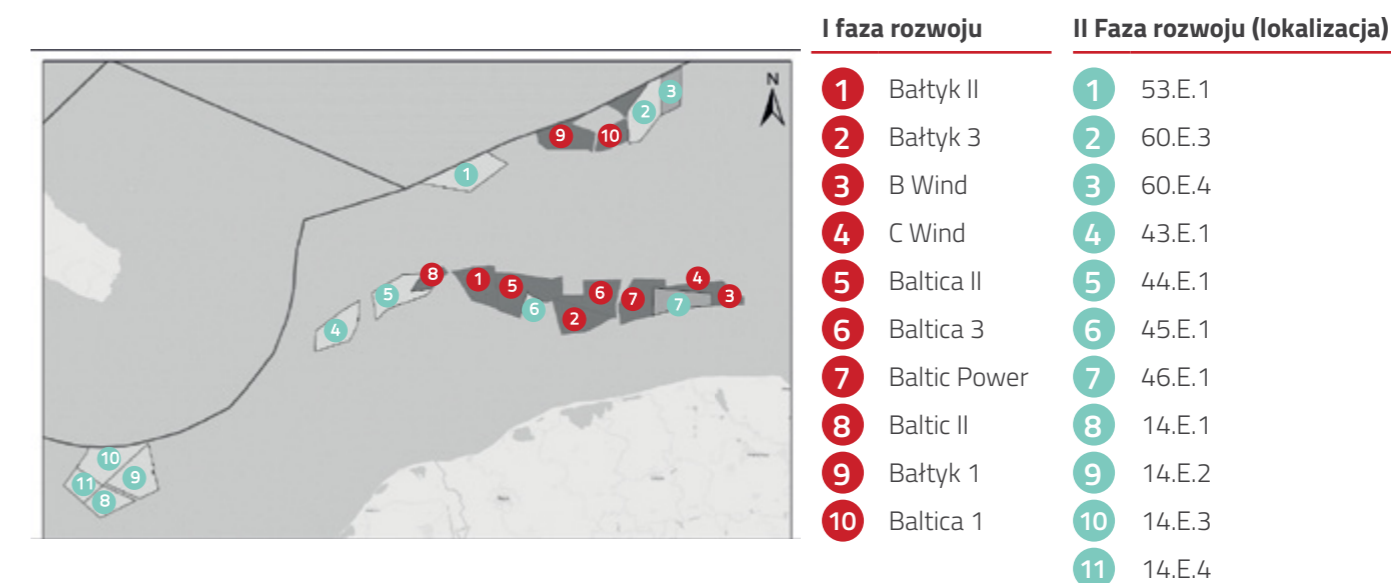
wzmacnianie niestabilnością, oraz dużą ilością zmian w regulacjach wynikających z faktu, że organy administracyjne także dopiero są na etapie pozyskiwania doświadczenia w zakresie procesów inwestycyjnych MFW. Proces ten posiada potencjał do optymalizacji ze względu na jednorodny charakter inwestycji i możliwość określenia przeznaczenia wybranych obszarów morskich. Istotne jest również uproszczenie ścieżek reagowania na zmiany z uwagi na ciągły postęp technologiczny w zakresie MFW, który może negatywnie wpłynąć na efektywność procedury wydawania pozwoleń dla MFW.

Przyspieszenie inwestycji MFW wspierają również propozycje zmian regulacyjnych z planu REPowerEU, według których inwestycje w OZE mają być uznawane za leżące w nadrzędnym

interesie publicznym i tym samym ułatwiając uzyskanie odpowiednich pozwoleń administracyjnych. Jednocześnie, konieczne jest wykorzystanie rozwoju MFW jako koła zamachowego dla polskiej gospodarki poprzez maksymalizację wykorzystania lokalnego łańcucha dostaw i tworzenia nowych miejsc pracy.

Dodatkowo rozwój morskiej energetyki wiatrowej będzie wymagał rozbudowy sieci przesyłowych (ze względu na lokalizację mocy wytwórczych na północy Polski konieczne będzie wzmocnienie sieci przesyłowych w kierunku północ-południe) oraz budowy bezpośredniego wyprowadzenia mocy z MFW. To wyzwanie może okazać się jeszcze większe z uwagi na fakt, że nowe moce wytwórcze w energetyce jądrowej również planowane są na północy kraju.

Rys. 5.2 | Lokalizacja elektrowni wiatrowych w polskiej wyłącznej ekonomicznej strefie Morza Bałtyckiego



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych rynkowych

Łądowe farmy wiatrowe

Łądowe farmy wiatrowe są jedną z najbardziej dojrzałych technologii OZE, charakteryzującą się najniższym

uśrednionym całkowitym kosztem wytwarzania energii elektrycznej wynoszącym obecnie między 270 a 415 PLN/MWh⁶². W 2021 roku LFW wytworzyły 16,4 TWh⁶³, a w kolejnych

latach, z uwagi na planowaną liberalizację ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych, tzw. ustawy „10h” (ustawa z 2016 roku określająca minimalną odległość

60 Opracowanie Komisji Europejskiej z listopada 2020 „An EU Strategy to harness the potential of offshore renewable energy for a climate neutral future”.

61 Zgodnie z danymi WindEurope i PSEW „Przyszłość lokalnego łańcucha dostaw w sektorze morskiej energetyki wiatrowej na Bałtyku”.

62 Na podstawie Programu polskiej energetyki jądrowej, 2020 z uwzględnieniem kosztów systemowych.

63 Na podstawie danych ARE za 2021 rok.

między budynkiem mieszkalnym a LFW jako dziesięciokrotność wysokości instalacji, która w konsekwencji praktycznie uniemożliwiła powstawanie nowych LFW), poziom produkcji najprawdopodobniej istotnie wzrośnie – szacowany potencjał nowych mocy w LFW sięga 6-10 GW w perspektywie 2030 r.⁶⁴

Niemniej, budowa nowych jednostek może jednak budzić opór lokalnych społeczności z uwagi m.in. na poziom hałasu w bezpośrednim sąsiedztwie LFW oraz wpływu LFW na lokalny krajobraz. W 2022 roku został przyjęty przez Radę Ministrów projekt zmian w ustawie „10h” (projekt aktualnie nadal czeka na przyjęcie przez parlament), częściowo łagodzący zapisy dotyczące wymogu odległościowego, dając możliwość decyzji o lokalizacji elektrowni wiatrowej władzom gmin niezależnie od ustaleń miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego i wiążąc wymóg odległościowy z obszarem prognozowanego oddziaływania elektrowni wiatrowej zamiast sztywnego zapisu o dziesięciokrotności wysokości projektowanej elektrowni wiatrowej.

Fotowoltaika

Dynamiczny rozwój fotowoltaiki był możliwy z uwagi na wdrożenie dedykowanych systemów wsparcia, ograniczenie ustawą „10h” rozwoju nowych projektów wiatrowych oraz postęp technologiczny wpływający bezpośrednio na sprawność i koszt wytwarzania energii elektrycznej ze słońca. Zgodnie z PEP2040, moc zainstalowana w PV powinna wzrosnąć do poziomu ok. 16 GW w 2040 roku, przy czym już w 2022 roku osiągnięty

poziom mocy w PV wyprzedza założenia PEP2040 o ponad 10 lat (w maju 2022 roku zainstalowana moc w PV przekroczyła poziom 10 GW⁶⁵, zgodnie z PEP2040 taka moc powinna zostać osiągnięta ok. 2035 roku).

Dalszy rozwój technologiczny energetyki słonecznej może w przyszłości dodatkowo wpłynąć na uelastycznienie warunków pracy i integrację paneli słonecznych z innymi powierzchniami np. pokryciami dachowymi, elewacjami lub szybami. Jednym z kierunków łagodzących problem techniczny związany z integracją niestabilnej pracy źródeł rozproszonych do sieci dystrybucyjnych może być szersze wsparcie prosumentów i przedsiębiorców (zużywających znaczącą ilość energii produkowanej we własnych źródłach) ze źródłami PV, zużywających dużą część energii w godzinach poza dobrym nasłonecznieniem, w budowie magazynów energii. W wielu przypadkach bardziej opłacalna może być budowa większych magazynów w głównych punktach zasilania (GPZ) w gałęziach sieci średniego napięcia lub nawet w stacjach SN na nN. W tym zakresie powinny być dokonane odpowiednie zmiany w regulacjach.

Biomasa i biogaz

Technologie wykorzystujące biomasę i biogaz stanowią stabilne i sterowalne źródła wspierające pracę niesterowalnych jednostek OZE. Biomasa i biogaz mogą być wykorzystywane w układach kogeneracyjnych o wysokiej sprawności i tym samym zastąpić w przyszłości paliwa kopalne, w szczególności w sektorze ciepłownictwa systemowego.

Takie zastosowanie znalazła biomasa w elektrowni Konin, gdzie od lipca 2012 eksploatowany jest blok biomasowy o mocy 50 MW, produkujący 350 000 MWh zielonej energii średniorocznie, a w kwietniu 2022, zakończono modernizację kolejnego bloku o mocy 50 MW w kierunku spalania biomasy przyczyniając się do produkcji 300 000 MWh zielonej energii średniorocznie. Bloki te stanowią wymienne źródło ciepła dla miasta Konina, a tym samym ten system ciepłowniczy spełnia kryterium efektywnego zgodnie z definicją zawartą w ustawie Prawo Energetyczne. Ponadto, wycofanie kotłów węglowych przyczyniło się do uniknięcia emisji CO₂ od 2022 roku o około 650 000 Mg CO₂/rok⁶⁶.

W przypadku wykorzystania tego typu źródeł występują również ograniczenia związane z dostępnością. Biomasa, by mogła być uznana za odnawialne źródło energii, musi spełniać warunki biomasy zrównoważonej określone w Dyrektywie w sprawie odnawialnych źródeł energii⁶⁷, co wpływa między innymi na ograniczenie możliwości transportu i wykorzystania biomasy o odpowiedniej kaloryczności. Spalanie biomasy również generuje emisje GHG, które są częściowo bilansowane przez pochłanianie dwutlenku węgla w okresie wzrostu roślin. W niektórych przypadkach wykorzystania biomasy może zaistnieć konieczność zastosowania rozwiązań redukujących emisje GHG, takich jak technologie wychwytu i magazynowania lub wykorzystania CO₂ (CCS i CCU⁶⁸), by spełnić wymogi unijne.

Dalsze ograniczenie wykorzystania biomasy do celów energetycznych planowane jest w ramach propozycji

pakietu „Fit for 55”. Zgodnie z pakietem, mają zostać ograniczone możliwości wsparcia i wykorzystania energetycznego wybranych typów biomasy oraz obowiązek spełnienia kryteriów zrównoważonej biomasy będzie rozszerzony na instalacje spalania mniejszej mocy, a biomasa drzewna powinna być wykorzystywana w sposób kaskadowy, tzn. w pierwszej kolejności do celów wytwarzania produktów i dopiero przy braku możliwości ponownego jej wykorzystania i recyklingu może być wykorzystana na cele energetyczne.

W przypadku biogazu, jego wykorzystanie również powiązane jest lokalizacyjnie z dostępnością surowców do jego produkcji, która obecnie jest ograniczona. Biogaz może być produkowany między innymi z komunalnych odpadów organicznych, odpadów z oczyszczalni ścieków lub odpadów z produkcji rolnej. Biogaz może być transportowany siecią gazową, lecz wymaga to

oczyszczenia i dodatkowej obróbki w celu dostosowania parametrów gazu sieciowego.

Hydroenergetyka

Energetyka wodna może pełnić funkcję stabilnego i łatwo regulowanego źródła. Pomimo, że w Polsce potencjał energetyki nie jest duży, to powinien być wykorzystywany w jak największym stopniu. Wymaga to ponoszenia dość wysokich nakładów na nowe i modernizowane źródła. Szczególną funkcję mają elektrownie szczytowo-pompowe (ESP). Pełnią one rolę magazynów dużych ilości energii, pracujących w cyklu dobowym lub kilku godzinnym, mogą być dobrym partnerem dla wielkich farm PV. ESP mają bardzo dobre parametry eksploatacyjne, co ułatwia regulację pracy całego systemu elektroenergetycznego. Dalszy rozwój tego typu rozwiązań ograniczony jest ze względu na dostępność

lokalizacji o korzystnych warunkach wpływających na koszt budowy, Aktualnie zidentyfikowanych jest jedynie kilka lokalizacji w skali kraju charakteryzujących się przeciętnymi parametrami. Obecnie, w planie rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023-2032, opracowanego przez PSE, zakładana jest realizacja projektu ESP Młoty o mocy 750 MW, której budowa została zawieszona w latach 80’ ubiegłego wieku. Projekt znajduje się w portfolio GK PGE. W przypadku istniejących elektrowni w dłuższej perspektywie konieczne będzie stworzenie systemu umożliwiającego utrzymanie istniejącego majątku (tj. po zakończeniu wsparcia z mechanizmów FIT/FIP), który z czasem trzeba będzie zmodernizować, aby utrzymać poziom mocy zainstalowanej.

5.2 Szanse, bariery i zagrożenia w zakresie rozwoju sieci przesyłowych i dystrybucyjnych

5.2.1. Szanse rozwoju sieci przesyłowych i dystrybucyjnych

Utrzymanie, modernizacja i rozwój infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej w sektorze elektroenergetycznym są kluczowe dla poprawy bezpieczeństwa energetycznego Polski, z punktu widzenia zwiększania możliwości połączeń transgranicznych oraz umożliwienia większej penetracji OZE w sieci. Obecnie w Polsce jest ponad 15 tys. km sieci przesyłowej najwyższych napięć (400 kV i 220 kV)⁶⁹. Według planów PSE, do 2030 roku ma powstać dodatkowo ponad 3,5 tys. km, co stanowi rozwój o prawie jedną czwartą. Dodatkowo ponad 1,6 tys. km

linii najwyższych napięć i 44 stacje elektroenergetyczne mają zostać zmodernizowane.

Rozwój połączeń transgranicznych będzie wspierał pracę polskiego systemu elektroenergetycznego i dawał dodatkowe możliwości wymiany handlowej. Jednym z głównych połączeń transgranicznych wspierających synchronizację krajów bałtyckich jest budowa podmorskiego połączenia stałoprądowego „Harmony Link”, pomiędzy Polską a Litwą, o mocy 700 MW i długości ok. 330 km, które ma zostać uruchomione w 2025 roku. Dodatkowo, planowane

są modernizacje połączeń transgranicznych i budowa nowych linii w Polsce wpierająca pracę tych połączeń. W planach PSE na lata 2021-2030, wskazano również dwa projekty nowych połączeń transgranicznych, które zostały uznane za przyszłościowe z możliwością wdrożenia w latach 2031-2040, ale ich ostateczne wdrożenie będzie zależało od uwarunkowań ekonomicznych i możliwości powiązania źródeł wytwórczych, w szczególności morskich farm wiatrowych. Potencjalne nowe połączenie mogłoby powstać między Polską a Danią, w postaci

64 Na podstawie informacji prasowych PSEW.

65 Na podstawie danych ARE za maj 2022 rok.

66 Na podstawie danych ZE PAK.

67 Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (wersja przekształcona).

68 CCS/CCU – Carbon Capture and Storage/Carbon Capture and Utilization – proces polegający na wychwytywaniu dwutlenku węgla ze spalin oraz jego późniejszej magazynowaniu/ utylizacji.

69 Dane PSE – <https://www.pse.pl/dane-systemowe/praca-kse/informacje-ogolne/opis-systemu>.

ponad 300 km linii stałoprądowej. Drugie rozważane połączenie to dwutorowa linia 400 kV między Polską i Niemcami, na wysokości Zielonej Góry. Byłoby to trzecie połączenie na tej granicy, a jego realizacja wymagałaby również instalacji przesuwników fazowych i rozbudowy infrastruktury po stronie polskiej.

Rozwój sieci dystrybucyjnych odbywał się dotychczas w oparciu o scentralizowany model generacji energii o jednokierunkowym charakterze przepływu energii od źródeł do rozproszonych odbiorców. Zmiana tego modelu wymaga istotnych inwestycji w ramach sieci dystrybucyjnych wymagających projektowania ich z uwzględnieniem możliwości wahania i zmiany kierunku

przepływów. Konieczny jest rozwój i modernizacja, wspierane nowymi i innowacyjnymi rozwiązaniami takimi jak magazyny energii, inteligentne liczniki dwukierunkowe oraz rozwiązania z zakresu IT.

Spółki dystrybucyjne zapewniają niezawodność dostaw energii elektrycznej, realizując obowiązki przewidziane przepisami prawa, co jednak wymaga ciągłych inwestycji w infrastrukturę sieciową. W związku ze wskazanymi powyżej dynamicznymi zmianami na rynku energii, w tym przede wszystkim znacznym wzrostem udziału OZE w systemie, obowiązkiem realizacji harmonogramu instalacji liczników zdalnego odczytu na masową skalę, wsparciem rozwoju elektromobilności, procesem

kablowania sieci, zapewnienia łączności i cyberbezpieczeństwa, a w nieodległej perspektywie przyłączaniem magazynów energii, pozyskiwaniem usług elastyczności oraz współpracą z rosnącą liczbą podmiotów grupujących uczestników rynku energii, większość inwestycji spółek dystrybucyjnych należy traktować jako inwestycje priorytetowe, kluczowe dla transformacji i rozwoju rynku. Ta sytuacja wymaga dodatkowego wsparcia na poziomie regulacyjnym i prawnym, a także uruchomienia poświęconego stricte inwestycjom sieciowym finansowania zewnętrznego z wykorzystaniem środków pomocowych, na poziomie umożliwiającym realizację celów transformacji energetycznej.

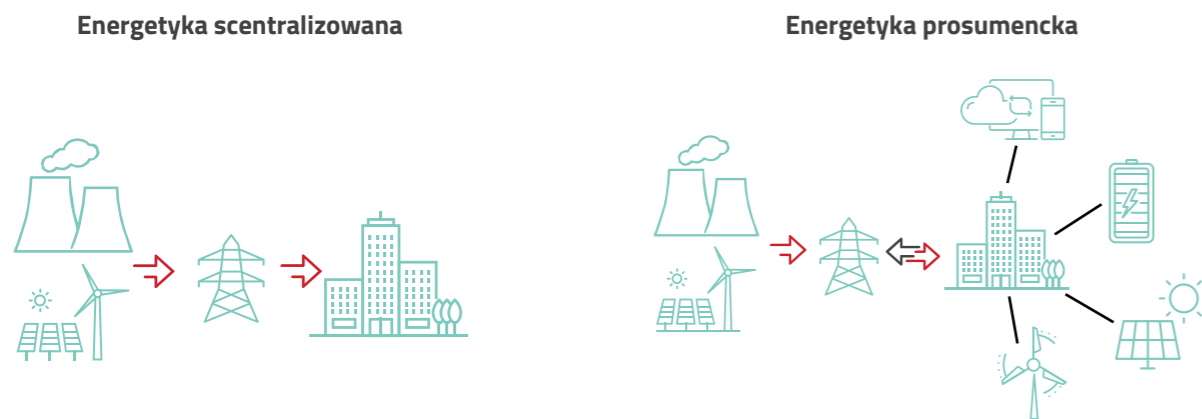
inteligentnych powiązany jest z utworzeniem na mocy ww. nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne Operatora Informacji Rynku Energii (tę funkcję pełnić będzie PSE S.A.), który za pośrednictwem Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii w znaczący sposób przebuduje

procesy na rynku detalicznym energii elektrycznej.

Wyzwania w zakresie inwestycji sieciowych zostały uwzględnione przez PSE (planowane jest przeznaczenie ok. 14 mld PLN na rozwój sieci przesyłowych) i spółki

dystrybucyjne (około połowa nakładów inwestycyjnych PGE, TAURON, ENEA i ENERGA na kolejne lata ma być przeznaczona na rozwój obszaru dystrybucji energii) w dokumentach strategicznych.

Rys. 5.3 | Modele energetyki scentralizowanej i prosumenckiej



Źródło: Opracowanie własne

Istotnym elementem działań operatorów systemów dystrybucyjnych będzie realizacja obowiązków ustawowych, nałożonych na OSD nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne z 2021 roku, w zakresie instalacji liczników inteligentnych u 80% klientów do końca 2028 roku i 100% do roku 2030, co daje ponad 18 mln nowych liczników. Znacząco przyspieszy to przekształcanie sieci dystrybucyjnej w sieć inteligentną.

Ponadto przewiduje się pełne opomiarowanie stacji SN/nN poprzez instalację ponad 250 tys. liczników bilansujących w tych stacjach do 2025 roku.

Ponadto spółki dystrybucyjne kontynuują działania związane z rozwojem sieci niezbędnym dla przyłączania nowych odbiorców, wytwórców OZE, magazynów energii i rozwoju elektromobilności. Nieustannie pogłębianą jest cyfryzacja

i automatyzacja sieci i usług (smart grid), zwiększenie elastyczności sieci oraz wsparcie transformacji rynku energii (aktywności uczestników rynku, rozwoju nowych produktów i usług). Sukcesywnie poprawiana jest też niezawodność dostaw energii poprzez m.in. zwiększenie udziału linii kablowych – przewiduje się osiągnięcie udziału linii kablowych w liniach SN w wysokości ok. 42% do 2030 roku. Proces instalacji liczników

5.2.2. Bariery i zagrożenia w obszarze sieci przesyłowych i dystrybucyjnych

W obszarze sieci przesyłowych, ze względu na historyczne uwarunkowania rozwoju tych sieci i skupienie źródeł wytwórczych na południu Polski, wyzwaniem będzie przyłączenie nowych jednostek, w szczególności MFW i elektrowni jądrowych, których lokalizacja planowana jest na północy kraju. Do 2030 roku, planowana jest instalacja prawie 6 GW mocy wytwórczych w MFW i 1-1,6 GW w elektrowniach jądrowych do 2033. Kluczowym warunkiem dla pracy polskiego systemu elektroenergetycznego będzie rozbudowa sieci na północy kraju.

