
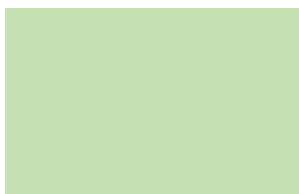


Załącznik
do uchwały nr 22/2021
Rady Ministrów
z dnia 2 lutego 2021 r.

 Ministerstwo
Klimatu i Środowiska



POLITYKA ENERGETYCZNA POLSKI DO 2040 R.



WARSZAWA
2021

Spis treści

1. Wprowadzenie	3
Polityka klimatyczno-energetyczna oraz kontekst międzynarodowy	3
Streszczenie	5
Umieszczenie w systemie prawnym oraz systemie zarządzania rozwojem kraju	12
Struktura dokumentu.....	13
2. Cel polityki energetycznej państwa	14
3. Cele szczegółowe PEP2040	15
CEL SZCZEGÓŁOWY 1. Optymalne wykorzystanie własnych surowców energetycznych	15
CEL SZCZEGÓŁOWY 2. Rozbudowa infrastruktury wytwórczej i sieciowej energii elektrycznej	21
CZĘŚĆ A) Rozbudowa infrastruktury wytwórczej energii elektrycznej	21
CZĘŚĆ B) Rozbudowa elektroenergetycznej infrastruktury sieciowej.....	29
CEL SZCZEGÓŁOWY 3. Dywersyfikacja dostaw i rozbudowa infrastruktury sieciowej gazu ziemnego, ropy naftowej i paliw ciekłych	35
CZĘŚĆ A) Dywersyfikacja dostaw gazu ziemnego oraz rozbudowa infrastruktury gazowej	35
CZĘŚĆ B) Dywersyfikacja dostaw ropy naftowej oraz rozbudowa infrastruktury ropy naftowej i paliw ciekłych	41
CEL SZCZEGÓŁOWY 4. Rozwój rynków energii	44
CZĘŚĆ A) Rozwój rynku energii elektrycznej	44
CZĘŚĆ B) Rozwój rynku gazu ziemnego.....	49
CZĘŚĆ C) Rozwój rynku produktów naftowych i paliw alternatywnych, w tym biokomponentów i elektromobilności ..	52
CEL SZCZEGÓŁOWY 5. Wdrożenie energetyki jądrowej.....	58
CEL SZCZEGÓŁOWY 6. Rozwój odnawialnych źródeł energii.....	62
CEL SZCZEGÓŁOWY 7. Rozwój ciepłownictwa i kogeneracji.....	70
CEL SZCZEGÓŁOWY 8. Poprawa efektywności energetycznej.....	75
4. Wdrażanie i monitorowanie PEP2040.....	81
Podmioty wdrażające	81
Aktualizacja polityki i system monitorowania	83
5. Wymiar terytorialny	83
6. Ramy finansowe i źródła finansowania PEP2040.....	89
Ramy finansowe PEP2040 określone w budżecie państwa w planowaniu wieloletnim.....	91
Zestawienie możliwych źródeł finansowania PEP2040 – środki krajowe i pozakrajowe	92
7. Lista projektów strategicznych PEP i SOR	96
8. Wskaźniki PEP2040	98
9. Dokumenty powiązane	100
Wykaz skrótów	104

Załącznik 1. Ocena realizacji poprzedniej polityki energetycznej państwa.

Załącznik 2. Wnioski z analiz prognostycznych dla sektora energetycznego.

Załącznik 3. Strategiczna ocena oddziaływania na środowisko Polityki energetycznej Polski do 2040 r.

1. Wprowadzenie

Polityka klimatyczno-energetyczna oraz kontekst międzynarodowy

Istotny wpływ na kształtowanie krajowej strategii energetycznej ma **polityka klimatyczno-energetyczna Unii Europejskiej (UE)**, w tym jej długoterminowa wizja dążenia do neutralności klimatycznej UE do 2050 r. oraz mechanizmy regulacyjne stymulujące osiąganie efektów w najbliższych dziesięcioleciach. Realizacja w UE celów klimatyczno-energetycznych na 2020 r. oraz 2030 r. jest kluczowa dla niskoemisyjnej transformacji energetycznej. W związku z realizacją ambicji dekarbonizacji UE, w grudniu 2020 r. Rada Europejska zatwierdziła wiążący unijny cel zakładający ograniczenie emisji netto gazów cieplarnianych do roku 2030 o co najmniej 55% w porównaniu z poziomem z roku 1990. Zwiększono tym samym dotychczas obowiązujący 40% cel redukcyjny. Nowa unijna ambicja została określona jako kolektywny cel dla całej Unii tj. realizowany na podstawie kontrybucji państw członkowskich, przy uwzględnieniu uwarunkowań krajowych, specyficznych punktów startowych, potencjału redukcyjnego, zasady suwerenności w kształtowaniu krajowego miks energetycznego, konieczności zagwarantowania bezpieczeństwa energetycznego; w sposób możliwie najbardziej racjonalny pod względem kosztów celem zachowania przystępnych cen energii dla gospodarstw domowych oraz konkurencyjności UE, jak również uwzględniając zasadę sprawiedliwości i solidarności. Podążanie za dynamicznie przyspieszającymi trendami klimatyczno-energetycznymi UE będzie stanowić dla Polski znaczące wyzwanie transformacyjne.

Na ścieżce długoterminowej transformacji energetycznej, punktem odniesienia są cele określone na 2020 r.

W 2009 r. przyjęto pakiet regulacji wyznaczający trzy zasadnicze cele przeciwdziałania zmianom klimatu do 2020 r. (tzw. pakiet 3 x 20%), przy czym państwa członkowskie partycypują stosownie do swoich możliwości. Polska jest zobowiązana do:

- zwiększenia efektywności energetycznej, poprzez oszczędność zużycia energii pierwotnej o 13,6 Mtoe w latach 2010–2020 w porównaniu do prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię z 2007 r.;
- zwiększenia do 15% udziału energii z OZE w końcowym zużyciu energii brutto do 2020 r.;
- kontrybucji w ogólnounijnej redukcji emisji gazów cieplarnianych o 20% (w porównaniu do 1990 r.) do 2020 r. (w przeliczeniu na poziomie z 2005 r.: -21% w sektorach EU ETS i -10% w non-ETS).

W 2014 r. Rada Europejska utrzymała kierunek przeciwdziałania zmianom klimatu i zatwierdziła cztery cele w perspektywie 2030 r. dla całej UE, które po rewizji w 2018 r. i w 2020 r. mają następujący kształt:

- zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych (GHG, ang. *greenhouse gases*) o co najmniej 55% w porównaniu z emisją z 1990 r.;
- co najmniej 32% udział źródeł odnawialnych w zużyciu finalnym energii brutto;
- wzrost efektywności energetycznej o 32,5%;
- ukończenie budowy wewnętrznego rynku energii UE.

Powyższe cele są wkładem UE w realizację porozumień klimatycznych. Kluczowe znaczenie dla aktualnej polityki i działań ma zawarte w grudniu 2015 r. podczas 21. konferencji stron *Ramowej konwencji Organizacji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu (COP21)*, tzw. **porozumienie paryskie**. Wynika z niego konieczność zatrzymania wzrostu średniej globalnej temperatury na poziomie poniżej 2°C w stosunku do poziomów sprzed epoki przemysłowej, a starać się należy, by było to nie więcej niż 1,5°C. W czasie 24. konferencji (COP24) w grudniu 2018 r. podczas polskiej prezydencji, został podpisany tzw. Katowicki pakiet klimatyczny wdrażający porozumienie paryskie. Szczególnej uwadze zostało poddane to, że wynikająca z porozumienia paryskiego *transformacja* musi przebiegać w sposób sprawiedliwy i solidarny.

W 2019 r. zakończono trwające na forum UE prace nad pakietem regulacji *Czysta energia dla wszystkich Europejczyków*, który wskazuje sposób operacjonalizacji unijnych celów klimatyczno-energetycznych na 2030 r. i ma przyczynić się do **wdrożenia unii energetycznej** oraz **budowy jednolitego rynku energii UE**. Polski Rząd brał aktywny udział w kształtowaniu ostatecznego brzmienia przepisów, gdyż regulacje te silnie wpływają na funkcjonowanie i określanie przyszłości modelu rynku energii w Polsce.

Perspektywicznie zakłada się dalszą rewizję kluczowych regulacji UE dotyczących sektora energetycznego, które odnosić się będą do celów i narzędzi polityki energetyczno-klimatycznej Unii Europejskiej w horyzoncie czasowym wykraczającym poza ramy 2030 r. Dotyczy to w szczególności rozstrzygnięć względem długoterminowej wizji redukcji emisji gazów cieplarnianych w UE do 2050 r. Z tego względu perspektywa po 2030 r. została określona kierunkowo, choć prognozy wykonane do PEP2040 mają perspektywę 2040 r. zgodnie z wymaganiami ustawowymi.

W 2019 r. Komisja Europejska opublikowała komunikat ws. **Europejskiego Zielonego Ładu**, czyli strategii której ambitnym celem jest osiągnięcie przez UE do 2050 r. neutralności klimatycznej – jako lidera światowego w tym zakresie. Polska poparła ten cel, wypracowując jednak specyficzną krajową derogację, ze względu na trudny punkt startowy polskiej transformacji i jej społeczno-ekonomiczne aspekty. Polska poczyniła w ostatnich kilkunastu latach ogromne postępy w zmniejszeniu wpływu sektora energii na środowisko, w szczególności poprzez modernizację mocy wytwórczych oraz dywersyfikację struktury wytwarzania energii. Nadal nasza zależność od paliw węglowych jest znacznie wyższa od innych państw członkowskich UE, dlatego tak ważna jest dla nas **sprawiedliwa transformacja**, oznaczająca uwzględnienie punktu startowego, społecznego kontekstu transformacji oraz przeciwdziałanie nierównomiernemu rozkładowi kosztów pomiędzy państwa, bardziej obciążającemu gospodarki o wysokim wykorzystaniu paliw węglowych. Trzeba zauważyć, że koszty odnoszą się zarówno do regionów węglowych (górnictwych i energetycznych), jak również do całych gospodarek, które w krótkim czasie ponoszą nakłady na nowe moce, często także na niedojrzałe ekonomicznie, droższe technologie, infrastrukturę sieciową, co jest również odzwierciedlone w cenie energii.

W 2020 r. świat dotknęła **pandemia koronawirusa**, oddziałując na wszystkie gospodarki światowe. Ta sytuacja nadzwyczajna uwidoczniła również istotną rolę sektora energii, w tym bezpieczeństwa energetycznego dla funkcjonowania gospodarki Polski i innych państw europejskich. W najbliższych latach sektor energii stanie przed szeregiem wyzwań post-COVID związanych m.in. z odbudową lub substitucją łańcuchów dostaw w celu prowadzenia inwestycji, mobilizacji środków finansowych w budżetach nadwyżonych przez skutki epidemii, a niekiedy – weryfikacji planów inwestycyjnych i akumulacji środków na kluczowe przedsięwzięcia. Istotne, aby decyzje inwestycyjne były podejmowane uwzględniając aspekt zielonej i niskoemisyjnej odbudowy gospodarczej. Działania związane z odbudową po pandemii mają na celu **nadanie szybkiego i skutecznego impulsu wzrostowego** oraz stworzeniu nowych możliwości dla krajowej gospodarki. Oprócz narzędzi osłonowych i działań mobilizujących krajowe środki publiczne, wykorzystane zostanie wsparcie unijne.

Transformacja energetyczna będzie wymagała zaangażowania wielu podmiotów i poniesienia znacznych nakładów inwestycyjnych¹, których skala w latach 2021–2040 może sięgnąć ok. 1 600 mld PLN. Inwestycje w sektorach paliwowo-energetycznych angażować będą środki finansowe w kwocie ok. 867-890 mld PLN. Prognozowane nakłady w sektorze wytwórczym energii elektrycznej sięgać będą ok. 320-342 mld PLN, z czego ok. 80% zostanie przeznaczonych na moce bezemisyjne tj. OZE i energetykę jądrową. Na skutek ww. głębokich przekształceń sektora paliwowo-energetycznego następować może wzrost kosztów energii. Szereg inwestycji może uzyskać wsparcie finansowe (operacyjne i inwestycyjne), dzięki czemu zmiany będą odbywać się w możliwie szybkim tempie i w większej skali. Istotne jest, aby sposób przeprowadzenia transformacji zapewniał akceptowalne społecznie ceny energii i nie pogłębiał ubóstwa energetycznego.

Na krajową transformację energetyczno-klimatyczną do 2030 r. skierowanych zostanie ok. 260 mld PLN², ze środków unijnych i krajowych w ramach różnych mechanizmów, m.in.:

- a. *Polityki Spójności* (ok. 79 mld PLN³),
- b. *Instrumentu na rzecz Odbudowy i Zwiększenia Odporności* (ok. 97,8 mld PLN⁴),
- c. *Funduszu na rzecz Sprawiedliwej Transformacji* (alokacja dla Polski ok. 15,6 mld PLN),
- d. *ReactEU* (ok. 1,8 mld PLN⁵),
- e. Pozostałych instrumentów (np. programy priorytetowe NFOŚiGW oraz środki Wspólnej Polityki Rolnej około 20 mld PLN).
- f. nowych instrumentów, które będą wspierać transformację systemu energetycznego w Polsce, np. Funduszu Modernizacyjnym oraz krajowym funduszu celowym, zasilanym środkami ze sprzedaży uprawnień do emisji CO₂ tj. Funduszu Transformacji Energetyki (dla którego wstępne szacunki wskazują na ponad 47,6 mld PLN⁶).

¹ Więcej informacji znajduje się w rozdziale 6 oraz w załączniku 2. do PEP2040.

² Na podstawie szacunków Ministerstwa Klimatu i Środowiska.

³ Całkowita alokacja dla Polski wynosi ok. 66,8 mld EUR. W ramach Polityki Spójności na działania związane z klimatem należy przeznaczyć 30% środków Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego i 37% środków Funduszu Spójności, tj. ok. 17,7 mld EUR.

⁴ W cenach bieżących w ramach tego mechanizmu dla Polski alokacja wynosi ok. 24,9 mld EUR dotacji bezzwrotnej i 34,2 mld EUR w formie pożyczek, co w sumie daje ok. 59,1 mld EUR. Z tego 37% należy wykorzystać na cele klimatyczne, tj. ok. 21,9 mld EUR.

⁵ Brak jest aktualnie ostatecznych przesądzeń w odniesieniu do ReactEU. Szacuje się, że dla Polski alokacja wynosić może ok. 2 mld EUR, Zakłada się, że dla sektora energetycznego będzie przeznaczonych ok. 20% z tych środków, co daje ok. 0,4 mld EUR.

⁶ Na podstawie szacunków Ministerstwa Klimatu i Środowiska.

Streszczenie

Polityka energetyczna Polski do 2040 r. (PEP2040) wyznacza ramy transformacji energetycznej w Polsce. Zawiera strategiczne przesądzenia w zakresie doboru technologii służących budowie niskoemisyjnego systemu energetycznego. PEP2040 stanowi wkład w realizację *Porozumienia paryskiego* zawartego w grudniu 2015 r. podczas 21. konferencji stron *Ramowej konwencji Organizacji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu (COP21)* z uwzględnieniem konieczności przeprowadzenia transformacji w sposób sprawiedliwy i solidarny. PEP2040 stanowi krajową kontrybucję w realizację polityki klimatyczno-energetycznej UE, której ambicja i dynamika istotnie wzrosły w ostatnim okresie. Polityka uwzględnia skalę wyzwań związanych z dostosowaniem krajowej gospodarki do uwarunkowań regulacyjnych UE związanych z celami klimatyczno-energetycznymi na 2030 r., Europejskim Zielonym Ładem, planem odbudowy gospodarczej po pandemii COVID i dążeniem do osiągnięcia neutralności klimatycznej zgodnie z krajowymi możliwościami, jako wkładu w realizację Porozumienia Paryskiego. Niskoemisyjna transformacja energetyczna przewidziana w PEP2040 inicjować będzie szersze zmiany modernizacyjne całej gospodarki, gwarantując bezpieczeństwo energetyczne, dbając o sprawiedliwy podział kosztów i ochronę najbardziej wrażliwych grup społecznych.

PEP2040 jest jedną z dziewięciu zintegrowanych strategii sektorowych, wynikających ze *Strategii na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju*. PEP2040 jest spójna z *Krajowym planem na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030*

PEP2040 zawiera opis stanu i uwarunkowań sektora energetycznego. Następnie wskazano **trzy filary PEP2040**, na których oparto **osiem celów szczegółowych** PEP2040 wraz z **działaniami** niezbędnymi do ich realizacji oraz **projekty strategiczne**. Zaprezentowano ujęcie terytorialne i wskazano źródła finansowania PEP2040.

filary	I filar. Sprawiedliwa transformacja
	II filar. Zeroemisyjny system energetyczny
	III filar. Dobra jakość powietrza

CEL SZCZEGÓŁOWY 1. Optymalne wykorzystanie własnych surowców energetycznych	CEL SZCZEGÓŁOWY 2. Rozbudowa infrastruktury wytwórczej i sieciowej energii elektrycznej	CEL SZCZEGÓŁOWY 3. Dywersyfikacja dostaw i rozbudowa infrastruktury sieciowej gazu ziemnego, ropy naftowej i paliw ciekłych
PROJEKT STRATEGICZNY 1. Transformacja regionów węglowych	PROJEKT STRATEGICZNY 2A. Rynek mocy, PROJEKT STRATEGICZNY 2B. Wdrożenie inteligentnych sieci elektroenergetycznych	PROJEKT STRATEGICZNY 3A. Budowa Baltic Pipe PROJEKT STRATEGICZNY 3B. Budowa drugiej nitki Rurociągu Pomorskiego
CEL SZCZEGÓŁOWY 4. Rozwój rynków energii	CEL SZCZEGÓŁOWY 5. Wdrożenie energetyki jądrowej	CEL SZCZEGÓŁOWY 6. Rozwój odnawialnych źródeł energii
PROJEKT STRATEGICZNY 4A. Wdrażanie Planu działania (mającego służyć zwiększeniu transgranicznych zdolności przesyłowych energii elektrycznej) PROJEKT STRATEGICZNY 4B. Hub gazowy, PROJEKT STRATEGICZNY 4C. Rozwój elektromobilności	PROJEKT STRATEGICZNY 5. Program polskiej energetyki jądrowej	PROJEKT STRATEGICZNY 6. Wdrożenie morskiej energetyki wiatrowej
CEL SZCZEGÓŁOWY 7. Rozwój ciepłownictwa i kogeneracji	CEL SZCZEGÓŁOWY 8. Poprawa efektywności energetycznej	
PROJEKT STRATEGICZNY 7. Rozwój ciepłownictwa systemowego	PROJEKT STRATEGICZNY 8. Promowanie poprawy efektywności energetycznej	

Ustawowym **celem polityki energetycznej państwa** jest bezpieczeństwo energetyczne⁷, przy zapewnieniu konkurencyjności gospodarki, efektywności energetycznej i zmniejszenia oddziaływania sektora energii na środowisko.

Cele szczegółowe PEP2040 obejmują cały łańcuch dostaw energii – od pozyskania surowców, przez wytwarzanie i dostawę energii (przesył i rozdziel), po sposób jej wykorzystania i sprzedaży. Każdy z ośmiu celów szczegółowych PEP2040 przyczynia się do realizacji trzech elementów celu polityki energetycznej państwa i służy transformacji energetycznej Polski.

Do dokumentu załączono (1) ocenę realizacji poprzedniej polityki energetycznej państwa, (2) wnioski z analiz prognostycznych oraz (3) strategiczną ocenę oddziaływania na środowisko PEP2040.

Trzy filary transformacji energetycznej

Poprzez realizację celów i działań wskazanych w PEP2040 przeprowadzona zostanie niskoemisyjna transformacja energetyczna przy aktywnej roli odbiorcy końcowego i zaangażowaniu krajowego przemysłu, dając impuls gospodarce, przy zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego, w sposób innowacyjny, akceptowalny społecznie i z poszanowaniem środowiska oraz klimatu.

Transformacja energetyczna, która zostanie przeprowadzona w Polsce będzie:

- sprawiedliwa** – nie zostawi nikogo z tyłu,
- partycypacyjna**, prowadzona **lokalnie**, inicjowana **oddolnie** – każdy będzie może w niej uczestniczyć,
- nastawiona na unowocześnienie i **innowacje** – jest planem na przyszłość,
- popudzająca **rozwój gospodarczy, efektywność i konkurencyjność** – będzie **motorem rozwoju gospodarki**.

Transformacja energetyczna zostanie oparta na trzech filarach:

- sprawiedliwa transformacja** – oznacza zapewnienie nowych możliwości rozwoju regionom i społecznościom najbardziej dotkniętym negatywnymi skutkami przekształceń w związku z niskoemisyjną transformacją energetyczną, jednocześnie zapewniając nowe miejsca pracy i budując nowe gałęzie przemysłu współuczestniczące w przekształcaniach sektora energii. Działania związane z transformacją rejonów węglowych będą wspierane środkami ok. 60 mld PLN. Poza ujęciem regionalnym, w transformacji uczestniczyć będą indywidualni odbiorcy energii, którzy z jednej strony zostaną osłonięci przed wzrostem cen nośników energii, a z drugiej strony będą zachęceni do aktywnego udziału w rynku energii. Dzięki temu transformacja energetyczna będzie przeprowadzona w sposób sprawiedliwy i każdy – nawet małe gospodarstwo domowe – może w niej partycypować.

Transformacja wykorzystywać będzie krajowe przewagi konkurencyjne, stworzy nowe możliwości rozwojowe i zainicjuje szerokie zmiany modernizacyjne, dając możliwość na stworzenie nawet 300 tysięcy nowych miejsc pracy w branżach o wysokim potencjalne, w szczególności związanym z OZE, energetyką jądrową, elektromobilnością, infrastrukturą sieciową, cyfryzacją, termomodernizacją budynków i in.

- zeroemisyjny system energetyczny** – to kierunek długoterminowy, w którym zmierza transformacja energetyczna. Zmniejszenie emisyjności sektora energetycznego będzie możliwe poprzez wdrożenie energetyki jądrowej i energetyki wiatrowej na morzu, zwiększenie roli energetyki rozproszonej i obywatelskiej, ale także dzięki zaangażowaniu energetyki przemysłowej, przy jednoczesnym zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego poprzez przejściowe stosowanie technologii energetycznej opartych m.in. na paliwach gazowych;
- dobra jakość powietrza** – to cel, który dla odbiorców jest jedną z bardziej zauważalnych oznak odchodzenia od paliw kopalnych; dzięki inwestycjom w transformację sektora ciepłowniczego (systemowego i indywidualnego), elektryfikację transportu oraz promowania domów pasywnych i zeroemisyjnych, wykorzystujących lokalne źródła energii, w widoczny sposób poprawi się jakość powietrza, która ma wpływ na zdrowie społeczeństwa; kluczowym rezultatem transformacji odczuwalnym przez każdego obywatela będzie zapewnienie czystego powietrza w Polsce.

I filar. Sprawiedliwa transformacja	II filar. Zeroemisyjny system energetyczny	III filar. Dobra jakość powietrza
Transformacja rejonów węglowych	Morska energetyka wiatrowa	Transformacja ciepłownictwa
Ograniczenie ubóstwa energetycznego	Energetyka jądrowa	Elektryfikacja transportu
Nowe gałęzie przemysłu związane z OZE i energetyką jądrową	Energetyka lokalna i obywatelska	Dom z Klimatem

⁷ Zgodnie z ustawą – *Prawo energetyczne*, bezpieczeństwo energetyczne oznacza stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska.

Kluczowe elementy PEP2040

<p>Transformacja energetyczna z uwzględnieniem samowystarczalności elektroenergetycznej</p>	<p>Energetyka wiatrowa na morzu moc zainstalowana osiągnie: ok. 5,9 GW w 2030 r. do ok. 11 GW w 2040 r.</p>	<p>Nastąpi istotny wzrost mocy zainstalowanych w fotowoltaice ok. 5-7 GW w 2030 r. i ok. 10-16 GW w 2040 r.</p>	
<p>Wzrost udziału OZE we wszystkich sektorach i technologiach. W 2030 r. udział OZE w końcowym zużyciu energii brutto wyniesie co najmniej 23% – nie mniej niż 32% w elektroenergetyce (głównie en. wiatrowa i PV) – 28% w ciepłownictwie (wzrost 1,1 pp. r/r) – 14% w transporcie (z dużym wkładem elektromobilności)</p>	<p>W 2030 r. udział węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej nie będzie przekraczać 56%</p>	<p>Redukcja wykorzystania węgla w gospodarce będzie następować w sposób zapewniający sprawiedliwą transformację</p>	
<p>Wzrosnie efektywność energetyczna – na 2030 r. określono cel 23% zmniejszenia zużycia energii pierwotnej vs. prognoz PRIMES2007</p>	<p>Programy inwestycyjne OSPe i OSDe będą ukierunkowane na rozwój OZE oraz aktywnych obiorców i bilansowania lokalnego</p>	<p>W 2033 r. uruchomiony zostanie pierwszy blok elektrowni jądrowej o mocy ok. 1-1,6 GW. Kolejne bloki będą wdrażane co 2-3 lata, a cały program jądrowy zakłada budowę 6 bloków.</p>	
<p>Do 2040 r. potrzeby ciepłe wszystkich gospodarstw domowych pokrywane będą przez ciepło systemowe oraz przez zero- lub niskoemisyjne źródła indywidualne</p>	<p>Gaz ziemny będzie paliwem pomostowym w transformacji energetycznej</p>	<p>W 2030 r. osiągnięta zostanie zdolność transportu sieciami gazowymi mieszaniny zawierającej ok. 10% gazów zdekarbonizowanych</p>	<p>Rozbudowie ulegnie infrastruktura gazu ziemnego, ropy naftowej i paliw ciekłych, a także zapewniona zostanie dywersyfikacja kierunków dostaw</p>
<p>Szereg działań zostanie nakierowanych jest na poprawę jakości powietrza, m.in.:</p> <ul style="list-style-type: none"> – rozwój ciepłownictwa systemowego (4-krotny wzrost liczby efektywnych systemów ciepłowniczych do 2030 r.) <ul style="list-style-type: none"> – niskoemisyjny kierunek transformacji źródeł indywidualnych (pompy ciepła, ogrzewanie elektryczne) – odejście od spalania węgla w gospodarstwach domowych w miastach do 2030 r., na obszarach wiejskich do 2040 r.; przy utrzymaniu możliwości wykorzystania paliwa bezdymnego do 2040 r. <ul style="list-style-type: none"> – zwiększenie efektywności energetycznej budynków – rozwój transportu niskoemisyjnego, w szczególności dążenie do zeroemisyjnej komunikacji publicznej do 2030 r. w miastach pow. 100 tys. mieszkańców 		<p>Redukcja zjawiska ubóstwa energetycznego do poziomu max. 6% gospodarstw domowych</p>	
<p>Do 2030 r. nastąpi redukcja emisji GHG o ok. 30% w stosunku do 1990 r.</p>		<p>Najbardziej oczekiwany rozwój technologii energetycznych i inwestycji w B+R obejmuje:</p> <ul style="list-style-type: none"> – technologie magazynowania energii – inteligentne opomiarowanie i systemy zarządzania energią – elektromobilność i paliwa alternatywne – technologie wodorowe 	

Cele szczegółowe PEP2040

Cel szczegółowy 1. Optymalne wykorzystanie własnych zasobów energetycznych

PROJEKT STRATEGICZNY 1.
Transformacja regionów węglowych

Krajowy potencjał surowcowy stwarza możliwość niezależnego pokrycia zapotrzebowania na węgiel i biomasę, jednak większość popytu na gaz ziemny czy ropę naftową musi być pokrywana importem. Kluczowa jest ochrona udokumentowanych złóż kopalin oraz racjonalna i oszczędna gospodarka surowcami, ze względu na skończoność zasobów, aspekty ekonomiczne i ekologiczne.

Popyt na **węgiel kamienny** będzie pokrywany zasobami własnymi, a relacja import–eksport będzie miała charakter uzupełniający. Rola tego surowca ulegnie ograniczeniu.

W czasie ewolucyjnej transformacji polskiego sektora energetycznego niezbędne jest zapewnienie przez polski sektor górnictwa pewnych dostaw węgla kamiennego po konkurencyjnych cenach. Z tego względu konieczne jest zapewnienie rentowności sektora oraz racjonalna eksploatacja, wykorzystanie i dystrybucja surowca.

Zapotrzebowanie na **węgiel brunatny** będzie pokrywane przez zasoby krajowe, w niewielkiej odległości od miejsca wykorzystania. Złoża perspektywiczne (Złoczew i Ościsłowo), ze względu na swój strategiczny charakter, zostaną zabezpieczone, jednakże ich eksploatacja będzie zależna od decyzji inwestorów. Kluczową rolę w ich zagospodarowaniu odegrają ceny uprawnień do emisji CO₂, warunki środowiskowe i rozwój nowych technologii.

Działalność badawczo-rozwojowa powinna być ukierunkowana na poszukiwanie innowacji służących redukcji obciążeń środowiska w wyniku wydobycia węgla oraz nowych rozwiązań przyczyniających się do niskoemisyjnego, efektywnego i elastycznego wykorzystania surowca (np. zgazowanie, paliwa płynne).

Ze względów społecznych, ekonomicznych i środowiskowych realizowana będzie restrukturyzacja regionów węglowych, tak aby zapewnić, że **sprawiedliwa transformacja energetyczna** doprowadzi do wzmocnienia gospodarczego, nie pozostawiając nikogo z tyłu oraz będzie służyć przyszłym pokoleniom. Wsparciu tego procesu służyć mają instrumenty finansowe w ramach unijnego mechanizmu sprawiedliwej transformacji mobilizujące **środki wsparcia na kwotę 60 mld PLN**. Szczegółowe rozwiązania w tym zakresie będą ujęte przede wszystkim w krajowym i terytorialnych planach sprawiedliwej transformacji.

Popyt na **gaz ziemny i ropę naftową** będzie pokrywany głównie surowcem importowanym. Realizowane będą działania ukierunkowane na dywersyfikację kierunków i źródeł dostaw. Jednocześnie nadal poszukiwane będą krajowe złoża (również niekonwencjonalne), które zastąpią podaż ze złóż wyeksploatowanych. Część popytu na ropę i gaz ziemny zostanie zmniejszona przez wzrost znaczenia biopaliw i paliw alternatywnych (m.in. energia elektryczna, LNG, CNG, biometan, wodór).

Zapotrzebowanie na **surowce odnawialne (biomasę)** pokrywane będzie w możliwie najmniejszej odległości od wytworzenia. Dążyć będzie się do zwiększania roli biomasy o charakterze odpadowym, aby nie doprowadzać do konkurencji z innymi sektorami. Należy wykorzystać także potencjał zgromadzony w odpadach nierolniczych oraz ściekach.

Cel szczegółowy 2. Rozbudowa infrastruktury wytwórczej i sieciowej energii elektrycznej

PROJEKT STRATEGICZNY 2A.
Rynek mocy,
PROJEKT STRATEGICZNY 2B.
Wdrożenie inteligentnych sieci elektroenergetycznych

Bilans mocy musi zapewniać stabilność dostaw energii i elastyczność pracy systemu elektroenergetycznego, a także realizację zobowiązań międzynarodowych oraz odpowiadać na zmiany na rynku energii i światowe trendy. Jednocześnie tylko sprawna i wystarczająco rozbudowana infrastruktura zapewni bezpieczeństwo dostaw energii. Rozbudowa infrastruktury wytwórczej i sieciowej doprowadzi do stworzenia niemal nowego systemu elektroenergetycznego do 2040 r. opartego w istotnej mierze o źródła zeroemisyjne.

Polska będzie dążyć do **możliwości pokrycia zapotrzebowania na moc własnymi zasobami**. Krajowe zasoby węgla pozostaną istotnym elementem bezpieczeństwa

energetycznego Polski, ale wzrost popytu będzie pokrywany przez źródła inne niż konwencjonalne moce węglowe. Udział węgla w strukturze zużycia energii osiągnie nie więcej niż 56% w 2030 r., a przy podwyższonych cenach uprawnień do emisji CO₂ może spaść nawet do poziomu 37,5%. Coraz większą rolę odgrywać będą **źródła odnawialne** – ich poziom w strukturze krajowego zużycia energii elektrycznej netto wyniesie nie mniej niż 32% w 2030 r., co umożliwi przede wszystkim rozwój fotowoltaiki oraz morskich farm wiatrowych, które ze względu na warunki ekonomiczne i techniczne mają największe perspektywy rozwoju. Dla osiągnięcia takiego poziomu OZE w bilansie, niezbędny jest rozwój **infrastruktury sieciowej, technologii magazynowania energii**, a także rozbudowa **jednostek gazowych** jako mocy regulacyjnych. W 2033 r. wdrożona zostanie **energetyka jądrowa** (łącznie powstanie 6 bloków jądrowych o mocy całkowitej 6-9 GW), która wzmocni podstawę systemu i wpłynie na redukcję emisji zanieczyszczeń z sektora. Także w celu **ograniczenia emisji zanieczyszczeń z sektora energii**, stopniowo wycofywane będą jednostki wytwórcze o niskiej sprawności, które będą

zastępowane mocami o wyższej sprawności (także kogeneracyjnymi). W perspektywie **do 2040 r. zostanie zbudowany niemal nowy system elektroenergetyczny**, którego silną podstawą będą źródła nisko i zero-emisyjne.

Rozbudowa infrastruktury przesyłowej pozwoli na wyprowadzenie mocy z istniejących i nowych źródeł (w tym energetyki wiatrowej i jądrowej) i poprawę pewności zasilania, a także do zwiększenia możliwości wymiany transgranicznej, z zachowaniem zasady samowystarczalności mocy wytwórczych w Polsce. Inwestycje w **systemach dystrybucyjnych** (odtworzenia sieci, skablowania sieci średniego napięcia) wpłyną na poprawę jakości dostaw do odbiorców końcowych, co oznacza w szczególności skrócenie długości przerw w dostawach energii. Ponadto inwestycje przyczyniać się będą do stopniowego przekształcania sieci pasywnej (jednokierunkowej) w sieć aktywną (dwukierunkową). Dla poprawy sprawności działania w sytuacjach awaryjnych wdrożony zostanie cyfrowy system łączności między operatorami systemów dystrybucyjnych, a infrastruktura wyposażona zostanie w urządzenia sterowania. Ponadto wdrożone zostaną **inteligentne sieci elektroenergetyczne**, dla integracji zachowań i działań wszystkich przyłączonych do nich podmiotów i użytkowników.

**Cel szczegółowy 3.
Dywersyfikacja dostaw gazu ziemnego i ropy naftowej oraz rozbudowa infrastruktury sieciowej**

PROJEKT STRATEGICZNY 3A.
Budowa Baltic Pipe

PROJEKT STRATEGICZNY 3B.
Budowa drugiej nitki Rurociągu Pomorskiego

Silne uzależnienie Polski od dostaw **gazu ziemnego** z jednego kierunku wymaga działań dywersyfikacyjnych. W tym celu zostanie zbudowane Baltic Pipe (połączenie Norwegia-Dania-Polska), rozbudowany terminal LNG w Świnoujściu oraz zbudowany terminal pływający FSRU w Zatoce Gdańskiej. Rozbudowane zostaną także połączenia z państwami sąsiadującymi. Aby umożliwić dalszy rozwój rynku gazu, wykorzystając możliwości importowe gazu ziemnego oraz zlikwidować tzw. białe plamy, rozbudowie ulegnie krajowa sieć przesyłowa i dystrybucyjna (także przy wykorzystaniu lokalnych stacji regazyfikacji LNG i biogazu) oraz infrastruktura magazynowa. To ważne, gdyż gaz ziemny jest paliwem przejściowym transformacji.

W jeszcze większym stopniu Polska zależna jest od dostaw **ropy naftowej**, dlatego konieczne jest zapewnienie warunków odbioru ropy i sprawnie funkcjonującej infrastruktury wewnętrznej. Zwiększona zostanie możliwość dostaw drogą morską,

do czego przyczyni się rozbudowa naftowego Rurociągu Pomorskiego, a także baz magazynowych ropy i paliw ciekłych. Dostawy produktów naftowych zależne są od odpowiednio rozwiniętej sieci rurociągów, zwłaszcza w południowej części Polski, która również zostanie poddana rozbudowie np. rurociągu Boronów-Trzebinia.

Cel szczegółowy 4. Rozwój rynków energii

PROJEKT STRATEGICZNY 4A.
Wdrażanie Planu działania (mającego służyć zwiększeniu transgranicznych zdolności przesyłowych energii elektrycznej)

PROJEKT STRATEGICZNY 4B.
Hub gazowy,

PROJEKT STRATEGICZNY 4C.
Rozwój elektromobilności

Rynek energii elektrycznej podlega dalszej liberalizacji. Promowany jest aktywny udział odbiorców w rynku energii oraz wzmocnienie ich pozycji na tym rynku. Oznacza to poszerzenie polityki informacyjnej, umożliwienie odbiorcom aktywnego udziału na rynku energii poprzez m.in. udział w DSR oraz uporządkowanie generalnych umów dystrybucji. W celu ochrony konkurencyjności polskich przedsiębiorstw energochłonnych także do tej grupy zaadresowane zostaną mechanizmy redukujące poziom obciążenia kosztami systemów wsparcia. Dla zapewnienia lepszych warunków pracy sieci przesyłowej i dystrybucyjnej rozwijane i pozyskiwane będą wybrane usługi, m.in. DSR oraz usługi systemowe, zapewniona zostanie także możliwość tworzenia lokalnych obszarów bilansowania. Stopniowo będą zwiększane transgraniczne zdolności przesyłowe, dzięki wdrożeniu Planu działania, który jest częścią systematycznej rozbudowy sieci przesyłowej energii elektrycznej w Polsce.

Rynek gazu ziemnego będzie podlegał dalszej liberalizacji, a środkiem do realizacji tego celu będzie m.in. uwolnienie przedsiębiorstw obrotu z obowiązku taryfowego dla ostatniej grupy odbiorców, czyli gospodarstw domowych. Istotne jest także wzmocnienie pozycji Polski na europejskim rynku gazu, do czego przyczyni się przede wszystkim utworzenie regionalnego centrum przesyłu i handlu gazem (hub). W tym celu niezbędny jest dalszy rozwój oferty usługowo-handlowej. Rozwój rynku nastąpi także z uwagi na postępującą gazyfikację kraju i wzrost wykorzystania gazu w segmentach odpowiadających dotychczas za niewielką część ogólnej konsumpcji, np. w gospodarstwach domowych, przemyśle, ciepłownictwie, elektroenergetyce, w tym jednostkach mogących pełnić rolę rezerwowych dla niestabilnych OZE, oraz transporcie.

Rynek produktów naftowych jest stosunkowo stabilny, choć w kolejnych latach będzie ulegać przeobrażeniom. Konieczne jest uporządkowanie struktury właścicielskiej segmentów rynku paliwowego, tak, aby spółki rafinerijne skoncentrowane były na produkcji i obrocie paliwami, a państwo miało kontrolę nad infrastrukturą kluczową dla bezpieczeństwa paliwowego. Rynek musi odpowiedzieć na wzrost wykorzystania petrochemikaliów w gospodarce (od drukarek 3D, po budownictwo), ale także prowadzić działania w celu ograniczenia emisyjności paliw tradycyjnych. Jednocześnie część popytu na produkty

naftowe zostanie pokryta przez większe wykorzystanie **biokomponentów oraz paliw alternatywnych** (LNG, CNG, biometan, wodór, paliwa syntetyczne) i **rozwój elektromobilności**.

Rynek wodoru będzie podlegał rozwojowi, wspieranemu przez sukcesywne prace regulacyjne oraz dostosowanie systemów wsparcia dla działań inwestycyjnych, badawczo-rozwojowych oraz budowy krajowego zaplecza technologicznego. Konieczne jest wykorzystanie sprzyjających warunków dla rozwoju oraz finansowania technologii wodorowych tworzonych w ramach polityki UE (Europejski Zielony Ład, reforma europejskiego rynku gazu). W długiej perspektywie rozwój technologii wodorowych przy jednoczesnym rozwoju łańcucha wartości gospodarki wodorowej, wesprze wzrost udziału odnawialnych źródeł energii (technologia magazynowania energii over-to-x), nada nową rolę sektorowi gazowemu w aspekcie magazynowania, przesyłu i dystrybucji mieszanin gazu ziemnego i wodoru oraz będzie narzędziem dekarbonizacji transportu i przemysłu. Równolegle do planowanych regulacji europejskich tworzone będzie prawo krajowe regulujące rozwój rynku wodoru.

Cel szczegółowy 5. **Wdrożenie energetyki jądrowej**

PROJEKT STRATEGICZNY 5.
Program polskiej energetyki jądrowej

W 2033 r. uruchomiony zostanie **pierwszy blok jądrowy** o mocy 1-1,6 GW, kolejne będą uruchamiane co 2-3 lata – cały program jądrowy zakłada budowę 6 bloków do 2043 r. Terminy wynikają z przewidywanych ubytków mocy w KSE, co związane jest także ze wzrostem popytu na energię elektryczną. Elektrownie jądrowe zapewniają **stabilność wytwarzania energii przy zerowej emisji zanieczyszczeń powietrza**. Jednocześnie możliwa jest **dywersyfikacja struktury wytwarzania energii po racjonalnym koszcie**. Aktualnie wykorzystywane technologie (generacji III i III+) oraz rygorystyczne normy światowe w zakresie bezpieczeństwa jądrowego zapewniają wysokie standardy **bezpieczeństwa eksploatacji elektrowni jądrowej** oraz składowania odpadów. Znaczna część programu jądrowego może być zrealizowana przy udziale polskich przedsiębiorstw.

Wdrożenie energetyki jądrowej wymaga wcześniejszych zmian prawnych, usprawniających realizację programu, a także zakończenia prac nad modelem finansowania. Po zakończeniu badań dokonany zostanie ostateczny wybór lokalizacji dla pierwszego i kolejnych bloków elektrowni jądrowych oraz uruchomienie nowego składowiska nisko- i średnioaktywnych odpadów promieniotwórczych. Wybrana zostanie także technologia oraz generalny wykonawca budowy. Prowadzone będą również działania mające na celu zapewnienie **odpowiedniego zaplecza kadrowego** – zarówno dla budowy elektrowni i jej właściwego funkcjonowania, jak i dozoru jądrowego.

Istnieje także potencjał wykorzystania reaktorów wysokotemperaturowych (ang. HTR, *high temperature reactor*), które nie stanowiąc alternatywy dla wielkoskalowych lekkowodnych bloków jądrowych, w przyszłości mogłyby być wykorzystywane głównie jako źródło ciepła technologicznego dla przemysłu.

Cel szczegółowy 6. **Rozwój odnawialnych źródeł energii**

PROJEKT STRATEGICZNY 6.
Wdrożenie morskiej energetyki wiatrowej

Wzrost roli odnawialnych źródeł energii wynika z potrzeby niskoemisyjnej transformacji energetycznej poprzez dywersyfikację bilansu energetycznego i redukcję jego emisyjności oraz kontrybucji w ogólnounijnym 32% celu OZE w końcowym zużyciu energii brutto, a także spadających kosztów tych technologii wytwarzania energii. Polska deklaruje osiągnięcie co najmniej **23% udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r.** (w *elektroenergetyce* – co najmniej 32% netto, w *ciepłownictwie i chłodnictwie* – przyrost 1,1 pkt proc. r/r., w *transporcie* – 14%). Mając na uwadze spodziewany rozwój technologiczny, szczególną rolę w realizacji celu OZE odegrają **morskie farmy wiatrowe których rozwój jest strategiczną decyzją dotyczącą rozwoju kluczowych kompetencji w tym zakresie w Polsce pozwalających na rozwój gospodarczy**. Przewidywany jest dalszy rozwój **fotowoltaiki**, której praca jest skorelowana z letnimi szczytami popytu na energię elektryczną a także lądowych farm wiatrowych, które wytwarzają energię elektryczną w podobnych przedziałach czasowych co morska energetyka wiatrowa. Przewiduje się także wzrost znaczenia **biomasy, biogazu, geotermii** w ciepłownictwie systemowym oraz **pomp ciepła** w ciepłownictwie indywidualnym, a w transporcie konieczne jest zwiększenie wykorzystania **biopaliw zaawansowanych i energii elektrycznej**.

Rozwijać się będzie także energetyka rozproszona oparta o wytwarzanie energii z OZE, sprzedaż, magazynowanie lub uczestnictwo w programach DSR przez podmioty indywidualne (np. aktywnych odbiorców, prosumentów energii odnawialnej i innych) i społeczności energetyczne (np. klastry energii, spółdzielnie energetyczne). Przewiduje się do 2030 r. ok. 5-krotny wzrost liczby prosumentów i zwiększenie do 300 liczby obszarów zrównoważonych energetycznie na poziomie lokalnym. Dla bezpieczeństwa pracy KSE w przyszłości przyłączenie niestabilnego źródła energii będzie powiązane z **obowiązkiem zapewnienia bilansowania** w okresach, gdy OZE nie dostarcza energii elektrycznej do sieci. **Mechanizmy wsparcia OZE** będą w uprzywilejowanej pozycji stawiać rozwiązania zapewniające maksymalną dyspozycyjność, z relatywnie najniższym

kosztem wytworzenia energii oraz zaspokajające lokalne potrzeby energetyczne, jak również rozwiązania hybrydowe łączące różne technologie OZE, samobilansowanie np. z wykorzystaniem magazynów energii.

Cel szczegółowy 7. Rozwój ciepłownictwa i kogeneracji

PROJEKT STRATEGICZNY 7.
Rozwój ciepłownictwa systemowego

Pokrywanie potrzeb ciepłych odbywa się na poziomie lokalnym, dlatego niezwykle ważne jest zapewnienie **planowania energetycznego na poziomie gmin** i regionów – ma to kluczowe znaczenie dla racjonalnej gospodarki energetycznej, poprawy jakości powietrza oraz wydobycia lokalnego potencjału. Użytecznym narzędziem będzie także uruchomienie ogólnopolskiej mapy ciepła⁸, co ułatwi planowanie pokrywania potrzeb ciepłych. Jako zasadniczy cel wskazano, aby w 2040 r. wszystkie potrzeby ciepłe gospodarstw domowych były pokrywane w sposób zero- lub niskoemisyjny.

Na terenach, na których istnieją techniczne warunki dostarczenia ciepła z efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego, **odbiorcy w pierwszej kolejności powinni korzystać z ciepła sieciowego**, o ile nie zastosują bardziej ekologicznego rozwiązania. Konieczne jest konsekwentne egzekwowanie tego obowiązku. Do 2030 r. **ok. 1,5 mln nowych gospodarstw domowych** zostanie przyłączonych do sieci ciepłowniczej. Jednocześnie opracowany zostanie nowy model rynku, tak, aby ceny ciepła były akceptowalne dla odbiorców, a równocześnie umożliwiały pokrycie kosztów uzasadnionych wraz ze zwrotem z zainwestowanego kapitału. Jednocześnie **celem jest, aby w 2030 r. co najmniej 85% spośród systemów ciepłowniczych lub chłodniczych**, w których moc zamówiona przekracza 5 MW **spełniało kryteria efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego**. Przyczyni się do tego rozwój **wysokosprawnej kogeneracji, ucieplnianie elektrowni, zwiększenie wykorzystania OZE i odpadów w ciepłownictwie systemowym**, modernizacja i rozbudowa systemów dystrybucji ciepła i chłodu oraz popularyzacja magazynów ciepła i inteligentnych sieci.

Do pokrywania **potrzeb ciepłych w sposób indywidualny** powinno wykorzystywać się źródła o możliwie najniższej emisyjności (pompy ciepła, ogrzewanie elektryczne, gaz ziemny, paliwa bezdymne) i **odchodzić od węgla – w miastach do 2030 r., na terenach wiejskich do 2040 r.** Zwiększony zostanie monitoring emisji w domach jednorodzinnych oraz wyciąganie konsekwencji wobec odpowiedzialnych za zanieczyszczenia.

Cel szczegółowy 8. Poprawa efektywności energetycznej

PROJEKT STRATEGICZNY 8.
Promowanie poprawy efektywności energetycznej

Polska wyznacza **krajowy cel w zakresie poprawy efektywności energetycznej do 2030 r. na poziomie 23% w odniesieniu do zużycia energii pierwotnej w 2020 r.** według prognozy PRIMES 2007. Potencjał poprawy efektywności energetycznej tkwi w niemal całej gospodarce. Wiąże się także z wdrażaniem nowych technologii i wzrostem innowacyjności gospodarki, wpływając na jej atrakcyjność i konkurencyjność. Działania proefektywnościowe prowadzą do redukcji zużycia energii i ponoszonych kosztów energii, choć korzyści należy rozpatrywać często w perspektywie przekraczającej okres

zwrotu tych inwestycji.

Wzrost efektywności energetycznej gospodarki będzie kreowany przez zobowiązanie grupy podmiotów do poprawy efektywności energetycznej lub zakupu świadectw efektywności energetycznej, ale także z wykorzystaniem prawnych i finansowych zachęt do działań proefektywnościowych. Ogromne znaczenie ma także wzorcowa rola sektora publicznego skutkująca inwestycjami, które będą cechowały innowacyjność oraz wyższe normy i standardy efektywności energetycznej, jak również poprawa świadomości o racjonalnym zużyciu energii z pełnym zaangażowaniem społeczeństwa (lokalne społeczności, przedsiębiorcy) ukierunkowanym na efektywne energetycznie urządzenia, produkty i technologie.

Nieefektywne wykorzystanie energii jest silnie związane z problemem **niskiej emisji** (spalanie niskiej jakości węgla oraz odpadów w gospodarstwach domowych; niewłaściwa obsługa instalacji; spalanie węgla w lokalnych ciepłowniach o niskiej sprawności; emisja komunikacyjna). Głównym narzędziem walki z problemem jest powszechna **termomodernizacja budynków mieszkalnych oraz zapewnienie efektywnego i ekologicznego dostępu do ciepła**, co będzie mieć także wpływ na redukcję problemu **ubóstwa energetycznego o 30% tj. do poziomu maksymalnie 6% gospodarstw domowych w 2030 r.** Na zmniejszenie emisji komunikacyjnej oddziaływać będzie rozwój elektromobilności i wodoromobilności oraz szeregu działań zaplanowanych dla rozwoju rynku paliw alternatywnych. W obszarze **transportu publicznego** przewiduje się dążenie do głębokiej redukcji emisji GHG, a **w miastach powyżej 100 tys. mieszkańców – osiągnięcie zeroemisyjności komunikacji miejskiej od 2030 r.**

⁸ Opracowanej w związku z art. 14 zrewidowanej dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej.

Umiejscowienie w systemie prawnym oraz systemie zarządzania rozwojem kraju

Polityka energetyczna Polski do 2040 r. stanowi odpowiedź na najważniejsze wyzwania stojące przed Polską w zakresie pokrycia zapotrzebowania na energię w najbliższych dziesięcioleciach oraz wyznacza kierunki rozwoju sektora energii z uwzględnieniem zadań niezbędnych do realizacji w perspektywie krótko- i średniookresowej.

Polityka energetyczna Polski do 2040 r. jest jedną z dziewięciu strategii wynikających z dokumentu pn. Systemu zarządzania rozwojem kraju, dla których podstawę stanowi średniookresowa strategia rozwoju kraju, tj. przyjęta w dn. 14 lutego 2017 r. **Strategia na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju (SOR)**. Jej głównym celem jest tworzenie warunków dla wzrostu dochodów mieszkańców Polski przy jednoczesnym wzroście spójności w wymiarze społecznym, ekonomicznym, środowiskowym i terytorialnym. *Energia* jest jednym z obszarów, które wpływają na osiągnięcie tego celu, jak i celów szczegółowych SOR.

Spośród pozostałych strategii wynikających z SOR, PEP2040 najsilniej wiąże się z *Polityką ekologiczną państwa 2030*⁹ i *Strategią zrównoważonego rozwoju transportu do 2030 roku* w odniesieniu do redukcji emisji CO₂ i zanieczyszczeń oraz tzw. niskiej emisji, *Strategią zrównoważonego rozwoju wsi, rolnictwa i rybactwa 2030* w odniesieniu do wykorzystania potencjału rolnictwa i obszarów wiejskich na cele energetyczne, *Strategią produktywności i Krajową Strategią Rozwoju Regionalnego 2030* w kontekście wzajemnych relacji sektora energii i produktywności gospodarki oraz rozwoju kraju.

W sposób bardziej pośredni PEP2040 powiązany jest ze *Strategią rozwoju kapitału ludzkiego*, *Strategią rozwoju kapitału społecznego* oraz *Strategią „Sprawne i nowoczesne państwo”*, które stanowią tło dla PEP2040. Kapitał ludzki wpływa na ilość i jakość wiedzy, umiejętności i potencjał zawarty w społeczeństwie, które oddziałują na możliwości rozwoju sektora energetycznego. Stan kapitału społecznego wpływa na relacje w społeczeństwie i odpowiedzialność społeczną, które z kolei warunkują sposób wdrażania PEP2040. Warto także zauważyć, że PEP2040 wykracza poza ramy czasowe SOR. Zmiany w sektorze energii zachodzą w perspektywie wieloletniej, a skutki są widoczne w ujęciu długookresowym, co ma odzwierciedlenie w prognozach energetycznych. PEP2040 jest również silnie powiązany z powstającą *Polityką Surowcową Państwa*, która ma na celu zapewnienie bezpieczeństwa surowcowego państwa poprzez stałe poszerzenie bazy zasobowej surowców m.in. energetycznych oraz intensyfikację działań w zakresie poszukiwania, rozpoznawania i zagospodarowywania (eksploatacji) złóż wód geotermalnych oraz ciepła suchych skał.

