



POLITYKA ENERGETYCZNA POLSKI DO 2040 ROKU (PEP2040)

Ministerstwo Energii

Warszawa 2018

Spis treści

Wprowadzenie	3
I. Opis stanu i uwarunkowania	3
II. Cel polityki energetycznej państwa	6
III. Kierunki <i>Polityki energetycznej Polski do 2040 roku</i>	7
KIERUNEK 1. Optymalne wykorzystanie własnych zasobów energetycznych	8
KIERUNEK 2. Rozbudowa infrastruktury wytwórczej i sieciowej energii elektrycznej	13
A) Rozbudowa infrastruktury wytwórczej energii elektrycznej	13
B) Rozbudowa elektroenergetycznej infrastruktury sieciowej	17
KIERUNEK 3. Dywersyfikacja dostaw paliw i rozbudowa infrastruktury sieciowej	21
A) Dywersyfikacja dostaw gazu ziemnego oraz rozbudowa infrastruktury gazowej	21
B) Dywersyfikacja dostaw ropy naftowej oraz rozbudowa infrastruktury ropy i paliw ciekłych	25
KIERUNEK 4. Rozwój rynków energii	27
A) Rozwój rynku energii elektrycznej	27
B) Rozwój rynku gazu ziemnego	31
C) Rozwój rynku produktów naftowych i paliw alternatywnych	33
KIERUNEK 5. Wdrożenie energetyki jądrowej	38
KIERUNEK 6. Rozwój odnawialnych źródeł energii	41
KIERUNEK 7. Rozwój ciepłownictwa i kogeneracji	45
KIERUNEK 8. Poprawa efektywności energetycznej gospodarki	49
Dokumenty powiązane	53
Wykaz skrótów	54

Wprowadzenie

Polityka energetyczna Polski do 2040 roku (PEP2040 lub PEP) jest **strategią państwa** w zakresie energetyki – stanowi odpowiedź na najważniejsze wyzwania stojące przed polską energetyką w najbliższych dziesięcioleciach oraz wyznacza kierunki rozwoju sektora energii z uwzględnieniem zadań niezbędnych do realizacji w perspektywie krótkookresowej.

PEP jest jednocześnie jedną z dziewięciu zintegrowanych strategii sektorowych, wynikających ze *Strategii na Rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju*. PEP jest zgodna z dokumentami strategicznymi Unii Europejskiej (UE).

Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030 będzie zgodny z *Polityką energetyczną Polski do 2040 r.*

Polityka energetyczna państwa jest opracowana przez Ministra Energii na podstawie art. 12, 13-15 ustawy – *Prawo energetyczne*, zaś za realizację odpowiedzialnych jest szereg podmiotów, zwłaszcza Minister Energii i Rada Ministrów.

W dokumencie zawarto **opis stanu i uwarunkowań** sektora energetycznego z oceną poprzedniej polityki, **cel obecnej polityki energetycznej**, następnie określone zostały **kierunki** polityki wraz z **działaniami** niezbędnymi do ich realizacji.

Kierunki określono w horyzoncie ponad 20 lat, zaś dla urealnienia, znaczna część zadań ma perspektywę kilku-kilkunastoletnią. Zadania mają charakter wykonawczy i mogą podlegać dynamicznym zmianom ze względu na zmieniające się otoczenie.

Kierunki i działania obejmują cały łańcuch dostaw energii – od pozyskania surowców, przez wytwarzanie i dostawy energii (przesył i rozdziel), po sposób jej wykorzystania. Każdy z ośmiu kierunków PEP oraz wszystkie zawarte w nich działania zostały osadzone w trzech elementach celu PEP – bezpieczeństwo energetyczne; konkurencyjność i poprawa efektywności energetycznej gospodarki; oraz ograniczenie wpływu na środowisko.

I. Opis stanu i uwarunkowania¹



Dotychczasowa polityka energetyczna państwa zapewniała realizację ustawowego celu, ale ze względu na zmiany, jakie zaszły w gospodarce krajowej, a także nowe problemy i wyzwania, konieczna jest aktualizacja kierunków, w których powinien zmierzać polski sektor energetyczny, a pośrednio cała gospodarka.

Kluczowe znaczenie dla **kreowania wizji sektora energetycznego** ma aktualny stan sektora energetycznego, struktura i prognozy zużycia energii oraz organizacja i powiązania w sektorze, a także stosunkowo duży udział przemysłu w gospodarce narodowej. Ogromne znaczenie ma także podjęta w ubiegłym wieku decyzja o gospodarce opartej na węglu – poczynione wówczas inwestycje mają wieloletnią przydatność gospodarczą, a także determinują rynek pracy. Równocześnie konieczne jest realizowanie zobowiązań międzynarodowych, a trendy światowe i ogólny rozwój gospodarczy wymuszają ciągle zmiany w sektorze.

Istotny wpływ na zmiany w sektorze ma **polityka klimatyczno-energetyczna Unii Europejskiej** (UE). 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:

¹ Dane liczbowe użyte w PEP2040 odnoszą się do 2017 r., chyba że zastrzeżono inaczej. Charakterystyka poszczególnych elementów została rozwinięta we właściwych Kierunkach.

- 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 całkowitym zużyciu energii finalnej oraz do 10% udziału biopaliw w ogólnej konsumpcji paliw transportowych do 2020 r.;
- kontrybucji w ogólnounijnym zmniejszeniu emisji gazów cieplarnianych o 20% (w porównaniu do 1990 r.) do 2020 r. (w przeliczeniu na poziomy 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. mają następujący kształt:

- zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych o 40% w porównaniu z emisją z 1990 r. (w przeliczeniu na poziomy z 2005 r.: -43% w sektorach EU ETS i -30% w non-ETS);
- co najmniej 32% udział źródeł odnawialnych w zużyciu finalnym energii brutto;
- wzrost efektywności energetycznej o 32,5%;
- ukończenie budowy wewnętrznego rynku energii UE.

W 2016 r. na forum UE rozpoczęto prace nad pakietem *Czysta energia dla wszystkich Europejczyków*, który wskazuje sposób operacjonalizacji tych celów, jak również przyczyni się do **wdrożenia unii energetycznej** i **budowy jednolitego rynku energii UE**. Polski rząd bierze aktywny udział w kształtowaniu finalnych zapisów, tak aby zapewnić możliwie najlepszy interes naszego kraju.

Polska zużywa ok. 4 400 PJ **energii pierwotnej**, przy czym większość stanowi węgiel kamienny i ropa naftowa, a w dalszej kolejności gaz ziemny, węgiel brunatny oraz źródła odnawialne. Wciąż kluczową rolę w finalnym zużyciu energii stanowią gospodarstwa domowe oraz transport, ale relacja między nimi ulega stopniowym zmianom – poprawa efektywności energetycznej wpływa na zmniejszenie popytu w mieszkalnictwie, zaś wzrost zużycia w transporcie związany jest z przyrostem jego udziału w kreowaniu PKB.

zużycie energii
pierwotnej i finalnej

Zapotrzebowanie na **węgiel kamienny** w większości pokrywane jest przez surowiec krajowy, a wymiana import-eksport wynika z lokalizacji popytu oraz dostępności surowca o danych właściwościach. Sektor górnictwa przeszedł znaczącą restrukturyzację, co wpłynęło na rentowność wydobycia paliwa, choć optymalne wykorzystanie zasobów wymaga dalszych działań. Popyt na **węgiel brunatny**, ze względu na właściwości, pokrywany jest w pobliżu wydobycia. Polska posiada perspektywiczne złoża, jednakże energetyczne wykorzystanie tego surowca jest i będzie utrudnione z uwagi na konieczność spełnienia wymogów środowiskowych oraz obciążenia kosztami polityki klimatyczno-środowiskowej. W przypadku **odnawialnych surowców energetycznych** kluczowe znaczenie ma ich lokalne wykorzystanie, ale ze względu na niską wartość opałową i koszty przygotowania do spalania, ich wykorzystanie w energetyce bywa nieefektywne ekonomicznie.

surowce
energetyczne

Polska nie posiada znaczących zasobów **ropy naftowej i gazu ziemnego**, dlatego popyt krajowy pokrywany jest przede wszystkim importem (odpowiednio ok. 96% i 78%). Surowce te sprowadzane są do Polski głównie z kierunku wschodniego, ale w ostatnim czasie nastąpiła znacząca zmiana w strukturze kierunków importu (zwłaszcza ropy naftowej). Jest to efekt skutecznej polityki handlowej, ale przede wszystkim wzrostu technicznych możliwości odbioru i magazynowania surowca. Dla bezpieczeństwa dostaw konieczne są dalsze działania umożliwiające realną dywersyfikację kierunków i dostaw. Jednocześnie dla zachowania bezpieczeństwa gospodarczego w regionie polski rząd angażuje się w inne sprawy międzynarodowe np. uniemożliwienie budowy gazociągu *Nord Stream 2*.

Popyt na **energię elektryczną** (blisko 170 TWh rocznie) pokrywany jest przez krajowe elektrownie (głównie zawodowe), a relacja import-eksport ma znaczenie jedyne regulacyjne. Głównym surowcem wykorzystywanym do pokrycia zapotrzebowania jest węgiel kamienny i brunatny, ale coraz większe znaczenie ma udział odnawialnych źródeł energii (OZE) oraz gazu ziemnego. Spodziewany jest dalszy wzrost udziału OZE w bilansie ze względu na realizację zobowiązań międzynarodowych, co determinuje dalsze zmiany w krajowym systemie elektroenergetycznym (KSE). System staje przed wyzwaniem zapewniania elastyczności i pewności pracy, a jednocześnie moce wytwórcze oparte o paliwa kopalne podlegają rygorystycznym wymogom polityki środowiskowej (dostosowanie jednostek wytwórczych do dyrektywy o emisjach przemysłowych – IED i konkluzji w sprawie najlepszych dostępnych technik – BAT).

energia elektryczna

Choć spełnienie wymogów środowiskowych wpływa na poprawę efektywności energetycznej i redukcję wpływu sektora na środowisko, może prowadzić do wcześniejszego zakończenia eksploatacji jednostek wytwórczych. Z uwagi na spodziewane znaczące wycofania mocy w najbliższych kilkunastu latach (z przyczyn naturalnych i ekologiczno-ekonomicznych) oraz wzrost popytu na energię elektryczną, konieczna będzie rozbudowa zasobów wytwórczych. Istotny wpływ na kształt sektora oraz na wystarczalność mocy będzie miał **rynek mocy**, który spowoduje, że od 2021 r. rynek energii będzie obejmował dwa towary – moc i energię elektryczną.

Rozpoczęta w połowie lat 90. ubiegłego wieku liberalizacja spowodowała zmiany w funkcjonowaniu sektora energetycznego, a jednocześnie wpłynęła na bardziej konkurencyjne kształtowanie cen energii. Trendy światowe, a także zmiany regulacji unijnych wymuszają dalsze zmiany na **rynkach energii**. Obok uwolnienia cen i dopuszczenia różnych podmiotów do funkcjonowania na rynku, wzmocnieniu ulega pozycja konsumenta, także jako wytwórcy energii. Rynki energii elektrycznej, gazu ziemnego oraz paliw ze względu na pokrywanie podstawowych potrzeb społeczeństwa i gospodarki, nadal wymagają regulacji. Z uwagi na lokalny sposób pokrywania potrzeb cieplnych, nie istnieje krajowy rynek ciepła, dlatego regulacje w tym zakresie mają odmienny charakter.

rynki energii

Potrzeby ciepłe zaspokajane są w Polsce przez ciepłownictwo systemowe lub przy wykorzystaniu indywidualnych instalacji, a głównym paliwem jest węgiel kamienny. Termomodernizacje budynków oraz nowe standardy charakterystyki energetycznej budynków wpłynęły na poprawę efektywności energetycznej oraz obniżenie popytu na ciepło. Nadal jednak indywidualne pokrywanie potrzeb cieplnych, obok emisji z transportu ma kluczowe znaczenie dla **jakości powietrza**. Wciąż zbyt wiele gospodarstw domowych wykorzystuje niskiej jakości paliwa kopalne i odpady do ogrzewania, przyczyniając się do powstawania tzw. **niskiej emisji**. Jednocześnie pokrywanie popytu na ciepło związane jest z problemem **ubóstwa energetycznego**, ze względu na kluczowy udział ciepła w zapotrzebowaniu na energię w gospodarstwie domowym. Ze względu na ogromne znaczenie obu problemów dla społeczeństwa, a także głębokość ukrytych ich kosztów (zwłaszcza w zakresie ochrony zdrowia) rząd skupił szczególną uwagę na ich niwelacji (program *Czyste powietrze*).

potrzeby ciepłe

Sektor energetyczny podlega wielu zmianom. Dla jego właściwego funkcjonowania kluczowe znaczenie ma właściwe zarządzanie i realizowanie strategicznie wyznaczonych kierunków, czego nieodłącznym elementem jest postęp w badaniach i rozwoju oraz wdrażanie efektywnych ekonomicznie innowacji. Niemniej ważny jest adekwatny do potrzeb rynku system nauki i szkolnictwa wyższego, ale także skoordynowane działania i zaangażowanie wielu instytucji na poziomie centralnym i regionalnym.

II. Cel polityki energetycznej państwa

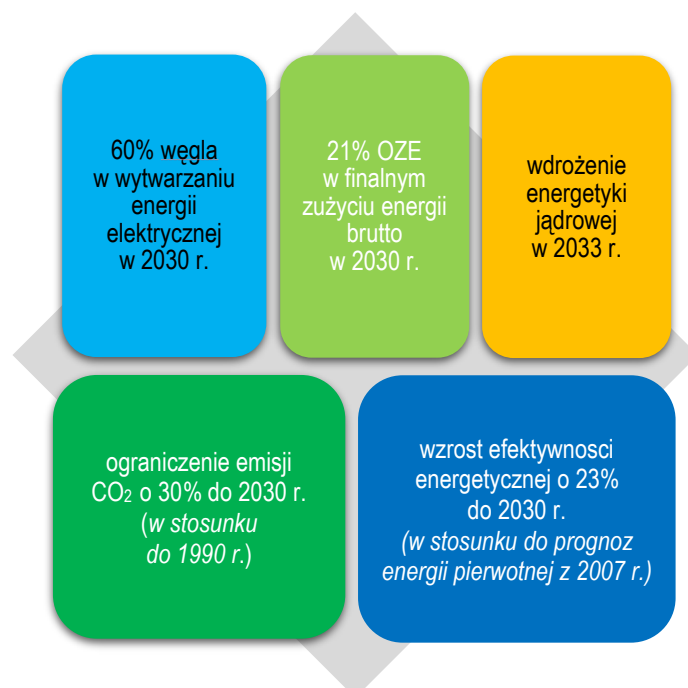
Celem polityki energetycznej państwa jest
bezpieczeństwo energetyczne,
 przy zapewnieniu **konkurencyjności
 gospodarki**, efektywności energetycznej
 i **zmniejszenia oddziaływania sektora
 energii na środowisko**,
 przy optymalnym wykorzystaniu własnych
 zasobów energetycznych.



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, 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.

Wszystkie osiem kierunków, przedstawionych w dalszej części PEP2040 przyczyniają się do realizacji celu, co zostało oznaczone symbolem celu. Wszystkie działania zostały w tabelach podsumowania kierunków odniesione do składowych celu, co oznaczono kolorami. Za globalną miarę realizacji celu PEP2040 przyjęto poniższe wskaźniki:



7

KIERUNEK 1. Optymalne wykorzystanie własnych zasobów energetycznych

CEL: racjonalne wykorzystanie własnych zasobów 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 wykorzystanie, co sprzyja **ograniczeniu wpływu sektora energetycznego na środowisko**. Wydajność pozyskiwania surowca ma także odzwierciedlenie w koszcie wytworzenia energii, co bezpośrednio przekłada się na **konkurencyjność gospodarki**.



Polska gospodarka zużywa ok. 4 400 PJ energii pierwotnej. Głównym zasobem pokrywającym zapotrzebowanie jest **węgiel kamienny**, następnie **ropa naftowa**, **gaz ziemny**, **węgiel brunatny oraz źródła odnawialne**. Polska posiada zasoby wszystkich wymienionych surowców, jednakże posiadane zasoby nie zapewniają całkowitej niezależności energetycznej państwa. *Poniżej omówiona zostanie koncepcja pokrycia zapotrzebowania krajowego na poszczególne surowce.*

* * *

Węgiel kamienny stanowi podstawę krajowego bilansu energetycznego (zużycie ok. 74 mln t), ponieważ posiadamy duże zasoby tego surowca, a wykorzystując go elektrownie pozwalają na utrzymanie stałych i stabilnych dostaw energii do odbiorców. Górnictwo i energetyka węglowa ma również istotne znaczenie społeczno-gospodarcze – zapewnia liczne miejsca pracy, wpływy do budżetu państwa (także pośrednio przez podmioty świadczące usługi dla górnictwa i energetyki), a ponadto często stanowi główne źródło dochodów w danym regionie.

**pokrycie
zapotrzebowania na
węgiel kamienny**

Potrzeba dywersyfikacji struktury wytwarzania energii elektrycznej będzie przyczyniać się do zmniejszenia roli węgla w bilansie, jednak bezwzględne (ilościowo) wykorzystanie tego surowca przez energetykę zawodową w perspektywie najbliższych kilkunastu lat nie ulegnie znaczącym zmianom.

Pokrycie popytu na węgiel kamienny powinno odbywać się z kopalni zlokalizowanych w kraju, a import surowca powinien występować tylko w uzasadnionych przypadkach. Koszty wydobycia węgla w Polsce powinny być konkurencyjne w stosunku do surowca z importu, tak aby możliwe było wykorzystanie krajowego potencjału bez obniżania efektywności gospodarki. Dzięki postępowi technologicznemu nowe oraz modernizowane bloki węglowe cechują się wyższą sprawnością, co wpływa na racjonalność i efektywność zużycia surowca oraz na ograniczenie wpływu energetyki na środowisko. Na ekonomikę jednostek wytwórczych opartych o węgiel negatywnie wpływa pierwszeństwo wprowadzania do sieci energii z OZE, a ponadto energia z węgla obciążona jest kosztami polityki klimatyczno-energetycznej oraz środowiskowej. Z tego powodu należy zapewnić jak najwyższą **racjonalność wydobycia i wykorzystania surowca**, do czego przyczynią się następujące przedsięwzięcia:

- **Zapewnienie rentowności sektora górnictwa węgla kamiennego** – w ostatnich latach podjęto działania restrukturyzacyjne, dzięki czemu sytuacja ekonomiczna przedsiębiorstw górniczych uległa poprawie. Dalsze działania muszą być nastawione na osiągnięcie i utrzymanie stabilnej sytuacji finansowej i organizacyjnej w sektorze. Przyczynią się do tego:
 - a) **racjonalizacja i optymalizacja kosztów bieżącego funkcjonowania** – działania powinny mieć głęboki zasięg – od ograniczenia kosztów stałych, po optymalizację funkcji administracyjnych. Duże znaczenie ma także wdrażanie efektywnych ekonomicznie innowacyjnych rozwiązań, przyczyniających się do zmniejszenia kosztów pracy oraz poprawy bezpieczeństwa;
 - b) **zmiany w systemie sprzedaży węgla** – modyfikacje powinny oddziaływać na wzrost efektywności struktur handlowych, kompleksowość struktury sprzedaży i wykorzystanie nowych technologii w procesie sprzedaży;
 - c) **tworzenie mechanizmów stabilizujących na okres dekoniunktury** – spółki węglowe powinny konsekwentnie utrzymywać fundusze celowe, tak aby pokryć potrzeby operacyjne w czasie utrzymywania się niskich światowych cen surowca;
 - d) **uporządkowanie opłat ponoszonych przez sektor** (zmiany regulacji prawnych) – działalność górnicza obciążona jest aktualnie blisko 30. rodzajami opłat i podatków – od opodatkowania wyrobisk, po opłaty za

informację geologiczną. Sposób naliczania części z nich nie jest wystarczająco dobrze zdefiniowany, zaś niektóre stanowią niebagatelny koszt, niewspółmierny do korzyści;

- e) **centralny program adaptacji zawodowej** – programy nauczania staże i praktyki zawodowe dla uczniów i absolwentów szkół technicznych muszą być dopasowane do potrzeb przyszłego pracodawcy – jest to odpowiedź na pogłębiający się problem braku zastępowalności pokoleniowej pracowników.
- **Racjonalna gospodarka otwartych złóż i otwieranie nowych złóż** – w tym zakresie kluczowymi kwestiami są:
 - a) **pogłębianie szybów, budowa nowych bądź rozbudowa poziomów wydobywczych**, tam gdzie jest to uzasadnione ekonomicznie;
 - b) **prowadzenie dalszych prac poszukiwawczych i udostępnianie nowych obszarów wydobywczych** – badania geologiczne wskazują kilka perspektywicznych złóż o dużych zasobach wysoko jakościowego surowca. W zależności od uwarunkowań geologicznych oraz innych aspektów (w tym ekonomicznych, społecznych i środowiskowych) należy otwierać nowe złoża;
 - c) **opracowanie mapy strategicznych zasobów węgla kamiennego z koncepcją docelowego modelu zarządzania** – aktualnie spółki działają w oparciu o papierową informację geologiczną udostępnianą przez organy administracji geologicznej. Narzędzie powinno wskazywać zarówno złoża eksploatowane, jak i perspektywiczne w ujęciu 3D – tak aby na bieżąco móc podejmować decyzje o wydobyciu na poszczególnych poziomach. Narzędzie powinno także rozwiązać problem braku wiedzy o miejscach wydobycia w sąsiadujących kopalniach, co może skutkować ruchami ziemi (zapadaniem).
- **Racjonalna dystrybucja surowca** – aby osiągnąć jak najwyższy efekt środowiskowy oraz efektywność kosztową, surowiec powinien być transportowany na możliwie najmniejsze odległości. Jednostki wytwórcze energii powinny pokrywać zapotrzebowanie na surowiec z najbliższej położonych kopalni. Pokrycie popytu zależne jest także od oferowanych właściwości paliwa, dlatego układy spalania w nowych jednostkach wytwórczych powinny być planowane z uwzględnieniem pokrycia zapotrzebowania na paliwo oferowane przez polskie kopalnie, zlokalizowane najbliżej.
- **Wykorzystanie lub sprzedaż ubocznych produktów wydobycia** (metan, wodór, kopaliny) – przyczyni się to do wdrażania *gospodarki o obiegu zamkniętym*, a jednocześnie wyeliminowane zostaną koszty i negatywne efekty środowiskowe składowania;
- **Innowacje w wydobyciu i wykorzystaniu surowca** – nowe rozwiązania muszą przyczyniać się do większej efektywności i elastyczności zużycia surowca (np. postać gazowa) oraz ograniczenia ilości emitowanych zanieczyszczeń. Dużą rolę w zakresie badań, rozwoju i komercjalizacji efektywnych rozwiązań ma współpraca spółek z innymi podmiotami, zwłaszcza z instytucjami badawczymi.