Zagrożeniem w obszarze wymiany transgranicznej w Polsce jest regulacja nieplanowanych przepływów energii. Na połączeniach transgranicznych mogą występować przepływy energii niewynikające z zaplanowanych operacji handlowych, lecz ze zjawisk fizycznych. By zoptymalizować pracę sieci, konieczne jest usprawnienie metod udostępniania zdolności

przesyłowych pomiędzy państwami oraz wykorzystanie przesuwników fazowych umożliwiających częściową regulację przepływów.

Wyzwania związane z siecią dystrybucyjną wynikają z:

- realizacji ustawowych obowiązków OSD, które zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne są odpowiedzialne za: ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi. Istotnym elementem jest również realizacja zadań mających na celu poprawę niezawodności dostaw energii elektrycznej i ciągłości zasilania oraz poprawę procesu przyłączania do sieci dystrybucyjnej, służące spełnieniu wymogów regulacji jakościowej, wprowadzonej przez

Prezesa URE. W tym zakresie konieczne są np. inwestycje zwiększające stopień zaizolowania linii napowietrznych średniego napięcia oraz zastępowanie linii napowietrznych liniami kablowymi,

- rozwoju generacji rozproszonej, w tym instalacji prosumenckich, która w zdecydowanej większości przyłączona jest do sieci dystrybucyjnych. Powoduje to, że konieczne są inwestycje wspierające przekształcenie sieci pasywnych – o jednokierunkowym przepływie energii, w sieci aktywne umożliwiające dwukierunkowy przepływ energii. Taki system pracy stanowi również dodatkowe wyzwanie w zakresie bilansowania produkcji i zapotrzebowania oraz wymaga inwestycji w inteligentne opomiarowanie i rozwiązania IT. Te przekształcenia, powiązane z wdrożeniem usług elastyczności sieci, są konieczne dla zapewnienia dalszego rozwoju energetyki rozproszonej.



Biorąc pod uwagę potrzeby inwestycyjne operatorów sieci dystrybucyjnych, konieczne jest wypracowanie modelu finansowania rozwoju sieci dystrybucyjnych.

Inwestycje pięciu największych spółek dystrybucyjnych do roku 2030 roku jedynie w zakresie tzw. inwestycji koniecznych, tj. wynikających z realizacji wymogów formalno-prawnych (aktualnych i przygotowywanych do wdrożenia), w tym w zakresie przyłączeń odbiorców i wytwórców energii elektrycznej (w szczególności z OZE), są szacowane łącznie na ok. 130 mld zł. Inwestycje konieczne powiększone o inwestycje dodatkowe wynikające z realizacji wszystkich celów PEP2040 wymagają o ok. 35% więcej nakładów. Na ten moment planowane środki pomocowe wspomagające te inwestycje wyniosą ok. 1,5 mld EUR i pozwalają na jedynie na częściowe ich sfinansowanie.

Szybki rozwój OZE wpływa również na dysproporcję między dostępną

mocą przyłączeniową a wydawanymi warunkami przyłączenia. Według raportu PSE zgodnie ze stanem na koniec maja 2022 roku, przy uwzględnieniu mocy przyłączeniowych również na podstawie wydanych warunków przyłączenia do sieci 110 kV w całej Polsce, dostępna moc przyłączeniowa wynosi 1830 MW w 2022 i tyle samo w 2027 roku. Inwestycje wspierające udostępnienie nowych mocy przyłączeniowych realizowane w najbliższych latach mają wesprzeć obszary, gdzie brakuje mocy przyłączeniowych i możliwe są przeciążenia sieci. Moc przyłączeniowa w systemie przesyłowym dostępna jest jedynie na obszarach centralnej i południowo-wschodniej Polski. Na północy i zachodzie kraju brakuje dostępnych mocy przyłączeniowych i uwzględniając wydane warunki przyłączeniowe na poziomie sieci 110 kV, może nastąpić istotne przekroczenie dostępnych mocy przyłączeniowych, w szczególności

w obszarach pomorza oraz ziemi lubuskiej i Łużyc. W ciągu tylko pierwszego półrocza 2022 roku dostępne moce dla źródeł na napięciu powyżej 1 kV przyłączanych do sieci o napięciu znamionowym 110kV zmalały o ponad 2 GW. Największe ograniczenia występują na północy Polski, na terenie ENERGA-OPERATOR S.A. – w tym obszarze najsilniej rozwijane są nowe moce wytwórcze OZE.

Od 2019 roku rośnie również liczba odmów przyłączenia instalacji wytwórczych do sieci dystrybucyjnych. Większość odmów wynika z ograniczonych zdolności technicznych sieci w planowanych miejscach przyłączenia, uwzględniających również wydane wcześniej warunki przyłączenia (blokowanie mocy przez inwestorów, którzy otrzymali warunki i ich nie realizują).

5.3 Szanse, bariery i zagrożenia w zakresie wprowadzenia energetyki jądrowej do polskiego miksu energetycznego

5.3.1. Szanse wynikające z wprowadzenia energetyki jądrowej do polskiego miksu energetycznego

Włączenie energetyki jądrowej do polskiego miksu energetycznego pozwoli na zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego kraju, umożliwi budowę nowych zeroemisyjnych źródeł energii oraz zdywersyfikuje strukturę wytwarzania i kierunków dostaw nośników energii pierwotnej, jednocześnie przyczyniając się do rozwoju całkowitego nowego

sektora gospodarki i tworzenia nowych miejsc pracy. Poza wielkoskalową energetyką jądrową, w Polsce rośnie także zainteresowanie technologią SMR (*Small Modular Reactors*, małe reaktory modułowe), m.in. wśród przedstawicieli przemysłu energochłonnego. SMR są postrzegane jako potencjał

stabilnej energii o zerowej emisji gazów cieplarnianych, co ma kluczowe znaczenie w szczególności dla podmiotów przemysłowych energochłonnych. Dodatkowo SMR będą również brane pod uwagę na poziomie krajowym (po rewizji PEP2040).

5.3.2. Bariery i zagrożenia wynikające z wprowadzenia energetyki jądrowej do polskiego miksu energetycznego

Potencjalne wdrożenie energetyki jądrowej jest obciążone wieloma ryzykami mogącymi ograniczyć efektywność projektu, jak i jego rentowność. Wiele projektów elektrowni jądrowych na świecie nie dotrzymuje założonych harmonogramów, przekraczane są budżety, dlatego istotne jest odpowiednie zaplanowanie projektu jak i jego struktury właścicielskiej. Istotne jest także zbudowanie odpowiedniego zaplecza naukowego i technicznego

oraz wyszkolenia kadr, utrzymanie konsensusu politycznego wokół budowy elektrowni jądrowej oraz utrzymanie wysokiego zaufania społecznego w zakresie energii jądrowej. Zastosowanie SMR w Polsce będzie wymagało m. in. zmiany prawa w zakresie dostosowanie regulacji do specyfiki reaktorów SMR i procesu ich licencjonowania oraz uwzględnienia możliwości dostarczania ciepła na potrzeby sieciowe lub przemysłowe.

Dodatkowo wyzwaniem jest brak funkcjonujących jednostek tego typu na świecie. Niemniej, charakterystyka SMR może zaadresować ryzyka związane z budową dużych reaktorów jądrowych w zakresie harmonogramu (z uwagi na modularność budowy SMR) oraz przekraczania budżetów (z uwagi na niższe wymagane nakłady inwestycyjne oraz potencjalną seryjną produkcję reaktorów).

5.4 Szanse, bariery i zagrożenia w zakresie ciepłownictwa

Ciepłownictwo systemowe pełni istotną rolę w całym sektorze ciepłownictwa w Polsce dostarczając prawie 300 PJ ciepła do odbiorców w 2020 roku, z czego 65% wyprodukowanego z wykorzystaniem kogeneracji⁷⁰. Ciepło systemowe pozwala pokryć ok. ¼ zapotrzebowania na ciepło do ogrzewania pomieszczeń i ciepłej wody w gospodarstwach domowych w Polsce⁷¹. Podobnie jak w sektorze

elektroenergetyki węgiel kamienny stanowi podstawowe źródło energii zapewniając ok. 68%⁷² ciepła w całym sektorze ciepła systemowego, stąd w celu osiągnięcia neutralności klimatycznej konieczne są istotne zmiany również w sektorze ciepłownictwa systemowego. Obecnie najczęściej wykorzystywanym źródłem OZE jest biomasa stanowiąca prawie 10% produkcji ciepła, a pozostałe

stanowią poniżej 1% udziału w całym miksie.

Kierunki zmian sektora ciepła systemowego w Polsce wskazane są w projekcie Strategii dla ciepłownictwa do 2030 roku z perspektywą do 2040 roku przedstawionym w maju 2022 roku i są kierunkowo zgodne z PEP2040.



70 Na podstawie danych URE.

71 Na podstawie danych Eurostat za 2020 rok.

72 Na podstawie danych ARE.

5.4.1. Szanse wynikające z rozwoju wysokosprawnej kogeneracji i elektryfikacji ciepłownictwa

W wielu przypadkach transformacja energetyczna wiąże się z tzw. „elektryfikacją”, czyli zastępowaniem stosowanego paliwa energią elektryczną, ze względu na dostępność zeroemisyjnych źródeł energii. W efekcie powiązanie sektora ciepłownictwa i elektroenergetyki będzie się zwiększało w nadchodzących latach.

Zauważalny jest istotny wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną ze względu na elektryfikację ciepłownictwa i wzrost liczby pomp ciepła wykorzystywanych obecnie głównie na potrzeby indywidualnych odbiorców. W dłuższej perspektywie i wroście temperatur w okresie letnim możliwy jest również dalszy wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną latem do celów chłodzenia i klimatyzacji, co może pomóc w optymalizacji pracy jednostek poligeneracyjnych.

Jednocześnie, sektor ciepłowniczy może stanowić wsparcie regulacyjne dla systemu elektroenergetycznego poprzez konsumpcję lub zmagazynowanie w cieple nadwyżek produkcji energii elektrycznej (np. w okresie sprzyjających warunków pogodowych) w rozwiązaniach

power-to-heat, wykorzystujących pompy ciepła lub kotły elektrodowe i magazyny ciepła.

Wzrost powiązania ciepłownictwa i elektroenergetyki wynika również ze wzrostu mocy wytwórczych w kogeneracji (aktualne zapotrzebowanie na ciepło wskazuje, że możliwy jest dwukrotny wzrost produkcji energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji, w porównaniu do obecnej produkcji na poziomie około 30 TWh). Wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w ramach wysokosprawnej kogeneracji jest najbardziej efektywnym sposobem konwersji energii pierwotnej – pozwala na uzyskanie niemal 40% oszczędności wykorzystania paliwa, a tym samym na zmniejszenie emisji CO₂ i zanieczyszczeń.

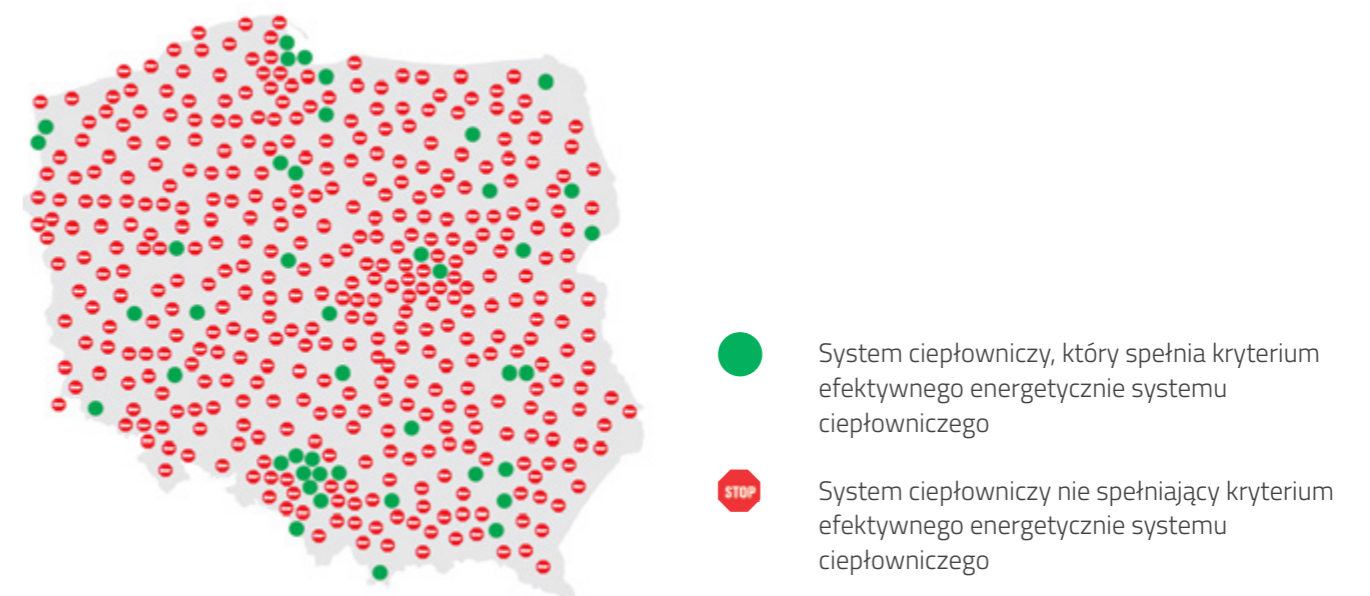
Kogeneracja może dodatkowo wspierać wykorzystanie lokalnie dostępnych zasobów takich jak biogaz, biomasa czy odpady komunalne, które również w zakresie nieobjętym recyklingiem mogą być wykorzystane jako paliwo dla kogeneracji pod warunkiem że przyszłe regulacje nie zablokują wykorzystania odpadów do celów energetycznych. W celu optymalizacji wykorzystania

lokalnych zasobów energetycznych konieczna jest analiza warunków lokalnych, dlatego istotną rolę w rozwoju kogeneracji będą odgrywały samorządy i wspólnoty energetyczne. Rozwój kogeneracji jest wspierany też przez mechanizm finansowy w postaci systemów wsparcia dla jednostek wytwarzających w wysokosprawnej kogeneracji. Wytwórcy mają możliwość uzyskania dopłaty do ceny energii elektrycznej uzyskanej w wyniku aukcji, premii albo naboru – w zależności od mocy i stanu jednostki wytwórczej. Wsparcie dla wytwarzania w wysokosprawnej kogeneracji wpisuje się w założenia PEP2040 i planowane jest jego kontynuowanie.

Wykorzystanie wysokosprawnej kogeneracji zasilanej gazem ziemnym planowane jest jako rozwiązanie przejściowe. W dłuższej perspektywie ma zostać zastąpione wodorem lub innymi gazami zdekarbonizowanymi, co znajduje odzwierciedlenie np. w unijnej taksonomii, gdzie instalacje wykorzystujące gaz ziemny powinny być przystosowane również do wykorzystania gazów zdekarbonizowanych.

jest na rozwiązaniach kotłów na paliwa stałe – głównie na węglu kamiennym. Oznacza to konieczność wymiany dużej ilości źródeł wraz ze zmianą stosowanego paliwa. W Polsce jedynie ok. 20% przedsiębiorstw spełnia warunek efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego.

Rys. 5.4 | Rozkład efektywnych systemów ciepłowniczych



Źródło: IGCP, 2020, Raport o ciepłownictwie

Planowane zmiany w pakiecie „Fit for 55” dodatkowo zaostrzają wymogi w odniesieniu do uznania danego systemu ciepłowniczego za efektywny energetycznie, które to wymogi miałyby być stosowane po 2025 roku i w kolejnych okresach do roku 2050. Zgodnie z obecną propozycją Komisji Europejskiej, od 2026 roku kogeneracja będzie musiała spełniać warunki wysokosprawnej, żeby, w oparciu o odpowiedni, wymagany udział ciepła wytwarzanego w skojarzeniu można byłoby uzyskać lub utrzymać status efektywnego systemu ciepłowniczego.

Wykorzystanie kogeneracji nie przyczyni się do uzyskania/utrzymania statusu efektywnego systemu ciepłowniczego od 2035 roku, pozostawiając jedynie wymogi w zakresie OZE i ciepła odpadowego. Systemy, które nie uzyskają statusu efektywnego systemu ciepłowniczego nie będą mogły pozyskać wsparcia ze środków publicznych (UE czy krajowych). Dodatkowo planowane jest wprowadzenie obowiązku opracowania planu i środków poprawy efektywności i zwiększenia udziału OZE w systemach ciepłowniczych niespełniających

kryteriów systemu efektywnego systemu ciepłowniczego. Ograniczeniem wdrażania OZE (poza biomasą i biogazem) i ciepła odpadowego w systemach ciepłowniczych jest temperatura pracy sieci, która jest znacząco wyższa niż wymaga tego efektywna praca źródeł niskotemperaturowych. Obniżenie temperatury pracy sieci ciepłowniczych będzie wymagało inwestycji po stronie odbiorców, by móc dopasować instalacje wewnętrzne odbiorców ciepła systemowego do wykorzystania ciepła o niższej temperaturze.

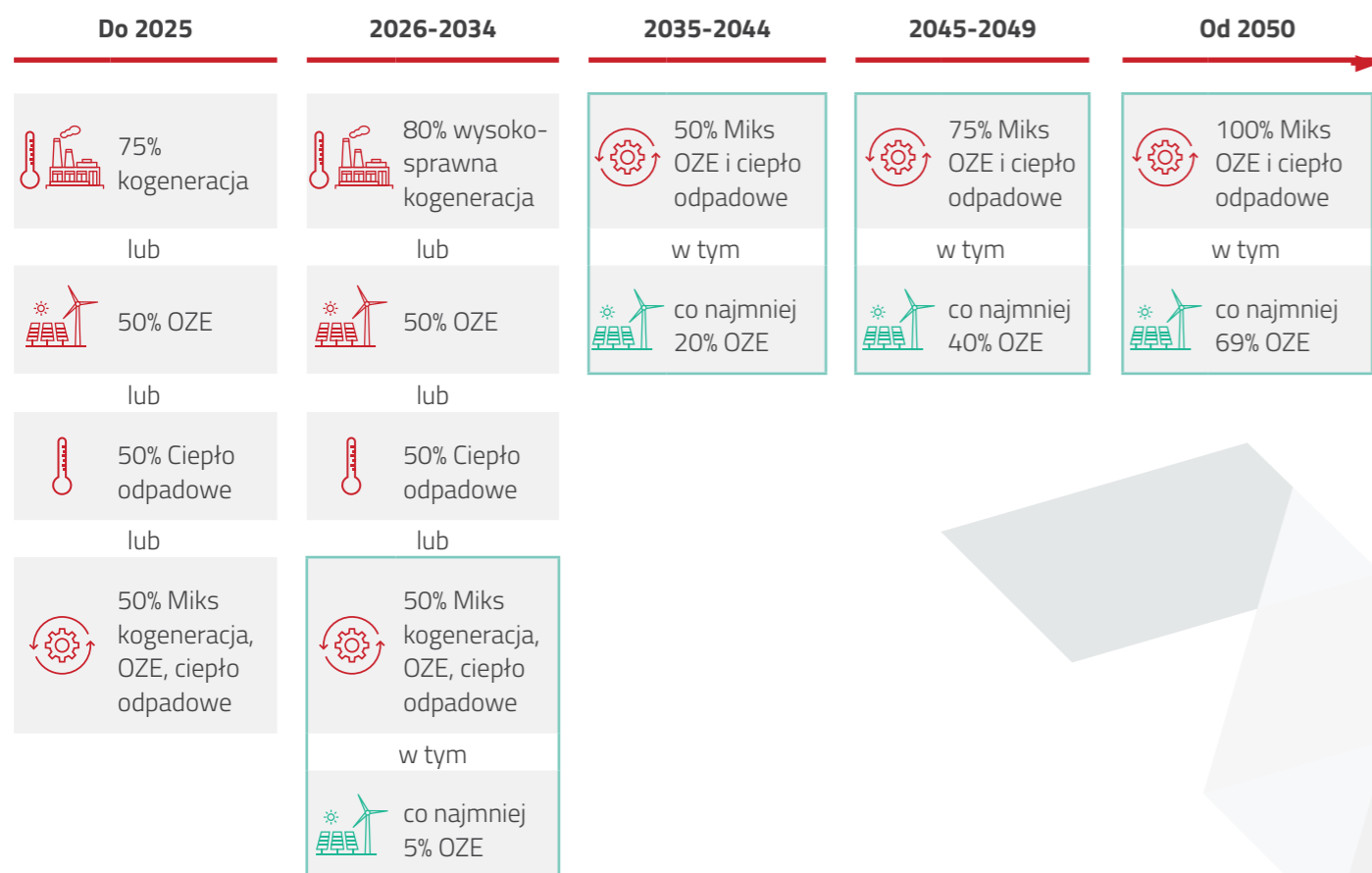
5.4.2. Bariery i zagrożenia dla dalszego rozwoju sektora ciepłownictwa

Regulacje unijne stwarzają z jednej strony możliwości w zakresie zwiększenia powiązań pomiędzy sektorem ciepłowniczym i sektorem elektroenergetycznym, z drugiej nakładają istotne wymagania, które będą trudne do spełnienia przez sektor ciepłownictwa systemowego w Polsce. Obecnie obowiązujące wymagania w zakresie efektywnych systemów

ciepłowniczych, wynikające z dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej⁷³, zakładają produkcję ciepła w 75% z kogeneracji lub w 50% z OZE, lub ciepła odpadowego, lub miks tych źródeł z kogeneracją. Wymogi te nie są jednak spełnione w wielu systemach ciepłowniczych w Polsce, w szczególności w małych systemach, których większość oparta

73 Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2002 z dnia 11 grudnia 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej.