Polityka energetyczna państwa jest opracowana przez ministra właściwego ds. energii na podstawie art. 12, 13–15 ustawy – *Prawo energetyczne* oraz zgodnie z *ustawą o zasadach prowadzenia polityki rozwoju*, zaś za realizację odpowiedzialnych jest szereg podmiotów, zwłaszcza minister ds. energii i klimatu oraz Rada Ministrów.

W 2019 r. Polska opracowała *Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030* (KPEiK)¹⁰, z którym zgodna jest *Polityka energetyczna Polski do 2040 r.* Zakres i układ KPEiK odpowiadają wyzwaniu wdrażania unii energetycznej, zaś PEP2040 odnosi się także do innych potrzeb krajowych. Wraz z przyjęciem PEP2040 uchylona zostaje *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku z 2009 r.* oraz *Strategia Bezpieczeństwo Energetyczne i Środowisko – perspektywa do 2020 r. z 2014 r.*¹¹

Projekt PEP2040 został poddany w 2018 r. wstępnym konsultacjom publicznym, a następnie w 2019 r. przeprowadzono procedurę konsultacji publicznych w ramach strategicznej oceny oddziaływania na środowisko. Wykonane zostało także badanie ewaluacyjne przez podmiot zewnętrzny w ramach oceny ex-ante projektów 9 strategii rozwoju wynikających z SOR. Wnioski z obu etapów posłużyły wprowadzeniu korekt i uzupełnień do treści PEP2040, w tym działań zaplanowanych w dokumencie.

⁹ W tekście użyto skrótów nazw aktów prawnych i dokumentów strategicznych, a pełne nazwy wskazano w rozdziale 9.

¹⁰ Opracowanie KPEiK wynika z rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 w sprawie zarządzania unią energetyczną.

¹¹ Część Strategii BEiŚ została uchylona wraz z przyjęciem *Polityki ekologicznej Państwa 2030 – strategii rozwoju w obszarze środowiska i gospodarki wodnej* – tj. w części dotyczących Celu 1. Zrównoważone gospodarowanie zasobami środowiska (z wyłączeniem działania 2. Dążenie do utrzymania wydobycia węgla na poziomie zapewniającym zaspokojenie zapotrzebowania krajowego) oraz Celu 3. Poprawa stanu środowiska.

Struktura dokumentu

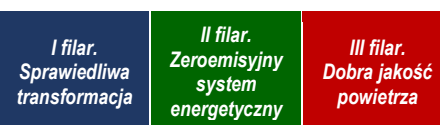
W strukturze dokumentu zawarto **streszczenie, cel polityki energetycznej** (rozdziały 1-2), osiem **celów strategicznych** PEP2040 wraz diagnozami, obszarami interwencji i niezbędnymi **działaniami i projektami strategicznymi**.

Horyzont planowania PEP2040 obejmuje 20 lat. W ramach planowania operacyjnego, działania wykonawcze zostały zaprogramowane na perspektywę kilku- lub kilkunastoletnią. Skutki wdrażania kierunków i działań są odzwierciedlone w części prognostycznej o horyzoncie 2040 r., stanowiącej załącznik do niniejszego dokumentu.

Każdy z celów szczegółowych PEP2040 oraz wszystkie zawarte w nich działania i projekty strategiczne zostały osadzone w trzech elementach celu PEP2040 – bezpieczeństwo energetyczne, konkurencyjność i poprawa efektywności energetycznej gospodarki oraz ograniczenie wpływu na środowisko (obok wskazano stosowane symbole).



Wdrożenie PEP2040 oparte na trzech niżej opisanych filarach, prowadzi do **transformacji energetycznej** Polski, w sposób **sprawiedliwy i partycypacyjny** (prowadzony lokalnie i z udziałem aktywnej roli odbiorców końcowych). PEP2040 ukierunkowana jest **unowocześnianie sektora energii, dążąc do zeroemisyjnego rozwoju** oraz pobudzenia innowacji, prowadząc do trwałego rozwoju gospodarczego, poprawy efektywności i konkurencyjności. Wdrożenie PEP2040 wpłynie na **poprawę jakości powietrza**, poszanowanie środowiska oraz ochronę klimatu.



Dla ułatwienia odbioru przez czytelnika, każdy cel szczegółowy wyróżniono innym kolorem, którym oznaczono również **obszary interwencji**. Schemat wskazuje także z którym **filarem transformacji** najsilniej koresponduje dany obszar interwencji.



W ramach opisu obszaru interwencji, wyszczególniono **działania**, które zostały zebrane w tabelach podsumowujących podrozdział ze wskazaniem terminów realizacji działań oraz odpowiedzialnych podmiotów (pierwszy wskazany podmiot jest wiodącym).

W każdym celu szczegółowym wskazano projekt strategiczny, który ma szczególne znaczenie dla wyzwań rozwojowych. W przypadku celów szczegółowych 2-4, określono projekt dla każdej z części. PEP2040 wskazuje 12 projektów strategicznych. Stanowią one rozszerzenie listy projektów SOR z obszaru „Energia” (pełna lista znajduje się w rozdziale 7).



W dalszej części dokumentu zamieszczony został **opis wdrażania i monitorowania**, a także **wymiar terytorialny** oraz **źródła finansowania** PEP2040 (rozdziały 4-6). Następnie zamieszczono listę projektów strategicznych PEP i SOR w obszarze „Energia” oraz wskaźników PEP2040 (rozdziały 7-8). Wskazano także **dokumenty powiązane** z PEP2040 na poziomie krajowym i unijnym (rozdział 9).

Do PEP2040 dołączono trzy załączniki, które są jej integralnymi częściami:

1. **Ocena realizacji poprzedniej polityki energetycznej państwa** – w dokumencie podsumowano realizację priorytetów wskazanych w *Polityce energetycznej Polski do 2030 roku* oraz kierunków wynikających ze *Strategii „Bezpieczeństwa energetyczne i środowisko – perspektywa do 2020 r.*
2. **Wnioski z analiz prognostycznych dla sektora energetycznego** – w dokumencie zaprezentowano szereg prognoz dla sektora paliwowo-energetycznego przy założeniu realizacji działań, które przesądza PEP2040. W szczególności przedstawiono projekcje zużycia energii pierwotnej i finalnego zużycia energii w podziale na rodzaj paliwa i sektory, prognozy wytwarzania i mocy zainstalowanej energii elektrycznej, elektroenergetycznych i gazowych połączeń transgranicznych oraz cen energii elektrycznej dla poszczególnych grup odbiorców. Uwzględniono także nakłady inwestycyjne niezbędne do poniesienia w sektorze energetycznym oraz prognozy redukcji wpływu na środowisko. **W dokumencie zamieszczono także wnioski z dodatkowej analizy uwzględniającej prognozę wyższych cen uprawnień do emisji CO₂ oraz metodę kosztu całkowitego.**
3. **Strategiczna ocena oddziaływania na środowisko PEP2040 (SOOŚ)** – w dokumencie przedstawiono analizę możliwego pozytywnego i negatywnego wpływu realizacji PEP2040 na środowisko – zgodnie z *ustawą o udostępnianiu informacji środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko.*

2. Cel polityki energetycznej państwa

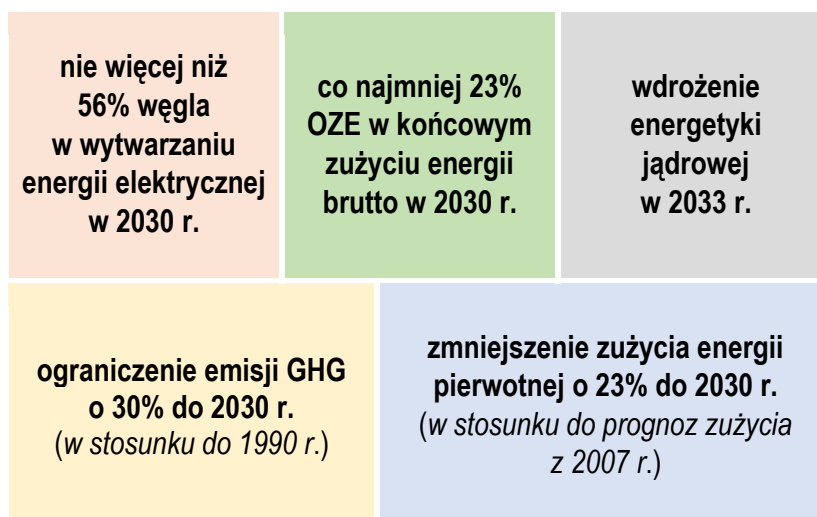
Celem polityki energetycznej państwa jest **bezpieczeństwo energetyczne**, przy zapewnieniu **konkurencyjności gospodarki**, efektywności energetycznej i **zmniejszenia oddziaływania sektora energii na środowisko**, przy optymalnym wykorzystaniu własnych zasobów energetycznych.



Bezpieczeństwo energetyczne oznacza aktualne i przyszłe zaspokojenie potrzeb odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska. Oznacza to obecne i perspektywiczne zagwarantowanie bezpieczeństwa dostaw surowców, wytwarzania, przesyłu i dystrybucji energii, czyli pełnego łańcucha energetycznego.

Koszt energii ukryty jest w każdym działaniu i produkcie wytworzonym w gospodarce, dlatego ceny energii przekładają się na **konkurencyjność całej gospodarki**. Jednocześnie emisje zanieczyszczeń z sektora energii **oddziałują na środowisko**, dlatego kreowanie bilansu energetycznego musi odbywać się z poszanowaniem tego aspektu.

Za globalną miarę realizacji celu PEP2040 przyjęto poniższe wskaźniki, zaś szersza lista wskaźników PEP znajduje się w rozdziale 8.



3. Cele szczegółowe PEP2040

CEL SZCZEGÓŁOWY 1.

Optymalne wykorzystanie własnych surowców energetycznych

Pokrycie zapotrzebowania na energię pierwotną stanowi jeden z głównych elementów **bezpieczeństwa energetycznego państwa**. Wysoka efektywność wydobycia oraz wykorzystania surowca wpływa na bardziej racjonalne jego zagospodarowanie, co sprzyja **ograniczeniu wpływu sektora energetycznego na środowisko**. Efektywność pozyskiwania surowca rzutuje na koszt wytworzenia energii, co w dalszej kolejności ma bezpośredni wpływ na **konkurencyjność gospodarki**.



Cel szczegółowy 1: Optymalne wykorzystanie własnych surowców energetycznych najmocniej oddziałuje w filarze PEP2040: **SPRAWIEDLIWA TRANSFORMACJA**. Zmiany

I filar. Sprawiedliwa transformacja

w sposobie wykorzystania surowców energetycznych wprowadzane będą w sposób racjonalny i stopniowy. W związku z transformacją energetyki w kierunku niskoemisyjnym, wydobycie surowców energetycznych w Polsce będzie zmniejszać się. Nie oznacza to jednak pozostawienia regionów węglowych i innych obszarów dotkniętych negatywnymi skutkami tego trendu gospodarczego bez wsparcia. Dzięki rozwijaniu nowych gałęzi przemysłu związanych m.in. z branżą OZE oraz energetyką jądrową, czy elektromobilnością, pojawią się nowe perspektywy rozwoju gospodarczego oraz nowe miejsca pracy.

W Polsce, zapotrzebowanie na energię pierwotną jest pokrywane następującymi surowcami energetycznymi: **węglem kamiennym, ropą naftową, gazem ziemnym, węglem brunatnym oraz źródłami odnawialnymi**. Polska posiada zasoby wszystkich wymienionych surowców, jednak ich wielkość i możliwości wykorzystania są niewystarczające do zapewnienia pełnego pokrycia zapotrzebowania¹². W związku z tym, Polska importuje część surowców energetycznych. Prognozy cen paliw, krajowej produkcji energii, jak i zużycia energii w podziale na paliwa i nośniki zostały przedstawione w załączniku 2 do PEP2040.

*Poniżej omówiono strategię pokrycia zapotrzebowania krajowego na poszczególne surowce energetyczne. Projektem strategicznym tego celu szczegółowego jest **transformacja regionów węglowych**.*

* * *

Zapotrzebowanie na **węgiel kamienny** (ok. 69 mln t w 2019 r.¹³) w większości pokrywane jest przez surowiec krajowy, a krajowe zasoby (złoża zlokalizowane w szczególności w zagłębiach śląskich i lubelskim) pozwalają na pokrycie popytu w perspektywie realizacji PEP2040. Wymiana import-eksport wynika przede wszystkim z lokalizacji popytu, dostępności surowca o danych właściwościach oraz jego ceny.

pokrycie zapotrzebowania na węgiel kamienny

I filar. Sprawiedliwa transformacja

Rola węgla kamiennego w gospodarce będzie się stopniowo zmniejszać. Powodem tych zmian są rosnące wymagania środowiskowe oraz malejące zapotrzebowanie gospodarki (głównie elektroenergetyki, a także gospodarstw domowych) na ten surowiec w związku z transformacją w kierunku niskoemisyjnym.

¹² PEP2040 jest silnie powiązany z Polityką Surowcową Państwa (projekt), która ukierunkowana jest na stałe poszerzenie bazy zasobowej surowców m.in. energetycznych oraz intensyfikację działań w zakresie poszukiwania i rozpoznawania i zagospodarowywania (eksploatacji) złóż wód geotermalnych oraz ciepła suchych skał.

¹³ *Bilans Energii Pierwotnej w latach 2004-2019*, MKiŚ 2020.

W czasie transformacji niezbędne jest zapewnienie stabilnego funkcjonowania branży górnictwa pozwalającego na pewne dostawy węgla kamiennego dla sektora energetycznego po konkurencyjnych cenach. Z tego względu kluczowym zadaniem jest **stałe podejmowanie przez spółki górnicze działań podnoszących efektywność działalności i konkurencyjność produktów.** Ze strony państwa, niezbędne jest monitorowanie sektora górnictwa węgla kamiennego i brunatnego oraz jego restrukturyzacja. **Do podniesienia rentowności eksploatacji węgla kamiennego przyczyni się przede wszystkim:**

- racjonalizacja i optymalizacja kosztów bieżącego funkcjonowania oraz systemu sprzedaży, tworzenie mechanizmów stabilizujących na okres dekonjunktury;
- ochrona udokumentowanych złóż kopalin oraz racjonalna gospodarka eksploatowanych złóż, prowadzenie prac poszukiwawczych i rozpoznawczych oraz udostępnianie nowych obszarów wydobywczych, jeśli to uzasadnione ekonomicznie, społecznie i środowiskowo, wdrażanie innowacji wydobywania surowca;
- racjonalna dystrybucja surowca, tj. jego wykorzystanie w możliwie najmniejszej odległości od miejsca wydobywania;
- wykorzystanie lub sprzedaż ubocznych produktów wydobywania (metan, wodór, kopaliny) – przyczyni się to do wdrażania *gospodarki o obiegu zamkniętym*, a jednocześnie wyeliminowane zostaną koszty i negatywne efekty środowiskowe składowania oraz uwalniania gazów cieplarnianych (np. metanu) do atmosfery¹⁴;
- uruchomienie szerokiego spektrum badań, co daje możliwość wykorzystania pokładów węgla kamiennego w różnych obszarach (np. urbanistycznych, przyrodniczych), dotychczas nieekonomicznych w tradycyjnej eksploatacji.

Popyt na **węgiel brunatny** (ok. 50 mln t w 2019 r.¹⁵) ze względu na jego parametry, pokrywany jest w pobliżu wydobywania (złoża zlokalizowane w środkowej i południowo-zachodniej Polsce), dlatego nie istnieje rynek tego surowca. Podobnie jak w przypadku węgla kamiennego, zapotrzebowanie na węgiel brunatny będzie spadać. Uwarunkowania w zakresie rosnących wymagań środowiskowych oraz polityki klimatycznej wpływają na efektywność ekonomiczną pracy istniejących jednostek wytwórczych opartych o węgiel brunatny oraz determinują procesy inwestycyjne.

pokrycie zapotrzebowania na węgiel brunatny

I filar. Sprawiedliwa transformacja

W związku z tym perspektywiczne złoża, ze względu na swój strategiczny charakter, zostaną poddane ochronie, jednakże ich eksploatacja będzie zależna od decyzji inwestorów. Za perspektywiczne uznaje się złoża Złoczew i Ościszewo, a za rezerwowe Gubin. Dla zagospodarowania złóż perspektywicznych główną rolę odegrają ceny uprawnień do emisji CO₂, warunki środowiskowe i rozwój nowych technologii.

Działalność badawczo-rozwojowa powinna być ukierunkowana na poszukiwanie innowacji służących redukcji obciążeń środowiska w wyniku wydobywania węgla brunatnego oraz nowych rozwiązań przyczyniających się do niskoemisyjnego, efektywnego i elastycznego wykorzystania surowca (np. zgazowanie, paliwa płynne). Stanowi to także potencjał rozwoju przemysłu w celu zaspokojenia tych potrzeb, co otwiera nowe możliwości gospodarcze¹⁶.

Ograniczenie wydobywania lub zakończenie eksploatacji złóż węgla może wiązać się z wystąpieniem **problemów gospodarczo-społecznych w regionach zależnych od sektora wydobywania i wytwarzania energii ze źródeł węglowych.** Konieczne są więc działania nie tylko z zakresu rekultywacji obszarów górniczych, ale również na rzecz **transformacji gospodarczo-społecznej całych regionów węglowych, tj. Śląska, Dolnego Śląska, Wielkopolski, Małopolski oraz województwa łódzkiego i lubelskiego.**

transformacja regionów węglowych

I filar. Sprawiedliwa transformacja

Niezbędne jest zatem wdrażanie specjalnych programów rozwoju dla takich regionów, np. poprzez specjalne wsparcie przedsięwzięć rozwojowych, tworzenie dogodnych warunków prowadzenia i rozwoju działalności gospodarczej, czy dodatkowych mechanizmów rozwoju rynku pracy, inwestycji w nisko- i bezemisyjne źródła wytwórcze. Transformacja musi mieć

1. PROJEKT STRATEGICZNY PEP – SOR PS.4(1)

¹⁴ Szczegółowy opis działań w obszarze górnictwa węgla kamiennego znajduje się w *Programie dla sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce (perspektywa 2030 r.)*, 2018.

¹⁵ *Bilans Energii Pierwotnej w latach 2004-2019*, MKiŚ 2020.

¹⁶ Szczegółowy opis działań w obszarze górnictwa węgla brunatnego znajduje się w *Programie dla sektora górnictwa węgla brunatnego w Polsce (perspektywa 2030 r.)*, 2018.

charakter **sprawiedliwy**, co oznacza, że regiony narażone na negatywne skutki zmian otrzymają wsparcie. Szczególną rolę w realizacji tego planu odegra wykorzystanie środków unijnych z Mechanizmu Sprawiedliwej Transformacji, w tym Funduszu Sprawiedliwej Transformacji, który stanowi wyraz solidarności UE w podejmowaniu wyzwań transformacji energetycznej. **W tym celu w 2021 r. opracowany zostanie plan restrukturyzacji górnictwa oraz Krajowy Plan Sprawiedliwej Transformacji**, a w kolejnym kroku odpowiednie terytorialne plany. Działania będą mogły liczyć na wsparcie finansowe (m.in. ze środków unijnych) w łącznej kwocie **ok. 60 mld PLN**. Pomoc będzie dotyczyła terytoriów najbardziej dotkniętych procesem transformacji – w szczególności pod względem utraty miejsc pracy w sektorach produkcji i wykorzystania paliw kopalnych oraz potrzeb w zakresie przekształcenia procesów produkcyjnych o najwyższej intensywności emisji gazów cieplarnianych. Przedsięwzięcia będą miały na celu ochronę pracowników najbardziej wrażliwych przedsiębiorstw gospodarujących na terenach objętych planami. Aby jak najlepiej odpowiedzieć na potrzeby lokalnych społeczności i gospodarek, w prace nad przygotowaniem ww. dokumentów będą zaangażowani przedstawiciele strony społecznej, samorządowej oraz przedsiębiorstw górniczych i energetycznych.

Uwzględniając powyższe, **w 2021 r. zostanie opracowana umowa społeczna w zakresie funkcjonowania sektora górniczego i jego transformacji**, której zakres będzie obejmował m.in.:

- mechanizm finansowania spółek sektora górnictwa węgla kamiennego, w tym **nowy program w zakresie pomocy publicznej dla sektora górnictwa**;
- inwestycje w nisko- i zeroemisyjne źródła wytwarzania energii z wykorzystaniem czystych technologii węglowych (m.in. IGCC, CCS, CCU) oraz wykorzystujących węgiel do produkcji metanolu, wodoru i paliw bezdymnych, w tym realizowane przez nowo utworzoną spółkę celową,
- terminy zakończenia produkcji węgla kamiennego w poszczególnych kopalniach w perspektywie do 2049 r.

Transformacja energetyczna to ogromna szansa gospodarcza dla regionów węglowych, a w ujęciu szerszym także dla całego kraju. Generowanie i wdrażane nowoczesnych rozwiązań, pobudzanie lokalnego przemysłu może stanowić punkt odniesienia dla innych obszarów kraju, które poszukują ścieżki rozwoju i wykorzystania lokalnego potencjału.

Polska nie posiada bogatych złóż **ropy naftowej**. Krajowe wydobywanie (złoża zlokalizowane są głównie na Niżu Polskim, na przedgórzu Karpat, szelfie Morza Bałtyckiego) pokrywa tylko część popytu (ok. 4% z 27 mln t rocznie¹⁷). Import pochodzi głównie z kierunku wschodniego, przy czym w ostatnim czasie zwiększa się dywersyfikacja w tym obszarze. W kraju będą kontynuowane poszukiwania nowych złóż. Nowo odkryte złoża zastąpią wydobywanie z już wyeksploatowanych pokładów. Stąd podaż surowca krajowego będzie utrzymywać się na zbliżonym poziomie.

pokrycie zapotrzebowania na ropę naftową

I filar. Sprawiedliwa transformacja

Głównym sposobem pokrycia zapotrzebowania na ropę naftową nadal będzie import. Celem nadrzędnym będzie dywersyfikacja kierunków i dróg dostaw oraz zapewnienie, aby krajowa infrastruktura była rozwijana w stopniu umożliwiającym zagospodarowanie surowca. Wysokie uzależnienie od jednego dostawcy oraz jednej drogi dostaw wiąże się z ryzykiem niedostarczenia surowców w odpowiedniej ilości lub jakości do rafinerii, a tym samym wystąpienia zakłóceń w zaopatrzeniu rynku w produkty naftowe, w tym paliwa. Zagadnienie to zostało szczegółowo opisane w dalszej części dokumentu¹⁸.

Zgodnie z prognozami sektorowymi, zużycie paliw ciekłych w Polsce będzie utrzymywało się względnie na stałym poziomie. Przewiduje się, że ropa naftowa nadal będzie odgrywać znaczący element bilansu energii pierwotnej ze względu na rozwój transportu, a także ze względu na zapotrzebowanie na produkty petrochemiczne oraz nowe zastosowania. Dynamika wzrostu zapotrzebowania na produkty naftowe zostanie wyhamowana ze względu na rozwój wykorzystania paliw alternatywnych, w tym biokomponentów i wodoru, a także rozwój elektromobilności¹⁹, co wpłynie pozytywnie na podążanie w kierunku niskoemisyjnym, ale także podbudzi nowy obszar gospodarczy.

¹⁷ Bilans Energii Pierwotnej w latach 2004-2019, MKiŚ 2020.

¹⁸ Patrz: cel szczegółowy 3, część C.

¹⁹ Patrz: cel szczegółowy 4, część C – wykorzystanie biokomponentów, rozwój elektromobilności i paliw alternatywnych.

W ostatnich latach zużycie gazu ziemnego w Polsce rośnie i w 2019 r. wyniosło²⁰ blisko 18,6 mld m³, a krajowe wydobycie (złoża zlokalizowane są głównie na Niżu Polskim oraz na przedgórzu Karpat) pokrywało ok. 22% zapotrzebowania. Prognozy wskazują, że zapotrzebowanie na gaz ziemny będzie rosnąć szczególnie ze względu na wykorzystanie tego surowca w elektrociepłowniach i mocach zapewniających elastyczność systemu elektroenergetycznego oraz z uwagi na niższą emisyjność w stosunku do innych paliw kopalnych. Wykorzystanie w sektorze bytowo-komunalnym i transporcie będzie wzrastać w związku z działaniami w zakresie poprawy jakości powietrza.

pokrycie zapotrzebowania na gaz ziemny

I filar. Sprawiedliwa transformacja

Ze względu na dostępność surowca nadal głównym sposobem pokrycia zapotrzebowania na gaz ziemny pozostaną dostawy z zagranicy. Kontynuowane **będzie poszukiwanie nowych złóż** (także na dnie Morza Bałtyckiego), **które zastąpią wyeksploatowane złoża**. Prowadzone prace mają przyczynić się do zwiększenia efektywności eksploatacji złóż, jednakże nie przewiduje się znaczącego wzrostu całkowitego wolumenu krajowego wydobycia. Jednocześnie krajowe spółki powinny w dalszym ciągu rozwijać działalność poszukiwawczą i wydobywczą poza granicami Polski, w szczególności na Norweskim Szelfie Kontynentalnym (z którym w 2022 r. Polska zostanie połączona dzięki gazociągowi Baltic Pipe) oraz na innych obszarach o wysokim potencjale zasobowym.

Oprócz tradycyjnego pozyskiwania gazu ziemnego spodziewany jest rozwój **metod wydobycia pozwalających na eksploatację złóż niekonwencjonalnych**. Oczekuje się postępów w pozyskiwaniu gazu (metanu) z pokładów węglowych (ang. *coalbed methane*, CBM), zarówno w efekcie przedekspluatacyjnego odmetanowywania pokładów węgla, jak również w następstwie oczyszczania nadwyżkowego metanu wychwytywanego w trakcie eksploatacji złóż węgla, a także wdrożenia efektywnych technologii wychwytu metanu z powietrza wentylacyjnego kopalń (ang. *ventilation air methane*, VAM). Popyt na paliwa gazowe może zostać częściowo pokryty także przez wykorzystanie krajowego potencjału produkcji **biogazu, biometanu, gazów syntezowych (syngaz), gazu syntetycznego, czy wodoru**. Przy spełnieniu odpowiednich warunków technicznych²¹, podobnie jak metan kopalniany, mogą one być wtłaczane do sieci gazowej, co wpłynie pozytywnie na zwiększenie ich wykorzystania. Pod uwagę brane jest także poddanie dalszym badaniom możliwości wydobycia gazu ze złóż niekonwencjonalnych (m.in. łupkowych).

Ponieważ głównym sposobem pokrycia zapotrzebowania na gaz ziemny będzie import, podobnie jak w przypadku ropy naftowej, najistotniejsze jest zapewnienie, aby źródła i drogi dostaw były zdywersyfikowane, a krajowa infrastruktura rozwinięta w stopniu umożliwiającym zagospodarowanie surowca. Zagadnienie to zostało szczegółowo opisane w dalszej części dokumentu²².

Biomasa to jedyne źródło odnawialne o charakterze surowca²³. **Energetyczne wykorzystanie biomasy** – zarówno termiczne, jak i beztlenowe (biogaz) w biogazowniach oraz na potrzeby produkcji biopaliw – **będzie ulegać zwiększaniu**. Przyczyną takiego kierunku rozwoju ww. surowca jest zwiększający się strumień bioodpadów wynikający z rosnącej konsumpcji, a także zaostrzenie regulacji dotyczących gospodarki odpadami, które stopniowo ograniczają składowanie bioodpadów²⁴. Energetyczne wykorzystanie biomasy wpisuje się w ideę *gospodarki o obiegu zamkniętym*.

pokrycie zapotrzebowania na biomasę

I filar. Sprawiedliwa transformacja

Sektor energetyczny powinien wykorzystywać w szczególności **biomasę o charakterze odpadowym**, która nie ma zastosowania w innych gałęziach gospodarki, m.in. odpady komunalne podlegające biodegradacji, odpady ze ścieków, pozostałości z leśnictwa, oraz z przemysłu rolno-spożywczego, czy przetwórczego (meblarskiego, papierniczego itp.).

²⁰ Bilans Energii Pierwotnej w latach 2004-2019, MKIŚ 2020.

²¹ Patrz: cel szczegółowy 4, część B – zwiększanie możliwości transportu gazów innych

²² Patrz: kierunek 3, część B.

²³ Tylko w przypadku biomasy/biogazu występuje dylemat importowo-eksportowy, dlatego pozostałe OZE nie zostały uwzględnione w tej części dokumentu. Jednakże dla zapewnienia waloru diagnostycznego scharakteryzowano uwarunkowania lokalizacyjne dla poszczególnych typów OZE. Dostępność biomasy i biogazu jest stosunkowo równomiernie rozłożona w całym kraju, choć kluczową determinantą jest ich lokalna dostępność. Potencjał energetyki słonecznej jest zbliżony w całym kraju, choć nieznacznie lepsze warunki występują w południowej i południowo-wschodniej części kraju. Najlepsze warunki wietrzne występują w pasie Wielkopolski oraz na Pomorzu, a najwyższe prędkości wiatr osiąga na Morzu Bałtyckim. Zasoby geotermalne w Polsce są powiązane głównie z występowaniem wód termalnych, które występują na znacznej części Niżu Polskiego, a także w Karpatach i na ich przedgórzu oraz w Sudetach. Zasoby hydrologiczne Polski należą do najniższych w Europie, a małe różnice poziomów sprawiają, że potencjał hydroenergetyczny kraju jest stosunkowo niewielki, choć należy zauważyć, że kluczową dla potencjalnych budowli hydrologicznych jest funkcja retencyjna.






















²⁴ Już od 2016 r. obowiązuje zakaz składowania określonych frakcji odpadów komunalnych i pochodzących z ich przetwarzania, w tym odpadów o zawartości ogólnego węgla organicznego powyżej 5% suchej masy i o cieple spalania powyżej 6 MJ/kg suchej masy.

Proces ten musi odbywać się zgodnie z zasadą hierarchicznego postępowania z odpadami, co oznacza, że biomasa powinna zostać poddana w pierwszej kolejności recyklingowi, a jeśli to niemożliwe odzyskowi i unieszkodliwianiu, co pozwala na racjonalne zagospodarowanie frakcji biodegradowalnej.

Biomasa rolnicza nadal będzie odgrywała dużą rolę w pokryciu zapotrzebowania na surowiec, a kluczowe jest to, aby nie występowała konkurencja surowcowa między energetyką a rolnictwem, przemysłem rolno-spożywczym oraz przetwórczym. Ponadto biomasa powinna być **wykorzystywana w możliwie najmniejszej odległości od powstania**, tak aby jej transport, w tym pochodne emisje i koszty z tym związane nie wpływał negatywnie na efekt środowiskowy i ekonomiczny.



Regionalne ujęcie analizowanego celu szczegółowego jest ściśle powiązane z lokalizacją złóż poszczególnych surowców. Często eksploatacja surowca ma istotne znaczenie dla danego sytuacji gospodarczo-społecznej regionu. W związku z tym w sytuacji gdy planowane jest zmniejszenie zakresu eksploatacji złoża konieczne jest wprowadzenia odpowiednich **polityk rozwoju** dla regionów dotkniętych zmianami. Celem jest minimalizowanie ryzyka wystąpienia problemów społeczno-gospodarczych w regionie. W wielu przypadkach możliwe będzie wykorzystanie terenów po zakończonej eksploatacji na potrzeby nowego wykorzystania gospodarczego.

 Działania	Termin	Odpowiedzialni
 1.1. Zapewnienie możliwości pokrycia zapotrzebowania na węgiel kamienny poprzez: <ul style="list-style-type: none">  – zapewnienie rentowności sektora górnictwa węgla kamiennego;  – ochronę udokumentowanych złóż kopalin oraz racjonalną gospodarkę złóż;  – racjonalną dystrybucję surowca;  – zagospodarowanie ubocznych produktów wydobycia;  – poszukiwanie innowacji w wydobyciu i wykorzystaniu surowca 	cała perspektywa PEP2040	spółki węglowe, MAP, MKiŚ, PIG-PIB i inne instytuty badawcze
 1.2. Zapewnienie możliwości pokrycia zapotrzebowania na węgiel brunatny poprzez: <ul style="list-style-type: none">  – ochronę udokumentowanych złóż kopalin racjonalną gospodarkę złóż;  – poszukiwanie innowacyjnych sposobów wykorzystania surowca 	cała perspektywa PEP2040	MKiŚ, PIG-PIB, spółki węglowe/energetyczne
 1.3. Zapewnienie wsparcia transformacji regionów węglowych, w tym opracowanie w 2021 r. planu restrukturyzacji górnictwa oraz Krajowego Planu Sprawiedliwej Transformacji z wykorzystaniem środków unijnych	cała perspektywa PEP2040	MAP, MKiŚ, MFiPR, samorządy, spółki węglowe/energetyczne
<div style="border: 1px solid red; padding: 5px; display: inline-block;"> 1. PROJEKT STRATEGICZNY PEP  </div>		
 1.4. Zapewnienie możliwości pokrycia zapotrzebowania na ropę naftową poprzez: <ul style="list-style-type: none">  – optymalizację wykorzystania krajowych złóż ropy naftowej;  – dywersyfikację źródeł dostaw i kierunków importu ropy naftowej;  – wykorzystanie biokomponentów i paliw alternatywnych oraz biometanu 	cała perspektywa PEP2040	MKiŚ, PRSIE, spółki naftowe, PIG-PIB, MRiRW
 1.5. Zapewnienie możliwości pokrycia zapotrzebowania na gaz ziemny przez: <ul style="list-style-type: none">  – optymalizację wykorzystania krajowych złóż gazu ziemnego, w tym wykorzystanie rozwój metod wykorzystania złóż niekonwencjonalnych;  – dywersyfikację źródeł dostaw gazu ziemnego;  – wykorzystanie krajowego potencjału w zakresie produkcji biogazu, biometanu, gazów syntezowych, gazu syntetycznego, wodoru 	cała perspektywa PEP2040	MKiŚ, PRSIE, PIG-PIB, spółki gazowe
 1.6. Zapewnienie możliwości pokrycia zapotrzebowania na biomasę, przy założeniu lokalnego wykorzystania surowców oraz wykorzystania potencjału biomasy o pochodzącej z odpadów	cała perspektywa PEP2040	MKiŚ, MRiRW, PIG-PIB

 – bezpieczeństwo energetyczne,
  – konkurencyjność gospodarki,
  – ograniczenie wpływu sektora na środowisko

CEL SZCZEGÓŁOWY 2.

Rozbudowa infrastruktury wytwórczej i sieciowej energii elektrycznej

W celu zapewnienia **bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej** konieczna jest modernizacja, utrzymanie i rozbudowa infrastruktury wytwórczej oraz infrastruktury sieciowej (przesyłu i dystrybucji), jak również zabezpieczenie systemów pod kątem cyberbezpieczeństwa. Kształt miksu energetycznego oraz zapewnienie odpowiedniego stanu i wielkości infrastruktury sieciowej pozwala na podnoszenie **konkurencyjności całej gospodarki narodowej**. Te same czynniki określają również zakres oddziaływania **sektora energetycznego na środowisko**.



Cel szczegółowy 2. Rozbudowa infrastruktury wytwórczej i sieciowej energii elektrycznej wpisuje się we wszystkie trzy filary PEP2040, a głównie w filar **ZEROEMISYJNY SYSTEM ENERGETYCZNY**. W odniesieniu do elektroenergetyki pozostałe dwa filary są zobrazowane w korespondujących z tą częścią PEP2040 celach szczegółowych 4A, 5 i 6. Rozbudowa infrastruktury wytwórczej o niskoemisyjne źródła, w szczególności energetykę jądrową i OZE, pozwoli na transformację elektroenergetyki w kierunku bardziej zrównoważonym i mniej emisyjnym. Natomiast rozbudowa infrastruktury sieciowej umożliwi wykorzystanie energii elektrycznej wytworzonej w niskoemisyjnych źródłach na terenie całej Polski.

II filar. Zeroemisyjny system energetyczny

* * *

CZĘŚĆ A) Rozbudowa infrastruktury wytwórczej energii elektrycznej

W 2019 r. polska gospodarka zużyła blisko 170 TWh energii elektrycznej, w większości wykorzystując produkcję własną, która od 1990 r. wzrosła o ok. 16%, a od połowy XX w. ponad 17-krotnie. Moc zainstalowana w krajowym systemie elektroenergetycznym (KSE) na koniec 2019 r. wynosiła blisko 46,8 GW brutto, z czego niemal 36,7 GW to elektrownie zawodowe, oparte w większości na węglu kamiennym i brunatnym, w mniejszej części na gazie i hydroenergii. Około 7,5 GW stanowiły moce zainstalowane w OZE (głównie wiatrowe), resztę to elektrownie przemysłowe (paliwa różne) – ok. 2,6 GW²⁵.

Aktualnie Polska może w całości pokryć swoje zapotrzebowanie na energię elektryczną krajowymi źródłami wytwórczymi, jednak w najbliższych kilkunastu latach (zwłaszcza po 2029 r.) **z systemu elektroenergetycznego wycofana zostanie znaczna część obecnie eksploatowanych jednostek wytwórczych**. Tylko w 2020 r. odstawione zostanie ok. 2,5 GW mocy zainstalowanych w jednostkach wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD)²⁶. Powodami odstawień jednostek wytwórczych jest brak możliwości lub zasadności dostosowania do coraz wyższych wymogów środowiskowych wynikających m.in. z konkluzji BAT, jak również wiek i poziom wyeksploatowania jednostek, a także poziom efektywności ekonomicznej działalności poszczególnych jednostek. W związku z rosnącym zapotrzebowaniem na energię elektryczną, związanym m.in. z elektryfikacją kolejnych sektorów gospodarki (np. transportu i ciepłownictwa), istnieje konieczność rozbudowy infrastruktury wytwórczej. Natomiast rosnące wymagania środowiskowe wskazują na potrzebę inwestycji w niskoemisyjne źródła wytwórcze. W perspektywie **do 2040 r. zostanie zbudowany niemal nowy system elektroenergetyczny**, którego silną podstawą będą źródła zero-emisyjne.

Poniżej omówiono uwarunkowania pracy systemu elektroenergetycznego, a także określono sposób pokrycia krajowego zapotrzebowania na moc elektryczną. Projektem



²⁵ Źródło: Raport roczny z funkcjonowania KSE w 2019 roku, PSE S.A.

²⁶ W latach 2019-2020 do KSE przyłączonych zostanie ok. 4,2 GW nowych mocy wytwórczych JWCD wykorzystujących węgiel lub gaz ziemny, co zrekompensuje wycofania i pokryje wzrost popytu na energię. Więcej w załączniku 1 i 2 do PEP2040.

strategicznym PEP w części A tego celu szczegółowego jest **rynek mocy**, który jest jednocześnie projektem strategicznym SOR w obszarze interwencji *Poprawa bezpieczeństwa energetycznego kraju – PS.1(1)*.

* * *

Sposób, w jaki prowadzona będzie **transformacja systemu wytwórczego energii elektrycznej w Polsce** musi uwzględniać szereg czynników:

– **aktualny bilans produkcji i mocy wytwórczych energii elektrycznej**

Aktualnie, w Polsce sektor wytwórczy energii elektrycznej opiera się głównie o konwencjonalne jednostki wytwórcze centralnie dysponowane, wytwarzające energię elektryczną z węgla. Jednostki te są wysokoemisyjne, więc transformacja energetyki w kierunku niskoemisyjnym wymaga szerokiego zakresu zmian w strukturze wytwarzania energii elektrycznej. Choć pracujące jednostki spełniają wymogi emisyjne wynikające z regulacji krajowych i unijnych w zakresie wymagań środowiskowych, to charakteryzują się stosunkowo wysoką emisyjnością wytwarzania energii w zakresie emisji CO₂ co obciąża je wysokimi kosztami systemu EU ETS (ang. *European Union Emissions Trading System*).

– **polityka klimatyczno-energetyczna Unii Europejskiej oraz trudności w finansowaniu inwestycji wykorzystujących paliwa kopalne**

Polska kontrybuuje w celach UE i realizuje inne zobowiązania międzynarodowe. Należy się spodziewać, że decyzje odnośnie zaostrzenia norm emisyjnych oraz reforma unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji CO₂ (EU ETS), a także konieczność dostosowania mocy wytwórczych do regulacji środowiskowych (dyrektywa IED i konkluzje BAT) wpłyną na wzrost kosztów wykorzystania paliw kopalnych dla celów energetycznych. W celu operacjonalizacji polityki klimatyczno-energetycznej na poziomie UE, wdrażane są nowe zasady finansowania przedsięwzięć, utrudniające inwestycje w paliwa kopalne. Oddziałuje to nie tylko na dostępność środków unijnych, ale także środków prywatnych. Utrudniony dostęp do kapitału na potrzeby inwestycji związanych z infrastrukturą gazową może stworzyć niekorzystne warunki dla transformacji energetycznej w Polsce, gdyż wykorzystanie gazu ziemnego jako paliwa przejściowego umożliwi bezpieczny przyrost wolumenów OZE w KSE do czasu rozwoju nowych technologii (w tym stosowanego na szeroką skalę magazynowania energii elektrycznej), jak również rozwoju usług elastyczności sieci.

Jednocześnie, aby pomóc przemysłowi i podsektorom energetyki sprostać wyzwaniom innowacyjnym i inwestycyjnym związanym z przejściem na gospodarkę niskoemisyjną istotne jest jak najlepsze wykorzystanie dostępnych mechanizmów wsparcia (w tym narzędzi możliwych do wykorzystania w ramach systemu EU ETS, tj. funduszu innowacyjności, funduszu modernizacyjnego, czy funduszu celowego na transformację sektora energii, jak również pakietu instrumentów EU na rzecz odbudowy i zwiększania odporności gospodarek po kryzysie wywołanym przez pandemię COVID oraz wspierającym sprawiedliwą transformację energetyczną). Do zwiększenia możliwości mobilizowania kapitału oraz mobilizacji finansowania zewnętrznego korzystne mogą okazać się zmiany w aktualnej strukturze spółek sektora elektroenergetycznego. Spółki skupione na wybranych gałęziach sektora elektroenergetycznego mogą mieć większe możliwości rozwoju w obszarach takich jak badania i rozwój oraz nowe technologie, a także większe możliwości pozyskiwania finansowania.

– **budowa jednolitego rynku energii elektrycznej UE**

W latach 2018–2019 przyjęto pakiet regulacji *Czysta energia dla wszystkich Europejczyków*, który jest kolejnym pakietem regulacji liberalizujących rynek energii oraz głównym narzędziem realizacji polityki klimatyczno-energetycznej UE. Przepisy określone dla sektora elektroenergetycznego mają ogromne znaczenie dla reguł funkcjonowania całego sektora elektroenergetycznego, a ich wdrożenie ma na celu m.in. zbudowanie jednolitego wewnętrznego rynku energii elektrycznej.

– **pewność dostaw oraz elastyczność wytwarzania**

W ostatnich latach rynek energii elektrycznej został silnie zmodyfikowany na skutek szybkiego przyrostu OZE charakteryzujących się dużą niestabilnością pracy. Praca źródeł konwencjonalnych stała się częściowo zależna od niestabilnych OZE, które mają pierwszeństwo wprowadzania do sieci energii przez nie wytworzonej. Czas pracy jednostek konwencjonalnych jest krótszy niż był jeszcze kilka czy kilkanaście lat temu, co wpływa zarówno na rachunek ekonomiczny pracy tych jednostek, jak i na ich możliwości techniczne. Zmiany w zakresie regulacji rynku energii jak i postępujący udział niesterowalnych źródeł OZE w strukturze wytwarzania energii wymuszają konieczność zapewnienia elastyczności systemu elektroenergetycznego.

– **dynamiczny rozwój energetyki rozproszonej**

Dzięki zintensyfikowanym instrumentom wsparcia, ilość mocy zainstalowanych w OZE (w tym w mikroinstalacjach) stale rośnie. Źródła rozproszone staną się w najbliższych dziesięcioleciach istotnym elementem transformacji KSE i wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego. Dopóki technologie magazynowania nie są dostatecznie rozwinięte, w KSE muszą występować moce, których generacja zapewni pewność dostaw, zgodnie z zapotrzebowaniem na energię. Dalsze zwiększenie roli rozproszonych źródeł generacji, jest nierozzerwanie związane z koniecznością rozbudowy inteligentnej infrastruktury sieciowej oraz wdrażaniem narzędzi zarządzania siecią i innych technologii cyfrowych.

– **potrzeba wdrażania innowacji**

Nowe rozwiązania powinny przyczynić się do lepszej efektywności pracy systemu energetycznego i łatwiejszej integracji OZE, a także szeroko pojętego ograniczenia wpływu sektora na środowisko i wzrostu efektywności energetycznej. Z tego względu ogromną rolę we wdrażaniu innowacji mają badania i rozwój oraz pozyskiwanie środków na ich realizację.

– **zapewnienie na wysokim poziomie cyberbezpieczeństwa**

Wdrażanie nowych technologii wiąże z wieloma wyzwaniami i zagrożeniami mającymi źródło w cyberprzestrzeni. Dlatego konieczne uwzględnienie cyberbezpieczeństwa w procesach wytwarzania energii elektrycznej oraz wdrażanie odpowiednich rozwiązań systemowych zabezpieczających infrastrukturę przesyłową i dystrybucyjną oraz przepływ danych.

Dla zapewnienia transformacji sektora wytwórczego energii elektrycznej, przy jednoczesnym zagwarantowaniu bezpieczeństwa energetycznego, konkurencyjności gospodarki i poprawy efektywności energetycznej oraz ograniczeniu wpływu sektora energetycznego na środowisko Rząd będzie wspierał wdrażanie przyjętych poniżej założeń, których operacjonalizacja została ujęta także w pozostałych celach szczegółowych dokumentu.

Polska będzie dążyć do **zapewnienia możliwości pokrycia zapotrzebowania na moc własnymi źródłami**, przy jednoczesnym umożliwieniu swobodnej wymiany transgranicznej. Dla pokrycia rosnącego popytu, w sytuacji znaczących wycofań jednostek wytwórczych z systemu elektroenergetycznego oraz zbilansowania przyrostu mocy zależnych od warunków atmosferycznych, Polska wprowadziła mechanizm zdolności wytwórczych – rynek mocy. Stanowi on impuls inwestycyjny dla budowy i modernizacji jednostek wytwórczych, magazynów i DSR (ang. *demand side response*) w celu zapewnienia stabilności dostaw energii elektrycznej.

pokrycie zapotrzebowania na moc i elastyczność systemu

II filar. Zeroemisyjny system energetyczny

Ustanowiony w 2017 r. **rynek mocy** to mechanizm rynkowy, który ma na celu zapewnienie wymaganego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, przy jednoczesnej minimalizacji kosztów z punktu widzenia gospodarki. Funkcjonuje on równoległe do rynku energii elektrycznej i nie wprowadza ograniczeń w kształtowaniu cen na rynku energii elektrycznej. Jest neutralny technologicznie, dzięki czemu stwarza jednolite warunki konkurencji wszystkim technologiom wytwarzania energii elektrycznej, a także magazynom energii elektrycznej oraz usługom redukcji zapotrzebowania na moc (DSR), przy uwzględnieniu stopnia, w jakim poszczególne technologie przyczyniają się do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw oraz pod warunkiem spełnienia wymagań określonych w ustawie o rynku mocy.



2A. PROJEKT STRATEGICZNY PEP – SOR PS.1(1)

Wdrożenie rynku mocy jego i funkcjonowanie od 2021 r. wymaga przeprowadzenia w odpowiednim czasie aukcji głównych i dodatkowych na dostawy energii. Rynek energii podlega bieżącemu monitoringowi, co stanowi podstawę określenia parametrów kolejnych aukcji, a analizy bilansowe oraz prognozy rozwoju rynku na dwa lata przed ostatnią aukcją główną rynku mocy (2023 r.) posłużą podjęciu decyzji czy wymagana jest kontynuacja funkcjonowania rynku mocy, biorąc pod uwagę obowiązujące wówczas regulacje UE. Mechanizm rynku mocy zostanie także zmodyfikowany tak, aby dostosować go do przepisów rozporządzenia UE w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (2019/943).

W związku z wprowadzeniem mechanizmu rynku mocy Polska zobowiązała się do likwidacji od 01.01.2021 r. kilku innych mechanizmów służących poprawie dostępności mocy w systemie, tj. mechanizmów: Interwencyjnej Rezerwy Mocy (IRZ), Pracy interwencyjnej (PI), Gwarantowanego Interwencyjnego Programu DSR (Gwarantowany IP DSR) oraz Operacyjnej

rezerwy mocy (ORM). W miejsce tych mechanizmów wdrożony zostanie administracyjny mechanizm wyceny niedoboru mocy (tzw. mechanizm *scarcity pricing*), czyli mechanizm zapewniający dodatek cenowy do ceny energii na rynku

bilansującym, który będzie zależał m.in. od aktualnej wielkości rezerw operacyjnych w systemie elektroenergetycznym.²⁷

Obok pewności dostaw energii elektrycznej, struktura mocy wytwórczych musi również uwzględniać **potrzeby elastyczności systemu elektroenergetycznego**. Konieczne jest zatem większe zróżnicowanie technologiczne, wykorzystanie potencjału odpowiedzi odbiorców (DSR) oraz innych usług, które mogą zapewnić większą elastyczność sieci. Z tego względu rosnąć będzie znaczenie jednostek wytwórczych charakteryzujących się dużym zakresem elastyczności wytwarzania (tj. dostosowanych do szybkich zmian obciążenia w jak największym możliwym zakresie przy jednoczesnym zachowaniu warunków technicznych bezpiecznej pracy). Aktualnie taką rolę pełną w dużej mierze elektrownie węglowe, elektrownie szczytowo-pompowe, ale także moce oparte na paliwach gazowych (coraz częściej także źródła gazowe i biogazowe pracujące w kogeneracji).

Dla zwiększenia elastyczności systemu elektroenergetycznego ogromne znaczenie będzie mieć **rozwój technologii magazynowania energii**. Jest to szczególnie istotne również dla zwiększenia możliwości integracji OZE w systemie, gdyż pozwoli na gromadzenie nadmiaru energii elektrycznej i jej wykorzystanie w późniejszym okresie²⁸. Przełomowe znaczenie dla zmiany struktury wytwarzania i zwiększania elastyczności systemu elektroenergetycznego może mieć **działalność badawczo-rozwojowa w zakresie nowych technologii i innowacyjnych rozwiązań**. Efektywne ekonomicznie wykorzystanie wodoru na dużą skalę, czy inne rozwiązania przekształcające energię elektryczną w nośniki energii i energochłonne produkty chemiczne (ang. *power-to-X*), powstające zwłaszcza przy źródłach OZE, obiektach przemysłu chemicznego i rafineryjnego oraz infrastruktury elektroenergetycznej, gazowej i ciepłowniczej, mogą zrewolucjonizować funkcjonowanie KSE. Przy odpowiednim rozwoju technologicznym w perspektywie do 2030 r. będzie możliwe wykorzystanie 2–4 GW mocy z instalacji OZE do produkcji zielonego wodoru.

W dobie rosnących wymagań środowiskowych wobec energetyki, potrzeba ograniczenia wpływu na środowisko staje się kluczową determinantą kształtowania struktury wytwarzania energii elektrycznej, a tym samym transformacji energetycznej. **Ograniczenie emisji zanieczyszczeń z sektora elektroenergetycznego** będzie następować w szczególności poprzez:

- modernizację jednostek wytwórczych energii elektrycznej oraz wycofywanie jednostek przekraczających normy emisyjne (w tym z wykorzystaniem mechanizmów wsparcia EU ETS);
- wdrożenie energetyki jądrowej oraz wzrost wykorzystania odnawialnych źródeł energii;
- zwiększenie wykorzystania jednostek kogeneracyjnych;
- zwiększenie wykorzystania innych niskoemisyjnych źródeł energii i wdrażanie nowoczesnych technologii;
- poprawę efektywności energetycznej.

ograniczenie emisji zanieczyszczeń z sektora

II filar. Zeroemisyjny system energetyczny

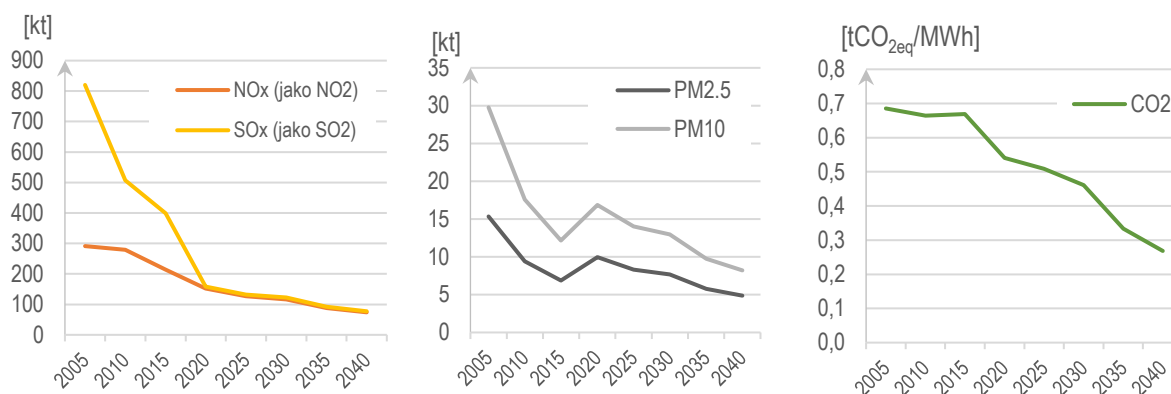
Wdrożenie PEP2040 będzie skutkować znaczącymi spadkami emisyjności wytwarzania energii elektrycznej i ciepła oraz emisji zanieczyszczeń powietrza tj. NO_x, SO_x i pyłów – wszystkie wskaźniki w 2040 r. będą niższe o 61–91% w stosunku do 2005 r., a w okresie 2020–2040 ulegną zmniejszeniu o około połowę.²⁹

²⁷ Patrz też: cel szczegółowy 4A.

