

Polska Energetyka 2050

Czas odważnych decyzji



McKinsey & Company w Polsce

Polskie biuro McKinsey & Company istnieje od ponad 30 lat. Na przestrzeni tego czasu staliśmy się największą firmą doradztwa strategicznego w Polsce, która zatrudnia dziś ponad 2000 osób. Doradzamy największym polskim firmom oraz instytucjom publicznym. Braliśmy udział w transformacji kluczowych przedsiębiorstw w Polsce i przyczyniliśmy się do rozwoju firm, które dziś są liderami w sektorze bankowym i ubezpieczeniowym, dóbr konsumpcyjnych, energetycznym, naftowym, telekomunikacyjnym, wydobywczym i wielu innych.

W 2010 r. otworzyliśmy Centrum Wiedzy we Wrocławiu, gdzie zatrudniamy dziś ponad 300 najwyższej klasy analityków. Rok później w Poznaniu powstało Centrum Usług Wspólnych, gdzie pracuje ponad tysiąc osób.

Od 2017 r. w warszawskim biurze działa McKinsey Energy Solutions. Nasi eksperci rozwijają szerokie portfolio narzędzi analitycznych, regularnie tworzą i publikują prognozy zmian rynków energetycznych oraz wspierają firmy w zakresie efektywnego nawigowania transformacji energetycznej.

Więcej informacji na www.mckinsey.pl

McKinsey & Company na świecie

McKinsey & Company to globalna firma doradztwa strategicznego, działająca od prawie stu lat, której celem jest wspieranie zrównoważonego i inkluzywnego wzrostu. Współpracujemy z klientami z sektora prywatnego, publicznego i społecznego, aby wspólnie rozwiązywać złożone wyzwania. Łączymy odważne strategie z nowoczesnymi technologiami transformacyjnymi, by wspierać innowacyjność, zwiększać efektywność i budować odporne, przyszłościowe zespoły gotowe sprostać wyzwaniom kolejnych pokoleń. Naszą firmę tworzy obecnie ponad 45 tys. osób, pracujących w więcej niż 130 biurach i 65 krajach.

Obok doradztwa strategicznego filarem naszej działalności jest wiedza. W 1990 r. powołaliśmy do życia McKinsey Global Institute – ośrodek analityczny, który prowadzi badania i opracowuje raporty na temat najważniejszych wyzwań stojących przed światową gospodarką. W 2023 roku zainwestowaliśmy 1,27 miliarda dolarów w rozwój wiedzy i kompetencji, co pozwala nam dostarczać naszym klientom najbardziej zaawansowane rozwiązania.

Więcej informacji na www.mckinsey.com

Spis treści

Kluczowe wnioski	3
Podsumowanie zarządcze	9
Pełen raport	
Rozdział 1: Obecny stan polskiego systemu energetycznego	17
Rozdział 2: Scenariusze transformacji	27
Rozdział 3: Przyszły system elektroenergetyczny	33
Rozdział 4: Inwestycje	41
Pięć zadań dla polskiego sektora elektroenergetycznego	44
Załączniki	
Załącznik A: Przegląd stosowanych skrótów	46
Załącznik B: Opis modelu PLEXOS	47
Przypisy	49
Autorzy	51



Kluczowe wnioski

Najbliższa dekada będzie czasem głębokich zmian w polskim sektorze elektroenergetycznym. Już w 2035 r. odnawialne źródła energii (OZE) będą wytwarzać taki sam udział energii, ile obecnie produkują elektrownie oparte na paliwach kopalnych (ok. 70%). To epokowa szansa na obniżenie kosztów energii, która przełoży się na poprawę konkurencyjności polskiej gospodarki, przy jednoczesnym obniżeniu o ponad połowę emisji sektora elektroenergetycznego.

- Polski system elektroenergetyczny oparty jest głównie na wytwarzaniu energii elektrycznej z węgla kamiennego i brunatnego. Jego udział miksie w 2023 r. wyniósł około 61%. Aż 30 GW z całkowitej mocy zainstalowanej (ok. 64 GW) stanowiły elektrownie węglowe, z których 17 GW to bloki wybudowane w latach 1960–1980.
- Historycznie wysoki udział węgla zapewniał niskie ceny energii oraz ich niewielką zmienność w ciągu dnia i roku. Koszt produkcji energii elektrycznej w Polsce przez długi czas był wyznaczany w prawie każdej godzinie przez bloki węglowe¹. Wysoki udział tego surowca oznacza również jedną z najwyższych w Unii Europejskiej intensywności emisji wytwarzania energii elektrycznej. Średnia dla Polski wynosi 614 kgCO₂/MWh, podczas gdy dla całej EU-27 średnia to 210 kgCO₂/MWh². Z tego powodu ceny energii elektrycznej w Polsce są silnie uzależnione od cen węgla i kosztów emisji CO₂ (EU ETS) niż w innych krajach Unii, w których zależą głównie od cen gazu.
- W ciągu ostatnich 15 lat ceny energii elektrycznej w Polsce wzrosły blisko pięciokrotnie (ze 155 zł/MWh w 2008 r. do 759 zł/MWh w 2023 r.³). Główną przyczyną był wzrost kosztu wytwarzania

energii w elektrowniach węglowych – ze średnio 159 zł/MWh w 2008 r. do 1022 zł/MWh⁴ w 2023 r. Ok. 350 zł/MWh⁵ z tej kwoty stanowił koszt uprawnień do emisji dwutlenku węgla EU ETS, których cena znacząco wzrosła, z poziomu ok. 20 euro/tCO₂ w kwietniu 2020 r., do ok. 90 euro/tCO₂ w kwietniu 2023 r. Następnie po spadku w kwietniu 2024 r. ustabilizowała się na poziomie 65 euro/tCO₂⁶. Dodatkowym czynnikiem prowadzącym do zwiększenia cen energii był rosnący koszt wydobycia węgla energetycznego w Polsce (średnio z 223 zł/t w 2008 r. do 824/t w 2023⁷) i rosnące jego ceny na rynkach światowych⁸. W efekcie produkcja energii z węgla stała się mniej konkurencyjna niż produkcja z nowo wybudowanych elektrowni gazowych lub OZE.

- Polski system elektroenergetyczny przechodzi obecnie transformację. Prognozujemy, że do 2030 r. nastąpi znacząca rozbudowa nowych mocy wytwórczych. Powstaną przy tym zarówno nowe wysokosprawne bloki gazowe (+7 GW względem 2023 r.) oraz OZE – przede wszystkim farmy fotowoltaiczne (+10 GW) oraz lądowe i pierwsze morskie farmy wiatrowe (odpowiednio +6 GW oraz +5 GW). Prognozy mocy oddawanych do użytku do 2030 r. w większości opierają się na danych o inwestycjach już realizowanych lub będących w fazie zaawansowanych przygotowań, dlatego ich spełnienie jest wysoce prawdopodobne.
- W ciągu najbliższej dekady zmieni się również struktura miksu wytwarzania. Już w 2035 r. OZE będą wytwarzać tyle samo energii elektrycznej, ile dziś produkują elektrownie oparte na paliwach kopalnych (ok. 70%). Poziom wytwarzania

z poszczególnych źródeł zależeć będzie przede wszystkim od kosztu produkcji względem innych dostępnych opcji. Już dziś nowe bloki gazowe o wysokiej sprawności oraz OZE produkują tańszą energię niż istniejące bloki węglowe, zarówno na węgiel kamienny, jak i brunatny⁹. Tempo uruchamiania nowych mocy wpłynie na to, jak szybko spadać będzie poziom wytwarzania w blokach węglowych. To z kolei przełoży się na spadek średnich cen energii elektrycznej w kraju.

- Rozwój OZE przebiega najszybciej w historii Polski¹⁰, lecz wciąż nie wystarczy do zaspokojenia prognozowanego wzrostu krajowego popytu. Przewidujemy, że do 2030 r. Polska zwiększy import energii elektrycznej z krajów sąsiednich (głównie Niemiec i Szwecji), zwłaszcza w godzinach o wysokiej produkcji energii elektrycznej z OZE w tych krajach. Wraz z oddaniem morskich farm wiatrowych (MFW)¹¹ Polska może zostać eksporterem netto energii elektrycznej. Nasili się to dodatkowo wraz z uruchomieniem pierwszej elektrowni jądrowej¹².
- Ograniczone wykorzystanie elektrowni węglowych (mniejsza liczba godzin pracy w roku) obniży ich przychody i zmniejszy możliwość bieżącego pokrycia kosztów stałych systemu elektroenergetycznego. Odstawienie lub wyłączenie kolejnych bloków węglowych, przy zachowaniu stabilności systemu, pozwoli uniknąć tych kosztów w przyszłości. Elektrownie węglowe odgrywają jednak istotną rolę w utrzymaniu stabilności systemu. Skala i istotność proponowanych zmian wymagają przygotowania realistycznego harmonogramu ich odstawiania.
- Prognozowany spadek wytwarzania energii elektrycznej z węgla obniży zapotrzebowanie na ten surowiec, z 33 mln ton w 2023 r. do 7 mln ton w 2035 r. To poziom dużo niższy niż przewidują plany produkcji największych polskich spółek górniczych i obowiązująca „umowa społeczna dla górnictwa kamiennego”¹³. W stosunku do nich prognozowane zapotrzebowanie jest ponad 40% niższe w 2030 r. oraz 60% niższe w 2035 r. Wydobycie węgla w Polsce jest jednym z najdroższych na świecie, co utrudni eksport ewentualnych nadwyżek produkcji w przypadku spadku zapotrzebowania. Dla polskiego sektora górnictwa węgla kamiennego niezbędny będzie kompleksowy plan transformacji. Powinien on jasno określać działania konieczne do zapewnienia opłacalności wydobycia na potrzeby krajowe przy jednoczesnym ograniczeniu negatywnych skutków społecznych, szczególnie w kluczowych regionach (tj. Bełchatowskie Zagłębie Węgla Brunatnego lub Zagłębie Śląsko-Dąbrowskie).