Dla zachowania ładu społecznego i środowiskowego na uwagę zasługują także **działania po zakończeniu eksploatacji złóż**. Konieczne jest nie tylko zabezpieczenie kopalń, w których nastąpiło sczerpanie złóż, ale także **zrestrukturyzowanie zniszczonych terenów pogórnich, by stały się użyteczne przemysłowo** np. poprzez tworzenie dogodnych warunków prowadzenia i rozwoju działalności gospodarczej, zwolnień podatkowych lub innych udogodnień dla inwestorów, także zagranicznych. W wielu przypadkach kopalnia i pobliska elektrownia oraz firmy świadczące usługi dla nich to główni pracodawcy w regionie, dlatego zakończenie eksploatacji złoża nie może spowodować problemów społeczno-gospodarczych takiego regionu. Rząd będzie dążył do tego, aby część restrukturyzacji terenów pogórnich została sfinansowana ze środków unijnych.²

Węgiel brunatny zużywany jest głównie przez elektroenergetykę (zużycie krajowe ok. 60 mln t). Właściwości fizyczne tego surowca determinują jego wykorzystanie w niewielkiej odległości od miejsca wydobycia, dlatego nie istnieje rynek tego surowca. Elektrownie węglowe zapewniają stabilność wytwarzania energii, a ze względu na niskie koszty wydobycia węgiel brunatny jest tanim źródłem energii. Istotną wadą jest jednak wysoka emisyjność. Powoduje to konieczność ponoszenia wyższych kosztów zakupu uprawnień do emisji CO₂, przy jednoczesnym ryzyku, że bloki na węgiel brunatny nie sprostają kolejnym wymogom ograniczenia emisji zanieczyszczeń (polityka klimatyczna i środowiskowa UE).

**pokrycie
zapotrzebowania
na węgiel brunatny**

² Patrz też: Program rozwoju sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce (perspektywa 2030 r.), 2018.

Te czynniki mają ogromne znaczenie dla efektywności ekonomicznej oraz samej możliwości wytwarzania energii z węgla brunatnego.

Dokończona zostanie eksploatacja otwartych złóż. Za perspektywiczne uznaje się złoża Złoczew oraz Ościslów, a w dalszej kolejności Gubin. Dla zagospodarowania nowych złóż kluczową rolę odegra **rozwój nowych technologii**. Innowacje mają posłużyć wdrażaniu niskoemisyjnych technologii oraz alternatywnemu wykorzystaniu węgla brunatnego. Zgazowany surowiec (gaz syntezowy) cechuje się mniejszą emisyjnością i umożliwia wykorzystanie zsynchronizowane z popytem. Syngaz może być wykorzystany w elektroenergetyce i w ciepłownictwie, ale także do wytwarzania benzyn syntetycznych i wielu produktów chemicznych.³

Zakończenie pracy kopalni węgla brunatnego, podobnie jak w przypadku węgla kamiennego, również wymaga **zaplanowania działań restrukturyzacyjnych**, zarówno środowiskowych, jak i ogólnogospodarczych.

Polska nie posiada bogatych złóż **ropy naftowej**, dlatego krajowe wydobycie pokrywa tylko część popytu (ok. 4-5% z 26 mln t). W kraju będą kontynuowane poszukiwania nowych złóż, ale nowo odkryte pokłady zastąpią wydobycie ze szczerpywanych złóż, dlatego podaż surowca krajowego będzie utrzymywać się na zbliżonym poziomie (*zgodnie z zasadami określonymi w polityce surowcowej państwa*).

**pokrycie
zapotrzebowania
na ropę naftową**

Głównym sposobem pokrycia zapotrzebowania na ropę naftową będzie import. Istotne, aby kierunki i drogi dostaw były zdywersyfikowane, a krajowa infrastruktura rozwinięta w stopniu umożliwiającym zagospodarowanie surowca⁴. Uzależnienie od jednego dostawcy oraz jednej drogi dostaw wiąże się z ryzykiem niedostarczenia surowców do rafinerii, a tym samym wystąpienia zakłóceń w zaopatrzeniu rynku w produkty naftowe, w tym paliwa.

Popyt na produkty naftowe będzie wzrastał (także ze względu na nowe zastosowania), ale wpływ na pokrycie zapotrzebowania będzie miało także wykorzystanie biopaliw i paliw alternatywnych, a także elektromobilność⁵.

Zapotrzebowanie na gaz ziemny będzie wzrastać ze względu na możliwość wykorzystania tego surowca w elektrowniach regulacyjnych oraz na niższą emisyjność w stosunku do innych paliw kopalnych. Krajowe wydobycie **gazu ziemnego** pokrywa ok. 25% popytu wynoszącego prawie 17 mld m³. Podobnie jak w przypadku ropy naftowej, kontynuowane będzie poszukiwanie nowych złóż, które zastąpią wyeksploatowane złoża, i zwiększanie efektywności wydobycia (*zgodnie z zasadami określonymi w polityce surowcowej państwa*). Jednocześnie krajowe spółki powinny zwiększać działalność w zakresie wydobycia surowca za granicą.

**pokrycie
zapotrzebowania
na gaz ziemny**

Oprócz tradycyjnego pozyskiwania gazu ziemnego spodziewany jest rozwój **niekonwencjonalnych metod wydobycia**. Oczekuje się postępów w pozyskiwaniu gazu z pokładów węglowych. Pozyskiwanie gazu (metanu) polega na wykonaniu szczelinowania hydraulicznego pokładu węgla, a następnie jego wydobyciu przed rozpoczęciem eksploatacji pokładów węgla (odmetanowanie). Umożliwi to zwiększenie wykorzystania surowca z krajowych źródeł. Szacuje się, że technologia będzie możliwa do wykorzystywania po 2020 r.

Nadal głównym sposobem pokrycia zapotrzebowania na gaz ziemny będzie import. Z tego względu, podobnie jak w przypadku ropy naftowej, najistotniejsze jest zapewnienie, aby źródła i drogi dostaw były zdywersyfikowane, a krajowa infrastruktura rozwinięta w stopniu umożliwiającym zagospodarowanie surowca⁶.

³ Patrz też: Program dla sektora górnictwa węgla brunatnego w Polsce (perspektywa 2030 r.).

⁴ Patrz: kierunek 3, część C.

⁵ Patrz: kierunek 4, część C – wykorzystanie biokomponentów, rozwój elektromobilności i paliw alternatywnych.

⁶ Patrz: kierunek 3, część B i C.

Oprócz paliw kopalnych sektor energetyczny wykorzystuje także źródła odnawialne. Za **biomasę** uznaje się wiele stałych lub ciekłych substancji pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, a także inne substancje podlegające biodegradacji. Kluczowe jest, aby sektor energetyczny wykorzystywał te frakcje biomasy, które nie mają zastosowania w innych gałęziach gospodarki, czyli głównie odpady i pozostałości z leśnictwa oraz przemysłu rolnospożywczego. Ma to na celu eliminację konkurencji surowcowej między energią a rolnictwem, przemysłem rolnospożywczym oraz przetwórczym (np. meblarskim, papierniczym, itp.). Biomasa powinna być **wykorzystywana w możliwie najmniejszej odległości od powstania**, tak aby jej transport nie wpływał negatywnie na efekt środowiskowy.

**pokrycie
zapotrzebowania
na biomasę**

Zwiększeniu powinno ulec wykorzystanie energetyczne **odpadów pozarolniczych**⁷. Największy potencjał jest w osadach ściekowych, odpadach przemysłowych, definiowanych ustawowo jako niebezpieczne (w tym szpitalnych) oraz w odpadach komunalnych. Część z nich może zostać przetworzona na paliwo alternatywne (tzw. RDF, ang. *refuse derived fuel*), co ogranicza nieprzyjemny zapach, zapewnia niską wilgotność paliwa i ułatwia transport. Termiczne przetwarzanie odpadów przyczynia się do ograniczania dwóch problemów gospodarczych – zagospodarowania odpadów oraz pokrycia zapotrzebowania na energię, wpisuje się także w ideę *gospodarki o obiegu zamkniętym*. Odpady powinny być **wykorzystywane w możliwie najmniejszej odległości od ich powstania**.



Regionalne ujęcie analizowanego kierunku jest ściśle powiązane z lokalizacją poszczególnych surowców. Wielokrotnie eksploatacja surowca ma istotne znaczenie dla danego regionu, dlatego szczególnie istotne jest opracowywanie z odpowiednim wyprzedzeniem **zastępczych polityk rozwoju** dla regionów, w których kończona jest eksploatacja danego surowca, tak aby minimalizować ryzyko wystąpienia problemów społeczno-gospodarczych. W wielu przypadkach możliwe będzie wykorzystanie terenów po zakończonej eksploatacji na nową działalność gospodarczą.

⁷ Zgodnie z zasadami gospodarki odpadami wytworzone odpady w pierwszej kolejności powinny zostać poddane recyklingowi, w dalszej kolejności odzyskowi i unieszkodliwianiu. Od 2016 r. obowiązuje zakaz składowania określonych frakcji odpadów komunalnych i pochodzących z przetwarzania odpadów komunalnych, w tym odpadów o zawartości ogólnego węgla organicznego powyżej 5% suchej masy i o cieple spalania powyżej 6 MJ/kg suchej masy.

   Działania	Termin	Odpowiedzialni
   1.1. Zapewnienie możliwości pokrycia zapotrzebowania na węgiel kamienny poprzez:  – zapewnienie rentowności sektora górnictwa węgla kamiennego;  – racjonalną gospodarkę otwartych złóż i otwieranie nowych;  – racjonalną dystrybucję surowca;  – wykorzystanie lub sprzedaż ubocznych produktów wydobycia;  – innowacje w wydobyciu i wykorzystaniu surowca;  – restrukturyzację terenów pogórnich	–	ME, MF, MEN, spółki węglowe, instytuty
   1.2. Zapewnienie możliwości pokrycia zapotrzebowania na węgiel brunatny poprzez:  – racjonalną eksploatację złóż;  – poszukiwanie innowacyjnych sposobów wykorzystania węgla brunatnego;  – restrukturyzację terenów pogórnich	–	ME, spółki węglowe
   1.3. Zapewnienie możliwości pokrycia zapotrzebowania na ropę naftową – poprzez:  – optymalizację wykorzystania krajowych złóż ropy naftowej, <i>(zgodnie z zasadami określonymi w polityce surowcowej państwa)</i>;  – dywersyfikację źródeł dostaw i kierunków importu ropy naftowej;  – wykorzystanie biopaliw i paliw alternatywnych	–	ME, MŚ, PRSIE, spółki naftowe, MliR, MRiRW
   1.4. Zapewnienie możliwości pokrycia zapotrzebowania na gaz przez:  – optymalizację wykorzystania krajowych złóż gazu ziemnego, w tym wykorzystanie niekonwencjonalnych metod wydobycia gazu <i>(zgodnie z zasadami określonymi w polityce surowcowej państwa)</i>;  – dywersyfikację źródeł dostaw i kierunków importu gazu ziemnego	–	ME, MŚ, PRSIE, spółki gazowe
   1.5. Zapewnienie możliwości pokrycia zapotrzebowania na biomasę, przy założeniu:  – utrzymania odpadowego charakteru biomasy;  – głównie lokalnego wykorzystania surowców;  – zwiększenie wykorzystania odpadów pozarolniczych	–	ME, MŚ, MRiRW, MliR

 – bezpieczeństwo energetyczne,

 – konkurencyjność gospodarki,

 – ograniczenie wpływu sektora na środowisko

KIERUNEK 2. Rozbudowa infrastruktury wytwórczej i sieciowej energii elektrycznej

CEL: pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną

Znaczna część aktualnie wykorzystywanej infrastruktury wytwórczej zostanie wyeksploatowana w perspektywie najbliższych kilkunastu lat, a jednocześnie popyt na energię elektryczną stale rośnie. Z tego względu dla **bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej** konieczna jest rozbudowa infrastruktury wytwórczej oraz zapewnienie sprawności przesyłu i dystrybucji. Dla kształtowania cen energii elektrycznej, wpływającej na **konkurencyjność całej gospodarki narodowej** kluczowe znaczenie ma wybór paliwa i technologii (w tym związane koszty dodatkowe, np. zakup uprawnień do emisji CO₂) oraz niskie straty przesyłu i pewność dostaw. Te same czynniki stanowią o wpływie **sektora energetycznego na środowisko**, choć mogą mieć odmienny charakter. Bezpieczeństwo energetyczne ma prymat w procesie kształtowania struktury wytwarzania energii, dlatego musi mieć decydujący wpływ na relację między racjonalnością kosztów funkcjonowania systemu a aspektem środowiskowym.



Poniżej przedstawiona zostanie koncepcja zapewnienia pokrycia krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną w podziale na pewność wytwarzania oraz dostaw energii elektrycznej.

A) Rozbudowa infrastruktury wytwórczej energii elektrycznej

Polska gospodarka zużywa blisko 170 TWh energii elektrycznej, przy czym import i eksport mają charakter regulacyjny. Produkcja energii elektrycznej w Polsce od połowy XX w. wzrosła ponad 17-krotnie. Moc zainstalowana w krajowym systemie elektroenergetycznym przekracza 41 GW, z czego ponad 32 GW to elektrownie zawodowe (w większości oparte na węglu kamiennym i brunatnym). Ponad 6,4 GW to moce zainstalowane w OZE (głównie wiatrowe), resztę stanowią elektrownie przemysłowe (paliwa różne) – ok. 2,6 GW.

Popyt na energię elektryczną stale rośnie, choć postęp technologiczny i wszelkie działania proefektywnościowe powodują, że tempo wzrostu zapotrzebowania na energię jest wolniejsze niż wynikałoby to z przyrostu liczby urządzeń, z której korzysta gospodarka i społeczeństwo.

W najbliższych kilkunastu latach (zwłaszcza po 2029 r.) **z systemu wycofana zostanie znaczna część obecnie eksploatowanych jednostek wytwórczych**, przewyższająca ilość mocy będących aktualnie w budowie. Zakończenie eksploatacji może mieć *charakter naturalny*, co oznacza, że wystąpi techniczny brak możliwości dalszej eksploatacji. Drugą, szerszą kategorią są wycofania o *charakterze ekonomiczno-ekologicznym* – w przypadku niektórych jednostek o niskich parametrach pracy, koszty zakupu uprawnień do emisji CO₂ wykluczają konkurencyjność wytwarzania energii; ponadto część jednostek wytwórczych nie spełni unijnych regulacji środowiskowych, a ich modernizacja będzie nieopłacalna lub niemożliwa.

Dla pokrycia rosnącego popytu, w sytuacji znaczących wycofań jednostek wytwórczych z systemu elektroenergetycznego, wdrożony został rynek mocy, stanowiący impuls inwestycyjny dla zapewnienia stabilności dostaw. Mechanizm ten będzie mieć kluczowe znaczenie dla rozbudowy aktualnego stanu mocy wytwórczych, ale dla finalnego kształtu bilansu istotne będą także inne procesy występujące na rynku.

Poniżej omówione zostaną uwarunkowania pracy systemu elektroenergetycznego, a także koncepcja pokrycia krajowego zapotrzebowania na moc elektryczną.

Sposób rozbudowy systemu musi zapewniać bezpieczeństwo energetyczne państwa, ale także racjonalność kosztów pracy systemu, z ograniczeniem wpływu sektora na środowisko. Jednocześnie proces kształtowania struktury bilansu musi sprostać wielu wyzwaniom, wśród których najważniejsze to:

- **polityka klimatyczno-energetyczna Unii Europejskiej, inne zobowiązania międzynarodowe oraz wdrażanie gospodarki niskoemisyjnej**

Polska jako państwo członkowskie UE będzie kontrybuować w celach UE i innych zobowiązaniach międzynarodowych zgodnie ze swoimi możliwościami. Należy się spodziewać, że decyzje odnośnie zaostrzenia norm emisyjnych oraz reforma unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji CO₂ (EU ETS – ang. *European Trading System*), a także konieczność dostosowania mocy wytwórczych do regulacji środowiskowych (dyrektywa IED i wytyczne BAT) wpłyną na wzrost kosztów wykorzystania paliw kopalnych dla celów energetycznych;

Zadaniem rządu polskiego jest negocjowanie takich zapisów regulacji, które nie będą osłabiały konkurencyjności sektora energetycznego, a pośrednio całej gospodarki. Jednocześnie, aby pomóc przemysłowi i podsektorom energetyki sprostać wyzwaniom innowacyjnym i inwestycyjnym związanym z przejściem na gospodarkę niskoemisyjną istotne jest jak najlepsze wykorzystanie mechanizmów wsparcia (w tym narzędzi przewidzianych w ramach systemu EU ETS, tj. funduszu innowacyjności, funduszu modernizacyjnego, przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂).

– **ograniczona dostępność surowców kopalnych oraz potrzeba dywersyfikacji struktury wytwarzania energii**

Krajowe zasoby przemysłowe węgla kamiennego przy aktualnym poziomie wydobycia wystarczą na kilkadziesiąt lat, dlatego trzeba racjonalnie i efektywnie nimi gospodarować. Wykorzystanie nowych, innowacyjnych technologii powinno ułatwić dywersyfikację, przy zapewnieniu celu głównego polityki energetycznej;

– **zaburzenia i zmiany na rynku energii**

Rynek energii elektrycznej został silnie zniekształcony z powodu funkcjonowania na nim subsydiowanych odnawialnych źródeł energii (OZE) charakteryzujących się dużą niestabilnością pracy oraz pierwszeństwem wprowadzania energii do sieci. Ogranicza to rzeczywisty czas pracy bloków konwencjonalnych, ale nie redukuje potrzeby ich utrzymania w celu zabezpieczenia ciągłego pokrycia zapotrzebowania odbiorców na energię elektryczną, co wpływa negatywnie na ekonomikę takich elektrowni. Dla pewności dostaw energii wdrożono rynek mocy, który będzie funkcjonował od 2021 r.;

– **sterowalność oraz elastyczność generacji**

Ilość mocy zainstalowanej ze źródeł zależnych od warunków atmosferycznych stale rośnie. Technologie magazynowania nie są dostatecznie rozwinięte, dlatego w KSE muszą występować moce rezerwowe, których pracę można regulować zgodnie z użytecznością OZE i zapotrzebowaniem na energię (także ze względu na jego nieliniowy przebieg). Jednocześnie należy pamiętać, że koszt jednostkowy wytworzenia energii przez moce traktowane jako rezerwa dla OZE, rośnie ze względu na ograniczony stopień ich wykorzystania⁸.

– **konieczność wdrażania innowacji**

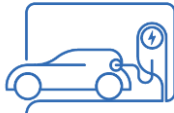
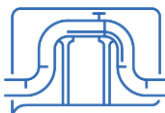
Wdrażanie innowacji ma na celu osiągnięcie przewagi konkurencyjnej, a także nadążanie za zmianami w otoczeniu. Nowe rozwiązania powinny przyczyniać się do lepszej efektywności pracy systemu energetycznego (odpowiedź na powyższe wyzwania), a także ograniczenia wpływu sektora na środowisko i wzrostu efektywności energetycznej. Z tego względu ogromną rolę we wdrażaniu innowacji mają badania i rozwój oraz pozyskiwanie środków na ich realizację.

Dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, a także konkurencyjności gospodarki i poprawy efektywności energetycznej oraz w celu ograniczenia wpływu sektora energetycznego na środowisko rząd będzie wspierał wdrażanie przyjętych poniżej założeń, których operacjonalizacja została ujęta w pozostałych 7 kierunkach dokumentu:

- 1) Polska będzie dążyć do **zapewnienia możliwości pokrycia zapotrzebowania na moc własnymi surowcami i źródłami**, z uwzględnieniem możliwości wymiany transgranicznej.
- 2) **Wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną** zostanie pokryty przez źródła inne niż konwencjonalne elektrownie węglowe.
- 3) **Rozbudowę stabilnych mocy wytwórczych** zapewni wdrożenie **rynku mocy**. Na podstawie analiz bilansowych oraz prognoz rozwoju rynku, na dwa lata przed ostatnią aukcją główną rynku mocy (2024 r.) Minister Energii podejmie decyzję czy wymagana jest kontynuacja funkcjonowania rynku mocy;



⁸ W takiej sytuacji blok wytwarza mniej energii niż wynika to z jego możliwości technicznych. Odstawienia stanowią koszt utraconych możliwości. Koszty stałe rozkładane są na mniejszą ilość wytworzonych jednostek energii, co wpływa negatywnie na średni koszt. Ten sam mechanizm wpływa na obniżenie ekonomiki jednostek węglowych, które ustępują w systemie miejsca OZE.