²⁸ Patrz też: cel szczegółowy 2B – rozwój magazynowania energii elektrycznej i rekuperacji

²⁹ Szczegółowe dane znajdują się w załączniku 2.

Prognoza emisji zanieczyszczeń i intensywności emisji CO₂ dla wytwarzania energii elektrycznej i ciepła



Źródło: opracowanie własne Ministerstwa Klimatu na podstawie prognoz z zał. 2, dane historyczne KOBIZE

Ze względu na aktualny poziom wykorzystania węgla, a także jego rolę w zapewnianiu bezpieczeństwa energetycznego oraz potencjał czystych technologii węglowych, surowiec ten będzie miał istotne znaczenie dla bilansu energetycznego Polski. Jednak łączny udział węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej netto będzie spadał – w 2030 r. wyniesie nie więcej niż 56%.

rola węgla w bilansie mocy

II filar. Zeroemisyjny system energetyczny

Węgiel jako paliwo będzie wykorzystywany głównie w elektrowniach będących aktualnie w budowie lub oddanych do użytku w ostatnich latach, gdyż te jednostki pracując w parametrach nadkrytycznych mają mniejszą emisyjność oraz efektywniej wykorzystują paliwo. Ponadto, każda z tych jednostek zbudowana jest w formule CCS-ready.

Światowe efekty prac w ramach działalności badawczo-rozwojowej (B+R) wskazują, że istnieje potencjał niskoemisyjnego lub bezemisyjnego wykorzystania węgla, co pozwoliłoby częściowo na dalsze korzystanie z jednostek wytwórczych węglowych. Dlatego poszukiwane, badane i wdrażane będą nowe metody wykorzystania i przetwarzania węgla tj. zgazowanie, oksypalanie, inne czyste technologie węglowe tj. sekwestracja dwutlenku węgla – CCS (ang. *carbon capture and storage*), lub szerzej – z zapewnieniem użytecznego wykorzystania CO₂ – CCUS (ang. *carbon capture, utilisation and storage*) np. w celu zwiększenia wykorzystania złóż węglowodorów.

Z uwagi na pożądany efekt środowiskowy, brak obciążenia kosztami polityki klimatyczno-środowiskowej oraz stabilność wytwarzania energii elektrycznej do bilansu elektroenergetycznego włączona zostanie sprawdzona technologia **energetyki jądrowej**. Pierwszy blok elektrowni jądrowej w Polsce (o mocy ok. 1–1,6 GW) uruchomiony zostanie ok. 2033 r. Kolejne 5 bloków o łącznej mocy 5–8 GW będzie uruchamiane co 2–3 lata.

rola energetyki jądrowej w bilansie mocy

II filar. Zeroemisyjny system energetyczny

W Polsce nie funkcjonuje żadna elektrownia jądrowa, dlatego ze względu na skalę tego przedsięwzięcia opracowany został *Program polskiej energetyki jądrowej*, a w PEP2040 znajduje się oddzielny cel szczegółowy – 5. Wdrożenie energetyki jądrowej.

Rozwój wykorzystania **energii ze źródeł odnawialnych** to jeden z instrumentów na rzecz ograniczenia wpływu energetyki na środowisko i kluczowy środek transformacji energetycznej naszej gospodarki. Przyjęty cel 23% udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto³⁰ w 2030 r. przełoży się na **min. 32% udziału OZE w produkcji energii elektrycznej netto**, a w 2040 r. może wynieść co najmniej 40%. Przewiduje się, że w 2040 r.

rola odnawialnych źródeł energii w bilansie mocy

II filar. Zeroemisyjny system energetyczny

³⁰ Na zużycie energii końcowej brutto składa się zużycie energii elektrycznej, zużycie energii w ciepłownictwie i chłodziwnictwie oraz na cele transportowe.

moce zainstalowane wykorzystujące OZE mogą stanowić ok. połowy wszystkich zainstalowanych źródeł wytwórczych. Należy podkreślić, że wzrost wykorzystania OZE generuje potrzebę większej elastyczności pracy systemu, dostosowania oraz rozbudowy sieci przesyłowej i dystrybucyjnej. W elektroenergetyce spośród OZE największe znaczenie będzie mieć:

- o wdrożenie **morskich elektrowni wiatrowych** – na Bałtyku w polskiej strefie ekonomicznej nie uruchomiono jeszcze żadnej morskiej farmy wiatrowej, ale stosunkowo wysoki stopień stabilności pracy i wykorzystania mocy uzasadniają priorytetowy rozwój tej technologii. Rozwój tej technologii jest także strategicznym kierunkiem realizacji Europejskiego Zielonego Ładu. Z tych względów zapewnienie warunków wdrożenia morskich elektrowni wiatrowych w 2024/2025 r. zostało projektem strategicznym PEP2040, w ramach celu szczegółowego 6.
- o rozwój **fotowoltaiki** – obserwowany i przewidywany dalszy spadek kosztów kapitałowych tych źródeł wpłynie na znaczący przyrost ich mocy zainstalowanej. Choć stosunek wytworzonej energii do mocy jest mały, to skorelowanie charakterystyki pracy tych jednostek z występowaniem okresów wysokiego zapotrzebowania jest wysokie (np. szczyty zapotrzebowania w porze letniej). Aby wykorzystać potencjał tej technologii przez odbiorców indywidualnych, m.in. prosumentów energii odnawialnej, utworzono program „Mój Prąd”, który w okresie kilkunastu miesięcy pozwolił na zwielokrotnienie mocy zainstalowanej w źródłach fotowoltaicznych³¹.

W najbliższych latach rozwijać się będzie **obywatelska energetyka rozproszona**, która opierać się będzie na odnawialnych źródłach energii. Do tego niezbędne jest dostosowanie infrastruktury sieciowej, a także rozwój rynku, który umożliwi wykorzystanie potencjału aktywnych obiorców.³²

Ze względu na ogromne oczekiwania dynamicznego tempa rozwoju OZE, w PEP2040 znajduje się oddzielny cel szczegółowy – 6. Rozwój odnawialnych źródeł energii. W tej części dokumentu opisano także wykorzystanie innych technologii energetyki odnawialnej.

W bilansie elektroenergetycznym na znaczeniu zyskiwać będą jednostki wytwórcze oparte o **gaz ziemny**. Jednostki te będą wykorzystywane m.in. do bilansowania jednostek OZE. Ich atutem jest niższa emisyjność niż w przypadku węglowych jednostek wytwórczych, a wysoka elastyczność w zakresie możliwości regulowania wielkości produkcji. W celu zwiększenia wykorzystania gazu w wytwarzaniu energii elektrycznej konieczna jest dalsza dywersyfikacja źródeł dostaw gazu ziemnego oraz rozbudowa infrastruktury sieciowej w Polsce.³³

Wzrostowi wykorzystania gazu ziemnego w elektroenergetyce sprzyjać będzie łączenie sektora elektroenergetycznego i gazowego (ang. *sector coupling*), które zostanie zapewnione poprzez niezbędną współpracę operatorów systemu przesyłowego elektroenergetycznego i gazowego.³⁴

Ponadto na znaczeniu zyskiwać będą także moce wykorzystujące inne paliwa gazowe tj. biogaz, biometan, wodór, gazy syntezowe, czy gaz syntetyczny. Pozytywny wpływ na wzrost wykorzystania w elektroenergetyce gazów innych niż ziemny może mieć także planowane zwiększenie możliwości transportu takich gazów sieciami aktualnie wykorzystywanymi do transportu gazu ziemnego.³⁵

Wykres poniżej przedstawia zużycie węgla kamiennego i brunatnego w produkcji energii elektrycznej w perspektywie 2040 r. Na wykresie wskazano także wielkość zużycia węgla kamiennego w tych okresach.

Szersze analizy (wykresy i tabele) dotyczące sektora elektroenergetycznego znajdują się w załączniku 2 do PEP2040.

**rola gazu ziemnego
w bilansie mocy**

**II filar. Zeroemisyjny
system energetyczny**

³¹ Na skutek wsparcia pochodzącego ze zróżnicowanych mechanizmów w 2019 r. w stosunku do 2015 r. odnotowano ponad czterdnastokrotny wzrost mocy zainstalowanej w elektrowniach fotowoltaicznych i ponad dwunastokrotny wzrost pozyskanej energii elektrycznej. W porównaniu do 2012 r. moc tych źródeł wzrosła 1 184 razy, zaś wytwarzanie energii 623 razy.

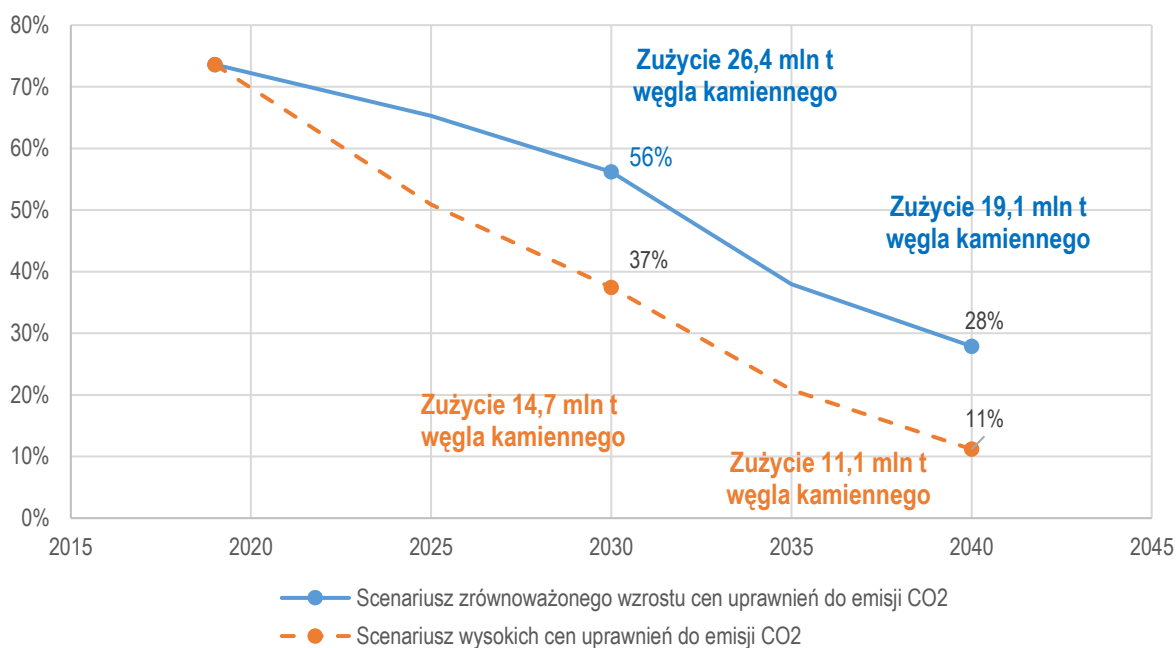
³² Patrz: cel szczegółowy 4A.

³³ Patrz: cel szczegółowy 3.

³⁴ Patrz: cel szczegółowy 4B.

³⁵ Patrz: cel szczegółowy 4B.











Prognoza udziału węgla w produkcji energii elektrycznej do 2040 r.



Źródło: opracowanie własne Ministerstwa Klimatu na podstawie prognoz z zał. 2.



Lokalizacja jednostek wytwórczych w Polsce zależy od dostępności paliwa, charakterystyki lokalizacji (np. dostęp do wody chłodzącej), warunków do wyprowadzenia mocy oraz roli jednostki w systemie elektroenergetycznym. Przeważająca część wolumenu mocy zainstalowanej jest zlokalizowana w południowej części kraju (m.in. w związku z dostępnością paliwa), ale ta tendencja ulegać będzie zmianom. Przyczynia się do tego rozwój OZE, ponieważ zwłaszcza w północno-zachodniej części kraju ze względu na dobre warunki wietrzności powstają źródła OZE. W kolejnych latach w tej części Polski mogą też powstać bloki jądrowe. Jednocześnie kraj pokrywany będzie względnie równomiernie indywidualnymi instalacjami wytwórczymi, a także instalacjami podmiotów zbiorowych (np. klastrów energii i spółdzielni energetycznych). Budowa źródeł wytwórczych w danej lokalizacji oddziałuje na rynek pracy, poprawę infrastruktury transportowej, generuje wpływy z podatków do lokalnych budżetów oraz podnosi ogólny poziom rozwoju gospodarczego regionu.

 Działania	Termin	Odpowiedzialni
 2A.1. Zapewnienie możliwości pokrycia zapotrzebowania na moc elektryczną własnymi surowcami i źródłami, z uwzględnieniem możliwości wymiany transgranicznej (<i>patrz też: cel szczegółowy 1</i>)	cała perspektywa PEP2040	MKIŚ, PRSIE, OSPe
 2A.2. Zapewnienie możliwości pokrycia wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną przez źródła inne niż konwencjonalne elektrownie węglowe oraz zapewnienie warunków kształtowania struktury mocy wytwórczych gwarantujących elastyczność pracy systemu, w tym rozwoju technologii magazynowania energii (<i>patrz też: cel szczegółowy 2, część B oraz cel szczegółowy 4</i>)	cała perspektywa PEP2040	MKIŚ
 2A.3. Zapewnienie odpowiedniej ilości stabilnych dostaw energii elektrycznej przez: <ul style="list-style-type: none"> - rynek mocy (od 2021); - podjęcie decyzji o kontynuacji funkcjonowania rynku mocy na dwa lata przed ostatnią aukcją (2023) z uwzględnianiem ograniczeń wynikających z regulacji UE <div style="border: 1px solid red; border-radius: 10px; padding: 2px; display: inline-block; margin-top: 5px;"> 2A. PROJEKT STRATEGICZNY PEP  </div>	2021/2023	MKIŚ, OSPe
 2A.4. Zapewnienie warunków ograniczania emisji zanieczyszczeń z sektora elektroenergetycznego poprzez: <ul style="list-style-type: none"> - modernizację jednostek wytwórczych energii elektrycznej (w tym z wykorzystaniem mechanizmów wsparcia EU ETS); - wzrost wykorzystania zero- i niskoemisyjnych źródeł energii; - poprawę efektywności energetycznej 	cała perspektywa PEP2040	MKIŚ
 2A.5. Zapewnienie warunków wykorzystania węgla na poziomie nie większym niż 56% netto w 2030 r. w bilansie wytwarzania energii elektrycznej	cała perspektywa PEP2040	MKIŚ
 2A.6. Zapewnienie warunków wdrożenia energetyki jądrowej w 2033 r. i realizacji Programu polskiej energetyki jądrowej (<i>patrz cel szczegółowy 5</i>)	2033	MKIŚ
 2A.7. Zapewnienie warunków rozwoju OZE na poziomie niezagrażającym bezpieczeństwu pracy systemu, z uwzględnieniem kontrybucji w ogólnounijnym celu zwiększenia udziału OZE w zużyciu energii (<i>patrz cel szczegółowy 6</i>)	cała perspektywa PEP2040	MKIŚ, PURE
 2A.8. Zapewnienie warunków wykorzystania gazu ziemnego i innych paliw gazowych, w szczególności dla potrzeb regulacyjnych KSE (<i>patrz cel szczegółowy 3, 4</i>)	cała perspektywa PEP2040	MKIŚ, PRSIE

 – bezpieczeństwo energetyczne,

 – konkurencyjność gospodarki,

 – ograniczenie wpływu sektora na środowisko

CZĘŚĆ B) Rozbudowa elektroenergetycznej infrastruktury sieciowej

Pewność dostaw energii elektrycznej wymaga odpowiedniej rozbudowy, modernizacji oraz utrzymania sieci przesyłowej i dystrybucyjnej energii elektrycznej. Kluczowymi celami krajowymi dotyczącymi infrastruktury przesyłu energii elektrycznej jest równoważenie dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię oraz zapewnienie długoterminowej zdolności systemu elektroenergetycznego do zaspokajania uzasadnionych potrzeb w zakresie przesyłania energii elektrycznej na potrzeby obrotu wewnętrznego i transgranicznego. Dla bezpieczeństwa dostaw operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego (OSPe) – Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (PSE S.A.) pozostanie jednoosobową spółką Skarbu Państwa. Dystrybucja jest działalnością regulowaną realizowaną przez więcej podmiotów, a operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych (OSDe) są zobowiązani do zapewniania niezawodności systemu dystrybucyjnego, którego zadaniem jest dostarczenie energii elektrycznej do indywidualnych odbiorców końcowych. Dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii do odbiorców, OSPe zobowiązany jest do opracowania 10-letnich planów rozwoju w zakresie pokrycia zapotrzebowania na energię, zaś OSDe na okres nie krótszy niż 5 lat. Ponadto spółki wskazane jako operatorzy usług kluczowych są zobowiązani do ochrony kluczowych systemów pod kątem cyberbezpieczeństwa.

*Poniżej zaprezentowano sposób rozbudowy infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej, sprawność działań w sytuacjach awaryjnych, magazynowania energii elektrycznej oraz rozwoju inteligentnych sieci. Projektem strategicznym PEP w części B tego celu szczegółowego jest **budowa inteligentnej sieci elektroenergetycznej**. Jest to jednocześnie projekt strategiczny SOR w obszarze interwencji Poprawa efektywności energetycznej – PS.2(1).*

* * *

Sieć przesyłową wysokich i najwyższych napięć tworzy ponad 269 linii o długości blisko 14 700 km i 107 stacji najwyższych napięć^{36,37}. Aktualnie Polska posiada dwa połączenia z Niemcami, dwa z Czechami, jedno ze Słowacją oraz po jednym połączeniu z Litwą i ze Szwecją a także cztery połączenia z krajami trzecimi, przy czym trzy są wyłączone z eksploatacji³⁸.

Dla właściwego funkcjonowania i rozwoju systemu w najbliższych kilkunastu latach OSPe będzie podejmować działania w zakresie **modernizacji i rozbudowy systemu przesyłowego**, w tym:

- zapewnienie **możliwości wyprowadzenia mocy** z istniejących źródeł wytwórczych;
- **przyłączanie nowych mocy**;
- **poprawę pewności zasilania odbiorców**;
- tworzenie bezpiecznych **warunków współpracy jednostek wytwórczych o zmiennej charakterystyce pracy** z pozostałymi elementami KSE;
- zapewnienie możliwości **redukcji nieplanowych przepływów energii** (tzw. przepływy niegrafikowe) z krajów sąsiadujących oraz obsługi przesyłu tranzytowego;
- zapewnienie **zdolności wymiany mocy z sąsiadującymi systemami** na profilu synchronicznym oraz mechanizmów koordynacji i wymiany informacji, w tym optymalizacja metod udostępniania (wyznaczanie i alokacja) zdolności przesyłowych w oparciu o fizyczne przepływy energii elektrycznej (FBA, ang. *flow-based allocation*);
- **wdrażanie jednolitego rynku energii elektrycznej UE** – implementacja przepisów prawa europejskiego oraz dokumentów towarzyszących;
- implementowanie standardów związanych z zapewnieniem **cyberbezpieczeństwa** na poziomie krajowym;
- zwiększanie efektywności energetycznej przesyłu energii.

rozbudowa krajowej
infrastruktury przesyłowej
energii elektrycznej

³⁶ Dane PSE S.A.

³⁷ Sieć przesyłowa ma charakter oczkowy, co oznacza, że w przypadku awarii jednej linii możliwe jest doprowadzenie dostaw energii elektrycznej do stacji rozdzielczej linią z innego kierunku.

³⁸ Jedynym czynnym połączeniem z państwem trzecim jest połączenie Polska – Ukraina (Zamość-Dobrotwór), w którym alokacja zdolności transgranicznych odbywa się tylko w kierunku importowym do Polski. Pozostałe połączenia z państwami trzecimi (Ukrainą i Białorusią) nie są czynne.

Aby zrealizować powyższe cele w całej perspektywie czasowej OSPe będzie realizować działania polegające na budowie, rozbudowie i modernizacji stacji, rozdzielni, linii i innych urządzeń, w tym do kompensowania mocy biernej, w zakresie wysokich i najwyższych napięć (110–220–400 kV). W wyniku realizacji programów inwestycyjnych w perspektywie 2030 r. powinny być zapewnione przede wszystkim³⁹:

- możliwość wyprowadzenia mocy z istniejących i budowanych elektrowni konwencjonalnych;
- rozbudowa sieci przesyłowej w północnej i północno-zachodniej (dla integracji znaczących mocy wiatrowych w tych obszarach oraz dla wyprowadzenia energii wytworzonej w morskich elektrowniach wiatrowych i elektrowni jądrowej, północno-wschodniej części Polski oraz powyżej i poniżej umownej linii Warszawa-Poznań);
- lepsze wykorzystanie połączeń transgranicznych (dla poprawy warunków wymiany transgranicznej na profilu synchronicznym – Polska-Niemcy-Czechy-Słowacja);
- możliwość wykorzystania budowanego połączenia stałoprądowego Polska-Litwa (kabla podmorskiego *Harmony Link*).

Obok działań służących usprawnieniu przepływu na istniejących połączeniach transgranicznych, na uwagę zasługuje **budowa nowego podmorskiego połączenia kablowego pomiędzy Polską i Litwą – Harmony Link**, które jest integralną częścią wielkiego projektu o priorytetowym znaczeniu dla Unii Europejskiej, polegającym na synchronizacji elektroenergetycznych systemów przesyłowych państw bałtyckich z systemem Europy kontynentalnej – za pośrednictwem polskiego systemu. *Prognoza*

bezpieczne wykorzystanie transgranicznych połączeń elektroenergetycznych

II filar. Zeroemisyjny system energetyczny

zdolności połączeń przesyłowych do 2040 r. znajduje się w rozdziale 12 załącznika 2 do PEP2040. W wyniku prowadzonych prac modernizacyjnych i rozbudowy elektroenergetycznej **infrastruktury przesyłowej wzrastać będzie poziom zdolności przesyłowych udostępnianych na potrzeby wymiany transgranicznej**. Zgodnie z unijnym rozporządzeniem rynkowym (2019/943) najpóźniej do końca 2025 r. operatorzy systemów przesyłowych zobowiązani są do udostępniania minimum 70% transgranicznych zdolności przesyłowych (przy zachowaniu kryteriów bezpiecznej pracy sieci elektroenergetycznej). W 2019 r. Polska przygotowała **Plan Działań**, który przedstawia plan i harmonogram środków podejmowanych w celu stopniowego zwiększenia udostępniania transgranicznych zdolności przesyłowych na potrzeby handlu.⁴⁰

Połączenia transgraniczne powinny stanowić dodatkowe źródło dostaw, służące rozwojowi rynku, redukcji cen energii oraz dostawom w sytuacjach zagrożeń i ograniczeń. Wymiana transgraniczna energii elektrycznej musi odbywać się w warunkach bezpiecznych dla pracy systemu elektroenergetycznego (m.in. przez zapewnienie odpowiedniej ilości środków zaradczych pozwalających na bezpieczną pracę sieci w warunkach występowania m.in. nieplanowych przepływów kołowych, czy bezpiecznej realizacji tranzytu energii). Zwiększanie przepustowości połączeń transgranicznych pomiędzy państwami członkowskimi powinno następować w pierwszej kolejności przez optymalne wykorzystanie połączeń istniejących i znoszenie barier blokujących uczestnikom rynku dostęp do sieci, w tym budowę brakujących linii wewnątrz systemów krajowych, zmianę zasad udostępniania zdolności przesyłowych pomiędzy państwami członkowskimi UE, optymalizację metod udostępniania tych zdolności uczestnikom rynku (wprowadzenie metody wyznaczania zdolności przesyłowych w oparciu o przepływy fizyczne – FBA) oraz wykorzystanie przesuwników fazowych. Korzyści płynące ze stopniowo zwiększanej zdolności wymiany transgranicznej są ważnym elementem rozwoju rynku, jednakże bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej **powinno być oparte na rozwiniętej krajowej infrastrukturze wytwórczej**.

W dalszej kolejności pewność **dostaw energii elektrycznej do odbiorów końcowych** zależy od sprawnej i bezpiecznej **dystrybucji**. Sieć dystrybucyjna ma charakter głównie promieniowy, jest dłuższa i znacznie gęstsza niż sieć przesyłowa, przez co bardziej narażona na awarie. Tworzy ją większość linii o napięciu 110 kV (sieć linii wysokich napięć (WN) pracująca w układzie oczkowym), sieć średnich napięć (SN) i niskich napięć (nN) pracujące w układzie promieniowym oraz prawie 260 tys. stacji elektroenergetycznych. Systemy dystrybucyjne mają znaczenie regionalne. Kluczową dla **rozwój gospodarczego poszczególnych regionów** (zasilanie przemysłu, wyprowadzenie mocy z dużych źródeł odnawialnych) jest sieć 110 kV, która stanowi podstawę dla zapewnienia

rozwój w dystrybucji energii elektrycznej

II filar. Zeroemisyjny system energetyczny

³⁹ Więcej w: *Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030*, PSE S.A. 2020.

⁴⁰ Patrz też: cel szczegółowy 4A. Rozwój rynku energii elektrycznej.

bezpieczeństwa pracy systemu dystrybucyjnego oraz jest siecią koordynowaną z siecią przesyłową, a także jest wykorzystywana w zarządzaniu kryzysowym. Największy wpływ na niezawodność dostaw energii dla odbiorców końcowych mają zdarzenia w sieci SN, która jest w 74% napowietrzna⁴¹.

Dla zapewnienia stabilnych dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych OSDe **realizują cele i zadania wynikające z regulacji jakościowej** określonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (PURE). Od 2018 r. mechanizm regulacji uwzględnia zarówno anomalie pogodowe, jak różnorodność obszarów (duże miasta, miasta na prawach powiatu, miasta oraz wsie) oraz aktualny poziom rozwoju na obszarze danego OSDe, co pozwala na lepsze wnioskowanie o działalności OSDe. W ujęciu perspektywicznym zrealizowane powinny zostać zadania opisane poniżej:

- **Wskaźniki jakości dostaw energii, tj. czas i częstość trwania przerw w dostawach (SAIDI, SAIFI) w KSE powinny ulegać stałej poprawie** – dla SAIDI wyznaczono cel 85 min./odb. w 2030 r.⁴² **Ponadto do 2025 r. 85% umów przyłączeniowych powinno być realizowanych w 12 miesięcy**, a czas przekazywania danych pomiarowo-rozliczeniowych powinien ulec skróceniu.
- Osiąganie celów w zakresie regulacji jakościowej jest ściśle powiązane ze środkami, jakie w kolejnym roku OSDe może przeznaczyć na inwestycje. Znaczna część infrastruktury dystrybucyjnej ma powyżej 25 lat, a w wielu przypadkach przekracza nawet 40 lat (choć w ostatnich latach OSDe zrealizowali duże inwestycje). Z tego powodu OSDe zobowiązane są do odtwarzania sieci – **stopień odtworzenia infrastruktury powinien wynosić co najmniej 1,5% rocznie** do czasu osiągnięcia średniej wieku infrastruktury poniżej 25 lat.
- **Odbudowa linii niskich napięć (nN)** powinna odbywać się przy użyciu przewodów izolowanych lub poprzez skablowanie.
- **Skablowanie sieci średniego napięcia (SN)** jest silnie skorelowane z SAIDI i SAIFI, a udział linii kablowych w liniach SN w Polsce (w 2017 r. ok. 26%) jest jednym z najniższych w Europie. Ponad 41 tys. km linii napowietrznych SN znajduje się na terenach leśnych i zadrzewionych, gdzie skablowanie ma szczególne znaczenie dla ograniczenia przyczyn i skutków awarii. Ponadto za priorytet uznaje się również wyposażenie łączników linii średniego napięcia w systemy zdalnego sterowania. Dla osiągnięcia większej niezawodności pracy sieci konieczne jest sukcesywne kablowanie sieci średniego napięcia. W tym celu w 2021 r. opracowany zostanie **krajowy plan skablowania sieci średniego napięcia do 2040 r.**, a skutkiem jego realizacji będzie zwiększenie udziału linii kablowych w liniach SN w Polsce do poziomu średniej w UE.

Rosnący udział odnawialnych źródeł energii, zwiększająca się liczba prosumentów energii odnawialnej, popularyzacja klastrów energii, spółdzielni energetycznych, czy obywatelskich wspólnot energetycznych **wymaga dostosowania systemów dystrybucyjnych** do trendu decentralizacji wytwarzania i wzrostu roli lokalnego wymiaru energetyki. Ponadto wyzwaniem jest także rozwój elektromobilności, który generuje potrzebę zapewnienia możliwości przyłączenia do sieci punktów ładowania samochodów elektrycznych. **Dla zapewnienia warunków rozwoju systemu inwestycje prowadzone w systemach dystrybucyjnych będą przyczyniać się do stopniowego przekształcania sieci pasywnej (jednokierunkowej) w sieć aktywną (dwukierunkową)**, co wraz z wdrażanymi rozwiązaniami z zakresu zwiększania elastyczności sieci umożliwi rozwój energetyki rozproszonej, aktywny udział odbiorców końcowych oraz wykorzystanie punktów ładowania i magazynów energii. W tym celu niezbędne jest także jeszcze silniejsze rozwinięcie współpracy między OSDe oraz OSPe.

Zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej wymaga także gotowości do działania **w sytuacjach awaryjnych** w systemie elektroenergetycznym. OSDe i OSPe w 2018 r. podpisali porozumienie w sprawie współpracy w takich przypadkach, ale dla jak najwyższego poziomu sprawności w sytuacjach awaryjnych niezbędne są następujące działania:

- zwiększenie wykorzystania w sieciach średnich napięć **elementów sterowania i automatycznej rekonfiguracji** (odpowiednio do 2025 i 2030 r.);

**sprawność działań
w sytuacjach awaryjnych**

**II filar. Zeroemisyjny
system energetyczny**

⁴¹ Na podstawie danych Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej.

⁴² W SOR określono cel 50 min./odb. w 2030 r., jednakże ze względu na ponowną analizę technicznych możliwości wartość ta uległa podwyższeniu.

- wyposażenie systemów oraz linii SN i nN w **urządzenia diagnostyki i analizy pracy sieci** (odpowiednio do 2025 i 2030 r.);
- wdrożenie **cyfrowego systemu łączności w sieci dla OSDe** (do 2021 r.) – aktualnie wykorzystywany system analogowy jest zawodny i nie ma możliwości jego rozbudowy – nowy powinien gwarantować jednolitość i pewność łączności;
- zapewnienie odpowiedniej struktury wspomagającej obsługę cyberincydentów, a także współpraca z właściwym Zespołem Reagowania na Incydenty Bezpieczeństwa Komputerowego działającym na poziomie krajowym (CSIRT, ang. *Computer Security Incident Response Team*);
- zapewnienie przez OSDe **liczby pracowników i sprzętu odpowiednich dla zapewnienia standardów** określonych w regulacjach dotyczących warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.⁴³

Dynamiczne zmiany na rynku energii w ostatnich latach wymagają większych wysiłków operatorów – zarówno przesyłowego, jak i dystrybucyjnych. Zwiększone prawdopodobieństwo i skala wystąpienia zakłóceń pracy systemu determinuje potrzebę lepszej niż dotychczas bieżącej kontroli parametrów jakościowych energii elektrycznej. Z tego względu do 2025 r. w KSE wdrożony zostanie **system monitorowania oraz zarządzania jakością energii elektrycznej w sieciach elektroenergetycznych, włącznie z systemami rozliczeń za jakość dostarczanej energii elektrycznej.**

Inwestycje zarówno w sieć przesyłową, jak i dystrybucyjną wymagają odpowiednich źródeł finansowania oraz regulacji zapewniających sprawną realizację tych inwestycji. Z tego względu konieczne jest zapewnienie stabilnego otoczenia regulacyjnego, **które pozwoli na odpowiednie planowanie rozwoju sieci i realizację inwestycji.** Celem skutecznej realizacji zadań inwestycyjnych o strukturze liniowej w sieci dystrybucyjnej konieczne jest także wprowadzenie regulacji prawnych ułatwiających pozyskanie praw do dysponowania nieruchomością na cele budowlane dla infrastruktury elektroenergetycznej.

W związku z rosnącym wolumenem OZE przyłączanymi do sieci dystrybucyjnej i przesyłowej, wzrostem znaczenia energetyki rozproszonej, zmianą profilu zużycia energii elektrycznej (w tym rozwojem elektromobilności) wzrasta potrzeba rozwoju technologii **magazynowania energii.**

Duże nadzieje wiąże się z **rozwojem elektromobilności** i szerszym wykorzystaniem **rekuperacji energii z pojazdów elektrycznych zasilanych z sieci trakcyjnej.** Badania poświęcone bateriom napędzającym samochody elektryczne przyczynią się do postępu w zakresie technologii magazynowania energii, a elektryczne auta będą mogły w przyszłości pełnić rolę magazynów energii. W ramach działań mających na celu rozwój infrastruktury ładowania, wspierana będzie technologia V2G (ang. *vehicle to grid*) umożliwiająca dwukierunkowy przepływ energii elektrycznej, w tym jej oddawanie przez pojazdy elektryczne w celu stabilizacji pracy sieci.

OSDe prowadzą współpracę na arenie międzynarodowej w projektach badawczych skoncentrowanych na rozwoju technologii magazynowania długiego rozładowania. Konieczne jest **uregulowanie statusu prawnego instalacji magazynowania energii elektrycznej,** które mogą świadczyć usługi na rzecz uczestników rynku energii elektrycznej – kluczowym w tym zakresie jest określenie preferencyjnych taryf dla wprowadzania energii do magazynu, co wpłynie także na możliwość zmiany modelu pracy elektrowni wodnych szczytowo-pompowych. Mimo to posiadanie magazynów w innych technologiach niż elektrownie szczytowo-pompowe gromadzących moc odpowiadającą 10% mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych w perspektywie 2023 r. jest ambitnym celem⁴⁴.

Pożądanym jest także **rozwój innych rozwiązań, które umożliwią postęp w zakresie magazynowania energii (elektrycznej i ciepła),** zwłaszcza takich, które pozwoliłyby wykorzystać energię z OZE. Obok biogazu, który umożliwia szybkie reagowanie na potrzeby systemu, warto wykorzystywać nadwyżki energii z OZE pracujących w sposób nieciągły do wyprodukowania paliwa, które dałoby się praktycznie zmagazynować. Dużą rolę w tym zakresie może odegrać wzrost

**rozwój magazynowania
energii elektrycznej
i rekuperacji**

**II filar. Zeroemisyjny
system energetyczny**

⁴³ Choć warunek odpowiedniego poziomu zatrudnienia dotyczy wszystkich omawianych w PEP2040 obszarów, dystrybucja wymaga podkreślenia, gdyż w ostatnich latach niska liczba kandydatów do pracy jest istotnym problemem dla OSDe.

⁴⁴ Patrz też: cel szczegółowy 4, część A – zarządzanie popytem i cel szczegółowy 4, część C – rozwój elektromobilności i paliw alternatywnych.

opłacalności produkcji i **wykorzystania wodoru**, który charakteryzuje się wysoką gęstością energii, a także pozwala na stosunkowo długi okres przechowywania paliwa oraz możliwość szybkiego wykorzystania na potrzeby systemu. Instalacje typu *power-to-gas* pozwalające na przekształcenie energii elektrycznej w wodór w procesie elektrolizy umożliwią zagospodarowanie nadwyżek energii pochodzącej z odnawialnych źródeł energii, pełniąc rolę swoistego magazynu energii. Wykorzystanie elektrolizerów (układy P2H/P2G/P2L/P2A/P2X) pozwoli na integrację systemu gazowego z siecią elektroenergetyczną w myśl koncepcji *sector coupling*. Szansą w obszarze magazynowania energii może okazać się także postęp w zwiększeniu opłacalności zgazowania węgla, który wykorzystany w tej technologii cechuje się znacznie niższą emisyjnością niż przy spalaniu konwencjonalnym. Poszukiwanie innowacji w zakresie zwiększania elastyczności pracy systemu elektroenergetycznego jest wysoce pożądane dla jego właściwego funkcjonowania oraz rozwoju odnawialnych źródeł energii. W dalszej kolejności, wdrażane będą regulacje konieczne dla uregulowania statusu prawnego opisanych wyżej technologii magazynowania.

Budowa inteligentnej sieci elektroenergetycznej (*smart grid*) będzie zwieńczeniem działań rozwijających krajową sieć elektroenergetyczną. Fundamentem rozwoju są rozwiązania z zakresu technologii informacyjnych i telekomunikacyjnych (ICT, ang. *Information and Communication Technology*). Obok systemów dwustronnej komunikacji cyfrowej są to inteligentne systemy telemetryczne (tzw. *smart metering*), systemy automatycznego monitorowania, sterowania, regulacji i zabezpieczenia sieci, także w kontekście cyberbezpieczeństwa, oraz systemy pomiarowe (w tym inteligentnego opomiarowania) do przepływu danych o mocach i energii, które są podstawą do podejmowania działań proefektywnościowych.

Istotnym etapem będzie stworzenie warunków technicznych, organizacyjnych, prawnych dla funkcjonowania oraz **ustanowienie operatora informacji rynku energii** (OIRE). Drugim istotnym elementem jest wyposażanie odbiorców końcowych w liczniki zdalnego odczytu – do 2028 r. powinno zostać wyposażone w te urządzenia 80% gospodarstw domowych.⁴⁵

Utworzony neutralny podmiotowo rejestr informacji pomiarowych rynku energii elektrycznej, transparentność procesów, ustalenie jednolitych zasad dostępu do danych i przejrzystość podziału odpowiedzialności pomiędzy uczestnikami rynku ułatwi zarządzanie popytą i ofertą na energię elektryczną oraz wpłynie na ograniczenie strat, przy wysokim poziomie jakości, pewności i bezpieczeństwa zasilania. Dostępność i przejrzystość danych stanie się także szansą na rozwój nowych usług, produktów i zachęt dla odbiorców końcowych, a także dla efektywnego wykorzystania energii w przestrzeni publicznej.

Inteligentna sieć pozwoli zintegrować zachowania i działania wszystkich przyłączonych do niej użytkowników – wytwórców, odbiorców i prosumentów energii odnawialnej, zaś OIRE zapewni wymianę informacji między uczestnikami systemu. Dzięki dostępowi do swoich danych pomiarowych, odbiorcy będą mogli bardziej świadomie użytkować energię, co wraz z wykorzystaniem taryf dynamicznych może przyczynić się także do wyplaszczania dobowej krzywej zapotrzebowania na energię⁴⁶.

Rozwój inteligentnej sieci jest nieodłącznym elementem rozwoju magazynowania energii, elektromobilności, lepszej integracji w systemie energii elektrycznej wytwarzanej w jednostkach OZE, a także popularyzacji inteligentnych domów, rozpowszechnieniem idei tzw. Internetu rzeczy (wymiana danych między urządzeniami, tj. IoT), a także inteligentnych miast. Zasadne jest również analizowanie możliwości wykorzystania współpracy z rynkiem telekomunikacji i współpracy infrastruktury.

Wdrożenie inteligentnego opomiarowania i dalszych rozwiązań inteligentnej sieci jest krokiem do budowy nowego, zdecentralizowanego systemu energetycznego, w którym odbiorcy końcowi będą bardziej aktywni, usługi systemowe będą nabywane od uczestników rynku również z poziomu sieci dystrybucyjnej, a odbiorcy będą dążyć do samobilansowania się w ramach obszarów samobilansujących⁴⁷.

rozwój inteligentnych sieci

II filar. Zeroemisyjny system energetyczny



2B. PROJEKT STRATEGICZNY PEP – SOR PS.2(1)

⁴⁵ Patrz cel szczegółowy 4A – wzmocnienie pozycji konsumenta energii elektrycznej.

⁴⁶ Patrz cel szczegółowy 4A – zarządzanie popytem.

⁴⁷ Szerzej o nowym kształcie rynku energii w celu szczegółowym 4A.









**WYMIAR
TERYTORIALNY**

Pokrycie kraju siecią przesyłową i sieciami dystrybucyjnymi skorelowane jest z wielkością zapotrzebowania na energię elektryczną w danym regionie oraz koniecznością wyprowadzenia mocy z jednostek wytwórczych, a dokładny przebieg linii zależy także od możliwości zlokalizowania infrastruktury liniowej.

Gęstość sieci oraz jej dobry stan powinny gwarantować pewność dostaw energii elektrycznej oraz możliwie niską awaryjność, co jest niezależne od zlokalizowania regionu. Opracowane przez OSPe i OSDe programy inwestycyjne mają na celu zapewnienie bezpieczeństwa dostaw w całym kraju.

Rozwój magazynowania energii także odnosi się do całego kraju – w perspektywie długookresowej każdy odbiorca może być wyposażony w magazyn energii (w tym samochód elektryczny). Szczególnie istotne jest lokowanie magazynów przy źródłach OZE, zarówno tych zależnych od warunków atmosferycznych, jak i dyspozycyjnych oraz w społecznościach energetycznych, gdyż wspiera to stabilne funkcjonowanie KSE. Pozytywny efekt na stabilność systemu będzie mieć także sukcesywne wdrażanie inteligentnej sieci energetycznej.

 Działania	Termin	Odpowiedzialni
 2B1. Rozbudowa wewnętrznej elektroenergetycznej sieci przesyłowej – realizacja inwestycyjnych umożliwiających zwiększenie gęstości sieci, wyprowadzenie mocy z dużych elektrowni oraz lepszego wykorzystania połączeń transgranicznych	cała perspektywa PEP2040	OSPe
 2B.2. Wzmacnianie elektroenergetycznych połączeń transgranicznych na profilu z Niemcami, Czechami, Słowacją	2030	OSPe
 2B.3. Budowa połączenia podmorskiego Polska-Litwa (Harmony Link) i synchronizacja państw bałtyckich z systemem elektroenergetycznym Europy kontynentalnej	2025	OSPe
 2B.4. Poprawa jakości dostaw energii do konsumenta – do 2025 r. poprzez: <ul style="list-style-type: none"> – realizację celów i zadań regulacji jakościowej; – poprawa wskaźników SAIDI i SAIFI; – osiągnięcie poziomu realizacji 85% umów przyłączeniowych w 12 miesięcy; – odtwarzanie infrastruktury – w stopniu średnio 1,5% rocznie; – opracowanie <i>krajowego planu skablowania SN do 2040 r.</i> (do 2021) oraz stopniowe zastępowanie sieci pasywnej na aktywną 	2025	OSDe, PURE
 2B.5. Zapewnienie warunków sprawnego działania w sytuacjach awaryjnych, w szczególności poprzez: <ul style="list-style-type: none"> – zwiększenie wykorzystania w sieciach średnich napięć elementów sterowania i automatycznej rekonfiguracji (2025/2030) – wyposażenie systemów oraz linii SN i nn w urządzenia sterowania, diagnostyki i analizy pracy sieci (2025/2030); – wdrożenie cyfrowego systemu łączności w sieci w OSDe (2021); – zapewnienie przez OSDe zasobów dla właściwego funkcjonowania systemu 	cała perspektywa PEP2040	OSDe
 2B.6. Dążenie do rozwoju technologii magazynowania, w tym uregulowanie w 2021 r. statusu prawnego instalacji magazynowania energii elektrycznej – <i>umożliwienie osiągnięcia poziomu gromadzenia energii w magazynach równej 10% mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych w 2023 r.</i> (zapewnienie warunków rozwoju elektromobilności w celu szczegółowym 4C)	cała perspektywa PEP2040	MKiŚ, spółki dystrybucji
 2B.7. Budowa inteligentnych sieci elektroenergetycznych – <ul style="list-style-type: none"> – utworzenie operatora informacji rynku energii; – stworzenie warunków funkcjonowania <i>internetu rzeczy</i> – <i>wyposażenie 80% gospodarstw domowych w liczniki zdalnego odczytu do 2028 r. – działanie 4A.2.</i> 	2023 / 2028	MKiŚ, MC, spółki dystrybucji

2B. PROJEKT STRATEGICZNY PEP



 – bezpieczeństwo energetyczne,

 – konkurencyjność gospodarki,

 – ograniczenie wpływu sektora na środowisko

CEL SZCZEGÓŁOWY 3.

Dywersyfikacja dostaw i rozbudowa infrastruktury sieciowej gazu ziemnego, ropy naftowej i paliw ciekłych

Gaz ziemny i ropa naftowa stanowią istotne elementy bilansu zużycia energii pierwotnej w Polsce, a krajowe wydobycie tych surowców pokrywa tylko część popytu. Z tego względu o **bezpieczeństwie dostaw** surowców do kraju, a w konsekwencji do odbiorców, stanowi zróżnicowanie źródeł, dróg, a także dostawców, sprawne połączenia transgraniczne (w następstwie budowania jednolitego rynku energii), jak również odpowiednio rozwinięta infrastruktura wewnętrzna. Wysoki stopień uzależnienia od jednego dostawcy i brak opcji dywersyfikacyjnych negatywnie wpływał na konkurencyjne kształtowanie się cen i generował ryzyko wywierania presji politycznej. Jednocześnie rosnąca elastyczność dostępu odbiorców końcowych do tych paliw przekłada się na **wzrost konkurencyjności rynków**. Większa dostępność gazu ziemnego na konkurencyjnych warunkach umożliwi także jego wykorzystanie w sektorze energetycznym, m.in. na potrzeby kogeneracji oraz budowy mocy rezerwowych dla bilansowania energetyki odnawialnej, co wpłynie na **zmniejszenie oddziaływania sektora energii na środowisko**. Gaz ziemny jest paliwem niskoemisyjnym, którego wykorzystanie może znacząco przyczynić się do osiągnięcia celów polityki klimatycznej UE, jak również pozytywnie przeciwdziałać zanieczyszczeniu powietrza poprzez redukcję zjawiska tzw. niskiej emisji.



Cel szczegółowy 3. Dywersyfikacja dostaw i rozbudowa infrastruktury sieciowej gazu ziemnego, ropy naftowej i paliw ciekłych wpisuje się filar II **ZEROEMISYJNY SYSTEM ENERGETYCZNY**. Gaz ziemny traktowany jest jako paliwo przejściowe, które umożliwi transformację sektora elektroenergetycznego i ciepłowniczego w kierunku zeroemisyjnym. Również infrastruktura paliw tradycyjnych jest etapem przejściowym do szerokiego wykorzystania rozwiązań zeroemisyjnych w transporcie, w tym elektromobilności i wodoromobilności.

II filar. Zeroemisyjny system energetyczny

Poniżej przedstawiona została strategia zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego, ropy naftowej oraz paliw do kraju oraz do odbiorców końcowych.

CZĘŚĆ A) Dywersyfikacja dostaw gazu ziemnego oraz rozbudowa infrastruktury gazowej⁴⁸

Dla bezpieczeństwa dostaw operator systemu przesyłowego gazowego (OSPg) – Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A., pozostaje jednoosobową spółką Skarbu Państwa. Przesył, dystrybucja i magazynowanie gazu są działalnością regulowaną. OSPg, operatorzy systemów dystrybucyjnych gazowych (OSDg) i operator systemu

⁴⁸ Więcej w: Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego 2020-2029, GAZ-SYSTEM S.A. 2019, Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego (TYNDP), ENTSO-G 2017.

magazynowania (OSMg) – Gas Storage Poland S.A są zobowiązani do zapewniania niezawodności funkcjonowania systemu i realizacji innych obowiązków warunkujących bezpieczeństwo dostaw do odbiorców i pracy systemu oraz instalacji. Dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw do odbiorców i rozwoju systemu GAZ-SYSTEM S.A. zobowiązany jest do opracowywania 10-letnich planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe, zaś OSDg planów co najmniej 5-letnich.

Polska stopniowo ogranicza uzależnienie od dostaw gazu ziemnego z kierunku wschodniego, na rzecz rosnącego wolumenu dostaw gazu skroplonego oraz w ramach handlu wewnątrzspółnotowego, poprzez dostawy z Niemiec i Czech (w 2018 r. prawie 81% zużytego gazu ziemnego pochodziło z importu, przy czym 60% z kierunku wschodniego). W połowie 2016 r. rozpoczął przyjmowanie pierwszych dostaw komercyjnych **terminal regazyfikacyjny skroplonego gazu ziemnego** (LNG, ang. *liquefied natural gas*), co stanowiło ogromny krok w kierunku zróżnicowania zarówno źródeł, jak i dostawców gazu do Polski. Do terminalu LNG w Świnoujściu drogą morską sprowadzane są dostawy m.in. z Kataru, Norwegii i USA. W najbliższych latach udział LNG w zużyciu gazu ziemnego może wynieść nawet do 30%. Polski terminal jest kluczowym obiektem infrastruktury z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw gazu nie tylko dla Polski, ale i krajów sąsiednich. To jedyny tej wielkości obiekt w Europie Środkowej, a znaczenie handlu LNG rośnie na światowym rynku gazu ziemnego, także z powodu zwiększającej się konkurencyjności cenowej w stosunku do surowca dostarczanego gazociągami. Istotną kwestią jest zapewnienie dostępu do surowca odbiorcom końcowym, do czego niezbędna jest rozbudowa krajowej infrastruktury przesyłowej, dystrybucyjnej i magazynowej.⁴⁹

*Poniżej przedstawiono kierunki dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego, rozbudowy połączeń transgranicznych oraz krajowej infrastruktury przesyłowej, dystrybucyjnej i magazynowej gazu ziemnego. Projektem strategicznym tej części celu szczegółowego jest **budowa Baltic Pipe**.*



W związku z zakończeniem obowiązywania tzw. **kontraktu jamalskiego**⁵⁰ z **końcem 2022 r.** zapewniającego większość dostaw gazu ziemnego, prowadzone są działania mające na celu realną dywersyfikację źródeł dostaw przed rozpoczęciem roku gazowego 2022/2023⁵¹. Obok działań infrastrukturalnych, ważne jest aby przedsiębiorstwa energetyczne kontynuowały działania, których celem jest **dywersyfikacja kontraktowa dostaw gazu ziemnego**.

Dalsza dywersyfikacja źródeł i kierunków dostaw gazu odbywać się będzie poprzez **rozbudowę możliwości importowych** oraz **rozbudowę połączeń z państwami sąsiadującymi**⁵². Dzięki temu możliwe będzie utworzenie warunków do powstania na terenie Polski **centrum przesyłu i handlu gazem** dla państw Europy Środkowej i Wschodniej oraz państw bałtyckich⁵³, a także dostosowanie infrastruktury do dynamicznie rosnącego popytu na gaz ziemny. Korzystne położenie geograficzne Polski uzasadnia plany uzyskania statusu kraju tranzytowego w zakresie przesyłu gazu na osiach wschód–zachód i północ–południe. Projekty te stanowią polski wkład w realizację Inicjatywy Trójmorza, której celem jest pogłębiona integracja państw w obszarze Morza Bałtyckiego, Adriatyckiego oraz Czarnego oraz priorytetowych w skali Unii Europejskiej – **korytarza gazowego północ-południe**⁵⁴ dla państw Europy Środkowo-Wschodniej (alternatywa dla korytarza wschód-zachód i zmniejszenie zależności od jednego dostawcy gazu) **oraz planu integracji energetycznej państw bałtyckich**.

Polska strategia w obszarze zwiększania możliwości importowych składa się przede wszystkim z trzech elementów:

- **rozbudowy terminalu LNG** – w związku z rozwojem globalnego rynku LNG realizowana jest rozbudowa terminalu do przepustowości (odbioru i regazyfikacji) 8,3mld m³ rocznie (aktualne zdolności regazyfikacyjne wynoszą 5 mld m³/rok), a także rozszerzenie świadczonych usług dodatkowych o bunkrowanie LNG, przeładunek LNG

rozbudowa możliwości importowych gazu ziemnego

II filar. Zeroemisyjny system energetyczny

⁴⁹ Dane na podstawie badań statystycznych MKiŚ.

⁵⁰ Podpisany w 1996 r. kontrakt na dostawy gazu ziemnego do Polski, zawarty między PGNiG a Gazprom.

⁵¹ Rok gazowy trwa od 1 października roku *n* do 30 września roku *n+1*.

⁵² Prognoza zdolności połączeń przesyłowych do 2040 r. znajduje się w rozdziale 12 załącznika 2 do PEP2040.

⁵³ Zagadnienie *centrum* gazowego zostało opisane w celu szczegółowym 4, część B.