Rys. 5.5 | Wymagania efektywnego systemu ciepłowniczego według projektu „Fit for 55” (propozycja KE)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie propozycji przekształcenia dyrektywy efektywności energetycznej „Fit for 55”

W ramach planowanej rewizji dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej z pakietu „Fit for 55”⁷⁴ planowane są również zmiany w zakresie definicji wysokosprawnej kogeneracji, uwzględniając również poziom jednostkowej emisji CO₂ na jednostkę energii. Wskaźnik ten ma wynieść 270 gCO₂/kWh (miałyby mieć zastosowanie dla jednostek wykorzystujących paliwa kopalne), co wykluczy jednostki węglowe z tej definicji, gdyż ich wskaźnik emisji na jednostkę energii w paliwie wynosił ok. 337 gCO₂/kWh⁷⁵ dla elektrociepłowni i ciepłowni

zawodowych. Ten wymóg może dodatkowo wykluczyć również starsze jednostki kogeneracyjne wykorzystujące gaz ziemny. Dodatkowo wszelkie modernizacje ograniczające emisyjność kogeneracji powinny być zrealizowane do końca 2025 roku, by móc utrzymać status efektywnego systemu ciepłowniczego w okresie 2026–2034. Dodatkowo zaostrzenie wymogów dotyczących wykorzystania biomasy wskazane w propozycji zmiany Dyrektywy w sprawie odnawialnych źródeł energii z pakietu „Fit for 55”⁷⁶ w tym ograniczenie możliwości

wykorzystania biomasy leśnej i wymóg stosowania tych kryteriów również dla instalacji o mniejszej mocy utrudni rozwój OZE i spełnienie celów w ramach sektora ciepłownictwa systemowego, gdzie udział OZE i ciepła odpadowego powinien wzrastać o 2,1 p.p. rocznie. Ma to istotne znaczenie ze względu na dotychczasowy kierunek rozwoju gdzie biomasa stanowiła podstawowe źródło OZE w ciepłownictwie systemowym, a pozostałe OZE i ciepło odpadowe stanowiło marginalny udział w całkowitej produkcji ciepła systemowego (poniżej 1%⁷⁷).

W propozycji rewizji dyrektywy w sprawie charakterystyki energetycznej budynków (EPBD) z pakietu „Fit for 55”⁷⁸ zaproponowano dodatkowo zaostrzenie wymogów dla nowych budynków. W myśl propozycji nowe budynki publiczne od 2027, a wszystkie pozostałe nowe budynki od 2030 roku będą musiały spełniać status zeroemisyjnych, co oznacza, że oprócz ograniczenia zapotrzebowania na energię końcową, 100% energii będzie musiała być dostarczona z OZE lub ciepła odpadowego w ramach efektywnych systemów ciepłowniczych. Spełnienie tego wymogu będzie w szczególności trudne w dużych systemach ciepłowniczych, które obecnie wykorzystują głównie kogenerację opartą na paliwach kopalnych i może powodować ograniczenia w przyłączaniu nowych odbiorców ze względu na niespełniających

wymogów efektywnego systemu ciepłowniczego (oferowania ciepła pochodzącego wyłącznie z OZE lub ciepła odpadowego). Dyrektywy unijne dotyczące średnich obiektów spalania paliw (MCP)⁷⁹ i dyrektywy w sprawie emisji przemysłowych (IED)⁸⁰ nakładają również istotne wymagania co do emisyjności istniejących i nowych źródeł ciepła. Dyrektywa MCP, skierowana do źródeł o mocy cieplnej od 1 do 50 MW, nakłada wymóg ograniczenia i monitorowania emisji dwutlenku siarki (SO₂), tlenków azotu (NOx) i pyłów do atmosfery. Wymagania różnią się dla nowych i istniejących jednostek oraz w zależności od przedziału mocy źródła, zastosowanego paliwa i technologii. Dla jednostek o mocy 5 MW i poniżej wymagania powinny być wdrożone do 2030 roku, a dla jednostek między 5 a 50 MW do 2025 roku. Wymusza to poniesienie

istotnych nakładów inwestycyjnych na instalacje oczyszczania spalin, które szczególnie w starszych źródłach węglowych mogą być nieopłacalne lub alternatywnie wymianę źródeł ciepła na niskoemisyjne. Jeszcze ostrzejsze wymagania stawiane są dużym instalacjom spalania, w tym z sektora energetycznego o mocy 50 MW i powyżej, w ramach dyrektywy IED, która wymaga dostosowania do konkluzji BAT dużych instalacji spalania w ciągu czterech lat od ich upublicznienia. Po wyroku Trybunału Sprawiedliwości UE unieważniającym konkluzje BAT z 2017 roku, Komisja Europejska wydała nowe konkluzje w listopadzie 2021 roku. Dodatkowo, w kwietniu 2022 został przedstawiony projekt nowelizacji IED, w ramach którego planowane jest znaczne zaostrzenie wymagań emisyjnych i dodatkowe ograniczenia możliwości stosowania odstępstw.

5.5 Szanse, bariery i zagrożenia w zakresie rozwoju magazynów energii, elektromobilności i projektów wodorowych

5.5.1. Szanse wynikające z rozwoju magazynów energii, elektromobilności i projektów wodorowych

Magazyny energii

Zwiększenie udziału pogodozależnych źródeł energii w polskim miksie energetycznym wpływa na dodatkowe wyzwania w zakresie bilansowania energii. Magazyny energii, energii mechanicznej, chemicznej/elektrochemicznej, elektrycznej lub ciepła czy zastosowanie technologii power-to-gas mogą wspierać sektor elektroenergetyczny w bilansowaniu popytu i podaży energii i w utrzymaniu

parametrów pracy sieci na stabilnym poziomie. Elektrownie wodne zbiornikowe i ESP są dotychczas największym źródłem pełniącym funkcję magazynów energii w Polsce, wspierając bilansowanie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE). Ich moc w 2021 roku sięgała 1,5 GW, a sprawność ESP wynosi około 70%. Możliwość budowy tego typu magazynów i nakłady inwestycyjne

do tego potrzebne są zależne od warunków lokalizacyjnych, których możliwe wykorzystanie w Polsce jest bardzo ograniczone. Potencjał magazynowania może być też zwiększony poprzez podpiętrzanie wody w elektrowniach przepływowych, ale to wymaga uzyskania przychylności ekologów i zmian regulacyjnych. Szansą rozwoju systemów magazynowania krótkoterminowego jest rozwój magazynów

74 Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie efektywności energetycznej (wersja przekształcona) (COM/2021/558).

75 Zgodnie z danymi KOBIZE za 2019 rok.

76 Wniosek Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady zmieniająca dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001, rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE Parlamentu Europejskiego i Rady w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylająca dyrektywę Rady (UE) 2015/652 (COM/2021/557).

77 Na podstawie danych URE za 2020 rok.

78 Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie charakterystyki energetycznej budynków (wersja przekształcona) (COM/2021/802).

79 Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/2193 z dnia 25 listopada 2015 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania.

80 Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola) (przekształcenie).

elektrochemicznych, których straty energii są relatywnie niewielkie, a sprawność sięga zazwyczaj powyżej 90%. PGE planuje budowę największego tego typu magazynu w Europie przy ESP Żarnowiec. Magazyn baterijny o mocy powyżej 200 MW i pojemności powyżej 820 MWh będzie wspierał bilansowanie techniczne i handlowe energii elektrycznej i integrację z systemem elektroenergetycznym OZE zlokalizowanych na północy Polski w tym planowanych morskich farm wiatrowych.

Wsparcie tego typu rozwiązań dostępne jest między innymi w ramach rynku mocy, który oprócz źródeł wytwórczych wspiera również rozwiązania magazynów energii i redukcji popytu (DSR).

Dodatkową elastyczność pracy systemu elektroenergetycznego mogą zapewnić usługi systemowe takie jak magazynowanie energii, zarządzanie i ograniczanie popytu – DSM (ang. *demand side management*) i DSR. Łączenie usług magazynowania i generacji energii ze źródeł rozproszonych oraz usług zarządzania popytem możliwe jest w ramach koncepcji wirtualnych elektrowni, które z wykorzystaniem technologii ICT grupują w ramach jednego systemu wiele jednostek i usług umożliwiając elastyczne zarządzanie zasobami. Zastosowanie magazynów ciepła również może wspierać pracę systemu elektroenergetycznego. Zastosowanie technologii power-to-heat w połączeniu z magazynami ciepła może pomóc w konsumpcji nadwyżek produkcji energii elektrycznej występujących przy szczególnie korzystnych warunkach pogodowych i przy dolinach nocnych. Dodatkowo magazynowanie ciepła może pomóc w optymalizacji pracy jednostek kogeneracyjnych.

W przypadku sektora gazu ziemnego magazyny energii zapewniają bezpieczeństwo dostaw i umożliwiają tym samym stabilną pracę tego typu jednostek. Budowa nowych magazynów gazu ziemnego w perspektywie krótkoterminowej może zwiększyć niezależność i bezpieczeństwo energetyczne Polski, a w perspektywie długoterminowej – dodatkowo umożliwić zmagazynowanie gazów zdekarbonizowanych czy wodoru zwiększając potencjał bilansowy całego systemu energetycznego.

Szansą na magazynowanie dużych ilości energii są technologie zielonego wodoru/gazu, wytwarzanych z wykorzystaniem energii elektrycznej ze źródeł wiatrowych, PV i ewentualnie jądrowych. Zielone gazy mogą być magazynowane, a następnie służyć do produkcji energii elektrycznej i ciepła w okresach braku wiatru i słońca. Problematyka wodoru została omówiona szerzej w punkcie projekty wodorowe.

Elektromobilność

Sektor transportu odpowiada za prawie jedną trzecią całkowitego zużycia energii końcowej w Polsce. Obecnie w transporcie wykorzystywane są głównie paliwa ciekłe, które przyczyniają się do emisji GHG i ze względu na brak dostępnych zasobów w Polsce uzależniają funkcjonowanie sektora od importu paliw. Elektryfikacja transportu może pomóc uniezależnić ten sektor od importu paliw i jednocześnie przy dekarbonizacji sektora elektroenergetycznego wpłynąć na ograniczenie emisji GHG. Szansą dla rozwoju elektromobilności są zmiany przepisów UE. Zgodnie z przyjętą 8 czerwca 2022 roku przez Parlament Europejski propozycją zmiany rozporządzenia określającego normy emisji CO₂ dla nowych

samochodów osobowych i dla nowych lekkich pojazdów użytkowych⁸¹, normy emisji mają zostać zaostrzone. Dotychczasowe normy na rok 2030 zakładały ograniczenie emisji nowych samochodów osobowych o średnio 37,5% względem limitów na 2021 i 31% dla nowych lekkich pojazdów użytkowych. Te normy mają zostać zaostrzone do odpowiednio 55% i 50%. Dodatkowo od 2035 wszystkie nowe samochody osobowe i lekkie pojazdy użytkowe mają być zeroemisyjne – 100% redukcji emisji CO₂.

Istnieje potencjał by w przyszłości samochody elektryczne również mogły w określonych okolicznościach pełnić rolę magazynów energii, w ramach koncepcji vehicle-to-grid (V2G). Właściciele flot samochodów elektrycznych mogliby być dostawcami usług wspierających działanie sieci elektroenergetycznych, zarówno konsumując nadwyżki energii, jak i oddając energię do sieci w ramach V2G. W celu rozwijania tego typu usług konieczny jest rozwój technologii i dedykowanych systemów IT.

Projekty wodorowe

Zastosowanie wodoru może pomóc w odejściu od wykorzystania paliw kopalnych i tym samym zwiększyć niezależność energetyczną Polski i Europy, stąd wykorzystanie wodoru jest elementem strategii transformacji energetycznej na poziomie UE jak i krajowym. Wykorzystanie wodoru w elektroenergetyce w Polsce jest dopiero na etapie prac badawczo-rozwojowych, które wskażą kierunki i możliwości techniczno-ekonomiczne wykorzystania tego paliwa w całym systemie elektroenergetycznym.

W ramach sektora elektroenergetycznego wodór może odgrywać rolę magazynu energii wytwarzanej z instalacji nisko- i zeroemisyjnych. Dodatkowo może

pomóc w stabilizacji pracy sieci przy znacznym wykorzystaniu OZE.

W ciepłownictwie, wodór może być wykorzystany w instalacjach kogeneracyjnych i tym samym może zastąpić wykorzystanie gazu ziemnego, który traktowany jest jako paliwo przejściowe. Zastosowanie wodoru będzie istotne w szczególności w dużych systemach ciepłowniczych, gdzie utrudniona jest integracja OZE w stopniu odpowiadającym potrzebom takich systemów.

Wsparciem rozwoju rozwiązań w obszarze wodoru jest opracowana w 2021 Polska Strategia Wodorowa do roku 2030 z perspektywą do 2040 roku Strategia stawia 6 głównych celów:

- wdrożenie technologii wodorowych w energetyce i ciepłownictwie,
- wykorzystanie wodoru jako paliwa alternatywnego w transporcie,
- wsparcie dekarbonizacji przemysłu,
- produkcja wodoru w nowych instalacjach,
- sprawny i bezpieczny przesył, dystrybucja i magazynowanie wodoru,
- stworzenie stabilnego otoczenia regulacyjnego.

W myśl tej strategii, w Polsce ma powstać 6 GW mocy elektrolizerów do 2024 roku o rocznej produkcji co najmniej 1 mln ton wodoru z wykorzystaniem energii z OZE i 40 GW mocy do 2030 roku o rocznej produkcji 10 mln ton wodoru z OZE. Głównymi kierunkami wykorzystania wodoru mają być przemysł i transport. Wodór ma być wykorzystywany, między innymi, w układach kogeneracyjnych elektrociepłowni, w tym również w wykorzystujących ogniwa paliwowe.

Planowana jest rozbudowa farm PV o instalacje elektrolizerów i powstanie do 2030 roku 5 dolin wodorowych – centrów wdrażania rozwiązań wodorowych w całym łańcuchu wartości od wytwarzania do wykorzystania.

Polskie grupy energetyczne zaangażowane są w projekty badawczo rozwojowe i inwestycje pilotażowe w obszarze wodoru, które wspierają realizację polskiej strategii wodorowej. PKN Orlen, ENEA, TAURON, Centrum Badawczo-Rozwojowe im. Faradaya Grupy Energa należą do sygnatariuszy porozumienia sektorowego na rzecz rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce, którego celami są między innymi rozwój w Polsce elementów łańcucha wartości w obszarze wykorzystania wodoru, prace badawczo rozwojowe i inwestycje pilotażowe w obszarze wykorzystania wodoru.

Grupa Orlen opracowała Strategię wodorową Grupy ORLEN do 2030 roku, która zakłada zaangażowanie Grupy zarówno jako dostawcy jak i odbiorcy wodoru w ramach Europejskiej Sieci Przesyłu Wodoru. Do 2030 roku Grupa Orlen ma zbudować instalacje wytwarzania wodoru z wykorzystaniem nisko- i zeroemisyjnych źródeł o mocy ponad 0,5 GW, a wodór nisko- i zeroemisyjny ma stanowić ok. 50% całkowitej produkcji wodoru w Grupie. Oprócz wykorzystania wodoru w transporcie planowane jest, by od 2030 roku wykorzystywać wodór również w ciepłownictwie i wytwarzaniu energii elektrycznej a wszystkie nowe instalacje gazowo parowe, będą przystosowane do współspalania wodoru.

Grupa ENEA zaangażowana jest w tworzenie Wielkopolskiej Doliny Wodorowej i projekt naukowo-badawczy H2eBuffer, który ma na celu wybudowanie prototypu instalacji bufora umożliwiającego magazynowanie energii i stabilizację pracy sieci energetycznej.

GK TAURON planuje realizację projektu we współpracy z Instytutem Naukowo-Badawczym Sebastineum Silesiacum w Kamieniu Śląskim, którego celem jest produkcja energii elektrycznej z instalacji ogniwa paliwowego. Wodór ma być wytwarzany w instalacji elektrolizera, a ciepło odpadowe z całego procesu ma być wykorzystywane do celów grzewczych, zmniejszając starty energii w całym procesie.

Grupa Energa prowadzi Centrum Badawczo-Rozwojowe im. Faradaya, które zaangażowane jest w projekt badawczy dwukierunkowej instalacji do produkcji wodoru z wykorzystaniem ogniwa elektrotechnicznego, które oprócz produkcji wodoru umożliwia generację energii elektrycznej. Grupa ZE PAK prowadzi projekt w zakresie produkcji wodoru (ok. 21 ton wodoru dziennie) na potrzeby ogniwa paliwowych – pierwszy elektrolizer zostanie oddany do eksploatacji w 3 kwartale 2022 roku a łącznie moc elektrolizerów ma wynieść 50 MW. Dodatkowo ZE PAK opracowuje własny elektrolizer (o mocy powyżej 0,5 MW), którego początek eksploatacji zakładany jest na pierwszy kwartał 2023 roku ZE PAK także wykorzystuje nowoczesne mobilne magazyny wodoru z wykorzystaniem butli IV generacji (o pojemności nawet 1 250 kg).

81 Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady zmieniające rozporządzenie (UE) 2019/631 w odniesieniu do wzmocnienia norm emisji CO₂ dla nowych samochodów osobowych i dla nowych lekkich pojazdów użytkowych zgodnie z ambitniejszymi celami klimatycznymi Unii

5.5.2. Bariery i zagrożenia wynikające z rozwoju magazynów energii, elektromobilności i projektów wodorowych

Magazyny energii

Ze względu na wysokie koszty energii wynikające z wykorzystania magazynów energii elektrycznej w porównaniu do kosztów generacji energii w jednostkach konwencjonalnych, magazyny energii nie odgrywają dotychczas znaczącej roli w polskim sektorze elektroenergetycznym. Opłacalność ekonomiczna magazynów energii uwarunkowana jest występowaniem różnicy kosztów energii w momencie ładowania i rozładowania magazynu, która może występować ze względu na różnice w zapotrzebowaniu na energię w cyklu dobowym – obniżone zapotrzebowanie na energię w dolinie nocnej i wysokie zapotrzebowanie w szczycie porannym i wieczornym lub nierównowagę podaży i popytu na energię wynikającą z zależności produkcji energii od warunków pogodowych i niedokładności ich prognozowania.

Dodatkowym ograniczeniem wykorzystania magazynów energii jest generacja strat energii i tym samym pogorszenie sprawności przetwarzania energii w całym cyklu przemian energetycznych niezależnie od typu magazynu. Dodanie procesów magazynowania przyczynia się zatem do wzrostu zapotrzebowania na energię pierwotną przy stałym zapotrzebowaniu na energię końcową. Najwyższą sprawność magazynowania energii elektrycznej w rozwiązaniach wykorzystywanych w energetyce na szerszą skalę na świecie posiadają magazyny chemiczne i elektrochemiczne, gdzie sprawność sięga powyżej 90%. Przykładem takich magazynów są baterie litowo-jonowe, wykorzystywane między

innymi w samochodach elektrycznych, przydomowych instalacjach lub w rozwiązaniach pakietowych wspierających bilansowanie energii z OZE. Jednak ze względu na duże zapotrzebowanie do produkcji samochodów elektrycznych i ograniczenia dostępności surowców do produkcji tego typu magazynów, cechują się relatywnie wysokimi nakładami inwestycyjnymi w porównaniu do pojemności magazynów, które wpływają na wysokie koszty funkcjonowania. W przypadku magazynów wykorzystujących sprężone gazy (np. powietrze), czy rozwiązania power-to-gas (w tym również z wykorzystaniem wodoru), osiągnięte sprawności są znacząco niższe do 70%. Istotne jest zatem, by optymalizować sprawność procesów magazynowania energii, np. w przypadku zastosowania elektrolizy do wytwarzania wodoru lub magazynowania w postaci sprężonego gazu ogólną sprawność procesu można zwiększyć poprzez odebranie i wykorzystanie ciepła odpadowego. Zastosowanie odzysku energii nakłada dodatkowe ograniczenia lokalizacyjne różnych form magazynowania energii i uzależnia jego zastosowanie od możliwości odebrania ciepła.

Elektromobilność

W 2020 roku jedynie niecałe 2% nowo rejestrowanych samochodów to samochody elektryczne lub hybrydowe w wariantach plug-in i tego typu samochody stanowiły poniżej 1% wszystkich samochodów pasażerskich w Polsce. Znaczący wzrost liczby samochodów elektrycznych wpłynie na wzrost zapotrzebowania na energię

elektryczną w systemie. Szacuje się, że do 2050 roku około 1/3 zużycia energii elektrycznej będzie przeznaczona na cele transportu, elektryfikacji ciepłownictwa i produkcji gazów zdekarbonizowanych. Tak znaczący wzrost będzie wymagał zwiększenia mocy wytwórczych i elastycznej pracy systemu.

Do tej pory jedną z głównych barier rozwoju rynku elektromobilności w Polsce są wysokie nakłady inwestycyjne w porównaniu do pojazdów spalinowych i ograniczona dostępność infrastruktury zarówno ładowania jak i parkingowej, wynikające z ograniczeń np. w wykorzystaniu garaży podziemnych. Ze względu na dotychczasowe tempo rozwoju elektromobilności w Polsce, odejście od wykorzystania samochodów spalinowych może stanowić istotne wyzwanie. Dodatkowo konieczny będzie rozwój i znaczący wzrost liczby stacji ładowania. Dostępność infrastruktury jeszcze szczególnie istotna przy wykorzystaniu samochodów elektrycznych ze względu na mniejszy zasięg względem samochodów spalinowych.