- 4) Struktura mocy wytwórczych musi **zapewniać elastyczność pracy systemu**, co wiąże się ze zróżnicowaniem technologii i wielkości mocy wytwórczych oraz aktywizacją odbiorców na rynkach regulowanych.
- 5) **Rozwój technologii magazynowania energii** (w tym rozwój elektromobilności) będzie mieć kluczowe znaczenie dla zmiany kształtu rynku energii, w szczególności dla roli OZE w bilansie elektroenergetycznym. 
- 6) **Ograniczenie emisji zanieczyszczeń z sektora elektroenergetycznego będzie następować poprzez:**
- modernizację jednostek wytwórczych energii elektrycznej oraz wycofywanie jednostek przekraczających normy emisyjne, o średniorocznej sprawności poniżej 35% (w tym z wykorzystaniem mechanizmów wsparcia EU ETS);
 - wdrożenie energetyki jądrowej;
 - wykorzystanie odnawialnych źródeł energii;
 - poprawę efektywności energetycznej.
- 7) **Rola węgla w bilansie elektroenergetycznym:** 
- Krajowe zasoby węgla pozostaną głównym elementem bezpieczeństwa energetycznego Polski i podstawą bilansu energetycznego państwa.
 - Roczne zużycie węgla kamiennego w energetyce zawodowej nie będzie zwiększane, ale ze względu na wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną zmieni się udział węgla w strukturze. Łączny udział węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej będzie kształtował się na poziomie ok. 60% w 2030 r.
 - Inwestycje w nowe bloki węglowe podejmowane po 2025 r. będą oparte o wytwarzanie w skojarzeniu lub inną technologię spełniającą standard emisyjny na poziomie 450 kg CO₂ na MWh wytworzonej energii.
 - Dla jak najlepszego wykorzystania surowca oraz ograniczenia wpływu na środowisko poszukiwane i wykorzystywane będą nowe metody spalania węgla tj. zgazowanie, oksypalanie, inne czyste technologie węglowe; 
- 8) **Rola energetyki jądrowej w bilansie elektroenergetycznym:**
- Z uwagi na pożądany efekt środowiskowy, brak obciążenia kosztami polityki klimatyczno-środowiskowej oraz stabilność wytwarzania energii elektrycznej, ok. 2033 r. uruchomiony zostanie w Polsce pierwszy blok pierwszej elektrowni jądrowej (o mocy ok. 1-1,5 GW).
 - W latach 2033-2039 r. zbudowane zostaną 4 bloki jądrowe o całkowitej mocy ok. 4-6 GW, dwa kolejne w latach 2041 i 2043.
- 9) **Rola odnawialnych źródeł energii w bilansie elektroenergetycznym:** 
- Dalszy rozwój wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych uznaje się za jeden z instrumentów na rzecz ograniczenia wpływu energetyki na środowisko.
 - Polska będzie kontrybuować w osiągnięciu ogólnounijnego celu OZE na 2030 r. w stopniu niezagrażającym bezpieczeństwu energetycznemu państwa. Udział OZE w końcowym zużyciu energii – ok. 21% w 2030 r. będzie wynikał z efektywności kosztowej oraz możliwości bilansowania energii w KSE.
 - Przyjęty cel 21% udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto⁹ w 2030 r. przełoży się na ok. 27% udziału OZE w produkcji energii elektrycznej netto i będzie wymagał znacznego wysiłku ekonomicznego oraz organizacyjnego.
 - Kluczową rolę w osiągnięciu celu w elektroenergetyce będzie mieć rozwój fotowoltaiki (zwłaszcza od 2022 r.) oraz morskich farm wiatrowych (pierwsza farma wiatrowa na morzu zostanie uruchomiona po 2025 r.).
- 10) **Rola gazu ziemnego w bilansie elektroenergetycznym:** 
- Stopień wykorzystania mocy będzie zależny od konieczności bilansowania krajowego systemu elektroenergetycznego, w szczególności niesterowalnych OZE oraz cen surowca
 - Zwiększone możliwości dywersyfikacji dostaw surowca do Polski oraz rozbudowa infrastruktury wewnętrznej zapewnią bezpieczeństwo wykorzystania gazu ziemnego przez elektroenergetykę.

⁹ Na zużycie energii końcowej brutto składa się zużycie energii elektrycznej, w ciepłownictwie oraz na cele transportowe.

- 11) Do osiągnięcia powyższych założeń w sposób szczególny przyczyniać się będą **badania w zakresie nowych technologii** oraz **wdrażanie innowacji**.



Pokrycie kraju mocami wytwórczymi jest zależne od możliwości budowy jednostek w danej lokalizacji, wyprowadzenia mocy, dostępu do paliwa oraz roli danego źródła w systemie. Przeważająca ilość mocy zainstalowana jest w południowej części kraju, ale ta tendencja ulegać będzie dalszym zmianom. Przyczynia się do tego rozwój OZE, zwłaszcza w północno-zachodniej części kraju ze względu na dobre warunki wietrzności, konieczność budowy źródeł regulacyjnych, a w kolejnych latach także budowa bloków jądrowych. Jednocześnie kraj pokrywany będzie względnie równomiernie indywidualnymi instalacjami wytwórczymi oraz klastrami energii i spółdzielniami energetycznymi. Budowa źródeł wytwórczych w danej lokalizacji oddziałuje na rynek pracy, poprawę infrastruktury transportowej, wpływy z podatków oraz ogólny poziom rozwoju gospodarczego.

 Działania	Termin	Odpowiedzialni
 2A.1. Zapewnienie możliwości pokrycia zapotrzebowania na moc elektryczną własnymi surowcami i źródłami, z uwzględnieniem możliwości wymiany transgranicznej (<i>patrz też: kierunek 1</i>)	–	ME, PRSIE
 2A.2. Zapewnienie możliwości pokrycia wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną przez źródła inne niż konwencjonalne elektrownie węglowe	–	ME
 2A.3. Zapewnienie odpowiedniej ilości stabilnych dostaw energii elektrycznej przez: – rozpoczęcie funkcjonowania rynku mocy (2021 r.); – podjęcie decyzji o konieczności kontynuacji funkcjonowania rynku mocy na dwa lata przed ostatnią aukcją (2024 r.)	2021/2024	ME
 2A.4. Zapewnienie warunków kształtowania struktury mocy wytwórczych zapewniającej elastyczność pracy systemu – zróżnicowanie technologii i wielkości mocy wytwórczych oraz aktywizacja odbiorców na rynkach regulowanych (<i>patrz też: kierunek 4</i>)	–	ME
 2A.5. Zapewnienie warunków rozwoju technologii magazynowania energii (<i>patrz: kierunek 2, część B</i>)	–	ME
 2A.6. Zapewnienie warunków ograniczania emisji zanieczyszczeń z sektora elektroenergetycznego poprzez:  – modernizację jednostek wytwórczych energii elektrycznej i wycofywanie tych o sprawności poniżej 35% (w tym z wykorzystaniem mechanizmów wsparcia EU ETS);  – wdrożenie energetyki jądrowej;  – wykorzystanie odnawialnych źródeł energii;  – poprawę efektywności energetycznej;	–	ME, MŚ
 2A.7. Zapewnienie warunków wykorzystania węgla na poziomie ok. 60% w 2030 r. w bilansie wytwarzania energii elektrycznej, przy uwzględnieniu zachowania standardu emisyjnego na poziomie 450 kg CO ₂ na 1 MWh w inwestycjach podejmowanych po 2025 r.	–	ME
 2A.8. Zapewnienie warunków wdrożenia energetyki jądrowej w 2033 r. (<i>patrz kierunek 5</i>)	2033	ME
 2A.9. Zapewnienie warunków rozwoju OZE na poziomie niezagrażającym bezpieczeństwu pracy systemu, z uwzględnieniem kontrybucji w ogólnounijnym celu zwiększenia udziału OZE w zużyciu energii (<i>patrz kierunek 6</i>)	–	ME, URE
 2A.10. Zapewnienie warunków wykorzystania gazu ziemnego dla potrzeb regulacyjnych KSE	–	ME

 – bezpieczeństwo energetyczne,

 – konkurencyjność gospodarki,

 – ograniczenie wpływu sektora na środowisko

B) Rozbudowa elektroenergetycznej infrastruktury sieciowej

Stabilne i bezpieczne dostawy energii elektrycznej zależne są od odpowiednio rozbudowanego krajowego systemu elektroenergetycznego (KSE). Kluczowymi celami krajowymi dotyczącymi infrastruktury przesyłu energii elektrycznej jest (a) równoważenie dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię i (b) zapewnienie długoterminowej zdolności systemu elektroenergetycznego do zaspokajania uzasadnionych potrzeb w zakresie przesyłania energii elektrycznej w obrocie krajowym i transgranicznym.

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, a operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych (OSDe) są do zobowiązani do zapewniania niezawodności funkcjonowania systemu i realizacji innych obowiązków gwarantujących bezpieczeństwo pracy systemu. 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.

Poniżej zaprezentowane zostanie koncepcja rozbudowy infrastruktury przesyłowej, dystrybucyjnej, sprawności działań w sytuacjach awaryjnych, magazynowania energii oraz rozbudowy inteligentnych sieci.

* * *

Sieć przesyłową wysokich i najwyższych napięć tworzy ponad 250 linii o długości przekraczającej 14 000 km i 100 stacji najwyższych napięć¹⁰. Aktualnie Polska posiada czynne połączenia z **Niemcami, Czechami, Słowacją, Litwą** oraz **ze Szwecją** (kablem podmorskim)¹¹, a także cztery połączenia z krajami trzecimi, przy czym trzy są wyłączone z eksploatacji¹². Z punktu widzenia zasad rynkowych, możliwość przepływów transgranicznych warunkuje budowę **jednolitego rynku energii elektrycznej**, co ma na celu zapewnienie kształtowania konkurencyjnych cen energii w całej Europie. Polska stoi na stanowisku, że połączenia transgraniczne i europejski rynek energii powinny stanowić dodatkowe źródło dostaw, służące rozwojowi rynku i redukcji cen energii oraz dostawom w sytuacjach zagrożeń i ograniczeń, jednakże bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej **powinno być oparte na rozwiniętej krajowej infrastrukturze** wytwórczej.

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

- a) **możliwość wyprowadzenia mocy** z istniejących źródeł wytwórczych;
- b) **przyłączanie nowych mocy**, w tym elektrowni jądrowej oraz farm wiatrowych na lądzie i na morzu na poziomie umożliwiającym osiągnięcie wymaganego udziału OZE w bilansie energetycznym kraju;
- c) **poprawę pewności zasilania odbiorców**;
- d) tworzenie bezpiecznych **warunków pracy niesterowalnych źródeł energii** z pozostałymi elementami KSE;
- e) zapewnienie możliwości **redukcji nieplanowych przepływów energii** (tzw. przepływy nie grafikowe i przepływy kołowe) z krajów sąsiadujących oraz obsługi przesyłu tranzytowego;
- f) 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*)
- g) **wdrażanie jednolitego rynku energii elektrycznej w UE** – implementacja europejskich kodeksów sieci (regulują kwestie przyłączeń, operacyjnej pracy systemu, alokacji i ograniczeń zdolności przesyłowej).

¹⁰ Sieć przesyłowa ma charakter oczkowy, co oznacza, że w przypadku awarii jednej linii możliwe jest doprowadzenie dostaw do stacji rozdzielczej linią z innego kierunku.

¹¹ Linie Polska-Niemcy: Krajnik-Vierraden (aktualnie wyłączona); Mikułowa-Hagenwerder; linie Polska-Czechy: Wielopole/Dobrzeń-Nosovice/Albrechtice; Kopanina/Bujaków-Liskovec; linia Polska-Słowacja: Krosno Iskrzynia-Lemešany; linia Polska-Litwa: Elk-Alytus.

¹² Linie Polska-Ukraina: Rzeszów-Chmielnicka (wyłączona); Zamość-Dobrotwór (możliwy tylko import); linie Polska-Białoruś: Białystok-Roś (w likwidacji); Wólka Dobryńska-Brześć (wyłączona). Działające na zasadach rynkowych połączenie Zamość-Dobrotwór (Ukraina) odpowiedzialne jest za import maksymalnie 0,7% szczytowego zapotrzebowania na moc w kraju. Oznacza to, że nawet w przypadku rynkowego wznowienia pracy linii Rzeszów-Chmielnicka nie będzie znamion uzależnienia od importu energii elektrycznej z krajów trzecich. Polska nie zamierza rozwijać połączeń w tym kierunku.

Aby zrealizować powyższe cele 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 perspektywie 2025 r., w wyniku realizacji 7 programów inwestycyjnych, powinny być zapewnione przede wszystkim¹³:

rozbudowa krajowej infrastruktury przesyłowej energii elektrycznej

- możliwość wyprowadzenia mocy z elektrowni: Kozienice, Turów, Bełchatów oraz sprawny przesył mocy z Elektrowni Dolna Odra, a także bilansowanie farm wiatrowych;
- rozbudowa sieci w północnej, północno-zachodniej (gdzie szczególnie chętnie lokowane są farmy wiatrowe z uwagi na dobre warunki wietrzne), północno-wschodniej części Polski oraz powyżej i poniżej umownej linii Warszawa-Poznań;
- lepsze wykorzystanie rekonstruowanego połączenia transgranicznego Krajnik-Vierraden (poprawa warunków wymiany transgranicznej na przekroju synchronicznym – Polska-Niemcy-Czechy-Słowacja).

Z punktu widzenia **rozbudowy połączeń transgranicznych** – w celu budowy jednolitego rynku energii – dla Polski kluczowym jest **niezakłócanie bezpieczeństwa pracy KSE**, w tym uniknięcie problemu tzw. przepływów kołowych. 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 FBA) oraz instalację przesuwników fazowych, tam gdzie jest to konieczne. Należy zauważyć, że w perspektywie 2030 r. *Dziesięcioletni plan rozwoju sieci o zasięgu wspólnotowym przewiduje*¹⁴:

elektroenergetyczne połączenia transgraniczne na bezpiecznym poziomie

- usprawnienie przepływu na przekroju synchronicznym obejmującym Niemcy, Czechy i Słowację (projekty **GerPol Investments, GerPol Power Bridge**);
- zakończenie synchronizacji systemów przesyłowych państw bałtyckich.

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. Dla zapewniania najwyższej jakości dostaw energii elektrycznej zrealizowane zostaną następujące zadania:

rozwój w dystrybucji energii elektrycznej

- **Do 2025 r. wskaźniki jakości dostaw energii tj. czas i częstość trwania przerw w dostawach (SAIDI, SAIFI) powinny osiągnąć poziom średniej w UE, zaś 85% umów przyłączeniowych powinno być realizowanych w 6 miesięcy**, a czas przekazywania danych pomiarowo-rozliczeniowych powinien ulec skróceniu. Dla skuteczniejszej oceny jakości pracy sieci konieczne jest właściwe **określenie definicji wskaźników SAIDI, SAIFI**, gdyż coraz częstsze występowanie anomalii pogodowych zakłóca ich poziom, niezależnie od wysiłków OSD.
- Osiąganie celów w zakresie regulacji jakościowej jest ściśle powiązane ze środkami, jakie w kolejnym roku OSD może przeznaczyć na inwestycje. Znaczna część infrastruktury dystrybucyjnej ma powyżej 25 lat, a w wielu przypadkach przekracza nawet 40 lat (choć w ostatnich latach OSD zrealizowali duże inwestycje). Z tego powodu OSD zobowiązane są do odtwarzania sieci – **w perspektywie 2022 r. ustalono stopień odtworzenia infrastruktury na poziomie ok. 1,4% rocznie** (średnia w okresie).
- 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

¹³ Więcej w: Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2016-2025, PSE S.A. 2015.

¹⁴ Więcej w: Dziesięcioletni plan rozwoju sieci o zasięgu wspólnotowym, ENTSO-E 2016, Plan działań na rzecz integracji bałtyckiego rynku energii – BEMIP (ang. Baltic Energy Market Interconnection Plan).

sterowania. Dla osiągnięcia większej niezawodności pracy sieci konieczne jest sukcesywne skablowanie sieci średniego napięcia. W tym celu w 2019 r. opracowany zostanie **krajowy plan skablowania sieci średniego napięcia do 2040 r.**

Bezpieczeństwo dostaw energii zależne jest także od dobrej organizacji oraz sprawnego postępowania **w sytuacjach awaryjnych**. OSD i OSP w 2018 r. podpisali porozumienie w sprawie współpracy w takich przypadkach, ale dla jak najwyższego poziomu sprawności w sytuacjach awaryjnych niezbędne są następujących działań:

**sprawność działań
w sytuacjach
awaryjnych**

- wyposażenie systemów oraz linii średnich i niskich napięć **w urządzenia sterowania, diagnostyki i analizy pracy sieci** (do 2022 i 2028 r.);
- wdrożenie **cyfrowego systemu łączności w sieci dla OSD** (do 2020 r.) – aktualnie wykorzystywany system analogowy jest zawodny i nie ma możliwości jego rozbudowy – nowy powinien gwarantować jednolitość i pewność łączności.
- zapewnienie przez OSD **liczby pracowników i sprzętu odpowiednich dla zapewnienia standardów** określonych w regulacjach dotyczących warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego;

Na przestrzeni ostatnich lat wzrosło znaczenie **magazynowania energii**. Wpływ na to ma rosnąca świadomość i potrzeba zarządzania popytem w celu wyłuszczenia krzywej zapotrzebowania na moc, tym samym dążenie do zmniejszania szczytów zapotrzebowania. Drugim elementem determinującym rozwój magazynowania energii jest rosnący udział energii z niesterowalnych odnawialnych źródeł energii. Z jednej strony nie można pozwolić na brak zasilania w niekorzystnych warunkach atmosferycznych (niskie nasłonecznienie, brak wiatru), z drugiej strony nie powinno się zakłócać pracy sieci, gdy popyt jest niski, a źródła pracują efektywnie.

**rozwój magazynowania
energii elektrycznej
i rekuperacji**

Magazynowanie energii jest słabo rozwinięte, aktualnie opiera się na wodnych elektrowniach szczytowo-pompowych. 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 powinny pełnić rolę magazynów energii. Polska prowadzi współpracę na arenie międzynarodowej w projektach badawczych skoncentrowanych na tej technologii, a pierwszych instalacji należy spodziewać się po 2020 r. Do tego czasu 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 dla modelu pracy elektrowni wodnych szczytowo-pompowych. Ambitnym celem jest w ciągu najbliższych 5 lat posiadanie magazynów gromadzących moc odpowiadającą 10% mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych¹⁵.

Zwieńczeniem działań rozwijających krajową sieć elektroenergetyczną będzie **wdrożenie inteligentnej sieci energetycznej (smart grid)**. Istotnym etapem będzie **ustanowienie operatora informacji pomiarowej (OIP)** – do 2022 r. Inteligentna sieć pozwoli zintegrować zachowania i działania wszystkich przyłączonych do niej użytkowników – wytwórców, odbiorców i prosumentów, zaś OIP zapewni wymianę informacji między uczestnikami systemu. Dzięki temu rozwiązaniu możliwe będzie bardziej świadome użytkowanie energii, zarządzanie podażą i popytem na energię elektryczną oraz ograniczenie strat, przy wysokim poziomie jakości, pewności i bezpieczeństwa zasilania.

**rozwój
inteligentnych sieci**

Fundamentem koncepcji 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*) i systemy automatycznego monitorowania, sterowania, regulacji i zabezpieczenia sieci. Rozwój *smart grids* wiąże się z rozpowszechnieniem idei tzw. urządzeń **Internetu Rzeczy**. Wymiana danych między urządzeniami pozwoli także na rozpowszechnianie inteligentnych miast, inteligentnych domów oraz sprawnego działania klastrów energii. W tym celu konieczne będzie stworzenie warunków technicznych, organizacyjnych, prawnych dla funkcjonowania OIP.

¹⁵ Patrz też: kierunek 4, część A – zarządzanie popytem i kierunek 4, część C – rozwój elektromobilności i paliw alternatywnych.



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 zależny jest także od możliwości zlokalizowania infrastruktury. Gęstość sieci oraz jej dobry stan powinny gwarantować pewność dostaw energii elektrycznej oraz możliwie niską awaryjność, co jest niezależne od 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 oraz w klastrach energii, gdyż wspiera to stabilne funkcjonowanie KSE. Podobny efekt będzie mieć sukcesywne wdrażanie inteligentnej sieci energetycznej.

Działania	Termin	Odpowiedzialni
2B1. Rozbudowa wewnętrznej elektroenergetycznej sieci przesyłowej – realizacja 7 programów inwestycyjnych (wyprowadzenie mocy z dużych elektrowni, rozbudowa sieci w północnej, północno-zachodniej, północno-wschodniej części Polski oraz powyżej i poniżej umownej linii Warszawa-Poznań)	2023	OSPe
2B.2. Wzmacnianie elektroenergetyczne połączeń transgranicznych na profilu z Niemcami, Czechami, Słowacją oraz w ramach synchronizacji państw bałtyckich	2030	OSPe
2B.3. Poprawa jakości dostaw energii do konsumenta – do 2025 r.: – osiągnięcie poziomu średniej UE we wskaźnikach SAIDI i SAIFI; – osiągnięcie poziomu realizacji 85% umów przyłączeniowych w 6 miesięcy; – określenie właściwej definicji wskaźników SAIDI i SAIFI	2025	OSDe
2B.4. Odtwarzanie i rozbudowa sieci dystrybucyjnej: – odtwarzanie infrastruktury – do 2022 r. w stopniu średnio 1,4% rocznie; – opracowanie krajowego planu skablowania SN do 2040 r.	2022 / 2019	OSDe
2B.5. Zapewnienie warunków sprawnego działania w sytuacjach awaryjnych: – wyposażenie systemów oraz linii SN i nN w urządzenia sterowania, diagnostyki i analizy pracy sieci (2022 / 2028); – wdrożenie cyfrowego systemu łączności w sieci w OSDe (2020); – zapewnienie przez OSDe zasobów dla właściwego funkcjonowania systemu	2020 / 2022 / 2028	MI, ME, OSDe
2B.6. Dążenie do rozwoju technologii magazynowania – uregulowanie statusu prawnego instalacji magazynowania energii elektrycznej – umożliwienie osiągnięcia poziomu gromadzenia energii w magazynach równej 10% mocy zainstalowanej w wietrze w 2023 r. (zapewnienie warunków rozwoju elektromobilności, inteligentnych sieci – zadania w kierunku 4C, 7)	2020	ME
2B.7. Wdrożenie inteligentnych sieci elektroenergetycznych – – utworzenie operatora informacji pomiarowej; – stworzenie warunków funkcjonowania Internetu Rzeczy	2022	ME

– bezpieczeństwo energetyczne,

– konkurencyjność gospodarki,

– ograniczenie wpływu sektora na środowisko

KIERUNEK 3. Dywersyfikacja dostaw paliw i rozbudowa infrastruktury sieciowej

CEL: pokrycie zapotrzebowania na gaz ziemny i paliwa ciekłe

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** surowca do kraju, a w konsekwencji do odbiorców, stanowi zróżnicowanie źródeł, kierunków, dróg, a także dostawców do kraju, sprawne połączenia transgraniczne (w następstwie budowania jednolitego rynku energii), a także odpowiednio rozwinięta infrastruktura wewnętrzna. Uzależnienie od jednego źródła i brak opcji dywersyfikacyjnych ogranicza możliwość **konkurencyjnego kształtowania się cen** i zwiększa możliwość wywierania presji politycznej, co jest skrajnie niekorzystne dla naszego państwa. Jednocześnie lepszy dostęp odbiorców końcowych do tych paliw stanowi o wzroście konkurencyjności rynku energii. Większa dostępność gazu ziemnego umożliwi także jego racjonalne wykorzystanie w sektorze energetycznym, jako moce rezerwowe dla energetyki odnawialnej, co wpłynie na **zmniejszanie oddziaływania sektora energii na środowisko**.