Transformacja polskiego sektora elektroenergetycznego będzie wymagać inwestycji na niespotykaną dotąd skalę – 275 mld zł¹⁴ w ciągu pięciu lat i ponad 550 mld zł w ciągu najbliższej dekady.

- Planowane do 2030 r. inwestycje na łącznie 275 mld zł obejmą m.in. budowę nowych instalacji OZE (90 mld zł), rozbudowę i modernizację sieci dystrybucyjnych (85 mld zł) oraz przesyłowych (65 mld zł) i budowę nowych elektrowni gazowych (25 mld zł). Zgodnie z planem, średnioroczne inwestycje wyniosą ok. 55 mld zł. Dla porównania, w ciągu ostatnich pięciu lat inwestycje wynosiły ok. 10 mld zł rocznie.
- Realizacja inwestycji na tym poziomie zwiększy udział inwestycji krajowych w polskim PKB o ok. 2-3 p.p. rocznie. Tym samym wzrośnie on z 20%¹⁵ do 22-23% PKB, co umożliwi Polsce osiągnięcie poziomu zbliżonego do obecnej średniej dla krajów OECD¹⁶.
- Nasze analizy wskazują, że spółki energetyczne mają zdolność finansowania transformacji energetycznej do 2030 r. Jest to możliwe przy wykorzystaniu środków z kapitałów własnych, długu oraz wsparciu funduszy europejskich, budżetu krajowego i samorządów. Dodatkowo, przygotowanie przez przedsiębiorstwa energetyczne wiarygodnych planów dekarbonizacji oraz realizacja projektów w formule finansowania projektowego może umożliwić zwiększenie zaangażowanie sektora finansowego w finansowanie transformacji.

Efektywna transformacja sektora energetycznego daje Polsce epokową szansę na obniżenie cen energii elektrycznej. Możliwe jest osiągnięcie wielomiliardowych oszczędności dla całej gospodarki (średnio 25 mld zł rocznie, czyli ok. 1% PKB), co przełoży się na wzrost jej konkurencyjności.

- Hurtowe ceny energii elektrycznej w Polsce pozostają na jednym z najwyższych poziomów w Europie, mimo stabilizacji po znaczących wzrostach w latach 2022-23. W drugim kwartale 2024 r. średnia cena energii elektrycznej w Polsce wyniosła ok. 390 zł/MWh w porównaniu do 340 zł/MWh w Europie¹⁷.
- Szacujemy, że transformacja energetyczna pozwoli obniżyć średnie ceny energii elektrycznej w Polsce. W porównaniu do poziomu z 2023 r. (ok. 500 zł/MWh), do 2035 r. ceny mogą spaść o ok. 70 zł/MWh (15%), a do 2050 r. o ok. 150 zł/MWh (30%)¹⁸. Taki spadek cen energii elektrycznej oznaczałby średnio 25 mld zł oszczędności rocznie (ok. 1% PKB) dla całej gospodarki i społeczeństwa do 2050 r.

- Transformacja umożliwi także istotne zmniejszenie całkowitych emisji dwutlenku węgla sektora elektroenergetycznego. Już w 2030 r. mogą być niższe aż o 60% względem 2023 r. i blisko 80% względem poziomu bazowego z 1988 r.¹⁹ Dzięki temu intensywność emisji wytwarzania energii elektrycznej zbliży się w 2030 r. do średniej europejskiej. Dekarbonizacja sektora elektroenergetycznego będzie miała największy wpływ na realizację celu redukcji emisji CO₂ Polski do 2030 r. w ujęciu absolutnym i procentowym.

Do powodzenia transformacji energetycznej niezbędna będzie bliska współpraca wszystkich uczestników rynku. Kluczowe będzie dostosowanie tempa rozbudowy nowych źródeł wytwórczych oraz sieci do rzeczywistego wzrostu popytu.

- Skala planowanych inwestycji (550 mld zł w ciągu dekady,) wymagać będzie zapewnienia realizacji projektów w założonym terminie i z zachowaniem wysokiej jakości oraz rozbudowy odpowiednich kompetencji na rynku pracy. W podobnych programach wyzwaniem jest realizacja inwestycji zgodnie z budżetem i harmonogramem. Dodatkowe koszty wynikające z przekroczenia budżetu mogą wynieść nawet 400 mld zł w ciągu najbliższych dziesięciu lat²⁰.
- Jednocześnie, transformacja energetyczna stwarza możliwość pobudzenia aktywności gospodarczej poprzez rozbudowę lokalnych łańcuchów dostaw, tj. krajowej produkcji

komponentów i materiałów takich jak wieże, fundamenty i turbiny do energetyki wiatrowej, panele fotowoltaiczne oraz konstrukcje do ich montażu.

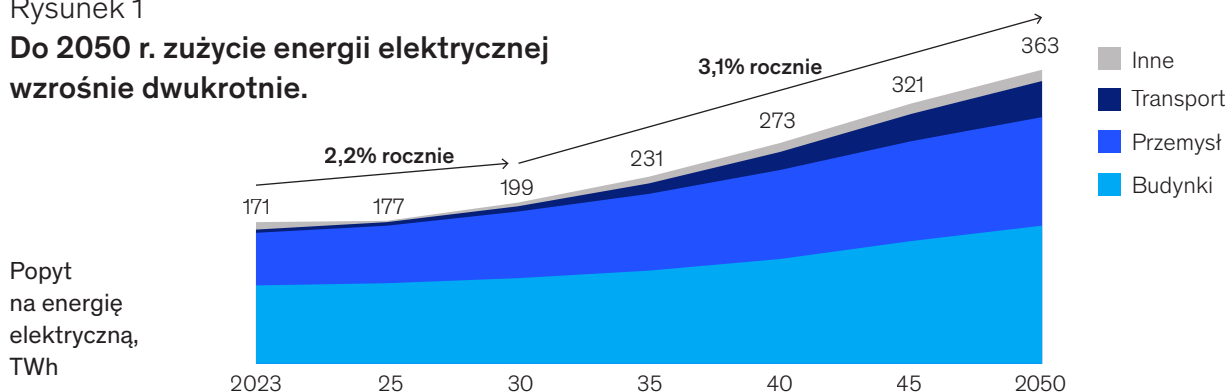
- Skuteczne przeprowadzenie transformacji będzie decydować o poziomie cen energii elektrycznej, a przez to wpływać na konkurencyjność całej polskiej gospodarki. Mogą w tym pomóc zidentyfikowane działania obniżające ceny energii zarówno w krótkim, jak i długim okresie. Obejmują one m.in. poprawę efektywności energetycznej odbiorców, poprawę elastyczności popytu, ograniczenie strat energii podczas przesyłu i dystrybucji, odblokowanie rozbudowy OZE (głównie lądowych farm wiatrowych), czy restrukturyzację sektora górniczego celem obniżenia kosztów wydobycia węgla.
- Efektywna transformacja wymagać będzie również dostosowania istniejących lub wprowadzenia nowych systemów wsparcia dla kluczowych klas aktywów. Szczególnie ważne będzie wdrożenie mechanizmów umożliwiających realizację inwestycji w bloki zapewniające stabilność systemu (np. rynek mocy), efektywne finansowanie projektów OZE (w szczególności ułatwiających finansowanie dłużne) oraz stworzenie praktycznych zachęt do zwiększania elastyczności popytu.



SCENARIUSZ RYNKOWY

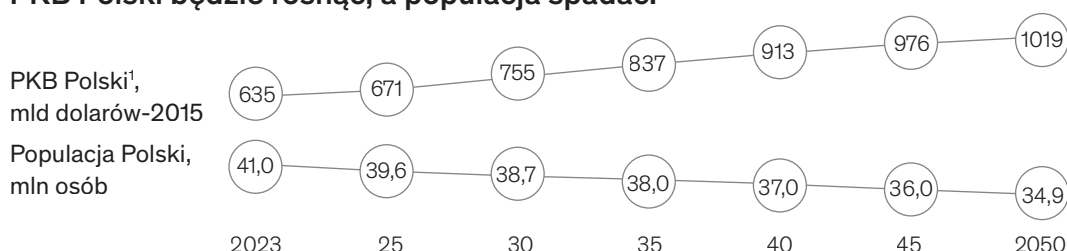
Rysunek 1

Do 2050 r. zużycie energii elektrycznej wzrośnie dwukrotnie.