⁵⁴ Korytarz gazowy Północ-Południe łączy terminal LNG w Świnoujściu oraz Baltic Pipe, przez południową Polskę, Republikę Czeską, Słowację i Węgry z rynkami Europy Południowej w ramach koncepcji Trójmorza.

na statki i cysterny samochodowe do 2023 r. W perspektywie 2030 r. możliwe jest dalsze zwiększanie mocy regazyfikacyjnych terminalu, jeśli taka potrzeba wyniknie z analizy rynkowej;

- **budowa terminalu regazyfikacyjnego gazu ziemnego w Zatoce Gdańskiej** (FSRU, ang. *floating storage regasification unit*) – analiza projektowania nowego terminalu została przeprowadzona z uwagi na dynamiczny wzrost popytu na gaz ziemny oraz wysoki stopień zakontraktowania i wykorzystania terminalu w Świnoujściu, a także postępującą globalną rewolucję na rynku gazu skroplonego. Wybór lokalizacji wynika z prognozowanego wzrostu zapotrzebowania na gaz w Trójmieście i okolicach oraz konieczności odpowiedniego ukształtowania rozpyłów gazu w systemie przesyłowym, z uwzględnieniem dużych wolumenów gazu, które będą włączane do systemu gazowego w zachodniej części kraju, poprzez terminal LNG w Świnoujściu oraz Baltic Pipe. Pierwszy etap, zapewniający przepustowość na poziomie co najmniej 4,5 mld m³ planowany jest do przekazania do użytkowania po 2025 r. Rozbudowa FSRU będzie uzależniona od rozwoju rynku w regionie i wzrostu zapotrzebowania na gaz ziemny w kraju;

- **budowa Baltic Pipe** – gazociągu, który ma na celu utworzenie połączenia między polską siecią przesyłową i złożami na Norweskim Szelfie Kontynentalnym⁵⁵. Na realizację tej inwestycji będzie składała się budowa połączeń Norwegia-Dania, Dania-Polska (podmorskie połączenie) oraz rozbudowa polskiego i duńskiego systemu przesyłowego. Inwestycja zostanie zrealizowana do października 2022 r., umożliwiając import 10 mld m³ gazu ziemnego oraz eksport 3 mld m³.



Rozbudowa połączeń z państwami sąsiadującymi wraz z rozwojem krajowej sieci przesyłowej i rozbudową magazynów gazu jest drugim elementem strategii dywersyfikacyjnej dostaw gazu ziemnego, co jednocześnie stworzy warunki do rozwoju rynku i wzrostu znaczenia Polski jako *regionalnego centrum przesyłu i handlu gazem ziemnym*. Aktualnie poza dostawami do terminala LNG do Polski trafia przede wszystkim gaz rosyjski przez Białoruś i Ukrainę, a także realizowane są dostawy z terytorium Niemiec i Czech. Dla zwiększenia możliwości dywersyfikacji dostaw gazu i wymiany międzysystemowej **realizowane są połączenia:**

- **ze Słowacją** – do zdolności importu 5,7 mld m³ i eksportu 4,7 mld m³ rocznie),
- **z Litwą** (GIPL) – do zdolności importu 1,9 mld m³ i eksportu 2,4 mld m³ rocznie,

Ponadto **przygotowane zostały projekty nowych gazowych połączeń transgranicznych Polska – Czechy i Polska – Ukraina**. Decyzje o ich budowie będą zależały od uzgodnień z zagranicznymi partnerami oraz rozwoju rynku gazu ziemnego w Polsce.

**rozbudowa gazowych
połączeń transgranicznych**

**II filar. Zeroemisyjny system
energetyczny**

Realizacja celów o charakterze transgranicznym musi być powiązana z **równoczesną rozbudową sieci krajowej i infrastruktury magazynowej**. Dopiero tak rozwinięty system umożliwia: (a) zapewnienie długoterminowej zdolności systemu gazowego do zaspokajania uzasadnionych potrzeb w zakresie przesyłania gazu, i (b) równoważenie dostaw gazu ziemnego z zapotrzebowaniem na to paliwo. Realizowane inwestycje nie tylko odpowiadają na potrzeby strategiczne, ale zapewniają możliwości zaopatrzenia rosnącego rynku w surowiec.

**rozbudowa krajowej
infrastruktury przesyłowej
gazowej**

**II filar. Zeroemisyjny system
energetyczny**

Długość sieci przesyłowej gazu ziemnego w Polsce wynosi blisko 12 000 km⁵⁶. Krajowa sieć przesyłowa musi umożliwiać pełne wykorzystanie infrastruktury importowej. Dlatego niezbędna jest **rozbudowa krajowego systemu przesyłowego gazu** – plan w perspektywie najbliższych lat koncentruje się na rozwoju sieci:

⁵⁵ Koncepcja połączenia systemu duńskiego i polskiego jest ujęta wśród celów polityki energetycznej UE w *Planie działań na rzecz integracji bałtyckiego rynku energii* – BEMIP (ang. *Baltic Energy Market Interconnection Plan*).

⁵⁶ Dane GAZ-SYSTEM S.A.

- w zachodniej, południowej i południowowschodniej części Polski (od Świnoujścia do połączeń z Czechami, Słowacją, Ukrainą) – umożliwi to przesył gazu z terminalu LNG oraz z Baltic Pipe do odbiorców krajowych, jak również eksport do państw sąsiednich, a także import surowca z kierunku południowego od nowych dostawców;
- w północno-wschodniej części Polski (do połączenia z Litwą) – umożliwi rozwój gazyfikacji w tej części kraju, a także wzmocni integrację energetyczną państw bałtyckich z Europą kontynentalną;
- w północnej i centralnej części Polski – umożliwi przesył gazu z FSRU w rejonie Zatoki Gdańskiej do gazociągów w centralnej części kraju.

Istotnym elementem rozwoju sieci krajowej jest również **rozbudowa i modernizacja w zakresie dystrybucji**. Aktualnie w Polsce ok. 65%⁵⁷ gmin ma dostęp do gazu ziemnego, natomiast stopień gazyfikacji ulegnie zwiększeniu do ok. 76% w 2024 r. i w kolejnych latach powinien podlegać dalszemu wzrostowi zgodnie z potrzebami rynku. Szczególny nacisk został położony na likwidację tzw. *białych plam* – miejsc pozbawionych dostępu do surowca. W pierwszej kolejności gazyfikacji podlegać będą gminy m.in. w Polsce północno-wschodniej, na obszarze działania Oddziału Zakładu Gazowniczego Łódź oraz na obszarze między Koszalinem, Bydgoszczą i Braniewem.

rozbudowa krajowej infrastruktury dystrybucyjnej gazowej

II filar. Zeroemisyjny system energetyczny

W przypadku, gdy nie ma uzasadnienia dla budowy gazociągu, w celu stworzenia „wyspowych” stref dystrybucyjnych, realizowane będą projekty **wykorzystania stacji regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego wraz z lokalnymi sieciami wyspowymi** (tzw. wirtualnych gazociągów LNG). Alternatywnie strefy te mogą być zasilane biometanem (biogaz oczyszczony i uzdatniony do jakości gazu ziemnego) z lokalnych biogazowni, ale także innymi gazami wytwarzanymi lokalnie. Ważnym czynnikiem w tym zakresie będzie także osiągnięcie do 2030 r. zdolności transportu sieciami gazowymi mieszanej zawierającej ok. **10% gazów zdekarbonizowanych**, w szczególności biometanu i wodoru⁵⁸. Korzystny wpływ na możliwość ich wykorzystania będzie mieć również rozwój magazynów gazu, opisany poniżej.

Lokalny dostęp do gazu umożliwi wykorzystanie go w ciepłownictwie systemowym, jako niskoemisyjnej alternatywy (obok OZE) dla indywidualnych kotłów na paliwa stałe o niskiej jakości⁵⁹, w transporcie i jako rezerwy dla energii ze źródeł odnawialnych, których praca jest zależna od warunków atmosferycznych.

Z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego bardzo istotna jest odpowiednia **pojemność i moc odbioru z podziemnych magazynów gazu (PMG)**. W magazynach utrzymywane są wymagane poziomy zapasów gazu ziemnego, które służą m.in. do zaspokajania szczytowego zapotrzebowania na ten surowiec, jak również pozwalają na zapewnienie dostaw podczas awarii i przerw w dostawach. Magazyny mogą służyć ponadto do pokrycia długotrwałego, zwiększonego zapotrzebowania na gaz ziemny w sezonie zimowym. Trzeba także zauważyć, że rozbudowa pojemności magazynowanych gazu ziemnego oraz wykorzystanie kavern solnych zapewni lepsze warunki popularyzacji tzw. gazów zdekarbonizowanych tj. biogazu, biometanu i wodoru. Obecna łączna pojemność siedmiu podziemnych magazynów gazu wysokometanowego (PMG) wynosi ok. 3,2 mld m³, co stanowi blisko 1/6 rocznego krajowego zużycia, a różnicowane położenie geograficzne istniejących magazynów⁶⁰ to niewątpliwy atut wspierający elastyczność funkcjonowania systemu gazowego. W celu dalszego wzrostu bezpieczeństwa energetycznego celowe jest **prowadzenie rozbudowy PMG do poziomu min. 4 mld m³** (wzrost o 1/3 pojemności) oraz **zwiększenie aktualnej maksymalnej mocy odbioru gazu z instalacji magazynowych** – z 53,5 mln m³/dobę do min. 60 mln m³/dobę (wzrost o ok. 1/6 mocy) do sezonu zimowego 2030/2031. Decyzja odnośnie lokalizacji dodatkowych

rozwój magazynowania gazu ziemnego

II filar. Zeroemisyjny system energetyczny

⁵⁷ Szacunki na podstawie analiz MKiŚ.

⁵⁸ Patrz: cel szczegółowy 4, część B.

⁵⁹ Patrz: cel szczegółowy 7.

⁶⁰ PMG gazu ziemnego wysokometanowego zlokalizowane są w południowo-zachodniej (Wierzchowice) i południowo-wschodniej części kraju (Swarzów, Brzeźnica, Strachocina, Husów w okolicach Tamowa i Sanoka), w centralnej Polsce (Mogilno) oraz na północy (Kosakowo).

pojemności PMG zapadnie w oparciu o analizy rynkowe uwzględniające m.in. techniczne możliwości budowy/rozbudowy i kształt systemu zapasów obowiązkowych gazu ziemnego.⁶¹

Inwestycje w infrastrukturę gazową mają duże znaczenie gospodarcze, jednakże aktualne uregulowania odnoszące się do procesu inwestycyjnego wpływają na jego długotrwałość oraz wzrost nakładów. Z tego względu konieczne jest zapewnienie otoczenia regulacyjnego zachęcającego do inwestycji w rozbudowę infrastruktury gazowej. Zapewni to opracowanie **kompleksowej regulacji procesu inwestycyjnego oraz przyjęcie przez URE modelu taryfowania wieloletniego**, które wpłynie na lepszą przewidywalność procesu inwestycyjnego oraz redukcję ryzyk.

zachęty inwestycyjne

II filar. Zeroemisyjny system energetyczny

Unijne rozporządzenie w sprawie bezpieczeństwa dostaw gazu (tzw. rozporządzenie SoS) wprowadziło **nową organizację systemu bezpieczeństwa dostaw gazu na poziomie regionalnym**. W celu zwiększenia bezpieczeństwa funkcjonowania europejskich systemów gazowych w 2019 r. opracowany został pierwszy **plan i ocena ryzyka** w oparciu o prawodawstwo unijne. Dokumenty te będą podlegały aktualizacji co 4 lata.













bezpieczeństwo dostaw na poziomie regionalnym

II filar. Zeroemisyjny system energetyczny



Działania dywersyfikacyjne w zakresie dostaw gazu ziemnego mają na celu zapewnienie bezpieczeństwa dostaw poprzez zmiany kierunków przepływu gazu z kierunku wschodniego na zachód na z kierunku północnego na południe. Zwiększenie zasięgu terytorialnego dostępu do sieci gazowej, dzięki rozbudowie sieci wewnętrznej przełoży się nie tylko na potencjał rozwoju gospodarczego danego regionu, ale także wpłynie na możliwość ograniczania niskiej emisji. Wewnętrzne inwestycje infrastrukturalne podążają za obecnym i potencjalnym popytem, ale także mają na celu zwiększenie równomierności pokrycia kraju infrastrukturą gazową, tak aby wyeliminować tzw. białe plamy dostępu do gazu ziemnego w szczególności w rejonie Polski północno-wschodniej.

⁶¹ Dane na podstawie badań statystycznych MKiŚ.

 Działania	Termin	Odpowiedzialni
 3A.1. Zapewnienie kontraktowej dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego	2022	spółki gazowe
 3A.2. Zapewnienie możliwości importu gazu ziemnego poprzez budowę Baltic Pipe – połączeń Norwegia-Dania oraz Dania-Polska wraz z rozbudową systemów przesyłowych w Danii i w Polsce	2022	OSPg
3A. PROJEKT STRATEGICZNY PEP 		
 3A.3. Zapewnienie możliwości importu gazu ziemnego poprzez zwiększenie zdolności regazyfikacyjnej terminalu LNG w Świnoujściu do wielkości 8,3 mld m ³ rocznie oraz zwiększenie elastyczności pracy i wprowadzenie nowych funkcjonalności (ew. dalsza rozbudowa zależna od analiz rynkowych)	2023 (2030)	Polskie LNG S.A., OSPg
 3A.4. Rozbudowa/budowa połączeń gazowych z państwami sąsiadującymi – Słowacją, Litwą, ew. z Czechami i Ukrainą	2022	OSPg
 3A.5. Budowa pływającego terminalu regazyfikacyjnego LNG (FSRU) w Zatoce Gdańskiej	po 2025	OSPg
 3A.6. Rozbudowa gazowej sieci przesyłowej: <ul style="list-style-type: none"> – w zachodniej, południowej Polsce – możliwość transportu gazu z terminalu LNG i Baltic Pipe; – w północno-wschodniej Polsce – wzmocnienie integracji z państwami bałtyckimi – w północnej i centralnej Polsce – umożliwienie transportu gazu z FSRU do gazociągów systemowych zlokalizowanych w centralnej części kraju 	2022 (2029)	OSPg
 3A.7. Rozbudowa systemu dystrybucji gazu – redukcja <i>białych plam</i> , wzrost odsetka zgazyfikowanych gmin z 65% do 76% w 2024 r. i wzrost w kolejnych latach poprzez: <ul style="list-style-type: none"> ○ rozbudowę i modernizację gazowej sieci dystrybucyjnej, ○ wykorzystanie stacji regazyfikacji skroplonego gazu LNG 	2024	OSDg
 3A.8. Rozbudowa PMG do poziomu całkowitej pojemności min. 4 mld m ³ oraz mocy odbioru gazu z tych instalacji do poziomu min. 60 mln m ³ /dobę.	2030	OSMg
 3A.9. Zapewnienie otoczenia regulacyjnego zachęcającego do inwestowania w rozbudowę infrastruktury gazowej (taryfa wieloletnia, usprawnienie procesu inwestycyjno-budowlanego)	2021	MKIŚ, MRPIT, URE
 3A.10. Przygotowanie ocen ryzyka i planów w zakresie bezpieczeństwa dostaw gazu na podstawie rozporządzenia 2017/1938 (aktualizacja co 4 lata, pierwsza w 2023 r.)	2023	MKIŚ, OSPg

 – bezpieczeństwo energetyczne,

 – konkurencyjność gospodarki,

 – ograniczenie wpływu sektora na środowisko

CZĘŚĆ B) Dywersyfikacja dostaw ropy naftowej oraz rozbudowa infrastruktury ropy naftowej i paliw ciekłych⁶²

Ze względu na niewielkie jak dotąd występowanie krajowych zasobów ropy naftowej (surowiec wydobywany w kraju pokrywa tylko niewielki zakres potrzeb rynku – 4%), z punktu widzenia Polski kluczowe jest działanie w kierunku dywersyfikacji dostaw oraz zapewnienia bezpieczeństwa dostaw ropy naftowej i paliw ciekłych. W ostatnich latach Polska zwiększyła import surowca z takich kierunków jak Arabia Saudyjska, Norwegia i Stany Zjednoczone, co pozytywnie wpływa na koszty zakupu tego surowca i pozycję negocjacyjną polskich spółek.

Dalsza dywersyfikacja importu ropy naftowej wymaga przede wszystkim rozwiniętej i sprawnie funkcjonującej infrastruktury wewnętrznej, tak by zapewnić możliwość zwiększenia importu surowca drogą morską. Aktualny stan sieci rurociągów i pojemności magazynowych pozwala na pokrycie bieżących potrzeb, jednakże w perspektywie dalszego rozwoju rynku konieczne jest zapewnienie możliwości **zwiększenia poziomu magazynowania i separacji różnych gatunków ropy** importowanej drogą morską oraz sprawnego i bezpiecznego przesyłu do rafinerii w Płocku. Celem nadrzędnym jest zapewnienie (a) nieprzerwanych dostaw ropy naftowej do polskich rafinerii oraz (b) zaopatrzenia rynku w paliwa ciekłe na poziomie zapewniającym jego normalne funkcjonowanie w sytuacji kryzysowej.

Poniżej przedstawiona została kierunki dywersyfikacji kierunków i dostaw ropy naftowej poprzez rozbudowę infrastruktury przesyłowej i magazynowej ropy naftowej oraz paliw ciekłych.

*Projektem strategicznym tej części celu szczegółowego jest **budowa drugiej nitki Rurociągu Pomorskiego**.*



Infrastruktura przesyłowa ropy naftowej składa się z trzech odcinków – dwóch odcinków rurociągu „Przyjaźń” oraz Rurociągu Pomorskiego (łącznie ok. 890 km). Trzy nitki Odcinka Wschodniego rurociągu „Przyjaźń” umożliwiają import ropy z kierunku wschodniego (56 mln t/rok) do rafinerii w Płocku, a następnie rurociągiem Pomorskim do rafinerii w Gdańsku (27 mln t/rok). Rurociąg Pomorski ma charakter rewersyjny, dlatego możliwy jest także przesył do Płocka surowca importowanego drogą morską (30 mln t/rok). Dwunitkowy Odcinek Zachodni rurociągu „Przyjaźń” służy zaopatrywaniu w ropę naftową rafinerii niemieckich i umożliwia tłoczenie ropy z/do największego w Polsce magazynu ropy w Górze oraz transport na zachód surowca wydobywanego z polskich złóż.

rozbudowa infrastruktury przesyłowej ropy naftowej

II filar. Zeroemisyjny system energetyczny

Rurociąg Pomorski – mimo charakteru rewersyjnego – jest najsłabszym ogniwem systemu przesyłu ropy. Arteria zbudowana jest tylko z jednej nitki, co oznacza, że w przypadku awarii nie ma alternatywnej drogi transportu na tym strategicznym odcinku. Ponadto ze względu na dwukierunkowość rurociągu występuje problem rywalizowania o przepustowość między rafineriami w Płocku i Gdańsku. Jednocześnie tak ograniczona przepustowość uniemożliwia zwiększenie wykorzystania surowca importowanego drogą morską, za pośrednictwem Naftoportu w Gdańsku. To właśnie **wzrost znaczenia dostaw ropy drogą morską** ma kluczowe znaczenie dla dywersyfikacji dostaw surowca do polskich rafinerii. Z tego względu PERN S.A. uwzględnił w swoich planach inwestycyjnych **budowę drugiej nitki Rurociągu Pomorskiego** do 2023 r. Zasadność realizacji tej inwestycji została potwierdzona w 2019 r. przez wystąpienie zanieczyszczenia ropy naftowej przesyłanej rurociągiem „Przyjaźń” szkodliwymi dla rafinerii chlorkami organicznymi. W związku z czasowym wstrzymaniem dostaw ropy drogą lądową ze wschodu, rafineria w Płocku sprowadzała surowiec wyłącznie drogą morską, w pełni wykorzystując istniejącą nitkę Rurociągu Pomorskiego. Gdyby istniała druga nitka, zanieczyszczona ropa naftowa mogłaby być równolegle tłoczona na północ w celu oczyszczenia systemu przesyłowego z niespełniającej norm jakościowych surowca, a także możliwy byłby przesył ropy naftowej z magazynu Góra i baz PERN S.A. w Miszewku Strzałkowskim i Adamowie do rafinerii w Gdańsku.



Ponadto, analizowane jest również rozszerzenie na terytorium Polski Europejskiej Sieci Rurociągów Paliwowych (CEPS – *Central Europe Pipeline System*). Jej rozszerzenie na Polskę i inne państwa bałtyckie może mieć pozytywny wpływ na zabezpieczenie paliwowe ściany wschodniej NATO.

⁶² Patrz też: *Polityka Rządu RP dla infrastruktury logistycznej w sektorze naftowym*, 2017.

Paliwa powstałe w rafineriach w wyniku przerobu ropy naftowej transportowane są w różne części Polski rurociągami, koleją, transportem kołowym – w zależności od dostępności – jednym ze środków lub transportem łączonym. Najbezpieczniejszym i najefektywniejszym sposobem jest transport rurociągowy, ale opłacalność budowy arterii jest zależna od popytu. **Sieć rurociągów produktowych** (ponad 935 km) ma charakter koncentryczny, umożliwia przesył paliw z rafinerii w Płocku w kierunku Warszawy, Poznania oraz Górnego i Dolnego Śląska, czyli regionów o najwyższym zapotrzebowaniu.

rozbudowa infrastruktury
przesyłowej paliw ciekłych

II filar. Zeroemisyjny system
energetyczny

Nitka w kierunku Górnego Śląska sięga jednak tylko do okolic Częstochowy (Boronów), co wymusza transport łączony na stosunkowo dużą skalę ze względu na wysoką konsumpcję paliw w tym regionie. Aby wykorzystać potencjał gospodarczy i zwiększyć bezpieczeństwo dostaw paliw w tym regionie, PERN S.A. przystąpił do budowy **dotatkowego odcinka Boronów-Trzebinia, stanowiącego przedłużenie rurociągu Płock-Koluszki-Boronów**. Dalszy rozwój rurociągów paliwowych będzie realizowany zgodnie z zapotrzebowaniem rynku i na warunkach rynkowych.

Trzecim elementem strategicznym w zakresie infrastruktury paliwowej jest **baza magazynowa ropy naftowej i paliw ciekłych**. Z jednej strony magazyny mają zapewniać ciągłość procesu technologicznego tłoczenia ropy (fizyczna dostępność przez 90 dni), z drugiej umożliwiać magazynowanie zapasów handlowych i interwencyjnych⁶³. Wreszcie możliwość separacji różnych gatunków ropy ma kluczowe znaczenie dla realnej dywersyfikacji dostaw ropy. W posiadaniu trzech podmiotów znajduje się blisko 9 mln m³ pojemności magazynowej ropy oraz 5,6 mln m³ paliw, dość równomiernie rozłożonej w kraju.

rozbudowa bazy
magazynowej ropy
naftowej i paliw ciekłych

II filar. Zeroemisyjny system
energetyczny

Aby zapewnić techniczne możliwości zróżnicowania źródeł dostaw ropy (tym samym zróżnicowanej gatunkowo) do krajowych rafinerii konieczna jest odpowiednio rozbudowana naziemna infrastruktura magazynowa. W 2020 r. PERN S.A. zrealizował dwie niezwykle ważne inwestycje w tym zakresie – **zwiększono zdolności magazynowe bazy w Górkach Zachodnich** (koło Gdańska) oraz **rozbudowano Terminal Naftowy w Gdańsku**. W ten sposób zwiększono pojemności łącznie o 0,6 mln m³, tj. do poziomu ok. 1,9 mln m³. Obecnie kluczowe jest odpowiednie dopasowanie pojemności magazynowych produktów naftowych do rozwijającego się rynku paliw ciekłych. Dla zapewnienia sprawnej dystrybucji zapasów interwencyjnych w czasie kryzysu istotne jest zapewnienie ich alokacji w pobliżu głównych regionów charakteryzujących się największym zużyciem paliw. W tym celu PERN S.A. prowadzi program inwestycyjny budowy 0,222 mln m³ pojemności w swoich bazach paliwowych.

Rynek paliwowy jest zliberalizowany, dlatego dla zapewnienia odpowiednich podstaw dla decyzji inwestorskich niezwykle istotne jest zapewnienie właściwego prognozowania potrzeb sektora rafineryjnego. W tym celu Agencja Rezerw Materiałowych (ARM) w 2019 r. opracowała po raz pierwszy **prognozy krajowego zapotrzebowania na pojemności magazynowe** dla zapasów interwencyjnych i handlowych paliw i ropy naftowej na okres 10 lat, które będą aktualizowane cyklicznie co 2 lata.

wdrożenie cyklicznego
prognozowania potrzeb
paliwowych

II filar. Zeroemisyjny system
energetyczny




Należy zauważyć, że rozwój rynku paliw alternatywnych tj. zwiększenie wykorzystania gazu ziemnego w postaci LNG i CNG (gaz ziemny w postaci sprężonej, ang. *compressed natural gas*), gazu LPG (ang. *liquefied petroleum gas*), wodoru, biometanu, paliw syntetycznych, czy wykorzystania energii elektrycznej w transporcie będzie łączyło się z wyhamowaniem wzrostu zapotrzebowania na ropę naftową. Pewien obszar rynku mogą przejąć także biokomponenty stosowane w paliwach ciekłych i biopaliwach ciekłych⁶⁴.




⁶³ Patrz: cel szczegółowy 4, część C.

⁶⁴ Patrz: cel szczegółowy 4, część B i część C – rozwój elektromobilności i paliw alternatywnych.



Działania dywersyfikacyjne mają na celu zapewnienie bezpieczeństwa dostaw wszystkim odbiorcom w kraju, do czego niezbędna jest rozbudowa infrastruktury wewnętrznej. Rozwój infrastruktury naftowej i paliwowej skorelowany jest z popytem na produkty naftowe oraz z możliwością wydłużania już istniejących rurociągów, które wychodzą z głównego ośrodka rafineryjnego do głównych ośrodków gospodarczych w kraju. Modernizacja i rozbudowa infrastruktury ma umożliwić w szczególności dostęp do paliw ciekłych dużym ośrodkom przemysłowym, aby zapewnić wykorzystanie potencjału gospodarczego danego regionu.

 Działania	Termin	Odpowiedzialni
 3B1. Rozbudowa infrastruktury przesyłowej ropy naftowej – budowa drugiej nitki naftowego rurociągu Pomorskiego <div data-bbox="363 533 746 593" style="border: 1px solid red; padding: 2px; display: inline-block;">3B. PROJEKT STRATEGICZNY PEP </div>	2023	PERN S.A.
 3B.2. Rozbudowa infrastruktury przesyłowej paliw ciekłych – przedłużenie rurociągu paliwowego Płock-Koluszki-Boronów poprzez budowę odcinka Boronów-Trzebinia	2021	PERN S.A.
 3B.3. Odpowiednie dopasowanie zwiększonych zdolności magazynowej Terminala Naftowego w Gdańsku oraz bazy w Górkach	od 2021	PERN S.A.
 3B.4. Cykliczna (co 2 lata) prognoza krajowego zapotrzebowania na pojemności magazynowe dla zapasów interwencyjnych i obrotowych paliw i ropy naftowej na okres 10 lat.	2021	ARM

 – bezpieczeństwo energetyczne,  – konkurencyjność gospodarki,  – ograniczenie wpływu sektora na środowisko

CEL SZCZEGÓŁOWY 4.



Rozwój rynków energii

Sektor energii w ostatnich kilkudziesięciu latach uległ znacznej liberalizacji. Rozwój rynku energii pozwala na zaoferowanie odbiorcom nowych i dopasowanych do nich usług oraz oddziałuje na **konkurencyjność gospodarki**. Jednocześnie niezbędna jest częściowa ingerencja w rynek, aby zapewnić **bezpieczeństwo dostaw energii** do wszystkich odbiorców, jak również realizację ambitnych wymagań **środowiskowych**. Energia jest towarem warunkującym funkcjonowanie gospodarki i społeczeństwa, a brak monitoringu i regulacji w skrajnych przypadkach mógłby powodować przerwanie lub zaprzestanie ich dostaw do odbiorców końcowych, znaczący wzrost cen energii lub znaczące obciążanie środowiska.

Cel szczegółowy 4. Rozwój rynków energii wpisuje we wszystkie trzy filary PEP2040: **SPRAWIEDLIWA TRANSFORMACJA**, **ZEROEMISYJNY SYSTEM ENERGETYCZNY** oraz **DOBRA JAKOŚĆ POWIETRZA**. Rynek energii, szczególnie w obszarze elektroenergetyki, będzie rozwijał się w kierunku większej aktywizacji odbiorców końcowych na rynku. Wdrażane będą rozwiązania, których celem jest ochrona odbiorców końcowych (szczególnie konsumentów). Dzięki temu odbiorcy będą mogli uczestniczyć w transformacji. Rozwój rynków energii pozwala także na pojawienie się nowych usług, które umożliwią większą integrację odnawialnych źródeł energii, a w konsekwencji będą wspierać transformację sektora energetycznego w kierunku zeroemisyjnym. Nie pozostaje to bez wpływu na jakość powietrza, która będzie ulegać znaczącej poprawie dzięki elektryfikacji transportu oraz większemu wykorzystaniu paliw alternatywnych, a tym samym nisko- lub zeroemisyjnych.

I filar. Sprawiedliwa transformacja

II filar. Zeroemisyjny system energetyczny

III filar. Dobra jakość powietrza

Poniżej określona została kierunki rozwoju rynku energii elektrycznej, gazu ziemnego oraz paliw ciekłych zgodnie ze specyfiką danego rynku.⁶⁵

CZĘŚĆ A) Rozwój rynku energii elektrycznej⁶⁶

Rynek energii elektrycznej jest rozpatrywany z punktu widzenia podmiotów sektora energetycznego, autoproducentów oraz pozycji konsumenta. Rynek ulega przeobrażeniu ze względu na zmiany w otoczeniu, wynikające z budowy europejskiego

⁶⁵ Segment ciepłownictwa ze względu na specyfikę skorelowaną z lokalnym pokryciem popytu został omówiony w oddzielnym celu szczegółowym – patrz: cel szczegółowy 7.

⁶⁶ Część A jest silnie powiązana z celem szczegółowym 2, a przedstawione zagadnienia i obszary interwencji należy analizować wspólnie.

jednolitego rynku energii, zwiększonemu udziałowi konsumentów w rynku oraz rosnącej produkcji energii elektrycznej z OZE.

Na rozwój rynku mają wpływ m.in. wzmocnienie pozycji konsumentów oraz poprawa sytuacji niektórych grup odbiorców, uprządkowanie generalnych umów dystrybucji, zarządzanie popytem, kwestia urynkowania usług systemowych, zmiany w zakresie handlu energią elektryczną. Projektem strategicznym PEP części A tego celu szczegółowego jest **wdrażanie Planu Działania mającego służyć zwiększeniu transgranicznych zdolności przesyłowych energii elektrycznej.**



4A. PROJEKT
STRATEGICZNY PEP

* * *

Rozwój rynku energii elektrycznej wymaga **wzmocnienia pozycji konsumenta energii elektrycznej i jego aktywizacji**. Wpłyne to nie tylko na modyfikację rynku, ale także na wzrost efektywności energetycznej, dzięki bardziej świadomemu wykorzystaniu energii oraz wykorzystaniu lokalnego potencjału. Kluczowe zadania w tym zakresie będą realizowane przez wdrażanie dyrektywy w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej, należą do nich w szczególności:

wzmocnienie pozycji konsumenta energii elektrycznej

I filar. Sprawiedliwa transformacja

- **poszerzenie polityki informacyjnej** – konsument powinien mieć możliwość porównania ofert dostępnych na rynku i otrzymywać wyczerpujące i klarowne informacje w ramach otrzymywanego rachunku;
- **wyposażenie 80% gospodarstw domowych w liczniki zdalnego odczytu do 2028 r.** – są one kluczowym elementem umożliwiającym zarówno dostęp do danych i informacji, jak i świadome zużywanie energii. Ich instalacja jest skorelowana z budową **inteligentnej sieci**⁶⁷;
- **umożliwienie odbiorcom podejmowania aktywnej roli** – na rynku funkcjonują już prosumenci energii odnawialnej, klastry energii, czy spółdzielnie, którzy podejmują aktywne role (wytworzenie, sprzedaż, magazynowanie energii, DSR), jednakże zakres działalności aktywnych odbiorców i społeczności energetycznych⁶⁸ będzie ulegał doprecyzowaniu. Ich działalność stanowi trzon energetyki obywatelskiej;
- **rozwój i upowszechnianie usług agregacji** – agregatorom **stworzona zostanie możliwość działania na równych zasadach w stosunku do innych podmiotów**. To pozwoli na grupowanie potencjału małych odbiorców (którzy osobno mogą zaoferować niewielkie wolumeny) i świadczenie usług na potrzeby KSE – np. generacji, czy DSR.

Uporządkowania wymaga także zagadnienie **generalnych umów dystrybucji** (GUD). Obecnie odbiorca zawiera umowę kompleksową obejmującą dystrybucję oraz sprzedaż energii (GUD-k), albo odrębnie umowę sprzedaży i umowę o świadczenie usług dystrybucji. Zawarte GUD umożliwiają zmianę sprzedawcy energii, co wpływa na poprawę konkurencyjności rynku, a także chronią interesy konsumentów. Mając na uwadze uproszczenie rynku oraz wzrost konkurencyjności, w 2021 r. **wdrożony zostanie obowiązek zawierania z konsumentami wyłącznie umów kompleksowych**. Z tego powodu spółki obrotu powinny mieć podpisane odpowiednie umowy ze spółkami dystrybucyjnymi.

uporządkowanie generalnych umów dystrybucji

I filar. Sprawiedliwa transformacja

Koszty związane ze zużyciem energii mają szczególne znaczenie dla działalności przedsiębiorstw energochłonnych (definiowanych jako te, w których ta kategoria w wartości dodanej brutto wynosi co najmniej 3%). Wzrost kosztów związanych ze zużyciem energii oddziałuje na ich konkurencyjność na tle rynków światowych, co może powodować, że właściciele będą poszukiwać tańszych lokalizacji prowadzenia działalności. Skutkiem tego jest utrata kapitału, zmiany na lokalnym rynku pracy, a także możliwe zjawisko tzw. ucieczki emisji. Rozwój gospodarczy jest uzależniony od funkcjonowania nowoczesnego, wielkoskalowego przemysłu, dlatego konieczna jest ochrona tego podsektora w okresie transformacji. Będzie ona przede wszystkim oznaczać **uwzględnienie wpływu obciążeń poszczególnych mechanizmów wsparcia** (tj. system wsparcia rozwoju OZE, wysokosprawnej

ochrona konkurencyjności przemysłu energochłonnego

I filar. Sprawiedliwa transformacja

⁶⁷ Patrz: cel szczegółowy 2, część A – rozwój inteligentnych sieci.

⁶⁸ Patrz art. 2(11) dyrektywy w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej. Patrz też: cel szczegółowy 6.

kogeneracji, czy rynku mocy) na funkcjonowanie **przedsiębiorstw energochłonnych** przez odpowiednie zarządzanie ich kontrybucją w pokryciu kosztów tych mechanizmów.

Dla zwiększenie efektywności pracy całego krajowego systemu elektroenergetycznego dążyć się będzie do tzw. **wypłaszczenia dobowej krzywej zapotrzebowania na moc**⁶⁹, czyli zmniejszenia różnicy między średnim zużyciem a zużyciem szczytowym, a także do wzrostu popytu w godzinach nocnych. Zarządzanie popytem (DSM, ang. demand side management) poprzez wykorzystanie aktywności odbiorców końcowych (DSR, ang. *demand side response*) jest jednym ze sposobów zwiększenia efektywności systemu.

Sz szczególnie atrakcyjny jest potencjał przedsiębiorstw energochłonnych, charakteryzujących się płaskim dobowym profilem poboru energii elektrycznej, które w powiązaniu z własną generacją perspektywnie mogą realizować usługi magazynowania energii. Aktualnie przedsiębiorstwa świadczące usługi DSR mogą korzystać ze wsparcia m.in. w ramach rynku mocy, a także ubiegać się o środki przeznaczone na działalność badawczo-rozwojową. Dodatkowymi elementami wspierającymi cel, jakim jest zwiększenie efektywności pracy systemu elektroenergetycznego są:

- **taryfa antysmogowa**, która z jednej strony ma na celu ograniczanie problemu niskiej emisji, a z drugiej przesunięcia części zapotrzebowania odbiorcy końcowego na okresy nocne, gdy poziom zapotrzebowania na energię elektryczną jest niższy. W dalszej perspektywie zapewniona zostanie możliwość korzystania z **taryf dynamicznych**, w których koszt wytworzenia energii jest odzwierciedlony w cenie zużycia w funkcji czasu. Dzięki temu konsument ma motywację do obniżania swojego zapotrzebowania, gdy cena jest najwyższa, a zwiększania gdy cena jest niższa.;
- **rozwój technologii magazynowania energii**⁷⁰ pozwoli na zarządzanie podażą energii elektrycznej, szczególnie przez źródła OZE. Operatorzy magazynów będą mogli magazynować energię gdy jej cena jest niska i oddawać ją do sieci, gdy cena i popyt są wysokie. Potencjał regulacyjny mają zarówno magazyny elektryczne, zasobniki ciepła i chłodu przy ciepłowniach i elektrociepłowniach, jak również paliwa gazowe np. wodór (w instalacjach *power-to-gas*), czy biogaz;
- **rozwój elektromobilności**⁷¹ zwiększy globalne zużycie energii elektrycznej, ale jednocześnie samochody elektryczne mogą być wykorzystywane jako magazyny energii, dlatego tworzone są zachęty do ładowania pojazdów nocą i przekazywania energii do sieci w godzinach szczytu;
- **rozwój inteligentnych sieci**⁷², które umożliwią świadome wykorzystanie energii oraz efektywne zarządzanie siecią przez OSPe i OSDe.

Wdrożenie inteligentnej sieci jest krokiem do budowy nowego, zdecentralizowanego systemu energetycznego, gdzie odbiorcy końcowi będą aktywnymi uczestnikami rynku, rozwinięte zostaną usługi wynagradzające taką aktywność (DSR, agregacja, umowy z ceną dynamiczną), a odbiorcy końcowi w ramach działalności zbiorowej będą dążyć do samobilansowania się m.in. w ramach obszarów samobilansujących. Nowy model rynku energii będzie opierał się na energetyce rozproszonej oraz rozproszonym odbiorze nie tylko odbiorców końcowych, ale i urzędzeń np. stacji ładowania samochodów elektrycznych i magazynów energii. Dzięki szerszemu dostępowi do informacji możliwe będzie również bardziej optymalne zarządzanie systemem elektroenergetycznym przez OSPe i OSDe.

Przyrost rozproszonych źródeł energii wymaga dostosowania infrastruktury sieciowej do nowej sytuacji rynkowej. Większy udział jednostek wytwórczych OZE w miksie energetycznym oznacza większe potrzeby w zakresie bilansowania systemu i pozyskiwania większej ilości usług systemowych.

Podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie mocy i energii jest operator systemu przesyłowego, który kontraktuje usługi systemowe (np. regulacja częstotliwości, interwencyjna

**zarządzanie popytem,
wypłaszczenie dobowej
krzywej zapotrzebowania**

**II filar. Zeroemisyjny system
energetyczny**

**urynkowanie usług
systemowych i rozwój
lokalnych obszarów
bilansowania**

**II filar. Zeroemisyjny system
energetyczny**

⁶⁹ Dobowy cykl zużycia energii elektrycznej w dniu roboczym charakteryzuje się wyższym zapotrzebowaniem na moc w ciągu dnia niż w nocy oraz występowaniem porannego i przedwieczornego szczytu zapotrzebowania.

⁷⁰ Patrz: cel szczegółowy 2, część B – rozwój magazynowania energii i rekuperacji oraz rozwój inteligentnych sieci, cel szczegółowy 7 – rozwój ciepłownictwa systemowego.

⁷¹ Patrz: cel szczegółowy 4, część C – rozwój elektromobilności i paliw alternatywnych.

⁷² Patrz: cel szczegółowy 2, część B – rozwój inteligentnych sieci (projekt strategiczny PEP2040).

regulacja rezerwy mocy, czy regulacja napięcia i mocy biernej), pozyskując je od wytwórców energii. Jednakże w związku z rozwojem energetyki rozproszonej rosnąć będzie rola OSDe w zakresie bilansowania. Z tego względu **operatorom systemów dystrybucyjnych zapewniona zostanie możliwość tworzenia wydzielonych lokalnych obszarów bilansowania**, w ramach których następuje bieżące równoważenie wytwarzania z zapotrzebowaniem. Daje to możliwość wykorzystania zalety generacji rozproszonej, jaką jest bliskość miejsca pobierania energii, co przyczynia się do ograniczania strat energii związanych z jej przesyłem i dystrybucją. Aby zapewnić sprawny rozwój rynku w tym kierunku niezbędne jest także silniejsze rozwinięcie współpracy między OSDe oraz OSPe.

Dla wdrożenia tego kierunku do końca 2023 r. przeprowadzona zostanie **zmiana modelu świadczenia usług na rzecz systemu** (urnkowanie usług systemowych dotychczas kontraktowanych przez OSPe) polegająca na umożliwieniu realizacji tych usług przez aktywne podmioty, czyli wytwórców, agregatorów i aktywnych odbiorców. Poszerzony zostanie zakres i skala usług systemowych oferowanych przez OSDe, zrewidowana zostanie rola i zadania przypisane OSDe i zasad ich współpracy z OSPe. To szczególnie istotne ze względu na to, że wraz z pierwszym rokiem dostaw na rynku mocy (2021 r.) nastąpi istotna zmiana na rynku bilansującym – zakończone zostanie funkcjonowanie mechanizmów: (a) interwencyjnej rezerwy zimnej, (b) pracy interwencyjnej, (c) gwarantowanego programu DSR, (d) operacyjnej rezerwy mocy. Warto podkreślić, że zmiany na rynku energii wymagają aktywności przedsiębiorstw energetycznych, które muszą dostosować swoje oferty i modele funkcjonowania do nowych zasad rynkowych.

W związku z **budową jednolitego europejskiego rynku energii**, a także z **zobowiązaniami wynikającymi z wdrożenia rynku mocy** zachodzą istotne zmiany w zakresie **handlu energią elektryczną**. Obecnie nie są stosowane inne limity ofert i cen na rynku dnia następnego (RDN) i rynku dnia bieżącego (RDB) niż przewidziane przez regulacje UE. Również limity cen na rynku bilansującym (RB) są ustalone na poziomie nie niższym niż określony dla rynku dnia bieżącego. Ponadto coraz większy udział w handlu mają transakcje stanowiące wymianę transgraniczną.

zmiany w zakresie handlu energią

II filar. Zeroemisyjny system energetyczny

Wdrożenie rozwiązań z zakresu jednolitego rynku energii elektrycznej wpłynie pozytywnie na konkurencję na rynku energii elektrycznej i w przyszłości powinno doprowadzić do wyrównania cen energii elektrycznej w UE. Istotne znaczenie w tym kontekście mają nowe wymagania dotyczące wykorzystywania transgranicznych połączeń przesyłowych, wprowadzone unijnym rozporządzeniem ws. wewnętrznego rynku energii, którego celem jest zwiększenie wymiany handlowej między państwami członkowskimi. Najpóźniej do końca 2025 r. **operatorzy systemów przesyłowych zobowiązani są do udostępniania min. 70% transgranicznych zdolności przesyłowych** (przy zachowaniu kryteriów bezpiecznej pracy sieci elektroenergetycznej). W związku z realizacją tego celu, państwa członkowskie muszą przyjąć środki umożliwiające wypełnienie tego obowiązku. Z tego względu w 2019 r. Polska przygotowała i rozpoczęła wdrażanie **Planu działania** mającego służyć realizacji wskazanego celu. Kluczową rolę w realizacji tego działania odgrywa OSPe.











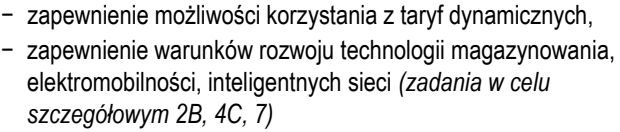
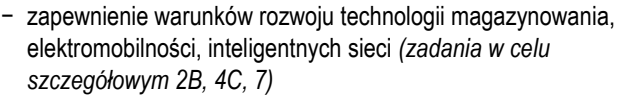





4A. PROJEKT STRATEGICZNY PEP



WYMIAR TERYTORIALNY

Terytorialne ujęcie rynku energii elektrycznej odnosi się przede wszystkim do udziału w rynkach odbiorców, którzy w zależności od posiadanych możliwości mogą wytwarzać i sprzedawać energię, jak i świadczyć usługi DSR. W tym kontekście znaczenie mają lokalne wspólnoty energetyczne, wpływające na pokrycie lokalnych potrzeb, jak również agregatorzy, którzy wykorzystują łączny potencjał niewielkich podmiotów.

 Działania	Termin	Odpowiedzialni
 4A.1. Wzmocnienie pozycji konsumenta energii elektrycznej:  – poszerzenie polityki informacyjnej dla konsumenta energii elektrycznej (stworzenie porównywarki ofert zakupu energii; uproszczenie informacji na rachunkach, dołączanie billingów);  – dopuszczenie odbiorców do rynków (generowanie energii, sprzedaż, usługi DSR);  – opracowanie zasad dostępu do rynku przez obywatelskie wspólnoty energetyczne;  – stworzenie agregatorom możliwości działania na zasadach równych innym podmiotom rynku	2021	PURE, spółki obrotu energią, MKiŚ
 4A.2. Wzmocnienie pozycji konsumenta energii elektrycznej – wyposażenie do 2028 r. 80% gospodarstw domowych w i liczniki zdalnego odczytu	2028	spółki dystrybucji
 4A.3. Wdrożenie obowiązku zawierania umów z konsumentami wyłącznie na podstawie GUD	2021	MKiŚ
 4A.4. Zapewnienie ochrony konkurencyjności przemysłu energochłonnego	cała perspektywa PEP2040	MRPiT, MKiŚ
 4A.5. Wyplaszczanie dobowej krzywej zapotrzebowania na moc:  – zapewnienie możliwości korzystania z taryf dynamicznych,  – zapewnienie warunków rozwoju technologii magazynowania, elektromobilności, inteligentnych sieci (<i>zadania w celu szczegółowym 2B, 4C, 7</i>)	2021	MKiŚ, spółki energetyczne, PURE
 4A.6. Urynkowanie usług systemowych oraz zwiększenie kompetencji dystrybutorów w zakresie lokalnego bilansowania	2023	MKiŚ, spółki dystrybucji
 4A.7. Wprowadzenie zmian w zakresie handlu energią elektryczną (dot. m.in. limitów cen, mechanizmów interwencyjnych)	2021	OSPe, MKiŚ, TGE
 4A.8. Wdrażanie Planu działania w zakresie realizacji celu udostępniania 70% transgranicznych zdolności przesyłowych do końca 2025 r.	2025	OSPe, MKiŚ, PURE

4A. PROJEKT STRATEGICZNY PEP



 – bezpieczeństwo energetyczne,

 – konkurencyjność gospodarki,

 – ograniczenie wpływu sektora na środowisko

część B) Rozwój rynku gazu ziemnego

Rozwój rynku gazu ziemnego należy rozpatrywać w kilku aspektach – od liberalizacji rynku, przez rozwój rynku giełdowego, po wzrost zużycia gazu ziemnego oraz wdrożenie idei *regionalnego centrum przesyłu i handlu gazem ziemnym*. Działania mają na celu przede wszystkim zapewnienie warunków konkurencyjnego kształtowania się cen, ale także wykorzystania gazu ziemnego w innych postaciach i w innych niż dotychczas zastosowaniu.

Poniżej omówione zostały zagadnienia dotyczące liberalizacji rynku gazu, wzmocnienia pozycji Polski na europejskim rynku gazu ziemnego oraz rozwój nowych segmentów wykorzystania gazu ziemnego.

Projektem strategicznym PEP w części B tego celu szczegółowego jest **regionalne centrum przesyłu i handlu gazem (tzw. hub gazowy)**, który jest jednocześnie projektem strategicznym SOR w obszarze interwencji *Poprawa bezpieczeństwa energetycznego kraju – PS.1(3)*.



* * *

W ostatnich latach podjęto szereg działań sprzyjających **rozwojowi konkurencji na polskim rynku gazu ziemnego**. W 2013 r. wprowadzony został obowiązek sprzedaży za pośrednictwem giełdy 30% oferowanego rynkowi wolumenu, stopniowo zwiększany od 2015 r. osiągnął poziom 55%. Sukcesywnie rozwijane instrumenty giełdowe oraz wspomniane oblige giełdowe stworzyło podwaliny do utworzenia płynnego, hurtowego rynku gazu ziemnego w Polsce oraz urealniło prawo odbiorcy do zmiany sprzedawcy. Trend zwiększenia konkurencji na rynku powinien być kontynuowany, zarówno na poziomie rynku hurtowego, jak i rynku detalicznego.

Drugim istotnym elementem liberalizacji rynku gazu ziemnego jest znoszenie obowiązku urzędowego zatwierdzania cen gazu ziemnego dla poszczególnych podmiotów. W 2017 r. zniesiono taryfy cenowe dla dużych przedsiębiorstw i wszystkich odbiorców poza odbiorcami w gospodarstwach domowych. Ceny gazu ziemnego (obrot) dla ostatniej grupy tj. **gospodarstw domowych zostaną uwolnione z obowiązku taryfowego z początkiem 2024 r.** Zakończenie deregulacji oraz dywersyfikacja źródeł dostaw⁷³ umożliwią dalszy rozwój warunków dla tworzenia konkurencji, które powinny przełożyć się na lepsze warunki dla odbiorców.

liberalizacja rynku gazu ziemnego

II filar. Zeroemisyjny system energetyczny

Duże znaczenie dla funkcjonowania krajowego rynku gazu ziemnego ma stworzenie warunków do powstania w Polsce **regionalnego centrum przesyłu i handlu gazem ziemnym dla państw Europy Środkowej i Wschodniej oraz państw bałtyckich (hub gazowy)**. Przedsięwzięcie wymaga przede wszystkim budowy Baltic Pipe, rozbudowy terminalu LNG w Świnoujściu, budowy FSRU w rejonie Zatoki Gdańskiej oraz połączeń z państwami sąsiadującymi, a także zmian regulacyjnych, **które pozwolą rozwinąć ofertę usługowo-handlową** poprzez stworzenie atrakcyjnych warunków rynkowych i cenowych, zachęcających do korzystania z polskiej infrastruktury. Zwiększenie wolumenu gazu ziemnego przesyłanego przez terytorium Polski zwiększy płynność polskiego rynku oraz przyczyni się do obniżenia jednostkowych stawek za usługi świadczone przez OSPg, co może pozwolić na zmniejszenie poziomu opłat dla odbiorców końcowych. Wprowadzono już kilka niezbędnych elementów jak oblige giełdowe, czy uruchomienie platformy obrotu zdolnościami przesyłowymi, **ale konieczny jest dalszy rozwój giełdy gazu ziemnego oraz platformy obrotu giełdowego**, na której możliwy będzie także handel na podstawie umów bilateralnych. Prawne, infrastrukturalne i handlowe podstawy do utworzenia *regionalnego centrum przesyłu i handlu gazem ziemnym* powinny być gotowe do końca 2022 r

silna pozycja Polski na europejskim rynku gazu ziemnego – hub gazowy

II filar. Zeroemisyjny system energetyczny



Rozbudowana infrastruktura umożliwia zainicjowanie dyskusji z państwami sąsiadującymi o potencjale **integracji regionalnej rynków gazu ziemnego**. Jednocześnie nowe warunki funkcjonowania rynku gazu ziemnego w Polsce nie mogą zmniejszyć bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do polskich odbiorców – w przypadku zakłóceń w zaopatrzeniu na rynku niezbędne jest **zabezpieczenie ciągłości dostaw do odbiorców chronionych**.

⁷³ Patrz: cel szczegółowy 3, część A.

Perspektywa wzrostu zużycia gazu ziemnego wpływa na rozwój rynku tego surowca. Chodzi zarówno o wzrost ilości wykorzystywanego paliwa, jak i zapewnienie dostępu do surowca oraz jego wykorzystanie w nowych sektorach. Aktualnie gaz zużywany jest przede wszystkim przez przemysł i gospodarstwa domowe oraz innych drobnych odbiorców (w znacznie mniejszym stopniu przez energetykę i transport). Do wzrostu wykorzystania gazu ziemnego przyczynią się w szczególności poniższe zmiany rynkowe, dla których niezbędne jest zapewnianie właściwych warunków:

nowe segmenty wykorzystania gazu ziemnego

II filar. Zeroemisyjny system energetyczny

- **zwiększanie dostępu do gazu ziemnego odbiorcom krajowym przez głębszą gazyfikację kraju**, a tym samym likwidację tzw. *białych plam* – OSD planują do 2024 r. osiągnięcie poziomu zgazyfikowania w ok. 76% polskich gminach (aktualnie 65%), dzięki czemu ok. 1,5 mln więcej mieszkańców w porównaniu z 2018 r. będzie miało dostęp do sieci gazowej⁷⁴;
- **zwiększenie wykorzystania gazu w postaci LNG i CNG** jako paliw alternatywnych w transporcie morskim i lądowym (w tym żegludzie śródlądowej) w Polsce i regionie Morza Bałtyckiego⁷⁵;
- **zwiększenia wykorzystania gazu ziemnego w jednostkach wytwórczych, w tym rezerwowych dla odnawialnych źródeł energii oraz w systemach i jednostkach ciepłowniczych** – wrasta udział energii odnawialnej zależnej od czynników atmosferycznych, dlatego potrzebna jest elastyczna rezerwa mocy, którą mogą zapewnić źródła gazowe. Jednocześnie zapewniają one znacznie niższe poziomy emisji zanieczyszczeń niż w przypadku jednostek węglowych.

Rynek energii ulega zmianom skutkującym zwiększeniem wykorzystania niskoemisyjnych lub bezemisyjnych źródeł energii. Odpowiadając na te potrzeby, a także z uwagi na plany zwiększenia wykorzystywania w europejskich sieciach gazowych **gazów syntetycznych, biogazu, biometanu i wodoru, operatorzy gazowi** muszą zaangażować się także w **działalność badawczo-rozwojową w zakresie możliwości zatłaczania tych gazów do sieci**, ich transportu i magazynowania. Parametry techniczne istniejących sieci pozwalają obecnie tylko na niewielki udział w transportowanej mieszance gazów innych niż gaz ziemny, co utrudnia zwiększenie wykorzystywania powyższych gazów zdekarbonizowanych. Działania powinny być prowadzone w ścisłej współpracy operatorów z wytwórcami tych gazów, aby wzajemnie uwzględniane były zarówno parametry techniczne sieci, jak i jakościowe gazów.

zwiększanie możliwości transportu gazów innych niż ziemny sieciami gazowymi

II filar. Zeroemisyjny system energetyczny

Jako cel stymulujący rozwój w tym obszarze wskazano osiągnięcie do 2030 r. **zdolności transportu sieciami gazowymi mieszaniny zawierającej ok. 10% gazów innych niż ziemny** (gazy zdekarbonizowane: biometan, wodór).