Infrastruktura stacji ładowania jest jak dotąd słabo rozwinięta. Cele, opisane w ustawie z 2018 roku o elektromobilności i paliwach alternatywnych, dotyczące budowy ogólnodostępnych stacji ładowania, w większości gmin nie zostały spełnione. Na koniec lipca 2022 roku w całej Polsce było jedynie 4431 punktów⁸².

Projekty wodorowe

Koszty wytworzenia wodoru stanowią główną barierę wykorzystania wodoru ze źródeł zeroemisyjnych

w Polsce. Obecnie, produkcja wodoru w Polsce opiera się głównie o technologię reformingu parowego węglowodorów, a całkowita produkcja wynosi ok. 1,3 mln ton rocznie. Aby wodór mógł być uznany za odnawialny lub niskoemisyjny musi być wyprodukowany w procesach elektrolizy wody w instalacji zasilanej energią elektryczną pochodzącą z niskoemisyjnych źródeł energii, w procesie reformingu biogazu lub biometanu albo biochemicznego przekształcania biomasy pod warunkiem spełniania wymogów zrównoważonego rozwoju lub w instalacjach zasilanych przez paliwa kopalne wykorzystujących technologie CCS/CCU⁸³.

Instalacje wodoru wykorzystujące energię z OZE w procesie elektrolizy istnieją w Polsce jedynie w ramach projektów badawczo-rozwojowych. Zgodnie z Polską Strategią Wodorową do roku 2030 z perspektywą do 2040 roku, aby wodór wytwarzany z wykorzystaniem elektrolizy mógł być konkurencyjny, konieczne jest obniżenie kosztów energii elektrycznej wykorzystywanej w tym procesie do 10-20 EUR/MWh. Tak znaczące obniżenie kosztów może być osiągnięte przy dużym udziale energii jądrowej i OZE w wytwarzaniu energii elektrycznej.

Główną barierą w gospodarce wodorowej jest dostarczenie dużych ilości bezemisyjnej energii, w celu produkcji wodoru, w którym CO₂ nie powstaje jako produkt uboczny.



82 Zgodnie z danymi Polskiego Stowarzyszenia Paliw Alternatywnych.

83 Zgodnie ze Strategią w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu, lipiec 2020.

Szanse, bariery i zagrożenia w drodze do neutralności klimatycznej - podsumowanie:



Wdrożenie nowych technologii wytwarzania, takich jak morskie farmy wiatrowe i energetyka jądrowa, przyczyni się do zmiany miksu energetycznego, dalszej dekarbonizacji wytwarzania energii elektrycznej oraz powstania nowych sektorów gospodarki i nowych miejsc pracy.



Transformacja energetyczna w Polsce będzie wymagała istotnych zmian w całym łańcuchu wartości od wytwarzania energii elektrycznej do jej przesyłu i dystrybucji oraz końcowego odbiorcy.



Dalszy rozwój technologii OZE będzie stanowił fundament w zakresie ograniczania emisyjności wytwarzania energii elektrycznej w polskim sektorze energetycznym.



Elektryfikacja ciepłownictwa i rozwój jednostek kogeneracyjnych przyczyni się do zmniejszenia emisyjności produkcji ciepła.



Rozwój gospodarki wodorowej w Polsce umożliwi bilansowanie produkcji z OZE poprzez technologie power-to-gas oraz dekarbonizację sektorów, w których redukcja emisyjności poprzez wykorzystanie innych narzędzi będzie trudna do zrealizowania.



Opanowanie efektywnego magazynowania energii umożliwi pełne wykorzystanie potencjału elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych.



W celu umożliwienia zwiększenia udziału OZE w wytwarzaniu energii elektrycznej, co przyczyni się także do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego poprzez zmniejszenie uzależnienia od importu paliw kopalnych, konieczna będzie modernizacja i rozwój sieci przesyłowych i dystrybucyjnych.



Wykorzystanie magazynów energii oraz mechanizmów DSR, przy jednoczesnym zwiększeniu zdolności przesyłowych transgranicznych, przyczyni się do bardziej elastycznego pokrywania szczytowego zapotrzebowania na energię, co w efekcie może istotnie ograniczyć inwestycje w nowe, szczytowe źródła wytwórcze.

06

Sprawiedliwa transformacja jako jedyny wariant skutecznej modernizacji sektora w dłuższym horyzoncie czasowym

Polska elektroenergetyka przechodziła już bardzo głęboką transformację w latach dziewięćdziesiątych. Likwidacja monopolu i częściowe urynkwienie energetyki oraz istotne modernizacje technologiczne odbywały się w bardzo niestabilnych warunkach wychodzenia z zapaści po zmianach geopolitycznych lat 1989/1990. W tamtym okresie powstawało wiele napięć społecznych, w elektroenergetyce dzięki ewolucyjnemu podejściu do zmian, udawało się je relatywnie szybko łagodzić. Ponadto dzięki stopniowemu podnoszeniu cen do poziomu pokrywającego pełne koszty, elektroenergetyka pomagała całej gospodarce wychodzić z kryzysu. Znacznie trudniejsza była sytuacja w górnictwie, zwłaszcza węgla kamiennego, ale trzeba pamiętać, że do 2005 roku zlikwidowano całkowicie 38 kopalń. Nierównomierne tempo transformacji górnictwa i zbyt małe osłony socjalne powodowały ostre napięcia społeczne, które w efekcie spowalniały tempo transformacji. Obecnie konieczna jest kolejna głęboka transformacja związana z ochroną klimatu. Tym razem elektroenergetyka musi niemal całkowicie zmienić technologię wytwarzania energii, a górnictwo węgla energetycznego musi zakończyć wydobycie najpóźniej w latach czterdziestych. Na pewno nie zabraknie powodów do powstawania napięć, szczególnie w rejonach, gdzie będą likwidowane elektrownie i kopalnie. Istotnym problemem są rosnące ceny energii elektrycznej, zwiększające zakres ubóstwa energetycznego. Płynne przeprowadzenie transformacji klimatycznej wymaga całościowego podejścia do przeprowadzanych zmian. Konieczność uwzględniania problemów społecznych została zapisana w dokumentach globalnych i unijnych, nie mniej reakcja na spekulacyjne działania na rynkach EUA, gazu, węgla i energii elektrycznej, wskazują, że ciągle problemy społeczne nie są w pełni doceniane.

Polska powinna wykorzystywać własne doświadczenia z lat dziewięćdziesiątych i możliwości tworzone na poziomie unijnym. W 2017 roku w UE uruchomiono platformę ds. transformacji regionów górniczych (Coal Regions in Transition). Został też utworzony Mechanizm Sprawiedliwej Transformacji (Just Transition Mechanism) w celu wsparcia regionów najbardziej dotkniętych lub o wysokim ryzyku dotknięcia negatywnymi społeczno-gospodarczymi skutkami transformacji takich jak Górną Śląsk, czy obszary w rejonie Kompleksów Wydobywczo-Energetycznych Bełchatów i Turów. Ponadto, coraz częściej zaznaczana jest istota zredukowania i ograniczenia ubóstwa energetycznego jako zjawiska, które negatywnie wpływa na transformację sektora. Rozpoznanie i adresowanie zagadnienia mają miejsce zarówno na poziomie unijnym jak i krajowym. W ramach propozycji pakietu „Fit for 55” uwypuklona została konieczność ograniczenia zjawiska ubóstwa energetycznego. Na poziomie legislacji krajowej wraz z nowelizacją ustawy - Prawo Energetyczne w 2021 roku wprowadzono definicję ubóstwa energetycznego.

Jednocześnie, kwestie ochrony środowiska i klimatu zaadresowane w agendzie ONZ wpływają na rosnącą świadomość konsumentów. Zainteresowanie zagadnieniami dotyczącymi zrównoważonego rozwoju, emisyjności energii elektrycznej, jak i śladu węglowego kupowanych dóbr przyczynia się do wzrostu presji społecznej na ograniczanie wykorzystania emisyjnych paliw oraz zwiększanie produkcji energii z odnawialnych źródeł. To z kolei bezpośrednio wpływa na sektor wytwarzania energii elektrycznej, jak i sektor wydobywczy, w tym na ich funkcjonowanie oraz postrzeganie spółek energetycznych przez różnych interesariuszy.

6.1 Ubóstwo energetyczne w Polsce

Rosnące ceny energii elektrycznej oraz ciepła generują ryzyko zwiększenia się odsetka osób dotkniętych ubóstwem energetycznym.

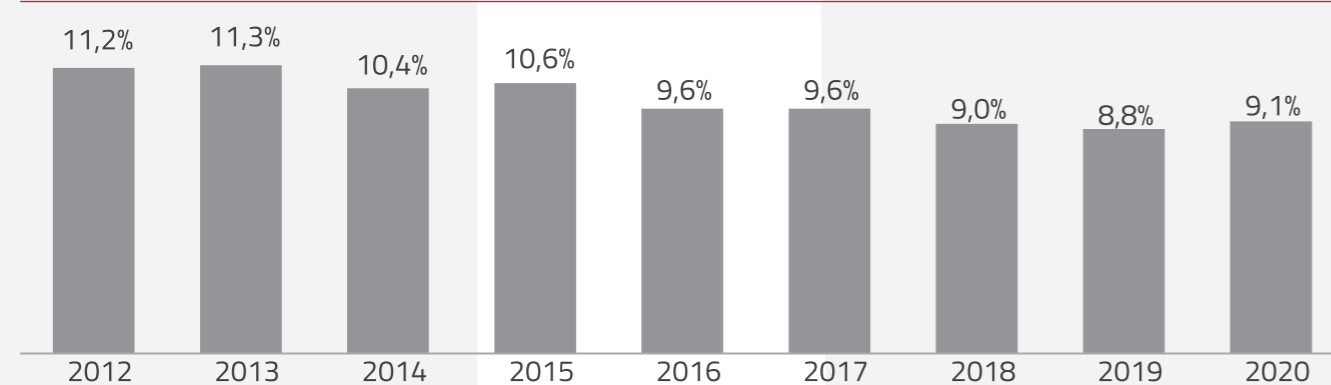
Zjawisko ubóstwa energetycznego związane jest z brakiem możliwości pokrycia podstawowych potrzeb energetycznych. Definicja ubóstwa energetycznego w polskim prawie została wprowadzona w ustawie – Prawo energetyczne w 2021 roku i łączy w sobie 3 aspekty – wysokość dochodów, wydatki

na cele energetyczne i standard efektywności lokalu/budynku. Historycznie, zjawisko ubóstwa energetycznego było zaadresowane m.in. przez wsparcie dla odbiorców wrażliwych energii elektrycznej i paliw gazowych. Tacy odbiorcy od 2013 roku mogli ubiegać się o wsparcie w postaci dodatku energetycznego udzielanego przez gminy.

Określenie skali problemu jest trudne, z uwagi na brak precyzyjnych wskaźników w polskim

ustawodawstwie (dedykowane wskaźniki będą przygotowywane na potrzeby dedykowanych systemów wsparcia). Do opisu tego zjawiska wykorzystuje się między innymi wskaźnik LIHC (ang. *Low Income, High Cost* – Wysokie Koszty, Niskie Dochody), który łączy zależność przychodów z wydatkami na energię. Niemniej, poziom ubóstwa energetycznego w Polsce od wielu lat mierzony jest przez fundację naukową – Instytut Badań Strukturalnych.

Rys. 6.1 | Udział gospodarstw ubogich energetycznie w Polsce w latach 2012–2020



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych IBS

W ostatnich latach udział gospodarstw ubogich energetycznie w Polsce oscylował w granicach 10%, przy czym między rokiem 2012 a 2020 zauważalny był trend spadkowy. Jednak ze względu na znaczne wzrosty cen paliw i energii od 2021 roku, które są dodatkowo spotęgowane przez wojnę Rosji z Ukrainą, spodziewany jest wzrost liczby gospodarstw dotkniętych ubóstwem energetycznym.

Ograniczenie zjawiska ubóstwa energetycznego możliwe jest poprzez instrumenty wspierające efektywność energetyczną i programy socjalne. W odpowiedzi na rosnące ceny energii wiele krajów w Europie zdecydowało się na wprowadzenie wsparcia osłonowego dla konsumentów energii. W Polsce, takie wsparcie można

otrzymać na mocy ustawy z 17 grudnia 2021 roku o dodatku osłonowym. Wsparcie wynosi do 1500 zł na osobę i jest zależne od dochodu, liczby osób w gospodarstwie domowym i źródła ogrzewania.

Dodatkowo w 2022 roku, w ramach tarczy antyinflacyjnej, stawki akcyzy od sprzedaży energii elektrycznej i niektórych paliw silnikowych zostały obniżone do wymaganego przez UE minimum, zniesiony został podatek od sprzedaży detalicznej paliw silnikowych oraz obniżono podatek VAT za paliwa, gaz zimny, ciepło oraz energię elektryczną. Rozwiązania tarczy antyinflacyjnej w Polsce obowiązują do końca października 2022 roku, a w zależności od sytuacji gospodarczej i politycznej, możliwe

jest przedłużenie obowiązywania przepisów do końca roku.

Oprócz doraźnej pomocy ważna jest również realizacja polityki wspierającej ograniczenie zjawiska ubóstwa energetycznego w dłuższym horyzoncie czasowym, co zostało podkreślone w ramach propozycji pakietu „Fit for 55”. Poprawa efektywności energetycznej to również wspieranie odbiorców dotkniętych ubóstwem energetycznym, poprzez np. działania mające na celu osiągnięcie założeń z propozycji „Fit for 55”, takich jak redukcja zużycia energii wśród tej grupy odbiorców. Wsparcie konsumentów wrażliwych powinno również obejmować doradztwo prowadzone na poziomie krajowym, regionalnym oraz lokalnym.

Ponadto, w Polsce funkcjonują programy wspierające poprawę efektywności energetycznej, które często zawierają dodatkowe kryterium

dochodowe przy definiowaniu wysokości wsparcia. W programie Czyste Powietrze dla gospodarstw spełniających kryterium dochodowe

dotacja może obejmować nawet 90% całkowitych kosztów modernizacji systemu ogrzewania.

6.2 Akceptacja społeczna transformacji energetycznej w Polsce

Aspekt społeczny ma ogromne znaczenie w transformacji energetycznej. By móc osiągnąć ambitne cele klimatyczne konieczny jest aktywny udział obywateli. W Polsce świadomość konieczności przemian sektora energetycznego jest

duża. Prawie 80% Polaków postrzega zmiany klimatu jako jedno z zagrożeń dla współczesnej cywilizacji i prawie 75% uważa, że powinno się stopniowo odchodzić od energetyki opartej na węglu i rozwijać inne sposoby produkcji energii⁸⁴. Wciążto jednak

aspekt kosztowy (51%) jest najczęściej wskazywany jako istotny przy transformacji, a korzyści dla środowiska i klimatu są na drugim miejscu (43%).

6.2.1. Wpływ ESG na postrzeganie wyzwań klimatycznych

W ostatnich latach, w obszarze przedsiębiorstw i organizacji zyskują na znaczeniu aspekty ESG (Środowiskowe, Społeczne i Ładu korporacyjnego). Ze względu na konieczność raportowania ESG wynikającą z wdrażania dyrektyw KE dot. raportowania niefinansowego⁸⁵ inwestorzy będą mogli wywierać nacisk na firmy, zwiększając w ten sposób swoje wymagania w obszarze środowiskowym i przyczyniając się tym samym do wzrostu inwestycji

w OZE i inne kierunki transformacji energetycznej, jednocześnie ograniczając możliwości finansowania przedsięwzięć związanych z wykorzystaniem paliw kopalnych. Presja zmian jest dodatkowo wzmacniana przez konsumentów, którzy coraz częściej zwracają uwagę na aspekty środowiskowe, w tym np. ślad węglowy produktów i usług. Realizacja wewnętrznych założeń strategii ESG, może zatem

pozytywnie wpłynąć na wizerunek przedsiębiorstwa.

Firmy energetyczne, Członkowie Wspierający PKEE, doceniają wpływ ESG na ich dalszy rozwój. Problematyka ESG jest wprowadzana do strategii i planów operacyjnych poszczególnych firm.



84 Na podstawie badania CBOS, Transformacja energetyczna – oczekiwania i postulaty, czerwiec 2021.

85 W dniu 30 czerwca 2022 r. opublikowany został roboczy tekst dyrektywy CSRD w postaci uzgodnionej przez Radę i Parlament UE – podstawowym celem projektowanych regulacji jest zapewnienie przejrzystego i publicznego dostępu do informacji z zakresu ESG dla inwestorów, instytucji finansowych oraz innych interesariuszy.

Rys. 6.2 | Działania PGE, ENERGA, ENEA i TAURON w zakresie ESG

	PGE	ENERGA	ENEA	TAURON
Czy elementy ESG są uwzględnione w strategii?	✓	✓	✓	✓
Czy elementy ESG są uwzględnione w planach operacyjnych?	✓	✓	✓	✓
E Przykład celu w zakresie Środowiska (<i>Environment</i>)	Osiągnięcie neutralności klimatycznej najpóźniej do 2050 roku	Polityka bioróżnorodności – usystematyzowanie podejścia	Działania na rzecz efektywności energetycznej	Dążenie do minimalizacji zużycia węgla kamiennego i osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 r.
S Przykład celu w zakresie Społeczeństwo (<i>Social</i>)	Sprawiedliwa transformacja	Budowanie świadomości społecznej, obywatelskiej, konsumenckiej i ekologicznej	Rozwój współpracy ze społecznościami lokalnymi (ruchy miejskie i samorządy)	Wspieranie działań na rzecz dobra publicznego oraz efektywny i transparenty dialog
G Przykład celu w zakresie Ład Korporacyjny (<i>Governance</i>)	Bezpieczeństwo teleinformatyczne	Opracowanie polityki klimatycznej, Identyfikacja ryzyka fizycznego i regulacyjnego dot. zmian klimatu	Nowoczesny, transparentny i etyczny Ład Organizacyjny na wszystkich szczeblach w całej GK ENEA	Zarządzanie Grupą TAURON przy zachowaniu ładu korporacyjnego, cele zarządcze powiązane z ESG
Przykład projektu w zakresie ESG	Centrum Rozwoju Kompetencji, które tworzy możliwości przekwalifikowania pracownikom związanych z węglem brunatnym, głównie na specjalności związane z OZE	Realizacja celów ESG została włączona do Karty Celów menedżerskich	Ogólnopolska kampania edukacyjna #BałtykDlaPokoleń, której celem jest zwrócenie uwagi na zagrożenia dla ekosystemu Morza Bałtyckiego ze strony zanieczyszczenia i broni chemicznej z okresu II Wojny Światowej	Inwestycje w OZE w ramach realizacji Zielonego Zwrotu TAURONA, w tym na terenach przemysłowych

Źródło: Opracowanie własne na podstawie raportów CSR członków wspierających PKEE

6.2.2. Akceptacja społeczna w zakresie sektora wydobywczego

Działania w celu redukcji oddziaływania sektora wydobywczego na środowisko i zdrowie ludzkie są

rozpatrywane na wielu płaszczyznach na tle globalnym i UE. Problematyka ta została szerzej poruszona m.in.

w Porozumieniu paryskim, inicjatywie „Just Transition” oraz w uruchomionej na poziomie UE platformie wsparcia

w transformacji regionów węglowych (Coal Regions in Transition). Na poziomie UE, działania te zostały rozwinięte w ramach Platformy Sprawiedliwej Transformacji (Just Transition Platform).

Inicjatywa „Just Transition”

Inicjatywa „Just Transition” została ukierunkowana na transformację w sektorze wydobywczym. Nadrzędnym jej celem jest globalna pomoc regionom, których gospodarki są oparte na górnictwie w procesie transformacji w gospodarki zrównoważone, stworzenie dogodnych

miejsc pracy dla osób wychodzących z sektora górnictwa oraz przeciwdziałanie zmianom klimatu. Opracowane, na podstawie doświadczeń innych krajów, wytyczne mają ukierunkować działania państw poprzez odpowiednie formułowanie, wdrażanie oraz nadzorowanie prowadzonych działań w drodze przejścia do gospodarki zrównoważonej. Pomimo że, etapy rozwoju i potrzeby poszczególnych krajów są różne, inicjatywa określa działania, które powinny być podjęte we wszystkich państwach:

- inwestycje w sektorach o niskiej emisyjności i oferujących wysokie

zatrudnienie,

- stworzenie odpowiedniej polityki społecznej i zdrowotnej,
- dialog społeczny i polityka trójstronna,
- edukacja i rozwój w obszarze nowych technologii do wspierania zmian w przemyśle.

Ich implementacja pomoże poszczególnym państwom przejść z gospodarki o wysokiej emisyjności do gospodarki zrównoważonej.

Działania na poziomie UE

W celu ułatwienia rozwiązywania problemów społecznych związanych ze spadkiem wydobycia węgla



uruchomiono w 2017 roku specjalną platformę – „Coal Regions in Transition”, rozwiniętą w 2020 w ramach Platformy Sprawiedliwej Transformacji oraz, funkcjonujący w latach 2021-2027, Mechanizm Sprawiedliwej Transformacji ułatwiający dostęp do finansowania działań osłonowych.