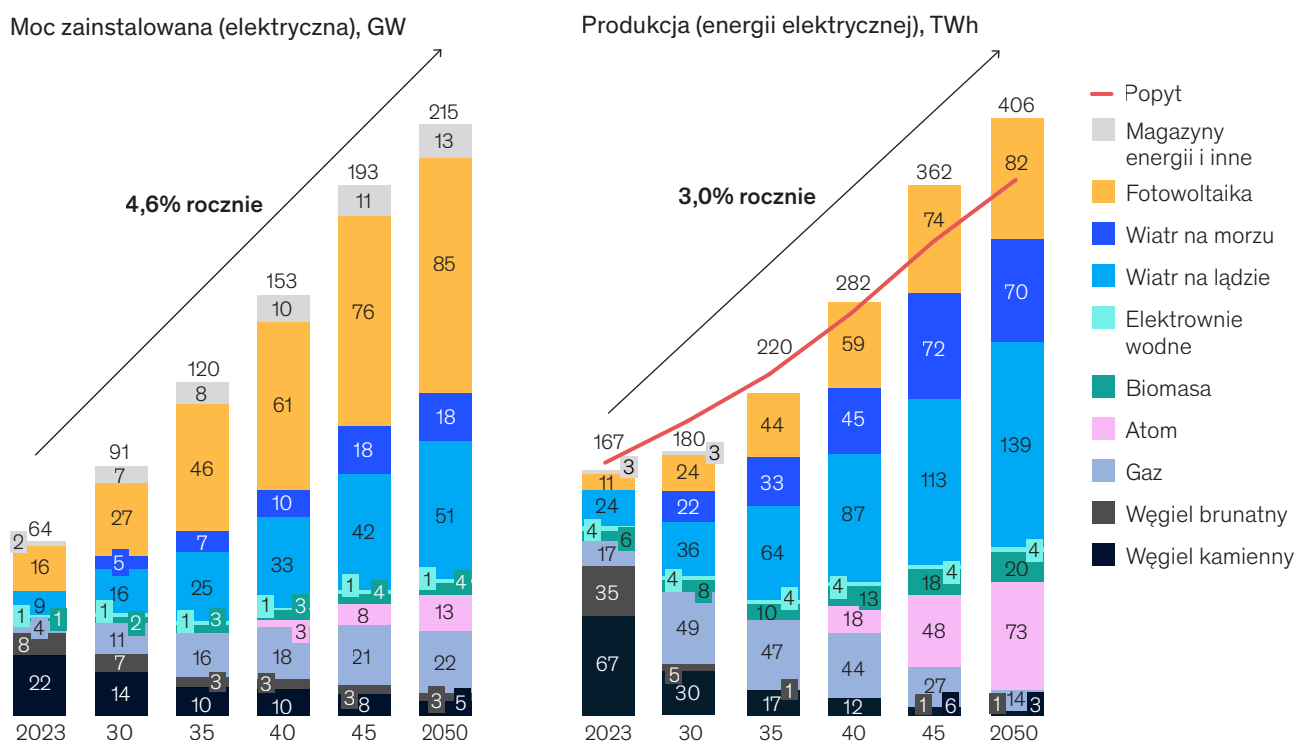
Rysunek 2

PKB Polski będzie rosnać, a populacja spadać.



Rysunek 3

Do 2050 r. moc zainstalowana w polskim systemie wzrośnie trzykrotnie, a ponad 70% wytwarzania będzie pochodzić z OZE.

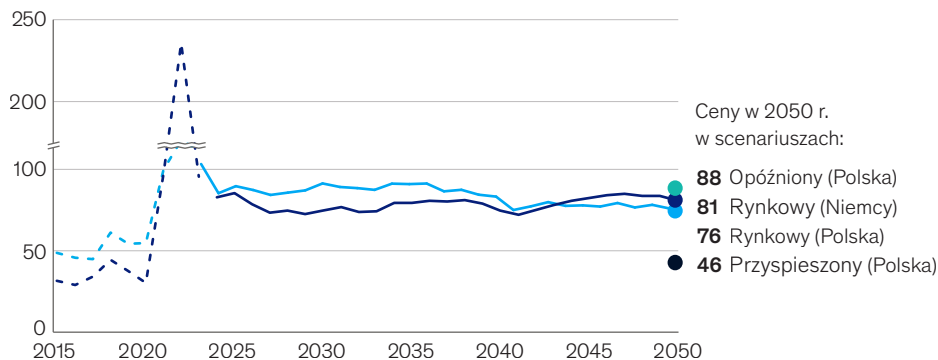


Rysunek 4

Giełdowe ceny energii elektrycznej spadną.

Ceny energii (spot) na polskim rynku w latach 2024-50, euro-2023/MWh

- Polska (historyczne)
- Niemcy (historyczne)
- Polska (scenariusz rynkowy)
- Niemcy (scenariusz rynkowy)



Zakładana cena EU ETS w 2050 r. w scenariuszu opóźnionym: ok. 100 euro/t

Zakładana cena EU ETS w 2050 r. w scenariuszu rynkowym i przyspieszonym: ok. 230 euro/t

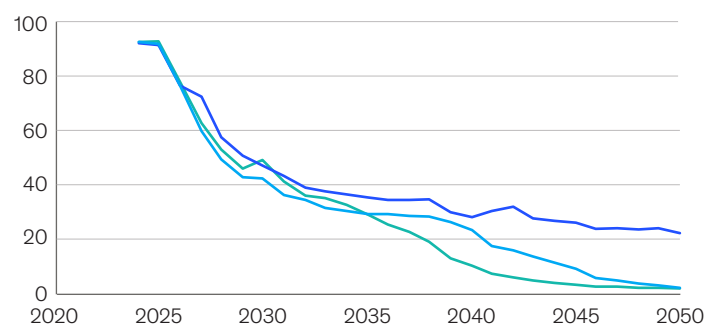
Źródło: McKinsey Energy Solutions – EU Power Model, Montel

Rysunek 5

Każdy ze scenariuszy prognozuje znaczące obniżenie emisji dwutlenku węgla.

Emisje CO₂, mtpa

- Scenariusz:
- Rynkowy
 - Opóźniony
 - Przyspieszony



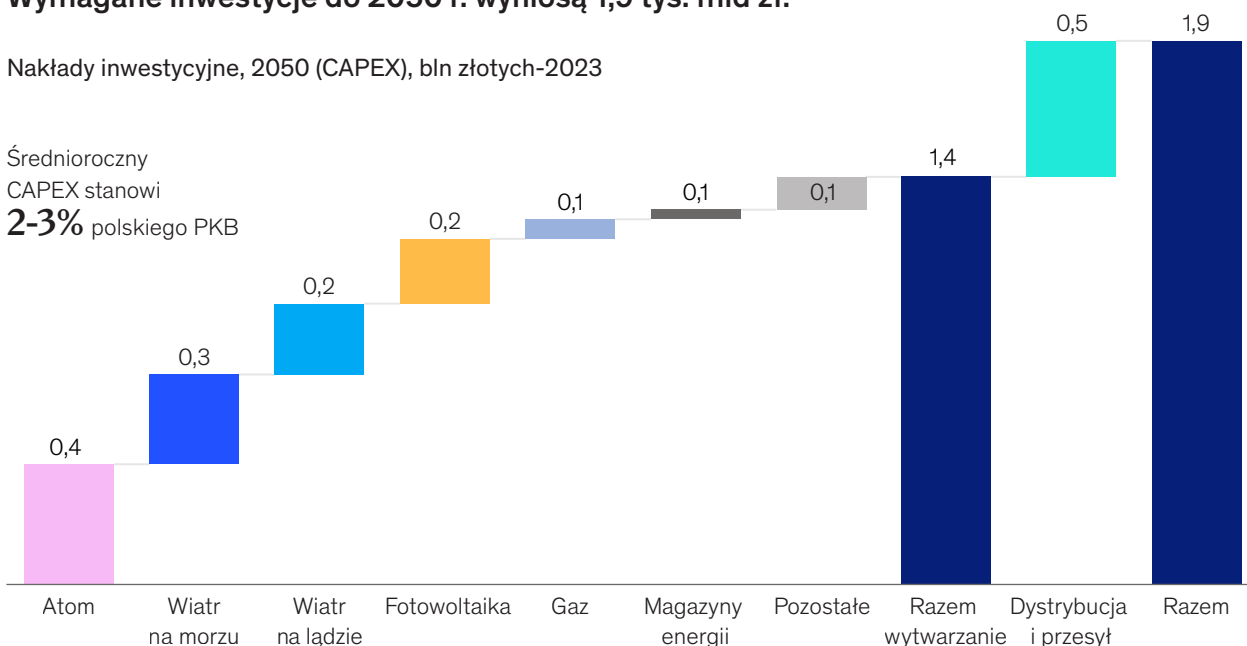
Źródło: McKinsey Energy Solutions – EU Power Model

Rysunek 6

Wymagane inwestycje do 2050 r. wyniosą 1,9 tys. mld zł.

Nakłady inwestycyjne, 2050 (CAPEX), bln złotych-2023

Średnioroczny CAPEX stanowi 2-3% polskiego PKB



Źródło: Analiza McKinsey & Company na podstawie danych PSE, PEP 2040 oraz McKinsey Energy Solutions – EU Power Model



Podsumowanie zarządcze

Wprowadzenie

Polska energetyka stoi przed epokowym wyzwaniem. Oparty na elektrowniach węglowych system energetyczny, jaki znamy od kilkudziesięciu lat, przechodzi istotne zmiany. Ich kierunek jest jasno wytyczony przez cele polityki klimatyczno-energetycznej Polski i UE²¹, obejmujące zagwarantowanie bezpieczeństwa i stabilności dostaw energii, zapewnienie konkurencyjności sektora elektroenergetycznego oraz minimalizację negatywnego wpływu na klimat. Chociaż kierunek transformacji został wyraźnie określony, tempo jej przebiegu, jak i odpowiedzi na niektóre wyzwania nadal pozostają niejasne, szczególnie w ostatnim okresie.

Jednym z najważniejszych zadań sektora elektroenergetycznego jest efektywne zarządzanie portfelem elektrowni węglowych o łącznej mocy zainstalowanej ponad 30 GW²². Wykorzystanie tych elektrowni spada z uwagi na wysoki koszt zmienny, co przekłada się na obniżenie ich rentowności. Niezbędne jest opracowanie realistycznego harmonogramu ich odstawiania. Jednocześnie, efektywna rozbudowa mocy OZE na czas wymaga znacznej modernizacji i rozbudowy sieci przesyłowych i dystrybucyjnych. Szacowane nakłady inwestycyjne na ten cel powinny wynieść w najbliższych latach około 15-20 mld zł rocznie²³. Opóźnienia lub brak koordynacji tych działań mogą skutkować dalszym wzrostem cen energii.