Dla bezpieczeństwa dostaw operator systemu przesyłowego gazowego (OSPg) – Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A., a także krajowy lider logistyki naftowej i paliw – Przedsiębiorstwo Eksploatacji Rurociągów Naftowych S.A. (PERN S.A.) pozostają jednoosobowymi spółkami Skarbu Państwa. PERN S.A. odgrywa także kluczową rolę w zakresie magazynowania ropy naftowej i paliw płynnych. Przesył i dystrybucja gazu jest działalnością regulowaną. GAZ-SYSTEM S.A. i operatorzy systemów dystrybucyjnych gazowych (OSDg) są zobowiązani do zapewniania niezawodności funkcjonowania systemu i innych obowiązków warunkujących bezpieczeństwo odbiorców i pracy systemu. Dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw do odbiorców i rozwoju systemu GAZ-SYSTEM S.A. zobowiązany jest do opracowywania 10-letnich planów rozwoju w zakresie pokrycia zapotrzebowania na paliwa gazowe, zaś OSDg planów co najmniej 5-letnich.

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

A) Dywersyfikacja dostaw gazu ziemnego oraz rozbudowa infrastruktury gazowej¹⁶

Polska pozostaje w dużym stopniu uzależniona od dostaw gazu ziemnego z zagranicy, głównie z kierunku wschodniego, także w ramach dostaw z Niemiec i Czech (w 2017 r. 78% zużytego gazu ziemnego pochodziło z importu, przy czym 52% z kierunku wschodniego). W połowie 2016 r. rozpoczął przyjmowanie pierwszych dostaw **terminal regazyfikacyjny gazu ziemnego w postaci skroplonej** (LNG – ang. *liquefied natural gas*), co stanowiło ogromny krok w kierunku zróżnicowania zarówno kierunków, jak i dostawców gazu do Polski – do terminalu LNG w Świnoujściu dotarły dostawy z Kataru, Norwegii i USA. W najbliższych latach udział gazu LNG w zużyciu może wynieść nawet do 30%. Polski terminal jest kluczowym obiektem infrastruktury z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw gazu nie tylko dla Polski, ale i krajów sąsiedzkich. To jedyny tej wielkości obiekt w Europie Środkowej, a znaczenie handlu LNG rośnie w skali światowego rynku gazu ziemnego, także z powodu zwiększającej się konkurencyjności cenowej w stosunku do surowca dostarczanego gazociągami. Niemniej istotną kwestią jest zapewnienie dostępu do surowca odbiorcom końcowym, do czego niezbędna jest rozbudowa krajowej infrastruktury przesyłowej, dystrybucyjnej i magazynowej.

Poniżej przedstawiona zostanie koncepcja dywersyfikacji kierunków i dostaw gazu ziemnego, rozbudowy połączeń transgranicznych oraz krajowej infrastruktury przesyłowej, dystrybucyjnej i magazynowej gazu ziemnego.

* * *

¹⁶ Więcej w: Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego 2018-2027, GAZ-SYSTEM S.A. 2017, Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego (TYNDP), ENTSO-G 2017.

Obowiązujący **kontrakt jamalski** skończy się w 2022 r., dlatego działania mające na celu realną dywersyfikację dostaw muszą zostać zrealizowane przed rozpoczęciem roku gazowego 2022/2023¹⁷.

Dalsza dywersyfikacja kierunków i źródeł dostaw gazu odbywać się będzie poprzez realizację dwóch kluczowych projektów – (I) **budowę Bramy Północnej** oraz (II) **rozbudowę połączeń z państwami sąsiadującymi**. Dzięki temu możliwe będzie utworzenie warunków do powstania na terenie Polski **centrum przesyłu i handlu gazem** dla państw Europy Środkowej i Wschodniej oraz państw bałtyckich¹⁸. Korzystne położenie geograficzne Polski uzasadnia plany uzyskania statusu kraju tranzytowego w zakresie przesyłu gazu na osiach wschód–zachód i północ–południe.

Brama Północna wpisuje się w priorytetową koncepcję infrastrukturalną Unii Europejskiej, tj. Korytarza Północ-Południe, który ma połączyć gazowe sieci przesyłowe krajów Europy Środkowej i Południowo-Wschodniej oraz umożliwić fizyczne dostawy gazu ziemnego do tej części Europy z kierunku innego niż wschodni. Zwiększa także integrację rynków gazu oraz wzmacnia bezpieczeństwo dostaw surowca w regionie. **Brama Północna** to koncepcja składająca się z dwóch elementów:

rozbudowa możliwości importowych gazu ziemnego

- **budowa Korytarza Norweskiego** – który ma na celu połączenie polskiej sieci przesyłowej ze złożami w Norwegii przez duński system przesyłowy i podmorskie połączenie z Danii do Polski, co zapewni możliwość przesyłu gazu z norweskiego szelfu kontynentalnego¹⁹. Na realizację tej inwestycji będzie składała się budowa połączeń Norwegia-Dania (Nordic Pipe – Tie-in), Dania-Polska (**Baltic Pipe**) oraz rozbudowa duńskiego systemu przesyłowego. Projekt zostanie zrealizowany do 2022 r., umożliwi import ok. 10 mld m³ gazu ziemnego.
- **rozbudowa terminalu LNG** – zdolności regazyfikacyjne uruchomionego w 2016 r. terminalu LNG w Świnoujściu wynoszą 5 mld m³/rok, co umożliwiło realną dywersyfikację. Podjęta została decyzja o rozbudowie terminalu do przepustowości (odbioru i regazyfikacji) 7,5 mld m³ rocznie.

Rozebudowa 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 handlu gazem*. 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 importu i eksportu Polska będzie dążyć do **budowy lub rozbudowy połączeń ze**²⁰:

sprawne gazowe połączenia transgraniczne

- **Słowacją** – do zdolności importu 5,7 mld m³ i eksportu 4,7 mld m³ rocznie (do 2021 r.),
- **Litwą** (GIPL) – do zdolności importu 1,7 mld m³ i eksportu 2,4 mld m³ rocznie (do 2021 r.),
- **Czechami** (Stork II) – do zdolności importu 6,5 mld m³ i eksportu 5 mld m³ rocznie (do 2022 r.),
- **Ukrainą** – do zdolności importu i eksportu 5 mld m³ rocznie (do 2020 r.).

Realizacja celów o charakterze transgranicznym musi być powiązana z **jednoczesną rozbudową sieci krajowej i infrastruktury magazynowej**. Dopiero tak rozwinięty system umożliwi (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.

¹⁷ Rok gazowy trwa od 1 października do 31 września następnego roku.

¹⁸ Zagadnienie *centrum* gazowego zostało opisane w kierunku 4, część B.

¹⁹ 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*). Ponadto projekt Baltic Pipe dwukrotnie znalazł się na przyjętej przez Komisję Europejską liście projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania UE (PCI).

²⁰ Projekty budowy połączeń ze Słowacją, Litwą i Czechami zostały wpisane na unijną listę projektów wspólnego zainteresowania (PCI). Inwestycje mają szansę także na współfinansowanie w ramach innych instrumentów finansowych.

Długość sieci przesyłowej gazu ziemnego wynosi blisko 12 000 km. Krajowa sieć przesyłowa musi umożliwiać pełne wykorzystanie infrastruktury importowej. **Rozbudowa krajowego systemu przesyłowego gazu** w perspektywie najbliższych lat (do 2022 r., z perspektywą 2027 r.) skupia się na rozwoju sieci:

rozbudowa krajowej infrastruktury przesyłowej gazu

- w zachodniej, południowej i południowo-wschodniej części Polski (od Świnoujścia do połączeń z Czechami, Słowacją, Ukrainą) – umożliwi przesył gazu z terminalu LNG oraz sprowadzonego za pomocą Baltic Pipe – rurociągu zapewni wykorzystanie surowca w kraju, a także wpisze się w koncepcję budowy *regionalnego centrum przesyłu gazu* w Polsce oraz europejskiego korytarza gazowego Północ-Południe²¹, co stanowi również potencjalną możliwość importu 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.

Drugim elementem rozwoju sieci krajowej jest **rozbudowa w zakresie dystrybucji**. Aktualnie Polska jest zgazyfikowana w 58%, **celem na 2022 r. jest zapewnienie dostępu do gazu w 61% gmin**. Szczególny nacisk został położony na likwidację tzw. *białych plam* – miejsc pozbawionych dostępu do surowca. W dalszej perspektywie sieć dystrybucyjna będzie rozbudowywana i modernizowana zgodnie z potrzebami rynku. W przypadku, gdy nie ma uzasadnienia dla budowy gazociągu, w celu zasilenia „wyspowych” stref dystrybucyjnych, realizowane będą projekty **wykorzystania stacji regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego LNG**.

rozbudowa sieci dystrybucyjnej gazu ziemnego

Lokalny dostęp do gazu umożliwia wykorzystanie go jako rezerwy dla energii ze źródeł odnawialnych, jednocześnie wykorzystanie gazu i/lub odnawialnych źródeł energii – jako niskoemisyjnych źródeł ciepła – stanowi alternatywę dla indywidualnych kotłów na paliwa stałe niskiej jakości, tam gdzie nie jest możliwy dostęp do sieci ciepłowniczej²².

Z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego bardzo istotna jest odpowiednia **pojemność podziemnych magazynów gazu (PMG)**. W magazynach utrzymywane są zapasy handlowe oraz zapasy obowiązkowe gazu ziemnego. Gaz ziemny wytłaczany z systemu magazynowego służy m.in. do bilansowania systemu przesyłowego gazowego i zaspokajania szczytowego zapotrzebowania na gaz ziemny oraz pozwala na zapewnienie dostaw podczas awarii i przerw w dostawach z importu. Może on służyć ponadto do pokrycia długotrwałego, zwiększonego zapotrzebowania na gaz ziemny w okresach jesienno-zimowych. Obecna łączna pojemność siedmiu podziemnych magazynów gazu (PMG) wynosi blisko 3 mld m³, co stanowi blisko 1/5 rocznego krajowego zużycia, a zróżnicowane położenie geograficzne istniejących magazynów²³ to niewątpliwy atut umożliwiający elastyczność systemu gazowego. W celu dalszego wzrostu bezpieczeństwa energetycznego celowe jest **prowadzenie dalszej rozbudowy PMG do poziomu ok. 4 mld m³ do sezonu zimowego 2030/2031 (wzrost o 1/3 pojemności) oraz zwiększenie aktualnej maksymalnej mocy odbioru gazu z instalacji magazynowych – z 48,8 mln m³/dobę do ok. 60 mln m³/dobę (wzrost o ok. 1/4 mocy)**.

rozwój magazynowania gazu ziemnego

Baltic Pipe, terminal LNG w Świnoujściu, połączenia transgraniczne z sąsiednimi państwami Unii Europejskiej oraz rozbudowa krajowej sieci gazowej zapewniają **możliwość realnej dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego** do Polski już w perspektywie 2022 r. Możliwość wyboru dostawcy gazu to niezależnienie od monopolistycznego sposobu kształtowania cen surowca. Te działania również dla Europy Centralnej są alternatywą dla aktualnej zależności gazowej. Wpłyną na integrację i liberalizację europejskiego rynku gazu i zmniejszą zależność od jednego dostawcy gazu jak ma to miejsce obecnie w całym regionie. Projekty te stanowią polski wkład w realizację koncepcji Trójmorza, której celem jest pogłębiona integracja państw w obszarze Morza Bałtyckiego, Adriatyckiego oraz Czarnego oraz priorytetowych w skali Unii Europejskiej:

²¹ 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.

²² Patrz: kierunek 7.

²³ PMG gazu ziemnego wysokometanowego zlokalizowane są w południowo-zachodniej (Wierchowice) i południowo-wschodniej części kraju (Swarzów, Brzeźnica, Strachocina, Husów - okolice Tarnowa i Sanoka), w centralnej Polsce (Mogilno) oraz na północy (Kosakowo w okolicach Gdańska).

- **korytarza gazowego Północ-Południe** dla państw Europy Środkowo-Wschodniej (alternatywa dla korytarza wschód-zachód);
- **planu integracji energetycznej państw bałtyckich.**



Działania dywersyfikacyjne w zakresie dostaw gazu ziemnego mają na celu zapewnienie bezpieczeństwa dostaw do kraju, a następnie do odbiorców, do czego niezbędna jest właściwie rozbudowana sieć wewnętrzna. 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. Przełoży się to nie tylko na potencjał rozwoju gospodarczego danego regionu, ale także wpłynie na możliwość ograniczania niskiej emisji.

	Działania	Termin	Odpowiedzialni
	3A1. Zapewnienie możliwości importu gazu ziemnego poprzez budowę Korytarza Norweskiego – Norwegia-Dania (Nordic Pipe – Tie-in) oraz Dania-Polska (Baltic Pipe) – <i>pierwszy element Bramy Północnej</i>	2022	OSPg
	3A2. Zapewnienie możliwości importu gazu ziemnego poprzez zwiększenie zdolności regazyfikacyjnej terminala LNG w Świnoujściu do wielkości 7,5 (10) mld m ³ rocznie – <i>drugi element Bramy Północnej</i>	2022 (2030)	Polskie LNG S.A.
	3A3. Rozbudowa połączeń gazowych z państwami sąsiadującymi – Słowacją, Litwą, Czechami i Ukrainą	2022	OSPg
	3A4. Rozbudowa gazowej sieci przesyłowej: - w zachodniej, południowej Polsce – możliwość transportu gazu z terminala LNG i Baltic Pipe; - redukcja <i>białych plam</i> w Polsce Wschodniej	2022-2027	OSPg
	3A5. Rozbudowa dystrybucji gazowej – wzrost odsetka zgazyfikowanych gmin z 58% do 61% w 2022 r. poprzez: - rozbudowę i modernizację gazowej sieci dystrybucyjnej, - wykorzystanie stacji regazyfikacji skroplonego gazu LNG	2022	OSDg
	3A6. Rozbudowa PMG do poziomu całkowitej pojemności ok. 4 mld m ³ oraz mocy odbioru gazu z instalacji magazynowych do poziomu ok. 60 mln m ³ /dobę (przy pełnym zatłoczeniu PMG) do sezonu zimowego 2030/2031	2030/2031	PGNIG S.A., OSPg

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

B) Dywersyfikacja dostaw ropy naftowej oraz rozbudowa infrastruktury ropy i paliw ciekłych²⁴

Ze względu na ograniczenia w dostępie do 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. Jeszcze w 2014 r. udział dostaw ropy naftowej z Rosji do polskich rafinerii przekraczał 90% całkowitego przerobu tego surowca (zużycie krajowe w 2014 r. – ok. 24 mln t). Od 2015 r. zaobserwować można wyraźną zmianę struktury importu ropy naftowej do Polski, która możliwa była dzięki zmianom układów sił na rynkach międzynarodowych, jak również dzięki działaniom handlowym spółek sektora naftowego. W ostatnich latach Polska zwiększyła import surowca z takich kierunków jak Arabia Saudyjska, Irak i Stany Zjednoczone. Mimo że dostawca rosyjski nadal ma pozycję dominującą w kształtowaniu cen surowca, to niewątpliwie zróżnicowanie kierunków i źródeł dostaw ropy naftowej 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 obsłużenie 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 przesylu 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 zostanie koncepcja dywersyfikacji kierunków i dostaw ropy naftowej poprzez rozbudowę infrastruktury przesyłowej i magazynowej ropy naftowej oraz paliw ciekłych.

* * *

Infrastruktura przesyłowa ropy naftowej składa się z trzech odcinków – dwa odcinki rurociągu „Przyjaźń” oraz rurociąg Pomorski (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 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” umożliwia tłoczenie ropy z/do największego magazynu ropy w Górze oraz transport na zachód surowca wydobywanego z polskich złóż i służy zaopatrywaniu w ropę naftową rafinerii niemieckich.

**rozbudowa
infrastruktury
przesyłowej ropy
naftowej**

Odcinek Pomorski – mimo charakteru rewersyjnego – jest najsłabszym ogniwem 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 tych względów operator przesyłu ropy naftowej – PERN S.A. uwzględnił w swoich planach inwestycyjnych **budowę drugiej nitki rurociągu Pomorskiego** do 2025 r.

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**

²⁴ Patrz też: *Polityka Rządu RP dla infrastruktury logistycznej w sektorze naftowym*, 2017.

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 ten potencjał i zwiększyć bezpieczeństwo dostaw paliw w tym regionie, racjonalne jest **wybudowanie dodatkowego odcinka Boronów-Trzebinia, stanowiącego przedłużenie rurociągu Płock-Koluszki-Boronów**. Krajowy lider logistyki naftowej (PERN S.A.) zrealizuje tę inwestycję po zawarciu umowy na jej wykorzystanie, co stanowi o jej opłacalności.

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 interwencyjnych²⁵. Wreszcie możliwość separacji różnych gatunków ropy ma kluczowe znaczenie dla realnej dywersyfikacji dostaw ropy. W posiadaniu trzech podmiotów znajduje się blisko 8,4 mln m³ pojemności magazynowej ropy oraz 5,6 mln m³ paliw, dość równomiernie rozlokowanej w kraju.

**magazynowanie
ropy naftowej
i paliw ciekłych**

Aby zapewnić techniczne możliwości zróżnicowania źródeł dostaw ropy (tym samym zróżnicowanej gatunkowo) do krajowych rafinerii konieczna jest rozbudowa naziemnej infrastruktury magazynowej. Najistotniejszym zadaniem w tym zakresie jest **zwiększenie aktualnej zdolności magazynowej bazy w Górkach Zachodnich (koło Gdańska) oraz rozbudowa Terminala Naftowego w Gdańsku**. W planach operatora (PERN S.A.) uwzględniono rozbudowę tych pojemności łącznie o 0,55 mln m³, do poziomu 1,85 mln m³ w perspektywie 2020 r. Konieczne będzie także odpowiednie dopasowanie do rozwijającego się rynku pojemności magazynowych paliw ciepłych.

Uniezależnienie od dostaw surowca z jednego kierunku można osiągnąć także w następstwie **niezwiększania popytu** na to paliwo, na co wpłynie rozwój rynku paliw alternatywnych tj. zwiększenie wykorzystania gazu ziemnego w postaci LNG, LPG, CNG (gaz ziemny w postaci sprężonej, ang. *compressed natural gas*), wodoru, paliw syntetycznych, czy energii elektrycznej w transporcie. Pewien obszar rynku mogą obsłużyć także biopaliwa²⁶.



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 umożliwiać 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	2025	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. Zwiększenie zdolności magazynowej Terminala Naftowego w Gdańsku oraz bazy w Górkach do poziomu 1,85 mln m ³ w 2020 r.	2020	PERN S.A.

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

²⁵ Patrz: kierunek 4, część C.

²⁶ Patrz: kierunek 4, część B i część C – rozwój elektromobilności i paliw alternatywnych.

KIERUNEK 4. Rozwój rynków energii

CEL: w pełni konkurencyjny rynek energii elektrycznej, gazu ziemnego oraz paliw ciekłych

Sektor energii w ostatnich kilkudziesięciu latach uległ znacznemu urynkowieniu. Na rynku energii funkcjonuje coraz więcej mechanizmów wpływających na kształt rynku oraz tworzenie cen. Rynek wymaga jednak regulacji z uwagi na to, że energia jest „towarem” warunkującym funkcjonowanie człowieka i gospodarki. W skrajnych przypadkach niepożądane działania poszczególnych uczestników rynku energii mogłyby doprowadzić do zakłóceń na rynku energii skutkujących przerwami w dostawach energii do odbiorców końcowych lub znaczącym wzrostem cen energii, co stoi w sprzeczności z prymatem zapewniania **bezpieczeństwa energetycznego** i **konkurencyjności gospodarki**. Interwencje na rynku są niezbędne także ze **względów środowiskowych** – technologie niskoemisyjne ze względu na niedojrzałość ekonomiczną mogłyby być dyskryminowane na rynkach, przez co tempo zmniejszania wpływu energetyki na środowisko mogłoby okazać się niewystarczające do spełnienia potrzeby poprawy jakości powietrza oraz zobowiązań międzynarodowych.



Poniżej określona została koncepcja rozwoju rynku energii elektrycznej, gazu ziemnego oraz paliw ciekłych zgodnie ze specyfiką danego rynku.²⁷

A) Rozwój rynku energii elektrycznej

Rynek energii elektrycznej rozpatrujemy z dwóch punktów widzenia – podmiotów sektora energetycznego oraz pozycji konsumenta. Rynek ulega przeobrażeniu ze względu na zmiany w otoczeniu, do których zaliczyć można budowę europejskiego jednolitego rynku energii, czy chęć udziału konsumentów w rynku. Istotne jest także poszukiwanie rozwiązań problemów w całym łańcuchu dostaw energii, jak np. zarządzanie popytem.