Platforma „Coal Regions in Transition” i Platforma Sprawiedliwej Transformacji

Platforma „Coal Regions in Transition” ma na celu wsparcie regionów uzależnionych od wydobycia węgla w identyfikowaniu, opracowaniu oraz wdrażaniu projektów, które mogą przyczynić się do trwałego pobudzenia transformacji gospodarczej i technologicznej. Platforma stwarza możliwość dialogu na poziomie krajowym, regionalnym i lokalnym z przedstawicielami UE w drodze wyznaczenia możliwych ram politycznych oraz kierunku transformacji, poprzez opracowanie długoterminowej strategii przyspieszającej przejście na czyste źródła energii.

Działania z platformy „Coal Regions in Transition” zostały poszerzone w 2020 roku w ramach Platformy Sprawiedliwej Transformacji, która ma wspierać sprawiedliwą transformację poprzez dedykowane doradztwo dla regionów uzależnionych od paliw kopalnych i wysokoemisyjnego przemysłu.

Mechanizm Sprawiedliwej Transformacji i Terytorialne Plany Sprawiedliwej Transformacji

Mechanizm Sprawiedliwej transformacji wspiera regiony, przemysł i pracowników najbardziej dotkniętych transformacją, poprzez dostęp do dedykowanego finansowania, w tym:

- Fundusz na rzecz Sprawiedliwej Transformacji, który wspiera głównie w formie grantów działania zaplanowane w ramach Terytorialnych Planów Sprawiedliwej Transformacji,
- Program InvestEU
- Instrument pożyczkowy na rzecz sektora publicznego wspierający projekty dotyczące infrastruktury publicznej, które nie mogą uzyskać finansowania komercyjnego.

Instrumenty te są szczegółowo opisane w rozdziale 7.2.

Warunkiem otrzymania wsparcia w ramach Funduszu Sprawiedliwej Transformacji jest przygotowanie, we współpracy z KE, Terytorialnego Planu Sprawiedliwej Transformacji, który powinien wskazywać harmonogram działań odejścia od paliw kopalnych do 2030 i 2050 roku oraz wynikających z tego wyzwań w obszarze społecznym, ekonomicznym i środowiskowym. Plany powinny również wskazywać działania, które mogłyby być sfinansowane z Funduszu Sprawiedliwej

Transformacji i pozostałych dwóch filarów Mechanizmu Sprawiedliwej Transformacji.

Dla obszarów wskazanych na rys. 6.5 zostały przygotowane terytorialne plany sprawiedliwej transformacji. Przygotowanie terytorialnych planów sprawiedliwej transformacji było wspierane przez członków PKEE. TAURON brał aktywny udział w pracach nad przygotowaniem Terytorialnego Planu Sprawiedliwej Transformacji Małopolski Zachodniej, poprzez uczestnictwo w pracach zespołu roboczego przygotowującego ten dokument a PGE aktywnie wspierała proces, który doprowadził do uznania w 2022 roku przez Komisję Europejską województwa łódzkiego za region objęty Funduszem na rzecz Sprawiedliwej Transformacji.

Dodatkowo na szczeblu krajowym kierunki działań w obszarze transformacji wskazuje Krajowy Plan Odbudowy i Zwiększania Odporności (KPO), w ramach którego 42,7% z potencjalnych środków w wysokości 35,4 mld EUR całościowego budżetu miałyby zostać przeznaczone na cele klimatyczne w tym w zakresie sprawiedliwej transformacji⁸⁶. Planowany jest również Krajowy Plan Sprawiedliwej Transformacji, który ma wskazywać działania realizacji KPEiK i kierunki wykorzystania środków z Mechanizmu Sprawiedliwej Transformacji.

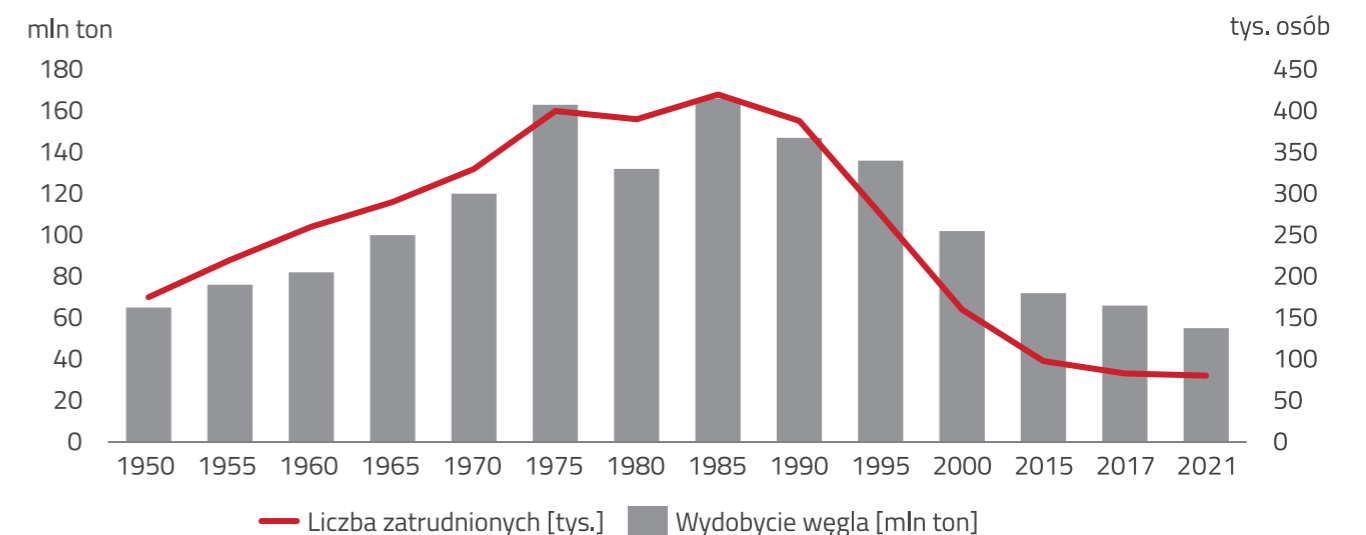
6.2.3. Wpływ przemian sektora energetycznego na rynek pracy w latach 2021 - 2050

Pomimo ogromnych zmian w sektorze i redukcji zatrudnienia o ok. 80% w stosunku do 1989 roku, Polska wciąż musi przebyć długą drogę do transformacji sektora wydobywczego. Według szacunków

Joint Research Centre, w górnictwie i bezpośrednio powiązanych branżach na poziomie UE zatrudnionych jest ponad 200 tys. osób, w tym ponad połowa w Polsce⁸⁷.

Zgodnie ze wskazaniem Instytutu Badań Strukturalnych - IBS, do 2030 roku w polskim górnictwie może wystąpić nadwyżka zatrudnienia rzędu od 14 do 36 tys. osób.

Rys. 6.3 | Zatrudnienie (w tys. osób) i produkcja (w mln ton) w sektorze wydobycia węgla kamiennego w Polsce

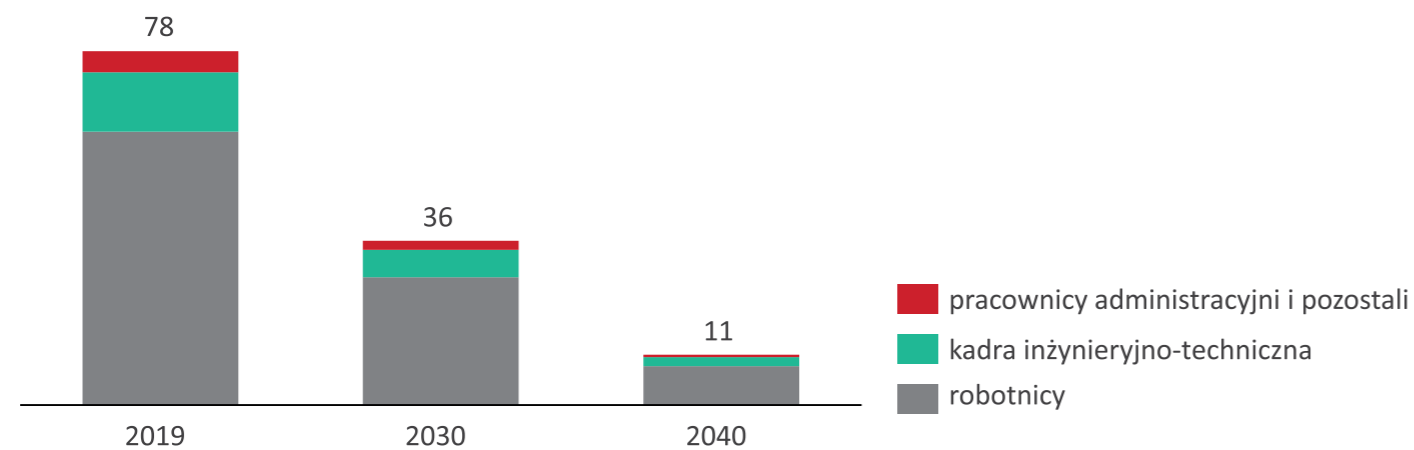


Źródło: Opracowanie własne na podstawie Eurostat, ARP i danych historycznych



86 Jednym z zadań wskazanych w KPO jest utworzenie branżowych centrów umiejętności w celu podnoszenia kwalifikacji i przekwalifikowania osób dorosłych w tym osób potrzebujących przekwalifikowania się do nowego zawodu.

87 Mandras, G., and Salotti, S. (2021). Indirect jobs in activities related to coal, peat and oil shale: A RHOMOLO-IO analysis on the EU regions. JRC Working Papers on Territorial Modelling and Analysis No. 11/2021, European Commission, Seville, JRC127463.

Rys. 6.4 | Prognozowane zatrudnienie w sektorze wydobywania węgla kamiennego w Polsce do 2040 roku [w tys. osób]

Źródło: Opracowanie własne na podstawie IBS i ARP

Najbardziej narażonym na zmiany jest obszar Śląska, w którym zatrudnienie w górnictwie węgla kamiennego znajduje się na poziomie ok. 90% zatrudnionych w tym sektorze w całej Polsce. Transformacja tego regionu i dostosowanie do założeń polityki klimatycznej będzie prowadzić do ograniczenia zużycia i wydobywania węgla. W tym kontekście konieczne jest wdrożenie odpowiednich programów osłonowych, w których istotną rolę powinny odgrywać samorządy. Rolą samorządów powinien być wspólny dialog z mieszkańcami, pracownikami i zarządami kopalń mający na celu określenie potencjału działań restrukturyzacyjnych i koniecznych działań osłonowych w regionie. Dopiero mając jasno określoną wizję transformacji regionu, możliwe będzie podjęcie odpowiednich działań inwestycyjnych.

W odpowiedzi na wyzwania związane z przemianami w sektorze wydobywczym, konieczne są programy, które skutecznie przyczynią się do redukcji zatrudnienia bez większych napięć społecznych⁸⁸. Obecne programy restrukturyzacyjne uwzględniają przystosowanie wychodzących z sektora pracowników

do wejścia do innych gałęzi gospodarki. Oprócz programów wspierających przekwalifikowania pracowników w górnictwie istotne jest również umożliwienie podniesienia kompetencji pracowników, by mimo redukcji zatrudnienia utrzymać bezpieczeństwo pracy kopalń i wspierać ich rozwój techniczny.

Przykładem może być Centrum Rozwoju Kompetencji (CRK), które powstało w 2021 roku w wyniku wspólnych działań samorządu województwa łódzkiego i PGE. CRK to miejsce do kształcenia i rozwoju kwalifikacji pracowników branży energetycznej, przebranżowienia pracowników sektora energetyki konwencjonalnej oraz edukacji mieszkańców regionu łódzkiego. Dodatkowo, PGE utworzyło centrum technologiczne dla rynku OZE na bazie dzisiejszych spółek wsparcia energetyki konwencjonalnej (które będą się transformować w kierunku realizacji projektów odnawialnych: produkcji, remontu oraz recyklingu i odzyskiwania surowców z wycofywanych z eksploatacji jednostek PV i LFW). GK TAURON także aktywnie prowadzi działania na rzecz sprawiedliwej transformacji. Podjęto szereg działań

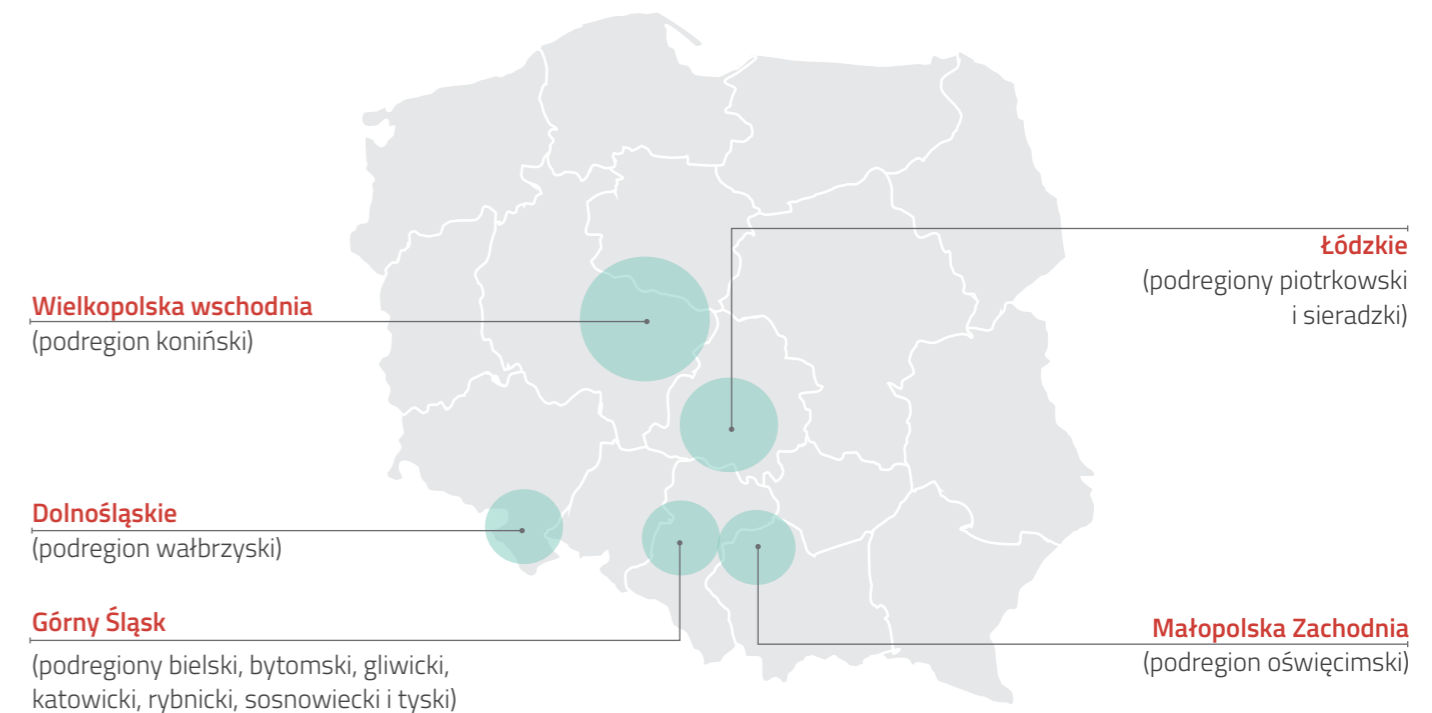
mających na celu przygotowanie obecnie zatrudnionych pracowników m.in. do przekwalifikowania, założenia własnej działalności czy relokacji pracowników do innych oddziałów spółek w GK TAURON. Dodatkowo, TAURON aktywnie działał w ramach projektu START mającym na celu wsparcie techniczne KE dla projektów złożonych w ramach Funduszu Sprawiedliwej Transformacji dla Województwa Małopolskiego.

Bez wdrożenia inicjatyw oraz systemów wsparcia i działań osłonowych, redukcja liczby kopalń i zapotrzebowania na pracowników w sektorze wydobywczym istotnie wpływa na wzrost ubóstwa rodzin górniczych, długofalowy wzrost bezrobocia oraz wyludnianie regionów. Z uwagi na fakt, że napięcia społeczne spowalniają tempo zmian, w ramach planowania szeroko idącej transformacji, konieczne jest stworzenie programów dla Górnego Śląska oraz regionów związanych z wydobywaniem węgla brunatnego (Łódzkie, Dolnośląskie, Wielkopolskie). W przypadku węgla brunatnego kończą się obecnie eksploatowane złoża, a redukcja zatrudnienia, choć jest rozłożona w czasie w wielu regionach

Polski spowoduje problemy. Istnieją miasta jak Bełchatów czy Bogatynia, które niemalże w 100% są zależne od elektrowni i kopalni, których praca, z uwagi na wyczerpujące się złoża, będzie ograniczana począwszy od lat 30-ych. Stąd też proces transformacji

w przypadku sektora węgla brunatnego ma inny charakter niż w przypadku transformacji sektora węgla kamiennego na Śląsku. Wciąż jednak proces ten powinien być wspierany przez realizację regionalnych planów sprawiedliwej transformacji.

Na poniższym schemacie zaprezentowano regiony objęte wsparciem z Funduszu Sprawiedliwej Transformacji.

Rys. 6.5 | Regiony planowane do objęcia wsparciem z Funduszu Sprawiedliwej Transformacji

Źródło: opracowanie własne na podstawie Umowy Partnerstwa dla realizacji Polityki Spójności 2021-2027 w Polsce, 30 czerwca 2022

6.3 Konieczność planowania transformacji energetycznej w długim horyzoncie czasowym

Osiągnięcie neutralności klimatycznej w perspektywie 2050 roku w Polsce będzie wymagało gruntownej i dynamicznej przebudowy systemu elektroenergetycznego. Inwestycje w sektorze energetyki są czasochłonne, dlatego istotne jest, aby dokonać transformacji w sposób możliwie efektywny gospodarczo, technicznie, społecznie przy jednoczesnym zachowaniu niezależności energetycznej Polski.

Węgiel kamienny

W 2018 roku został przyjęty Program dla sektora górnictwa kamiennego w Polsce, który obejmuje okres do roku 2030. Celem Programu jest poprawa sytuacji sektora górnictwa węgla kamiennego i efektywne wykorzystanie jego zasobów. Realizacja programu jest monitorowana w cyklach rocznych. W 2022 roku program został zaktualizowany, uwzględniając założenia PEP2040 i postanowienia Umowy Społecznej dotyczącej transformacji sektora górnictwa węgla kamiennego oraz wybranych procesów

transformacji województwa śląskiego, w których zostały określone planowane terminy włączeń z eksploatacji kopalń węgla kamiennego. Po zmianach Program realizuje dodatkowy cel sprawiedliwej transformacji, uwzględniając działania zmierzające do likwidacji sektora wydobywczego i mechanizmy wsparcia publicznego tego procesu. Zgodnie ze wskazaniem Programu wyłączenie z eksploatacji kopalń węgla kamiennego powinno się odbyć do 2049 roku. Dodatkowo w Terytorialnym Planie Sprawiedliwej Transformacji Województwa Śląskiego

88 Ustanawiane są inicjatywy jak Umowa Społeczna dotycząca transformacji sektora górnictwa węgla kamiennego oraz wybranych procesów transformacji województwa śląskiego podpisana w maju 2021 roku.

2030 wskazano również terminy planowanych restrukturyzacji lub włączeń elektrowni na węgiel kamienny w tym regionie.

Oprócz kopalń węgla na Śląsku i w Małopolsce, planowana jest do wyłączenia z eksploatacji w 2049 roku kopalnia Bogdanka, ulokowana w województwie lubelskim.

Węgiel brunatny

W 2018 roku został również przyjęty Program dla sektora górnictwa węgla brunatnego w Polsce. Celem tego programu jest zapewnienie konkurencyjności sektora węgla brunatnego i efektywne gospodarowanie złożami węgla. Program obejmuje lata 2018-2030 z działaniami również w horyzoncie roku 2050 oraz pokazuje kierunki rozwoju sektora górnictwa węgla brunatnego w Polsce i planowane wykorzystanie dotychczasowo eksploatowanych złóż węgla brunatnego. Do 2044 wszystkie eksploatowane odkrywki węgla brunatnego planowane są do zamknięcia:

- Kopalnia Węgla Brunatnego Konin - w 2030 roku,

- Kopalnia Węgla Brunatnego Bełchatów - w 2040 roku,
- Kopalnia Węgla Brunatnego Turów - w 2044 roku.

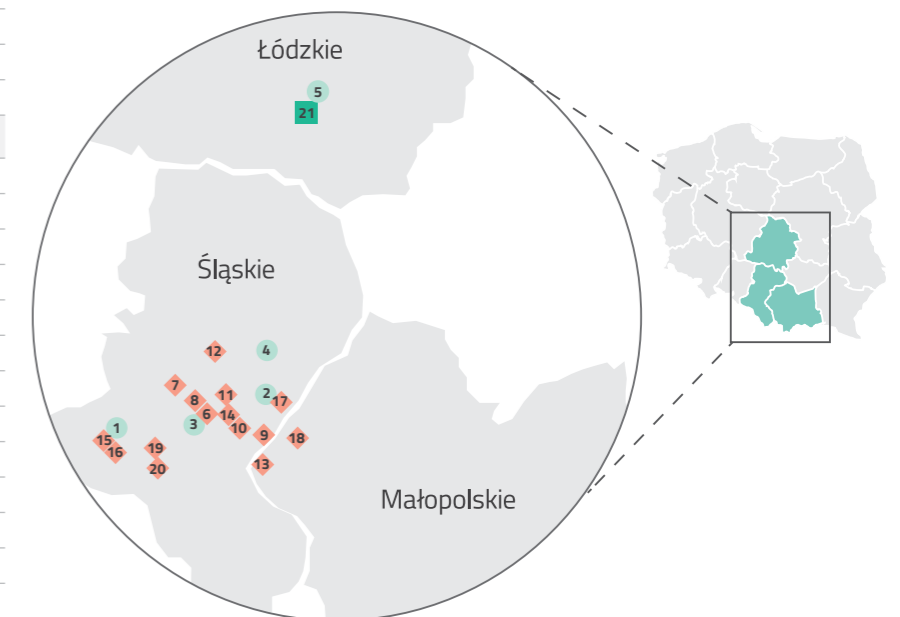
Kopalnia Węgla Brunatnego Adamów zakończyła działalność w 2021 roku. Choć początkowo oprócz planowanych wyłączeń Program wskazywał również potencjał inwestycji w nowe złoża, w PEP2040 zrezygnowano z wydobycia węgla z nowych odkrywek uznawanych za perspektywiczne, jak np. odkrywka Złoczew. Prawdopodobieństwo realizacji podobnych inwestycji jest niskie z uwagi na pogłębiane cele redukcyjne w zakresie GHG na poziomie UE.