Polska ma obecnie jedno z najwyższych hurtowych cen energii elektrycznej w Europie, również w porównaniu z krajami sąsiednimi. W 2023 r. średniomiesięczne ceny spot były w Polsce o ok. 20% wyższe niż w Niemczech²⁴. Według naszych analiz, bez

przyspieszenia transformacji sektora elektroenergetycznego, wyższy poziom cen względem krajów ościennych może utrzymać się przez ponad dekadę. W rezultacie atrakcyjność Polski jako lokalizacji produkcji energochłonnych (np. hut metali i szkła, cementowni, czy papierni) oraz całego sektora przemysłowego nie ulegnie poprawie.

Raport *Polska Energetyka 2050* przedstawia potencjalne korzyści z transformacji energetycznej oraz wyzwania z nią związane. Jest on oparty o wyniki modelowania optymalnego stosu zainstalowanej mocy miksu źródeł wytwórczych i miksu wytwarzania. Nasze modele optymalizują system pod kątem jak najniższego całkowitego kosztu, przy zachowaniu wymagań technicznych dotyczących stabilności i zapewnienia dostaw energii w każdej godzinie roku.

Przeanalizowaliśmy trzy scenariusze tempa zmian popytu i trzy scenariusze zmian mocy zainstalowanej, otrzymując w rezultacie dziewięć kombinacji. Raport omawia trzy wybrane scenariusze, w których przyrost nowych mocy wytwórczych przebiega w zbliżonym tempie co wzrost zapotrzebowania. W pozostałych wariantach popyt rośnie znacznie szybciej lub wolniej niż rozbudowa systemu, skutkując jego wyższym kosztem (np. z powodu nadmiernej rozbudowy sieci i niewykorzystanych w pełni mocy wytwórczych).

W raporcie przedstawiamy scenariusz rynkowy jako ten najlepiej obrazujący obecne trendy rynkowe. Został on skalibrowany po szerokich konsultacjach z kluczowymi uczestnikami rynku elektroenergetycznego w Polsce. Przygotowane zostały również dwa alternatywne scenariusze: przyspieszony i opóźniony.

Efektywna transformacja polskiego sektora elektroenergetycznego to epokowa szansa na obniżenie kosztów energii, a tym samym poprawę konkurencyjności polskiej gospodarki oraz istotne zmniejszenie emisji CO₂. Do 2030 r. emisje dwutlenku węgla mogą obniżyć się aż o 60% względem poziomu z 2023 r. (i o blisko 80% względem poziomu bazowego z 1988 r.). W rezultacie intensywność emisji wytwarzania energii elektrycznej w Polsce zbliży się do średniej europejskiej. Do 2050 r. prognozujemy redukcję emisji sektora elektrycznego aż o 75-97%, w zależności od scenariusza. Szczegółowy opis drogi do osiągnięcia neutralności emisyjnej jest dostępne w naszej osobnej publikacji *Neutralna emisja Polska 2050*²⁵.

Scenariusze transformacji

Wszystkie trzy scenariusze prognozują zwiększenie zapotrzebowania na energię elektryczną w przemyśle, transporcie i budynkach oraz stopniowe odchodzić od wytwarzania energii z węgla na rzecz OZE i bloków gazowych. Scenariusze różnią się dynamiką transformacji energetycznej, która zależy przede wszystkim od tempa wzrostu zapotrzebowania na

energię elektryczną, harmonogramów oddawania do użytku kluczowych nowych mocy wytwórczych (elektrowni jądrowych oraz morskich farm wiatrowych), oraz zmiany cen paliw i uprawnień do emisji dwutlenku węgla EU ETS (ang. *Emissions Trading System* – Europejski System Handlu Emisjami).

W **scenariuszu rynkowym** popyt na energię elektryczną rośnie zgodnie z trendem rozwoju gospodarki oraz zwiększającym się wykorzystaniem urządzeń elektrycznych w transporcie oraz budynkach (głównie w celu ich ogrzewania i chłodzenia). Wzrost ten wynosi 2,2% rocznie w latach 2023-2030 oraz 3,1% w latach 2030-2050. W tym scenariuszu budowa morskich farm wiatrowych (10 GW do 2040 r.) i elektrowni jądrowej (ok. 3 GW do 2040 r.) przebiega wolniej w porównaniu do obecnych planów (odpowiednio 18 GW i 7 GW w aKPEiK). Przyjęte opóźnienia są oparte na analizie porównawczej podobnych projektów realizowanych w innych krajach (np. minimalne dwuletnie opóźnienie otwarcia bloków elektrowni jądrowej względem pierwotnych planów).

Scenariusz opóźniony zakłada wolniejszy wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w stosunku



do scenariusza rynkowego, wynoszący odpowiednio 2,0% rocznie w okresie 2023-2030 oraz 2,6% w latach 2030-2050. Wzrost ten jest jednak szybszy niż obserwowany w ostatnich pięciu latach. Dodatkowo scenariusz ten uwzględnia dłuższe opóźnienia w oddawaniu nowych, niskoemisyjnych źródeł energii (morskich farm wiatrowych i elektrowni jądrowych), co skutkuje wolniejszą transformacją sektora.

Scenariusz przyspieszony zakłada znacznie szybszy wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną, odpowiednio o 2,8% w latach 2023-2030 oraz 3,3% w okresie 2030-2050. Głównym czynnikiem wzrostu będzie przyspieszona elektryfikacja przemysłu, budynków i transportu. Rosnący popyt będzie zaspokajany między innymi dzięki terminowemu oddaniu do użytku nowych mocy wytwórczych, takich jak elektrownie jądrowe (od 2035 r.²⁶) oraz morskie farmy wiatrowe.

Popyt na energię elektryczną

W scenariuszu rynkowym tempo wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną przyspieszy z 2,2% rocznie w latach 2023-2030 do 3,1% po 2030 r. W rezultacie popyt do 2040 r. wzrośnie o blisko 60% – ze 171 TWh w 2023 r. do ok. 273 TWh²⁷.

Do 2030 r. wzrost zużycia energii elektrycznej nastąpi głównie w budynkach (wraz ze zwiększeniem liczby oraz wykorzystania pomp ciepła) i przemyśle (w związku z elektryfikacją wytwarzania ciepła średnio- i niskotemperaturowego oraz postępującą automatyzacją procesów produkcji).

Do 2030 r. nie prognozujemy wykorzystania zielonego wodoru na szeroką skalę, z uwagi na jego niską konkurencyjność cenową. Po 2030 r. zapotrzebowanie na ten surowiec będzie zależne głównie od tempa i kształtu wdrażania regulacji, w szczególności dyrektywy *Renewable Energy Directive* (RED III), oraz wysokości zachęt lub kar. Pojawienie się produkcji na większą skalę wodoru z elektrolizy (tj. zielonego wodoru) przewidujemy dopiero po 2035 r. Prognoza ostatecznego wolumenu produkcji obarczona jest jednak dużą niepewnością, z uwagi na niezany ostateczny kształt regulacji na poziomie krajowym.

Zgodnie z naszymi analizami, po 2030 r. nastąpi znaczna elektryfikacja transportu drogowego. Szacujemy, że w Polsce w 2040 r. co piąty samochód osobowy będzie posiadał napęd elektryczny (ang. BEV – *Battery Electric Vehicle*).

Zielony wodór

Wodór jest bezbarwnym, bezwonny i wysoce łatwopalnym gazem. Zielony wodór powstaje w procesie elektrolizy wody, podczas której energia elektryczna ze źródeł odnawialnych rozkłada wodę na wodór i tlen. Obecnie jest stosowany głównie jako surowiec przemysłowy do przerobu ropy naftowej i produkcji nawozów. W przyszłości wodór może mieć zastosowanie w wybranych gałęziach przemysłu (np. produkcja stali i chemii, czy paliw syntetycznych), magazynowaniu energii, transporcie oraz wytwarzaniu ciepła.

W scenariuszach opóźnionym oraz przyspieszonym przewidujemy różnice w zapotrzebowaniu na energię elektryczną względem scenariusza rynkowego.

W scenariuszu opóźnionym, z powodu wolniejszej elektryfikacji przemysłu, transportu i wytwarzania ciepła oraz mniejszego zapotrzebowania na niskoemisyjny wodór, roczne zużycie energii będzie niższe. Osiągnie poziom 257 TWh w 2040 r. oraz 330 TWh w 2050 r., co oznacza średnioroczne tempo wzrostu na poziomie 2,5% (2023–2050).

Natomiast w scenariuszu przyspieszonym, z powodu szybszego tempa elektryfikacji i wyższej produkcji zielonego wodoru, zapotrzebowanie będzie rosło szybciej. W rezultacie wyniesie ono 318 TWh w 2040 r. oraz 396 TWh w 2050 r., przy średniorocznym tempie wzrostu 3,2% (2023–2050).

Wytwarzanie energii elektrycznej

Wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną, wysoki koszt wytwarzania oraz duża intensywność emisji obecnego systemu powodują konieczność jego transformacji. Dodatkowo wiele istniejących bloków węglowych osiągnie wkrótce maksymalny wiek techniczny i będzie musiało zostać zamkniętych. Sytuacja ta wymusi budowę nowych, niskokosztowych i niskoemisyjnych mocy wytwórczych.

Według scenariusza rynkowego, w latach 2023-2040 moc zainstalowana elektrowni fotowoltaicznych wzrośnie z 16 do 61 GW. Przełoży się to na



wzrost produkcji energii z 11 do 59 TWh rocznie. Moc farm wiatrowych na lądzie wzrośnie z 9 do 33 GW, a ich produkcja z 24 do 87 TWh rocznie. Do 2040 r. powstanie także 10 GW morskich farm wiatrowych, generujących 45 TWh rocznie²⁸.