Poniżej omówione zostanie wzmocnienie pozycji konsumentów oraz poprawa sytuacji niektórych grup odbiorców i uprządkowanie generalnych umów dystrybucji, a także zarządzania popytem, kwestia urynkowania usług systemowych oraz zmiany w zakresie handlu energią elektryczną.

* * *

Rozwój rynku energii elektrycznej wymaga **wzmocnienia pozycji konsumenta energii elektrycznej**. Zadania przewidziane w tym zakresie mają przynieść nie tylko rozwój aktualnych elementów rynku i sposobów jego obsługi, ale także wykreować nowe rozwiązania, poszerzające obowiązujący model działania. Wiele z nich będzie wdrożonych w ciągu 3 najbliższych lat, ze względu na zobowiązania międzynarodowe:

wzmocnienie pozycji konsumenta energii elektrycznej

- **Poszerzenie polityki informacyjnej.** Konsument powinien mieć możliwość porównania ofert dostępnych na rynku, zaś informacja dołączona do rachunku powinna być szersza, ale ujęta w sposób klarowny.
- **Wyposażenie 80% gospodarstw domowych w inteligentne liczniki do 2026 r.** Są one kluczowym elementem umożliwiającym zarówno dostęp do danych i informacji, jak i świadome zużywanie energii. Ich instalacja jest skorelowana z budową inteligentnej sieci²⁸.
- Wdrożenie inteligentnych sieci ma także duże znaczenie dla kreowania aktywnych odbiorców. Oznacza to **dopuszczenie odbiorców do rynków**, czyli do generowania energii, sprzedaży oraz świadczenia usług DSR (odpowiedź strony popytowej, ang. *demand side response*) – magazynowanie energii, ograniczanie zużycia. Na rynku funkcjonują już prosumenci tj. osoby fizyczne, w dalszej kolejności zdefiniowany zostanie dostęp do rynku przez **lokalne wspólnoty energetyczne**²⁹.

²⁷ Zakres ciepłownictwa ze względu na specyfikę skorelowaną z lokalnym pokryciem popytu został omówiony w oddzielnym kierunku.

²⁸ Patrz: kierunek 2, część A – rozwój inteligentnych sieci.

²⁹ Np. mieszkańcy bloku, na którym umieszczono panele fotowoltaiczne.

- Rozwój i upowszechnianie usług agregacji – **stworzenie możliwości działania agregatorom na zasadach równych innym podmiotom rynku** umożliwi skupianie podmiotów, które osobno mogą zaoferować niewielkie (z punktu widzenia całego KSE) wolumeny usług generacji i DSR. Dopiero skumulowane ilości mogą być atrakcyjne dla OSPe.

Uporządkowania wymaga także zagadnienie **generalnych umów dystrybucji (GUD)**, które sprzedawcy energii zawierają z OSDe. Odbiorca zawiera umowę kompleksową obejmującą dystrybucję oraz sprzedaż energii. GUD umożliwiają zmianę sprzedawcy energii, co wpływa na poprawę konkurencyjności rynku. Dla pełnej konkurencyjności **wdrożony zostanie obowiązek zawierania umów z konsumentami wyłącznie na podstawie GUD** – z tego powodu wszystkie spółki dystrybucji powinny mieć podpisane umowy ze wszystkim spółkami obrotu. Ponadto wdrożony zostanie obowiązek **zatwierdzania GUD przez URE**, które aktualnie podlegają jedynie uzgodnieniu.

**uporządkowanie
generalnych umów
dystrybucji**

Mając na uwadze znaczący udział kosztów energii elektrycznej w działalności przedsiębiorstw energochłonnych, szczególną uwagę należy zwrócić na ochronę konkurencyjności tego podsektora na tle rynków globalnych. Oznacza to przede wszystkim **uwzględnienie wpływu obciążeń poszczególnych mechanizmów rynkowych** (tj. system wsparcia rozwoju OZE, wydajnej kogeneracji, czy rynku mocy) na funkcjonowanie **przedsiębiorstw energochłonnych** przez odpowiednie zarządzanie ich kontrybucją w realizacji mechanizmów.

**ochrona
konkurencyjności
przemysłu
energochłonnego**

Z punktu widzenia efektywności pracy całego krajowego systemu elektroenergetycznego należy dążyć do **wypłaszczenia dobowej krzywej zapotrzebowania na moc**³⁰. Zasadniczą kwestią jest zmniejszanie różnicy między zużyciem średnim a zużyciem szczytowym, a także wzrost popytu w godzinach nocnych. Oprócz dopuszczenia odbiorców do rynków regulowanych oraz upowszechnienia usług agregacji użyteczne będzie zastosowanie poniższych rozwiązań:

**zarządzanie popytem
(wypłaszczenie
dobowej krzywej
zapotrzebowania)**

- Jednym z narzędzi, które zostały wdrożone jest **taryfa antysmogowa**, która z jednej strony ma na celu ograniczanie problemu niskiej emisji, a z drugiej wypełnienie doliny nocnej zapotrzebowania³¹. W dalszej perspektywie zapewniona zostanie możliwość korzystania z **taryf dynamicznych** – w takiej taryfie koszt wytworzenia energii ma odzwierciedlenie w cenie zużycia w funkcji czasu, co oznacza, że konsument obniża swoje zapotrzebowanie, gdy cena jest najwyższa, a zwiększa w dolinie popytu po dużo niższej cenie. Wykorzystanie tego rozwiązania jest efektywne zwłaszcza w inteligentnych domach, gdzie pobór energii przez urządzenia sterowany jest automatycznie.
- **Rozwój technologii magazynowania energii**³² – energia może być wytworzona niezależnie od zapotrzebowania, zaś wykorzystana wtedy, gdy popyt na nią jest największy, przez co jest również najdroższa. Potencjał regulacyjny mają zarówno magazyny elektryczne, jak i zasobniki ciepła przy ciepłowniach i elektrociepłowniach.
- **Rozwój elektromobilności**³³ – wdrożenie pojazdów napędzanych elektrycznie zwiększy globalne zużycie energii elektrycznej. Ładowanie pojazdów odbywa się głównie nocą, dzięki czemu możliwe jest wydłużenie czasu pracy elektrowni podszczytowych, co wpływa na racjonalizację ich kosztów. Naładowane auta w godzinach szczytu zapotrzebowania na energię będą przejmować rolę magazynów energii. Rozwój w branży pojazdów elektrycznych będzie miał duże znaczenie dla postępu w dziedzinie technologii magazynowania.
- **Rozwój inteligentnych sieci**³⁴, które umożliwią świadome wykorzystanie energii oraz efektywne zarządzanie siecią przez OSPe i OSDe.

³⁰ 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.

³¹ W ramach taryfy antysmogowej konsument otrzymuje preferencyjne stawki opłat za ogrzewanie elektryczne nocą (w godz. 22⁰⁰-6⁰⁰).

³² Patrz: kierunek 2, część B – rozwój magazynowania energii i rekuperacji oraz rozwój inteligentnych sieci, kierunek 7 – rozwój ciepłownictwa sieciowego.

³³ Patrz: kierunek 4, część C – rozwój elektromobilności i paliw alternatywnych.

³⁴ Patrz: kierunek 2, część B – rozwój magazynowania energii i rekuperacji oraz rozwój inteligentnych sieci.

Kolejnym elementem rozwoju rynku energii elektrycznej są działania w zakresie **urynkowania usług systemowych**. W tym celu niezbędne jest stworzenie ram prawnych, które umożliwią lokalne bilansowanie spółkom dystrybucyjnym. Do tego konieczne będzie także zwiększenie kompetencji dystrybutorów w tym zakresie (w perspektywie 5 lat). Istotne znaczenie dla lokalnego bilansowania będzie mieć także rozwój klastrów energii³⁵.

**urynkowanie usług
systemowych**

W związku z budową jednolitego europejskiego rynku energii, a także wdrożeniem od 2021 r. rynku mocy zajdą istotne zmiany w zakresie **handlu energią elektryczną**. Od lipca 2018 r. są stosowane limity ofert ani cen na rynku dnia następnego (RDN) i rynku dnia bieżącego (RDB), a od 2019 r. limity cen na rynku bilansującym (RB) będą ustalone na poziomie nie niższym niż określony dla rynku dnia bieżącego. Wraz z pierwszym rokiem dostaw na rynku mocy (2021 r.) zakończone zostanie funkcjonowanie obecnych mechanizmów: (a) interwencyjnej rezerwy mocy, (b) pracy interwencyjnej, (c) gwarantowanego programu DSR, (d) operacyjnej rezerwy mocy.

**zmiany w zakresie
handlu energią
elektryczną**



Terytorialne ujęcie rynku energii elektrycznej odnosi się przede wszystkim do udziału w rynkach odbiorców, którzy w zależności od posiadanych możliwości mogą generować i sprzedawać energię, jak i świadczyć usługi DSR. W tym kontekście znaczenie mają lokalne wspólnoty energetyczne, wpływające na pokrycie lokalnych potrzeb, jak również agregatorzy, których działalność zależna jest od aktywności niewielkich podmiotów i sumarycznego potencjału oferowanych przez nich usług generacji i DSR w danym regionie.

³⁵ Patrz: kierunek 6.

   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 lokalne wspólnoty energetyczne;  – stworzenie możliwości działania agregatorom na zasadach równych innym podmiotom rynku	2021	URE, spółki obrotu energią, ME
   4A.2. Wzmocnienie pozycji konsumenta energii elektrycznej – wyposażenie do 2026 r. 80% gospodarstw domowych w inteligentne liczniki	2026	spółki dystrybucji
  4A.3. Ułatwienie zmiany sprzedawcy energii – uporządkowanie w zakresie generalnych umów dystrybucji poprzez wdrożenie obowiązku:  – zawierania umów z konsumentami wyłącznie na podstawie GUD;  – zatwierdzania GUD przez URE	2020	ME, URE
 4A.4. Zapewnienie ochrony konkurencyjności przemysłu energochłonnego	–	MPiT, ME
   4A.5. Wyplaszczanie dobowej krzywej zapotrzebowania na moc:  – zapewnienie możliwości korzystania z taryf dynamicznych,  – <i>zapewnienie warunków rozwoju technologii magazynowania, elektromobilności, inteligentnych sieci (zadania w kierunku 2B, 4C, 7)</i>	2021	ME, spółki energetyczne, URE
   4A.6. Urynkowanie usług systemowych oraz zwiększenie kompetencji dystrybutorów w zakresie bilansowania	2023	ME, spółki dystrybucji
  4A.7. Wprowadzenie zmian w zakresie handlu energią elektryczną (limity cen na rynku bilansującym, mechanizmy interwencyjne)	2021	OSP, ME, TGE
 – bezpieczeństwo energetyczne,  – konkurencyjność gospodarki,  – ograniczenie wpływu sektora na środowisko		

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 *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 innym niż dotychczas zastosowaniu.

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

* * *

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 osiągnął poziom 55% od 2015 r. 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.

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 (obróć) dla ostatniej grupy tj. **gospodarstw domowych zostaną uwolnione z obowiązku taryfowego z początkiem 2024 r.** Zakończenie deregulacji oraz dywersyfikacja źródeł dostaw³⁶ umożliwią dalszy rozwój warunków dla tworzenia konkurencji.

**liberalizacja rynku
gazu ziemnego**

Duże znaczenie dla funkcjonowania krajowego rynku gazu ziemnego ma stworzenie warunków do powstania w Polsce **centrum przesyłu i handlu gazem ziemnym dla państw Europy Środkowej i Wschodniej oraz państw bałtyckich**. Przedsięwzięcie wymaga przede wszystkim budowy Bramy Północnej i połączeń z państwami sąsiadującymi, ale niemniej ważna jest część transakcyjna, dlatego niezbędne są **działania rozwijające sferę usługowo-handlową**. Wzrost wolumenów gazu ziemnego przesyłanych przez terytorium Polski zwiększy płynność polskiego rynku gazu ziemnego oraz przyczyni się do obniżenia jednostkowych stawek za usługi świadczone przez OSPg, co pozwoli 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 *centrum przesyłu i handlu gazem* powinny być gotowe do końca 2022 r.

**silna pozycja Polski
na europejskim
rynku gazu
ziemnego**

Kolejnym elementem mającym znaczenie dla rozwoju rynku gazu ziemnego jest **perspektywa wzrostu zużycia tego surowca**. Nie chodzi jedynie o wzrost ilości wykorzystywanego paliwa, ale zapewnienie dostępu do surowca o wykorzystanie gazu ziemnego w celach i ze źródeł dotychczas niepopularnych. Aktualnie gaz zużywany jest przede wszystkim przez przemysł i gospodarstwa domowe oraz innych drobnych odbiorców (w znacznie mniejszym stopniu przez energetykę i transport). Obok zakończenia budowy kilku energetycznych bloków gazowo-parowych, przyczyn wzrostu zużycia gazu ziemnego należy szukać w:

**nowe segmenty
wykorzystania gazu
ziemnego**

- **zwiększaniu dostępu do gazu ziemnego odbiorcom krajowym przez głębszą gazyfikację kraju**, a tym samym likwidację tzw. *białych plam* – szacuje się, że do 2022 r. zgazyfikowanych będzie 61% polskich gmin (aktualnie 58%)³⁷.
- **zwiększeniu wykorzystania gazu w postaci LNG i CNG jako paliw alternatywnych w transporcie**³⁸
- **zwiększeniu wykorzystania gazu ziemnego w jednostkach wytwórczych rezerwowych dla odnawialnych źródeł energii** – wrasta udział energii odnawialnej zależnej od czynników atmosferycznych, dla których potrzebna jest rezerwa

³⁶ Patrz: kierunek 3, część A.

³⁷ Patrz: kierunek 3, część A – rozbudowa sieci dystrybucyjnej gazu ziemnego.

³⁸ Patrz: kierunek 4, część C – rozwój elektromobilności i paliw alternatywnych.

mocy w warunkach niekorzystnych. Atutem źródeł gazowych jest sterowalność – w ten sposób, mimo wyższego kosztu paliwa (w porównaniu do węgla), takie jednostki odnajdują swoje miejsce w systemie.



Rynek gazu ziemnego w ujęciu terytorialnym należy rozpatrywać przede wszystkim pod kątem zapewniania 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.³⁹

 Działania	Termin	Odpowiedzialni
 4B.1. Zniesienie obowiązku urzędowego zatwierdzania cen gazu ziemnego (obowiązku taryfowego) ostatniej grupy odbiorców, tj. gospodarstw domowych od 2024 r.	2023	ME
 4B.2. Zapewnienie warunków transakcyjnych dla realizacji idei <i>regionalnego centrum przesyłu i handlu</i> gazem ziemnym przez dalszy rozwój giełdy gazu oraz platformy obrotu giełdowego	2022	ME, TGE
 4B.3. Zapewnienie możliwości zwiększenia wykorzystania gazu ziemnego w nowych segmentach rynku poprzez:	2020	OSPg, OSDg
 – głębszą gazyfikację kraju;		
 – zwiększenie wykorzystania gazu w postaci LNG i CNG (<i>patrz działanie 4C.5</i>);		
 – zwiększenie wykorzystania gazu ziemnego jako moc rezerwowa dla OZE		

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

³⁹ Patrz też: kierunek 3, część A.

C) Rozwój rynku produktów naftowych i paliw alternatywnych⁴⁰

Rynek paliw jest stosunkowo stabilny i funkcjonuje dość sprawnie. Zapotrzebowanie na paliwa w Polsce w najbliższych latach będzie prawdopodobnie wzrastać, choć będzie to następować w sposób umiarkowany ze względu na zmianę struktury zapotrzebowania na energię w gospodarce. Dla zapewnienia lepszych warunków funkcjonowania tego rynku i jego konkurencyjności, a przede wszystkim dla większego stopnia bezpieczeństwa energetycznego zaplanowano szereg działań dla właściwych podmiotów. Istotne znaczenie zarówno dla pokrycia popytu, wzrostu konkurencyjności, jak i dywersyfikacji będzie mieć także rozwój wykorzystania paliw alternatywnych, energii elektrycznej w transporcie i biokomponentów.

Poniżej omówione zostaną zagadnienia dotyczące uporządkowania ról na rynku paliwowym, zapasów interwencyjnych, przejrzystości rynku, rozwoju rynku petrochemikaliów, jak i biokomponentów, paliw alternatywnych, w tym elektromobilności.

* * *

Role podmiotów na rynku paliwowo-rafineryjnym muszą być zgodne z ich celami i funkcjami. **Działalność spółek rafineryjnych powinna być skoncentrowana na produkcji i obrocie paliwami** (działalność podstawowa), a pojemności magazynowe wykorzystywane do celów własnych (*aktualnie rafinerie posiadają istotną część infrastruktury magazynowej, co utrudnia kontrolę państwa w tym aspekcie*). 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 kontrolę państwa w tym aspekcie, dlatego **pełną kontrolę nad aktywami kluczowymi dla bezpieczeństwa paliwowego w zakresie transportu rurociągowego oraz magazynowego ropy i paliw** musi pełnić spółka Skarbu Państwa.

**uporządkowanie
struktury właścicielskiej
segmentów rynku
paliwowego**

W celu optymalnej organizacji budowy i wykorzystania powstających podziemnych pojemności magazynowych (kawern) na węglowodory (ropa i gaz ziemny) oraz skoordynowania związanej z tym gospodarki solankowej za realizację **budowy pojemności kawernowych** odpowiedzialny będzie także jeden podmiot – operator gazociągów przesyłowych.

Należy zauważyć, że 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). Rozwijanie nowych segmentów rynku umożliwia skorzystanie z konkurencyjnej przewagi pierwszeństwa. Ponadto dla zwiększenia pozycji na rynku międzynarodowym **połączone zostaną dwa największe podmioty sektora paliwowego**.

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

**utrzymanie zapasów
interwencyjnych**

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

**przejrzystość rynku,
likwidacja szarej strefy**

⁴⁰ Patrz też: *Polityka Rządu RP dla infrastruktury logistycznej w sektorze naftowym*, 2017.

integrację danych dotyczących rynku paliwowego, zbieranych aktualnie przez różne instytucje. Platforma powinna być w pełni funkcjonalna w perspektywie 5 lat.

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 termo-izolacyjnych, 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**

Z uwagi na niemal pełne uzależnienie od importowanej ropy warto rozwijać rynek w kierunku **wykorzystania paliw innych niż tradycyjne produkty rafineryjne** – tj. biopaliwa oraz energia elektryczna na cele transportowe i inne paliwa alternatywne.

W 2016 r. udział OZE w transporcie w Polsce wyniósł 6,4%, w tym 1,1% w energii elektrycznej, w całej UE – 7,1% i 1,3%. Wszystkie **państwa członkowskie UE zobowiązane są do osiągnięcia w 2020 r. udziału 10% odnawialnych źródeł energii⁴¹ w transporcie**. Projektowane nowe regulacje UE wskazują w tym zakresie **cel 14% w 2030 r.** oraz akcentują większe wykorzystanie biopaliw zaawansowanych (niespożywczych)⁴² oraz paliw pochodzących z recyklingu paliw stałych (ang. *recycled carbon fuels*).

**wykorzystanie
biokomponentów
i innych paliw
odnawialnych**

Należy zauważyć, że zwiększanie udziału OZE w transporcie sprawia trudności wielu państwom członkowskim UE, co spowodowane jest głównie: (1) niskim udziałem energii elektrycznej z OZE w transporcie, (2) ograniczonymi technologicznie (tzw. *blending wall*) możliwościami dodawania biokomponentów pierwszej generacji, (3) wysokimi cenami i niską podażą biowęglowodórów 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.

Polska przyjęła, że cel 10% udziału OZE w transporcie w 2020 r. zostanie osiągnięty w podziale 8,5% z biokomponentów (dodawanych do paliw ciekłych i biopaliw ciekłych stosowanych w transporcie), w tym 0,1% z biopaliw zaawansowanych, **oraz 1,5% w energii elektrycznej w transporcie**. W celu realizacji obowiązku 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. Podział realizacji celu na 2030 r. zostanie określony w późniejszym terminie.

Realizacji celu na 2020 r. i rozwojowi rynku w dalszej perspektywie służyć będzie:

- dążenie do maksymalizacji wykorzystania konwencjonalnych biokomponentów wytwarzanych z surowców spożywczych, 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.

⁴¹ Patrz też: kierunek 6.

⁴² Biokomponenty pierwszej generacji (konwencjonalne) wytwarzane są ze zbóż, roślin wysokoskrobiowych, cukrowych i oleistych, są jednocześnie najefektywniejsze ekonomicznie i powszechnie dostępne. Biokomponenty drugiej i trzeciej generacji (zaawansowane) powstają z surowców pozaspożywczych przetworzonych przede wszystkim za pomocą zaawansowanych technologii.

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 Energii.

Ponadto mając na celu ograniczenie potencjalnych nadużyć w zakresie prawidłowości wykorzystania biokomponentów i innych paliw odnawialnych w transporcie do 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. 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, ale aktualny poziom rozwoju technologicznego oraz trudności organizacyjne nie pozwalają na wielkoskalowe.

Drugim elementem zmiany surowcowej na rynku paliw jest rozwój paliw alternatywnych⁴³ (innych niż OZE) wykorzystywanych w transporcie:

- **energia elektryczna** – 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 ograniczeniu problemu niskiej emisji w miastach, wsparty zostanie także rozwój technologii magazynowania energii, zarządzania popytem i inteligentnych sieci⁴⁴, tak istotnych dla kształtu rynku energii elektrycznej;
- **gaz ziemny w postaci skroplonej (LNG) oraz sprężonej (CNG)** – obecnie istnieją 24 publicznie dostępne stacje tankowania sprężonym gazem ziemnym (CNG), ale oczekuje się, że te ekologiczne auta za kilka lat obejmą część rynku, choć mniejszą niż pojazdy elektryczne;
- **wodór** – 1 kg wodoru umożliwia pokonanie ok. 100 km – choć to dynamicznie rozwijająca się technologia, jej komercyjny wykorzystanie nastąpi dopiero ok. 2040-50 r. Konieczna będzie budowa infrastruktury do tankowania;
- **paliwa syntetyczne** – otrzymywane z gazu ziemnego (*Gas to Liquid*), węgla (*Coal to Liquid*), biomasy, a także z tworzyw sztucznych (odpady komunalne). Paliwa te mogą być wykorzystywane przez pojazdy napędzane tradycyjnie, nie ma potrzeby budowy nowej infrastruktury.