W przypadku węgla brunatnego wydobycie powiązane jest ściśle z wytwarzaniem energii, a jego głównymi odbiorcami są elektrownie. Przy odkrywkach funkcjonują powiązane z nimi elektrownie i zespoły elektrowni Zespół Elektrowni Adamów, Konin i Pątnów (ZE PAK), Elektrownia Bełchatów i Elektrownia Turów. Ich funkcjonowanie w obecnej formie jest uzależnione od wydobycia i wyłączenie odkrywek z eksploatacji wymusza również wyłączenie elektrowni lub wybudowanie nowej

w oparciu o inne paliwo. ZE PAK może zakończyć produkcję energii z węgla już w 2025 roku. Elektrownia Adamów została zamknięta na początku stycznia 2018 roku. Wyłączenie bloków energetycznych elektrowni zostało podyktowane decyzją Komisji Europejskiej działającej na podstawie derogacji opisanej w dyrektywie z dnia 24.11.2010 roku⁸⁹ mówiącej o konieczności zakończenia na początku stycznia 2018 roku pracy aktywów wytwórczych Elektrowni Adamów. W Pątnowie zakładana jest praca wszystkich bloków węglowych do końca 2024 roku, czyli do czasu, gdy aktywom tym przysługiwać będzie wsparcie w postaci mechanizmu rynku mocy. W Elektrowni Konin dostępna jest generacja mocy równa ok. 100 MWe (2x50 MWe) z wykorzystaniem biomasy jako paliwa podstawowego i całkowitym wycofaniem z eksploatacji instalacji węglowych. Zakończenie produkcji energii z węgla przez ZE PAK przyczyni się również do wcześniejszego niż planowane zakończenia wydobycia i zmian w realizacji Programu dla sektora górnictwa węgla brunatnego w Polsce.

Rys. 6.6 | Planowane daty włączeń lub istotnej restrukturyzacji kopalń i elektrowni na Śląsku, w Małopolsce i w wojewódzkim łódzkim

Daty wyłączenia/restrukturyzacji	
Elektrownie	
1 - Rybnik	2030
2 - Jaworzno	2030
3 - Łaziska	2030
4 - Łagisza	2035
5 - Bełchatów	2036
Kopalnie węgla kamiennego	
6 - Bolesław Śmiały	2028
7 - Sośnica	2029
8 - Halemba i Bielszowice	2034
9 - Piast	2035
10 - Ziemowit	2037
11 - Murcki-Staszic i Wujek	2039
12 - Boberek-Piekary	2040
13 - Brzeszcze	2040
14 - Mysłowice-Wesoła	2041
15 - Rydułtowy	2043
16 - Marcel	2046
17 - Sobieski	2049
18 - Janina	2049
19 - Chwałowice	2049
20 - Jankowice	2049
Kopalnie węgla brunatnego	
21 - Bełchatów	2036



Źródło: Opracowanie własne na podstawie Terytorialnego Planu Sprawiedliwej Transformacji Województwa Śląskiego 2030, Terytorialnego Planu Sprawiedliwej Transformacji Województwa Łódzkiego 2030 i Umowy Społecznej dotyczącej transformacji sektora górnictwa węgla kamiennego oraz wybranych procesów transformacji województwa śląskiego

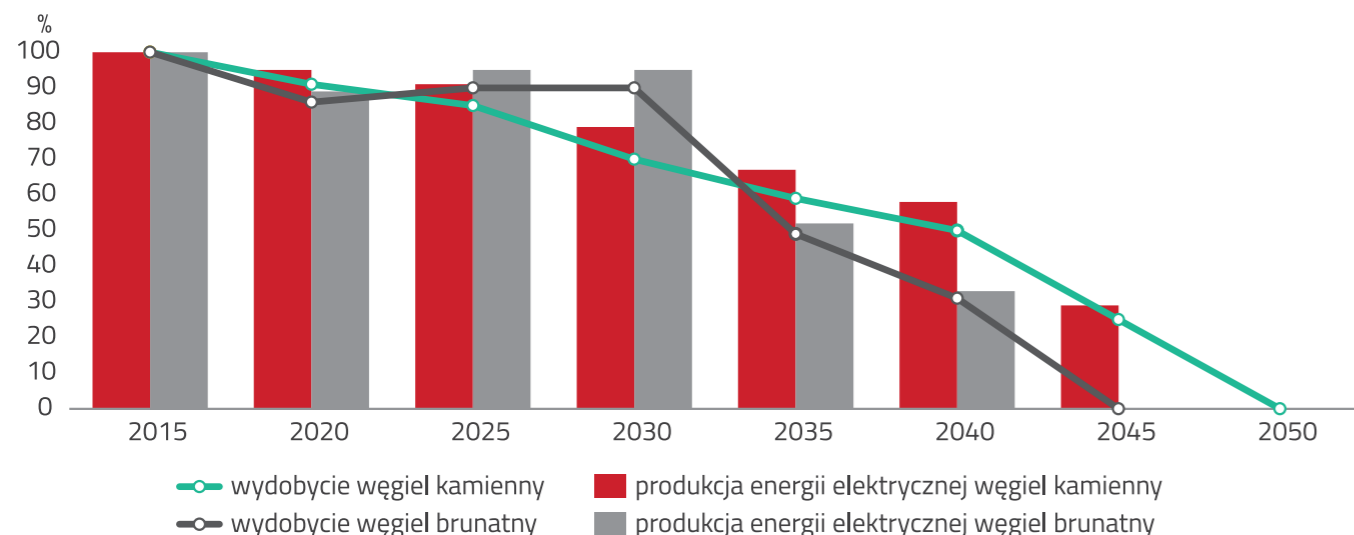
89 Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola) (wersja przekształcona).

Prognozy wydobycia węgla i produkcji energii elektrycznej wskazane w PEP2040 będą aktualizowane. Ze względu na obecną sytuację rynkową i rezygnację z wydobycia węgla brunatnego w odkrywkach Ościśłowo

i Złoczew, planowane wydobycie węgla brunatnego może być znacznie niższe, niż zakładano po 2020 roku. Powiązana z tym prognozowana produkcja energii elektrycznej w ZE PAK i w Elektrowni Bełchatów

również może ulec obniżeniu, a okres zakończenia produkcji energii z wykorzystaniem węgla przyspieszony do ok. połowy lat 20-tych dla ZE PAK i połowy lat 30-tych dla elektrowni Bełchatów.

Rys. 6.7 | Prognoza wydobycia węgla i produkcja energii elektrycznej z węgla kamiennego i brunatnego w Polsce do 2040 uwzględniająca plany włączeń kopalń węgla kamiennego i brunatnego do 2050 roku



Źródło: opracowanie własne na podstawie PEP2040 i Ministerstwo Aktywów Państwowych

Sprawiedliwa transformacja jako jedyny wariant skutecznej modernizacji sektora w dłuższym horyzoncie czasowym - podsumowanie:



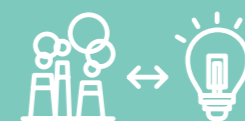
Od 2021 roku, zauważalny jest istotny wzrost cen energii wynikający z rosnących cen paliw i uprawnień do emisji CO₂, przyczyniając się do zwiększonego udziału inwestycji w OZE. Dodatkowym katalizatorem dla ograniczania wykorzystania paliw kopalnych jest rosnąca presja ze strony interesariuszy wynikająca z agendy ESG.



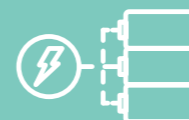
Gwałtowny wzrost cen energii elektrycznej na przestrzeni ostatnich dwóch lat może przyczynić się do zwiększenia liczby gospodarstw dotkniętych ubóstwem energetycznym w Polsce, które stanowiły ok. 9% wszystkich gospodarstw domowych w 2020 roku.



Wygaszenie działalności kopalń węgla kamiennego i brunatnego oraz powiązanych z nimi elektrowni realizowane jest na podstawie sektorowych programów krajowych, które zakładają wyłączenie z eksploatacji kopalń węgla brunatnego do 2044 roku i kopalń węgla kamiennego do 2049 roku.



Transformacja energetyczna będzie miała istotny wpływ na rynek pracy w regionach górniczych w Polsce, gdzie w sektorze wydobycia zatrudnionych jest ok. 100 tys. osób, oraz pracowników zatrudnionych w energetyce konwencjonalnej.



Transformacja energetyczna powinna być realizowana tak, by minimalizować negatywny wpływ na społeczności najbardziej dotknięte zmianami, w szczególności zagrożone ubóstwem energetycznym i żyjące w regionach górniczych.



Wsparcie sprawiedliwej transformacji dostępne jest w ramach dedykowanych instrumentów wsparcia UE będących elementem Mechanizmu Sprawiedliwej Transformacji i powinno być efektywnie wykorzystane.

07

Koszty i finansowanie transformacji energetycznej

7.1 Nakłady inwestycyjne na transformację energetyczną w Polsce oraz zdolności inwestycyjne sektora

Osiągnięcie wymaganych poziomów redukcji emisji, czy udziału odnawialnych źródeł będzie wiązało się z koniecznością dalszej realizacji transformacji energetycznej kraju i ponoszenia istotnych nakładów inwestycyjnych, co najmniej w poniższych obszarach:

- **Energetyki konwencjonalnej** – w zakresie modernizacji odtworzeniowych, modernizacji dostosowawczych do konkluzji BAT oraz dyrektywy MCP (w przypadku źródeł poniżej 50 MW) oraz inwestycji zwiększających elastyczność jednostek wytwórczych dla współpracy z niesterowanymi OZE oraz inwestycji związanych z przyrostem zapotrzebowania na energię elektryczną,
- **Energetyki odnawialnej** – w celu stałego zwiększania udziału energii odnawialnej dla osiągnięcia wymaganych celów redukcji emisji CO₂, udziału OZE,
- **Energetyki jądrowej** – w celu wprowadzenia zeroemisyjnych elektrowni jądrowych do miksu energetycznego Polski od 2033 roku,
- **Systemów ciepłowniczych** – w celu zwiększenia udziału OZE w produkcji ciepła, zwiększenia udziału alternatywnych źródeł ciepła wykorzystujących energię elektryczną, wykorzystania ciepła odpadowego, budowy jednostek wysokosprawnej kogeneracji, budowy magazynów ciepła oraz modernizacji i rozbudowy sieci ciepłowniczych,
- **Sieci przesyłowych i dystrybucyjnych** – których rozwój jest wymagany dla zapewnienia niezbędnego bezpieczeństwa dostaw energii, możliwości przyłączania rosnącej mocy odnawialnych źródeł energii i świadczenia usług dla inicjatyw lokalnych,
- **Efektywności energetycznej** – w zakresie wytwarzania energii elektrycznej i ciepła – poprzez poprawę sprawności istniejących źródeł konwencjonalnych jak i lokalnych kotłowni i ciepłowni,

- **Działań osłonowych** – poprzez tworzenie nowych miejsc pracy, przekwalifikowanie pracowników oraz przebudowę regionów pogórnich bezpośrednio powiązanych z elektroenergetyką oraz kopalni pracujących dla przemysłu jak i wsparcie dla gospodarstw domowych.

Dodatkowo polska gospodarka będzie ponosić koszty utraconych korzyści związanych z wcześniejszym zamykaniem kopalń, rekultywacją terenu i ograniczeniem działalności w przemyśle okołoenerygetycznym. Koszty te są trudne do oszacowania, niemniej jednak z uwagi na skalę wymaganych działań w Polsce mogą one stanowić istotne obciążenie dla kraju, w szczególności w przypadku szybkiego tempa realizacji transformacji.

Zgodnie z PEP2040 nakłady inwestycyjne w zakresie elektroenergetyki w okresie od 2021 do 2030 roku powinny wynieść około 45 mld EUR, a w okresie 2031-2040 kolejne ok. 66 mld EUR. W zakresie ciepłownictwa nakłady inwestycyjne w okresie od 2021 do 2030 roku wyniosą ok. 8,5 mld EUR, a w okresie 2031-2040 kolejne ok. 5 mld EUR.

Oszacowanie kosztów wynikających z założeń do aktualizacji PEP2040, możliwych działań w zakresie poprawy efektywności energetycznej, planów inwestycyjnych PSE oraz spółek dystrybucyjnych oraz koniecznych działań osłonowych wskazuje, że łączne nakłady inwestycyjne na elektroenergetykę i ciepłownictwo wzrosną do poziomu ponad 100 mld EUR. Dodatkowo 25 mld EUR będzie potrzebnych na działania osłonowe w zakresie sektora wydobywczego i wytwórczego. Łącznie koszty osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 roku mogą wynieść ponad 200 mld EUR w samym tylko zakresie wytwarzania energii elektrycznej.

Dodatkowo w sektorze ciepłownictwa uwzględniając realizację ambitnych celów

klimatycznych z pakietu „Fit for 55” zgodnie z projektem Strategii dla ciepłownictwa do 2030 roku z perspektywą do 2040 roku całkowite nakłady inwestycyjne uwzględniające wytwarzanie i dystrybucję ciepła mogą wynieść ok. 16 mld EUR do 2030 roku i nawet do 20 mld EUR do 2040 roku. W przypadku zaistnienia korzystnych warunków dla dalszego rozwoju ciepłownictwa systemowego nakłady te mogą być większe.

Konieczne będzie także pokrycie kosztów działań osłonowych dla sektora wydobywczego, które, zgodnie

z oszacowaniem EY na podstawie planów sprawiedliwej transformacji, są szacowane na poziomie blisko 40 mld EUR.

Niniejszy rozdział skupia się na perspektywie do 2030 roku, gdyż analizy w dłuższym okresie są obciążone dużym stopniem niepewności w zakresie zarówno celów redukcyjnych, jak rozwoju technologicznego w kolejnych trzydziestu latach. Dodatkowo, możliwości finansowania transformacji energetycznej ze środków UE są określone wyłącznie na część okresu

obecnej dekady (do 2027 roku).

W związku ze znaczną dynamiką zmian surowców energetycznych i metali przemysłowych, a także realnych kosztów pracy w perspektywie średnioterminowej, najprawdopodobniej wystąpi konieczność aktualizacji przedstawionych szacunków. Czynniki wpływające na przedmiotową aktualizację należy brać pod uwagę nie tylko na etapie prognoz, ale również na etapie szczegółowego projektowania mechanizmów regulacyjnych.

Tabela 7.1 | Prognozowane koszty transformacji energetycznej w okresie 2021–2030 roku [mld EUR]

Szacunki wynikające z założeń do aktualizacji PEP2040 oraz planów inwestycyjnych PSE oraz spółek dystrybucyjnych, oszacowania kosztów w zakresie efektywności energetycznej oraz działań osłonowych			
Inwestycje w zakresie wytwarzania energii elektrycznej	~66 mld EUR	W tym: ~34 mld EUR na OZE	Szacunki EY na podstawie wymaganych nakładów inwestycyjnych i prognozowanej struktury wytwórczej w 2030 roku (opracowanej na podstawie PEP2040 i projektu założeń do nowelizacji PEP2040, koniecznych inwestycji w zakresie istniejącej floty wytwórczej i szacowanych nakładów na energetykę jądrową)
		W tym: ~10 mld EUR na CHP i CCGT	
		W tym: ~12 mld EUR na modernizację istniejących jednostek	
		W tym: ~10 mld EUR na pierwsze działania w zakresie budowy dwóch pierwszych bloków jądrowych	
Inwestycje w sieci przesyłowe	~7 mld EUR	Na działania w zakresie modernizacji i rozbudowy sieci przesyłowych	Koszty do 2030 roku oszacowane przez EY na podstawie PRSP 2022–2032 przy założeniu liniowego rozkładu nakładów w analizowanym okresie
Inwestycje w sieci dystrybucyjne	~18 mld EUR ⁹⁰	Na działania w zakresie modernizacji i rozbudowy sieci dystrybucyjnych	Koszty do 2030 roku oszacowane na podstawie strategii spółek energetycznych (w przypadku strategii z horyzontem po 2030 roku przyjęto liniowy rozkład nakładów w analizowanym okresie)

90 Zgodnie z danymi przekazanymi przez PTPiREE dotyczącymi Karty Efektywnej Transformacji Inwestycje pięciu największych spółek dystrybucyjnych do roku 2030 jedynie w zakresie tzw. inwestycji koniecznych, tj. wynikających z realizacji wymogów formalno-prawnych (aktualnych i przygotowywanych do wdrożenia), w tym w zakresie przyłączeń odbiorców i wytwórców energii elektrycznej (w szczególności z OZE), są szacowane łącznie na ok. 30 mld EUR. Na ten moment planowane środki pomocowe wspomagające te inwestycje wyniosą ok. 1,5 mld EUR i pozwalają na jedynie na częściowe ich sfinansowanie.

Szacunki wynikające z założeń do aktualizacji PEP2040 oraz planów inwestycyjnych PSE oraz spółek dystrybucyjnych, oszacowania kosztów w zakresie efektywności energetycznej oraz działań osłonowych

Inwestycje w zakresie wytwarzania i dystrybucji ciepła	~16 mld EUR ⁹¹	Na transformację sektora ciepłowniczego w uwzględnieniu działań na potrzeby realizacji celów „Fit for 55”	Koszty przyjęte na poziomie wyznaczonym w Strategii dla Ciepłownictwa do 2030 roku z perspektywą do 2040 roku
Inwestycje w zakresie efektywności energetycznej w zakresie produkcji i dystrybucji energii elektrycznej i ciepła	~5 mld EUR	W zakresie zwiększania sprawności wytwarzania energii elektrycznej i ciepła	Poziom kosztów opracowany na podstawie analiz sektorowych w zakresie efektywności energetycznej oraz analiz przygotowanych na potrzeby opracowania KPEiK przygotowanych przez EY na zlecenie PKEE ⁹²
Działania osłonowe w zakresie sektora wydobywczego i wytwórczego	~25 mld EUR	Na działania osłonowe w zakresie sektora wydobywczego	Koszty oszacowane na podstawie informacji prasowych Ministerstwa Funduszy i Polityki Regionalnej w zakresie sprawiedliwej transformacji
Łącznie	~135 mld EUR		

Źródło: Opracowanie własne na podstawie PEP2040, założeń do aktualizacji PEP2040 oraz projektu Strategii dla ciepłownictwa do 2030 roku z perspektywą do 2040 roku, strategii spółek energetycznych oraz analiz wykonanych przez EY na zlecenie PKEE

Nakłady te będą musiały być w znaczącej części sfinansowane przez krajowe spółki energetyczne, których potencjał inwestycyjny, w związku m.in. z rosnącymi obciążeniami z tytułu opłat za emisję CO₂ oraz już wysokiego poziomu zadłużenia, jest istotnie ograniczony.

Zgodnie z oszacowaniem EY potencjał inwestycyjny czterech największych grup energetycznych, tj. PGE, ENEA, TAURON i ENERGA w latach 2021–

2030 z uwzględnieniem bezpiecznego poziomu zadłużenia, wynosi prawie 29 mld EUR, przy czym szacunek ten zakłada brak wypłat dywidendy w całym okresie. W przypadku decyzji o zmianie polityki wypłat dywidendy, potencjał ten może być istotnie ograniczony. Zakładając, że 18 mld EUR zostanie przeznaczonych na działania w zakresie sieci dystrybucyjnych, reszta potencjału (ok. 10,5 mld EUR) spółek energetycznych

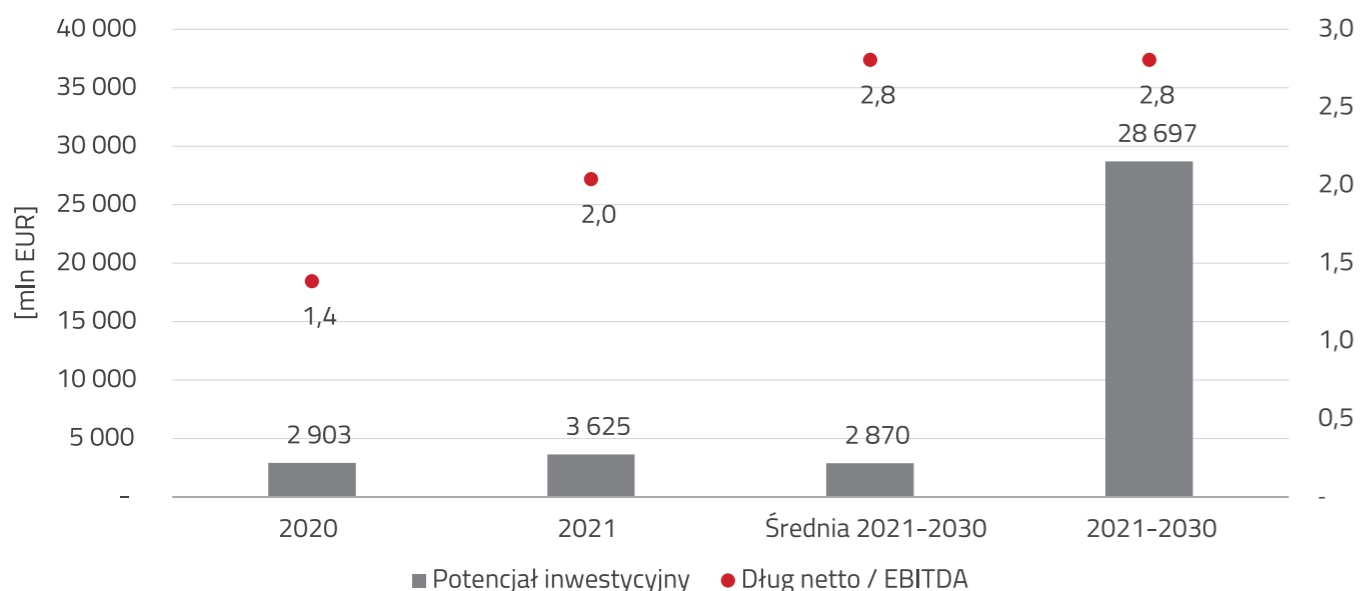
zostanie wykorzystania na inwestycje w nowe moce wytwórcze przede wszystkim w jednostki OZE.