Stabilizację systemu energetycznego będą zapewniały głównie elektrownie gazowe. Ich moc wzrośnie z obecnych 4 do 18 GW do 2040 r. Rola bloków gazowych będzie się zmieniać w czasie – w najbliższych latach będą pracować głównie w podstawie (ang. *Base Load*), a w perspektywie długoterminowej zaczną pracować jako źródło stabilizujące. Elektrownie gazowe będą uruchamiane głównie w godzinach niskiej produkcji energii z OZE. W rezultacie, ich średnioroczne wykorzystanie obniży się z około 55% w latach 2025-2030 do około 30% w latach 2030-2040²⁹.

Prognozujemy, że do 2040 r. z obecnych 22 GW mocy elektrowni na węgiel kamienny pozostanie jedynie około 10 GW. Ich produkcja spadnie jeszcze szybciej – z 67 do 12 TWh (około 1200 godzin pracy rocznie), w związku z malejącą konkurencyjnością kosztową tych źródeł. Zmniejszenie dostępnej mocy będzie skutkiem osiągnięcia maksymalnego wieku technicznego przez część bloków oraz wysokich kosztów utrzymywania jednostek o malejącym wykorzystaniu. Przy czym harmonogram odstawienia bloków węglowych powinien uwzględniać potrzebę utrzymania stabilności systemu. Do 2040 r. będą nadal pracować niektóre istniejące bloki, takie jak Kozienice II, Jaworzno I, II i III, Opole 3-6 oraz Łagisza 8.

Zmniejszenie wytwarzania energii w elektrowniach węglowych spowoduje spadek zapotrzebowania na energetyczny węgiel kamienny. Zmniejszy się ono z 33 mln ton w 2023 r. do 10 mln ton w 2035 r. i 7 mln ton w 2040 r.

W scenariuszu rynkowym prognozujemy także znaczące ograniczenie produkcji w elektrowniach opalanych węglem brunatnym. Spadek spowodowany będzie rosnącymi kosztami zmiennymi (w tym uprawnień EU ETS), co przełoży się na obniżenie konkurencyjności względem innych dostępnych technologii. Przy spadającej liczbie godzin pracy w roku, rozwiązaniem pozwalającym ograniczyć koszty stałe dla systemu elektroenergetycznego może być zamknięcie tych elektrowni. Dodatkowo datę odstawienia bloków będą determinować wyczerpujące się złoża w Bełchatowie³⁰ i prawdopodobny brak uruchomienia wydobywania w złożu „Złoczew”³¹. Prognozujemy zmniejszenie mocy elektrowni na węgiel brunatny

z 8 GW w 2023 r. do 3 GW w 2040 r. oraz spadek produkcji z 35 TWh do mniej niż 1 TWh.

Ponad 90% polskich elektrowni węglowych dostarcza także ciepło lokalnym społecznościom i przemysłowi. Wyłączenie tych jednostek będzie możliwe tylko po zapewnieniu alternatywnych, niskoemisyjnych źródeł ciepła, takich jak lokalne ciepłownie gazowe, dzielnicowe pompy ciepła lub ciepłownie na paliwa alternatywne.

Zgodnie ze scenariuszem rynkowym, elektrownie jądrowe o mocy ok. 3 GW będą produkować w 2040 r. około 18 TWh energii³². Zakładamy uruchomienie pierwszych bloków w 2037 r.³³ (z dwuletnim opóźnieniem względem ogłoszonych publicznie planów)³⁴.

Polska do 2035 r. pozostanie importers netto energii elektrycznej z powodu wysokich kosztów własnej produkcji oraz dostępności taniej energii OZE z krajów sąsiednich, zwłaszcza z Niemiec. Import netto wzrośnie do około 20 TWh w 2030 r. (z 4 TWh w 2023 r.). Jednak wraz z oddaniem morskich farm wiatrowych (MFW)³⁵ Polska może zostać eksporterem netto energii elektrycznej. Nasili się to dodatkowo wraz z uruchomieniem pierwszej elektrowni jądrowej w 2037³⁶.

W każdym ze scenariuszy przewidujemy wzrost wymiany transgranicznej energii elektrycznej. Rosnący udział OZE w Polsce i krajach sąsiednich będzie powodował lokalne i czasowe różnice w poziomie produkcji energii wynikające z różnych warunków pogodowych w poszczególnych regionach. W efekcie wzrośnie zmienność cen na lokalnych rynkach hurtowych i czasowo będą się zwiększać różnice cenowe między krajami i regionami. Doprowadzi to do wzrostu przepływów transgranicznych, które pomogą zmniejszyć średnie ceny energii w połączonych systemach.

Koszty i korzyści z transformacji energetycznej

Transformacja polskiego sektora elektroenergetycznego będzie wymagać inwestycji o skali niespotykanej w XXI wieku³⁷. Kluczowe spółki sektora staną przed strategicznym wyzwaniem, jakim będzie terminowa i efektywna kosztowo budowa niezbędnych mocy wytwórczych oraz rozbudowa i modernizacja sieci dystrybucyjnych i przesyłowych. Celem tych działań jest budowa stabilnego i taniego systemu elektroenergetycznego, który jednocześnie obniży intensywność emisji wytwarzania energii.

W scenariuszu rynkowym szacujemy, że do 2050 r. wymagane nakłady inwestycyjne wyniosą ok. 1,9 bln zł (1,9 tys. mld zł). W tym 1,4 bln zł powinno zostać przeznaczone na nowe moce wytwórcze, ponad 350 mld zł na inwestycje w sieci dystrybucyjne, a ok. 100 mld zł na inwestycje w sieci przesyłowe.

W perspektywie najbliższych pięciu lat łączne nakłady inwestycyjne na transformację sektora elektroenergetycznego szacujemy na 275 mld zł. Odpowiada to około 2-3% rocznego PKB Polski. Inwestycje obejmą nowe odnawialne źródła energii (90 mld zł), rozbudowę i modernizację sieci dystrybucyjnych (85 mld zł) i przesyłowych (65 mld zł) oraz budowę konwencjonalnych mocy wytwórczych (25 mld zł).

Z naszych analiz wynika, że główne polskie spółki energetyczne mają zdolność finansowania transformacji energetycznej. Przeprowadzona symulacja wskazuje, że wymagane jest zaangażowanie zarówno środków z kapitałów własnych oraz wykorzystanie finansowania dłużnego i dotacji³⁸.

Zastępowanie konwencjonalnych źródeł wytwarzania energii elektrycznej przez OZE oraz rosnące ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla EU ETS spowodują, że średnioroczne rynkowe ceny hurtowe

utrzymają się na stabilnym poziomie (ok. 410 zł/MWh) aż do 2035 r.³⁹. Wzrosnie za to ich zmienność w ciągu dnia i roku. Dopiero po latach 2035-2050, wraz ze wzrostem udziału źródeł odnawialnych, średnioroczne ceny spadną do około 330 zł/MWh.

Obniżenie cen energii elektrycznej względem 2023 r. przyniesie oszczędności dla społeczeństwa i gospodarki w wysokości średnio ok. 25 mld zł rocznie. Odpowiada to 1% rocznego PKB do 2050 r.

Zaprzestanie lub opóźnienie transformacji energetycznej (np. ograniczenie budowy OZE lub wydłużenie okresu eksploatacji elektrowni węglowych) spowoduje wzrost kosztów produkcji energii. Wpłynie na to rosnący koszt uprawnień do emisji CO₂ w systemie EU ETS, co podwyższy ceny hurtowe energii i obniży konkurencyjność gospodarki.

Dla porównania, w scenariuszu opóźnionej transformacji, przy relatywnie niskim koszcie uprawnień do emisji dwutlenku węgla (124 euro/tCO₂ w 2050 r.), hurtowe ceny energii utrzymają się do 2050 r. na poziomie z 2024 r. Wolniejsze tempo inwestycji w źródła odnawialne i jądrowe oznacza najwyższe koszty zakupu energii dla odbiorców końcowych spośród analizowanych scenariuszy.

Porównanie do aKPEiK – moc zainstalowana w 2040 r.

Nasza prognoza jest kierunkowo zgodna z założeniami scenariusza WAM (ang. *with additional measures* – z dodatkowymi środkami) z projektu aktualizacji Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu z października 2024 r. (aKPEiK)⁴⁰, lecz różni się w istotnych szczegółach.

Po pierwsze, scenariusz WAM aKPEiK zakłada wyższe zapotrzebowanie na energię elektryczną. W scenariuszu rynkowym prognozujemy, że zużycie energii elektrycznej w 2040 r. będzie o około 11% niższe niż w aKPEiK (273 TWh wobec 307 TWh). Dodatkowo, projekt aKPEiK zakłada zerowy bilans roczny transgranicznego przesyłu energii elektrycznej. Oba założenia skutkują wyższym poziomem krajowej produkcji energii, realizowanej przede wszystkim w blokach węglowych.

Kolejna różnica dotyczy produkcji energii z lądowych farm wiatrowych i fotowoltaiki. Scenariusz

WAM aKPEiK przewiduje ich łączną produkcję na poziomie 112 TWh w 2040 r. Tymczasem w naszym scenariuszu rynkowym prognozujemy istotnie wyższą produkcję – około 146 TWh. Jednocześnie, aKPEiK zakłada szybsze tempo budowy morskich farm wiatrowych (18 GW mocy do 2040 r. wobec 10 GW w naszym scenariuszu rynkowym). Rządowa prognoza przewiduje w efekcie wyższą produkcję energii z tego źródła – 67 TWh w 2040 r. Scenariusz rynkowy zakłada osiągnięcie w roku 2040 r. produkcji na poziomie 45 TWh i 72 TWh w 2045 r.