**rozwój
elektromobilności
i paliw alternatywnych**

Popularyzacja elektromobilności i pozostałych paliw alternatywnych nie tylko oddziałuje na ograniczenie popytu na paliwa naftowe, ale ma ogromne znaczenie dla poprawy jakości powietrza. Jest to szczególnie istotne w ośrodkach miejskich, gdzie transport jest główną przyczyną zanieczyszczenia powietrza w miastach. Z tego powodu konieczna jest popularyzacja technologii zapewniających wysoki poziom redukcji emisji. Ich rozwój wymaga odpowiednio rozwiniętej infrastruktury, ale także istnienia regulacji prawnych określających funkcjonowanie rynku.

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 paliw alternatywnych, ale także katalog instrumentów wsparcia finansowego (np. zwolnienia z akcyzy, korzystniejsze stawki 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.

Kluczowe znaczenie w zakresie wsparcia finansowego budowy tej części rynku ma ustanowiony **Fundusz Niskoemisyjnego Transportu (FNT)**, z którego finansowane będą projekty związane z rozwojem elektromobilności oraz transportu opartego na paliwach alternatywnych (w tym ze źródeł odnawialnych). Zakres kwalifikowalnych projektów jest bardzo szeroki – wspierani mogą być zarówno przedsiębiorcy budujący infrastrukturę do ładowania pojazdów elektrycznych oraz do tankowania paliw

⁴³ Więcej w: *Krajowe ramy polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych*, ME 2017; *Plan Rozwoju Elektromobilności w Polsce*, ME 2017.

⁴⁴ Patrz też: kierunek 2, część B – rozwój magazynowania energii elektrycznej i rekuperacji oraz inteligentne sieci; kierunek 4, część A – wyłączenie dobowej krzywej zapotrzebowania.

alternatywnych, producenci ekologicznych środków transportu, jak i samorządy inwestujące w czysty transport publiczny, czy podmioty planujące zakup nowych zeroemisyjnych pojazdów.

Wdrożenie powyższych działań ma służyć osiągnięciu następujących celów w perspektywie 2020 i 2025 r.:

– **elektromobilność:**

pojazdy elektryczne: 50 tys. w 2020 r. i 1 mln w 2025 r.;

punkty ładowania zainstalowane w ogólnodostępnych stacjach ładowania: 6 tys. punktów o normalnej mocy oraz 400 punktów o dużej mocy ładowania w 32 aglomeracjach w 2020 r. (emisja z transportu ma największe znaczenie w dużych ośrodkach miejskich);

– **CNG i LNG:**

pojazdy CNG: 3 tys. w 2020 r. i 54 tys. w 2025 r.;

punkty tankowania: 70 CNG w 2020 r., 14 LNG i 32 CNG wzdłuż najważniejszych dróg (sieć bazowa TEN-T) w 2025 r.,

punkty bunkrowania skroplonego gazu ziemnego (LNG): 4 największe porty – Gdańsk, Gdynia, Szczecin i Świnoujście: możliwość bunkrowania statków LNG do 2025 r.



Poziom rozwoju rynku produktów naftowych powinien odpowiadać na możliwość pokrycia popytu w całym kraju. Poza kwestiami organizacyjnymi istotnym aspektem jest zapewnienie odpowiedniego rozmieszczenia infrastruktury paliwowej⁴⁵, w tym handlowych i interwencyjnych baz magazynowych, ale także rozwój gałęzi,

które pokrywają część popytu – od biokomponentów, po paliwa alternatywne i elektromobilność. Podsektory te będą się rozwijać się na terenie całego kraju, choć należy wytwarzanie biokomponentów w głębszym stopniu oddziałuje na tereny wiejskie, a wykorzystanie elektromobilności będzie mieć szerszy wymiar w ośrodkach miejskich.

⁴⁵ Patrz więcej: kierunek 3, część B.

  	Działania	Termin	Odpowiedzialni
 	4C.1. Uporządkowanie struktury właścicielskiej infrastruktury paliwowej: – objęcie przez państwo pełnej kontroli nad aktywami kluczowymi dla bezpieczeństwa paliwowego, – budowa i zarządzanie pojemnościami kawernowymi na węglowodorowy oraz gospodarka solankowa koordynowana przez jedną spółkę, – optymalizacja zapasów i zwiększenie roli Prezesa ARM w utrzymywaniu zapasów interwencyjnych	2020	spółki rafineryjne, PERN S.A., OSPg, ME
 	4C.2. Zapewnienie przejrzystości rynku paliw poprzez utworzenie i zapewnienie pełnej funkcjonalności platformy paliwowej	2023	ME
 	4C.3. Zwiększanie mocy produkcyjnych w obszarze petrochemii	2019-2030	PKN Orlen S.A.
  	4C.4. Zapewnienie warunków funkcjonowania i rozwoju rynku biokomponentów i biopaliw oraz osiągnięcia 8,5% udziału biokomponentów w transporcie do 2020 r. (<i>i dalszy rozwój dla osiągnięcia celu 14% OZE w transporcie w 2030 r.</i>) poprzez dążenie do: – maksymalizacji blendingu paliw, – zwiększenia wykorzystania surowców odpadowych do produkcji biokomponentów, – poszukiwania alternatywnych rozwiązań w zakresie opanowanych oraz nowych technologii zwłaszcza poprzez: – utrzymanie koordynacji wdrażania nowych technologii i działań w zakresie certyfikacji jakościowej przez ME, – wprowadzenie instrumentów kontroli dla prawidłowego wykorzystania biokomponentów	2020 (z perspektywą kontynuacji)	ME, spółki realizujące NCW, inne podmioty
  	4C.6. Zapewnienie warunków funkcjonowania i instrumentarium wsparcia rynku paliw alternatywnych do osiągnięcia celów: elektromobilność: – <i>pojazdy elektryczne</i>: 50 tys. w 2020 r. i 1 mln w 2025 r.; – <i>punkty ładowania</i>: 6 tys. publicznie dostępnych oraz 400 o dużej mocy ładowania w 32 aglomeracjach w 2020 r.; CNG i LNG: – <i>pojazdy CNG</i>: 3 tys. w 2020 r. i 54 tys. w 2025 r.; – <i>punkty tankowania</i>: 70 CNG w 2020 r., 14 LNG i 32 CNG wzdłuż najważniejszych dróg w 2025 r., – możliwość bunkrowania statków LNG w 4 największych polskich portach do 2025 r.	2020-2025	ME, OSDg, PGNIG S.A.

 – bezpieczeństwo energetyczne,

 – konkurencyjność gospodarki,

 – ograniczenie wpływu sektora na środowisko

KIERUNEK 5. Wdrożenie energetyki jądrowej⁴⁶

CEL: obniżenie emisyjności sektora energetycznego oraz bezpieczeństwo pracy systemu

Obecnie w Polsce nie ma elektrowni jądrowych. Program energetyki jądrowej realizowany w latach 80. XX w. (budowa elektrowni jądrowych Żarnowiec i Warta) w następstwie katastrofy w Czarnobylu został zlikwidowany uchwałą Rady Ministrów w 1990 r.

W aktualnej sytuacji wdrożenie energetyki jądrowej w pełni wpisuje się w realizację trzech elementów celu polityki energetycznej państwa. Za wprowadzeniem energetyki jądrowej do polskiego bilansu energetycznego przemawia kilka czynników. Bloki jądrowe zapewniają **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. Udział paliwa w koszcie wytworzenia jednostki energii jest stosunkowo niski, a niewielkie gabaryty umożliwiają utrzymanie wieloletniego zapasu co zapewnia także stałość kosztów. Istotny jest również fakt, że istnieje możliwość jego zakupu z różnych kierunków, także krajów o stabilnej sytuacji politycznej. Ponadto żywotność bloków jądrowych przekracza 60 lat, czyli o 20 lat więcej niż w przypadku bloków węglowych. Aktualnie wykorzystywane technologie (generacji III i III+) oraz rygorystyczne normy światowe w zakresie bezpieczeństwa jądrowego zapewniają **bezpieczeństwo eksploatacji elektrowni jądrowej** oraz składowania odpadów.



W następstwie wydarzeń w Fukushima część państw Europy Zachodniej zdecydowała się na stopniową rezygnację lub redukcję wykorzystania energetyki jądrowej, jednakże coraz częściej deklaracje te podlegają weryfikacji. Wynika to z trudności w zapewnieniu stabilnych dostaw energii przy założeniu eliminacji źródeł węglowych – nie jest możliwe jednocześnie ograniczenie udziału energetyki jądrowej oraz zmniejszenie poziomu emisji CO₂⁴⁷.

Z prowadzonych analiz wynika, że poparcie społeczne dla energetyki jądrowej zostało odbudowane. Warto zauważyć, że budowa elektrowni jądrowej może być zrealizowana **aż do 60% wartości projektu** przez polskie przedsiębiorstwa we współpracy z ośrodkami naukowo-badawczymi. Wyszczególniono cztery branże przemysłu, które będą mogły realizować projekt: prace ziemne i budowlane; prace mechaniczno-spawalnictwo; prace elektryczne, prace projektowe i zarządzanie projektem. Pierwsza branża ma wystarczająco zbudowane kompetencje, trzy pozostałe wymagają kilkuletniego przygotowania, ale posiadają doświadczenie w wyniku świadczenia swoich usług za granicą.

Poniżej przedstawiona zostanie koncepcja wprowadzenia energetyki jądrowej do krajowego systemu elektroenergetycznego.

Uruchomienie pierwszego bloku (o mocy ok. 1-1,5 GW) **pierwszej elektrowni jądrowej przewidziano na 2033 r.** W kolejnych latach planowane jest **uruchomienie kolejnych pięciu takich bloków (do 2043 r.)**. 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 na oczekiwane **ograniczenie globalnej emisji zanieczyszczeń powietrza** (zarówno CO₂, jak i innych np. NO_x, SO_x) z sektora energii.

Wytworzenie pierwszej jednostki energii z elektrowni jądrowej w Polsce wymaga realizacji szeregu działań. W pierwszej kolejności niezbędne jest **opracowanie modelu finansowania inwestycji**, a następnie **technologii i generalnego wykonawcy projektu**. **Wybór lokalizacji** determinowany jest dostępem do wody chłodzącej, ale także możliwością wyprowadzenia mocy i wycofania innych mocy w poszczególnych

finansowanie,
wybór inwestycji,
usprawnienia formalne

⁴⁶ Szczegóły wdrożenia energetyki jądrowej w Polsce wskazuje aktualizacja *Programu polskiej energetyki jądrowej*.

⁴⁷ W perspektywie co najmniej najbliższych kilkunastu lat nie jest możliwe zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii w bilansie z dominującą pozycją OZE ze względu na zbyt niski stan rozwoju tych technologii.

częściach kraju. Z tego względu główne lokalizacje budowy bloków jądrowych brane pod uwagę to wybrzeże (Kopalino lub Żarnowiec) i/lub centralna część Polski (okolice Bełchatowa).

W dalszej perspektywie możliwe jest także wykorzystanie małych reaktorów wysokotemperaturowych (HTR, ang. *High Temperature Reactor*), które mogą mieć zastosowanie przede wszystkim w przemyśle.

W celu ograniczenia możliwych trudności formalno-prawnych (wpływających na opóźnienie realizacji projektu), konieczne jest **usprawnienie formalnej strony procesu inwestycyjnego**. Zmiany są niezbędne także ze względu na *bezprecedensowy charakter inwestycji*. Należy przez to rozumieć np.: zintegrowanie części postępowań administracyjnych; umożliwienie symultanicznego wnioskowania o pozwolenia/zezwoleń; ustanowienie natychmiastowej wykonalności decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach oraz lokalizacji inwestycji; uporządkowanie regulacji dotyczących uczestnictwa organizacji społecznych w postępowaniu dotyczącym elektrowni jądrowej; wydłużenie terminu ważności decyzji o ustaleniu lokalizacji do 10 lat (analogicznie do okresu ważności decyzji o uwarunkowaniach środowiskowych); czy uelastycznienie postępowań o udzielenie zamówienia.

Ponieważ w Polsce nie pracuje żadna elektrownia jądrowa aktualnie **nie ma wystarczająco rozbudowanego zaplecza kadrowego** – zarówno dla właściwego funkcjonowania elektrowni, jak i dozoru. **Dla oszacowania potrzeb kadrowych**, kluczowy będzie wybór technologii, gdyż zdeterminuje to wielkość zapotrzebowania na pracowników elektrowni⁴⁸. Z punktu widzenia dozoru najistotniejsze jest uruchomienie potencjału naukowo-badawczego, tak aby zapewnić **narzędzia wsparcia technicznego dla jednostek dozoru** (Państwowa Agencja Atomistyki, Urząd Dozoru Technicznego). Potrzeby kadrowe oraz ścieżki i metody osiągnięcia celów zostaną określone w *Programie rozwoju zasobów ludzkich na potrzeby energetyki jądrowej*.

zapewnienie zaplecza kadrowego dla EJ

techniczne wzmocnienie dozoru

Wypalone paliwo w pierwszych latach po wytworzeniu będzie składowane na terenie elektrowni, a decyzja w zakresie dalszego postępowania zostanie podjęta w przyszłości, zgodnie z *Krajowym Planem postępowania z odpadami promieniotwórczymi i wypalonym paliwem jądrowym*. Odpady nisko- i średnioaktywne będą składowane na krajowym składowisku odpadów promieniotwórczych, jednakże aktualnie eksploatowane składowisko nie pokryje wszystkich potrzeb, dlatego perspektywnie uruchomione zostanie **nowe składowisko dla odpadów** nisko- i średnioaktywnych.

zapewnienie składowiska odpadów promieniotwórczych

Z dotychczasowych analiz wynika, że Polska nie posiada przemysłowych ilości uranu ze złóż konwencjonalnych, jednakże istnieje potencjał złóż niekonwencjonalnych (np. w popiołach, odpadach po wydobywczym miedzi). W kolejnych latach możliwe jest poddanie badaniom wykorzystania tego potencjału.



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 jej otoczeniu, znaczące 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.

⁴⁸ Kadre EJ w większości stanowić będą pracownicy operacyjni – np. technik nukleonik, zaś około 30% kadry to osoby z wykształceniem wyższym – m.in. energetycy jądrowi, chemicy jądrowi, ale także prawnicy.

   Działania	Termin	Odpowiedzialni
 5.1. Wprowadzenie zmian prawnych ograniczających opóźnienia realizacji projektu budowy EJ z przyczyn pozatechnicznych (formalnych)	2019	ME
 5.2. Opracowanie modelu finansowania pierwszej EJ	2018	ME
   5.3. Ostateczny wybór lokalizacji pierwszego bloku elektrowni jądrowej – Kopalino / Żarnowiec (następnie wybór lokalizacji kolejnych bloków)	2020	ME
   5.4. Ostateczny wybór technologii oraz generalnego wykonawcy pierwszej elektrowni jądrowej	2021	
   5.5. Opracowanie (i wdrożenie) <i>Programu rozwoju zasobów ludzkich na potrzeby energetyki jądrowej</i>	2019 (2030)	ME
  5.6. Organizacja wsparcia technicznego dla dozoru jądrowego – konsolidacja instytutów badawczych, utworzenie Narodowego Laboratorium Energii Jądrowej	2019	ME
   5.7. Uruchomienie nowego składowiska odpadów nisko- i średnioaktywnych	2027	ME
   5.8. Budowa i uruchomienie bloków jądrowych: – pierwszego bloku jądrowego; – kolejnych pięciu bloków jądrowych (co dwa lata)	2024-2043 (do 2033) (do 2043)	ME
 – bezpieczeństwo energetyczne,  – konkurencyjność gospodarki,  – ograniczenie wpływu sektora na środowisko		

KIERUNEK 6. Rozwój odnawialnych źródeł energii

CEL: obniżenie emisyjności sektora energetycznego oraz dywersyfikacja struktury wytwarzania energii

Wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych umożliwia dywersyfikację struktury wytwarzania energii, ogranicza uzależnienie państwa od importu paliw, a także przyczynia się do **zmniejszenia wpływu sektora energii na środowisko**, dzięki niewielkiej / zerowej emisji zanieczyszczeń⁴⁹. Wykorzystanie OZE ogranicza import paliw oraz zapewnia możliwość mniejszej intensywności wykorzystania paliw kopalnych, co wpływa na **bezpieczeństwo energetyczne**.



Dodatkowym atutem OZE jest możliwość wykorzystania potencjału lokalnego (w tym słabiej rozwiniętych regionów i obszarów wiejskich) oraz dywersyfikacja lokalizacji infrastruktury wytwórczej, która zlokalizowana jest przede wszystkim w południowej części kraju. Rozproszenie jednostek wytwórczych oraz zlokalizowanie ich blisko odbiorcy wpływa także na ograniczenie strat przesyłowych, choć wymaga to utrzymania w dobrym stanie lokalnej infrastruktury dystrybucyjnej. Aktualne technologie OZE nie są na tyle konkurencyjne, aby bez ograniczeń funkcjonowały w systemie energetycznym, jednakże postęp technologiczny powoduje, że z roku na rok jest to coraz mniejsza bariera. Choć system wsparcia OZE i pierwszeństwo wprowadzania do sieci energii z tych źródeł zaburzyły funkcjonowanie rynku energii, oczekuje się, że w perspektywie długoterminowej wykorzystanie OZE będzie wpływać na spadek cen energii, a tym samym na **wzrost konkurencyjności gospodarki**.

Poniżej przedstawiona zostanie koncepcja zapewnienia bezpiecznego wykorzystania OZE w podziale na źródła zależne i niezależne od warunków atmosferycznych, z uwzględnieniem problemu bilansowania lokalnego i na poziomie kraju, a także sposoby wsparcia rozwoju OZE.

Wzrost udziału OZE w zużyciu energii jest jednym z trzech priorytetowych obszarów polityki klimatyczno-energetycznej UE. Ogólnounijny cel na 2020 r. wynosi 20%, zaś na 2030 r. – 32% (określony w 2018 r.).

W 2016 r. udział OZE w końcowym zużyciu energii brutto w Polsce wyniósł 11,3%. Najwięcej OZE wykorzystywane jest w ciepłownictwie i chłodnictwie – odpowiedzialne za blisko 69% produkcji OZE, następnie w elektroenergetyce ok. 24%, zaś w transporcie ok. 6,8%. Udział produkcji ze źródeł odnawialnych w tych podsektorach stanowi odpowiednio 14,7% w ciepłownictwie i chłodnictwie, 13,4% w wytwarzaniu energii elektrycznej oraz 3,9% w transporcie⁵⁰.

**21% OZE w finalnym
zużyciu energii brutto
w 2030 r.**

W ramach zobowiązań unijnych Polska powinna osiągnąć w 2020 r. udział energii ze źródeł odnawialnych w zużyciu finalnym energii brutto na poziomie 15%, w tym 10% udział energii odnawialnej w transporcie⁵¹. W ramach udziału w realizacji ogólnounijnego celu na 2030 r. Polska deklaruje osiągnięcie **21% udziału OZE w finalnym zużyciu energii brutto** (zużycie razem w elektroenergetyce, ciepłownictwie i chłodnictwie oraz na cele transportowe) **w 2030 r.**, co zależne jest od konkurencyjności tych źródeł oraz ich miejsca i użyteczności dla systemu. 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, ale także w technologiach magazynowania energii. **Realizacja celu OZE będzie odbywała się przez zwiększanie wykorzystania OZE we wszystkich trzech podsektorach**, choć najtrudniejsze będzie zwiększanie OZE w transporcie⁵².

⁴⁹ Spalaniu biomasy towarzyszą emisje zanieczyszczeń, jednakże w okresie wegetacji, pochłaniania CO₂ w procesie fotosyntezy.

⁵⁰ 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.

⁵¹ Ścieżkę dojścia do tego poziomu wyznacza *Krajowy Plan Działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych do 2020 r.*, 2010.

⁵² Patrz: kierunek 4, część C – rozwój biokomponentów i innych paliw odnawialnych.

Regulacje unijne zobowiązują Polskę do osiągnięcia 10% udział energii odnawialnej **w transporcie** w 2020 r. oraz 14% w perspektywie 2030 r. Do realizacji tych celów przyczyni się wykorzystanie biokomponentów (dodawanych do paliw ciekłych i biopaliw ciekłych stosowanych w transporcie), z coraz większym naciskiem na zastosowanie biopaliw zaawansowanych (niespożywczych) oraz paliw pochodzących z recyklingu paliw stałych (ang. *recycled carbon fuels*), jak również wykorzystanie energii elektrycznej w transporcie. Oznacza to coraz większe oddziaływanie OZE na rynek paliwowy, zdominowany przez paliwa naftowe⁵³.

wykorzystanie OZE
w transporcie

Udział OZE **w ciepłownictwie i chłodnictwie** będzie zwiększał się o około 1-1,3 pkt proc. rocznie. Do wytwarzania OZE w tym podsektorze przyczyni się wykorzystanie⁵⁴:

wykorzystanie OZE
w ciepłownictwie
i chłodnictwie

- **energii z biomasy** (i ciepła z odpadów) – to źródło dobrze sprawdzi się w gospodarstwach domowych, jak i w kogeneracji; ma największy potencjał dla realizacji celu OZE w ciepłownictwie ze względu na dostępność paliwa oraz parametry techniczno-ekonomiczne instalacji. Jednostki wytwórcze wykorzystujące biomasę powinny być lokalizowane w pobliżu jej powstawania (tereny wiejskie, zagłębia przemysłu drzewnego, miejsca powstawania odpadów komunalnych) oraz w miejscach, w których możliwa jest maksymalizacja wykorzystania energii pierwotnej zawartej w paliwie, aby zminimalizować środowiskowy koszt transportu. Energetyczne wykorzystanie biomasy przyczynia się również do lepszej gospodarki odpadami;
- **energii z biogazu** – wykorzystanie biogazu będzie szczególnie użyteczne w skojarzonym wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepła. Atutem jest możliwość magazynowania energii w biogazie, który może być wykorzystany w celach regulacyjnych. W ujęciu ogólnogospodarczym wykorzystania biogaz stanowi dodatkową wartość dodaną, gdyż umożliwia zagospodarowanie szczególnie uciążliwych odpadów (np. zwierzęcych, gazów wysypiskowych);
- **energii geotermalnej** – choć aktualnie jej wykorzystanie jest na stosunkowo niskim poziomie, ocenia się, że jej wykorzystanie będzie rosło w bardzo szybkim tempie. Określenie potencjału geotermalnego wymaga dużych nakładów finansowych przy dużym stopniu niepewności, ale wykorzystanie tego typu energii może stanowić o rozwoju danego obszaru (np. kompleksy rekreacyjne);
- **pomp ciepła** – ich zastosowanie staje się coraz popularniejsze w gospodarstwach domowych. Ich potencjał ocenia się na poziomie podobnym do energetyki geotermalnej. Do ich wykorzystania niezbędna jest energia elektryczna, dlatego dobrym rozwiązaniem jest powiązanie instalacji z innym źródłem OZE generującym energię elektryczną;
- **energii słonecznej** – znaczący wzrost jej wykorzystania na cele ciepłe jest zależny od rozwoju technologicznego ze względu na odwrotną korelację między nasłonecznieniem a potrzebami cieplnymi. Ten rodzaj energii odegra jednak kluczową rolę w pokrywaniu potrzeb na chłód – panele fotowoltaiczne pokryją letnie szczyty zapotrzebowania na energię elektryczną w celach chłodniczych.