łączenie sektora gazowego i elektroenergetycznego

II filar. Zeroemisyjny system energetyczny












Aktualny i perspektywiczny wzrost wykorzystania gazu ziemnego na potrzeby wytwarzania energii elektrycznej, a także rosnące znaczenie gazów zdekarbonizowanych tj. gazy syntetyczne, biogaz, biometan, wodór, przyczynia się do łączenia sektora elektroenergetycznego i gazowego, a także ciepłowniczego (tzw. *sector coupling*). Ze względu na rosnące współzależności między tymi sektorami niezbędny jest rozwój technologii magazynowania, elektroenergetycznej i gazowej infrastruktury sieciowej oraz pojemności magazynowej gazu, ale także podjęcie wspólnych działań przez operatorów OSPg i OSPe skutkujących **optymalizacją pracy systemu elektroenergetycznego oraz gazowego**, tak aby zapewnić warunki do w pełni efektywnej współpracy między tymi sektorami.

⁷⁴ Patrz: cel szczegółowy 3, część A – rozbudowa sieci dystrybucyjnej gazu ziemnego.

⁷⁵ Patrz: cel szczegółowy 4, część C – rozwój elektromobilności i paliw alternatywnych.



Rynek gazu ziemnego w ujęciu terytorialnym należy rozpatrywać przede wszystkim pod kątem zapewnienia dostępu do surowca jak największej grupie odbiorców w kraju. Prowadzone działania mają na celu zapewnienie pokrycia obecnego i potencjalnego popytu na gaz ziemny oraz likwidację tzw. *białych plam* dostępu do gazu ziemnego, do czego przyczyni się nie tylko głębsza gazyfikacja, ale także wykorzystanie gazu w postaci LNG i CNG.⁷⁶

 Działania	Termin	Odpowiedzialni
 4B.1. Liberalizacja rynku poprzez zniesienie obowiązku urzędowego zatwierdzania cen gazu ziemnego (obowiązku taryfowego) ostatniej grupy odbiorców, tj. gospodarstw domowych od 2024 r.	2024	MKiŚ
 4B.2. Zapewnienie warunków regulacyjnych i transakcyjnych dla realizacji i <i>regionalnego centrum przesyłu i handlu</i> gazem ziemnym	2023	MKiŚ, OSPg, OSDg, OSMg, TGE
4B. PROJEKT STRATEGICZNY PEP 		
 4B.3. Rozwój hurtowego rynku gazu ziemnego poprzez rozwój oferty usługowo-handlowej w obszarze obrotu gazem ziemnym, w tym giełdy gazu	2025	MKiŚ, TGE, OSPg
 4B.4. Zapewnienie możliwości zwiększenia wykorzystania gazu ziemnego w nowych segmentach rynku poprzez:	2023	OSPg, OSDg, MKiŚ, MF, sprzedawcy gazu
 - zwiększenie stopnia gazyfikacji kraju;		
 - upowszechnienie wykorzystania gazu w postaci LNG i CNG (<i>patrz działanie 4C.5</i>);		
 - wsparcie rozwoju i modernizacji sektorów elektroenergetyki i ciepłownictwa w oparciu o paliwo gazowe oraz wykorzystanie gazowych źródeł wytwórczych jako mocy rezerwowej dla OZE		
 4B.5. Prowadzenie działań badawczo-rozwojowych w zakresie transportu i magazynowania gazów syntetycznych, biogazu, biometanu i wodoru za pomocą infrastruktury gazu ziemnego	cała perspektywa PEP2040	OSPg, OSDg, OSMg, instytuty badawcze
 4B.6. Zapewnienie efektywnej współpracy funkcjonowania systemu gazowego i systemu elektroenergetycznego (<i>sector coupling</i>)	2021	OSPg, OSPe

 – bezpieczeństwo energetyczne,  – konkurencyjność gospodarki,  – ograniczenie wpływu sektora na środowisko

⁷⁶ Patrz też: cel szczegółowy 3, część A.

CZĘŚĆ C) Rozwój rynku produktów naftowych i paliw alternatywnych, w tym biokomponentów i elektromobilności

Zapotrzebowanie na paliwa w Polsce w najbliższych latach będzie wzrastać, choć będzie to następować w sposób umiarkowany ze względu na zmianę struktury zapotrzebowania na energię w gospodarce. Kluczowym elementem zmiany jest wzrost wykorzystania paliw alternatywnych. Będzie to związane z przechodzeniem na gospodarkę niskoemisyjną celem redukcji emisji z transportu, ale jednocześnie będzie powodowało ogromną presję na podmioty sektora rafineryjnego. Mimo rozwoju rynku paliw alternatywnych w transporcie samochodowym i żegludzie, zastosowanie paliwa ropopochodnego jeszcze przez długie lata będą stanowić dominujące źródło zaopatrzenia. Z tego względu konieczne jest zapewnienie odpowiednich warunków funkcjonowania oraz rozwoju tego rynku i konkurencyjności podmiotów na nim funkcjonujących.

Poniżej omówione zostały zagadnienia dotyczące struktury właścicielskiej na rynku paliwowym, zapasów interwencyjnych, przejrzystości rynku, rozwoju rynku petrochemikaliów, jak również paliw alternatywnych, w tym elektromobilności i biokomponentów, które wpływają na zmniejszenie popytu na paliwa tradycyjne.

*Projektem strategicznym tej części celu szczegółowego jest **rozwój elektromobilności**, który jest jednocześnie projektem strategicznym SOR w obszarze interwencji Rozwój techniki – PS.3(1).*



**4C. PROJEKT
STRATEGICZNY PEP
– SOR PS.3(1)**

Role podmiotów na rynku paliwowo-rafineryjnym muszą być zgodne z ich celami i funkcjami. **Działalność spółek rafineryjnych w sektorze paliw powinna być skoncentrowana na produkcji i obrocie paliwami** (działalność podstawowa), a posiadane pojemności magazynowe powinny być wykorzystywane do celów własnych. Ma to znaczenie dla konkurencyjności sektora, a także zapewnia przewidywalność rynku i optymalne dostosowanie decyzji inwestycyjnych do faktycznych potrzeb rozwoju produkcji i obrotu paliwami. Posiadanie zbyt dużej części infrastruktury magazynowej przez spółki rafineryjne utrudnia prognozowanie potrzeb w tym zakresie przez inne podmioty, co może wpływać na niestabilność rynku, a także utrudnia realizację zadań państwa w tym istotnym dla bezpieczeństwa energetycznego obszarze. Mając na uwadze powyższe, w celu optymalnej organizacji budowy i wykorzystania pojemności magazynowych, **wiodącą rolę w magazynowaniu ropy i paliw, zajmując się bilansowaniem całego systemu magazynowego na ropę i paliwa, pełnił będzie PERN S.A.**, którego wyłącznym akcjonariuszem jest Skarb Państwa. Podmiotem odpowiedzialnym za realizację budowy **nowych magazynów kawernowych** (zagospodarowanie nowego złoża soli kamiennej) – ze względu na potrzebę skoordynowania związanej z tym gospodarki solankowej – **będzie operator gazociągów przesyłowych**⁷⁷.

**uporządkowanie struktury
właścicielskiej segmentów
ryнку paliwowego**

**II filar. Zeroemisyjny system
energetyczny**

Dla efektywnego funkcjonowania spółek paliwowych niezbędne jest także **zoptymalizowanie** ich kluczowych działań – **przerobu i dystrybucji**. Spółki muszą dostosowywać się do otoczenia, co oznacza rozbudowę sieci detalicznej, poszukiwanie nowych produktów i realizację nowych projektów, w tym także w zakresie paliw alternatywnych (od energii elektrycznej, przez LNG, CNG po wodór i paliwa syntetyczne), usług (w tym bunkrowania statków w portach morskich). Rozwijanie nowych segmentów rynku umożliwi skorzystanie z konkurencyjnej przewagi pierwszeństwa.

W 2014 r. zmianie uległ system tworzenia i utrzymywania **zapasów interwencyjnych** ropy naftowej i paliw ciekłych. Obok zapasów obowiązkowych utrzymywanych przez przedsiębiorców utworzono nową kategorię zapasów tzw. *zapasy agencyjne* tworzone i utrzymywane przez Agencję Rezerw Materiałowych, a finansowane przez przedsiębiorców poprzez *opłatę zapasową*. Dla skutecznej interwencji na rynku paliwowym, w przypadku zakłóceń w zaopatrzeniu na rynku, konieczne jest **utrzymywanie w pojemnościach magazynowych zapasów interwencyjnych** (w ilości odpowiadającej co najmniej iloczynowi 90 dni i średniego dziennego przywozu netto ekwiwalentu ropy naftowej w poprzednim roku kalendarzowym). Jednocześnie poszczególne szczeble prowadzenia działań

**utrzymanie zapasów
interwencyjnych**

**II filar. Zeroemisyjny system
energetyczny**

⁷⁷ Zapisy te dotyczą wyłącznie rynku paliw, a nie rynku gazu ziemnego. Patrz też: *Polityka Rządu RP dla infrastruktury logistycznej w sektorze naftowym*, 2017.

posiadają **procedury interwencyjne**, zgodnie z zobowiązaniami członkowskimi UE i Międzynarodowej Agencji Energii, jednak ze względu na zmieniające się uwarunkowania rynkowe i rozwój technologii umożliwiających sprawniejszy monitoring bezpieczeństwa dostaw oraz bardziej efektywną interwencję na rynku będą one **wymagać systematycznego przeglądu i aktualizacji**.

Ambitne plany dotyczące przejścia na gospodarkę niskoemisyjną, w tym ograniczenie emisyjności transportu, będzie dla podmiotów sektora rafineryjnego znaczącym wyzwaniem. Kluczowe dla konkurencyjności gospodarki będzie więc **zapewnienie w okresie przejściowym optymalnych warunków funkcjonowania sektora paliwowego**, przez ograniczenie i uproszczenie obciążeń administracyjnych. Uszczelnienie systemu podatkowego i zmiana systemu monitorowania w 2016 r. przyczyniło się do dużej redukcji problemu szarej strefy na rynku paliw. Dla pełnej przejrzystości rynku kontynuowane będą działania mające na celu efektywne monitorowanie wszystkich segmentów rynku paliw, dlatego utworzona zostanie **platforma paliwowa** zapewniająca integrację danych dotyczących rynku paliwowego, zbieranych aktualnie przez różne instytucje. Platforma powinna być w pełni funkcjonalna w perspektywie 5 lat.

ograniczenie obciążeń administracyjnych, przejrzystość rynku, likwidacja szarej strefy

II filar. Zeroemisyjny system energetyczny

Należy zwrócić uwagę, że popyt na produkty naftowe będzie napędzany także **wzrostem konsumpcji petrochemikaliów**, w tym tych będących pochodnymi nafty uzyskiwanej w rafinerii, co wynika z większego wykorzystania w procesach produkcyjnych, nowych zastosowań np. w systemach termoizolacyjnych, w budownictwie, przewidywanego zwiększenia roli tworzyw sztucznych oraz wykorzystania drukarek 3D. W celu zaspokojenia rosnącego popytu oraz wykorzystania szans rynkowych **zwiększane będą moce produkcyjne w obszarze olefin, fenolu i aromatów**.

rozwój rynku petrochemikaliów

II filar. Zeroemisyjny system energetyczny

W perspektywie do 2040 r. udział paliw tradycyjnych w transporcie nadal będzie miał dominujące znaczenie. Dlatego celowe jest zapewnienie w tym czasie warunków dla rozwoju technologii pozwalających na **ograniczenie emisyjności produkcji i zużycia paliw tradycyjnych**. Ponieważ rynki państw członkowskich UE nie są wyizolowane konieczna jest współpraca na poziomie UE na rzecz zapewnienia kompleksowych ocen wpływu proponowanych zmian na poszczególne branże (w tym sektor rafineryjny) oraz wypracowania rozwiązań optymalnych dla gospodarki europejskiej i gospodarek państw członkowskich UE. Ważnym jest zapewnienie wsparcia i równych szans dla wszystkich obiecujących technologii.

ograniczenie emisyjności paliw tradycyjnych

III filar. Dobra jakość powietrza

Nie tylko dla ograniczenia emisyjności, ale także w celu zmniejszenia uzależnienia od importu, rynek będzie się rozwijał w kierunku **wykorzystania paliw innych niż tradycyjne produkty rafineryjne** – czyli paliw alternatywnych tj. energia elektryczna, wodór, gaz w postaci LNG i CNG, biopaliwa ciekłe, paliwa syntetyczne wykorzystywane na cele transportowe

Najbardziej rozwiniętą częścią rynku paliw alternatywnych są **biokomponenty w paliwach ciekłych i biopaliwach ciekłych**. Mają one szczególne znaczenie ponieważ są odnawialnymi źródłami energii. W 2018 r. udział OZE w transporcie w Polsce wyniósł 5,6%, w całej UE – ok. 8%.⁷⁸

wykorzystanie biokomponentów i innych paliw odnawialnych

III filar. Dobra jakość powietrza

Przyjęta w 2018 r. dyrektywa RED II wprowadziła obowiązek osiągnięcia **14% udziału OZE w transporcie w 2030 r.**, w tym co najmniej 3,5% pochodzących z biopaliw zaawansowanych (niespożywczych). W porównaniu do obowiązków na 2020 r. wynikających z przepisów poprzedniej dyrektywy OZE (RED I) oznacza to istotny wzrost zapotrzebowania na

⁷⁸ Udział OZE w transporcie w Polsce znacząco spadł w 2016 r. w wyniku ujawnienia szarej strefy, o której mowa powyżej.

biokomponenty, biometan oraz energię elektryczną z OZE stosowaną w transporcie. Dodatkowe ograniczenia wprowadzone w dyrektywie RED II, takie jak limit wykorzystania surowców spożywczych (7% i wzrost maksymalnie o 1% w stosunku do poziomu z 2020 r.), zwiększenie wymagań w zakresie ograniczenia emisji gazów cieplarnianych z produkcji biopaliw, czy wskazany powyżej cel dla biopaliw zaawansowanych, wskazują na konieczność dokonania transformacji tego sektora w perspektywie kolejnych lat.

Należy zauważyć, że zwiększanie udziału OZE w transporcie sprawia trudności wielu państwom członkowskim UE, co spowodowane jest głównie: (1) niskim początkowym udziałem energii elektrycznej z OZE w transporcie, (2) ograniczonymi technologicznie możliwościami dodawania biokomponentów pierwszej generacji (tzw. *blending wall*), (3) wysokimi cenami i niską podażą biowęglowodorów ciekłych (np. co HVO lub HVO – uwodornione oleje roślinne, ang. *hydrated vegetable oil*), które można dodawać do paliw ciekłych w większych ilościach niż biokomponenty konwencjonalne, (4) niedostateczną infrastrukturą paliwową umożliwiającą powszechne komponowanie paliw z biokomponentami.

W ramach realizacji celu w zakresie udziału OZE w transporcie na każdy rok określany jest **Narodowy Cel Wskaźnikowy (NCW), czyli minimalny udział paliw odnawialnych i biokomponentów** w ogólnej ilości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych zużywanych w ciągu roku kalendarzowego w transporcie drogowym i kolejowym. Szczegółowy podział realizacji celu na 2030 r. zostanie określony w późniejszym terminie, przy czym rozwojowi tego rynku w dalszej perspektywie służyć będzie:

- dążenie do maksymalizacji wykorzystania konwencjonalnych biokomponentów wytwarzanych z surowców spożywczych i paszowych, dodawanych do paliw ciekłych (konsekwentna polityka blendingu paliw E5/E10 oraz B7/B10) pozwalające wykorzystać istniejący krajowy potencjał surowcowy oraz produkcyjny estrów metylowych i bioetanolu do poziomu tzw. *blending wall*;
- dążenie do zwiększenia wykorzystania surowców odpadowych do wytwarzania biokomponentów oraz biogazu (biometanu) zużywanego w transporcie;
- poszukiwanie alternatywnych rozwiązań mających na celu: (1) upowszechnianie dostępnych technologii produkcji, wykorzystywanych w zbyt małej skali – np. oczyszczanie biogazu rolniczego do poziomu biometanu, przetwarzanie biomasy w procesie jej współuwodornienia lub uwodornienia (2) udoskonalanie technologii niedostatecznie rozwiniętych, będących w fazie pilotażu – tj. w odniesieniu do biopaliw zaawansowanych, odnawialnych ciekłych i gazowych paliw transportowych pochodzenia niebiologicznego oraz pochodzących z recyklingu paliw węglowych.


Po 2020 r. na rynku pojawiać się będzie coraz więcej **nowych technologii wytwarzania biokomponentów**. Dla zapewnienia wysokiej jakości paliw oraz przejrzystości zasad obowiązujących producentów paliw i wytwórców biokomponentów procesy dotyczące koordynowania wdrażania nowych technologii i działania w zakresie certyfikacji jakościowej oraz potwierdzającej kryteria zrównoważonego rozwoju powinny być nadal **koordynowane** przez ministra właściwego ds. klimatu. Ponadto mając na celu ograniczenie potencjalnych nadużyć w zakresie prawidłowości wykorzystania biokomponentów i innych paliw odnawialnych w transporcie po 2020 r. **wprowadzone zostaną instrumenty kontrolne** m.in. udział w budowie unijnej bazy danych umożliwiającej śledzenie ciekłych i gazowych paliw transportowych.

Wykorzystanie OZE w transporcie stanowi szansę na wykorzystanie krajowych zasobów biomasy oraz potencjału lokalnego. Z punktu widzenia konkurencji surowcowej między energetyką a przemysłem rolno-spożywczym oraz dla popularyzacji *gospodarki o obiegu zamkniętym* racjonalne jest zwiększanie wykorzystania biokomponentów pochodzenia odpadowego, choć aktualny poziom rozwoju technologicznego oraz trudności organizacyjne utrudniają ich wielkoskalowe wykorzystanie. Szczególnego znaczenia nabiera wykorzystanie biometanu na cele transportowe wytwarzanego m.in. z odpadów komunalnych i przemysłu rolno-spożywczego, a dla skuteczności zastosowania tej technologii istotne znaczenie będą mieć efekty badań w zakresie zwiększania możliwości transportu gazów innych niż ziemny sieciami gazowymi⁷⁹.

Planowany jest także rozwój rynku wodoru na potrzeby sektora transportu. Z uwagi na bezemisyjny charakter napędu wodorowego, gaz ten jest postrzegany jako atrakcyjne paliwo do napędu pojazdów indywidualnych oraz w transporcie zbiorowym. Implementacja wodoru w transporcie, zarówno w postaci czystej (ogniwa paliwowe), jak i bezemisyjnych paliw syntetycznych (paliwa pochodne, w tym N-fuels, wykorzystujących syntezę amoniaku z wykorzystaniem zielonego wodoru), będzie się odbywała za pośrednictwem zorganizowanych flot pojazdów, w tym w transporcie publicznym i usługach komunalnych oraz w logistyce przemysłowej. Brak konieczności kilkugodzinnego ładowania stanowi o przewadze pojazdów napędzanych wodorem wobec pojazdów elektrycznych. Celem umożliwienia rozwoju wodoromobility przygotowywane zostaną regulacje prawne pozwalające na funkcjonowanie wodoru jako paliwa oraz opracowywane zostaną mechanizmy wsparcia dla rozwoju infrastruktury tankowania.

⁷⁹ Patrz: cel szczegółowy 4, część B – zwiększanie możliwości transportu gazów innych niż ziemny sieciami gazowymi.

Drugim elementem zmiany surowcowej na rynku paliw jest rozwój wykorzystywanych w transporcie **paliw alternatywnych** innych niż OZE⁸⁰:

- **energia elektryczna (elektromobilność)** – choć technologia jej wykorzystania w transporcie jest dość słabo rozwinięta i nadal mało popularna, oczekuje się, że jej popularyzacja wpłynie nie tylko na rynek paliwowy, ale przyczyni się również do ograniczenia problemu niskiej emisji w miastach. Wsparty zostanie także rozwój technologii magazynowania energii, tak istotnej dla kształtu rynku energii elektrycznej. W celu rozwoju elektromobilności konieczna jest budowa infrastruktury, jak również rozwój mechanizmów zarządzania popytem, inteligentnych sieci, cyberbezpieczeństwa systemów oraz zwiększanie przepustowości sieci dystrybucyjnych⁸¹, niezbędnych do podłączania i obsługi punktów ładowania;
- 

4C. PROJEKT STRATEGICZNY PEP
– SOR PS.3(1)
- **gaz ziemny w postaci skroplonej (LNG) oraz sprężonej (CNG)** – oczekuje się, że ekologiczne pojazdy napędzane CNG za kilka lat obejmą część rynku, choć mniejszą niż pojazdy elektryczne. Popularyzacja CNG będzie wymagać rozbudowy stacji tankowania. Wzrasta także zainteresowanie bunkrowania statków morskich LNG, a także jednostek w żegludzie śródlądowej. Odegra ono także ważną rolę w zapewnianiu lokalnego bezpieczeństwa energetycznego na obszarach, gdzie budowa gazociągu nie ma uzasadnienia. Wykorzystanie LNG w tzw. wyspowych strefach dystrybucji gazu zapewni dostęp do gazu dla sektora ciepłowniczego, ale także jako lokalne źródło rezerwowe dla paliw odnawialnych;
 - **paliwa syntetyczne** – otrzymywane z gazu ziemnego (*gas to liquid*), węgla (*coal to liquid*), biomasy, a także z tworzyw sztucznych mogą być wykorzystywane przez pojazdy napędzane tradycyjnie, bez konieczności budowy dla nich nowej infrastruktury.
 - **wodór** – obecnie wodór znajduje zastosowanie w przemyśle rafineryjnym, hutnictwie i przy wytwarzaniu nawozów, ale popyt na ten gaz ulegnie zwiększeniu, jeżeli możliwe będzie jego transportowanie za pośrednictwem sieci gazowej i wykorzystanie w ogniwach paliwowych do wytwarzania energii elektrycznej. Dzięki temu, poza istniejącymi zastosowaniami można będzie go z powodzeniem wykorzystywać nie tylko w sektorze transportowym (samochody osobowe, pojazdy ciężarowe, transport publiczny, żegluga, lotnictwo, kolejnictwo), ale także w ciepłowniczym i elektroenergetycznym (w ogniwach paliwowych i turbinach gazowych).

Ze względu na dotychczasowy brak opłacalności wykorzystania wodoru na cele energetyczne, technologia ta jest na niskim poziomie rozwoju. Jednakże ze względu na właściwości fizyczne wodoru (jest lekki, reaktywny, można go magazynować, ma wysoką zawartość energii na jednostkę masy), ekologiczny charakter (produktem jego spalania jest jedynie para wodna) oraz duże możliwości produkcyjne przedsiębiorstw w Polsce (obecnie ok. miliona ton rocznie), kwestia wykorzystania wodoru na cele energetyczne staje się punktem coraz powszechniejszego zainteresowania. Sytuacją pożądaną jest to, aby produkcja wodoru była w przyszłości realizowana przy wykorzystaniu OZE, także jako sposób zagospodarowania nadwyżek produkcji energii przy wykorzystaniu instalacji typu *power-to-gas*. Wykorzystanie elektrolizerów (układy P2H/P2G/P2L/P2A/P2X) pozwoli na integrację systemu gazowego z siecią elektroenergetyczną w myśl koncepcji *sector coupling*. Poza wodorem „zielonym” (pochodzącym z OZE), w okresie przejściowym możliwe jest także wspieranie wodoru pochodzącego ze źródeł niskoemisyjnych: z biometanu, gazów odpadowych, energii nuklearnej, gazu ziemnego (również przy wykorzystaniu technologii pyrolizy metanu oraz CCS/CCU).

Popularyzacja elektromobilności i pozostałych paliw alternatywnych wymaga zarówno odpowiednio rozwiniętej infrastruktury, ale także regulacji prawnych określających funkcjonowanie rynku i jego stymulowanie. W 2018 r. przyjęta została ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych, która ustanowiła ramy prawne funkcjonowania rynku elektromobilności i innych paliw alternatywnych w transporcie. Określony został zakres przepisów technicznych i cele dotyczące rozwoju infrastruktury oraz katalog instrumentów wsparcia finansowego (np. zwolnienia z akcyzy, korzystniejsze stawki

⁸⁰ Więcej w: *Krajowe ramy polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych*, ME 2017; *Plan Rozwoju Elektromobilności w Polsce*, ME 2017. Biopaliwa ciekłe również należą do kategorii paliw alternatywnych jednakże ta część rynku jest na bardziej zaawansowanym etapie rozwoju. Ponadto jest kluczowym elementem w realizacji celów wykorzystania OZE w transporcie.

⁸¹ Patrz też: cel szczegółowy 2, część B – rozbudowa w dystrybucji energii elektrycznej; rozwój magazynowania energii elektrycznej i rekuperacji oraz inteligentne sieci; cel szczegółowy 4, część A – wyłączenie dobowej krzywej zapotrzebowania.

amortyzacyjne) i niefinansowego (udogodnienia tj. możliwość poruszania się pojazdów elektrycznych po pasach drogowych dla autobusów, darmowe parkowanie w strefach płatnego parkowania dla pojazdów elektrycznych), które mają stymulować rozwój tego sektora. Dynamiczny **rozwój tych technologii będzie podlegał regularnym przeglądom** w ramach corocznej oceny realizacji celów określonych w *Krajowych ramach polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych*, co stanowić będzie podstawę do uzupełniania przepisów dla kreowania właściwego wsparcia.

Istniejące regulacje nie są wystarczające dla **wykorzystania wodoru, dlatego do końca 2021 r. opracowane zostaną ramy prawne** w tym obszarze, tak aby rynek mógł się w pełni rozwinąć w perspektywie 2030 r.

Dla wsparcia rozwoju niskoemisyjnego transportu przewidziano szereg środków, które będą rozwijane zgodnie z bieżącą oceną adekwatności poziomu i tempa tego rozwoju. Na wsparcie mogą liczyć zarówno przedsiębiorcy budujący infrastrukturę do ładowania pojazdów elektrycznych oraz do tankowania paliw alternatywnych, producenci ekologicznych środków transportu, jak i samorzady inwestujące w czysty transport publiczny, czy podmioty planujące zakup nowych zeroemisyjnych pojazdów.

Dla wzrostu wykorzystania paliw alternatywnych określono poniższe cele kierunkowe:









- w obszarze **elektromobilności** jako cel wskazano, aby w 2030 r. zarejestrowanych było 600 tys. pojazdów elektrycznych i hybrydowych, a wariantem bardzo ambitnym, dającym impuls rozwojowy tej branży – aż 1 mln pojazdów elektrycznych już 2025 r.; dla zapewnienia możliwości ładowania w ogólnodostępnych stacjach ładowania do 2030 r. powinno znaleźć się 49 tys. punktów o normalnej mocy oraz 11 tys. punktów o dużej mocy ładowania, w wariantem bardzo ambitnym odpowiednio 85 tys. i 15 tys. punktów⁸²;
- w obszarze **CNG i LNG** jako cel wskazano osiągnięcie 54 tys. pojazdów zasilanych CNG w 2025 r., a także 70 punktów ładowania CNG w 2020 r., 14 LNG i 32 CNG wzdłuż najważniejszych dróg (sieć bazowa TEN-T, tj. Transeuropejska Sieć Transportowa) w 2025 r.; oraz zapewnienie możliwości bunkrowania skroplonego gazu ziemnego (LNG) w 4 największych portach – w Gdańsku, Gdyni, Szczecinie i Świnoujściu, a także możliwości bunkrowania statków LNG do 2025 r.



Poziom rozwój rynku produktów naftowych powinien odpowiadać na możliwość pokrycia popytu w całym kraju. Poza kwestiami organizacyjnymi istotnym aspektem jest zapewnienie odpowiedniego rozmieszczenia infrastruktury paliwowej⁸³, w tym handlowych i interwencyjnych baz magazynowych, ale także rozwój gałęzi, które pokryją część popytu – od biokomponentów, po paliwa alternatywne i elektromobilność. Podsektory te będą się rozwijać na obszarze całego kraju, choć należy zaznaczyć, że wytwarzanie biokomponentów w głębszym stopniu oddziałuje na tereny wiejskie, a wykorzystanie elektromobilności będzie mieć szerszy wymiar w ośrodkach miejskich.

⁸² Liczba pojazdów elektrycznych zależeć będzie od wielu czynników – postępu technologicznego w zakresie rozwoju i doskonalenia napędów elektrycznych, w tym zmiany w technologii produkcji baterii elektrycznych, co wpłynie na obniżenie ceny pojazdów elektrycznych. Ponadto rosnąca świadomość społeczna, trendy ekologiczne, większe zaangażowanie w walce o dobro środowiska mogą spowodować, że potencjalni użytkownicy pojazdów samochodowych będą w większym stopniu korzystali z transportu miejskiego lub form mobilności współdzielonej, takich jak *car-sharing* albo *car-pooling*, co może spowodować spadek liczby nabywanych pojazdów. Wskazane w zakresie infrastruktury ładowania wykraczają poza *Krajowe ramy polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych*.

⁸³ Patrz więcej: cel szczegółowy 3, część B.

 Działania	Termin	Odpowiedzialni
 4C.1. Uporządkowanie struktury właścicielskiej infrastruktury paliwowej: <ul style="list-style-type: none"> - koncentracja spółek rafineryjnych na produkcji i obrocie paliwami ciekłymi, - objęcie przez państwo pełnej kontroli nad aktywami kluczowymi w zakresie transportu rurociągowego oraz magazynowania ropy naftowej i paliw ciekłych, - budowa nowych kawern magazynowych na węglowodory oraz gospodarka solankowa koordynowana przez OSPg 	2021	spółki rafineryjne, PERN S.A., OSPg, MAP, PRSIE
 4C.2. Optymalizacja systemu zapasów i zwiększenie roli Prezesa ARM w utrzymywaniu zapasów interwencyjnych	2029	MKiŚ
 4C.3. Ograniczenie obciążeń administracyjnych sektora paliwowego oraz zapewnienie przejrzystości rynku paliw: <ul style="list-style-type: none"> - redukcja zobowiązań sprawozdawczych, - utworzenie i zapewnienie pełnej funkcjonalności platformy paliwowej, - udoskonalenie przepisów dot. bunkrowania statków morskich 	2023	MKiŚ
 4C.4. Zwiększanie mocy produkcyjnych w obszarze petrochemii	2030	spółki rafineryjne
 4C.5. Zapewnienie warunków rozwoju technologii pozwalających na ograniczenie emisyjności produkcji i zużycia paliw tradycyjnych	cała perspektywa PEP2040	MKiŚ
 4C.6. Zapewnienie warunków funkcjonowania i rozwoju rynku biokomponentów i biometanu dla osiągnięcia celu 14% OZE w transporcie w 2030 r. poprzez dążenie do: <ul style="list-style-type: none"> - maksymalizacji blendingu paliw ciekłych, - zwiększenia wykorzystania surowców odpadowych do produkcji biokomponentów, - poszukiwania alternatywnych rozwiązań w zakresie opanowanych oraz nowych technologii 	cała perspektywa PEP2040	MKiŚ, spółki realizujące NCW, inne podmioty
 4C.7. Zapewnienie warunków funkcjonowania i instrumentarium wsparcia rynku paliw alternatywnych, w szczególności: <ul style="list-style-type: none"> - elektromobilności, - CNG i LNG, - paliw syntetycznych w transporcie, - wodoru 	cała perspektywa PEP2040	MKiŚ, OSDg, PGNIG S.A., Polskie LNG S.A.

4C. PROJEKT STRATEGICZNY PEP 

 – bezpieczeństwo energetyczne,

 – konkurencyjność gospodarki,

 – ograniczenie wpływu sektora na środowisko

CEL SZCZEGÓŁOWY 5.

Wdrożenie energetyki jądrowej

Obecnie w Polsce nie ma elektrowni jądrowych. Program energetyki jądrowej realizowany w latach 80. XX w. (budowa elektrowni jądrowych Żarnowiec i Warta) został zaniechany uchwałą Rady Ministrów z 1990 r. Jednak w aktualnej sytuacji wdrożenie energetyki jądrowej w pełni wpisuje się w realizację trzech elementów celu polityki energetycznej państwa. Bloki jądrowe jako niezawodne źródła energii, które pracują w podstawie systemu elektroenergetycznego wpływają na **stabilność wytwarzania energii przy zerowej emisji zanieczyszczeń powietrza**. Jednocześnie możliwa jest **dywersyfikacja struktury wytwarzania energii po racjonalnym koszcie** – wysokie nakłady inwestycyjne są rekompensowane niskim kosztem zmiennym wytwarzania w długiej perspektywie.



Cel szczegółowy 5. Wdrożenie energetyki jądrowej wpisuje się w dwa filary PEP2040: **SPRAWIEDLIWA TRANSFORMACJA** i **ZEROEMISYJNY SYSTEM ENERGETYCZNY**.

Wykorzystanie energii jądrowej niesie ze sobą szereg korzyści, w tym umożliwi w Polsce:

- realizację zobowiązań w zakresie polityki klimatyczno-energetycznej,
- redukcję emisji zanieczyszczeń pyłowo-gazowych z sektora energetyki,
- dywersyfikację kierunków dostaw nośników energii pierwotnej,
- zastąpienie starzejącego się majątku wytwórczego pracującego w podstawie obciążenia systemu,
- pewne i stabilne dostawy energii oraz niskie koszty energii elektrycznej dla odbiorców,
- impuls koniunkturalny dla rozwoju regionów,
- rozwój wielu działów przemysłu krajowego (reindustrializacja) oraz nowe specjalizacje i technologie w całym łańcuchu dostaw komponentów i produktów,
- utworzenie i utrzymanie nowych, trwałych i dobrze płatnych miejsc pracy.

I filar. Sprawiedliwa transformacja

II filar. Zeroemisyjny system energetyczny

Budowa pierwszego bloku jądrowego powinna rozpocząć się nie później niż w 2026 roku, a do 2043 roku powinno zostać uruchomionych 6–9 GW mocy. Szczegółowy harmonogram i działania wykonawcze określa *Program polskiej energetyki jądrowej*.

Budowa elektrowni jądrowej może być zrealizowana **aż do 70% wartości projektu przez polskie przedsiębiorstwa** we współpracy z ośrodkami naukowo-badawczymi. Obecnie ponad 60 polskich przedsiębiorstw posiada doświadczenie w energetyce jądrowej nabyte w ciągu ostatnich 10 lat przy realizacji zleceń dla zagranicznych elektrowni jądrowych, a ok. 300 przedsiębiorstw posiada kompetencje z branż pokrewnych, które przy określonych działaniach dostosowawczych można wykorzystać w przemyśle jądrowym. Szacuje się, że do 2040 r. energetyka jądrowa będzie generować ok. 25–38 tys. nowych bezpośrednich miejsc pracy, w zależności od ilości bloków i mocy zainstalowanej (6–9 GW). Rozwój tej branży da impuls koniunkturalny regionom oraz przemysłom związanym z energetyką jądrową. Oznacza to nowe miejsca pracy i nowe specjalizacje oraz rozwój technologii w całym łańcuchu dostaw komponentów i produktów. Ponadto, wykorzystanie energii jądrowej wpłynie na znaczną redukcję emisji gazów cieplarnianych i zanieczyszczeń pyłowo-gazowych z sektora energetyki w Polsce. Dzięki temu, energetyka jądrowa w znaczącym stopniu przyczyni się do urzeczywistnienia zeroemisyjnego systemu energetycznego.

Poniżej przedstawiona została strategia wprowadzenia energetyki jądrowej do krajowego systemu elektroenergetycznego, a szczegóły wdrażania tej technologii w Polsce zostaną zaprezentowane w zaktualizowanej wersji „Programu polskiej energetyki jądrowej” z 2014 r, którego konsekwentna realizacja jest projektem strategicznym PEP2040. Projekt strategiczny PEP2040 – **Program polskiej energetyki jądrowej** jest jednocześnie projektem strategicznym SOR w obszarze interwencji *Poprawa bezpieczeństwa energetycznego kraju* – PS.1(2)



Głównymi zaletami energetyki jądrowej są: bezemisyjny charakter generacji energii elektrycznej, niskie koszty wytworzenia jednostki energii, dywersyfikacji kierunków dostaw paliwa, możliwość utrzymania wieloletniego zapasu wpływająca na stabilność kosztów oraz wysoka żywotność bloków jądrowych. Aktualnie wykorzystywane technologie (generacji III i III+) oraz rygorystyczne normy światowe w zakresie bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej zapewniają **bezpieczeństwo eksploatacji elektrowni jądrowej** oraz składowania odpadów. Na świecie realizowanych jest ponad 50 nowych projektów. W dyskusji nt. neutralności klimatycznej UE do 2050 r. energetyka jądrowa jest postrzegana jako ważny element systemu energetycznego.

Uruchomienie pierwszego bloku (o mocy 1–1,6 GW⁸⁴) **pierwszej elektrowni jądrowej zaplanowano na 2033 r.** W kolejnych latach planowane jest **uruchomienie kolejnych pięciu takich bloków** w odstępach 2–3 lat. Terminy te wynikają z bilansu mocy w krajowym systemie elektroenergetycznym. Bez dodatkowych inwestycji w nowe źródła energii właśnie w tym czasie wystąpią dalsze ubytki w pokryciu wzrostu zapotrzebowania na moc, wynikające z wyeksploatowania istniejących jednostek wytwórczych, zwłaszcza węglowych. Jednocześnie pozwoli to **ograniczenie krajowej emisji gazów cieplarnianych i zanieczyszczeń powietrza** (zarówno CO₂, jak i innych np. NO_x, SO_x, pyłów) z sektora energii.

Niezależnie od kwestii zapewnienia energii elektrycznej należy wspomnieć także o potencjalnym bezemisyjnym źródle ciepła dla przemysłu tj. reaktorach wysokotemperaturowych (ang. HTR, *high temperature reactor*), które nie stanowią alternatywy dla wielkoskalowych lekkowodnych bloków jądrowych, mogłyby być wykorzystywane głównie jako źródło ciepła technologicznego. Projekt badawczy w tym zakresie jest realizowany w Narodowym Centrum Badań Jądrowych (NCBJ) i warty jest kontynuowania. W przypadku powodzenia projektu i rozwoju technologii HTR na świecie w długiej perspektywie zasadnym będzie rozważenie wykorzystania jej w Polsce dla potrzeb przemysłu.

W przypadku Polski dla wdrożenia energetyki jądrowej konieczna jest budowa infrastruktury niezbędnej do rozwoju i funkcjonowania energetyki jądrowej (prawnej, organizacyjnej, instytucjonalnej, zaplecza naukowo-badawczego, systemu szkolenia kadr, ochrony pod kątem cyberbezpieczeństwa). Wytworzenie pierwszej jednostki energii z elektrowni jądrowej w Polsce wymaga realizacji szeregu działań. W pierwszej kolejności **opracowany zostanie model finansowania inwestycji**, a następnie dokonany zostanie **wybór technologii i generalnego wykonawcy projektu**. **Wybór lokalizacji** determinowany jest dostępem do wody chłodzącej, ale także możliwością wyprowadzenia mocy i wycofaniami innych mocy w poszczególnych częściach kraju. Z tego względu główne lokalizacje budowy elektrowni jądrowych brane pod uwagę w pierwszej kolejności to wybrzeże (Lubiatowo-Kopalino i Żarnowiec), a następnie centralna część Polski (okolice Bełchatowa lub Pątnowa). Niezbędny będzie także szereg zmian regulacji prawnych, gdyż aktualne regulacje nie zapewniają sprawnego realizacji tego typu inwestycji.

**finansowanie,
wybór technologii,
wykonawcy,
usprawnienia formalne**

**II filar. Zeroemisyjny
system energetyczny**

W długiej perspektywie może pojawić się możliwość wykorzystania małych reaktorów jądrowych w ciepłownictwie systemowym i przemyśle (ciepło technologiczne), dlatego należy śledzić rozwój tej koncepcji i innych nowych technologii jądrowych. Ich ewentualne zastosowanie będzie wymagało uzyskania doświadczeń eksploatacyjnych z instalacji prototypowych, które zostaną uruchomione w innych krajach i które potwierdzą bezawaryjność i efektywność tego typu reaktorów.

Dla wdrożenia energetyki jądrowej niezbędne jest zapewnienie **odpowiedniego zaplecza kadrowego** – zarówno dla budowy elektrowni i jej właściwego funkcjonowania, jak i dozoru jądrowego. **W kontekście oszacowania potrzeb kadrowych**, kluczowy będzie wybór technologii, gdyż zdeterminuje to wielkość zapotrzebowania na pracowników elektrowni.

**zapewnienie zaplecza
kadrowego dla EJ**

**I filar. Sprawiedliwa
transformacja**

⁸⁴ We *Wnioskach z analiz prognostycznych do „Polityki energetycznej Polski do 2040 r.”* (zał. 2 do PEP2040) przyjęto moc bloku na poziomie 1,2 i 1,3 GW. To wartości pośrednie mocy elektrowni jądrowych dostępnych na rynku światowym, co oznacza, że nie należy wyciągać wniosków o wybranej technologii. Wybór technologii jest jednym z zadań wykonawczych przewidzianych w PEP2040.

Innym ważnym zadaniem jest uruchomienie potencjału naukowo-badawczego, tak aby zapewnić **narzędzia wsparcia technicznego dla organów i instytucji dozorowych** (Prezes Państwowej Agencji Atomistyki, Urząd Dozoru Technicznego). Potrzeby kadrowe oraz ścieżki i metody osiągnięcia celów zostaną określone w *Programie rozwoju zasobów ludzkich na*

potrzeby energetyki jądrowej, który wdrażany będzie do 2030 r.

**techniczne wzmocnienie
dozoru**

**I filar. Sprawiedliwa
transformacja**

Wypalone paliwo w ciągu kilku pierwszych lat po wyjęciu z reaktora będzie chłodzone na terenie elektrowni, następnie przez kilkadziesiąt lat będzie bezpiecznie przechowywane w przechowalniku, a później zostanie skierowane do składowiska głębokiego lub do przerobu. *Krajowy Plan postępowania z odpadami promieniotwórczymi i wypalonym paliwem jądrowym* wskazuje na cykl otwarty (skierowanie do składowiska) jako preferowany sposób postępowania z wypalonym paliwem jądrowym, jednocześnie nie wykluczając możliwości jego przerobu (recyklingu).

**zapewnienie
składowiska odpadów
promieniotwórczych**















**I filar Sprawiedliwa
transformacja**

Odpady nisko- i średnioaktywne będą składowane na krajowym składowisku odpadów promieniotwórczych. Z uwagi na fakt, że aktualnie eksploatowane składowisko nie pokryje wszystkich potrzeb, uruchomione zostanie **nowe składowisko dla odpadów** nisko- i średnioaktywnych.

Z dotychczasowych analiz wynika, że Polska nie posiada przemysłowych ilości uranu ze złóż konwencjonalnych. Paliwo zasilające polskie bloki jądrowe będzie pochodziło z importu. Kierunek pochodzenia jest zależny od wyboru technologii, przy czym istotny jest fakt, że istnieje możliwość jego zakupu z różnych krajów o stabilnej sytuacji politycznej. W kolejnych latach możliwe jest poddanie badaniom wykorzystania potencjału złóż niekonwencjonalnych uranu (np. w popiołach, odpadach powydobywczych miedzi) do celów energetycznych.



Budowa bloków jądrowych oraz składowiska odpadów promieniotwórczych oddziałuje na region, w którym są zlokalizowane przede wszystkim poprzez zwiększenie liczby miejsc pracy – zarówno w elektrowni, jak w i jej otoczeniu, dodatkowe wpływy z podatków lokalnych, a także rozwój infrastruktury komunikacyjnej i hydrotechnicznej, co przekładać się będzie na atrakcyjność gospodarczą okolicznych terenów oraz poprawę lokalnych warunków życia.

 Działania	Termin	Odpowiedzialni
 Wdrażanie Programu polskiej energetyki jądrowej <div style="border: 1px solid red; padding: 2px; display: inline-block;"> 5. PROJEKT STRATEGICZNY PEP  </div>	cała perspektywa PEP2040	MKiŚ, inwestor
 5.1. Wprowadzenie zmian prawnych ograniczających opóźnienia realizacji projektu budowy EJ z przyczyn pozatechnicznych (formalnych)	2021	MKiŚ
 5.2. Opracowanie modelu finansowo-biznesowego programu jądrowego	2021	MKiŚ
 5.3. Wskazanie lokalizacji pierwszej elektrowni jądrowej – Kopalino / Żarnowiec (następnie selekcja lokalizacji dla kolejnych elektrowni jądrowych)	2021 (2028)	MKiŚ, inwestor
 5.4. Wybór technologii oraz generalnego wykonawcy pierwszej elektrowni jądrowej	2021/2022	MKiŚ, inwestor
 5.5. Opracowanie i rozpoczęcie wdrażania <i>Programu rozwoju zasobów ludzkich na potrzeby energetyki jądrowej</i>	2021	MKiŚ, inwestor
 5.6. Rozwój kompetencji dozoru jądrowego oraz instytucji wsparcia technicznego	2033	MKiŚ
 5.7. Uruchomienie nowego składowiska odpadów nisko- i średnioaktywnych	2030	MKiŚ
 5.8. Budowa i uruchomienie bloków jądrowych: <ul style="list-style-type: none"> – pierwszego bloku jądrowego; – kolejnych pięciu bloków jądrowych (co 2–3 lata) 	2024-2043 (do 2033) (do 2043)	inwestor
 – bezpieczeństwo energetyczne,  – konkurencyjność gospodarki,  – ograniczenie wpływu sektora na środowisko		

CEL SZCZEGÓŁOWY 6.

Rozwój odnawialnych źródeł energii

Działania nakierowane na rozwój odnawialnych źródeł energii służą **obniżeniu emisyjności sektora energetycznego** i dywersyfikacji struktury wytwarzania energii, prowadzą do ograniczenia intensywności wykorzystania paliw kopalnych i zmniejszenia uzależnienia państwa od importu paliw, co w długiej perspektywie wpłynie na poprawę **bezpieczeństwa energetycznego**. Pomimo tego, że rozwój większości technologii OZE nadal wymaga wsparcia i aktualnie wpływa na wzrost kosztów funkcjonowania systemu energetycznego, wykorzystanie OZE będzie wpływać na spadek cen hurtowych energii, a także na redukcję kosztów towarzyszących emisjom zanieczyszczeń, zarówno w odniesieniu do opłat obciążających jednostkę wytworzonej energii, jak i kosztów środowiskowych oraz zdrowotnych. W długiej perspektywie będzie to wpływać na **wzrost konkurencyjności gospodarki**.



Cel szczegółowy 6. Rozwój odnawialnych źródeł energii wpisuje się w przede wszystkim w filar II **ZEROEMISYJNY SYSTEM ENERGETYCZNY**, ponieważ uzupełnienie miksu energetycznego o jednostki wytwarzające energię elektryczną z OZE umożliwi obniżenie emisyjności całego systemu energetycznego. Działania w tym kierunku wpisują się również w filar I **SPRAWIEDLIWA TRANSFORMACJA** poprzez rozwój przemysłu wokół OZE i transformację regionów.

I filar. Sprawiedliwa transformacja

II filar. Zeroemisyjny system energetyczny

Poniżej przedstawione zostało podejście w zakresie zapewnienia bezpiecznego wykorzystania OZE w podziale na podsektory, z uwzględnieniem problemu bilansowania systemu, a także sposoby wsparcia rozwoju OZE. Projektem strategicznym tej części celu szczegółowego jest **wdrożenie morskiej energetyki wiatrowej**. Znajdują się tu także trzy projekty wyszczególnione w SOR – energetyka rozproszona, rozwój i wykorzystanie potencjału geotermalnego w Polsce oraz wykorzystanie potencjału hydroenergetycznego.



6. PROJEKT STRATEGICZNY PEP

Wzrost udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto jest jednym z trzech priorytetowych obszarów polityki klimatyczno-energetycznej UE, a także globalnych polityk i działań w zakresie przeciwdziałania zmianom klimatu.

W 2018 r. udział OZE w końcowym zużyciu energii brutto w Polsce wyniósł 11,3%. Największy wolumen energii odnawialnej wykorzystywany jest w ciepłownictwie i chłodnictwie, następnie w elektroenergetyce, zaś najmniej w transporcie. Udział produkcji ze źródeł odnawialnych w tych podsektorach stanowi odpowiednio 14,8% w ciepłownictwie i chłodnictwie, 13% w wytwarzaniu energii elektrycznej oraz 5,6% w transporcie⁸⁵.

nie mniej niż 23% OZE w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r.

II filar. Zeroemisyjny system energetyczny

Ogólnounijny cel na 2020 r. wynosi 20%, zaś na 2030 r. – 32%⁸⁶. W ramach zobowiązań unijnych Polska powinna osiągnąć w 2020 r. udział energii ze źródeł odnawialnych w zużyciu końcowym energii brutto na poziomie 15%⁸⁷. Zakłada się, że aukcje na zakup energii elektrycznej z OZE przeprowadzone w latach 2016–2020 oraz wsparcie energetyki rozproszonej w ramach obecnych mechanizmów i programów pozwolą na osiągnięcie ww. celu krajowego i dalszy rozwój OZE (m.in. na skutek aukcji OZE na 2021 r.).

⁸⁵ W latach 2010-2015 r. udział OZE w końcowym zużyciu energii brutto w transporcie mieścił się w przedziale 6,25-6,85%, ale ujawnienie szarej strefy w 2016 r. wpłynęło na znaczący spadek tego wskaźnika aż do poziomu 3,9%, co ma skutek także w kolejnych latach.

⁸⁶ Indywidualne cele krajowe na 2020 r. określone zostały w załączniku do dyrektywy 2009/27/WE w sprawie promowania wytwarzania energii z odnawialnych źródeł – zgodnie z potencjałem technicznym i ekonomicznym. Cel na 2030 r. jest określony dla UE jako całości, lecz państwa członkowskie określają swoje wkłady samodzielnie, w oparciu o potencjał techniczny i uwarunkowania ekonomiczne oraz biorąc pod uwagę rekomendacje Komisji Europejskiej.

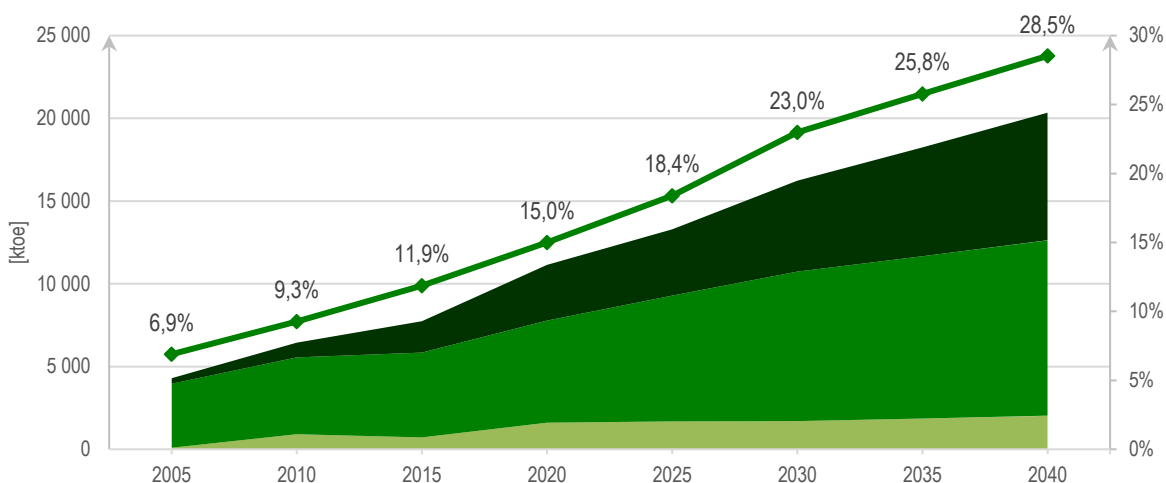
⁸⁷ Dane Eurostat dot. realizacji celu na 2020 r. będą dostępne w IV kwartale 2021 r.

Uwzględniając krajowy potencjał zasobów odnawialnych, konkurencyjność technologii OZE, techniczne możliwości ich pracy w KSE, jak również wyzwania związane z rozwojem OZE w transporcie i ciepłownictwie, Polska deklaruje osiągnięcie **23% udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r.** (mierzonym jako łączne zużycie w elektroenergetyce, ciepłownictwie i chłodnictwie oraz na cele transportowe) w ramach udziału w realizacji ogólnounijnego celu na 2030 r. **W perspektywie 2040 r. udział OZE szacowany jest na co najmniej 28,5%.**

Istotny wpływ na skalę wykorzystania OZE będzie mieć **postęp technologiczny** – zarówno w zakresie aktualnie znanych sposobów wytwarzania energii (np. zwiększenie wykorzystania wiatru przez siłownie wiatrowe, czy promieniowania słonecznego przez panele fotowoltaiczne), jak i w zupełnie nowych technologiach wytwarzania, ale także w obszarze magazynowania energii. **Realizacja celu OZE będzie odbywała się przez zwiększanie wykorzystania OZE we wszystkich trzech podsektorach**, jednak tempo wzrostu wykorzystania OZE w poszczególnych podsektorach będzie zróżnicowane.