Ewentualne opóźnienia w budowie morskich farm wiatrowych, przy zakładanym przez aKPEiK wolniejszym rozwoju lądowych farm wiatrowych i fotowoltaiki, spowodują konieczność większego wykorzystania elektrowni konwencjonalnych. To z kolei będzie utrzymywać wyższe hurtowe ceny energii elektrycznej.

W scenariuszu przyspieszonej transformacji hurtowej ceny energii elektrycznej spadną najbardziej – do około 200 zł/MWh w 2050 r. Stanie się tak pomimo wysokiego prognozowanego kosztu uprawnień do emisji dwutlenku węgla EU ETS (210 euro/tCO₂ w 2050 r.). Skompensują go przyspieszenie i zwiększona moc oddawanych do użytku OZE oraz elektrowni jądrowej o najniższym koszcie zmiennym wytwarzania. Scenariusze rynkowy i przyspieszonej transformacji opisują warunki dla silniejszego wsparcia inwestycji w przemysł, elektryfikację ogrzewania budynków i transportu czy budowę centrów danych, za sprawą obniżania cen energii elektrycznej.

Spadek hurtowych cen energii elektrycznej poprawi konkurencyjność gospodarki, zmniejszając jednocześnie atrakcyjność inwestycji w nowe źródła wytwórcze. Szczególnie w przypadku odnawialnych źródeł energii zależnych od warunków pogodowych i wytwarzających energię elektryczną w tych samych godzinach, jak fotowoltaika i farmy wiatrowe. W scenariuszu rynkowym sytuacja, w której cena rynkowa spada szybciej niż uśredniony koszt energii wytwarzanej LCOE (ang. *Levelized Cost of Electricity* – obejmujący nakłady inwestycyjne, koszty finansowania oraz koszty stałe i zmienne wytwarzania,

przez cały okres eksploatacji), pojawi się dopiero w latach 40. i dotyczyć będzie tylko morskiej energetyki wiatrowej.

Różnica między tanimi, odnawialnymi źródłami energii o zmiennym profilu wytwarzania a droższymi źródłami kopalnymi będzie powodować coraz większą zmienność cen na rynku energii elektrycznej. Aktywne zarządzanie godzinowym profilem zużycia zaczyna już teraz być istotną dźwignią obniżania wydatków na energię. Zastosowanie cyfrowych narzędzi monitorowania i optymalizacji profilu zużycia, budowa magazynów energii oraz zastosowanie szerszego portfolio narzędzi służących do optymalnego zarządzania zapotrzebowaniem i jego profilem (czyli narzędzi DSR – z ang. *Demand Side Response*) mogą poprawić wyniki finansowe spółek ponoszących duże nakłady na energię. Ponadto, odpowiadając na dużą zmienność godzinową regulator rynku energii może wprowadzić częściowo lub w pełni dynamiczne taryfy dla odbiorców, także indywidualnych. Mogą one dodatkowo zachęcać do dopasowania profili zużycia do godzin, w których występuje wyższa produkcja z OZE.



Transformacja systemu elektroenergetycznego, dzięki większemu wykorzystaniu niskoemisyjnych źródeł energii elektrycznej, pozwoli na znaczne obniżenie emisji dwutlenku węgla. W scenariuszu rynkowym emisje spadną o około 60% do 2030 r. (względem 2023 r.) i o ponad 90% do 2050 r. W odniesieniu do roku bazowego 1988 spadek wyniesie odpowiednio około 80% i 99%.

Sukces transformacji energetycznej będzie zależeć od szeregu decyzji i wsparcia regulacyjnego dynamicznie zmieniającego się rynku. Kluczowe będzie zapewnienie mechanizmów gwarantujących opłacalność inwestycji w nowe źródła energii elektrycznej, jak np. wzmocnienie mechanizmów rynku mocy czy wydłużenie użycia mechanizmów gwarantujących długoterminowe przychody projektów (np. kontrakty różnicowe) oraz efektywne zarządzanie zmiennością cen.

Znaczenie będzie mieć również regularna koordynacja tempa budowy nowych źródeł wytwórczych z prognozowanym i rzeczywistym wzrostem popytu. Umożliwi to uniknięcie zarówno nadmiernej, jak i niewystarczającej rozbudowy systemu, co mogłoby prowadzić do wzrostu kosztów jednostkowych energii lub zbędnych inwestycji infrastrukturalnych (ang. *Stranded Assets*).

Efektywna realizacja inwestycji będzie wymagała zabezpieczenia zasobów ludzkich i rozwinięcia lokalnych łańcuchów dostaw. Oznacza to szanse rozbudowy krajowej produkcji komponentów i materiałów takich jak wieże, fundamenty i turbiny do energetyki wiatrowej, panele fotowoltaiczne oraz konstrukcje do ich montażu, co przyczyni się do obniżenia kosztów inwestycji oraz poprawy ich efektywności.

Znaczący spadek wytwarzania jednostek w elektrowniach węglowych obniży zapotrzebowanie na ten surowiec. Skala i tempo obniżenia popytu wymagać będą przygotowania planu transformacji sektora wytwarzania i wydobywania. Plan powinien aktywnie wskazywać możliwe działania ograniczające koszty społeczne transformacji, w szczególności regionów węglowych takich jak Bełchatów, Turów czy Zagłębie Śląsko-Dąbrowskie.

Odpowiednio przeprowadzona transformacja energetyczna jest ogromną szansą dla Polski na poprawienie konkurencyjności gospodarki. O tym, jaka część tego potencjału zostanie wykorzystana, zdecydują tempo oraz efektywność realizowanych zmian.





Obecny stan polskiego systemu energetycznego

Trylemat transformacji energetycznej

Transformacja polskiego sektora elektroenergetycznego stanowi wyzwanie. Przez kraj nie przepływa zbyt wiele rzek, na których mogłyby powstać elektrownie wodne, a średni współczynnik wykorzystania farm wiatrowych wynosi 12-17%, czyli o połowę mniej niż w Kalifornii⁴¹. Niewielkie złoża gazu ziemnego oznaczają konieczność importu surowca. Morze Bałtyckie pozwala na rozwój morskiej energetyki wiatrowej na północy kraju, ale najbardziej energochłonne obszary znajdują się na południu. Polska nie ma jeszcze elektrowni jądrowej, w odróżnieniu od innych państw UE z byłego bloku wschodniego, takich jak Bułgaria, Czechy, Węgry, Rumunia, czy Słowacja. Energetyka w znacznym stopniu oparta jest o węgiel.

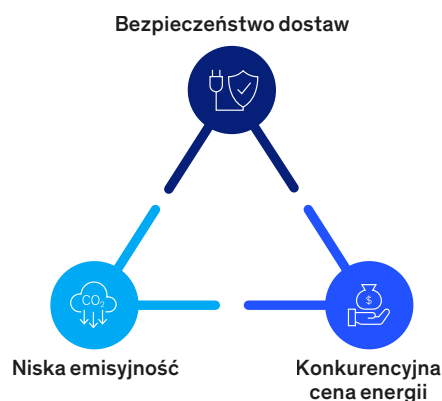
Mimo niełatwej pozycji startowej, w ostatnich dziesięcioleciach Polska rozpoczęła transformację sektora elektroenergetycznego. Jeśli zostanie zrealizowana z powodzeniem, może pomóc osiągnąć trzy cele – zapewnić stabilne dostawy energii przy

konkurencyjnych cenach i jak najniższych emisjach. To tak zwany „trylemat transformacji energetycznej”.

Osiągnięcie wszystkich trzech celów równocześnie stanowi olbrzymie wyzwanie. Już spełnienie każdego z nich z osobna można określić jako sukces. Modelując i prognozując scenariusze transformacji polskiego systemu elektroenergetycznego, do realizacji każdego z tych celów podeszliśmy w usystematyzowany sposób.

W zakresie bezpieczeństwa, każdy ze scenariuszy zakłada odpowiedni poziom rezerwy mocy pozwalający na zapewnienie stabilności działania systemu (np. produkcja w OZE wspierana jest przez nowe bloki gazowe, magazyny energii oraz wymianę transgraniczną) oraz testowany jest na historycznych danych pogodowych oraz prognozach (w 15 minutowych interwałach). Modelując ceny energii, każdy ze scenariuszy optymalizuje miks wytwórczy pod kątem jak najniższego kosztu całkowitego systemu – jak najmniejszych łącznych nakładów inwestycyjnych oraz kosztów operacyjnych. Tempo redukcji emisji jest wyznaczane przede wszystkim przez ceny uprawnień do emisji EU ETS, przyjęte dla każdego ze scenariuszy.

Rysunek 7
Trylemat transformacji energetycznej.



Bezpieczeństwo dostaw

Sprawny system energetyczny powinien zapewniać stabilne dostawy energii elektrycznej, niezależnie od wyjątkowych i przejściowych wydarzeń (np. niekorzystnych warunków pogodowych lub zakłóceń na globalnych szlakach handlowych) oraz przeciwdziałać niekontrolowanemu wzrostowi jej cen. Cel ten może być osiągnięty poprzez budowę zdywersyfikowanego portfolio mocy wytwarzania oraz rozbudowę i modernizację sieci przesyłowych i dystrybucyjnych.

Dla zapewnienia wysokiego poziomu bezpieczeństwa dostaw wymagane jest utrzymanie odpowiedniego poziomu rezerw w sterowalnych źródłach energii oraz magazynach energii. Jest to szczególnie istotne przy znaczącym wzroście udziału produkcji energii ze źródeł o ograniczonej sterowalności, takich jak farmy wiatrowe czy fotowoltaiczne.