W najbliższych latach wzrost wykorzystania OZE **w wytwarzaniu energii elektrycznej** utrzyma się na stabilnym poziomie, a jego dynamika ulegnie zwiększeniu po 2025 r., ze względu na spodziewane osiągnięcie dojrzałości technologiczno-ekonomicznej poszczególnych technologii. Szacuje się, że w 2030 r. udział OZE w elektroenergetyce wyniesie ok. 27%. Do wzrostu udziału OZE w elektroenergetyce przyczyni się wykorzystanie:

wykorzystanie OZE
w elektroenergetyce

- **energii słonecznej** (fotowoltaika) – 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. Instalacje będą budowane w sposób rozporozszony, ale całkowita moc zainstalowana będzie mieć coraz większe znaczenie dla KSE. Jej wykorzystanie stanowi alternatywę dla wykorzystania terenów poprzemysłowych i słabej jakości gruntów, jak również dachów budynków. Ocenia się, że źródła fotowoltaiczne osiągną dojrzałość ekonomiczno-techniczną po 2022 r.

⁵³ Wykorzystanie biokomponentów i energii elektrycznej na cele transportowe zostało opisane w kierunku 4, części C, gdyż ich rozwój silnie wpływa na rynek paliwowy.

⁵⁴ Patrz też: kierunek 7.

- **energii wiatru na morzu** – rozpoczęcie inwestycji w te moce uwarunkowane jest zakończeniem prac nad wzmocnieniem sieci przesyłowej w północnej części kraju, tak aby możliwe było wyprowadzenie mocy w głąb kraju. Przewiduje się, że pierwsza morska farma wiatrowa zostanie włączona do bilansu elektroenergetycznego po 2025 r. Polska linia brzegowa daje możliwość wdrażania kolejnych instalacji na morzu, ale kluczowe znaczenie dla inwestycji będzie mieć możliwość ich bilansowania w KSE. Przewagą energetyki wiatrowej morskiej nad lądową jest wykorzystywanie wyższych prędkości wiatru (niska szorstkość terenu) oraz możliwość większego wykorzystania mocy, nie występuje także problem akceptacji społecznej;
- **energii wiatru na lądzie** – nie przewiduje się tak dynamicznego wzrostu udziału tej technologii w bilansie energetycznym, jak w latach poprzednich. Istotnym utrudnieniem w wykorzystywaniu energetyki wiatrowej na lądzie jest brak zależności między ich pracą elektrowni a zapotrzebowaniem na energię, dlatego tempo ich rozwoju powinno być zależne od kosztów i możliwości bilansowania. Problemem jest także zróżnicowany poziom akceptacji elektrowni wiatrowych przez społeczność lokalną. Dla redukcji potencjalnych konfliktów, warto aby inwestorzy tworzyli systemy partycypacji mieszkańców w realizację projektów;
- **energii 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. Atutem biogazu jest możliwość jego wykorzystania w celach regulacyjnych, co jest szczególnie istotne dla elastyczności pracy KSE;
- **hydroenergii** – ze względu na niewielki krajowy potencjał wodny nie przewiduje się znaczącego wzrostu wykorzystania potencjału wód płynących. W horyzoncie długoterminowym na rozwój energetyki wodnej może wpłynąć rozwój śródlądowych dróg wodnych oraz rewitalizacja piętrzeń wodnych. Należy zauważyć, że praca elektrowni przepływowych może być regulowana, ale w ograniczonym zakresie. *Wodne elektrownie szczytowo-pompowe nie są zaliczane do OZE, ale mają użyteczność regulacyjną dla KSE.* Mając na uwadze potencjał regulacyjny hydroenergii, warto poszukiwać nowych sposobów jej wykorzystania, także w małej skali.

Znaczna część mocy wytwórczych z energii odnawialnej zainstalowanej w Polsce oparta jest o źródła niestabilne, zależne od warunków atmosferycznych i pracujące małą liczbę godzin w roku (wiatr, słońce, częściowo woda). W ujęciu systemowym wpływa to niekorzystnie na efektywność i koszt wytwarzania energii, gdyż konieczne jest utrzymywanie mocy rezerwowych oraz dużej elastyczności całego systemu, co generuje wzrost kosztów energii. Do poprawy możliwości wykorzystania energii z OZE przyczyni się rozwój magazynów energii oraz inteligentnych systemów zarządzania energią, czy tworzenie zachęt do poprawy elastyczności cenowej popytu na energię (DSR)⁵⁵. Równie ważne są badania i rozwój w zakresie tych technologii, dzięki czemu możliwe będzie np. zwiększenie wykorzystania wiatru przez siłownie wiatrowe (w tym przez farmy morskie), czy promieniowania słonecznego przez panele fotowoltaiczne. W dalszej perspektywie **warunkiem przyłączenia niestabilnego źródła energii** powinno być **zapewnienie możliwości pokrycia rezerwy** w okresach nieczynności.

**bilansowanie OZE –
magazyny, klastry energii,
źródła regulacyjne**

Aby zapewnić lepsze warunki funkcjonowania odnawialnych źródeł energii w KSE:

- w przypadku **wykorzystania energii z OZE na potrzeby własne** (prosumenci indywidualni oraz przemysłowi) należy dążyć do sytuacji, w której nadwyżki energii wprowadzane są do magazynu energii, lub sprzedawane lokalnie, co powinno **zminimalizować potrzeby zewnętrzne prosumenta** w okresie niesprzyjających warunków atmosferycznych bądź poprawić rentowność instalacji przy ograniczeniu negatywnego oddziaływania na sieć elektroenergetyczną;
- w **wykorzystaniu terytorialnym** kluczowe znaczenie będzie mieć **rozwój klastrów energii** (obszar pięciu sąsiadujących gmin lub powiatu) i **spółdzielni energetycznych**. Ich zadaniem jest wykorzystanie lokalnego potencjału – źródeł energii, surowców, kontaktów międzyludzkich, a także stworzenie nowych obszarów rozwoju gospodarczego przez większy dostęp do mediów. Równie ważne jest uniezależnienie danego obszaru od dostaw energii z sieci krajowej oraz możliwości świadczenia usług DSR przez klaster na rzecz OSD. Powiązanie kilku różnych źródeł energii z możliwością jej magazynowania, zmienności taryf oraz lokalnego poczucia partycypacji powinno zapewniać bilansowanie (docelowo całkowite) na obszarze klastra. Docelowo pewność bilansowania w klastrach powinna być tak wysoka, aby potrzeby energetyczne tych obszarów nie były uwzględniane w rezerwie mocy planowanej przez OSPE (enkapsulacja problemu). Szacuje się, że w 2030 r. na terenie kraju będzie funkcjonować ok. **300 obszarów zrównoważonych energetycznie na poziomie lokalnym**.

⁵⁵ Patrz: kierunek 3, część A.

Tworzone mechanizmy wsparcia i promocji wytwarzania energii z OZE (do ok. 2030 r.) będą dostosowane do potrzeb rynkowych, a w uprzywilejowanej pozycji będą stawać rozwiązania:

wsparcie rozwoju OZE

- zapewniające **maksymalną dyspozycyjność** (wysoka efektywność i współczynnik wykorzystania, sterowalność, **wykorzystanie magazynu energii**), z relatywnie najniższym kosztem wytworzenia energii;
- zaspokajające **lokalne potrzeby energetyczne** (ciepło, energia elektryczna, transport), ale także związane z gospodarką odpadami (zgodną z hierarchią zagospodarowania odpadów) i wykorzystaniem miejscowego potencjału.

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

- **pierwszeństwo dostępu do sieci** – choć rozwiązanie zaburza rynek, ale jest głównym warunkiem wykorzystania OZE;
- **aukcje** – przeznaczone są dla źródeł wytwarzających energię w sposób profesjonalny, czyli zapewniających dyspozycyjność i odpowiednio wysoką moc. 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*) – skierowane są instalacji o stosunkowo niewielkiej mocy, służą zagospodarowaniu energii niewykorzystanej przez niewielkiego wytwórcę.
- **dotacje, pomoc zwrotna** – mechanizm uzależniony od potrzeb lokalnych, dystrybuowany w regionach;
- **gwarancje pochodzenia** – to dobrowolny instrument wsparcia – mają charakter certyfikatu, a popyt na nie kreują odbiorcy, którym zależy na postrzeganiu ich jako ekologiczna firma (np. ładowarki do samochodów elektrycznych);
- **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.



Wytwarzanie energii z odnawialnych źródeł ze względu na rozproszenie powoduje znaczące oddziaływanie terytorialne. Instalacje należą często do niewielkich wytwórców (indywidualnych lub przemysłowych), a substraty 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.

 Działania	Termin	Odpowiedzialni
 6.1. Zapewnienie warunków osiągnięcia 21% OZE w finalnym zużyciu energii brutto w 2030 r., w tym: – w ciepłownictwie i chłodnictwie – rocznego przyrostu udziału OZE o 1-1,3 pkt. proc. rocznie, – w elektroenergetyce – wzrostu udziału OZE w wytwarzaniu energii elektrycznej, zwłaszcza po 2022 r. (ze względu na wzrost opłacalności wykorzystania niektórych technologii), – w transporcie – osiągnięcia 10% udziału OZE w 2020 r. oraz 14% w 2030 r., w tym wzrost wykorzystania biopaliw zaawansowanych (<i>zadania realizowane także w ramach kierunków 2, 4 i 7</i>)	2020 / 2030	ME i inne podmioty
 6.2. Zapewnienie warunków bilansowania źródeł odnawialnych – wprowadzenie obowiązku przyłączenia niestabilnego OZE z magazynem energii lub inną formą rezerwy mocy	2030	ME
 6.3. Zapewnienie warunków rozwoju obszarów zrównoważonych energetycznie na poziomie lokalnym (klastrów energii, spółdzielni) – ok. 300 w 2030 r.	2030	ME, samorządy, inne podmioty
 6.4. Utrzymanie wsparcia finansowego dla OZE oraz udoskonalenie istniejących jego form z uwzględnieniem roli technologii w KSE (<i>do czasu osiągnięcia dojrzałości ekonomicznej</i>)	2040	ME, NFOŚiGW, WFOŚiGW

 – bezpieczeństwo energetyczne,

 – konkurencyjność gospodarki,

 – ograniczenie wpływu sektora na środowisko

KIERUNEK 7. Rozwój ciepłownictwa i kogeneracji

CEL: powszechny dostęp do ciepła oraz niskoemisyjne wytwarzanie ciepła w całym kraju

Pokrycie zapotrzebowania na ciepło jest jednym z elementów **bezpieczeństwa energetycznego**. Zabezpieczenie dostaw ciepła w sposób szczególny ma znaczenie dla gospodarstw domowych, w których ponad 80% zużywanej energii pierwotnej przeznaczanych jest na ogrzanie pomieszczeń i wody. Z niewystarczającym pokryciem potrzeb cieplnych silnie związane jest zjawisko ubóstwa energetycznego mające wieloaspektowe podłoże.



Wytwarzaniu ciepła towarzyszą emisje zanieczyszczeń. O ile energetyka zawodowa i przemysłowa zobligowana jest do dotrzymywania określonych norm dotyczących emisji, o tyle w gospodarstwach domowych występuje tylko zakaz palenia odpadów. Dla najwyższej efektywności wykorzystania surowca, a także możliwie **wysokiej redukcji zanieczyszczeń** niezbędne jest zapewnienie **konkurencyjności** rozwiązań efektywnych i niskoemisyjnych. W szerszym ujęciu koszty ochrony zdrowia i nieracjonalnego gospodarowania zasobami przewyższają różnicę kosztów inwestycyjnych i/lub operacyjnych czystych technologii.

Cechą rynku ciepła jest jego lokalny charakter ze względu na techniczne możliwości przesyłu ciepła, które nie przekraczają 20 km. Gospodarstwa domowe zaopatrują się w ciepło za pomocą indywidualnego źródła ciepła lub przez dostęp do sieci ciepłowniczych (ciepłownictwo sieciowe), podobnie jak przedsiębiorstwa i podmioty sektora publicznego. Choć od lat 90. XX w. poczynione zostały ogromne postępy w zakresie efektywności energetycznej wytwarzania i dostarczania ciepła oraz ograniczenia wpływu tych procesów na środowisko, wciąż pozostaje szeroki zakres działań w zakresie gospodarki cieplnej.

Poniżej przedstawiona zostanie koncepcja pokrycia potrzeb cieplnych gospodarki w podziale na ciepłownictwo systemowe i indywidualne, a ponadto omówione zostaną inne problemy ogólnogospodarcze związane z pokrywaniem potrzeb cieplnych.

Szczególną rolę we wdrażaniu polityki państwa w zakresie ciepłownictwa ma zaangażowanie władz samorządowych i lokalne planowanie energetyczne, ze względu na to, że potrzeby ciepłe pokrywa się w miejscu zamieszkania. Aktualnie obowiązek opracowywania dokumentów planistycznych dotyczących zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe jest wykonywany jedynie przez ok. 20% gmin. Konieczne jest **zaktywizowanie gmin, powiatów oraz województw do planowania energetycznego** skutkujące przede wszystkim racjonalną gospodarką energetyczną oraz rozwojem czystych źródeł energii i poprawą jakości powietrza. Planowanie powinno opierać się o realną współpracę jednostek samorządu terytorialnego, wykorzystując możliwości lokalnych synergii, a nie wyłącznie w celu realizacji obowiązku.

planowanie
energetyczne na
poziomie lokalnym

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, a nowym inwestorom dostarczy informacji o zastanej infrastrukturze.

budowa
ogólnopolskiej
mapy ciepła

Pokrycie potrzeb cieplnych powinno odbywać się przede wszystkim poprzez wykorzystanie **ciepła systemowego**. Zapewnia to wysoką efektywność wykorzystania surowca, komfort życia ludzi i ogranicza problem *niskiej emisji*⁵⁶.

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

⁵⁶ Patrz też: kierunek 8.

- 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, o których mowa 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 2016 r. w kogeneracji wytworzono ok. 15,9% energii elektrycznej i ok. 61% ciepła systemowego, a udział OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie wyniósł 14,7%.

Dążenie do rozbudowy ciepłownictwa, a przede wszystkim do budowy **efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych** będzie osiągane przede wszystkim przez następujące działania:

rozwój
ciepłownictwa
systemowego

- **Rozwój kogeneracji**, czyli jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, co stanowi najbardziej efektywny środowiskowo sposób wykorzystania paliw kopalnych. Koszt takiej instalacji może być wyższy niż w przypadku budowy ciepłowni, jednakże zyski pochodzą ze sprzedaży dwóch nośników energii. Aby zachęcić do wykorzystania technologii CHP, ale w sposób wysokoefektywny, **utrzymane zostanie wsparcie dla energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji**. System będzie aktywny tak długo, jak rynek będzie wymagał interwencji. W dalszej perspektywie ciepło systemowe powinno być wytwarzane wyłącznie w CHP.
- **Zwiększenie wykorzystania OZE w ciepłownictwie systemowym** – odbywać się będzie głównie poprzez wykorzystanie lokalnych zasobów energii odnawialnej, tj. biomasa, biogaz, czy geotermia, zwłaszcza w klastrach. Udział OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie powinien wzrastać o 1-1,3 pkt proc. rocznie⁵⁷.
- **Zwiększenie wykorzystania odpadów na ciepłownictwie systemowym**⁵⁸ (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. Termiczne przetwarzanie odpadów wpisuje się w ideę *gospodarki o obiegu zamkniętym*. W dalszej perspektywie termiczne unieszkodliwianie odpadów bez odzysku energii nie powinno być praktykowane.
- **Uciepłownienie elektrowni** – dla jak najwyższej efektywności wykorzystania paliwa, ciepło towarzyszące wytwarzaniu energii elektrycznej nie powinno być odpadem. We współpracy z gminą należy rozważyć czy w danej lokalizacji występuje potencjał rozwoju rynku ciepła, który może okazać się także przyczyną rozwoju danego obszaru.
- **Modernizacja i rozbudowa systemu dystrybucji ciepła i chłodu** – dla ograniczenia strat, transport czynnika grzewczego powinien odbywać się w sieciach preizolowanych. Nowopowstające sieci są budowane w takich technologiach, ale 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.
Ciepło sieciowe 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. Rozwiązanie jest szczególnie atrakcyjne dla nowopowstających budynków usługowych.
- **Popularyzacja magazynów ciepła** – ciepło zmagazynowane w dolinie popytu na nie może zostać wykorzystane w okresie zwiększonego zapotrzebowania, co usprawnia działanie systemów ciepłowniczych. To rozwiązanie ma również istotne znaczenie w sprzężeniu z niestabilnymi OZE np. przy wykorzystaniu kolektorów słonecznych, ale także dla bilansowania popytu w klastrach.
- **Popularyzacja inteligentnych sieci** – wysokosprawne źródła, prawidłowo zaizolowane sieci oraz zasobniki ciepła osiągają najwyższą efektywność przy wykorzystaniu inteligentnych sieci. Nowoczesne metody zarządzania pozwalają na optymalne gospodarowanie poborem ciepła, ograniczenie strat przy przesyłach ciepła, wykrywanie usterek, czy usprawnienie czynności eksploatacyjnych.

⁵⁷ Zagadnienie źródeł odnawialnych zostało omówione w oddzielnym kierunku – patrz: kierunek 6.

⁵⁸ Patrz też: kierunek 1 – pokrycie zapotrzebowania na biomasę.

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 ciepłych.

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. W 2015 r. do sieci ciepłowniczej na obszarach miejskich przyłączonych było 61% gospodarstw domowych – celem jest sukcesywne zwiększanie tego wskaźnika.

**zwiększenie
wykorzystania ciepła
systemowego**

Aktualnie istnieje **obowiązek podłączenia do efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego**, ale tylko dla obiektów, których przewidywana szczytowa moc cieplna instalacji i urządzeń do ogrzewania wynosi co najmniej 50 kW⁵⁹. Zasadne jest jednak **rozszerzenie tego obowiązku na wszystkie scentralizowane systemy ciepłownicze, w odniesieniu do wszystkich obiektów budowlanych**. Zwiększenie liczby przyłączonych odbiorców i odchodzenie od indywidualnego ogrzewania tam gdzie zlokalizowana jest sieć przyczyni się do walki z niską emisją, a jednocześnie zwiększy się komfort życia mieszkańców, dotychczas wykorzystujących piece na paliwa stałe. Równocześnie konieczne jest zapewnienie funkcjonowania **mechanizmu egzekwowania obowiązku przyłączenia obiektów do sieci ciepłowniczej** w trakcie procesu budowlanego, co umożliwi powszechną realizację tego obowiązku.

Do zwiększenia wykorzystania ciepła sieciowego przyczyniać się będą **zadania opisane przy rozwoju ciepłownictwa systemowego** – konkurencyjne ceny ciepła z takiego źródła powinny zachęcać do korzystania z ciepła sieciowego. Aby przedsiębiorstwa ciepłownicze nie kreowały cen z pozycji monopolisty, a ich poziom był akceptowalny dla odbiorców i równocześnie umożliwiający pokrycie kosztów uzasadnionych wraz ze zwrotem z zainwestowanego kapitału, zasadna jest **zmiana modelu rynku ciepła i polityki taryfowej** oraz **poszukiwanie innych bodźców do optymalizacji kosztów zaopatrzenia w ciepło**.

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

**niskoemisyjne
źródła indywidualne**

- instalacje gazowe,
- instalacje niepalnych OZE (w tym pompy ciepła),
- ogrzewanie elektryczne,
- wykorzystanie kotłów na paliwa stałe co najmniej V klasy.

Zachętą do wykorzystania ekologicznych źródeł ciepła są coraz częściej łączone oferty sprzedażowe⁶⁰, a także różne formy wsparcia finansowego ze środków publicznych. Ogromną rolę w budowaniu świadomości i potrzeby ekologicznej mają samorządy i oddolne inicjatywy lokalne.

W wielu przypadkach, pomimo wiedzy o skutkach spalania odpadów w przydomowych instalacjach, są one używane jako paliwo. Problemem jest także niewłaściwa obsługa instalacji węglowych, w tym sposób rozpalania i dokładania paliwa, a także nieprzestrzeganie obowiązku lub niewłaściwe czyszczenie kominów, mające wpływ na wypalanie paliwa i emisję części lotnych. Ogromne znaczenie w działaniach na rzecz ekologicznego pokrywania potrzeb ciepłych ma budowanie świadomości ekologicznej oraz motywacja społeczności lokalnej. Ponadto niezbędne jest **zwiększenie monitoringu emisji w domach jednorodzinnych** oraz **wyciąganie konsekwencji od odpowiedzialnych za zanieczyszczenia**⁶¹.