Wykres poniżej przedstawia projekcję wzrostu wykorzystania energii odnawialnej we wskazanych podsektorach oraz ścieżkę wzrostu udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto w perspektywie 2040 r. Tabela z danymi obok legendy przedstawia możliwy udział OZE ogółem i w podsektorach. *Szczegółowe prognozy zużycia energii ze źródeł odnawialnych w znajdują się w załączniku 2 do PEP2040 w rozdziale 1.9.*

Prognoza zużycia energii odnawialnej w latach 2020–2040



	2020	2030	2040
— udział energii ze źródeł odnawialnych w zużyciu końcowym energii brutto	15,0%	23,0%	28,5%
■ zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych w elektroenergetyce	22,1%	31,8%	39,7%
■ zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych w ciepłownictwie i chłodnictwie	17,4%	28,4%	34,4%
■ zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych w transporcie	10,0%	14,0%	22,0%
■ udział energii z OZE w końcowym zużyciu energii brutto	15,0%	23,0%	28,5%
udział energii z OZE w elektroenergetyce	22,1%	31,8%	39,7%
udział energii z OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie	17,4%	28,4%	34,4%
udział energii z OZE w transporcie (z multiplikatorami)	10,0%	14,0%	22,0%

Źródło: dane Eurostat, opracowanie własne.

Regulacje unijne zobowiązują Polskę do osiągnięcia 14% udziału energii odnawialnej **w transporcie**⁸⁸ w perspektywie 2030 r., w tym co najmniej 3,5% pochodzących z biopaliw zaawansowanych (niespożywczych). W porównaniu do obowiązków na 2020 r. wynikających z przepisów poprzedniej dyrektywy OZE (RED I) oznacza to istotny wzrost zapotrzebowania na biokomponenty, biometan oraz energię elektryczną z OZE stosowaną w transporcie. Dodatkowe ograniczenia wprowadzone w dyrektywie RED II, takie jak limit wykorzystania surowców spożywczych (7% i wzrost maksymalnie o 1% w stosunku do poziomu z 2020 r.), zwiększenie wymagań w zakresie ograniczenia emisji gazów cieplarnianych z produkcji biopaliw, czy wskazany powyżej cel dla biopaliw zaawansowanych, wskazują na konieczność dokonania transformacji tego sektora w perspektywie kolejnych lat. Do realizacji tych celów przyczyni się wykorzystanie:

wykorzystanie OZE
w transporcie

II filar. Zeroemisyjny system
energetyczny

- **biokomponentów dodawanych do paliw ciekłych i biopaliw ciekłych stosowanych w transporcie**, a pozyskiwanych z surowców spożywczych i paszowych (biopaliwa I generacji) – będą one miały kluczowe znaczenie dla realizacji ww. celu, jednakże w dalszej perspektywie będzie spadała nie tylko ich rola, ale także wolumen;
- **biopaliw zaawansowanych**, (niespożywczych) oraz paliw pochodzących z recyklingu paliw stałych (ang. *recycled carbon fuels*) (biopaliwa co najmniej II generacji) – atutem ich wykorzystania jest ograniczenie konkurencji surowcowej między energetyką a rolnictwem, przemysłem rolno-spożywczym, czy przetwórczym. Będą pokrywały popyt na ograniczoną podaż biopaliw I generacji, ale całkowita podaż i popyt na biopaliwa utrzyma się w latach 2020–2040 na zbliżonym, stałym poziomie;
- **energii elektrycznej w transporcie** – przewiduje się, że rozwój elektromobilności będzie się zwiększał w szybkim tempie. Ilość energii elektrycznej wykorzystanej do napędzania pojazdów, zaliczanej do realizacji celu OZE w transporcie jest zależna od udziału OZE w elektroenergetyce. Elektryfikacja transportu spowoduje ogromne zmiany w sektorze transportu, dlatego **rozwój elektromobilności** został określony *projektem strategicznym PEP2040*, który opisany został w celu szczegółowym 4C. Jest on także projektem strategicznym SOR;
- **biometanu** wytworzonego z biogazu, zwłaszcza z biogazu rolniczego z odpadów i produktów ubocznych z rolnictwa i przetwórstwa rolno-spożywczego.

Udział OZE **w ciepłownictwie i chłodnictwie**⁸⁹ będzie zwiększał się o około 1,1 pkt proc. średniorocznie w latach 2020–2030. Kluczową rolę odegra wykorzystanie biomasy, ale oczekuje się także znaczących efektów popularyzacji pomp ciepła i paneli fotowoltaicznych w gospodarstwach domowych. Cel zwiększania udziału OZE w wytwarzaniu ciepła i chłodu będzie realizowany przy wykorzystaniu poniższych źródeł/technologii:

wykorzystanie OZE w
ciepłownictwie i chłodnictwie

II filar. Zeroemisyjny system
energetyczny

- **energia z biomasy** – biomasa ma największy potencjał dla realizacji celu OZE w ciepłownictwie ze względu na dostępność paliwa oraz parametry techniczno-ekonomiczne instalacji. Może być wykorzystana w kogeneracji, ale też w gospodarstwach domowych, choć bardziej preferowane są niepalne OZE⁹⁰. Jednostki wytwórcze wykorzystujące biomasę powinny być lokalizowane w pobliżu jej powstawania (tereny wiejskie, zagłębła przemysłu drzewnego.), aby zminimalizować środowiskowy koszt transportu. Energetyczne wykorzystanie biomasy przyczynia się również do lepszej gospodarki odpadami;
- **pompy ciepła** – zastosowanie tej technologii staje się coraz popularniejsze w gospodarstwach domowych, ale z powodzeniem można je wykorzystać również w ramach pracy systemów ciepłowniczych, jak również do chłodzenia obiektów budowlanych. Ich udział i znaczenie w pokrywaniu potrzeb cieplnych z OZE będzie rosło. Do ich wykorzystania niezbędna jest energia elektryczna, dlatego należy dążyć do rozwoju instalacji hybrydowych, które łączą pompy ciepła i panele fotowoltaiczne;
- **energia słoneczna** – przetworzona w kolektorach słonecznych pozwala na pokrycie potrzeb cieplnych, natomiast wyprodukowana w panelach fotowoltaicznych energia elektryczna będzie szczególnie przydatna do pokrywania rosnących potrzeb na chłód i pokrycie letnich szczytów zapotrzebowania na energię elektryczną. Ze względu na odwrotną korelację między nasłonecznieniem a potrzebami cieplnymi, wzrost wykorzystania promieniowania słonecznego na cele cieplne jest zależny od rozwoju technologicznego magazynów energii elektrycznej i cieplnej,

⁸⁸ Wykorzystanie biokomponentów i energii elektrycznej na cele transportowe zostało opisane w kierunku 4, części C. Rozwój rynku produktów naftowych i paliw alternatywnych, w tym biokomponentów i elektromobilności.

⁸⁹ Rola OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie została omówiona także w celu szczegółowym 7. Rozwój ciepłownictwa i kogeneracji.

⁹⁰ Choć rośliny w okresie wegetacji pochłaniają CO₂ w procesie fotosyntezy, to spalaniu biomasy towarzyszą emisje pyłów przyczyniających się do tzw. niskiej emisji.

efektywniejszego wykorzystania energii przez pompy ciepła, ale także konwersji ciepła z kolektorów słonecznych na cele chłodnicze.

- **energia z biogazu** – wykorzystanie biogazu będzie szczególnie użyteczne w skojarzonym wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepła oraz paliw gazowych. Dzięki możliwości magazynowania, biogaz może być wykorzystany w celach regulacyjnych i na potrzeby samobilansowania się klastrów energii oraz spółdzielni energetycznych. W ujęciu ogólnogospodarczym, biogaz stanowi dodatkową wartość, gdyż umożliwia zagospodarowanie szczególnie uciążliwych odpadów (np. z rolnictwa, przemysłu rolno-spożywczego, zwierzęcych lub komunalnych ulegających biodegradacji). Biogaz buduje bardzo istotny potencjał rozwoju terenów rolniczych;
- **energia geotermalna** – choć aktualnie jej wykorzystanie jest na stosunkowo niskim poziomie, przewiduje się trend wzrostowy. Określenie potencjału geotermalnego wymaga dużych nakładów finansowych przy dużym stopniu niepewności, ale wykorzystanie tego typu źródła ma wiele zalet energetycznych i dla rozwoju lokalnego potencjału. Dla stworzenia warunków dla promocji oraz rozwoju energetyki odnawialnej, bazującej na źródłach geotermalnych, w SOR w obszarze interwencji *Rozwój techniki* wskazano projekt strategiczny **rozwój i wykorzystanie potencjału geotermalnego w Polsce** – PS.3(2).

projekt
strategiczny
SOR – PS.3(2)

Wykorzystanie OZE w wytwarzaniu energii elektrycznej⁹¹ będzie systematycznie rosło, zwłaszcza po 2025 r., ze względu na spodziewane osiągnięcie dojrzałości technologiczno-ekonomicznej poszczególnych technologii. **Szacuje się, że w 2030 r. udział energii OZE w elektroenergetyce wyniesie co najmniej 32% netto**, a w 2040 r. ok. 40%. **Warunki prawne i mechanizmy systemowe** będą wspierać realizację tego celu i rozwój poszczególnych technologii, w sposób zapewniający bezpieczeństwo pracy sieci i akceptowalność cen energii elektrycznej. Do wzrostu udziału OZE w elektroenergetyce przyczyni się wykorzystanie następujących rodzajów OZE:

wykorzystanie OZE
w elektroenergetyce

II filar. Zeroemisyjny system
energetyczny

- **energia wiatru na morzu** – elektrownie wiatrowe na morzu cechują się wyższą produktywnością od tych zlokalizowanych na lądzie. Możliwość odbioru energii z tych mocy jest uwarunkowana od zakończenia prac nad wzmocnieniem sieci przesyłowej w północnej części kraju. Przewiduje się, że pierwsza morska farma wiatrowa zostanie włączona do bilansu elektroenergetycznego ok. 2024/2025 r. W obszarze polskiej wyłącznej strefy ekonomicznej na Morzu Bałtyckim istnieje możliwość wdrażania kolejnych instalacji wiatrowych, ale kluczowe znaczenie dla inwestycji ma możliwość ich bilansowania w KSE i rozwój infrastruktury sieciowej. Przewiduje się, że moc zainstalowana tych źródeł w perspektywie 2030 r. może sięgnąć 5,9 GW. W 2040 r. potencjał oceniany jest do ok. 11 GW. Produkcja z morskich farm wiatrowych będzie miała największy udział w produkcji energii elektrycznej wytworzonej z OZE. Ze względu na atuty charakterystyki pracy tej technologii, **wdrożenie morskiej energetyki wiatrowej** określono projektem strategicznym *PEP2040*, który opisany został poniżej;
- **energia słoneczna** (fotowoltaika) – pomimo stosunkowo niskiego wykorzystania mocy zainstalowanej w porównaniu do innych OZE to atutem tej technologii jest dodatnia zależność między intensywnością nasłonecznienia a dobowym popytem na energię elektryczną oraz zwiększona generacja w okresie letnim skorelowana z zapotrzebowaniem na chłód. Ocenia się, że źródła fotowoltaiczne osiągną dojrzałość ekonomiczno-techniczną po 2022 r. W 2030 r. moc zainstalowana może wynieść ok. 5–7 GW łącznie w mikroinstalacjach i w dużych instalacjach, zaś w 2040 r. aż 10–16 GW. Instalacja paneli fotowoltaicznych stanowi alternatywę dla wykorzystania terenów przemysłowych i słabej jakości gruntów, jak również dachów budynków, także prywatnych. Dynamiczny rozwój mikroinstalacji⁹², jest wzmacniany przez dedykowane programy wsparcia finansowego, takie jak „Mój Prąd” czy „Energia Plus”;
- **energia wiatru na lądzie** – przewiduje się, że w średniej perspektywie wzrost udziału tej technologii w bilansie energetycznym będzie mniej dynamiczny w porównaniu do poprzednich lat. Istotnym utrudnieniem w wykorzystywaniu energetyki wiatrowej jest brak zależności między ich pracą a zapotrzebowaniem na energię, dlatego tempo ich rozwoju powinno być zależne od kosztów i możliwości bilansowania. Budowa elektrowni wiatrowych obciążona jest także ryzykiem braku akceptacji społecznej, dlatego w celu ograniczenia potencjalnych konfliktów społecznych wprowadzono

⁹¹ Patrz też: cel szczegółowy 2.

⁹² Na koniec 2017 r. do pięciu OSD przyłączonych było ok. 28,8 tys. mikroinstalacji o łącznej mocy ok. 183 MW. Wg danych URE na koniec 2018 r. istniało 55 tys. mikroinstalacji o mocy 353 MW, a na koniec 2019 – 155,6 tys. mikroinstalacji o łącznej mocy przekraczającej 1 GW.

tw. zasadę 10H⁹³, która w przyszłości może ulec modyfikacji. Zauważalny jest także potencjał rozwoju nowych lądowych elektrowni wiatrowych zarówno jako inwestycje *brownfield*, jak i *greenfield*. Ponadto rozpowszechnienie długoterminowych umów zakupu energii z OZE, tzw. PPA (ang. *power purchase agreement*) mogłoby przyczynić się do rozwoju m.in. energetyki wiatrowej na lądzie i potencjalnego uelastyczenia regulacji dotyczących ww. technologii;

- **energia z biomasy i biogazu** – ich potencjał zostanie wykorzystany przede wszystkim w ciepłownictwie, ale część zasobów zostanie skierowana również do wytwarzania energii elektrycznej, zwłaszcza w kogeneracji. Wytworzona energia elektryczna i biometan mogą być wykorzystane także w transporcie. Atutem biogazu jest możliwość jego wykorzystania w celach regulacyjnych, co jest szczególnie istotne dla elastyczności pracy KSE;
- **hydroenergia – wykorzystanie potencjału hydroenergetycznego**, ma zapewnić rozwój gospodarowaniem zasobami wodnymi, zwiększyć rolę retencji, śródlądowych dróg wodnych oraz rewitalizację pięterń wodnych, doprowadzić do zwiększenia liczby progów wodnych, które są istotne z punktu widzenia regulacji cieków. Realizacja tych działań będzie miała wpływ na rozwój energetyki wodnej. Należy zauważyć, że praca elektrowni przepływowych może być regulowana, choć w ograniczonym zakresie. Energia wytworzona w wodnych elektrowniach szczytowo-pompowych jest częściowo zaliczana do OZE, ale pełnią funkcję regulacyjną dla KSE. Mając na uwadze potencjał regulacyjny hydroenergii, warto poszukiwać nowych sposobów jej wykorzystania, także w małej skali.

projekt strategiczny SOR – PS.3(4)

Wykorzystanie potencjału hydroenergetycznego jest projektem strategicznym SOR w obszarze interwencji *Rozwój techniki – PS.3(4)*.

Rynek OZE jest bardzo dynamiczny, dlatego legislacja wymaga bieżącego dostosowywania i zapewniania dalszych warunków rozwoju. Obowiązujące regulacje nie obejmują funkcjonowania morskiej energetyki wiatrowej, która będzie stanowić jeden z głównych elementów transformacji elektroenergetycznej. Z tego względu **w 2020 r. w oddzielnym akcie prawnym określone zostały ramy prawne funkcjonowania** tego typu elektrowni. Obowiązujące ww. ustawy od 2021 r. umożliwi uruchomienie pierwszej **morskiej elektrowni wiatrowej** ok. 2024/2025 r. i zapewni warunki dalszego rozwoju wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych na zasadach konkurencyjnych w perspektywie wieloletniej. Ogromne znaczenie dla wdrożenia tej technologii do KSE ma również rozbudowa sieci przesyłowej w północnej części kraju, co zostało przewidziane w programie inwestycyjnym OSPe. Ponadto konieczna jest również budowa **głównego terminalu instalacyjnego** (portu morskiego) dedykowanego dla obsługi łańcucha dostaw komponentów niezbędnych do rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w Polsce oraz stanowiącego zaplecze logistyczne dla morskiej energetyki wiatrowej na Bałtyku.

Obok ogromnego wpływu na redukcję emisyjności wytwarzania energii elektrycznej, wdrożenie morskiej energetyki wiatrowej przyczyni się także do rozwoju innych branż gospodarki związanych z tą technologią, dając impuls gospodarczy regionom, wykorzystującym tę szansę rynkową oraz zapewniając ok. 63 tys. nowych miejsc pracy.

wdrożenie morskiej energetyki wiatrowej

I filar. Sprawiedliwa transformacja



6. PROJEKT STRATEGICZNY PEP

Istotnym atutem OZE jest możliwość wykorzystania potencjału lokalnego (w tym słabiej rozwiniętych regionów i obszarów wiejskich). Rozproszenie jednostek wytwórczych oraz rozmieszczenie ich blisko odbiorców pozwala na racjonalne i efektywne wykorzystanie potencjału OZE na poziomie lokalnym, a także na ograniczenie strat w przesyłach i dystrybucji energii elektrycznej, które występują w przypadku dużego oddalenia od siebie miejsc wytwarzania energii od miejsc odbioru.

energetyka rozproszona

II filar. Zeroemisyjny system energetyczny

Energetyka rozproszona, oparta o instalacje o stosunkowo niewielkich mocach, stanowi podstawę rozwoju lokalnego wymiaru energetyki i nadaje transformacji energetycznej partycypacyjny charakter. Obok dużych projektów biznesowych, znacznie mniejsze podmioty mogą uczestniczyć w budowie niskoemisyjnego systemu energetycznego, aktywnie włączając się w proces transformacji

projekt strategiczny SOR – PS.3(3)

⁹³ Tzw. zasada 10 H oznacza brak możliwości budowy turbin wiatrowych w odległości mniejszej niż dziesięciokrotność wysokości całej instalacji od najbliższego budynku mieszkalnego. Reguła obejmuje także uzyskanie pozwolenia na budowę budynku mieszkalnego w tej odległości od istniejącej turbiny.

energetycznej. **Energetyka rozproszona** jest projektem strategicznym SOR w obszarze interwencji *Rozwój techniki* – PS.3(2).

W ramach energetyki rozproszonej można wyróżnić m.in. dwie grupy aktywnych podmiotów:

- **aktywni odbiorcy** – są to głównie podmioty indywidualne, w tym m.in. prosumenci energii odnawialnej, którzy wytwarzają energię na własne potrzeby, ale mają możliwość oddania nadwyżki wytworzonej energii elektrycznej do sieci lub jej sprzedaży, magazynowania energii oraz uczestniczenia w innych formach aktywności (np. DSR, efektywność energetyczna). Aktywni odbiorcy tworzą trzon energetyki obywatelskiej. Jako cel wskazano zwiększenie liczby prosumentów energii odnawialnej na poziomie 1 mln w 2030 r.;
- **społeczności energetyczne** – są to głównie zbiorowe podmioty, w tym m.in. klastry energii, spółdzielnie energetyczne oraz inne podmioty, które organizują się aby dla dobra członków swej społeczności wytwarzać energię elektryczną na własne potrzeby oraz podejmować się innej działalności (np. magazynowania, dzielenia się energią itd.). Jako cel wskazano zwiększenie liczby takich zbiorowych podmiotów do 300 w 2030 r.

Podmioty działające w obszarze energetyki rozproszonej pozostają przyłączone do sieci dystrybucyjnej, w związku z czym **konieczne jest uregulowanie obszaru na styku ich działalności** oraz działalności OSD. Docelowym modelem mogłoby być dążenie tych podmiotów do niezależności od dostaw energii elektrycznej z sieci krajowej i samodzielnego bilansowania się. W tym zakresie kluczowy będzie rozwój technologii magazynowania energii i DSR. Jednak na etapie przejściowym, gdy społeczności energetyczne korzystają z przyłączenia do sieci dystrybucyjnej niezbędnym jest uregulowanie w jakim zakresie będą partycypować w kosztach sieciowych, tak aby z jednej strony dobrze odzwierciedlić ich wpływ na sieć elektroenergetyczną oraz ich wkład w budowanie lokalnego bezpieczeństwa energetycznego, a z drugiej strony zachęcić te społeczności do aktywności, m.in. poprzez pewne ulgi w opłatach sieciowych.

Brak dostosowania rozwoju OZE do **możliwości odbioru i bilansowania przez KSE** może mieć negatywny wpływ na bezpieczeństwo energetyczne. Znaczna część mocy wytwórczych z energii odnawialnej zainstalowanej w Polsce oparta jest o źródła, których profil pracy jest zależny od warunków atmosferycznych (wiatr, słońce, częściowo woda) i pracujące małą liczbę godzin w roku. Przekłada się to na konieczność utrzymywania mocy rezerwowych oraz zwiększania elastyczności, co wpływa na całkowity koszt wytwarzania energii. Odnosi się to zarówno do dużych instalacji OZE, jak i małych instalacji energetyki rozproszonej.

bilansowanie OZE –
magazyny, źródła
regulacyjne

II filar. Zeroemisyjny system
energetyczny

Z tego względu prowadzona będzie rozbudowa infrastruktury sieciowej oraz rozwój magazynowania energii. Stopniowe zastępowanie sieci pasywnej (jednokierunkowej) na sieć aktywną (dwukierunkową) oraz inteligentnych systemów zarządzania energią, czy tworzenie zachęt do poprawy elastyczności cenowej popytu na energię (DSR), a także popularyzacja agregatorów i aktywnych odbiorców przyczyni się do wzrostu znaczenia lokalnej energetyki.⁹⁴

W dalszej perspektywie **przyłączenie niesterowalnego źródła energii** powinno być powiązane z obowiązkiem **zapewnienia bilansowania** w okresach, gdy OZE nie dostarcza energii elektrycznej do sieci. Do potencjalnych rozwiązań można zaliczyć np. budowę magazynu lub źródła bilansującego opartego np. o sterowalne OZE.

Tworzone mechanizmy wsparcia i promocji wytwarzania energii z OZE, podobnie jak horyzont czasowy wsparcia, będą dostosowywane do potrzeb rynkowych, skorelowanych z zapewnianiem warunków bezpieczeństwa pracy systemu. Preferowane będą rozwiązania:

- zapewniające **maksymalną dyspozycyjność** (wysoka efektywność i współczynnik wykorzystania, sterowalność, **wykorzystanie magazynu energii**), z relatywnie najniższym kosztem wytworzenia energii, jak również wykorzystujące rozwiązania hybrydowe łączące różne technologie OZE, czy samobilansowanie OZE np. z wykorzystaniem magazynów energii;

wsparcie rozwoju OZE

II filar. Zeroemisyjny system
energetyczny

⁹⁴ Patrz: cel szczegółowy 2 oraz 3, część A.

- zaspokajające **lokalne potrzeby energetyczne** (ciepło, energia elektryczna), zwiększające wykorzystanie OZE w transporcie, ale także związane z gospodarką odpadami (zgodną z hierarchią zagospodarowania odpadów) i wykorzystaniem miejscowego potencjału.








Wsparcie będzie zależeć od rodzaju źródła i jego wielkości, co można podzielić na następujące formy:




- **pierwszeństwo dostępu do sieci** – aktualnie obejmuje wszystkie instalacje OZE i jest istotnym elementem wsparcia; w przyszłości, po spełnieniu koniecznych warunków określonych w unijnym rozporządzeniu rynkowym, możliwe jest odstąpienie od tej formy wsparcia;
- **aukcje** – przeznaczone są dla źródeł zawodowych, a wybór wspieranych obszarów zależy od preferencji pobudzenia rozwoju obszarów OZE, w oparciu o warunki gospodarcze, środowiskowe i klimatyczne, z poszanowaniem bezpieczeństwa energetycznego;
- **system taryf gwarantowanych** (ang. *Feed-in Tariffs*) oraz **dopłat** (ang. *Feed-in Premium*) – skierowany do instalacji o stosunkowo niewielkiej mocy, służy systemowemu zagospodarowaniu energii niewykorzystanej przez niewielkiego wytwórcę;
- **dotacje, pomoc zwrotna** – mechanizm uzależniony od potrzeb lokalnych, dystrybuowany w szczególności w regionach;
- **gwarancje pochodzenia** – to dokument poświadczający odbiorcy końcowemu, że określona ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci została wytworzona z OZE – mają charakter certyfikatu, a popyt na nie kreują odbiorcy, którym zależy na podkreśleniu ekologicznego wizerunku firmy;
- **mechanizmy pomocy skierowane do szczególnych technologii** – to rozwiązanie przeznaczone dla źródeł, które nie mają konkurencji na rynku, gdyż są nową technologią (np. morska energetyka wiatrowa), ale z różnych względów ich wdrożenie na rynek jest istotne dla kraju – np. duże wykorzystanie mocy w roku.

Najnowsze trendy klimatyczno-energetyczne, zwiększająca się świadomość społeczną, społeczna odpowiedzialność biznesu oraz narastająca konkurencja produktowa przyczyniły się do tego, że coraz więcej przedsiębiorstw dąży do całkowitego przejścia na zasilanie „zieloną” energią. Coraz bardziej popularnym instrumentem rynkowym wspierającym rozwój OZE są długoterminowe umowy zakupu energii z OZE – PPA oraz cPPA (ang. *corporate power purchase agreement*), pozwalające osiągnąć korzyści obu stronom kontraktu, zarówno wytwórcom, jak i przedsiębiorcom. PPA to umowa, na podstawie której osoba fizyczna lub prawna zgadza się na zakup odnawialnej energii elektrycznej bezpośrednio od producenta energii elektrycznej po z góry ustalonej cenie. Instrument ten pozwala odbiorcom zabezpieczyć się przed wahaniami cen energii, a wytwórcom uzyskać finansowanie inwestycji na zakładanym poziomie. Dalszy rozwój PPA z powodzeniem uzupełniają będące funkcjonujące systemy wsparcia OZE.



Wytwarzanie energii z odnawialnych źródeł ze względu na rozproszenie powoduje znaczące, zazwyczaj pozytywne oddziaływanie terytorialne. Instalacje należą często do niewielkich wytwórców (indywidualnych lub przemysłowych), a substraty (biomasa) wykorzystywane w niektórych technologiach również pochodzą ze źródeł o stosunkowo małym oddaleniu. Rozwój klastrów i spółdzielni energetycznych w jeszcze większym stopniu będzie oddziaływał na rosnące zaangażowanie lokalnych podmiotów. Ma to także pozytywny wpływ na ogólny rozwój regionu – od infrastruktury, po pogłębianie więzi w społecznościach lokalnych oraz wzrost świadomości ekologicznej.

 Działania	Termin	Odpowiedzialni
 6.1. Zapewnienie warunków osiągnięcia co najmniej 23% w 2030 r. udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto, w tym: <ul style="list-style-type: none"> - w ciepłownictwie i chłodnictwie – rocznego przyrostu udziału OZE o 1,1 pkt. proc. średniorocznie, - w elektroenergetyce – wzrostu udziału OZE w wytwarzaniu energii elektrycznej do przynajmniej 32%, - w transporcie – osiągnięcia 14% udziału OZE w 2030 r., w tym wzrost wykorzystania biopaliw zaawansowanych i elektromobilności (<i>zadania realizowane także w ramach celów szczegółowych 2, 4C i 7</i>) 	2030	MKiŚ i inne podmioty
 6.2. Zapewnienie warunków wdrożenia morskiej energetyki wiatrowej, w tym określenie ram prawnych ich funkcjonowania oraz rozbudowa sieci przesyłowej <div style="border: 1px solid red; padding: 2px; display: inline-block; margin-top: 5px;"> 6. PROJEKT STRATEGICZNY PEP  </div>	2025	MKiŚ, OSPe
 6.3. Zapewnienie warunków rozwoju energetyki rozproszonej – prosumentów energii odnawialnej, klastrów energii, spółdzielni energetycznych	cała perspektywa PEP2040	MKiŚ, MRPiT, samorządy, inne podmioty
 6.4. Zapewnienie warunków bilansowania źródeł odnawialnych	cała perspektywa PEP2040	MKiŚ
 6.5. Zapewnienie wsparcia finansowego dla OZE oraz udoskonalenie istniejących jego form z uwzględnieniem roli technologii w KSE	cała perspektywa PEP2040 lub do osiągnięcia dojrzałości ekonomicznej	MKiŚ, NFOŚiGW, WFOŚiGW, inne podmioty

 – bezpieczeństwo energetyczne,
 – konkurencyjność gospodarki,
 – ograniczenie wpływu sektora na środowisko

CEL SZCZEGÓŁOWY 7.

Rozwój ciepłownictwa i kogeneracji

Zużycie energii na cele ciepłownicze i chłodnicze odpowiada za najwyższy wolumen wykorzystania energii spośród trzech sektorów energetycznych, a w gospodarstwach domowych za ponad 80% zużycia energii pierwotnej. Z tego względu pokrycie zapotrzebowania na ciepło jest istotnym elementem **bezpieczeństwa energetycznego**. Działania w tym zakresie służą **efektywnemu wykorzystaniu energii pierwotnej** na ogrzanie pomieszczeń i wody, a także ograniczaniu zjawiska ubóstwa energetycznego. Przyczyniają się do **redukcji zanieczyszczeń** zarówno w energetyce zawodowej i przemysłowej zobligowanej do dotrzymywania restrykcyjnych norm dotyczących emisji, jak i w gospodarstwach domowych. Oszczędności i korzyści jakie będzie można uzyskać z wdrożenia niskoemisyjnych rozwiązań dla ciepłownictwa, w długiej perspektywie będą **korzystne dla całej gospodarki**. Poniesione nakłady zostaną zrekompensowane nie tylko niższymi kosztami wykorzystania ciepła na poziomie odbiorcy końcowego, ale także poprawą jakości powietrza, poprawą komfortu cieplnego i redukcją kosztów zdrowotnych.



Cel szczegółowy 7. Rozwój ciepłownictwa i kogeneracji wpisuje się przede wszystkim w filar **ZEROEMISYJNY SYSTEM ENERGETYCZNY**, gdyż stanowi wkład sektora ciepłowniczego w obniżanie emisyjności systemu energetycznego jako całości. Wpisuje się także w filar **DOBRA JAKOŚĆ POWIETRZA**, ponieważ zawiera w sobie szereg zadań, dzięki którym ograniczona zostanie niska emisja w obszarze ciepłownictwa indywidualnego (np. w zakresie wymiany indywidualnych źródeł ogrzewania, edukacji i zmiany nawyków społeczeństwa). Jednocześnie pozwoli to na objęcie odbiorców końcowych dotkniętych problemem ubóstwa energetycznego dodatkowym wsparciem, co wydatnie przyczyni się do przeprowadzenia **SPRAWIEDLIWEJ TRANSFORMACJI**. W tym zakresie istotna jest również rola lokalnego planowania energetycznego oraz stworzenie mapy ciepła⁹⁵ jako sposobu na objęcie transformacją regionów o słabszej pozycji gospodarczej.

I filar. Sprawiedliwa transformacja

II filar. Zeroemisyjny system energetyczny

III filar. Dobra jakość powietrza

Poniżej przedstawione zostały cele i działania dotyczące pokrycia potrzeb cieplnych gospodarki w podziale na ciepłownictwo systemowe i indywidualne. Projektem strategicznym tego celu szczegółowego jest **rozwój ciepłownictwa systemowego**.



7. PROJEKT STRATEGICZNY PEP

Szczególną rolę we wdrażaniu polityki państwa w zakresie ciepłownictwa ma zaangażowanie władz samorządowych i lokalne planowanie energetyczne. Potrzeby cieplne pokrywane są blisko miejsca zamieszkania, a rynki ciepła mają charakter lokalny. W 2018 r. jedynie 22%⁹⁶ gmin posiadało dokument planistyczny dotyczący zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe. Dlatego konieczna jest **większa aktywność gmin, powiatów oraz województw w zakresie lokalnego planowania energetycznego**, którego celem jest racjonalne wykorzystanie zasobów energetycznych, maksymalizacja efektywnego wykorzystania istniejącej infrastruktury energetycznej, rozwój niskoemisyjnych źródeł energii i poprawa jakości powietrza. Planowanie powinno opierać się o realną współpracę jednostek samorządu terytorialnego, wykorzystując lokalne synergie i potencjał.

planowanie energetyczne na poziomie lokalnym

I filar. Sprawiedliwa transformacja

budowa ogólnopolskiej mapy ciepła

⁹⁵ Opracowanej w związku z art. 14 zrewidowanej dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej.

⁹⁶ Na podstawie informacji pozyskiwanych z urzędów marszałkowskich przez MKiŚ.

Użytecznym narzędziem planowania energetycznego będzie **system zbierania danych do ogólnopolskiej mapy ciepła**. Dostęp do takich danych pozwoli regionom, gminom i przedsiębiorcom oszacować potencjał rozwoju sieci ciepłowniczych oraz kogeneracji na swoim obszarze, a nowym inwestorom dostarczy informacji o zastanej infrastrukturze. Realizację tego działania zaplanowano od 2021 r., przy czym ze względu na złożoność zagadnienia rozwijanie i rozbudowa tego narzędzia może ulec wydłużeniu na kolejne lata.

I filar. Sprawiedliwa transformacja

W związku z potrzebą rozwoju niskoemisyjnego ciepłownictwa, poprawą jakości powietrza oraz wdrażaniem dyrektywy REDII, **udział OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie będzie wzrastał o 1,1 pkt proc. średniorocznie⁹⁷ w latach 2020–2030**. Kroki służące zazielenianiu ciepłownictwa prowadzone będą w ciepłownictwie systemowym (zarówno w systemach efektywnych, jak i nieefektywnych) oraz w ciepłownictwie indywidualnym. Prowadzone działania będą mieć charakter hybrydowy, a każdy z ww. sektorów musi partycypować w osiągnięciu celu rozwoju OZE.

zwiększenie udziału OZE w produkcji ciepła

II filar. Zeroemisyjny system energetyczny

Pokrycie potrzeb ciepłych, wszędzie tam gdzie to jest możliwe, powinno odbywać się przede wszystkim poprzez wykorzystanie **ciepła systemowego**. Taki model zapewnia wysoką efektywność wykorzystania surowca, poprawia komfort życia obywateli i ogranicza problem tzw. niskiej emisji⁹⁸. Dzięki powszechnym działaniom proefektywnościowym całkowite zapotrzebowanie na ciepło spada, ale wzrastać powinna liczba odbiorców ciepła systemowego. Jeśli przyłączenie do sieci ciepłowniczej nie jest możliwe, konieczne jest wykorzystywanie źródeł indywidualnych o możliwie najniższej emisyjności. Jako cel wyznaczono, aby **do 2040 r. potrzeby ciepłe wszystkich gospodarstw domowych, jak również przemysłu, usług, obiektów komercyjnych i biurowych były pokrywane przez ciepło systemowe oraz przez zero- lub niskoemisyjne źródła ciepła**. Potrzeby ciepłe pozostałych sektorów gospodarki również powinny być pokrywane w sposób efektywny i niskoemisyjny. Wykorzystanie ekologicznych źródeł i wprowadzanie ciepła odpadowego do sieci wpływa pozytywnie na wizerunek przedsiębiorstw przemysłowych i usługowych, ale także na ich konkurencyjność. Wykorzystanie lokalnych odnawialnych źródeł energii w rolnictwie pozwala na wydobycie potencjału obszarów wiejskich, zaś popularyzacja niskoemisyjnych źródeł w sektorze publicznym spełnia dodatkową funkcję edukacyjną.

O efektywności dostarczania ciepła systemowego decyduje źródło oraz system jego dostarczania. Zgodnie z regulacjami unijnymi i krajowymi **system jest efektywny energetycznie**, jeśli do produkcji ciepła i chłodu wykorzystuje w co najmniej:

- 75% ciepło pochodzące z kogeneracji (CHP, ang. *combined heat and power*) lub
- 50% ciepło odpadowe (produkt uboczny procesów przemysłowych) lub
- 50% energię z OZE lub
- 50% wykorzystuje się połączenie energii i ciepła wskazanych powyżej.

Aktualnie kryterium systemu efektywnego energetycznie spełnia tylko ok. 20% spośród systemów ciepłowniczych lub chłodniczych, które dostarczają ok. 85% ogólnego wolumenu ciepła systemowego w kraju. W 2018 r. w kogeneracji wytworzono ok. 17% energii elektrycznej i ok. 63,5% ciepła systemowego.

Rozwój ciepłownictwa systemowego jest projektem strategicznym PEP, który będzie realizowany przez poprawę efektywności ciepłownictwa, a przede wszystkim budowę i przekształcenie istniejących systemów w **efektywne energetycznie systemy ciepłownicze**, co oznacza większe wykorzystanie niskoemisyjnych źródeł energii. Jako cel postawiono, aby **w 2030 r. co najmniej 85% spośród systemów ciepłowniczych lub chłodniczych, w których moc zamówiona przekracza 5 MW spełniało kryteria efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego**. Obok ekologicznego zwrotu, to także szansa na pobudzenie lokalnego potencjału gospodarczego.

rozwój ciepłownictwa systemowego

II filar. Zeroemisyjny system energetyczny



7. PROJEKT STRATEGICZNY PEP

⁹⁷ Zagadnienie źródeł odnawialnych zostało omówione w oddzielnym kierunku – patrz: cel szczegółowy 6.

⁹⁸ Patrz też: cel szczegółowy 6.

W osiągnięciu celu tego projektu strategicznego PEP kluczową rolę będą miały następujące działania:

- **rozwój kogeneracji**, czyli jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, co stanowi najbardziej efektywny sposób wykorzystania energii chemicznej paliwa pierwotnego. Koszt takiej instalacji może być wyższy niż w przypadku budowy ciepłowni, jednakże powinny to zrekompensować przychody pochodzące ze sprzedaży dwóch rodzajów energii. Aby zachęcić do rozwoju i wykorzystania CHP **utrzymane zostanie wsparcie dla energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji**. Przewiduje się, że system będzie aktywny tak długo, jak rynek będzie wymagał interwencji. W dalszej perspektywie ciepło systemowe powinno być wytwarzane przede wszystkim w CHP i w oparciu o niskoemisyjne źródła;
 - **zwiększenie wykorzystania OZE w ciepłownictwie systemowym** – odbywać się będzie głównie poprzez wykorzystanie lokalnych zasobów energii odnawialnej, tj. biomasy, biogazu czy geotermii, jak również energii słonecznej;
 - **zwiększenie wykorzystania ciepła wytworzonego w instalacjach termicznego przekształcania odpadów w ciepłownictwie systemowym**⁹⁹ (głównie w CHP) – w odróżnieniu od domowych pieców, spalarnie odpadów wyposażone są w wysokoefektywne instalacje oczyszczania spalin, a bardzo wysokie temperatury zapewniają wypalenie większości części lotnych. Przy zachowaniu unijnej hierarchii sposobów postępowania z odpadami, termiczne przekształcanie odpadów wpisuje się w ideę *gospodarki o obiegu zamkniętym*;
 - **ucieplnianie elektrowni i wykorzystanie ciepła odpadowego** – dla jak najwyższej efektywności energetycznej, na poziomie lokalnym powinno być analizowane ekonomiczne uzasadnienie i techniczne możliwości systemowego zagospodarowania ciepła towarzyszącego wytwarzaniu energii elektrycznej w elektrowniach lub stanowiącego odpad z procesów przemysłowych. Wykorzystanie potencjału podmiotów przemysłowych (autoproducentów) aktywnie wpisujących się transformację może być wsparciem i uzupełnieniem dla projektów energetyki zawodowej. Wraz z rozwojem lokalnych rynków, potencjał tych przedsięwzięć wzrośnie;
 - **modernizacja i rozbudowa systemu dystrybucji ciepła i chłodu** – dla ograniczenia strat, transport ciepła powinien odbywać się w sieciach preizolowanych; należy zadbać o intensyfikację modernizacji istniejącej infrastruktury przesyłowej, która cechuje się słabą izolacją termiczną. Dla zwiększania zasięgu sieci ciepłowniczych niezbędne jest także uproszczenie procesu inwestycyjnego ich budowy;
- W oparciu o technologie sorpcyjne¹⁰⁰ (adsorpcyjne i absorpcyjne) ciepło systemowe można wykorzystać również na potrzeby wytwarzania chłodu, co jest szczególnie istotne latem, gdyż pozwala to zredukować zapotrzebowanie na moc elektryczną i wykorzystać w większym stopniu potencjał źródeł ciepłych;
- **popularyzacja magazynów ciepła** – ich zastosowanie pozwala na zmagazynowanie ciepła wytworzonego w dolinach zapotrzebowania, a następnie wykorzystanie go w okresach zwiększonego zapotrzebowania, co usprawnia działanie systemów ciepłowniczych. To rozwiązanie pozwala także na wykorzystanie nadwyżek energii elektrycznej wytworzonych przez niesterowalne OZE tj. elektrownie wiatrowe, panele fotowoltaiczne, czy za pomocą innych innowacyjnych technologii do podgrzania czynnika grzewczego;
 - **popularyzacja inteligentnych sieci** – nowoczesne metody zarządzania sieciami w połączeniu z wysokosprawnymi źródłami, preizolowanymi sieciami oraz zasobnikami ciepła pozwalają na optymalną gospodarkę cieplną, ograniczenie strat przy przesyłaniu ciepła, wykrywanie usterek, czy usprawnienie czynności eksploatacyjnych.

Wszystkie te **działania będą wymagały wsparcia** finansowego i organizacyjnego, ale także właściwego dostosowania prawa. Równie ważna jest edukacja społeczeństwa w zakresie efektywnych i ekologicznych sposobów pokrywania potrzeb cieplnych.

Odbiorcy w pierwszej kolejności powinni korzystać z ciepła systemowego, dlatego w 2019 r. rozszerzono obowiązek podłączenia do systemu ciepłowniczego wszystkich obiektów, o ile istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia¹⁰¹, a wykonanie tego obowiązku weryfikowane jest w procesie ubiegania się o wydanie pozwolenia na budowę. Z tego względu wsparcie inwestycyjne na indywidualne źródła ciepła, powinno być udzielane

zwiększenie
wykorzystania ciepła
systemowego

III filar. Dobra jakość powietrza

⁹⁹ Patrz też: cel szczegółowy 1 – pokrycie zapotrzebowania na biomasę.

¹⁰⁰ Urządzenie sorpcyjne zasilane ciepłem może produkować chłód zastępując konwencjonalne urządzenia sprężarkowe zasilane energią elektryczną.

¹⁰¹ Obowiązek realizowany jest pod warunkiem, że obiekt nie będzie wyposażony w indywidualne źródło ciepła charakteryzujące się współczynnikiem nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej na poziomie nie wyższym niż 0,8 lub pompę ciepła lub ogrzewanie elektryczne albo gdy ceny ciepła przewyższają średnią cenę sprzedaży dla danego paliwa.

tylko jeżeli nie ma możliwości przyłączenia odbiorcy do sieci ciepłowniczej. W 2018 r. do sieci ciepłowniczej na obszarach miejskich przyłączonych było 58% gospodarstw domowych¹⁰² – celem jest sukcesywne zwiększanie tego wskaźnika. Jako cel przyjęto osiągnięcie w 2030 r. poziomu **70% gospodarstw domowych przyłączonych do sieci ciepłowniczej w gminach miejskich**, co oznacza ok. 1,5 mln więcej gospodarstw domowych zasilanych przez ciepłownictwo systemowe w porównaniu z 2018 r.

Nadal istotną barierą sprawnego rozwoju ciepłownictwa systemowego jest realizacja procesu budowy sieci ciepłowniczych oraz przyłączy na terenach o zróżnicowanym statusie własnościowym. Z tego względu w perspektywie 2021 r. wdrożone zostaną **regulacje upraszczające procedurę uzyskiwania dostępu do gruntów obcych**, co umożliwi skuteczne prowadzenie inwestycji w zakresie ciepłowniczej infrastruktury liniowej.

Do zwiększenia wykorzystania ciepła systemowego przyczyniać się będzie realizacja zadań (opisanych powyżej) służących rozwojowi ciepłownictwa systemowego. Istotne jest, aby ceny ciepła systemowego były atrakcyjne dla odbiorców oraz by zapewniały odpowiednią stopę zwrotu przedsiębiorstwom ciepłowniczym. Z tego względu niezbędna jest **zmiana modelu rynku ciepła i polityki taryfowej oraz poszukiwanie innych bodźców do optymalizacji kosztów zaopatrzenia w ciepło oraz zwiększenia liczby podejmowanych działań wpływających na poprawę efektywności**.

Jeśli na danym terenie nie ma możliwości podłączenia do sieci ciepłowniczej, potrzeby ciepłe powinny być **pokrywane przez źródła indywidualne o możliwie najniższej emisyjności**, zwłaszcza:

- instalacje niepalnych OZE (w tym pompy ciepła),
- ogrzewanie elektryczne,
- instalacje gazowe
- instalacje wykorzystujące paliwa bezdymne.

Zachętą do wykorzystania ekologicznych źródeł ciepła są różne formy wsparcia finansowego ze środków publicznych oraz preferencyjne instrumenty komercyjne. Ogromną rolę w budowaniu świadomości i potrzeby ekologicznej mają samorządy oraz oddolne inicjatywy lokalne.

niskoemisyjne źródła indywidualne

III filar. Dobra jakość powietrza

W wielu przypadkach, pomimo wiedzy o negatywnych skutkach spalania odpadów w przydomowych instalacjach, nadal są one używane jako paliwo. Normy dotyczące jakości paliw węglowych zostały ustalone, ale problemem pozostaje niewłaściwa obsługa instalacji węglowych, w tym sposób rozpalania i dokładania paliwa, a także nieprzestrzeganie obowiązku lub niewłaściwe czyszczenie kominów, mające wpływ na niepełne wypalanie paliwa i emisję części lotnych. Dla poprawy stanu jakości powietrza **intensyfikowane będą działania związane z monitorowaniem emisji w domach jednorodzinnych**, aby właściwie zaadresować najpilniejsze **działania informacyjno-edukacyjne**¹⁰³. Przydatna w ograniczaniu tego problemu może okazać się również Centralna Ewidencja Emisyjności Budynków (CEEB), nad którą rozpoczęto już prace. Dzięki niej możliwe będzie dokonanie inwentaryzacji źródeł ciepła, źródeł spalania paliw do 1 MW, ale także źródeł energii elektrycznej w budynkach.

monitorowanie emisji z indywidualnych instalacji

III filar. Dobra jakość powietrza

Dla redukcji jednego z głównych czynników niskiej emisji, ale także dla racjonalnego wykorzystania surowców (niska efektywność spalania węgla w przydomowych instalacjach) stopniowo następować będzie ograniczanie wykorzystywania **paliw stałych w gospodarstwach indywidualnych**. Uruchomiony ogólnopolski program wsparcia „Czyste powietrze” daje możliwości wymiany starych źródeł ciepła i docieplanie budynków

ograniczenie wykorzystania paliw stałych w gospodarstwach domowych

III filar. Dobra jakość powietrza

¹⁰² Zużycie energii w gospodarstwach domowych w 2018 roku, GUS 2019.

¹⁰³ Działania w zakresie emisji zanieczyszczeń zostały określone w *Polityce Ekologicznej Państwa 2030*.

mieszkalnych. Wielkość dofinansowania jest uzależniona od dochodów, co preferuje wnioskodawców z mniej zamożnych gospodarstw domowych¹⁰⁴. Pozwoli to na ograniczenie zjawiska ubóstwa energetycznego, a także umożliwi zapewnienie sprawiedliwego charakteru transformacji energetycznej.

Mając na uwadze konieczność likwidacji tzw. niskiej emisji zanieczyszczeń, w trosce o zdrowie i jakość życia społeczeństwa stopniowo następować będzie ograniczanie wykorzystywania paliw stałych w ogrzewnictwie indywidualnym. Powyższe wiązać się będzie z **odejściem od spalania węgla w gospodarstwach domowych w miastach do 2030 r., zaś na obszarach wiejskich do 2040 r.** Niemniej do 2040 r. – również w miastach – utrzymana zostanie możliwość wykorzystania paliwa bezdymnego, o ile nie jest to sprzeczne z tzw. uchwałami antysmogowymi.



Pokrywanie potrzeb ciepłych odbywa się na szczeblu lokalnym, dlatego tak ważne jest planowanie energetyczne na poziomie gminy oraz jego spójność z polityką energetyczną państwa. Należy dążyć do wykorzystania ciepła systemowego, a indywidualne, niskoemisyjne źródła ciepła wykorzystywać jedynie na obszarach o niskim stopniu zurbanizowania. Monitorowanie i wyciąganie konsekwencji z nadmiernej emisji zanieczyszczeń również powinno odbywać się na poziomie lokalnym.

 Działania	Termin	Odpowiedzialni
 7.1. Aktywizacja regionów w zakresie planowania energetycznego poprzez zmianę obowiązku wykonania dokumentów planistycznych w zakresie zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe	2022	MKiŚ, MFIPR, MSWiA
 7.2. Budowa systemu zbierania danych do mapy ciepła	od 2021	GUS, KE, URE
 7.3. Zapewnienie warunków rozwoju ekologicznych i efektywnych systemów ciepłowniczych przez wsparcie finansowe, organizacyjne i prawne: <ul style="list-style-type: none"> – zwiększenia wykorzystania wysokosprawnej kogeneracji (system wsparcia) – zwiększenia wykorzystania OZE i odpadów w ciepłownictwie systemowym; – ucieplnianie elektrowni; – modernizacji i rozbudowy systemów ciepłowniczych i rozwoju technologii wytwarzania chłodu z ciepła sieciowego; – popularyzacji magazynów ciepła i inteligentnych sieci 	cała perspektywa PEP2040	MKiŚ, MRPiT, PURE, samorządy, spółki, NFOŚiGW, WFOŚiGW i inne podmioty, zależnie od przyjętych rozwiązań
7. PROJEKT STRATEGICZNY PEP 		
 7.4. Zapewnienie warunków zwiększenia wykorzystania ciepła systemowego zwłaszcza poprzez: <ul style="list-style-type: none"> – uproszczenie procedur w obszarze prowadzenia inwestycji w zakresie ciepłowniczej infrastruktury sieciowej; – zmianę modelu rynku ciepła i polityki taryfowej 	2021	MKiŚ, MR, NFOŚiGW
 7.5. Tworzenie zachęt do wykorzystywania w ciepłownictwie indywidualnym paliw innych niż stałe – <i>gazu ziemnego, niepalnych OZE, energii elektrycznej</i>	cała perspektywa PEP2040	NFOŚiGW, samorządy, MKiŚ
 7.6. Zwiększenie monitoringu emisji w domach jedno- i wielorodzinnych	cała perspektywa PEP2040	MKiŚ, IOŚ–PIB
 7.7. Zapewnienie warunków odejścia od wykorzystania węgla w gospodarstwach domowych – do 2030 r. w miastach i do 2040 r. na obszarach wiejskich	2030 / 2040	MKiŚ, samorządy

 – bezpieczeństwo energetyczne,  – konkurencyjność gospodarki,  – ograniczenie wpływu sektora na środowisko

¹⁰⁴ Problematyka niskiej emisji oraz ubóstwa energetycznego została opisana w celu szczegółowym 8.

CEL SZCZEGÓŁOWY 8.

Poprawa efektywności energetycznej

Poprawa efektywności energetycznej jest działaniem wieloobszarowym, przynoszącym pozytywne efekty we wszystkich sektorach gospodarki i społeczeństwu. Pośrednio wpływa na **bezpieczeństwo energetyczne**, ze względu na ograniczenie zapotrzebowania na paliwa i energię oraz import surowców. Działania proefektywnościowe pozwalają na oszczędność energii, jak również bardziej elastyczne jej wykorzystanie. Powyższe ma bezpośredni wpływ na **minimalizację wpływu sektora energii na środowisko**, poprzez ograniczenie emisji zanieczyszczeń oraz gazów cieplarnianych, zmniejszenie eksploatacji krajowych zasobów, redukcję odpadów oraz ich powtórne wykorzystanie w obiegu cyrkularnym. Wszystkie te efekty zostaną osiągnięte przy jednoczesnym niezakłóconym rozwoju gospodarczym. Działania w zakresie zwiększania efektywności energetycznej budynków, produktów, urządzeń, instalacji i procesów pozwalają na zmniejszenie kosztów zużycia energii. Wiąże się z wdrażaniem nowych technologii i wzrostem innowacyjności gospodarki, wpływając na jej **konkurencyjność**, mierzoną m.in. wskaźnikiem energochłonności PKB – malejąca energochłonność wskazuje na szybszy wzrost PKB w porównaniu do tempa wzrostu zużycia energii.



Zwiększanie efektywności energetycznej powinno być uwzględniane w ramach realizacji wszystkich działań wskazanych w celach szczegółowych PEP2040. Poprawa efektywności energetycznej ma charakter horyzontalny i dotyczy szerokiego wachlarza inwestycji we wszystkich gałęziach gospodarki.

Cel szczegółowy 8. *Poprawa efektywności energetycznej gospodarki* wpisuje się w dwa filary. Pierwszy z nich to **SPRAWIEDLIWA TRANSFORMACJA**, gdyż w obszarze efektywności energetycznej znaczenie indywidualnych działań prowadzonych oddolnie, które składają się na partycypacyjny charakter transformacji energetycznej jest najbardziej dostrzegalne. Każdy odbiorca energii elektrycznej, ciepła, surowców (zarówno w gospodarstwie domowym jak i w przedsiębiorstwie, jednostce samorządu terytorialnego czy zbiorowo np. we wspólnocie) może podjąć działania proefektywnościowe. Co więcej, poprawa efektywności energetycznej przynosi korzyści w perspektywie szerszej niż energetycznej, m.in. wpływając na poprawę zdrowia i komfortu życia człowieka poprzez m.in. walkę z niską emisją spowodowaną wykorzystywaniem słabej jakości paliw do ogrzania budynków mieszkalnych. Jest to zatem również działań w zakresie zapewniania **DOBREJ JAKOŚCI POWIETRZA**.