Konkurencyjna cena energii

Ceny energii elektrycznej w Polsce należą do najwyższych w Unii Europejskiej. W dobie rosnącej automatyzacji produkcji, elektryfikacji napędów i digitalizacji, ceny energii elektrycznej będą mieć coraz większe znaczenie dla konkurencyjności gospodarczej Polski. Będą one decydować m.in. o atrakcyjności lokalizacji produkcji przemysłowej czy centrów danych.

Na cenę energii elektrycznej dla odbiorcy końcowego składa się z koszt wytwarzania energii, opłaty za przesył i dystrybucję energii oraz podatki. W Polsce ceny energii w większym stopniu niż w innych krajach UE wynikają z kosztów samej energii oraz wyższych podatków. Obecnie, w mniejszym stopniu zależą one np. od opłat przesyłowych i dystrybucyjnych. Opłaty te odzwierciedlają niski poziom realizowanych w ostatnich latach inwestycji w modernizację i rozbudowę sieci. Planowane na bezprecedensową skalę inwestycje (tj. 150 mld w ciągu najbliższych lat) przełożą się na wzrost taryfy przesyłowej i dystrybucyjnej nawet o 50 zł/MWh. Przewidywany wzrost opłat sieciowych może zostać jednak zrównoważony spadkiem hurtowych cen energii, wynikającym głównie ze stopniowego zastępowania węgla gazem oraz rozwoju tanich OZE.

Do przeprowadzenia analizy zmian sektora elektroenergetycznego wykorzystaliśmy własne narzędzie – model McKinsey PLEXOS

Kluczowe założenia do 2030 roku

- Perspektywa makroekonomiczna Polski m.in. zmiana populacji i tempa wzrostu PKB
- Rynkowe ścieżki cen paliw (tj. węgla i gazu) oraz uprawnień do emisji EU ETS
- Planowane przez PSE odstawienia bloków, wynikające z osiągnięcia maksimum technicznego lub wymagającego remontu kapitalnego
- Ogłoszone i realizowane projekty budowy nowych bloków gazowych i morskich farm wiatrowych, z terminami „urealnionymi” na podstawie obecnego zaawansowania
- Strategie grup energetycznych dotyczących rozbudowy OZE tj. fotowoltaiki i lądowych farm wiatrowych
- Informacje PSE na temat obecnej i planowanej infrastruktury przesyłowej transgranicznej

Model McKinsey PLEXOS

Funkcja celu:

Minimalny koszt całkowitego systemu elektroenergetycznego

Zmienne:

Rozbudowa stosu mocy („wymuszona” do 2030 r. oraz „uwolniona” po 2030) oraz miks wytwarzania w każdej godzinie, przy zachowaniu stabilności systemu i uwzględnieniu sytuacji na ościennych rynkach

Kluczowe wyniki modelowania

- Prognoza zmian mocy zainstalowanej tj. odstawienia bloków i budowa nowych mocy wytwórczych z podziałem na technologie i lata
- Prognoza zmian godzinowego miksu wytwarzania z podziałem na technologie i lata
- Prognoza zmian wymiany transgranicznej
- Prognoza zmian cen energii elektrycznej spot oraz „capture price” z podziałem na technologie i lata
- Prognoza nakładów inwestycyjnych na nowe moce wytwórcze oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, z podziałem na lata

Rysunek 8

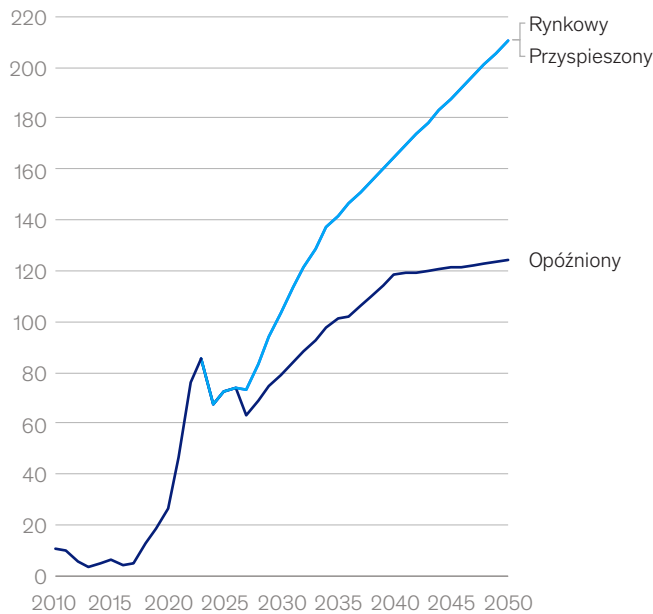
Koszt uprawnień do emisji EU ETS oraz ceny gazu ziemnego, węgla energetycznego i wodoru prognozowane na podstawie globalnych modeli podaży i popytu McKinsey.

Prognoza cen, lata 2023-50

— Scenariusz opóźniony — Scenariusz rynkowy — Scenariusz przyspieszony

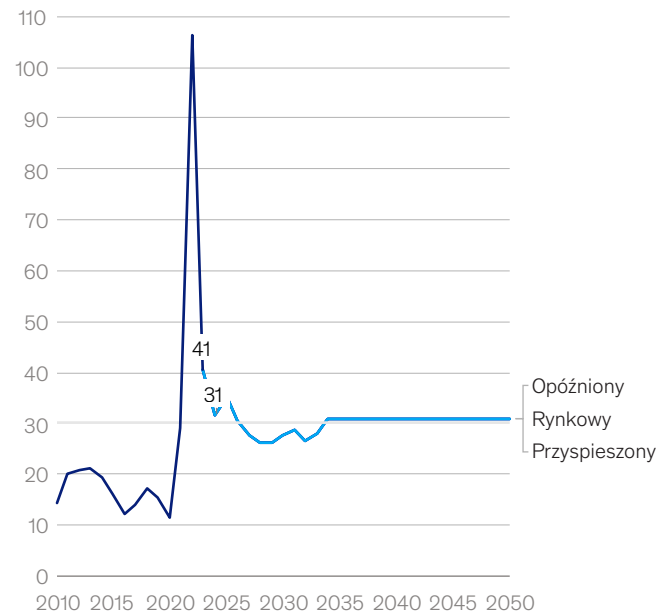
Rysunek 8A

Koszty emisji dwutlenku węgla, EU ETS, euro-2023/t



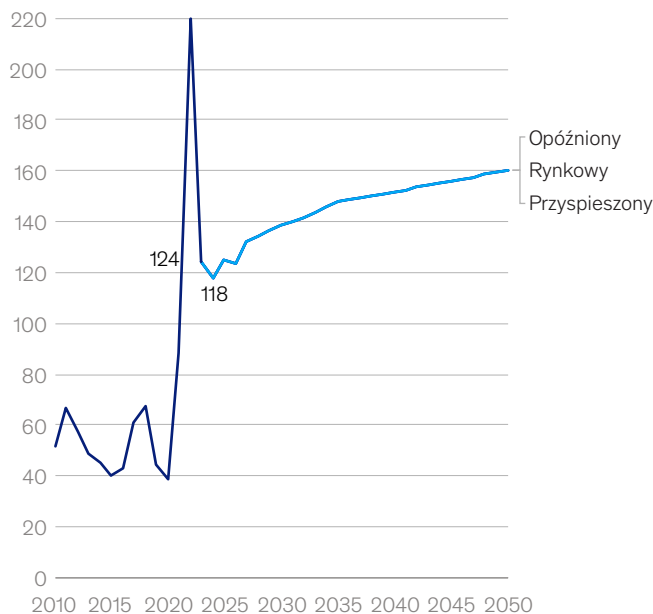
Rysunek 8B

Cena gazu ziemnego, TTF, euro-2023/MWh



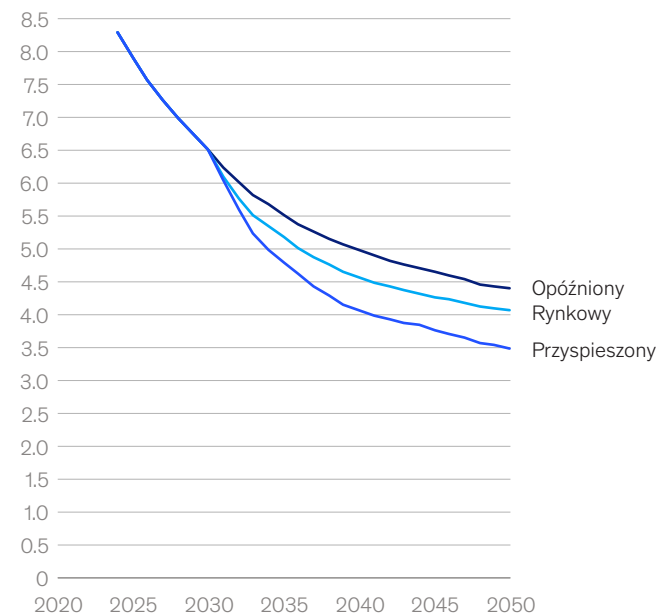
Rysunek 8C

Cena węgla kamiennego, ARA, euro-2023/t



Rysunek 8D

Cena wodoru, EU, euro-2023/kg



Źródło: McKinsey Energy Solutions

Ceny energii są ważnym czynnikiem kształtującym konkurencyjność całej gospodarki, zwłaszcza energochłonnego przemysłu i usług opartych o przetwarzanie danych. Jak widać na przykładzie innych krajów, transformacja energetyczna często powoduje wzrost i większą zmienność cen energii elektrycznej. Dodatkowo, temat stał się istotny dla odbiorców końcowych, producentów i sprzedawców energii oraz ustawodawcy i administracji.