Szacunki zostały oparte o obecną sytuację ekonomiczną spółek, ich planów inwestycyjnych i związanych z nimi dodatkowymi przepływami pieniężnymi (zarówno w zakresie wydatków i obsługi długu, jak i generowanych środków).

91 Zgodnie z przekazanymi danymi przez PTEZ, dotyczącymi dekarbonizacji ciepłownictwa systemowego w Polsce w świetle pakietu „Fit for 55”, dostosowanie polskiego sektora ciepłownictwa systemowego do wymogów zaproponowanych w projekcie regulacji pakietu może wymagać nawet 50 mld EUR do 2026 r. w zakresie infrastruktury wytwórczej, przesyłowej, dystrybucyjnej oraz w zakresie modernizacji instalacji odbiorczych.

92 Raport „Opracowanie prognoz zapotrzebowania na energię końcową, rozwoju OZE i poprawy efektywności energetycznej na lata 2021–2030”.

Rys. 7.1 | Szacunek potencjału inwestycyjnego czterech polskich grup energetycznych w latach 2021-2030 [mln EUR]*



* dług netto / EBITDA- średnia dla 4 spółek energetycznych
Potencjał inwestycyjny -suma dla wszystkich 4 spółek energetycznych

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań spółek energetycznych

Z uwagi na fakt, że inwestycje w OZE prowadzone są także przed podmioty prywatne jak inwestorów zagranicznych należy się spodziewać zwiększenia potencjału inwestycyjnego możliwego do wykorzystania na transformację energetyczną. Szacowany udział prywatnych inwestorów krajowych i zagranicznych w zakresie inwestycji w LFW, MFW i PV wynosi także 10,5 mld EUR (pokrycie ok. 40% wymaganych nakładów inwestycyjnych w tym zakresie). Wymagane inwestycje w zakresie sieci przesyłowych w kwocie ponad 7 mld EUR, najprawdopodobniej będą sfinansowane środkami własnymi Operatora Systemu Przesyłowego PSE, pochodzącymi głównie ze źródeł takich jak m.in. opłata jakościowa, uzupełnionymi o środki wsparcia z budżetu UE.

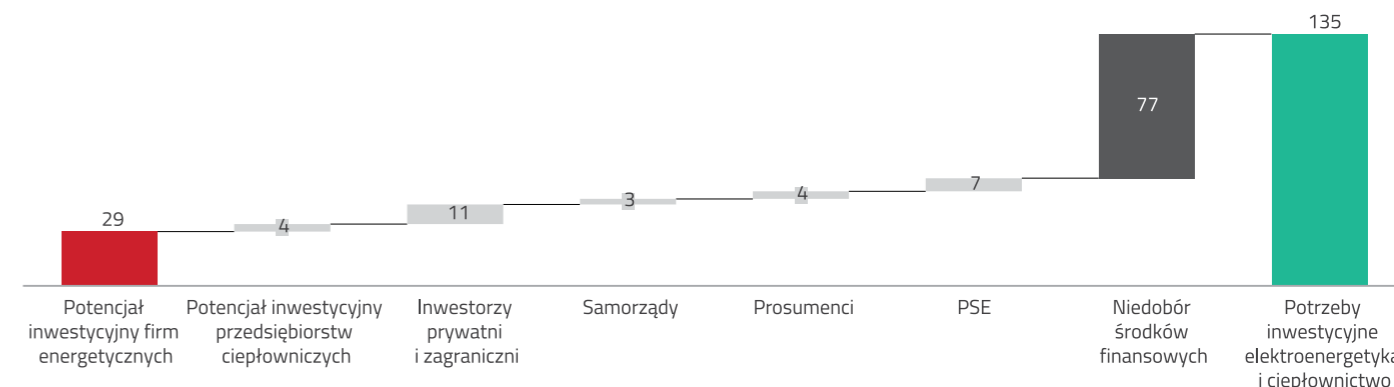
Inwestycje pięciu największych spółek dystrybucyjnych do 2030 roku jedynie w zakresie tzw. inwestycji koniecznych, tj. wynikających z realizacji wymogów formalno-prawnych (aktualnych i przygotowywanych do wdrożenia), w tym w zakresie przyłączy odbiorców i wytwórców energii elektrycznej (w szczególności z OZE), są szacowane łącznie na ok. 30 mld EUR. Na ten moment planowane środki pomocowe wspomagające te inwestycje wyniosą ok. 1.5 mld EUR i pozwalają na jedynie na częściowe ich sfinansowanie. Dodatkowo, potencjał inwestycyjny przedsiębiorstw ciepłowniczych, poza głównymi spółkami energetycznymi, w okresie 2021-2030 szacowany jest na poziomie ok. 4 mld EUR⁹³.

Należy uwzględnić także inwestycje, które będą realizowane przez samorządy (szacowany potencjał inwestycyjny na poziomie 3 mld EUR) jak i gospodarstwa domowe (4 mld EUR na rozwój energetyki prosumenckiej – z uwzględnieniem możliwych dotacji do instalacji PV⁹⁴). Biorąc pod uwagę szacowane zdolności inwestycyjne oraz potrzeby sektora w tym zakresie, realizacja transformacji energetycznej w Polsce zgodnie z celem redukcji emisji CO₂ i udziału energii z OZE będzie wymagała istotnego wsparcia w postaci funduszy z UE lub napływu kapitału z zagranicy lub od inwestorów prywatnych. Szacowana luka do roku 2030 wynosi około 77 mld EUR.

93 Szacunki na podstawie historycznych nakładów inwestycyjnych przedsiębiorstw ciepłowniczych na podstawie Energetyki Ciepłej w Liczbach (URE).

94 W formie programów jak np. „Mój Prąd”, w ramach którego do końca lipca 2022 przyznano dofinansowanie na ponad 2,3 GW mikroinstalacji PV i wyplacono ponad 0,4 mld EUR.

Rys. 7.2 | Szacunek luki inwestycyjnej na transformację energetyczną w latach 2021-2030 [mld EUR]*



Źródło: Opracowanie własne na podstawie analiz PSE oraz sprawozdań spółek energetycznych

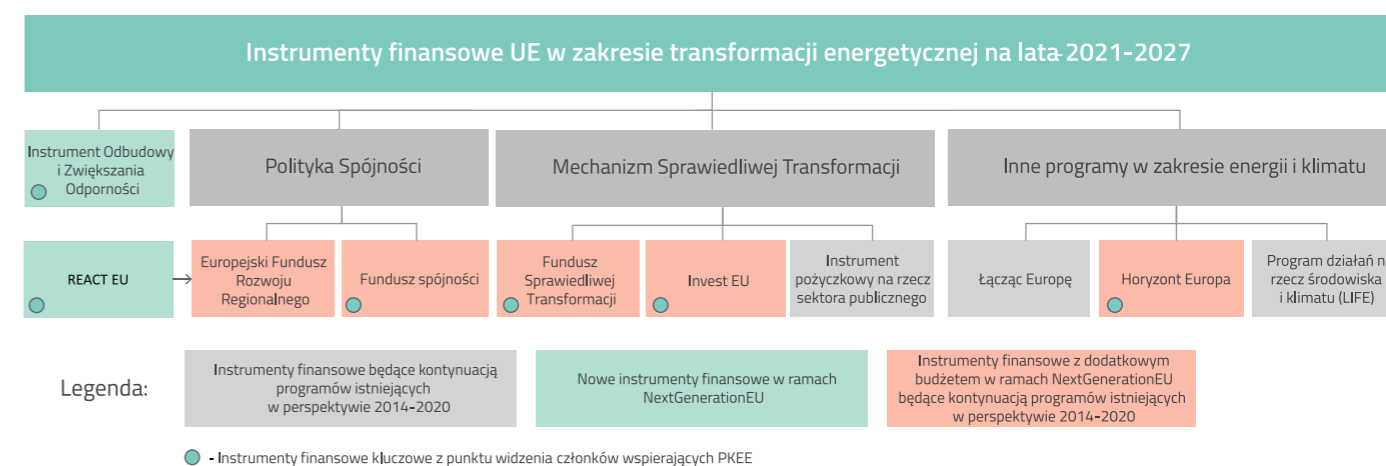
7.2 Wsparcie finansowe transformacji ze środków UE i budżetu państwa

Luka inwestycyjna pomiędzy zdolnościami inwestycyjnymi sektora, a jego potrzebami w zakresie transformacji i realizacji polityki klimatycznej powinna zostać pokryta z wykorzystaniem środków finansowych dostępnych w ramach funduszy unijnych i krajowych. Polska, jako jeden z największych beneficjentów funduszy unijnych, również w nowej perspektywie 2021-2027 może liczyć na istotne wsparcie finansowe na transformację gospodarki, w tym na realizację

polityki klimatycznej w sektorze energetycznym w postaci Polityki Spójności (w tym Funduszu Sprawiedliwej Transformacji) oraz Funduszu Modernizacyjnego. Dodatkowo, w ramach pobudzenia gospodarki po pandemii COVID-19, Polska będzie mogła także skorzystać z Instrumentu Odbudowy oraz Zwiększania Odporności, który zgodnie z KPO, w prawie połowie byłby dedykowany dla OZE oraz na zwiększanie efektywności energetycznej. Tylko część środków z instrumentów unijnych będzie

możliwa do wykorzystania przez podmioty z sektora energetyki zawodowej. W wielu przypadkach nie jest możliwe określenie udziału alokacji środków dla energetyki zawodowej, jednak ze względu na ograniczenia, w tym wynikające z warunków udzielania pomocy publicznej, najprawdopodobniej większość środków zostanie wykorzystana przez inne podmioty. Niemniej wykorzystanie wszystkich dostępnych środków jest kluczowe dla efektywnej transformacji sektora energetycznego.

Rys. 7.3 | Instrumenty finansowe UE w zakresie transformacji energetycznej na lata 2021-2027



Źródło: Opracowanie własne na podstawie Multiannual Financial Framework 2021-2027

7.2.1. Środki pochodzące bezpośrednio z budżetu UE

Instrument Odbudowy i Zwiększenia Odporności

Celem Instrumentu Odbudowy i Zwiększenia Odporności jest złagodzenie wpływu pandemii COVID-19 na gospodarkę oraz wsparcie zielonej i cyfrowej transformacji. Fundusze Instrumentu Odbudowy i Zwiększenia Odporności

zostały zapewnione w ramach planu odbudowy NextGenerationEU i wynoszą ponad 806,9 mld EUR w latach 2020 - 2026 dla całej UE. Na podstawie przydzielonych środków poszczególnym państwom członkowskim przygotowane zostały Krajowe Plany Odbudowy i Zwiększenia Odporności (KPO).

W ramach polskiego KPO zaplanowane zostało ok. 35,4 mld EUR wydatków, z czego 23,9 mld EUR w formie dotacji i 11,5 mld EUR w formie pożyczek. Na wsparcie zielonej transformacji mogłoby zostać przeznaczone 42,7% budżetu polskiego KPO – ok. 15,1 mld EUR.

Tabela 7.2 | Planowane wsparcie z Instrumentu Odbudowy i Zwiększenia Odporności w latach 2021-2026

Całkowity budżet	Udział Polski	Realizacja celów zielonej transformacji w Polsce
806,9 mld EUR	35,4 mld EUR	15,1 mld EUR

Źródło: Wieloletnie ramy finansowe 2021-2027 i Krajowy Plan Odbudowy i Zwiększenia Odporności (KPO)

Polityka Spójności

Polityka Spójności jest jednym z głównych źródeł finansowania w UE w latach 2021-2027. Obejmuje takie obszary jak tworzenie miejsc pracy, konkurencyjność biznesu, zrównoważony rozwój i poprawę jakości życia obywateli. Tym samym zawiera w sobie również elementy transformacji energetycznej.

Wsparcie z Polityki Spójności realizowane jest w ramach specjalnie dedykowanych funduszy, oraz Funduszu na rzecz Sprawiedliwej Transformacji (Just Transition Fund – JTF), będącego też częścią Mechanizmu Sprawiedliwej Transformacji. Dodatkowe wsparcie w zakresie Polityki Spójności zostało uruchomione w ramach instrumentu REACT-EU, będącego elementem programu NextGenerationEU poprzez przyznanie dodatkowych funduszy na cele walki z wpływem pandemii COVID-19 i wsparcie inwestycji cyfrowej i zielonej transformacji. Fundusze w ramach tego instrumentu przyznawane są z uwzględnieniem wpływu pandemii COVID-19 na poszczególne kraje oraz ich zamożność.

Całkowity budżet Polityki Spójności sięga ok. 392 mld EUR w okresie 2021-2027. Wsparcie dla krajów członkowskich przydzielane jest w oparciu o umowy partnerstwa, które określają strategiczne kierunki programowania i zawierają ustalenia dotyczące skutecznego i efektywnego wykorzystania środków z funduszy. Taka umowa z Polską została zawarta 30 czerwca 2022 roku. Na podstawie tej umowy Polsce zostały przydzielone środki w wysokości 76,5 mld EUR, z czego ok. 72,2 mld EUR pochodzi z funduszy dedykowanych wyłącznie Polityce Spójności i prawie 3,9 mld EUR z Funduszu Sprawiedliwej Transformacji. Środki pochodzące z Polityki Spójności należy przeznaczyć na realizację 6 Celów Polityki Spójności (CP), do których należą:

- bardziej inteligentna Europa (CP1),
- bardziej przyjazna dla środowiska, niskoemisyjna Europa (CP2),
- lepiej połączona Europa (CP3),
- bardziej społeczna Europa (CP4),
- Europa bliżej obywateli (CP5),
- sprawiedliwa transformacja (CP6).

Największa pula środków, bo blisko 22 mld EUR, przeznaczona jest na realizację CP2 – bardziej przyjaznej dla środowiska, niskoemisyjnej Europy. Do działań w tym zakresie należą poprawa efektywności energetycznej przedsiębiorstw, budynków mieszkalnych i budynków użyteczności publicznej, budowa i modernizacja systemów ciepłowniczych, budowa i przebudowa sieci na sieci inteligentne, które umożliwiają odbiór energii z OZE, rozbudowa systemów magazynowania energii, oraz inwestycje w kierunku wzmocnienia gospodarki o obiegu zamkniętym (GOZ), działania w zakresie ochrony dziedzictwa przyrodniczego i różnorodności biologicznej, dążenie do zrównoważonej gospodarki ściekowej i wodnej, oraz przystosowanie do zmian klimatu.

Z całej puli środków Funduszu Spójności planowane jest wykorzystanie 17,9 mld EUR w zakresie odnawialnych źródeł energii i gospodarki o obiegu zamkniętym. Przydzielone środki będą m.in. wspierały realizację między innymi programu Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat, Środowisko

(FEnIKS, wspierający inicjatywy takie jak modernizacja energetyczna budynków czy rozwój skojarzonej produkcji energii elektrycznej

i ciepła w procesie wysokosprawnej kogeneracji), oraz programu Fundusze Europejskie dla Polski Wschodniej (celem funduszu jest m.in. wsparcie

inwestycji związanych z rozwojem inteligentnych sieci energetycznych).

Tabela 7.3 | Planowane wsparcie z Polityki Spójności w latach 2021-2027

Całkowity budżet	Udział Polski	Fundusze dla Polski w zakresie odnawialnych źródeł energii i gospodarki o obiegu zamkniętym
392 mld EUR	72,2 mld EUR	17,9 mld EUR

Źródło: Komisja Europejska

Fundusz na rzecz Sprawiedliwej Transformacji

Fundusz na rzecz Sprawiedliwej Transformacji jest elementem Mechanizmu Sprawiedliwej Transformacji i Polityki Spójności UE. Celem Funduszu jest wsparcie regionów dotkniętych przez

transformację energetyczną niwelując jej negatywny wpływ w obszarze społeczno-ekonomicznym i wspierając rekultywację terenów. Wsparcie z Funduszu przyznawane jest na podstawie Terytorialnych Planów Sprawiedliwej Transformacji. Z całkowitego budżetu 19,3 mld EUR

na lata 2021-2027 Polsce zostanie przyznane wsparcie w wysokości 3,85 mld EUR dla określonych regionów w ramach województwa śląskiego, wielkopolskiego, dolnośląskiego, łódzkiego i małopolskiego.

Tabela 7.4 | Planowane wsparcie z Funduszu na rzecz Sprawiedliwej Transformacji w latach 2021-2027

Całkowity budżet	Udział Polski	Fundusze dla Polski w obszarze sprawiedliwej transformacji
19,3 mld EUR	3,85 mld EUR	3,85 mld EUR

Źródło: Komisja Europejska, „Multiannual Financial Framework 2021-2027 (in commitments) - Current prices”

Dodatkowe możliwości finansowania z budżetu UE 2021-2027

Oprócz wcześniej wspomnianych instrumentów w budżecie UE zaplanowane są fundusze i programy wspierające transformację energetyczną i osiąganie celów klimatycznych, w których pula dostępnych środków nie jest bezpośrednio rozdzielana między państwa członkowskie – jest przyznawana na podstawie aplikacji i zaplanowanych projektów, często uwzględniających aspekt współpracy międzynarodowej. Fundusze te zarządzane są centralnie przez KE⁹⁵.

Takimi programami są:

- Invest EU – Program, będący następcą Planu Inwestycyjnego dla Europy, który działał w latach 2015-2020, mający na celu uzupełnienie luki inwestycyjnej i poprawę poziomu inwestycji dzięki zapewnieniu gwarancji UE na akcję kredytową prowadzoną przez EBI, krajowe banki rozwoju oraz inne instytucje finansowe w zakresie:
 - Zrównoważonej infrastruktury,
 - Badań, innowacji i cyfryzacji,
 - Małych i średnich przedsiębiorstw (MŚP),

□ Inwestycji społecznych i podnoszenia umiejętności. Wsparcie w ramach filaru I (Fundusz Invest EU) ma być udzielane w postaci gwarancji inwestycyjnych. W budżecie UE zostały alokowane fundusze ok. 10,2 mld EUR, które mają przełożyć się na wsparcie w wysokości 26,2 mld EUR i umożliwić realizację inwestycji o wartości ponad 372 mld EUR. 75% puli ma być udzielane przez Europejski Bank Inwestycyjny, a pozostałe 25% przez partnerów wybranych do tego celu,

95 W przypadku wsparcia z funduszy zarządzanych centralnie przez KE nie występują przesłanki o wykorzystaniu pomocy publicznej.

Instrument pożyczkowy na rzecz sektora publicznego (Public sector loan facility) – Instrument jest elementem Mechanizmu Sprawiedliwej Transformacji i ma wspierać sektor publiczny w zakresie sprawiedliwej transformacji klimatycznej. Z budżetu UE na ten cel ma zostać przeznaczony 1,5 mld EUR jako część dotacyjna i ta pula ma zostać uzupełniona przez 10 mld EUR z EBI jako część pożyczkowa. Ta kwota ma przełożyć się na ok. 25-30 mld EUR inwestycji. Niemniej, możliwości wykorzystania tych środków w zakresie transformacji energetyki zawodowej będą marginalne,

- Łącząc Europę (Connecting Europe Facility) – program wspierający integrację UE w obszarach cyfryzacji, transportu i energii.