I filar. Sprawiedliwa transformacja

III filar. Dobra jakość powietrza

*Poniżej przedstawione zostały kierunki wsparcia efektywności energetycznej gospodarki, a także odpowiedzi na powiązane problemy tj. ubóstwo energetyczne i niską emisję. Projektem strategicznym tego celu szczegółowego jest **promowanie poprawy efektywności energetycznej**.*

* * *

Efektywność energetyczna jest jednym z trzech priorytetowych obszarów polityki klimatyczno-energetycznej UE, która w perspektywie 2020 r. zobowiązała się do zwiększenia efektywności energetycznej poprzez zmniejszenie zużycia energii pierwotnej o 20% w porównaniu z prognozami z 2007 r.¹⁰⁵ Polskim wkładem w realizację celu jest ograniczenia w latach 2010-2020 zużycia energii pierwotnej o 13,6 Mtoe¹⁰⁶, co w odniesieniu do wartości prognozy na 2020 r. z 2007 r.

¹⁰⁵ Każde państwo członkowskie ustala orientacyjną krajową wartość docelową w zakresie efektywności energetycznej w oparciu o swoje zużycie energii pierwotnej lub końcowej, oszczędność energii pierwotnej lub końcowej albo energochłonność. Określa się także wartości docelowe w kategoriach bezwzględnego poziomu zużycia energii pierwotnej i końcowej w 2020 r. Finalne zużycie energii określa się w oparciu o współczynniki konwersji.

¹⁰⁶ W prognozie wykonanej dla Komisji Europejskiej (PRIMES – Baseline 2007), stanowiącej punkt odniesienia, zużycie energii pierwotnej przez Polskę prognozowane było na poziomie 110 Mtoe w 2020 r. Uwzględniając ograniczenie zużycia energii o 13,6 Mtoe otrzymano 96,4 Mtoe.

oznacza zmniejszenie zużycia energii pierwotnej o 12,4%. W ostatnich latach Polska poczyniła ogromne postępy w zakresie oszczędności zużycia energii. Pośredni cel na 2016 r. – rozumiany jako osiągnięcie oszczędności finalnego zużycia energii w ilości nie mniejszej niż 9% średniego krajowego zużycia tej energii z lat 2001–2005 – został zrealizowany z nadwyżką, a w ciągu ostatnich trzech dekad energochłonność krajowej gospodarki uległa redukcji o ok. 30%¹⁰⁷.

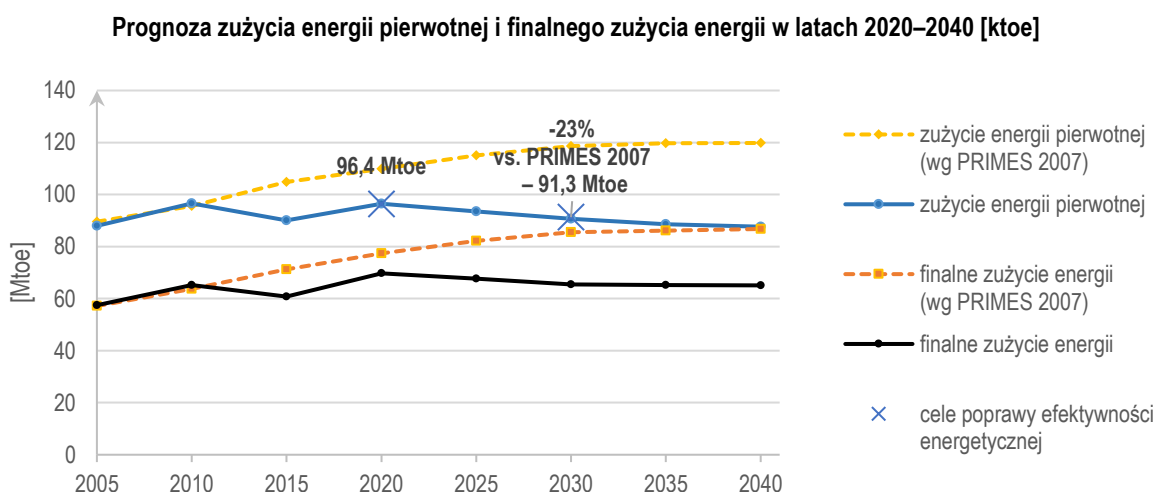
W odniesieniu do celów klimatyczno-energetycznych na 2030 r. Unia Europejska utrzymała priorytetowe znaczenie efektywności energetycznej, zobowiązując się do 32,5% oszczędności energii na poziomie całej UE (cel indykatorywny) w stosunku do prognoz, przy zróżnicowanych wkładach państw członkowskich.

Na podstawie analizy efektów i wpływu na PKB oraz potencjału oszczędności, Polska deklaruje **krajowy cel w zakresie poprawy efektywności energetycznej do 2030 r. na poziomie 23% w odniesieniu do prognoz zużycia energii pierwotnej opracowanych przez Komisję Europejską w 2007 r.** (118,6 Mtoe), co odpowiada zużyciu energii pierwotnej na poziomie 91,3 Mtoe w 2030 r. Równocześnie, zgodnie z dyrektywą o efektywności energetycznej w każdym roku okresu 2021–2030 Polska uzyska nowe **oszczędności na poziomie co najmniej 0,8% rocznego zużycia energii końcowej**, uśrednionego dla ostatnich trzech lat przed dniem 1 stycznia 2019 r. (średnia 69 741 ktoe). *Szczegółowe kalkulacje znajdują się w załączniku 2 do PEP2040.*

23% zmniejszenie zużycia energii pierwotnej vs. prognoz na 2030 r.

I filar. Sprawiedliwa transformacja

Poniższy wykres przedstawia prognozę zużycia energii pierwotnej i finalnego zużycia energii w wyniku wdrażania PEP2040, cele poprawy efektywności energetycznej na 2020 r. (liczbowy) oraz na 2030 r. (procent oszczędności w stosunku do prognoz, odpowiadający 91,3 Mtoe) na tle prognoz Komisji Europejskiej PRIMES z 2007 r. *Szerszy zakres prognoz w tym obszarze znajduje się w załączniku 2 do PEP2040.*



Źródło: opracowanie własne Ministerstwa Klimatu na podstawie prognoz z zał. 2

Potencjał poprawy efektywności energetycznej tkwi w całej gospodarce. Poniżej wyszczególniono sektory gospodarki ze wskazaniem obszarów, w których skoordynowane działania mogą przynieść istotne korzyści:

- **sektor energetyczny – wytwarzanie, przesył i dystrybucja energii elektrycznej oraz ciepła, sektor gazowy oraz paliwowy** – poprawa sprawności istniejących źródeł konwencjonalnych; poprawa sprawności przesyłu i dystrybucji; magazynowanie; wykorzystanie inteligentnych rozwiązań (w tym służących aktywizacji odpowiedzi odbioru ang. DSR); zwiększenie produkcji z rozproszonych źródeł energii; zwiększenie produkcji systemowej OZE;
- **gospodarstwa domowe** – termomodernizacja budynków (ocieplenie przegród budowlanych, wymiana, modernizacja systemów CO / CWU), odzysk ciepła z wentylacji (rekuperacja), inteligentne zarządzanie energią oraz zastosowanie energooszczędnego oświetlenia i sprzętu RTV / AGD;
- **usługi** – termomodernizacja budynków (kompleksowa termomodernizacja oraz następnie wprowadzenie rekuperacji), modernizacja opraw oświetleniowych lub źródeł światła, inteligentne zarządzanie energią, wymiana sprzętu IT, oświetlenia placów i ulic;

¹⁰⁷ Dane Eurostat.

- **przemysł** – udoskonalenie procesów energochłonnych przy produkcji (np. stali, papieru i cementu) m.in. poprzez wprowadzenie systemów inteligentnego wykorzystania energii w procesach produkcyjnych;
- **transport** – popularyzacja paliw alternatywnych i elektromobilności (elektryczne układy napędowe mają blisko trzykrotnie wyższą sprawność w porównaniu do silników konwencjonalnych)¹⁰⁸, zwiększenie udziału transportu zbiorowego w transporcie pasażerów, rozwój transportu intermodalnego, zarządzanie popytem na ruch transportowy, w tym promowanie wzorców zrównoważonej mobilności).

Wszystkim wskazanym powyżej działaniom musi towarzyszyć **poprawa wiedzy o racjonalnym zużyciu energii poprzez różnorodne działania edukacyjne** – konieczne jest pobudzenie świadomości społeczeństwa o potencjale oszczędności energii w domach i miejscach pracy – np. racjonalna gospodarka ciepła, efektywne spalanie paliw, wykorzystanie energooszczędnego oświetlenia oraz sprzętu RTV/AGD, sposoby i skutki termomodernizacji. Ważnym elementem będzie doradztwo energetyczne na poziomie lokalnym, a także **działania** (np. kampanie) **promujące oszczędzanie energii**, w tym audyty energetyczne.

promowanie poprawy efektywności energetycznej

I filar. Sprawiedliwa transformacja



8. PROJEKT STRATEGICZNY PEP

Korzyści płynące z działań składające się na poprawę efektywności energetycznej należy rozpatrywać w średnim i długim okresie, często w perspektywie przekraczającej okres zwrotu z samych inwestycji proefektywnościowych. Zwiększenie efektywności energetycznej pobudza innowacyjność oraz wpisuje się również w koncepcję *gospodarki o obiegu zamkniętym*, co w energetyce oznacza większą aktywność w kierunku energetycznego wykorzystania odpadów oraz gospodarczego wykorzystania odpadów i ubocznych produktów spalania z sektora energetycznego (np. popioły, wapienie, siarka) oraz wykorzystanie energii odpadowej z procesów technologicznych.

W celu właściwego promowania działań w kierunku zwiększenia efektywności energetycznej kluczowe jest **zapewnienie wzorcowej roli sektora publicznego** na każdym poziomie terytorialnym (krajowym, regionalnym, lokalnym) w całym okresie obowiązywania PEP2040. Działania proefektywnościowe mogą mieć szeroki zakres – od termomodernizacji, przez nabywanie produktów i urządzeń, pojazdów i świadczenie usług o niskim zużyciu energii (tzw. zielone zamówienia publiczne, także uwzględniające rozwiązania innowacyjne i przedkomercyjne), po wdrażanie systemu zarządzania środowiskowego, czy systemu zarządzania energią. Rozwijane będą także przedsięwzięcia w formule partnerstwa publiczno-prywatnego, w szczególności w zakresie oświetlenia ulicznego. Kluczowe zadania w tym obszarze określa ustawa o efektywności energetycznej, ale warto zauważyć, że dodatkowe oddolne działania będą wpływać na zwiększenie skuteczności w tym obszarze.

wzorcowa rola sektora publicznego

I filar. Sprawiedliwa transformacja

Aby skutecznie realizować priorytet „najpierw efektywność energetyczna” dla wszystkich państw członkowskich UE ustanowione zostały ramy prawne dotyczące tego zakresu. Dotyczą one w szczególności poniższych obszarów:

- **redukcja zużycia energii w budynkach** – już od stycznia 2019 r. budynki użyteczności publicznej muszą być projektowane i wykonywane jako budynki o niskim zużyciu energii¹⁰⁹. Wszystkie zaś nowo wznoszone budynki podlegać będą podobnemu wymaganiu od stycznia 2021 r. Realizacja tych obowiązków wymaga poszukiwania i wdrażania szeregu innowacyjnych rozwiązań w zakresie zastosowania odpowiednich materiałów, dostosowania grubości przegród w budynkach, systemu wentylacji, ogrzewania i oświetlenia. Działania te mają duże znaczenie dla sektora ciepłownictwa, ze względu na spadek zapotrzebowania odbiorców na ciepło;
- **ekoprojekt** – w celu zmniejszania oddziaływania na środowisko, w tym redukcji zużycia energii ustanawiane są wymagania dla projektowania produktów, w tym urządzeń do użytku domowego oraz stosowanych w sektorach usług

ramy prawne efektywności energetycznej – ekoprojekt, budownictwo, etykietowanie

I filar. Sprawiedliwa transformacja

¹⁰⁸ Transport drogowy odpowiada za ok. 90% całkowitego zużycia energii pierwotnej przez ten sektor.

¹⁰⁹ Szczegółowa definicja takiego budynku zawarta została w *Krajowym planie mającym na celu zwiększenie liczby budynków o niskim zużyciu energii*, 2015.

i przemysłu, w taki sposób, aby w cyklu życia jak najmniej obciążały środowisko; obejmują one sukcesywnie coraz szerszy zakres urządzeń – od artykułów RTV / AGD, po kotły i systemy wentylacyjne i oświetleniowe;

- **etykietowanie energetyczne** – regulacje wskazują zakres informacji na etykietach energetycznych, co ma na celu oddziaływanie na świadomość konsumentów dotyczącą zużycia energii przez produkty oraz ma wpływać na podejmowane przez nich decyzje dotyczące energooszczędnych i przyjaznych środowisku zakupów;
- **audyty energetyczne** – każdy „duży” przedsiębiorca jest zobowiązany do przeprowadzania co 4 lata audytu energetycznego przedsiębiorstwa, chyba że posiadają system zarządzania energią lub system zarządzania środowiskowego, w ramach którego przeprowadzono audyt energetyczny przedsiębiorstwa. Przegląd obejmuje zużycie energii w budynkach, instalacjach, urządzeniach oraz w transporcie. Ten obowiązek ma uświadamiać przedsiębiorcom potencjał działań proefektywnościowych, które jednocześnie powinny przełożyć się na zmniejszenie przez nich ponoszonych kosztów energii. Natomiast małe i średnie przedsiębiorstwa (MŚP) mogą skorzystać z pomocy doradców w przeanalizowaniu swojej działalności pod kątem poprawy efektywności energetycznej.

Działania proefektywnościowe wielokrotnie wymagają poczynienia istotnych nakładów finansowych. Realizacji tego wyzwania sprzyja szeroka oferta **wsparcia finansowego przedsięwzięć sprzyjających poprawie efektywności energetycznej** we wszystkich wskazanych wcześniej obszarach – zarówno ze środków krajowych, jak i zewnętrznych (w tym w szczególności europejskich). Przykładami mechanizmów aktualnie stosowanych w Polsce są pożyczki, dotacje i inne instrumenty oferowane przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, Wojewódzkie Fundusze Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej oraz programy operacyjne funduszy europejskich, czy środki z EU ETS. Zakłada się, że wsparcie finansowe tego obszaru będzie zapewnione w całej perspektywie PEP2040. Poprawie efektywności energetycznej sprzyjać będą także innowacyjne rozwiązania, dlatego bardzo ważne jest prowadzenie badań rozwojowych w zakresie rozwiązań sprzyjających redukcji zużycia energii zarówno pierwotnej, jak i finalnej.

W finansowaniu przedsięwzięć proefektywnościowych ważną kwestią jest zapewnienie uzyskania najwyższego efektu energetycznego, co gwarantuje model finansowania w oparciu o tzw. *umowę o poprawę efektywności energetycznej*. Przedsiębiorstwo usług energetycznych dostarcza usługę poprawiającą efektywność energetyczną u beneficjenta, a wynagrodzenie (zwrot kosztów) za usługę otrzymuje z oszczędności uzyskanych ze zmniejszenia kosztów zużywanej energii wynikających z wdrożonych rozwiązań. Takie umowy mogą być stosowane zarówno w sektorze publicznym, jak i prywatnym, jednakże konieczne są zmiany regulacyjne w celu stworzenia korzystniejszych warunków do rozwoju tego modelu finansowania¹¹⁰.

Dodatkowym mechanizmem, który wprowadzono dla uzyskania oszczędności finalnego zużycia energii jest **system zobowiązujący określoną grupę podmiotów gospodarczych** (w tym przedsiębiorstw energetycznych) **do realizacji przedsięwzięcia służącego poprawie efektywności energetycznej lub zakupu świadectw efektywności energetycznej** (tzw. *białe certyfikaty* potwierdzają oszczędność energii wynikającą z przedsięwzięć poprawiających efektywność energetyczną, uzyskaną na deklarowanym poziomie). System będzie obowiązywał do 2030 r., a jeśli będzie to konieczne zostanie przedłużony lub określony zostanie inny system wsparcia.

wsparcie finansowe
poprawy efektywności
energetycznej

I filar. Sprawiedliwa transformacja

„Świadectwa efektywności
energetycznej”

I filar. Sprawiedliwa transformacja

¹¹⁰ Bariery stosowania w Polsce umów o poprawę efektywności energetycznej zostały zidentyfikowane m.in. w raporcie JRC pt. *JRC Science for Policy Report Energy Service Market in the UE, Status Review and Recommendations 2019*, Boza-Kiss B, Toleikyte A, Bertoldi P. Jedną z głównych rekomendacji dla Polski jest potrzeba doprecyzowania wpływu EPC na dług publiczny. Eurostat wzmocnił możliwość rejestracji pozabilansowej, która zwiększa atrakcyjność wykorzystania umów zawieranych z firmami ESCO dla sektora publicznego. Według wytycznych Eurostatu umowy takie mogą zostać zarejestrowane poza bilansem rządowym pod warunkiem uznania wykonawcy projektu jako właściciela ekonomicznego zainstalowanych aktywów. Wytyczne te nie znajdują jednak jeszcze odzwierciedlenia w polskim prawie.

Polityka energetyczna państwa odpowiada na dwa horyzontalne problemy społeczno-gospodarcze – tzw. niską emisję i ubóstwo energetyczne, których skala może ulec redukcji dzięki poprawie efektywności energetycznej.

ograniczenie niskiej emisji

III filar. Dobra jakość powietrza

Nieefektywne wykorzystanie energii jest jedną z przyczyn **niskiej jakości powietrza**¹¹¹

na skutek emisji zanieczyszczeń, szczególnie pochodzących z indywidualnych źródeł ciepła. Do jej powstania przyczynia się spalanie w gospodarstwach domowych niskiej jakości węgla i odpadów, często przy niewłaściwej obsłudze pieców i palenisk, a także spalanie węgla w małych lokalnych ciepłowniach o niskiej sprawności oraz emisja komunikacyjna (w zakresie NO₂)¹¹².

Kluczowym elementem jest zwiększenie efektywności wytwarzania i zużywania ciepła w segmencie gospodarstw domowych. Uwzględniając fakt, że nowe budynki spełniać będą wymogi o niskim zużyciu energii, znacznie większym wyzwaniem jest ograniczenie potrzeb energetycznych w istniejących budynkach. W tym celu kontynuowana będzie powszechna **termomodernizacja budynków**¹¹³ (ocieplenie, wymiana stolarki drzwiowej i okiennej, zastosowanie inteligentnych systemów zarządzania energią, wzrost świadomości nt. efektów). Dalszym krokiem jest **zapewnienie efektywnego i ekologicznego źródła ciepła** (systemowego lub indywidualnego)¹¹⁴. Dla działań w tych obszarach istotną rolę odegrają środki programu „Czyste Powietrze”, „STOP SMOG” oraz Funduszu Termomodernizacji i Remontów, które skierowane są zarówno do budownictwa jednorodzinnego, jak i wielorodzinnego. Nie do przecenienia będzie aktywność samorządów, zarówno w zakresie promowania, jak i współfinansowania przedsięwzięć. Wszystkie opisywane narzędzia, szczególnie programy dofinansowania inwestycji proefektywnościowych w ramach programu „Czyste Powietrze” będą na bieżąco monitorowane i aktualizowane. Poza tym, poszukiwane będą również **nowe rozwiązania w zakresie ograniczania „niskiej emisji”**.

Jedną z koncepcji efektywnego wykorzystania zasobów przez odbiorców (zarówno tych w gospodarstwach domowych i jak przedsiębiorstwa) związanym z sektorem budownictwa są inwestycje w tzw. „**Domy/budynki z Klimatem**”. Właściciel takiego budynku wykorzystywałby hybrydowo wszystkie zasoby jakie ma w dyspozycji, w tym: a) ciepło z ziemi poprzez pompy ciepła, do celów ogrzewania i chłodzenia, b) wody nawiercone w czasie instalacji pomp ciepła (zarówno do odzysku ciepła z takich wód, które również potencjalnego źródła wody użytkowej), c) wodę z opadów atmosferycznych (np. zbiorniki deszczówki), d) energię słoneczną (np. poprzez instalację paneli fotowoltaicznych i kolektorów słonecznych), przy jednoczesnym wykorzystaniu magazynów energii i technologii termomodernizacji budynków. Taki budynek wykorzystujący wiele technologii i zasobów naraz mógłby być w znacznym stopniu niezależny od dostaw energii elektrycznej, ciepła i wody z zewnątrz.

Na zmniejszenie emisji komunikacyjnej znaczący wpływ będzie mieć także **rozwój elektromobilności i wodoromobilności oraz szeregu działań zaplanowanych dla paliw alternatywnych**¹¹⁵. Istotne znaczenie będą mieć także zmiany systemowe w transporcie tj. popularyzacja niskoemisyjnego transportu zbiorowego, *car-sharingu*, rekuperacji energii z pojazdów elektrycznych zasilanych z sieci trakcyjnej (m.in. kolejowych, tramwajowych, metra) czy propagowanie aktywnych form przemieszczania np. rowerem lub pieszo. W celu zwiększenia roli **transportu publicznego** w redukcji zjawiska „niskiej emisji”, określono poniższe cele **dla miast o ludności powyżej 100 tys. mieszkańców**:

- od 2025 r. – 100% nowej floty kupowanej na cele świadczenia usług komunikacji miejskiej będzie zeroemisyjna (autobusy elektryczne i na wodór);
- od 2030 r. – pełna zeroemisyjność floty komunikacji miejskiej.

ograniczenie ubóstwa energetycznego

¹¹¹ Choć działania w zakresie redukcji niskiej emisji zostały określone w *Polityce ekologicznej państwa 2030 – strategii rozwoju w obszarze środowiska i gospodarki wodnej*, ze względu na silne powiązanie ze zużyciem energii, dlatego konieczne jest odniesienie się do tego zagadnienia także w PEP2040.

¹¹² Transport w większym stopniu przyczynia się do niskiej emisji w miastach niż na terenach wiejskich, gdzie głównym powodem zanieczyszczeń jest ogrzewanie indywidualne.

¹¹³ Długoterminowa strategia renowacji krajowych zasobów budynków mieszkalnych i niemieskalnych wskazywać będzie dalsze polityki i działania stymulujące renowację budynków.







¹¹⁴ Patrz: cel szczegółowy 7.




¹¹⁵ Patrz: cel szczegółowy 4C – *rozwój elektromobilności i paliw alternatywnych*.

W dużym stopniu do powstawania zjawiska niskiej emisji przyczyniają się gospodarstwa objęte **problemem ubóstwa energetycznego** ze względu na brak środków finansowych na przeprowadzenie inwestycji modernizacyjnych, spalanie odpadów, mulów i floto-koncentratów, zazwyczaj w budynkach o niskiej charakterystyce energetycznej. Szczególne warunki wsparcia w ramach opisanych wcześniej programów wspierających termomodernizację dla najuboższych są kluczowym środkiem walki z ubóstwem energetycznym, gdyż ponad 80% energii pierwotnej w gospodarstwach domowych przeznaczana jest na ogrzanie pomieszczeń i wody. W dalszej kolejności pomoc powinna obejmować wymianę źródeł ciepła, które uniemożliwią spalanie odpadów i niskiej jakości paliw stałych. Aktualnie problem ubóstwa energetycznego nie jest zdefiniowany ustawowo, co utrudnia określenie rozwiązań systemowych dla zaadresowania kompleksowego wsparcia odbiorców najbardziej potrzebujących. Dotychczas stosowany dodatek energetyczny wspiera tzw. *odbiorców wrażliwych*, jednakże ani on, ani funkcjonujące programy wsparcia nie stanowią wyczerpującej odpowiedzi na problem. Dlatego podjęte zostaną prace nad modyfikacją rozwiązań dedykowanych odbiorcom wrażliwym oraz nad zdefiniowaniem problemu ubóstwa energetycznego wraz z zaproponowaniem nowych, efektywnych i kompleksowych narzędzi do walki z problemem ubóstwa energetycznego, dążąc do obniżenia jego skali do **poziomu 6% gospodarstw domowych w 2030 r.**¹¹⁶



Poziom efektywności energetycznej jest związany z rozwojem gospodarczym danego regionu, na co wpływa zarówno zamożność mieszkańców, jak i kondycja lokalnych przedsiębiorstw. Wdrażane mechanizmy oddziałują na cały kraj, a szeroki wachlarz instrumentów ma na celu zapewnienie uzyskania oszczędności tym podmiotom, które mają trudności w ich samodzielnej realizacji. W ujęciu regionalnym bardzo istotną rolę pełnią Wojewódzkie Fundusze Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej ze względu na lokalny charakter dystrybucji środków.

 Działania	Termin	Odpowiedzialni
 8.1. Zapewnienie wsparcia i rozwój programów wsparcia finansowego (zidentyfikowanie oraz zaprogramowanie środków na wdrożenie programów wsparcia) przedsięwzięciom zwiększającym efektywność energetyczną gospodarki	2030	NFOŚiGW, MKiŚ, MFiPR, WFOŚiGW, MRPiT, MRiRW, inne
 8.2. Zapewnienie ram prawnych rozwoju efektywności energetycznej w zakresie m.in. produktów i charakterystyki energetycznej budynków	od 2020	MKiŚ, MRPiT
 8.3. Zapewnienie wzorcowej roli sektora publicznego na każdym poziomie terytorialnym (krajowym, regionalnym i lokalnym) w poprawie efektywności energetycznej	cała perspektywa PEP2040	sektor publiczny
 8.4. Zapewnienie sprawnego funkcjonowania systemu białych certyfikatów oraz ewentualnej kontynuacji po 2030 r.	2030 (możliwa kontynuacja)	MKiŚ, URE
 8.5. Promowanie poprawy efektywności energetycznej	cała perspektywa PEP2040	MKiŚ, NFOŚiGW, WFOŚiGW
 8.6. Wsparcie powszechnej termomodernizacji budynków mieszkalnych oraz poszukiwanie nowych rozwiązań ograniczenia zjawiska niskiej emisji	cała perspektywa PEP2040	NFOŚiGW, MKiŚ, MR, MFiPR, MRiRW, WFOŚiGW
 8.7. Poszukiwanie nowych, efektywnych sposobów walki z ubóstwem energetycznym	cała perspektywa PEP2040	MKiŚ

 – bezpieczeństwo energetyczne,  – konkurencyjność gospodarki,  – ograniczenie wpływu sektora na środowisko

¹¹⁶ Cel liczony zgodnie z metodyką „wysokie koszty, niskie dochody”.

4. Wdrażanie i monitorowanie PEP2040

Podmioty wdrażające

Za wdrażanie *Polityki energetycznej Polski do 2040 r.* odpowiedzialnych jest szereg podmiotów – organy administracji rządowej i samorządowej, instytucje rządowe, podmioty sektora paliwowo-energetycznego, jak również podmioty gospodarcze, realizujące ustawowe obowiązki oraz realizujące dobre praktyki w zakresie wykorzystania energii. Na liście tej znajdują się także gospodarstwa domowe, które aktywizują się na rynku energii, ale także powinny dbać o racjonalne wykorzystanie energii. Poniżej przedstawiono podmioty szczególnie zaangażowane w realizację polityki energetycznej państwa wraz z krótkim opisem ich ról.

Minister właściwy ds. energii, ds. klimatu i ds. środowiska pełni wiodącą i koordynującą rolę w tworzeniu i realizacji polityki energetycznej państwa, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne. Ponadto odpowiada za politykę surowcową, a w tym zakresie za koordynację rozpoznania, dokumentowania i zagospodarowania złóż surowców energetycznych. Ministrowi podlega Agencja Rezerw Materiałowych oraz sprawuje nadzór nad Prezesem Państwowej Agencji Atomistyki, Głównym Inspektorem Ochrony Środowiska, Instytutem Ochrony Środowiska – Państwowym Instytutem Badawczym, Państwowym Instytutem Geologicznym – Państwowym Instytutem Badawczym, Instytutem Ekologii Terenów Uprzemysłowionych, a także nad działalnością Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej oraz wojewódzkich funduszy ochrony środowiska i gospodarki wodnej.

Minister właściwy ds. aktywów państwowych sprawuje nadzór nad spółkami sektora energetycznego i wykonuje prawa majątkowe przysługujące Skarbowi Państwa w odniesieniu do tych spółek, podlega mu także Prezes Wyższego Urzędu Górniczego.

Minister właściwy ds. środowiska w ramach polityki energetycznej państwa prowadzi i odpowiada za politykę surowcową, a w tym zakresie za koordynację rozpoznania, dokumentowania i zagospodarowania złóż surowców energetycznych.

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki jest centralnym, niezależnym organem administracji rządowej wykonującym zadania z zakresu spraw regulacji gospodarki paliwami i energią (w szczególności taryfowanie i koncesjonowanie) oraz promowania konkurencji. Prezes URE reguluje działalność przedsiębiorstw energetycznych zmierzając do równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców. Do niego należy także prowadzenie szerokiego wachlarza rejestrów i wykazów, jak również przeprowadzanie aukcji na sprzedaż energii elektrycznej z OZE.

Pełnomocnik Rządu do spraw Odnawialnych Źródeł Energii koordynuje działania mające na celu rozwój wykorzystania OZE, rozwój elektromobilności i magazynowania energii, poprawę efektywności energetycznej.

Pełnomocnik Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej sprawuje nadzór właścicielski Skarbu Państwa nad operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego, operatorem systemu przesyłowego gazowego i PERN S.A.

Pełnomocnik Rządu ds. Polityki Surowcowej Państwa przygotowuje koncepcję kształtującą politykę surowcowa państwa, a także koordynuje i inicjuje działania w jej zakresie, w tym opracowuje nowe rozwiązania prawne i ekonomiczne.

Prezes Państwowej Agencji Atomistyki jest centralnym organem administracji rządowej właściwym w sprawach bezpieczeństwa jądowego i ochrony radiologicznej, a kluczowe znaczenie dla realizacji PEP2040 mają zadania PAA ma przygotowywanie projektów dokumentów dotyczących polityki państwa w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa jądowego i ochrony radiologicznej, uwzględniających PPEJ i zagrożenia wewnętrzne i zewnętrzne.

Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej i 16 Wojewódzkich Funduszy Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej to państwowe osoby prawne, których celem działania jest finansowanie ochrony środowiska i gospodarki wodnej. W zakresie realizacji polityki energetycznej państwa do NFOŚiGW/WFOŚiGW należy w szczególności finansowanie szeroko pojętych zielonych inwestycji.

Minister właściwy ds. gospodarki oraz właściwy ds. budownictwa, planowania i zagospodarowania przestrzennego oraz mieszkalnictwa podejmuje działania związane z aspektami energetycznymi budownictwa, w tym poprawą efektywności energetycznej budynków, a także współdziała w realizacji polityki energetycznej w zakresie problematyki planowania i zagospodarowania przestrzennego. Ponadto współdziała w szczególności w zakresie konkurencyjności podmiotów gospodarczych (w tym przedsiębiorstw energochłonnych) w kontekście wpływu obciążeń wynikających z zakupu energii, ponadto wspiera działania z zakresu wytwarzania energii na cele własne przez przedsiębiorstwa przemysłowe.

Minister właściwy ds. rozwoju regionalnego koordynuje opracowanie i realizację strategii rozwoju oraz współdziała w zakresie pozyskiwania środków rozwojowych z Unii Europejskiej na potrzeby sektora energetycznego.

Minister właściwy ds. rolnictwa i rozwoju wsi podejmuje w ramach polityki energetycznej państwa działania dotyczące elektryfikacji i gazyfikacji obszarów wiejskich, a także niektóre działania dotyczące energetycznego potencjału obszarów wiejskich, jak również szeroko pojętej problematyki biomasy, biogazu oraz biokomponentów i biopaliw.

Minister właściwy do spraw transportu odpowiada za realizację działań związanych z ruchem transportowym, z funkcjonowaniem oraz rozwojem infrastruktury transportu, w szczególności budowy, modernizacji, utrzymania i ochrony dróg publicznych, w tym autostrad, oraz kolei, lotnisk i portów lotniczych, a także komunikacji publicznej, co ma istotne znaczenie dla zużycia energii przez tak istotny sektor, a także ze względu na oddziaływanie transportu na jakość powietrza.

Minister właściwy ds. gospodarki morskiej i żeglugi śródlądowej odpowiada w szczególności za realizację działań związanych z rozwojem infrastruktury portowej i zagospodarowania obszarów morskich RP na cele energetyczne, a także współdziała w zakresie wykorzystania potencjału hydroenergetycznego; ponadto prowadzi działania dotyczące środowiskowych aspektów wykorzystania wód (wpływ na wykorzystanie wody przez energetykę).

Minister właściwy ds. zagranicznych zapewnia wsparcie dla realizacji działań ujętych w polityce energetycznej państwa w zakresie, w jakim dotyczą one stosunków Polski z innymi państwami i organizacjami międzynarodowymi oraz wiąże się z reprezentowaniem i ochroną interesów Polski za granicą.

Minister właściwy ds. finansów publicznych współdziała w realizacji polityki energetycznej w szczególności w zakresie działań związanych z określaniem zasad realizacji dochodów z podatków bezpośrednich, pośrednich oraz opłat od podmiotów działających w branży energetycznej. Współpracuje w zakresie pozyskiwania kredytów z międzynarodowych instytucji finansowych na realizację inwestycji publicznych i prywatnych w obszarze energii, w tym w zakresie efektywności energetycznej.

Minister właściwy ds. informatyzacji odpowiada za jak najlepsze wykorzystanie i wzmocnienie kluczowych zdolności cyfrowych niezbędnych z punktu widzenia cyberbezpieczeństwa w sektorze paliwowo-energetycznym oraz ukierunkowanych na wdrażanie i rozwijanie innowacyjnych technologii cyfrowych w sektorze, zwłaszcza w inteligentnych sieciach.

Minister właściwy ds. nauki i szkolnictwa wyższego podejmuje działania mające na celu rozwój do potrzeb rynku system nauki i szkolnictwa wyższego

Minister właściwy ds. oświaty i wychowania podejmuje działania mające na celu zapewnienie koordynacji Zintegrowanego Rejestru Kwalifikacji, co służy jednolitości kwalifikacji dla zawodów sektora energetycznego, które znajdują się w Zintegrowanym Systemie Kwalifikacji.

Rządowe Centrum Bezpieczeństwa w szczególności zapewnia obieg informacji między krajowymi i zagranicznymi organami i strukturami zarządzania kryzysowego oraz monitoruje realizację działań wykonawczych sektora energetycznego wynikających z ustawy o zarządzaniu kryzysowym i z Narodowego Programu Ochrony Infrastruktury Krytycznej.

Operatorzy systemów przesyłowych oraz **operatorzy systemów dystrybucyjnych** elektroenergetycznych, gazowych i ropy naftowej w ramach realizacji polityki energetycznej państwa prowadzą w szczególności takie działania jak opracowywanie planów rozwoju sieci, a także odtworzenie i wzmocnienie istniejących oraz budowa nowych połączeń międzysystemowych, w szczególności umożliwiających wymianę transgraniczną z krajami sąsiednimi.

Operator systemu magazynowania w ramach realizacji polityki energetycznej państwa prowadzi w szczególności takie działania jak zapewnienie eksploatacji, konserwacji, remontów i rozbudowy instalacji magazynowych i urządzeń, w sposób gwarantujący bezpieczeństwo i niezawodność ich funkcjonowania, a także dysponowanie mocą instalacji magazynowych.

Jednostki samorządu terytorialnego (gminy, powiaty, województwa) odpowiadają za realizację polityki energetycznej państwa w ujęciu lokalnym, w tym prowadzą działania związane z planowaniem energetycznym na poziomie lokalnym, angażują się w lokalną gospodarkę niskoemisyjną oraz wsparcie podmiotów w zakresie doradztwa energetycznego.

Instytuty naukowo-badawcze i uczelnie wyższe prowadzą prace badawczo-rozwojowe w zakresie innowacyjnych rozwiązań oraz prowadzą działania mające na celu ich wdrożenie rynkowe, uwzględniając dostosowanie prac naukowych do potrzeb rynku. Ponadto prowadzą prace polegające na inicjowaniu, koordynowaniu i wykonywaniu zadań zmierzających do rozpoznania budowy geologicznej kraju.

Podmioty sektora – spółki energetyczne, spółki węglowe, spółki naftowe, spółki gazowe, spółki rafinerijne, spółki obrotu energią, spółki realizujące Narodowy Cel Wskaźnikowy – wykonują określone działania z zakresu polityki energetycznej państwa, w szczególności w obszarze prowadzenia inwestycji początkowych.

Przedsiębiorstwa i gospodarstwa domowe są głównymi interesariuszami polityki energetycznej państwa, której realizacja ma im zapewnić stabilny dostęp do energii po akceptowalnych cenach. W ostatnich latach stają się także coraz aktywniejsi w roli dotychczas niedostępnej – tj. wytwórcą energii, czy świadczący usługi zarządzania popytem.

Aktualizacja polityki i system monitorowania

Zgodnie z przepisami prawnymi ujętymi w ustawie – Prawo energetyczne *Polityka energetyczna Polski do 2040 roku* będzie cyklicznie aktualizowana. Z uwagi na ścisłe powiązanie z *Krajowym planem na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030*, najbliższa aktualizacja PEP zostanie przeprowadzona w synergii z pracami nad aktualizacją *Krajowego planu* w 2023 r.

Realizacja *Polityki energetycznej Polski do 2040 roku* będzie monitorowana na poziomie celu głównego oraz wskaźników opisanych w rozdziale 7 i 8, jak również na poziomie celów szczegółowych i projektów strategicznych. Sprawozdanie z realizacji projektów strategicznych PEP2040 będzie elementem corocznego Sprawozdania z realizacji *Strategii na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju* (Załącznik 2.: Stan realizacji nowych projektów strategicznych zawartych w poszczególnych strategiach rozwoju).

Zawarte w PEP2040 projekty strategiczne podlegać będą bieżącemu monitoringowi operacyjnemu prowadzonemu przez Rządowe Biuro Monitorowania Projektów w Kancelarii Prezesa Rady Ministrów oraz cyklicznemu monitoringowi operacyjnemu prowadzonemu przez Ministerstwo Funduszy i Polityki Regionalnej¹¹⁷.

5. Wymiar terytorialny

Polityka energetyczna Polski do 2040 r. poprzez wyznaczenie długoterminowych kierunków krajowej transformacji oraz rozwoju sektora paliwowo-energetycznego będzie oddziaływać na decyzje podejmowane na szczeblu regionalnym, w tym na procesy inwestycyjne, funkcjonowanie i rozwój przemysłu, rynek pracy, kondycję ekonomiczno-społeczną regionów. Decyzje te będą miały również implikacje w kontekście planowania i programowania na poziomie lokalnym, ze względu na konieczność zachowania synergii pomiędzy strategiami krajowymi i terytorialnymi, stymulując ukierunkowany rozwój gospodarczy.

Kluczową kwestią, która pozwoli na efektywne wdrażanie *Polityki energetycznej Polski do 2040 r.* na poziomie regionalnym będzie zmiana obowiązującego systemu planowania pokrycia zapotrzebowania na paliwa i energię w gminach. Aktualnie zaangażowanie jednostek samorządu terytorialnego w wykonanie takich planów w skali kraju jest niskie, co może ograniczać rozwój gospodarczy i społeczny danego regionu. Takie plany pozwalają na zidentyfikowanie potrzeb i potencjałów, a następnie stanowią podstawę podejmowania inicjatyw budowy lub rozbudowy sieci ciepłowniczej, dystrybucji energii elektrycznej, czy dostępu do gazu ziemnego. Rozwój sieci ciepłowniczej ma szczególne znaczenie dla ograniczania niskiej emisji oraz zapobiegania powstawaniu nowych źródeł emisji w wyniku rozbudowy infrastruktury mieszkaniowej. Rozwój sieci dystrybucyjnej energii elektrycznej i gazowej także ma znaczenie dla ograniczenia emisji z sektora bytowo-komunalnego, jak również stanowi bodziec do rozwoju działalności gospodarczej. Obszary, które posiadają takie uzbrojenie są znacznie atrakcyjniejsze dla inwestorów niż te, do których konieczne jest doprowadzenie sieci.

Ogromne znaczenie będzie mieć także aktywność jednostek samorządu terytorialnego na każdym poziomie w kreowaniu działań ukierunkowanych na gospodarkę niskoemisyjną oraz aktywizację mieszkańców. W zależności od opracowanych programów wsparcia, JST mogą być zaangażowane w wydatkowanie środków na te cele.

Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii są obowiązane zapewnić realizację i finansowanie budowy i rozbudowy sieci, w tym na potrzeby przyłączenia podmiotów ubiegających się o przyłączenie, na warunkach określonych w ustawie – *Prawo energetyczne* oraz w dokumentach planowania energetycznego, o których mowa powyżej. Inwestycje określane w planach rozwoju sieci elektroenergetycznych i gazowych mają na celu modernizację tych linii, których stan techniczny ma największy wpływ na zakłócenia pracy sieci, ale także dla odpowiadania na potrzeby rozwoju gospodarczego. Należy jednak podkreślić, że rozwój sieci dystrybucyjnych gazowych jest zależny od odległości od infrastruktury przesyłowej, jak również od skali zidentyfikowanego zapotrzebowania. Rozwój sieci elektroenergetycznej, podobnie jak gazowej musi mieć uzasadnienie ekonomiczne oraz być skorelowanym z planami rozwoju gospodarczego danych regionów, a także rozwojem infrastruktury dla pojazdów elektrycznych.

Wskazane wyżej działania będą miały pozytywny wpływ na aktywizację **obszarów zagrożonych trwałą marginalizacją**¹¹⁸ **wskazanych w SOR**. Biorąc pod uwagę rozkład tych obszarów, aktualny stan sieci oraz plany działań inwestycyjnych,

¹¹⁷ Monitoring projektów realizowany jest przy pomocy narzędzia informatycznego MonAliZa. System zapewnia jednolitość monitorowania obowiązującego projektu wszystkich zintegrowanych strategii, z uwzględnieniem specyfiki organizacji, zakres projektu oraz dobrych praktyk i rekomendowanych standardów. Wyznaczeni liderzy projektów przekazują dane niezbędne do zasilania systemu MonAliZa, a także za jego pośrednictwem wskazują m.in. ryzyka i osiągnięte rezultaty.

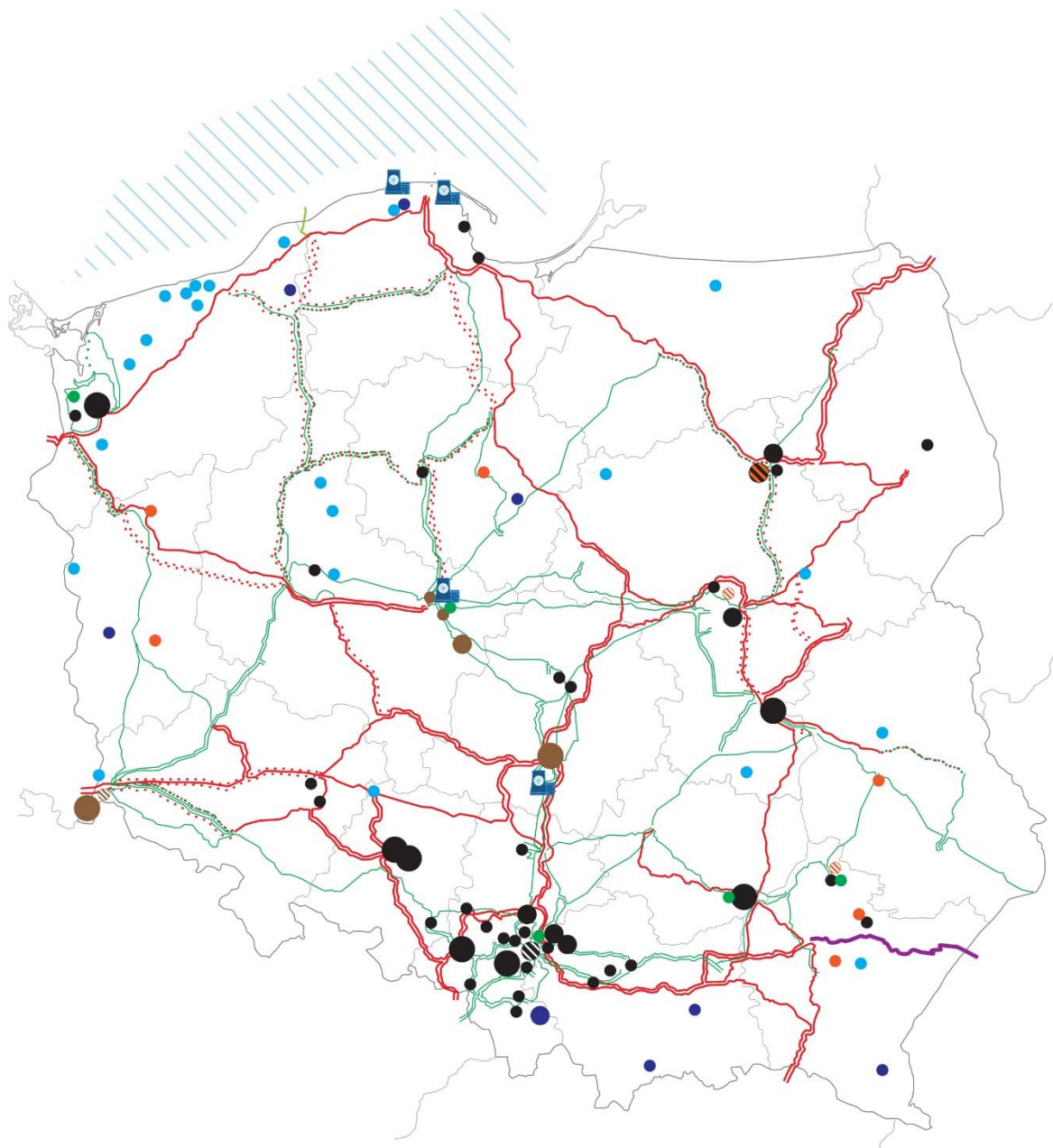
rozwój sieci gazowej wpłynie szczególnie na takie obszary zlokalizowane w Polsce północno-wschodniej, zaś rozwój sieci elektroenergetycznej na takie obszary w Polsce północno-zachodniej. Sieć elektroenergetyczna rozwija się równomiernie w kraju, choć Polska Wschodnia ze względu na rozwój gospodarczy i rozwój fotowoltaiki będzie szczególnie istotnie odczuwać te inwestycje, podobnie jak północna część Polski, gdzie rozwijają się będą intensywniej elektrownie wiatrowe.

W ujęciu terytorialnym na szczególną uwagę zasługują regiony, gdzie zakończenie eksploatacji jednostki wytwórczej energii lub zakończenie pracy kopalni wiąże się z koniecznością przeformułowania rynku pracy lub znaczenia gospodarczego – Śląsk, Dolny Śląsk, Wielkopolska, Małopolska, województwo łódzkie i lubelskie. Część rynku pracy ulegnie przekształceniu w sposób naturalny, ale niezbędne będzie wsparcie w przekwalifikowaniu pracowników, stymulacji inwestycji i generowaniu nowych miejsc pracy. W silnym stopniu wesprą to dedykowane środki unijne i krajowe¹¹⁹. Z różnych form wsparcia będą mogły skorzystać także inne regiony Polski, gdyż transformacja wymaga zaangażowania całego kraju – od samorządów, przez przedsiębiorców, po odbiorców indywidualnych. Wdrażanie transformacji to obok wyzwania, także szansa na wykorzystywanie krajowego i regionalnych potencjałów. Stymulowane będzie powstawanie nowych gałęzi przemysłu i miejsc pracy związanych z rozwojem energetyki obywatelskiej, opartej na odnawialnych źródłach energii, a także perspektywnych sektorach, takich jak energetyka jądrowa, elektromobilność, budownictwo, termomodernizacja, technologie gazów zdekarbonizowanych (w tym wodorowe), magazynowanie energii, automatyzacja i cyfryzacja. Szacuje się, że w ten sposób wygenerowanych zostanie ok. 300 tys. nowych miejsc pracy – to ponad trzykrotnie więcej niż aktualne zatrudnienie w górnictwie węgla kamiennego i brunatnego, które w 2018 r. wyniosło blisko 82 tys. Tylko rozwój morskiej energetyki wiatrowej może wygenerować ponad 60 tys. miejsc pracy, w uruchomienie których zaangażowane będą m.in. cementownie, huty i stocznie. To szansa dla setek polskich przedsiębiorców i dla zwiększania wartości dodanej w krajowej gospodarce.

Poniżej zamieszczono cztery mapy, które przedstawiają (1) stan i rozwój systemu elektroenergetycznego, (2) stan i rozwój systemu gazowego, (3) stan i rozwój infrastruktury ropy naftowej, paliw ciekłych i baz tankowania CNG/LNG, oraz (4) moce zainstalowane i produkcję energii elektrycznej z OZE w podziale wg województw. Mapy zostały opracowane wg stanu na koniec 2019 r., zaś w przypadku mapy (4) dane dotyczą 2018 r. Szczególną dynamiką cechuje się przede wszystkim baza tankowania CNG/LNG, którą na bieżąco można monitorować na stronie: <https://eipa.udt.gov.pl/>. Na tej stronie możliwe jest także dokładne zlokalizowanie baz ładowania pojazdów elektrycznych, których ze względu na dużą liczbę oraz dynamiczne przyrosty nie przedstawiono na mapie w tym dokumencie. Mapy (1)–(3) przedstawiają kluczowe, flagowe inwestycje, możliwe do zlokalizowania. W przypadku OZE jego rozwój nie jest odgórnie ukierunkowany na poszczególne typy w poszczególnych lokalizacjach/województwach. To inwestor podejmuje decyzje w ramach obowiązującego prawa jaki typ inwestycji w jego ocenie jest ekonomicznie uzasadniony, biorąc pod uwagę np. lokalne warunki wietrzności, nasłonecznienia, ciepła ziemi, czy zasobów biomasy. PEP2040 nie wskazuje w jakich obszarach silniej powinien rozwinąć się dany typ energetyki odnawialnej (poza energetyką wiatrową morską), gdyż nie jest to uzasadnione z punktu widzenia rozwoju energetyki rozproszonej na terenie całego kraju.

¹¹⁸ Patrz Rys. 12. Obszary zagrożone trwałą marginalizacją, *Strategia na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju...*, s. 179, 2017.

¹¹⁹ Patrz 1. Wprowadzenie.



MAPA STANU I ROZWOJU SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO POLSKI

Elektrownie i elektrociepłownie pow. 50 MW	Moc (MW) zainstalowana	Sieci przesyłowe
● węgiel kamienny	○ do 500 MW	— linie przesyłowe 750 kV
● węgiel brunatny	○ do 1000 MW	— linie przesyłowe 450 kV (kabel podmorski)
● gazowe	○ powyżej 1000 MW	— linie przesyłowe 400 kV
● biomasowe	▨ w budowie	— linie przesyłowe 220 kV
● wodne	▨ strefa możliwych lokalizacji morskich elektrowni wiatrowych	⋯ planowane i w budowie linie przesyłowe
● wiatrowe		⋯ linie przesyłowe 400 kV czasowo pracująca na 220 kV
■ potencjalne lokalizacje elektrowni jądrowych		

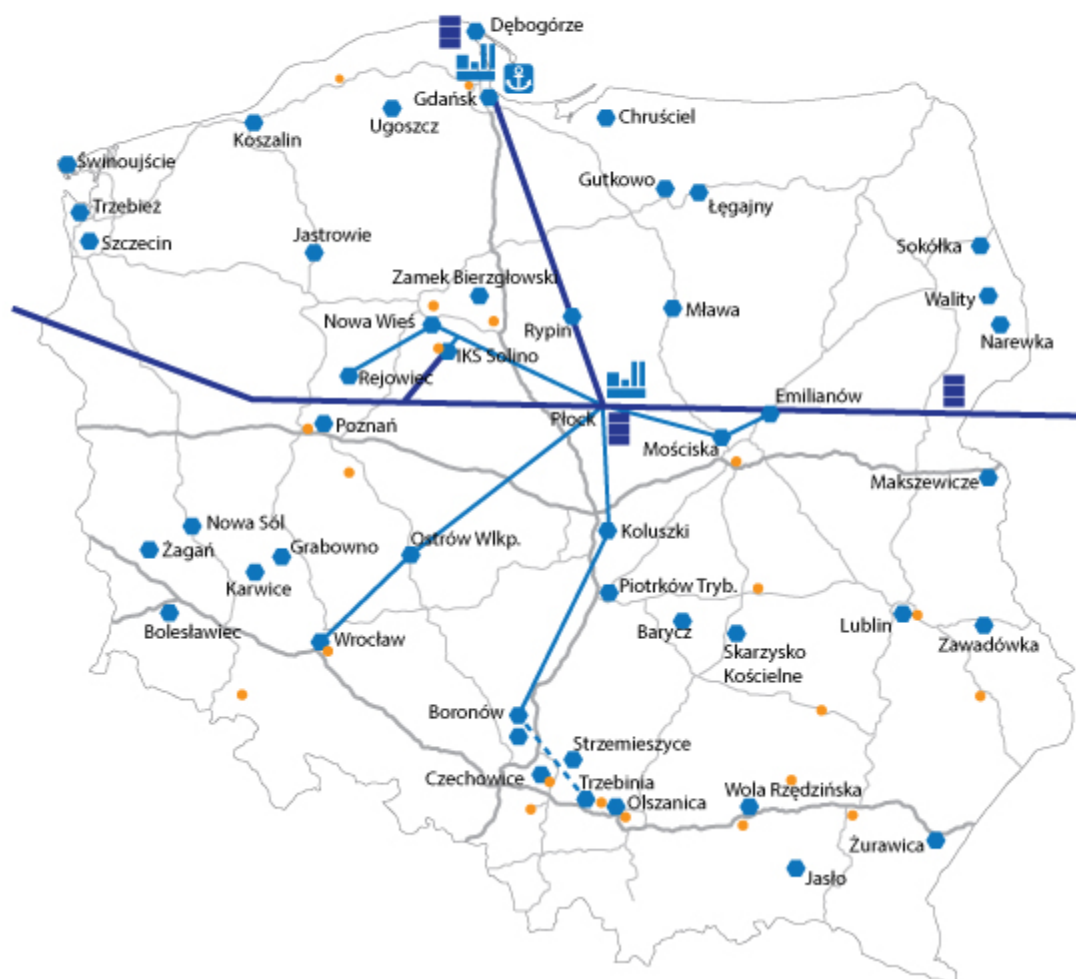
Źródło: opracowanie własne Ministerstwa Klimatu na podstawie danych Ministerstwa Klimatu i Środowiska oraz PSE S.A.