**monitorowanie emisji
z indywidualnych
instalacji**

⁵⁹ Obowiązek realizowany jest pod warunkiem, że obiekt nie będzie wyposażony w indywidualną instalację zapewniającą wyższą efektywność energetyczną lub gdy ceny ciepła przewyższają średnią cenę sprzedaży dla danego paliwa lub w przypadku, gdy przedsiębiorstwo ciepłownicze odmówi wydania warunków przyłączenia.

⁶⁰ Np. preferencyjne ceny w przypadku łącznego zakupu instalacji i paliwa.

⁶¹ Działania w zakresie emisji zanieczyszczeń zostaną określone w *Polityce ekologicznej państwa* (projekt MŚ).

Dla redukcji jednego z głównych czynników niskiej emisji, ale także dla racjonalnego wykorzystania surowców (niska efektywność spalania węgla w przydomowych instalacjach) niezbędne jest sukcesywne ograniczanie wykorzystywania **paliw stałych w gospodarstwach indywidualnych**. Proces będzie rozciągnięty w czasie ze względu na kapitałochłonność, szeroki zasięg, czasochłonność i trudności techniczne towarzyszące zmianie instalacji grzewczej. Pozwoli to także na stopniowe dostosowanie się mniej zamożnym do nowych regulacji, tak aby nie pogłębić *ubóstwa energetycznego*. To także czas na realizację działań termomodernizacyjnych, dzięki którym, wobec znacznej poprawy efektywności energetycznej budynków, zapotrzebowanie na energię ciepłą zostanie zrationalizowane⁶².

**ograniczenie wykorzystania
paliw stałych
w gospodarstwach domowych**



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 sieciowego, 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 zmiany obowiązku wykonania dokumentów planistycznych w zakresie zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe	2022	MSWiA, ME, MliR
	7.2. Budowa systemu zbierania danych do mapy ciepła	2020	GUS, ME, URE
	7.3. Zapewnienie warunków rozwoju ekologicznych i efektywnych systemów ciepłowniczych przez wsparcie finansowe, organizacyjne i prawne: – zwiększenia wykorzystania wysokosprawnej kogeneracji (system wsparcia) – – zwiększenia wykorzystania OZE i odpadów w ciepłownictwie systemowym; – ucieplniania elektrowni; – modernizacji i rozbudowy i rozbudowy systemów ciepłowniczych i rozwoju technologii wytwarzania chłodu z ciepła sieciowego; – popularyzacji magazynów ciepła i inteligentnych sieci	–	ME, MŚ, MliR samorządy, spółki, NFOŚiGW, WFOŚiGW i inne podmioty, zależnie od przyjętych rozwiązań
	7.4. Zapewnienie warunków zwiększenia wykorzystania ciepła systemowego zwłaszcza poprzez: – rozszerzenie obowiązku podłączenia do efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego oraz wdrożenie mechanizmu jego egzekwowania; – zmianę modelu rynku ciepła i polityki taryfowej	2019 / 2020	ME, MliR, PRMCP, MŚ, NFOŚiGW
	7.5. Tworzenie zachęt do wykorzystywania w ciepłownictwie indywidualnym paliw innych niż stałe – <i>gazu ziemnego, niepalnych OZE, energii elektrycznej</i>	–	NFOŚiGW, samorządy, ME
	7.6. Zwiększenie monitoringu emisji w domach jedno- i wielorodzinnych	–	MŚ, MliR, IOŚ
	7.7. Ograniczenie wykorzystania paliw stałych w gospodarstwach domowych	2030	ME

■ – bezpieczeństwo energetyczne,

■ – konkurencyjność gospodarki,

■ – ograniczenie wpływu sektora na środowisko

⁶² Patrz też: kierunek 8 – ubóstwo energetyczne i termomodernizacja.

KIERUNEK 8. Poprawa efektywności energetycznej gospodarki⁶³

CEL: zwiększenie konkurencyjności gospodarki

Efektywność energetyczna to relacja efektu użytkowego do wkładu energetycznego. Im niższa energochłonność danego obiektu, urządzenia technicznego lub instalacji, tym wyższa jego efektywność, co ma przełożenie na całą gospodarkę. Relację efektu i wydatku energetycznego odnosi się do każdego działania w gospodarce – od przemysłu, przez usługi, transport, czy zużycie w gospodarstwach domowych, po wytwarzanie energii.

Działanie proefektywnościowe oznaczają mniejsze koszty zużycia energii. Wiążą się także z wdrażaniem nowych technologii i wzrostem innowacyjności gospodarki, wpływając na jej atrakcyjność i **konkurencyjność**. Świadczy o niej także energochłonność PKB. Im mniejsze zużycie energii, tym niższy udział kosztu energii w danym działaniu, co wpływa na jego opłacalność. Malejąca energochłonność oznacza szybszy wzrost PKB od tempa zużycia energii. *Wyjątkiem jest przemysł energochłonny, który z założenia pochłania znaczące ilości energii, a może stanowić krajową przewagę konkurencyjną.*



Poprawa efektywności energetycznej pośrednio wpływa na **bezpieczeństwo energetyczne**. Zmniejszenie relacji zapotrzebowania na energię do wzrostu gospodarczego oraz racjonalne korzystanie z energii jest równoznaczne z oszczędnością energii, która nie musi zostać wytworzona, tym samym ograniczone jest ryzyko jej niedostarczenia. Ma to bezpośrednie przełożenie na **ograniczenie wpływu sektora energii na środowisko** ze względu na niewyemitowanie zanieczyszczeń oraz mniejszą eksploatację surowców, przy niezakłóconym rozwoju gospodarczym. Poza oszczędnością energii i przeciwdziałaniu zmianom klimatu, poprawa efektywności energetycznej przynosi korzyści wpływające na poprawę zdrowia człowieka i jego komfortu w mieszkaniu.

Poniżej przedstawiona zostanie koncepcja sposobów wsparcia zwiększenia efektywności energetycznej gospodarki, a także odpowiedzi na powiązane problemy tj. ubóstwo energetyczne i niska emisja.

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.⁶⁴ **Polski wkład w realizację celu oznacza osiągnięcie w latach 2010-2020 ograniczenia zużycia energii pierwotnej o 13,6 Mtoe⁶⁵**, co w odniesieniu do wartości prognozy na 2020 r. z 2007 r. **oznacza zmniejszenie zużycia energii pierwotnej o 12,4%**. Choć energochłonność polskiej gospodarki odbiega od średniej w UE, w ostatnich latach poczyniliśmy ogromne postępy w oszczędności zużycia energii. Pośredni cel na 2016 r. – rozumiany jako osiągnięcie oszczędności energii finalnej w ilości nie mniejszej niż 9% średniego krajowego zużycia tej energii z lat 2001-2005 – Polska zrealizowała z nadwyżką.

W 2014 r. Unia Europejska utrzymała priorytetowe znaczenie efektywności energetycznej, zobowiązując się do 27% oszczędności energii w stosunku do prognoz, a w 2018 r. cel (indykatywny) został podwyższony do 32,5% na poziomie całej UE. Polska zamierza kontynuować kierunek wzrostu efektywności energetycznej gospodarki. 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 energii pierwotnej z 2007 r.**

**23% oszczędności
energii pierwotnej vs.
prognoz na 2030 r.**

⁶³ Więcej w: Krajowy Plan Działań dotyczący efektywności energetycznej dla Polski 2017, 2018.

⁶⁴ 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. Zużycie energii finalnej określa się w oparciu o współczynniki konwersji.

⁶⁵ W prognozie wykonanej dla Komisji Europejskiej (PRIMES – Baseline 2007) zużycie energii pierwotnej przez Polskę prognozowane jest na poziomie 110 Mtoe w 2020 r. Uwzględniając ograniczenie zużycia energii o 13,6 Mtoe otrzymano 96,4 Mtoe.

Działania składające się na poprawę efektywności energetycznej o 23% do 2030 r. powinny dać nadwyżkę korzyści finansowych nad kosztami. Jednocześnie jest to **możliwość realizacji zobowiązań wzrostu udziału energii z OZE**, gdyż wiele działań proefektywnościowych może zostać zrealizowanych przy wykorzystaniu źródeł odnawialnych, które pozwalają uzyskać ten sam wolumen energii końcowej bez wsadu energii pierwotnej (rachunkowo).

Potencjał poprawy efektywności energetycznej tkwi niemal w całej gospodarce. Poniżej wyszczególniono działy gospodarki ze wskazaniem obszarów, które zasługują na szczególną uwagę w tym zakresie:

- 1) **sektor energetyczny – wytwarzanie energii elektrycznej oraz ciepła, sektor gazowy oraz paliwowy** – poprawa sprawności istniejących źródeł konwencjonalnych; poprawa sprawności przesyłu; magazynowanie; wykorzystanie inteligentnych rozwiązań; zwiększenie produkcji z rozproszonych źródeł energii; zwiększenie produkcji systemowej OZE.
- 2) **gospodarstwa domowe** – termomodernizacja budynków (ocieplenie przegród budowlanych, wymiana, modernizacja systemów CO / CWU), odzysk ciepła z wentylacji (rekuperacja) oraz zastosowanie energooszczędnego oświetlenia i sprzętu RTV / AGD;
- 3) **sektor usług publicznych** – termomodernizacja budynków, modernizacja opraw oświetleniowych lub źródeł światła, wymiana sprzętu IT, oświetlenia placów i ulic;
- 4) **sektor usług komercyjnych** – termomodernizacja budynków (kompleksowa termomodernizacja oraz następnie wprowadzenie rekuperacji); modernizacja opraw oświetleniowych lub źródeł światła;
- 5) **przetwórstwo przemysłowe** – udoskonalenie procesów energochłonnych przy produkcji (zwłaszcza) stali, papieru i cementu;
- 6) **transport** – głównie poprzez wprowadzenie elektromobilności (zysk wynika z blisko trzykrotnie wyższej sprawności elektrycznych układów napędowych niż w silnikach konwencjonalnych)⁶⁶.

Należy zwrócić uwagę, że nie każde przedsięwzięcie poprawy efektywności energetycznej jest racjonalne. Zwrot inwestycji w postaci oszczędności może zamykać się w zbyt długim okresie i w zbyt silnym stopniu wpływać na PKB. Z analiz wynika, że najlepszy poziom relacji zysków do kosztów występuje w przedsięwzięciach w gospodarstwach domowych. O działaniach w zakresie efektywności energetycznej trzeba myśleć także w perspektywie przekraczającej okres zwrotu w celu wdrażania idei *gospodarki o obiegu zamkniętym*. W energetyce ma to największe znaczenie w kontekście wykorzystania odpadów na cele energetyczne, ale także gospodarczego wykorzystania odpadów z sektora energetycznego (np. wapienie, siarka).

Działania na rzecz poprawy efektywności energetycznej gospodarki to w uproszczonym podziale:

- **Zobowiązanie szerokiej grupy podmiotów gospodarczych do poprawy efektywności energetycznej** – poprzez realizację przedsięwzięcia służącego poprawie efektywności energetycznej lub zakup **świadczeń efektywności energetycznej** (tzw. *białe certyfikaty* potwierdzają deklarowaną oszczędność energii innych podmiotów wynikającą z takich przedsięwzięć (zrealizowaną na poziomie powyżej wymaganego). System będzie obowiązywał do 2030 r., a jeśli będzie to konieczne zostanie przedłużony.
- **Utrzymanie wzorcowej roli jednostek sektora publicznego** w poprawie efektywności energetycznej gospodarki – działania mogą mieć szeroki zakres – od termomodernizacji, prze nabywanie urządzeń, pojazdów o niskim zużyciu energii, po wdrażanie systemu zarządzania środowiskowego.
- **Wsparcie finansowe przedsięwzięć sprzyjających poprawie efektywności energetycznej** – zarówno ze środków krajowych, jak i pozakrajowych (w tym fundusze europejskie). Mają służyć wsparciu inicjatyw proefektywnościowych wymienionych we wszystkich pogrupowanych wyżej działach gospodarki.

Bardzo ważne może okazać się wykorzystanie przez Polskę środków z **funduszu modernizacyjnego ETS⁶⁷**, z którego środki będą przeznaczone na wsparcie inwestycji w wytwarzanie i wykorzystywanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, poprawę efektywności energetycznej, magazynowanie energii i modernizację sieci energetycznych.

wsparcie poprawy
efektywności
energetycznej

⁶⁶ Transport drogowy odpowiada za ok. 90% całkowitego zużycia energii pierwotnej przez ten sektor.

⁶⁷ Fundusz modernizacyjny będzie finansowany z aukcji 2% wszystkich uprawnień do emisji w ramach systemu EU ETS. Będą z niego mogły skorzystać państwa UE, w których PKB *per capita* jest niższy od 60% średniej UE, w tym Polska. Projekty dotyczące wytwarzania energii z wykorzystaniem paliw stałych będą wyłączone, z wyjątkiem ogrzewania sieciowego w Bułgarii i Rumunii.

- **Określenie ram prawnych poprawy efektywności energetycznej** – oznacza to przede wszystkim implementację wypracowanych na forum UE regulacji dotyczących oszczędności energii w zakresie: produktów, usług, budownictwa, czy mechanizmów wsparcia.
- **Poprawa wiedzy o racjonalnym zużyciu energii** – konieczne jest pobudzenie świadomości społeczeństwa o potencjale oszczędności energii w domach i miejscach pracy oraz o efektywnym spalaniu paliwa.

Nieefektywne wykorzystanie energii jest silnie związane z problemem **niskiej emisji**⁶⁸. Przyczynia się do tego: spalanie niskiej jakości węgla oraz odpadów w gospodarstwach domowych (często przy niewłaściwej obsłudze pieców i palenisk); spalanie węgla w lokalnych ciepłowniach o niskiej sprawności; emisja komunikacyjna⁶⁹.

ograniczenie
uciążliwości
niskiej emisji

W celu ograniczenia emisji indywidualnej w pierwszej kolejności należy zracjonalizować potrzeby ciepłe gospodarstw domowych⁷⁰ przez termomodernizację budynków (ocieplenie, wymiana stolarki drzwiowej i okiennej, wzrost świadomości). W ramach Funduszu Termomodernizacji i Remontów uruchomiony zostanie **program powszechnej termomodernizacji budynków mieszkalnych**. Pomoc będzie zależna od zamożności gospodarstw domowych – bardziej zamożni będą mogli skorzystać z preferencyjnych kredytów i pożyczek, mniej zamożnym zostanie zapewnione pełne sfinansowanie przedsięwzięcia. **Drugim krokiem jest zapewnienie efektywnego i ekologicznego dostępu do ciepła**⁷¹ – obok regulacji i finansowego wsparcia organizacji publicznych, dużą rolę odegrają także podmioty komercyjne oferując atrakcyjne oferty sprzedaży związanej. Ponadto, zgodnie z regulacjami unijnymi, od początku 2021 r. wszystkie nowe budynki muszą cechować się niemal zerowym zużyciem energii.

Wpływ na zmniejszenie emisji komunikacyjnej będzie mieć **wdrożenie elektromobilności oraz szeregu działań zaplanowanych dla paliw alternatywnych**⁷². Istotne znaczenie będą mieć także zmiany systemowe w transporcie tj. popularyzacja niskoemisyjnego transportu zbiorowego, *car-sharingu*, czy rekuperacji *energii z pojazdów elektrycznych zasilanych z sieci trakcyjnej* (m.in. kolejowych, tramwajowych, metra).

W dużym stopniu do niskiej emisji przyczyniają się gospodarstwa objęte **problemem ubóstwa energetycznego** ze względu na spalanie odpadów, mulów i flotokoncentratów, zazwyczaj w budynkach o niskiej charakterystyce energetycznej. Szczególne warunki wsparcia w ramach ww. programu termomodernizacyjnego dla najuboższych są kluczowym środkiem walki z ubóstwem energetycznym (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 stosowany dodatek energetyczny, wspiera tzw. *odbiorców wrażliwych*, ale nie stanowi powszechnej odpowiedzi na problem, dlatego poszukiwane będą **nowe, efektywne sposoby walki z ubóstwem energetycznym**.

ograniczenie
ubóstwa
energetycznego



Poziom efektywności energetycznej jest związany z poziomem rozwoju gospodarczego danego rozwoju, 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.

⁶⁸ Niska emisja to zanieczyszczenia powietrza pochodzące z komunikacji samochodowej i procesu spalania węgla o niskiej jakości i/lub odpadów w domowych piecach i paleniskach (często to przy ich niewłaściwej obsłudze) oraz w lokalnych kotłowniach.

⁶⁹ Transport w większym stopniu przyczynia się do niskiej emisji w miastach niż na terenach wiejskich, gdzie powodem zanieczyszczeń jest ogrzewanie indywidualne.

⁷⁰ Działania w zakresie poprawy stanu ciepłownictwa zostały opisane w kierunku 7.

⁷¹ Patrz też: kierunek 7 – ciepłownictwo indywidualne.

⁷² Patrz: kierunek 4C – rozwój elektromobilności i paliw alternatywnych.

   Działania	Termin	Odpowiedzialni
   8.1. Zapewnienie sprawnego funkcjonowania systemu białych certyfikatów oraz ewentualnej kontynuacji po 2030 r.	2030 (możliwa kontynuacja)	ME, URE
   8.2. Zapewnienie wsparcia i rozwój programów wsparcia finansowego przedsięwzięciom zwiększającym efektywność energetyczną gospodarki oraz wykorzystanie środków pozakrajowych (<i>w tym fundusz modernizacyjny ETS</i>)	2030	NFOŚiGW, WFOŚiGW, MŚ, ME
   8.3. Zapewnienie ram prawnych rozwoju efektywności energetycznej w zakresie m.in. charakterystyki energetycznej budynków, produktów, mechanizmów, usług	2020	ME, MI, MliR
   8.4. Uruchomienie programu powszechnej termomodernizacji budynków mieszkalnych oraz poszukiwanie nowych rozwiązań ograniczenia uciążliwości niskiej emisji	od 2018	PRMCzP, ME, MRPiPS
   8.5. Poszukiwanie nowych, efektywnych sposobów walki z ubóstwem energetycznym	–	MRPiPS, ME, MliR, PRMCzP
 – bezpieczeństwo energetyczne,  – konkurencyjność gospodarki,  – ograniczenie wpływu sektora na środowisko		

Dokumenty powiązane

- efektywność energetyczna** – *Krajowy Plan Działań dotyczący efektywności energetycznej dla Polski 2017, 2017.*
- elektromobilność** – *Plan rozwoju elektromobilności, 2017.*
- i paliwa alternatywne** – *Krajowe ramy polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych, ME 2017.*
- emisje zanieczyszczeń** – *Polityka ekologiczna państwa 2030 (projekt)*
- energetyka jądrowa** – *Krajowy Plan postępowania z odpadami promieniotwórczymi i wypalonym paliwem jądrowym, 2015.*
Polski program energetyki jądrowej, 2014.
- 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 2016-2025, PSE 2015.
Regulacja jakościowa w latach 2016-2020 dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (który dokonali, z dniem 1 lipca 2007 r., rozdzielenia działalności), URE 2015.
- gaz ziemny** – *Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego (TYNDP – Ten-Year Network Development Plan), ENTSO-G 2017.*
Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego 2018-2027, GAZ-SYSTEM S.A. 2017.
Plan działań na rzecz integracji bałtyckiego rynku energii – BEMIP (ang. Baltic Energy Market Interconnection Plan), 2009, aktualizacja 2015.
- górnictwo** – *Program rozwoju sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce (perspektywa 2030 r.), 2018.*
Program dla sektora górnictwa węgla brunatnego w Polsce (perspektywa 2030 r.), 2018.
- odnawialne źródła energii** – *Krajowy Plan Działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych do 2020 r., 2010.*
- opady, spalarnie odpadów** – *Krajowy plan gospodarki odpadami 2022, 2016.*
- ropa i paliwa naftowe** – *Polityka Rządu RP dla infrastruktury logistycznej w sektorze naftowym, 2017.*

Wykaz skrótów

BAT	– najlepsze dostępne technologie, 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 Trading System</i>
FBA	– metoda wyznaczania i alokacji transgranicznych zdolności przesyłowych w oparciu o fizyczne przepływy energii elektrycznej, ang. <i>flow-based allocation</i>
GUD	– generalne umowy dystrybucji
GUS	– Główny Urząd Statystyczny
IED	– dyrektywa o emisjach przemysłowych, ang. <i>Industrial Emission Directive</i>
IOŚ	– Instytut Ochrony Środowiska
ICT	– technologie informacyjne i telekomunikacyjne, ang. <i>information and communication technology</i>
FTN	– Fundusz Transportu Niskoemisyjnego
LNG	– gaz ziemny w postaci skroplonej, ang. <i>liquefied natural gas</i>
ME	– minister właściwy ds. energii
MI	– minister właściwy ds. infrastruktury
MiIR	– minister właściwy ds. inwestycji i rozwoju
MRPiPS	– minister właściwy ds. polityki społecznej
MSW	– minister właściwy ds. wewnętrznych
MŚ	– minister właściwy ds. środowiska
NCW	– Narodowy Cel Wskaźnikowy (dotyczy biokomponentów ciekłych)
nN	– linie elektroenergetyczne niskiego napięcia
OIP	– operator informacji pomiarowej
OSDg	– operatorzy systemów dystrybucyjnych gazowych
OSDe	– operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych
OSPe	– operator systemu przesyłowego elektroenergetycznej – Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (PSE S.A.)
OSPg	– operator systemu przesyłowego gazowego – Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.
OZE	– odnawialne źródła energii
PCI	– projekt wspólnego zainteresowania UE, ang. <i>Project of Common Interest</i>
PMG	– podziemne magazyny gazu
PPEJ	– <i>Polski program energetyki jądrowej</i>
PRMCzP	– Pełnomocnik Prezesa Rady Ministrów do spraw programu „Czyste Powietrze”
PRSIE	– Pełnomocnik Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej
URE	– Urząd Regulacji Energetyki
UE	– Unia Europejska
KSE	– krajowy system elektroenergetyczny
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