W zakresie energii budżet programu wynosi 5,8 mld EUR i ma wspierać projekty dotyczące sieci energetycznych łączących kraje Europy, a także transgraniczne projekty w zakresie OZE. Do końca 2019 roku ok. 14% budżetu programu zostało przeznaczone na inwestycje w Polsce,

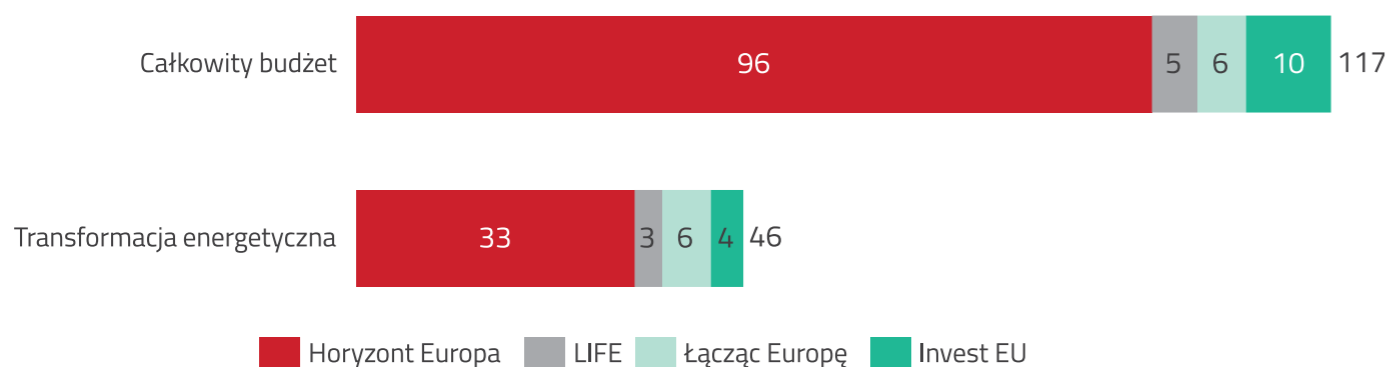
- Horyzont Europa (Horizon Europe) – program wspierający badania naukowe i innowacje w wielu obszarach gospodarki. Całkowity budżet programu wynosi 95,5 mld EUR i został powiększony o 5,4 mld EUR w ramach NextGenerationEU. Co najmniej 35% budżetu programu – 33,4 mld ma zostać przeznaczony na działania na rzecz klimatu,
- Program działań na rzecz środowiska i klimatu (LIFE) – program obejmuje szeroki zakres

działań na rzecz środowiska i klimatu. Fundusze z programu LIFE udzielane są w ramach 4 podprogramów:

- Przyroda i różnorodność biologiczna,
- Gospodarka o obiegu zamkniętym i jakość życia,
- Łagodzenie zmiany klimatu i przystosowanie się do niej,
- Przejście na czystą energię.

Całkowity budżet programu wynosi 5,4 mld EUR, z czego wkład na działania na rzecz klimatu ma wynosić co najmniej 61% – ok. 3,3 mld EUR. W latach 2014-2020 36 projektów realizowanych w Polsce uzyskało wsparcie w ramach programu LIFE w wysokości 27,7 mln EUR z 1,2 mld EUR przyznanych na 700 projektów⁹⁶.

Rys. 7.4 | Dostępne wsparcie finansowe transformacji energetycznej w ramach programów bez alokacji krajowej [mld EUR]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Komisji Europejskiej

7.2.2. Środki pozyskiwane z UE ze sprzedaży EU ETS

Fundusz Innowacyjny

Oprócz środków zaplanowanych w budżecie UE wsparcie bez alokacji krajowej w latach 2020-2030 realizowane jest z Funduszu Innowacyjnego, który finansowany jest z środków ze sprzedaży uprawnień do emisji w ramach

systemu EU ETS. Fundusz ten wspiera projekty innowacyjne w zakresie niskoemisyjnych technologii obejmując obszary takie jak: innowacje dla energochłonnego przemysłu, technologie wychwyty i magazynowania lub wykorzystania CO₂ (CCS/CCU), innowacje w zakresie

OZE i magazynowanie energii. Całkowita alokowana liczba uprawnień wynosi 450 mln ton, co przy średniej cenie uprawnień 82 EUR/EUA może stanowić budżet ok. 37 mld EUR.

Fundusz Modernizacyjny

Fundusz Modernizacyjny przeznaczony jest do finansowania inwestycji w państwach członkowskich z PKB na mieszkańca poniżej 60% średniej UE (względem roku 2013). Fundusz zarządzany jest przez beneficjentów, EBI oraz komitet inwestycyjny, na który składa się 10 przedstawicieli poszczególnych państw członkowskich⁹⁷ będących beneficjentami Funduszu Modernizacyjnego, 3 przedstawicieli państw członkowskich niebędących beneficjentami oraz po 1 przedstawicielu EBI oraz Komisji Europejskiej. Budżet Funduszu zasilany jest z przychodów ze sprzedaży 2% wszystkich dostępnych uprawnień do emisji w ramach systemu EU ETS oraz dodatkowych uprawnień przydzielonych pięciu krajom UE (Czechy, Chorwacja, Litwa, Rumunia, Słowacja) w ramach derogacji. Co najmniej 70% inwestycji realizowanych z Funduszu Modernizacyjnego ma wspierać programy priorytetowe określone w dyrektywie ETS⁹⁸ poświęcone rozwojowi OZE, magazynów energii i sieci energetycznych, poprawie efektywności energetycznej oraz wspieraniu sprawiedliwej transformacji. Pozostała część

środków ma wspierać programy niepriorytetowe, które realizują cele FM i przyczyniają się do redukcji GHG, ale nie zostały ujęte w dyrektywie ETS. Programy te, w odróżnieniu od priorytetowych, wymagają due diligence ze strony EBI, jak i zgody Komitetu Inwestycyjnego. Całkowita liczba uprawnień, których sprzedaż będzie stanowiła wpływ do budżetu Funduszu Modernizacyjnego wynosi ponad 643 mln, z czego prawie 120 mln stanowi udział przyznany Polsce. Zakładając średnią cenę uprawnień do 2030 roku na poziomie 82 EUR/EUA całkowity budżet Funduszu Modernizacyjnego będzie wynosił ok. 52,7 mld EUR, z czego prawie 10 mld EUR ma zostać przyznane Polsce. W 3 pierwszych transzach w 2021 i 2022 przyznano Polsce ponad 568 mln EUR na realizację programów priorytetowych. W ramach prac komitetu inwestycyjnego, dla Polski, zaakceptowano 11 programów priorytetowych, z czego Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW) uruchomił już następujące programy:

- Elektroenergetyka inteligentna infrastruktura energetyczna (całkowity budżet programu – ok. 220 mln EUR, I nabór ok. 45 mln EUR),

- Rozwój infrastruktury elektroenergetycznej na potrzeby rozwoju stacji ładowania pojazdów elektrycznych (całkowity budżet programu – ok. 220 mln EUR, I nabór ok. 20 mln EUR),
- Moje Ciepło (całkowity budżet programu – ok. 130 mld EUR, nabór ciągły),
- Kogeneracja dla Ciepłownictwa (całkowity budżet programu – ok. 330 mld EUR),
- Kogeneracja dla Energetyki i Przemysłu (całkowity budżet programu – ok. 220 mln EUR, I nabór ok. 45 mln EUR).

Poza programami wskazanymi powyżej, w ramach 3 posiedzeń komitetu inwestycyjnego zaakceptowane zostały również programy:

- Przemysł energochłonny – poprawa efektywności energetycznej,
- Przemysł energochłonny – OZE,
- Digitalizacja sieci ciepłowniczych,
- Wykorzystanie paliw alternatywnych na cele energetyczne,
- Wsparcie wykorzystania magazynów na cele stabilizacji sieci,
- Renowacja z gwarancją oszczędności EPC (Energy Performance Contract) Plus.

Tabela 7.5 | Szacowane wsparcie z Funduszu Modernizacyjnego w latach 2021-2030

Całkowity budżet	Udział Polski	Fundusze wspierające rozwój OZE, efektywność energetyczną, magazyny energii, sieci energetyczne i sprawiedliwą transformację w Polsce
52,7 mld EUR	10 mld EUR	7 mld EUR*

*wartość szacowana przez EY

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Komisji Europejskiej

97 Polska, Czechy, Rumunia, Węgry, Słowacja, Bułgaria, Chorwacja, Litwa, Łotwa i Estonia.

98 Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w Unii oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE.

W analizie potencjalnego wsparcia z Funduszu Modernizacyjnego przyjęto, że na transformację energetyczną przeznaczone będą fundusze dla inwestycji priorytetowych tj. 7 mld EUR.

Fundusz Transformacji Energetyki

Fundusz Transformacji Energetyki, którego uruchomienie w Polsce jest planowane na najwcześniej 2023 rok, ma wspierać modernizację, dywersyfikację oraz zrównoważoną

transformację sektora energetycznego i ma powstać przy wykorzystaniu środków ze sprzedaży uprawnień do emisji CO₂ w ramach unijnego systemu ETS. Utworzenie tego funduszu jest planowane w ramach projektu ustawy o zmianie ustawy o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych oraz niektórych innych ustaw, który jest obecnie w przygotowaniu. Według tego projektu całkowity budżet

funduszu ma stanowić prawie 25 mld EUR do 2031 roku, z czego prawie 13,5 mld EUR ma być wydatkowane do 2027 roku. Ze względu na fakt, że fundusz wskazany jest jedynie w projekcie ustawy możliwa jest zmiana jego ostatecznego kształtu lub nawet brak utworzenia tego funduszu, a zatem całość środków może zostać przekierowana na inny cel, stąd uwzględnienie tych środków obarczone jest ryzykiem.

Tabela 7.6 | Szacowane wsparcie z Funduszu Transformacji Energetyki w latach 2023–2027

Całkowity zaplanowany budżet	Planowana wartość wydatków do 2027 roku
25 mld EUR	13,5 mld EUR

Źródło: opracowanie własne na podstawie projektu ustawy o zmianie ustawy o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych oraz niektórych innych ustaw; 21.03.2022



Podsumowanie potencjału środków finansowych z UE i budżetu państwa oraz analiza ich wpływu na wypełnienie luki inwestycyjnej

Efektywne wykorzystanie środków z budżetu UE może ograniczyć lukę finansową zaplanowanych projektów w sektorze transformacji energetyki i działań osłonowych. Niemniej, wysokość dostępnych środków na poziomie 69 mld EUR na transformację energetyczną w Polsce z funduszy UE jest niewystarczająca do pokrycia całej luki inwestycyjnej w elektroenergetyce i ciepłownictwie oszacowanej na poziomie 77 mld EUR z uwzględnieniem działań osłonowych. Dodatkowo, dostępne środki z UE będą także wykorzystane w innych sektorach takich jak np. gazownictwo czy transport oraz przez gospodarstwa domowe, co oznacza, że energetyka nie będzie największym beneficjentem, a luka inwestycyjna będzie dodatkowo pogłębiona.

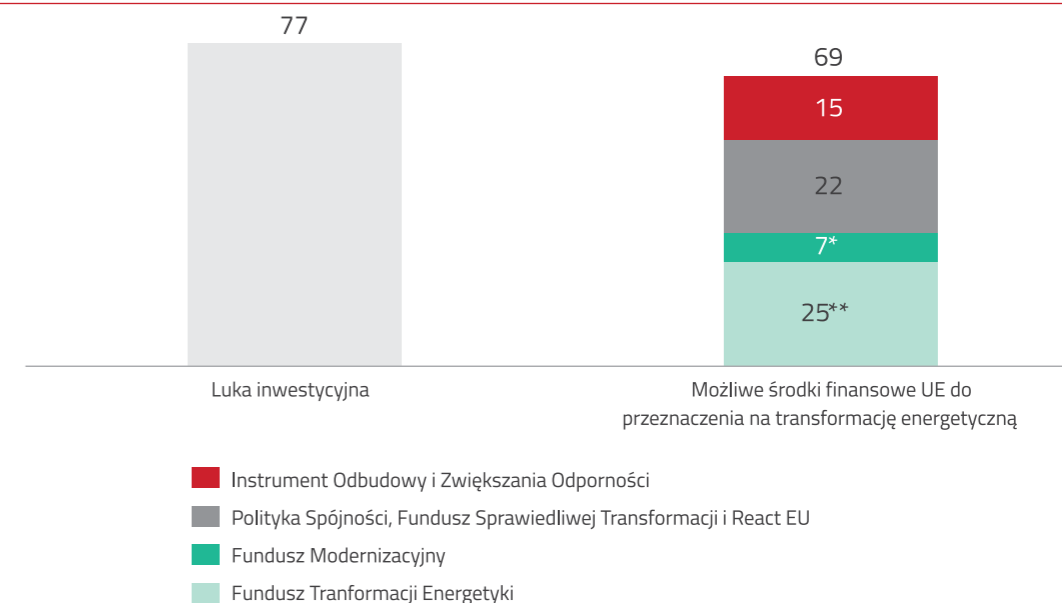
Należy równocześnie podkreślić, że pomimo dostępności programów i funduszy na poziomie UE i Polski, które mogą być wykorzystane do finansowania transformacji

energetycznej, poważnym ograniczeniem (zwłaszcza w odniesieniu do możliwości pozyskania środków na inwestycje w źródła wytwórcze oparte na gazie ziemnym oraz w inwestycje w obszarze sieci ciepłowniczych) mogą być rygorystyczne zasady dotyczące pomocy publicznej, jak np. CEEAG czy GBER. W przypadku pomocy publicznej dla inwestycji w zakresie sieci ciepłowniczych, kluczową barierą jest wymóg, iż system ciepłowniczy ma spełniać kryteria efektywnego energetycznie systemu. Biorąc pod uwagę propozycję zmiany definicji systemu efektywnego oraz wprowadzenia kryterium emisji dla wysokosprawnej kogeneracji w ramach pakietu „Fit for 55”, duża część systemów ciepłowniczych, które obecnie są systemami efektywnymi, może stracić ten status. W konsekwencji oznaczać to może brak możliwości pozyskania środków na projekty w zakresie sieci ciepłowniczych.

Z drugiej strony możliwe jest pozyskanie dodatkowych funduszy z programów takich jak InvestEU czy Horyzont Europa, przy czym pozyskanie środków z tych programów będzie wymagało konkurencji z projektami podmiotów z innych krajów UE. Niemniej, obecna perspektywa budżetu UE, z wyłączeniem programów finansowanych ze sprzedaży uprawnień do emisji GHG, sięga do 2027 roku i można zakładać, że ze względu na stawiane ambitne cele neutralności klimatycznej do 2050 roku, w kolejnej perspektywie budżetowej pojawią się dodatkowe środki na transformację.

Konieczne będzie podjęcie działań dla obniżenia koniecznych do poniesienia kosztów przez sektor energetyczny, w tym m.in. poprzez innowacje, oraz poszukiwanie dodatkowych źródeł finansowania na poziomie krajowym jak i unijnym.

Rys. 7.5 | Możliwość pokrycia luki inwestycyjnej z wykorzystaniem środków finansowych UE i środków z budżetu państwa [mld EUR]



* do 2030 roku

** do 2031 roku

Źródło: Opracowanie własne

Koszty i finansowanie transformacji energetycznej - podsumowanie:



Niemniej, nawet przy uwzględnieniu istniejących i planowanych możliwości pozyskania środków pomocowych z UE i budżetu państwa pozostaje luka na poziomie ok. 8 mld EUR. Dodatkowo ta luka może być powiększona gdyż środki UE będą wykorzystywane w innych podsektorach takich jak gazownictwo i transport, oraz ze względu na fakt, iż zmianie mogą ulec warunki rynkowe i szacunki nakładów inwestycyjnych.



Konieczne będzie podjęcie działań dla obniżenia koniecznych do poniesienia kosztów przez sektor energetyczny, w tym m.in. poprzez innowacje, oraz poszukiwanie dodatkowych źródeł finansowania na poziomie krajowym jak i unijnym.



Wsparcie transformacji energetycznej w Polsce z budżetu UE na lata 2021-2027, mechanizmu EU ETS (do 2030 roku) oraz krajowego Mechanizmu Transformacji Energetyki (do 2031 roku) szacowane jest na ok. 70 mld EUR.



Nakłady na transformację sektora energetycznego do 2030 roku mogą wynieść nawet 135 mld EUR z uwzględnieniem działań osłonowych sektora wydobywczego powiązanego z sektorem elektroenergetycznym i ciepłownictwem.



Wymagane nakłady znacznie przekraczają możliwości inwestycyjne firm energetycznych i potencjalnych inwestorów.

Podsumowanie i wnioski

Niniejszy dokument przedstawia wkład polskiego sektora energetycznego w działania z zakresu ochrony klimatu w ramach globalnej i unijnej polityki ze wskazaniem historii oraz planów rozwoju sektora. Pomimo niekorzystnych uwarunkowań, przede wszystkim historycznej dominacji technologii węglowych, dotychczasowe efekty działań redukcji emisji CO₂, wzrost generacji z OZE oraz opracowywane dalsze plany i strategię rozwoju, jednoznacznie wskazują na aktywne zaangażowanie sektora energetycznego w działania zmierzające do osiągnięcia neutralności klimatycznej.

Na podstawie przeprowadzonych analiz można stwierdzić, że:

1 Polska jest aktywna w działaniach na rzecz ochrony klimatu zarówno na forum globalnym jak i unijnym, jako strona Konwencji ONZ ws. zmian klimatu zrealizowała swoje globalne zobowiązania redukcji emisji GHG, a jako członek UE cele klimatyczne ustalone na 2020 rok, a teraz realizuje kolejne plany redukcyjne.

1

2 Historyczne uwarunkowania polskiej energetyki przesądziły o dominacji technologii węglowych wytwarzania energii elektrycznej. Przewaga węgla w miksie energetycznym powoduje istotne wyższe koszty transformacji w stronę neutralności klimatycznej oraz wydłużenia okresów dochodzenia do ustalanych celów.

2

3 Sektor elektroenergetyczny w Polsce wspiera realizację europejskich celów klimatycznych wnosząc istotny wkład w spełnienie celów UE na rok 2020 i stale realizując inwestycje w OZE, efektywność energetyczną oraz redukując emisję GHG i zanieczyszczeń w ramach realizacji celów na kolejny okres.

3

4 UE jako lider działań na rzecz klimatu wytycza coraz bardziej ambitne cele klimatyczne w perspektywie roku 2030 i dąży do osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 roku. Ze względu na rosnące ceny energii i wpływ napaści Rosji na Ukrainę, ostatnie propozycje UE dążą do przyspieszenia tempa osiągnięcia neutralności klimatycznej i uniezależnienia od surowców energetycznych importowanych, szczególnie z Rosji.

4

5 Strategie i działania największych grup energetycznych w Polsce zmierzają do osiągnięcia neutralności klimatycznej, a jednocześnie wpływają na podniesienie konkurencyjności i efektywności sektora wspierając bezpieczeństwo energetyczne Polski.

5

6 Kluczowymi działaniami w osiągnięciu neutralności energetycznej w Polsce są inwestycje w obszarach nisko- i zeroemisyjnych źródeł energii, w tym wysokonakładowych elektrowni wiatrowych na morzu i energii jądrowej. Konieczny jest rozwój infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej oraz rozbudowa możliwości magazynowania energii elektrycznej i energii w formach łatwo przekształcalnych w energię elektryczną (np. energia potencjalna wody, zielony wodór czy zielone węglowodory wytwarzane z wykorzystaniem energii elektrycznej z OZE i energetyki jądrowej). Transformacja wymaga wykorzystania technologii jeszcze nie w pełni skomercjalizowanych dlatego dla ich efektywnego wykorzystania powinny być prowadzone prace badawczo-rozwojowe. Konieczność wykorzystania nowoczesnych, ale jeszcze niedojrzałych, technologii pociąga za sobą unikalne wyzwania, które należy efektywnie zaadresować, tak aby maksymalnie ograniczyć potencjalne bariery wykorzystania tych technologii.

6

7 Odejście od wykorzystania węgla w energetyce i zamykanie kopalń wpłynie w znaczący sposób na zatrudnienie i zmiany społeczne w regionach górniczych, gdzie bezpośrednio przy wydobyciu węgla obecnie pracuje ponad 100 tys. osób⁹⁹. Przeprowadzanie sprawiedliwej transformacji regionów górniczych i ograniczenie zjawiska ubóstwa energetycznego będzie wymagało istotnych nakładów finansowych i działań osłonowych.

7

⁹⁹ Dane za rok 2018 na podstawie publikacji Mandras, G., and Salotti, S. (2021). Indirect jobs in activities related to coal, peat and oil shale: A RHOMOLO-IO analysis on the EU regions. JRC Working Papers on Territorial Modelling and Analysis No. 11/2021, European Commission, Seville, JRC127463

Środki finansowe polskich grup energetycznych i innych inwestorów oraz dostępne w ramach instrumentów polityki UE mogą być niewystarczające do pokrycia całkowitych nakładów inwestycyjnych transformacji energetycznej zarówno w segmencie wytwarzania jak również dystrybucji w perspektywie 2030 roku.

8

Destabilizacja rynków EU ETS, paliw i energii elektrycznej z bardzo wysokimi cenami grożą spadkiem rozwoju gospodarczego krajów UE, rozszerzeniem strefy ubóstwa energetycznego oraz zahamowaniem tempa transformacji energetycznej.

9

Ostatnie miesiące jednoznacznie wskazują, że rynki EU ETS, paliw i energii elektrycznej są podatne na sytuację geopolityczną i działania spekulacyjne uczestników rynku. Konieczne są wspólne działania na poziomie UE oraz szybkie wprowadzenie regulacji ograniczających te wpływy i łagodzących skutki nadmiernie wysokich cen.

10

Wzrosty cen energii elektrycznej można ograniczać poprzez bezpośrednie limity (takie rozwiązanie zaproponowała KE) lub poprzez ograniczanie możliwości nadmiernej wyceny ryzyka przy kalkulacji cen na podstawie kosztów uzasadnionych.

11

Ceny paliw są kształtowane przez rynki globalne, bardzo trudne je regulować, niemniej solidarna postawa krajów UE może istotnie wpływać na poziom cen energii elektrycznej.

12

Dalszy, efektywny przebieg transformacji elektroenergetyki wymaga wykorzystania wszystkich, dostępnych środków dla jak najszybszego ustabilizowania cen energii elektrycznej. W warunkach recesji gospodarczej i rosnącego ubóstwa energetycznego istnieje zagrożenie, że transformacja energetyczna może przebiegać wolniej lub nawet całkowicie się zatrzymać. PKEE i firmy członkowskie deklarują udział we wszelkich działaniach stabilizacyjnych.

13



PKEE
Polish Electricity
Association