MAPA STANU I ROZWOJU SYSTEMU GAZOWEGO POLSKI

Infrastruktura punktowa	Infrastruktura liniowa
terminal LNG	gazociąg Jamał
planowany terminal LNG	gazociągi przesyłowe
podziemny magazyn gazu wysokometanowego	planowane i modernizowane gazociągi przesyłowe
planowany podziemny magazyn z rozważaną możliwością magazynowania wodoru	gazociągi dystrybucyjne

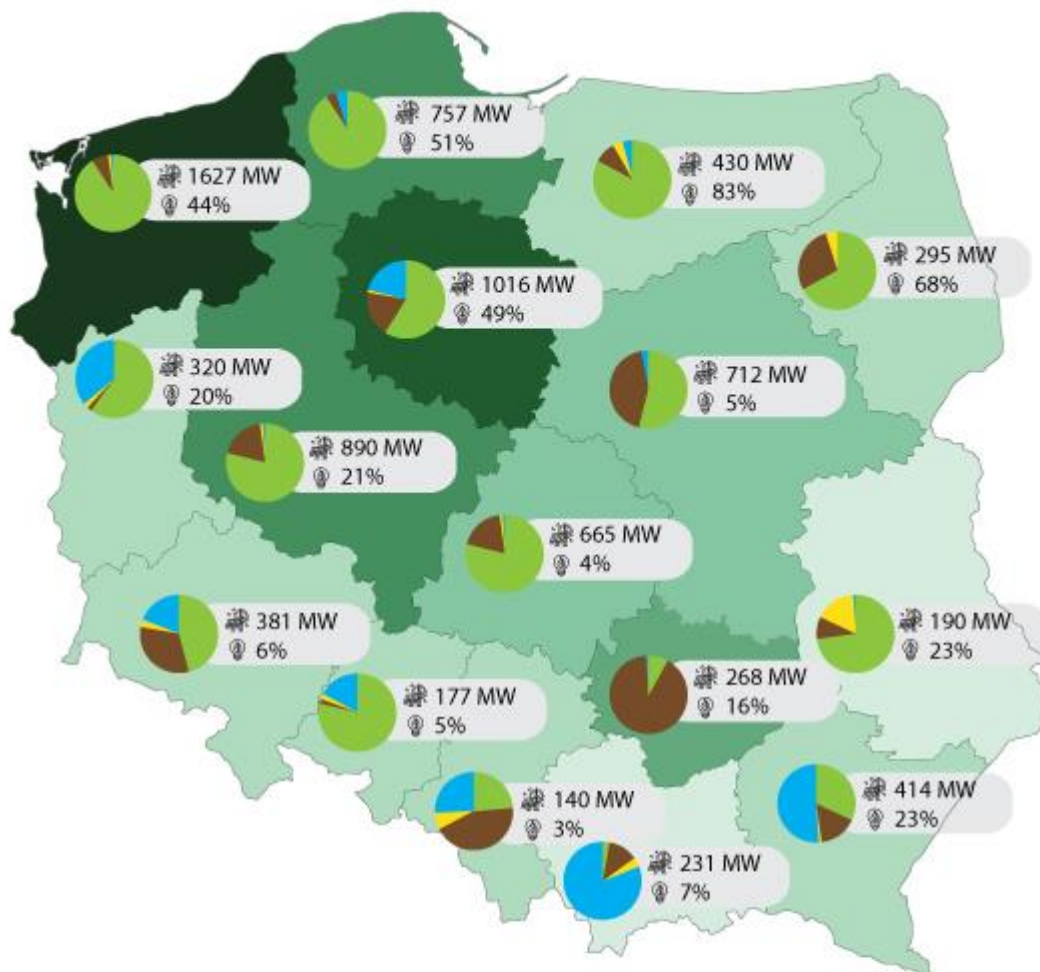
Źródło: opracowanie własne Ministerstwa Klimatu i Środowiska na podstawie danych własnych i Gaz-System S.A.



**MAPA STANU I ROZWOJU INFRASTRUKTURY ROPY NAFTOWEJ I PALIW CIEKŁYCH
ORAZ MAPA BAZY TANKOWANIA CNG/LNG W POLSCE**

Infrastruktura punktowa	Infrastruktura liniowa
● baza paliwowa	— rurociąg przesyłowy ropy naftowej
● punkt tankowania CNG/LNG	— rurociąg przesyłowy produktów naftowych
■ zbiornik ropy naftowej	⋯ planowany rurociąg przesyłowy produktów naftowych
■ rafineria	— autostrada
■ naftoport	— droga ekspresowa

Źródło: opracowanie własne Ministerstwa Klimatu i Środowiska na podstawie danych własnych



MAPA MOCY ZAINSTALOWANEJ I ENERGII ELEKTRYCZNEJ WYTWORZONEJ Z ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ

Produkcja energii elektrycznej z OZE [GWh]	Rodzaj źródeł OZE w strukturze mocy	Moc i udział OZE w produkcji energii elektrycznej
do 500	<ul style="list-style-type: none"> ● źródła wodne ● źródła biomasowe i biogazowe ● źródła słoneczne ● źródła wiatrowe 	<ul style="list-style-type: none"> moc zainstalowana w instalacjach OZE udział OZE w produkcji energii elektrycznej
do 1000		
do 1500		
do 2000		
do 2500		
do 3000		
do 3500		
do 4000		

Źródło: opracowanie własne Ministerstwa Klimatu i Środowiska na podstawie danych własnych

6. Ramy finansowe i źródła finansowania PEP2040

Zapisy *Strategii na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju* oraz obecne projekcje dotyczące struktury potencjalnych źródeł finansowania działań rozwojowych przewidzianych w SOR wskazują, że **po 2020 r. ciężar finansowania inwestycji rozwojowych będzie przenoszony w większym stopniu na środki krajowe (zarówno publiczne, jak i prywatne)**. Znaczenie środków UE będzie relatywnie mniejsze, choć nadal istotne.

Zadania sektora publicznego, które dotychczas realizowane były w znacznym stopniu przy współfinansowaniu z UE, **będą w większym stopniu finansowane w oparciu o krajowe środki publiczne**. Środki te pochodzą będą z budżetu centralnego oraz z budżetów samorządowych, które nabiorą większego znaczenia w finansowaniu wysiłku rozwojowego. Powodem tego jest spodziewane zmniejszenie puli środków dla Polski w ramach polityki spójności i Wspólnej Polityki Rolnej w perspektywie finansowej 2021–2027.

Należy mieć na uwadze, że realizacja przedsięwzięć rozwojowych musi odbywać się **przy zachowaniu stabilności makroekonomicznej**, w tym w szczególności sektora finansów publicznych. Prowadzona polityka budżetowa musi uwzględniać ograniczenia związane z obowiązującymi regułami finansowymi oraz dążyć do stopniowego dochodzenia do średniookresowego celu budżetowego, którego realizacja umożliwi wejście na ścieżkę stabilnej równowagi długu publicznego. Wskazuje to na konieczność efektywnego stymulowania **inwestycji sektora prywatnego** (ze środków krajowych i zagranicznych) oraz dalszego **podnoszenia efektywności wydatków rozwojowych sektora publicznego**. Wykorzystanie środków UE należy skoncentrować na projektach o najwyższej wartości dodanej i pozytywnych efektach zewnętrznych. Oceniając warunki prowadzenia polityki gospodarczej (w tym przede wszystkim polityki inwestycyjnej) w nadchodzących latach działania związane z wdrażaniem SOR będą prowadzić do **mobilizowania kapitału prywatnego** (krajowego i zagranicznego), co wpłynie na zwiększenie jego aktywności inwestycyjnej. Ze względu na potrzebę zapewnienia stabilności finansów publicznych to właśnie **kapitał prywatny będzie odgrywał kluczową rolę w osiągnięciu planowanej stopy inwestycji w gospodarce**. Jest to szczególnie istotne w kontekście odbudowy i wzmocnienia odporności gospodarki po pandemii COVID.

Z drugiej strony należy również pamiętać, że to właśnie działania realizowane przez **sektor publiczny** (zarówno **inwestycyjne, jak i regulacyjne**) sprzyjają poprawie „warunków brzegowych” determinujących ekonomiczną racjonalność i rentowność działalności podmiotów sektora prywatnego. Przyczyniają się one bowiem do kreowania atrakcyjnych warunków sprzyjających prowadzeniu działalności gospodarczej oraz podnoszeniu jej wydajności (m.in. poprzez **rozbudowę niezbędnej dla działalności podmiotów gospodarczych infrastruktury oraz tworzenie efektywnie wspierających wzrost gospodarczy ram instytucjonalnych**).

Dynamiczny rozwój sektora prywatnego przekłada się na wzrost jego przychodów i zysków przy równoczesnym wzroście wynagrodzeń czynnika pracy (możliwym dzięki rosnącej wydajności) będzie z kolei prowadzić do **poszerzenia wpływów do budżetu**. Przyczyni się to tym samym do **wzrostu dochodów sektora instytucji rządowych i samorządowych, zapewniając możliwość finansowania zadań wynikających z funkcji państwa**.

Zakłada się, że dzięki przedstawionym powyżej kierunkom zmian struktury środków rozwojowych wydatkowanych na realizację celów strategii, udział tych środków w PKB będzie odpowiednio wysoki dla zapewnienia efektywnej realizacji strategicznych zadań. Sprzyjać temu powinna kondycja makroekonomiczna gospodarki polskiej w najbliższych kilkunastu latach. Prognozy zarówno instytucji krajowych, jak i renomowanych ośrodków międzynarodowych, wskazują na możliwość **utrzymania się stosunkowo wysokiego tempa wzrostu gospodarczego** (choć niższego zarówno od odnotowanego w latach 2017–2018, jak i prognozowanego na lata 2019–2024). Zgodnie z długookresowymi prognozami Ministerstwa Finansów¹²⁰ w latach 2025–2030 tempo wzrostu gospodarczego w ujęciu realnym będzie wahać się od 3% w 2025 r. do 2,7% w 2030 r., co przełoży się na średnie roczne tempo wzrostu w tym okresie rzędu 2,8%. **Wraz ze wzrostem gospodarczym wzrastać będą dochody sektora finansów publicznych, co powinno umożliwić finansowanie działań rozwojowych w zakresie ich planowanej realizacji ze środków publicznych**.

Na uwagę zasługują także prowadzone na forum UE prace nad **taksonomią, czyli jednolitym unijnym system klasyfikacji, który ma za zadanie zaangażować kapitał prywatny w finansowanie niskoemisyjnej transformacji**. Wprowadzone zostaną zharmonizowane kryteria pozwalające ustalić, czy dana działalność gospodarcza jest zrównoważona pod względem środowiskowym. Taksonomia będzie miała zastosowanie do produktów finansowych uwzględniających w swojej strategii inwestycyjnej kryteria zrównoważoności. Prawdopodobnie koszt finansowania kapitałem prywatnym działalności, która nie będzie postrzegana jako zrównoważona będzie wyższy niż w przypadku działalności ekonomicznej

¹²⁰ Wytyczne dotyczące stosowania jednolitych wskaźników makroekonomicznych będących podstawą oszacowywania skutków finansowych projektowanych ustaw.

postrzeganej jako zrównoważona – co oznacza, że będzie ona trudniejsza do sfinansowania za pomocą komercyjnych środków dłużnych.

Ramy finansowe PEP2040 bazują na częściach i działach budżetu państwa, wydatkach jednostek sektora instytucji rządowych i samorządowych, budżecie środków europejskich i innych zagranicznych. Istotna część wydatków będzie pokryta przez środki spółek sektora paliwowo-energetycznego, inne środki prywatne, czy finansowanie dłużne. Do puli źródeł należy zaliczyć także systemy wsparcia, które w sposób pośredni pokrywają odbiorcy energii.

W kolejnej tabeli zestawiono źródła finansowania, które będą przyczyniać się do realizacji PEP, jednakże nie **wyczerpują one katalogu źródeł finansowania**. Horyzont wydatkowania tych środków jest krótszy niż perspektywa PEP2040, ale jednocześnie powstają nowe instrumenty, które będzie można wykorzystać w celu wdrażania polityki. Kierunki i zadania PEP2040 stanowić powinny także jeden z wyznaczników montażu finansowego nowych programów, funduszy oraz rezerwowania środków na realizację. Należy także zauważyć, że w wielu przypadkach PEP2040 wskazuje problemy, dla których rozwiązania nie są znane lub ich szczegóły nie są skonkretyzowane, a źródła finansowania będą elementem tych rozwiązań. Oszacowano, że zaprojektowana w PEP2040 **transformacja energetyczna Polski**, prowadzona w sposób akceptowalny społecznie, przy jednoczesnym zagwarantowaniu bezpieczeństwa energetycznego, utrzymaniu konkurencyjności gospodarki oraz ograniczeniu oddziaływania na środowisko wymagać będzie ogromnych nakładów inwestycyjnych, których skala może osiągnąć w latach 2021–2040 ok. **1 600 mld PLN**. W całym sektorze paliwowo-energetycznym mogą wynieść one ok. **867–890 mld zł**, zaś w sektorach pozaenergetycznych (przemysł, gospodarstwa domowe, usługi, transport i rolnictwo) kwota może sięgnąć ok. **745 mld PLN**.

Ramy finansowe PEP2040 określone w budżecie państwa w planowaniu wieloletnim

W zakresie prognoz ramy finansowe Strategii stanowią jedynie szacunki przedstawiające możliwy rząd wielkości wydatków, jednak realizacja zadań Strategii w ramach krajowych środków budżetowych odbywać się będzie w ramach limitów środków dla poszczególnych dysponentów, ustalanych w trakcie prac nad projektem ustawy budżetowej na dany rok bez konieczności ich zwiększania z budżetu państwa”.

W związku z wystąpieniem w 2020 r. pandemii COVID-19 wprowadzono szczególne i nadzwyczajne rozwiązania niwelujące negatywny wpływ pandemii na gospodarkę. Ww. działania mają istotny wpływ na kształt i stan budżetu państwa w 2020 r., przy czym prawdopodobne są implikacje w latach kolejnych. Ze względu na trwającą pandemię nie jest możliwe pełne oszacowanie jej skutków. Wobec powyższego, dane zawarte w tabeli poniżej, w szczególności na lata 2021–2025, należy uznać jako szacunkową, niewiążącą prognozę.

(mln PLN)	2016	2017	2018-2020	2021-2025
WYDATKI ROZWOJOWE BUDŻETU PAŃSTWA ZGODNIE Z DEFINICJĄ KLASYFIKACJI WYDATKÓW ROZWOJOWYCH – KWR (skonsolidowane, z wyjątkiem dotacji dla jst)				
47. Energia	17,96	16,86	52,24	87,06
48. Gospodarka złożami kopalin	1 068,91	3 013,47	6 123,57	10 205,95
Razem	1 086,87	3 030,34	6 175,81	10 293,02
WYDATKI WSPIERAJĄCE ROZWÓJ, NIEOBJĘTE KWR				
47. Energia	51,45	56,91	162,55	270,91
48. Gospodarka złożami kopalin	20,95	27,19	72,21	120,35
Razem	72,40	84,11	234,76	391,26
WYDATKI POZOSTAŁYCH JEDNOSTEK SEKTORA INSTYTUCJI RZĄDOWYCH I SAMORZĄDOWYCH (w przypadku braku danych o ostatecznych wydatkach jest to kwota dotacji z BP dla jednostki)				
Fundusz Transportu Niskoemisyjnego (od 10.2020 środki w ramach NFOŚiGW)	0,00	0,00	857,30	4 029,20
Inne jednostki sektora instytucji rządowych i samorządowych	13,59	152,92	249,77	416,28
Razem	13,59	152,92	1 107,07	4 445,48
WYDATKI W RAMACH POLITYKI SPÓJNOŚCI I WSPÓLFINANSOWANIE				
Energia	799,40	2 474,56	12 702,99	11 262,44
B+R i przedsiębiorczość	217,66	145,56	1 409,28	1 249,47
Razem	1 017,06	2 620,12	14 112,27	12 511,91
WYDATKI W RAMACH INNYCH INSTRUMENTÓW I FUNDUSZY ZAGRANICZNYCH				
CEF	10,80	5,20	24,00	40,00
Norweski Mechanizm Finansowy, Mechanizm Finansowy EOG	137,48	207,46	517,41	862,35
Razem	148,28	212,66	541,41	902,35
SUMA KOŃCOWA	2 338,20	6 100,15	22 171,32	28 544,02

Zestawienie możliwych źródeł finansowania PEP2040 – środki krajowe i pozakrajowe¹²¹

nazwa / rodzaj	obszar finansowania	wielkość środków	horyzont	dodatkowe informacje
Systemy wsparcia OZE: a) „zielone certyfikaty oraz „błękitne certyfikaty” – numer środka pomocowego: SA.37345 (2015/NN), b) aukcje na zakup energii dla energii elektrycznej wytworzonej z OZE – numer środka pomocowego: SA.43697 (2015/N), c) taryfy FiT i FiP – numer środka pomocowego: SA.51852 (2018/X)	rozwój odnawialnych źródeł energii	a) 450 mln PLN (rocznie) b) 40 000 mln PLN c) 622,2 mln PLN	2040*	Wielkość środków na „zielone certyfikaty” ma charakter szacunkowy (nie jest również kwotą maksymalną), biorąc pod uwagę okoliczność, że cena świadectw pochodzenia jest ustalana na rynku. *Systemy wsparcia zostały przyjęte na okres, odpowiednio: a) do 30.06.2016 r., b) do 30.06.2021 r. (możliwość organizowania aukcji), c) do 30.06.2021 r., Zgodnie z decyzją KE dot. notyfikacji systemu wsparcia dla OZE, mechanizm aukcyjny nie powinien przekroczyć wskazanej kwoty w perspektywie 2040 r.
System wsparcia – rynek mocy – numer środka pomocowego: SA.46100 (2017/N)	zapewnienie impulsu inwestycyjnego dla stabilnych i pewnych dostaw energii	ok. 4 000 mln PLN (rocznie)	2020–2042	Koszty mechanizmu będą zawarte w rachunkach za energię elektryczną. Obowiązuje od III kw.2020 r. System został zatwierdzony przez KE na okres 10 lat licząc od daty pierwszej aukcji, jednakże same wypłaty pomocy przyznanej w ramach tego systemu będą dokonywane również po tym okresie.
System wsparcia wysokosprawnej kogeneracji – numer środka pomocowego SA.51192 (2019/N)	rozwój wysokosprawnej kogeneracji	36 300 mln PLN	2019–2048	Koszty mechanizmu będą zawarte w rachunkach za energię elektryczną. System wsparcia został zatwierdzony przez KE na okres 10 lat, jednakże same wypłaty pomocy przyznanej w ramach tego systemu będą dokonywane również po tym okresie. Wsparcie będzie przysługiwało tylko jednostkom, dla których emisja/emisyjność dwutlenku węgla będzie spełniała określone w ustawie poziomy.
Program pomocowy SA.52832 (2019/N) – Polska – Zmiana pomocy	pomoc na pokrycie kosztów nadzwyczajnych oraz do 2016 r. na	12 991,97 mln PLN, w tym 320,33 mln na	2015–2023	Pomoc udzielana jest w formie: dotacji; zwolnień z obowiązkowych opłat i kar, zwolnień z wpłat wobec

¹²¹ Niniejsza lista nie jest wyczerpanym katalogiem źródeł finansowania PEP2040, opracowana zgodnie z informacjami dostępnymi na koniec II kw. 2020 r.

W przypadku „-” kwota lub horyzont trudny do określenia.

nazwa / rodzaj	obszar finansowania	wielkość środków	horyzont	dodatkowe informacje
państwa dla polskiego sektora węglowego w latach 2015–2023	zamykanie jednostek produkcyjnych węgla	zamknięcie jednostek produkcyjnych		PFRON oraz opłat i kar wobec NFOŚiGW i PGWWP; zwolnień z podatku od czynności cywilnoprawnej (PCC); zwolnień z podatku dochodowego od osób prawnych (CIT); zwolnień z wpłat z zysku; zwolnień z obowiązku uzyskiwania koncesji na wydobywanie metanu. -
Środki NFOŚiGW, m.in.: a) <i>Energia Plus</i> b) <i>Ciepłownictwo Powiatowe – pilotaż</i> c) <i>Agroenergia</i> d) <i>Polska Geotermia Plus</i> e) <i>Mój Prąd</i> f) <i>Współfinansowanie projektów finansowanych w I osi POIiŚ 2014–2020</i> g) <i>Program „Czyste Powietrze”</i> h) <i>Środki z zobowiązania wieloletniego NFOŚiGW na rozwój transportu niskoemisyjnego*</i>	działania poprawiające efektywność energetyczną, niskoemisyjne źródła energii, w tym odnawialne źródła energii oraz wysokosprawna kogeneracja ciepłownictwo systemowe edukacja ekologiczna inne zielone inwestycje poprawa jakości powietrza transport niskoemisyjny, w tym rozwój elektromobilności oraz transportu opartego na paliwach alternatywnych	a) 4 000 mln PLN b) 500 mln PLN c) 200 mln PLN d) 600 mln PLN e) 1 000 mln PLN f) 2 000 mln PLN g) 103 000 mln PLN h) 6 700 mln PLN	2019–2025/2027*	Szczegóły dotyczące źródeł zasilania NFOŚiGW oraz oferty dostępne na: http://www.nfosigw.gov.pl/o-nfosigw/ oraz http://nfosigw.gov.pl/oferta-finansowania/ e) Program Mój Prąd zasilany jest z rachunku klimatycznego, środki pochodzą z ETS a NFOŚiGW działa jako Krajowy operator systemu zielonych inwestycji. h) Program „Czyste Powietrze” obejmuje dotacje (w tym udzielane w ramach programu Stop Smog), pożyczki dla gmin oraz termomodernizacyjną ulgę podatkową – 63,3 mld PLN. Kredyty udzielane przez banki: 40 mld PLN. h) Środki na ten cel mogą być przeznaczone m.in. zakup floty, infrastrukturę ładowania, transport publiczny, działania promocyjne i edukacyjne. Środki pochodzą z dotacji celowych z budżetu państwa, środki przekazywane przez OSP, wpływy z tytułu opłaty zastępczej i opłaty emisyjnej.
Fundusz Termomodernizacji i Remontów	przedsięwzięcia termomodernizacyjne	–	od 1999	Fundusz zasilany z budżetu państwa. W latach 1999-2018 przekazano na Fundusz 2 575 mln PLN, dalsze kwoty trudne do określenia. https://www.bgk.pl/samorzady/fundusze-i-programy/fundusz-termomodernizacji-i-remontow/
System wsparcia „białe certyfikaty”	poprawa efektywności energetycznej przedsiębiorstw	–	2030	Możliwe przedłużenie horyzontu
Środki NCBiR, projekty badawcze	badania i rozwój, wczesne wdrożenia innowacyjnych rozwiązań	–	–	Środki krajowe, środki UE i inne środki dostępne w ramach programów międzynarodowych

nazwa / rodzaj	obszar finansowania	wielkość środków	horyzont	dodatkowe informacje
Fundusze europejskie – programy operacyjne w perspektywie finansowej 2014–2020	a) OZE b) efektywność energetyczna w budynkach c) efektywność energetyczna w przedsiębiorstwach d) sieci ciepłownicze e) wysokosprawna kogeneracja f) infrastruktura elektroenergetyczna g) infrastruktura gazowa	a) 1 217 mln EUR b) 2 240 mln EUR c) 227 mln EUR d) 408 mln EUR e) 367 mln EUR f) 700 mln EUR g) 620 mln EUR	2014–2020	Środki w trakcie wydatkowania, realizacja projektów służących realizacji PEP2040 nawet do 2023 r. http://www.funduszeuropejskie.gov.pl/
Fundusze europejskie – programy operacyjne w perspektywie finansowej 2021–2027	a) OZE b) efektywność energetyczna w budynkach c) efektywność energetyczna w przedsiębiorstwach d) sieci ciepłownicze e) wysokosprawna kogeneracja f) infrastruktura elektroenergetyczna g) infrastruktura gazowa	Szacunkowo powyżej 6 000 mln EUR (przypuszczalnie ok. 3 000–4 000 mln EUR w programach krajowych i podobna alokacja w Regionalnych Programach Operacyjnych)	2021–2027	Środki na etapie montażu finansowego – nie są znane ani całkowite ramy funduszy, ani podział na poszczególne programy
Fundusze europejskie – Instrument “Łącząc Europę” (CEF – ang. <i>Connecting Europe Facility</i>)	budowa i modernizacja infrastruktury energetycznej, inteligentne sieci elektroenergetyczne, CCS (w tym projekty wspólnego zainteresowania – PCI, ang. <i>Project of Common Interest</i>)	40,00 mln PLN	2021–2025	
Fundusze europejskie – Fundusz Sprawiedliwej Transformacji w ramach „Zielonego Ładu dla Europy”	transformacja regionów górniczych	3 500 mln EUR	2021–2027	
Fundusz Modernizacyjny	modernizacja sektora energetycznego	ok. 2 000 – 4 800 mln EUR	2021–2030	Fundusz będzie finansowany z aukcji 2% wszystkich uprawnień do emisji w ramach systemu EU ETS. Wielkość środków zależna od cen uprawnień. Z Funduszu będą mogły skorzystać państwa UE, w których PKB <i>per capita</i> jest niższy od 60% średniej UE, w tym Polska. Projekty dotyczące wytwarzania

nazwa / rodzaj	obszar finansowania	wielkość środków	horyzont	dodatkowe informacje
				energii z wykorzystaniem paliw stałych będą wyłączone, z wyjątkiem ogrzewania sieciowego w Bułgarii i Rumunii.
InvestEU	niskoemisyjna infrastruktura, B+R, MŚP, budowanie kompetencji	Szacunkowo powyżej 6 000 – 7 000 mln EUR (trudna do oszacowania alokacja dla sektora energii)	2021–2027	W ramach dotychczas obowiązującego programu <i>Investment Plan for Europe</i> (Juncker Plan) dla inwestycji na terenie Polski przyznano ponad 3,7 mld EUR na realizację inwestycji o wartości prawie 18,6 mld EUR.
Europejski Instrument na Rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności	„zielona” transformacja gospodarki (w tym obszaru energii), transformacja cyfrowa	Szacunkowo ok. 21 900 mln EUR	2021–2031	Nowy program mający dać impuls inwestycyjny wz. zielonej transformacji gospodarczej i transformacji cyfrowej w okresie spowolnienia gospodarczego spowodowanego COVID-19.
Horizon Europe	badania i rozwój	–	2021–2027	Następca programu Horizon 2020
Program LIFE	ochrona środowiska i klimatu	ok. 5 000 mln EUR	2021–2027	Kontynuacja programu rozpoczętego w 1992 r.
Program wspierania reform strukturalnych	wsparcie instytucji krajowych (ministerstw, jednostek centralnych oraz samorządów) przy wprowadzaniu reform strukturalnych	222,8 mln EUR*	2014–2020	*Kwota to całkowity (dla wszystkich państw członkowskich UE) budżet instrumentu; realizacja projektów sprzyja wdrażaniu PEP2040
Norweski Mechanizm Finansowy, Mechanizm Finansowy EOG	wysokosprawna kogeneracja, modernizacja sieci i źródeł w systemach ciepłowniczych, poprawa efektywności energetycznej w szkołach, geotermia, mała energetyka wodna, projekty dot. produkcji peletu	111,289 mln EUR	2021–2024	Kwota obejmuje grant dostępny na wskazane działania oraz współfinansowanie krajowe.
Międzynarodowe Instytucje Finansowe, w tym Bank Światowy, EBI, EBOiR	w szczególności działania antysmogowe, poprawa efektywności energetycznej, energetyka odnawialna	–	–	Programy i mechanizmy powstają na bieżąco, jako odpowiedź na obserwowane potrzeby

7. Lista projektów strategicznych PEP i SOR

Strategia na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju – do roku 2020 (z perspektywą do 2030 r.) – SOR, przyjęta przez Radę Ministrów 14 lutego 2017 r., jest kluczowym dokumentem państwa polskiego w obszarze średnio- i długofalowej polityki gospodarczej. W *Strategii* wskazano obszary wpływające na osiągnięcie jej celów, a jednym z obszarów SOR jest „Energia”. W każdym z obszarów SOR wyróżniono kierunki interwencji, a następnie projekty strategiczne i działania uzupełniające. Zapisy zawarte w SOR w obszarze „Energia” zostały odzwierciedlone i uszczegółowione w *Polityce energetycznej Polski do 2040 r.*

Poniżej znajduje się lista projektów strategicznych wg obszarów interwencji. Przyjęte oznaczenia odnoszą się do kolejnego numeru obszaru interwencji, zaś numer w nawiasie jest numerem kolejnym w ramach obszaru interwencji. Posłużyło to do oznaczenia ich w PEP2040.

Obszar interwencji	Nazwa i oznaczenie projektu strategicznego SOR	Ulokowanie w PEP2040
1. Poprawa bezpieczeństwa energetycznego kraju	PS.1(1) Wdrożenie rynku mocy PS.1(2) Program polskiej energetyki jądrowej PS.1(3) Hub gazowy	cel szczegółowy 2 cel szczegółowy 5 cel szczegółowy 4
2. Poprawa efektywności energetycznej	PS.2(1) Program budowy inteligentnej sieci elektroenergetycznej w Polsce	cel szczegółowy 2
3. Rozwój techniki	PS.3(1) Program Rozwoju Elektromobilności PS.3(2) Rozwój i wykorzystanie potencjału geotermalnego w Polsce PS.3(3) Energetyka rozproszona PS.3(4) Wykorzystanie potencjału hydroenergetycznego PS.3(5) Innowacyjne metody poszukiwania i wydobycia węglowodorów (projekt zamknięty)	cel szczegółowy 4 cel szczegółowy 6 cel szczegółowy 6 cel szczegółowy 6 –
4. Restrukturyzacja sektora górnictwa węgla kamiennego	PS.4(1) Restrukturyzacja sektora górnictwa węgla kamiennego	cel szczegółowy 1

Poniżej znajdują się projekty strategiczne PEP2040, na które składają się projekty SOR oraz nowe projekty. Niektóre terminy realizacji zawarte w SOR zostały zaktualizowane

Cel szczegółowy	Oznaczenie i nazwa projektu strategicznego PEP2040	Oznaczenie projektu SOR	Termin realizacji	Odpowiedzialni
1. Optymalne wykorzystanie własnych zasobów energetycznych	PS.1. Transformacja regionów węglowych	rozwiniecie PS.4(1)	2021 – opracowanie planu; realizacja zgodnie z planem	MFiPR, MAP, MKiŚ,
2. Rozbudowa infrastruktury wytwórczej i sieciowej	PS.2A. Rynek mocy	PS.1(1)	2021 – wdrożenie, 2023 – decyzja o kontynuacji	MKiŚ, OSPe
	PS.2B. Budowa inteligentnej sieci elektroenergetycznej	PS.2(1)	2023 – utworzenie OIRE 2028 – instalacja liczników w gosp. domowych	MKiŚ, MC, spółki dystrybucji
3. Dywersyfikacja dostaw i rozbudowa infrastruktury sieciowej gazu ziemnego, ropy naftowej oraz paliw ciekłych	PS.3A. Budowa Baltic Pipe	poza SOR	2022	OSPg
	PS.3B. Budowa drugiej nitki Rurociągu Pomorskiego	poza SOR	2023	PERN S.A.

4. Rozwój rynków energii	PS.4A. Wdrożenie Plan działań w zakresie realizacji celu udostępniania 70% transgranicznych zdolności przesyłowych	<i>poza SOR</i>	2025	OSPe
	PS.4B. Hub gazowy	PS.1(3)	2023	MKiŚ, OSPg, OSDg, OSMg, TGE
	PS.4C. Program rozwoju elektromobilności	PS.3(1)	2025	
5. Wdrożenie energetyki jądrowej	PS.5. Program polskiej energetyki jądrowej	PS.1(2)	wdrażanie – cała perspektywa PEP2040	MKiŚ, inwestor
6. Rozwój odnawialnych źródeł energii	PS.6. Wdrożenie morskiej energetyki wiatrowej	<i>poza SOR</i>	2025	MKiŚ
7. Rozwój ciepłownictwa i kogeneracji	PS.7. Rozwój ciepłownictwa systemowego	<i>poza SOR</i>	2030	MKiŚ
8. Poprawa efektywności energetycznej	PS.8. Promowanie poprawy efektywności energetycznej	<i>poza SOR</i>	cała perspektywa dokumentu	MKiŚ, NFOŚiGW, WFOŚiGW

8. Wskaźniki PEP2040

Poniżej znajduje się lista kluczowych wskaźników właściwej realizacji PEP2040, rozszerzona w stosunku do listy przedstawionej w SOR w odniesieniu do obszaru „Energia”¹²².

Nazwa wskaźnika	Jednostka miary	Wartość bazowa (2018)	Wartość docelowa (2030)	Źródło
Udział węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej	%	77	≤ 56	MKiŚ
Udział odnawialnych źródeł energii w końcowym zużyciu energii brutto	%	11,3	23	Eurostat
Udział odnawialnych źródeł energii w transporcie	%	5,6	14	MKiŚ
Średnioroczny przyrost OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie (w stosunku do 2020 r.)	%	14,5	+1,1 pp. r/r	MKiŚ
Zużycie energii pierwotnej (23% oszczędności energii w stosunku do prognozy PRIMES 2007)	Mtoe	101,1	≤ 91,3 (o 23% mniej niż 118,6)	MKiŚ
Emisje CO ₂ (redukcja o 30% w stosunku do poziomu z 1990 r.)	mln t	300,5	≤ 241 ¹²³ (o 30% mniej niż 345)	MKiŚ
Odsetek gmin posiadający dokument planowania energetycznego	%	23	100	MKiŚ
SAIDI	min./odb.	133	≤ 85 ¹²⁴	MKiŚ
Liczba punktów wolnego ładowania pojazdów elektrycznych	szt.	900	49 000	MKiŚ
Liczba punktów szybkiego ładowania pojazdów elektrycznych	szt.	300	11 000	MKiŚ
Udział pojazdów zeroemisyjnych w zakupach nowej floty komunikacji publicznej w miastach powyżej 100 tys. mieszkańców	%	4	100 (cel na 2025 r.)	GUS/CEPIK/MKiŚ
Udział pojazdów zeroemisyjnych we flocie komunikacji publicznej w miastach powyżej 100 tys. mieszkańców	%	2	100	GUS/CEPIK/MKiŚ
Odsetek gospodarstw domowych wyposażonych w liczniki zdalnego odczytu	%	b.d.	≥ 80 (80 w 2028 r.)	MKiŚ

¹²² Odstąpiono od wskaźnika z SOR „Liczba obszarów zrównoważonych energetycznie na poziomie lokalnym” ze względu na brak wypracowania odpowiednich definicji w tym zakresie na poziomie UE.

¹²³ Cel wyznaczony w oparciu o dane z *Krajowego Raportu Inwentaryzacyjnego 2020*, MKiŚ. Wartość docelowa emisji CO₂ z uwzględnieniem LULUCF na 2030 r. jest bardziej ambitna względem prognoz zawartych w załączniku 2 do PEP2040 i załączniku 2 do KPEiK.

¹²⁴ Wartość zmieniona w stosunku do SOR po dodatkowej ocenie realnych możliwości.

Odsetek gospodarstw domowych w miastach wykorzystujących (indywidualnie) węgiel kamienny do ogrzewania pomieszczeń	%	24,7	0	MKiŚ/GUS
Odsetek gospodarstw domowych na wsiach wykorzystujących (indywidualnie) węgiel kamienny do ogrzewania pomieszczeń	%	88,4	0 (cel na 2040 r.)	MKiŚ/GUS
Liczba gospodarstw domowych w miastach przyłączonych do sieci ciepłowniczej	–	5,3 mln	+1,5 mln	GUS
Liczba odbiorców końcowych gazu ziemnego	–	7,2 mln	+1,5 mln (cel na 2024)	GUS/MKiŚ
Liczba obszarów zrównoważonych energetycznie na poziomie lokalnym (klastrow energii, spółdzielni energetycznych)	–	66 klastrow energii (I poł. 2020)	300	MKiŚ
Liczba prosumentów energii odnawialnej	–	190 tys. (I poł. 2020)	1 mln	MKiŚ/URE
Poziom ubóstwa energetycznego	%	9,4	6	GUS

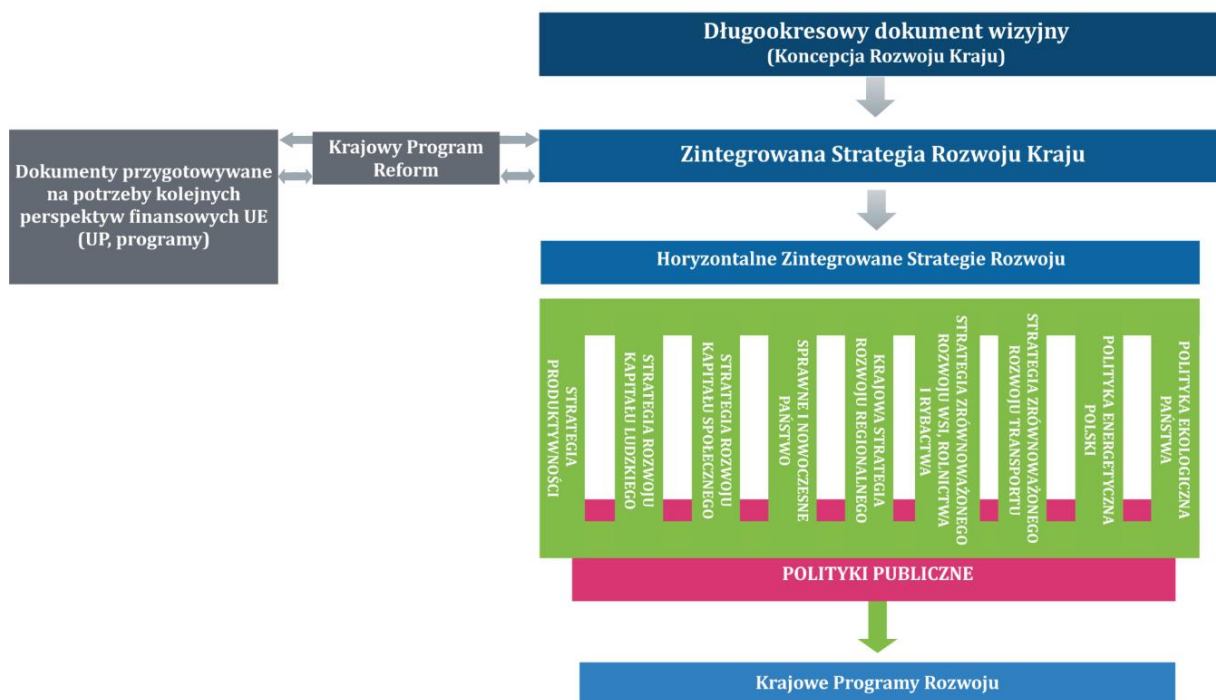
9. Dokumenty powiązane

Dokumenty strategiczne, programy i plany

- dokumenty horyzontalne, w tym na poziomie unijnym i międzynarodowym** – *Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030*, 2020,
Europa 2020 – Strategia na rzecz inteligentnego i zrównoważonego rozwoju sprzyjającego włączeniu społecznemu, 2010.
Komunikat Komisji Europejskiej Czysta planeta dla wszystkich – Europejska długoterminowa wizja strategiczna dobrze prosperującej, nowoczesnej, konkurencyjnej i neutralnej dla klimatu gospodarki, 2018.
Przekształcamy nasz świat: Agenda na rzecz zrównoważonego rozwoju 2030. Agenda 2030 na rzecz Zrównoważonego Rozwoju, ONZ 2015.
Ramowa konwencja Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu, 1992.
- efektywność energetyczna** – *Krajowy Plan Działań dotyczący efektywności energetycznej dla Polski 2017*, 2017.
Krajowy plan mający na celu zwiększenie liczby budynków o niskim zużyciu energii, 2015.
- elektromobilność i paliwa alternatywne** – *Plan rozwoju elektromobilności*, 2017.
Krajowe ramy polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych, ME 2017.
- emisje zanieczyszczeń, ochrona powietrza** – *Polityka ekologiczna państwa 2030 – strategia rozwoju w obszarze środowiska i gospodarki wodnej*
Krajowy Program Ochrony Powietrza do roku 2020 (z perspektywą do 2030)
Krajowy Program Ograniczania Zanieczyszczeń Powietrza
- energetyka jądrowa** – *Program polskiej energetyki jądrowej*, 2020.
Krajowy Plan postępowania z odpadami promieniotwórczymi i wypalonym paliwem jądrowym, 2015.
- energia elektryczna** – *Dziesięcioletni plan rozwoju sieci o zasięgu wspólnotowym*, ENTSO-E 2016.
Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021–2030, PSE 2020.
Regulacja jakościowa w latach 2018–2025 dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (którzy dokonali, z dniem 1 lipca 2007 r., rozdzielenia działalności), URE 2018.
- gaz ziemny** – *Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego (TYNDP – Ten-Year Network Development Plan)*, ENTSO-G 2017.
Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego 2020-2029, GAZ-SYSTEM S.A. 2019.
Plan działań na rzecz integracji bałtyckiego rynku energii – BEMIP (ang. Baltic Energy Market Interconnection Plan), 2009, aktualizacja 2015.
- odnawialne źródła energii** – *Krajowy Plan Działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych do 2020 r.*, 2010.
- odpady, spalarnie odpadów** – *Krajowy plan gospodarki odpadami 2022*, 2016.
- ropa i paliwa naftowe** – *Polityka Rządu RP dla infrastruktury logistycznej w sektorze naftowym*, 2017.
- węgiel kamienny i brunatny** – *Program dla sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce (perspektywa 2030 r.)*, 2018.
Program dla sektora górnictwa węgla brunatnego w Polsce (perspektywa 2030 r.), 2018.
- strategie wynikające z systemu zarządzania rozwojem kraju** – *Strategia na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju do roku 2020 (z perspektywą do 2030 r.) oraz zintegrowane strategie (oprócz PEP2040): (1) Polityka ekologiczna państwa 2030 – strategia rozwoju w obszarze środowiska i gospodarki wodnej, (2) Strategia zrównoważonego rozwoju wsi, rolnictwa i rybactwa 2030, (3) Strategia zrównoważonego rozwoju transportu do 2030 roku, (4) Strategia produktywności (projekt), (5) Krajowa Strategia Rozwoju Regionalnego 2030, (6) Strategia „Sprawne i nowoczesne państwo” (projekt), (7) Strategia rozwoju kapitału społecznego, (8) Strategia rozwoju kapitału ludzkiego.*

Poniżej zamieszczono schemat obrazujący kształt zintegrowanego systemu zarządzania polityką rozwoju na poziomie krajowym.

SYSTEM ZINTEGROWANYCH DOKUMENTÓW ZARZĄDZANIA POLITYKĄ ROZWOJU - POZIOM KRAJOWY



Ustawy krajowe

ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2020 r. poz. 833, z późn. zm.)

ustawa z dnia 29 listopada 2000 r. – Prawo atomowe (Dz. U. z 2019 r. poz. 1792, z późn. zm.)

ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2020 r. poz. 1219, z późn. zm.)

ustawa z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (Dz. U. z 2020 r. poz. 1233, z późn. zm.)

ustawa z dnia 25 sierpnia 2006 r. o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw (Dz. U. z 2021 r. poz. 133)

ustawa z dnia 6 grudnia 2006 r. o zasadach prowadzenia polityki rozwoju (Dz. U. z 2019 r. poz. 1295, z późn. zm.)

ustawa z dnia 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym (Dz. U. z 2020 r. poz. 411, z późn. zm.)

ustawa z dnia 26 kwietnia 2007 r. o zarządzaniu kryzysowym (Dz. U. z 2020 r. poz. 1856, z późn. zm.)

ustawa z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz. U. z 2021 r. poz. 247)

ustawa z dnia 9 czerwca 2011 r. – Prawo geologiczne i górnicze (Dz. U. z 2020 r. poz. 1064, z późn. zm.)

ustawa z dnia 29 czerwca 2011 r. o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie obiektów energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących (Dz. U. z 2018 r. poz. 1537, z późn. zm.)

ustawa z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach (Dz. U. z 2020 r. poz. 797, z późn. zm.)

ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2020 r. poz. 261, z późn. zm.)

ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2020 r. poz. 264, z późn. zm.)

ustawa z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (Dz. U. z 2020 r. poz. 136, z późn. zm.)

ustawa z dnia 20 lipca 2017 r. – Prawo wodne (Dz. U. z 2020 r. poz. 310, z późn. zm.)

ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2020 r. poz. 247, z późn. zm.)

ustawa z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz. U. z 2021 r. poz. 110)

ustawa z dnia 5 lipca 2018 r. o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa (Dz. U. z 2020 r. poz. 1369)

ustawa z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2021 r. poz. 144)

Regulacje UE

dyrektywa dotycząca rynku gazu ziemnego – dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2009/73/WE z 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE (Dz. Urz. UE L 211 z 14.08.2009, str. 94, z późn. zm.)

dyrektywa ws ekoprojektu dla produktów związanych z energią – dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2009/125/WE z dnia 21 października 2009 r. ustanawiająca ogólne zasady ustalania wymogów dotyczących ekoprojektu dla produktów związanych z energią (Dz. Urz. UE L 285 z 31.10.2009, str. 10, z późn. zm.).

dyrektywa IED – dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola) (Dz. Urz. UE L 334 z 17.12.2010, str. 17)

dyrektywa MCP – 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 (Dz. Urz. UE L 313 z 28.11.2015, str. 1)

dyrektywa NIS – dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/1148 z dnia 6 lipca 2016 r. w sprawie środków na rzecz wysokiego wspólnego poziomu bezpieczeństwa sieci i systemów informatycznych na terytorium Unii (cyberbezpieczeństwo) (Dz. Urz. UE L 194 z 19.07.2016, str. 1)

dyrektywa w sprawie redukcji zanieczyszczeń – dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/2284 z dnia 14 grudnia 2016 r. w sprawie redukcji krajowych emisji niektórych rodzajów zanieczyszczeń atmosfery, zmiany dyrektywy 2003/35/WE oraz uchylecia dyrektywy 2001/81/WE (Dz. Urz. UE L 344 z 17.12.2016, str. 1)

dyrektywa o efektywności energetycznej / dyrektywa EED – dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2002 z dnia 11 grudnia 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej (Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, str. 210) [z pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”]

dyrektywa o efektywności energetycznej budynków – dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/844 z dnia 30 maja 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2010/31/UE w sprawie charakterystyki energetycznej budynków i dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej (Dz. Urz. UE L 156 z 19.06.2018, str. 75) [z pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”]

dyrektywa o zapasach – dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2009/119/WE z dnia 14 września 2009 r. nakładająca na państwa członkowskie obowiązek utrzymywania minimalnych zapasów ropy naftowej lub produktów ropopochodnych (Dz. Urz. UE L 265 z 09.10.2009, str. 9, z późn. zm.)

dyrektywa OZE / dyrektywa RED II – dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (wersja przekształcona) (Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, str. 82, z późn. zm.) [z pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”]

dyrektywa rynkowa / dyrektywa w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej – 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 [z pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”] (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, str. 125)

rozporządzenie 715/2009 – rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1775/2005 (Dz. Urz. UE L 211 z 14.08.2009, str. 36)

rozporządzenie ESR – rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/842 z dnia 30 maja 2018 r. w sprawie wiążących rocznych redukcji emisji gazów cieplarnianych przez państwa członkowskie od 2021 r. do 2030 r. przyczyniających się do działań na rzecz klimatu w celu wywiązania się z zobowiązań wynikających z Porozumienia paryskiego oraz zmieniające rozporządzenie (UE) nr 525/2013 (Dz. Urz. UE L 156 z 19.06.2018, str. 26)

rozporządzenie o zarządzaniu unią energetyczną / rozporządzenie governance – 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 94/22/WE, 98/70/WE, 2009/31/WE, 2009/73/WE, 2010/31/UE, 2012/27/WE i 2013/30/UE, dyrektyw Rady 2009/119/WE i (EU) 2015/652 oraz uchylecia rozporządzeń Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 525/2013 [z pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”] (Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, str. 1, z późn. zm.)

rozporządzenie rynkowe / rozporządzenie w sprawie wewnętrznego rynku energii – rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, str. 54) [z pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”]

rozporządzenie SoS – rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2017/1938 z dnia 25 października 2017 r. dotyczące środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (UE) nr 994/2010 (Dz. Urz. UE L 280 z 28.10.2017, str. 1)

rozporządzenie ws. Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER) – rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/942 z dnia 5 czerwca 2019 r. ustanawiające Agencję Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, str. 22) [z pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”]

rozporządzenie ws. gotowości na ryzyko w systemie elektroenergetycznym – rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/941 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie gotowości na wypadek zagrożeń w sektorze energii elektrycznej i uchylające dyrektywę 2005/89/WE (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, str. 1) [z pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”]

Wykaz skrótów

BAT	– najlepsze dostępne techniki, ang. <i>best available techniques</i>
CNG	– gaz ziemny w postaci sprężonej, ang. <i>compressed natural gas</i>
DSR	– zarządzanie popytem, odpowiedź strony popytowej, ang. <i>demand side response</i>
EJ	– elektrownia jądrowa, energetyka jądrowa
ENTSO-E	– Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych Energii Elektrycznej, ang. <i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i>
ENTSO-G	– Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych Gazowych, ang. <i>European Network of Transmission System Operators for Gas</i>
EU ETS	– europejski system handlu uprawnieniami do emisji CO ₂ , ang. <i>European Union Emissions Trading System</i>
FBA	– metoda wyznaczania i alokacji transgranicznych zdolności przesyłowych w oparciu o fizyczne przepływy energii elektrycznej, ang. <i>flow-based allocation</i>
FSRU	– pływający terminal regazyfikacyjny gazu ziemnego ang. <i>floating storage regasification unit</i>
GHG	– gazy cieplarniane, ang. <i>greenhouse gases</i>
GUD	– generalne umowy dystrybucji
GUS	– Główny Urząd Statystyczny
HTR	– wysokotemperaturowy reaktor jądrowy, ang. <i>high temperature reactor</i>
ICT	– technologie informacyjne i telekomunikacyjne, ang. <i>information and communication technology</i>
IOŚ-PIB	– Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy
JWCD	– jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (przez OSPe)
KSE	– krajowy system elektroenergetyczny
LNG	– gaz ziemny w postaci skroplonej, ang. <i>liquefied natural gas</i>
MAP	– minister właściwy do spraw aktywów państwowych oraz do spraw gospodarki złożami kopalni
MC	– minister właściwy do spraw informatyzacji
MFiPR	– minister właściwy do spraw rozwoju regionalnego
MKIŚ	– minister właściwy do spraw energii, do spraw klimatu oraz do spraw środowiska
MRPIT	– minister właściwy do spraw budownictwa, planowania i zagospodarowania przestrzennego oraz mieszkalnictwa, do spraw gospodarki oraz do spraw pracy
MRiRW	– minister właściwy do spraw rolnictwa oraz do spraw rozwoju wsi
MRiPS	– minister właściwy do spraw polityki społecznej
MSW	– minister właściwy do spraw wewnętrznych
MI	– minister właściwy do spraw transportu
NCW	– Narodowy Cel Wskaźnikowy (dotyczy udziału OZE w transporcie)
nN	– linie elektroenergetyczne niskiego napięcia
OIRE	– operator informacji rynku energii
OSDe	– operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych
OSDg	– operatorzy systemów dystrybucyjnych gazowych
OSM	– operator systemu magazynowania gazu ziemnego
OSPe	– operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego – Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (PSE S.A.)
OSPg	– operator systemu przesyłowego gazowego – Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.
OZE	– odnawialne źródła energii
PIG-PIB	– Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy
PPA	– długoterminowe umowy zakupu energii, ang. <i>power purchase agreement</i>
PMG	– podziemne magazyny gazu
PPEJ	– <i>Polski program energetyki jądrowej</i>
PRŚIE	– Pełnomocnik Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej
PURE	– Urzędu Regulacji Energetyki
SAIDI	– wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy w dostawach energii, ang. <i>System Average Interruption Duration Index</i>
SAIFI	– wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw w dostawach energii, ang. <i>System Average Interruption Frequency Index</i>
SN	– linie elektroenergetyczne średniego napięcia
SOR	– <i>Strategia na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju do roku 2020 (z perspektywą do 2030 r.)</i>
UE	– Unia Europejska