Analizując scenariusze możliwych kierunków zmian sektora, zidentyfikowaliśmy szereg działań mogących obniżyć ceny energii na rynku hurtowym oraz dla odbiorcy końcowego. Ich wdrożenie wymaga współpracy regulatora, przedsiębiorstw z sektora energetycznego oraz samych odbiorców. Szacujemy, że działania te mogą doprowadzić do obniżenia całkowitych cen energii elektrycznej dla odbiorcy nawet o 10-20% (ok. 100- 200 zł/MWh) w ciągu najbliższych pięciu lat. Można je podzielić na pięć kluczowych kategorii:

1. Poprawa efektywności energetycznej i uelastycznienie popytu, np. poprzez wdrożenie dalszych mechanizmów wsparcia projektów poprawy efektywności energetycznej w przemyśle oraz odbiorców indywidualnych. Zastosowanie cyfrowych narzędzi monitorowania i optymalizacji profilu zużycia, budowa magazynów energii oraz zastosowanie szerszego portfolio narzędzi do optymalnego zarządzania zapotrzebowaniem i jego profilem (DSR), mogą obniżyć zapotrzebowanie na energię w godzinach o najwyższych cenach z poziomu systemu. Obserwując inne europejskie rynki (np. Dania czy Holandia) widać, że wprowadzenie

w pełni dynamicznych taryf zwiększa stopień zastosowania powyższych rozwiązań i obniżenie efektywnych cen energii.

- 2. Zwiększenie wymiany transgranicznej** poprzez rozbudowę połączeń z krajami sąsiednimi. Dzięki temu w krótszym horyzoncie czasowym możliwe będzie zwiększenie importu czystej energii elektrycznej z krajów posiadających czasowe nadwyżki produkcji z OZE (np. Niemcy lub Szwecja), a w dłuższej perspektywie – zwiększenie eksportu.
- 3. Obniżenie strat przesyłu i dystrybucji** poprzez modernizację sieci. Pozwoli to na zmniejszenie całkowitego zapotrzebowania na energię elektryczną, a tym samym obniżenie całkowitego kosztu wytwarzania. Dodatkowo, modernizacja i lepsze planowanie rozwoju sieci może umożliwić przyłączenie więcej mocy OZE.
- 4. Zwiększenie tempa rozbudowy mocy OZE** poprzez wprowadzenie dodatkowych regulacji ułatwiających budowę np. lądowych elektrowni wiatrowych lub zorientowanych na zwiększenie auto-konsumpcji poprzez zastosowanie rozproszonych instalacji fotowoltaicznych z magazynami energii.
- 5. Zwiększenie transparentności cen B2B** poprzez wdrożenie regulacji na rzecz łatwiejszego dostępu do informacji o zawieranych transakcjach i efektywnych cenach energii, np. w formie obowiązku publikowania cen transakcyjnych. Umożliwi to przede wszystkim ograniczenie błędnej wyceny taryfy za energię elektryczną dla MŚP.

Niska emisyjność

Polska, ze względu na wysoki udział węgla w miksie energetycznym, ma jedną z najwyższych emisyjności produkcji energii elektrycznej w Unii Europejskiej (średnio 614 kgCO₂/MWh w Polsce, wobec średniej UE-27 wynoszącej 210 kgCO₂/MWh⁴²). Powoduje to dużą wrażliwość krajowych cen energii na wzrost kosztów uprawnień EU ETS. W ciągu ostatnich sześciu lat średnie ceny tych uprawnień wzrosły z ok. 5 euro (2017 r.) do 85 euro (2023 r.) za tonę emisji dwutlenku węgla. Prognozujemy, że do 2030 r. ceny uprawnień EU ETS utrzymają się przedziale 80-100 euro/tCO₂.

Jednocześnie w ostatnich latach rośnie presja regulacyjna na obniżenie emisji, zarówno na poziomie międzynarodowych, jak i krajowym. Wynika ona m.in. z Ramowej konwencji ONZ w sprawie zmian klimatu (1992 r.⁴³), Protokołu z Kioto (1997 r.⁴⁴) i Porozumienia Paryskiego (2015 r.⁴⁵). Cele te są podstawą ambitnej polityki klimatyczno-energetycznej UE⁴⁶, a w konsekwencji polityki energetycznej Polski. Realizacja zakładanych celów obniżenia emisji może stanowić wyzwanie w kontekście zachowania bezpieczeństwa dostaw i niskich cen energii. Przykładowo, zastąpienie węgla mniej emisyjnym gazem ziemnym zwiększa polską ekspozycję na import tego surowca. W 2024 r. krajowe źródła pokryły jedynie około 20% zapotrzebowania na gaz⁴⁷.

W raporcie *Polska Energetyka 2050*, stworzyliśmy przy pomocy modelowania trzy scenariusze transformacji polskiej energetyki. Ich celem jest próba osiągnięcia optymalnego miksów źródeł wytwórczych. Funkcją celu w modelu została zdefiniowana jako minimalizacja całkowitych kosztów systemu, z uwzględnieniem kosztów emisji EU ETS.

Sytuacja energetyki węglowej

Polski system elektroenergetyczny od lat opiera się głównie na wytwarzaniu energii elektrycznej z węgla kamiennego i brunatnego. W 2023 r. udział węgla w krajowym miksie energetycznym wyniósł około 65%. Elektrownie węglowe stanowiły aż 30 GW z całkowitej⁴⁸ mocy zainstalowanej (ok. 64 GW). W tej grupie aż 17 GW to bloki wybudowane w latach 1960-1980, a średni wiek bloku węglowego wynosi obecnie ponad 37 lat⁴⁹.

Wysoki udział wytwarzania z węgla historycznie przekładał się na niskie ceny energii elektrycznej oraz niewielką zmienność cen energii w ciągu dnia i roku. Koszt krańcowy systemu w prawie każdej godzinie wyznaczany był przez bloki węglowe⁵⁰. W ostatnich latach wysoki udział węgla w miksie skutkował wzrostem cen energii elektrycznej. Średni koszt produkcji energii elektrycznej z węgla wzrósł z 159 zł/MWh w 2008 r. do 1022 zł/MWh⁵¹ w 2023 r. (z czego ok. 350 zł/MWh⁵² stanowił koszt uprawnień

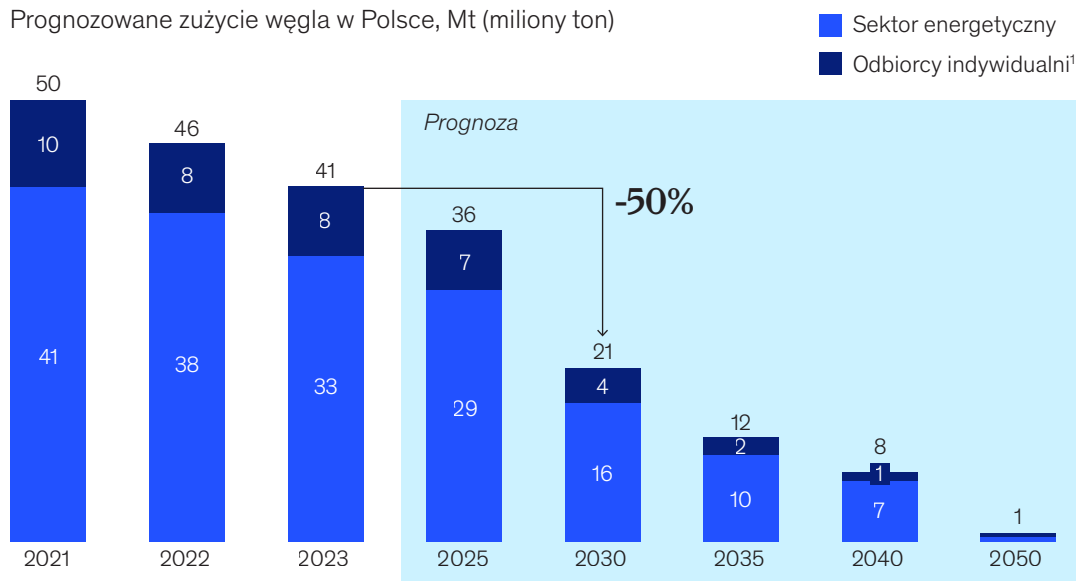
EU ETS). Wzrost ten wynikał z rosnącego kosztu wydobycia węgla energetycznego w Polsce (średnio z 223 zł/t w 2008 r. do 824 zł/t w 2023⁵³), rosnących cen węgla na rynkach światowych⁵⁴ oraz wzrostu cen uprawnień do emisji EU ETS⁵⁵. W efekcie wytwarzanie energii z węgla straciło konkurencyjność wobec produkcji z gazu czy OZE. Istotnym czynnikiem jest również spadek krajowego wydobycia, wynikający z postępującego wyczerpywania się złóż węgla brunatnego. Utrata konkurencyjności stanowi wyzwanie zarówno dla elektrowni węglowych, jak i górnictwa węgla kamiennego.

Prognozowane mniejsze wykorzystanie bloków węglowych (tj. mniejsza liczba godzin pracy w roku) ograniczy ich przychody. To z kolei zmniejszy możliwość bieżącego pokrycia ich kosztów stałych. Odstawienie najmniej konkurencyjnych bloków węglowych pozwoli uniknąć ponoszenia tych kosztów w przyszłości. Ze względu na skalę i tempo zmian oraz konieczność utrzymania stabilności systemu elektroenergetycznego w Polsce, niezbędne jest przygotowanie kompleksowego i realnego harmonogramu odstawień bloków węglowych. Harmonogram ten powinien uwzględniać poziom rezerwy niezbędny dla zachowania stabilności całego systemu, również przy dostępnym możliwym imporcie energii elektrycznej z krajów ościennych.

Rysunek 9

Prognozowana struktura zużycia węgla kamiennego w Polsce.

Prognozowane zużycie węgla w Polsce, Mt (miliony ton)

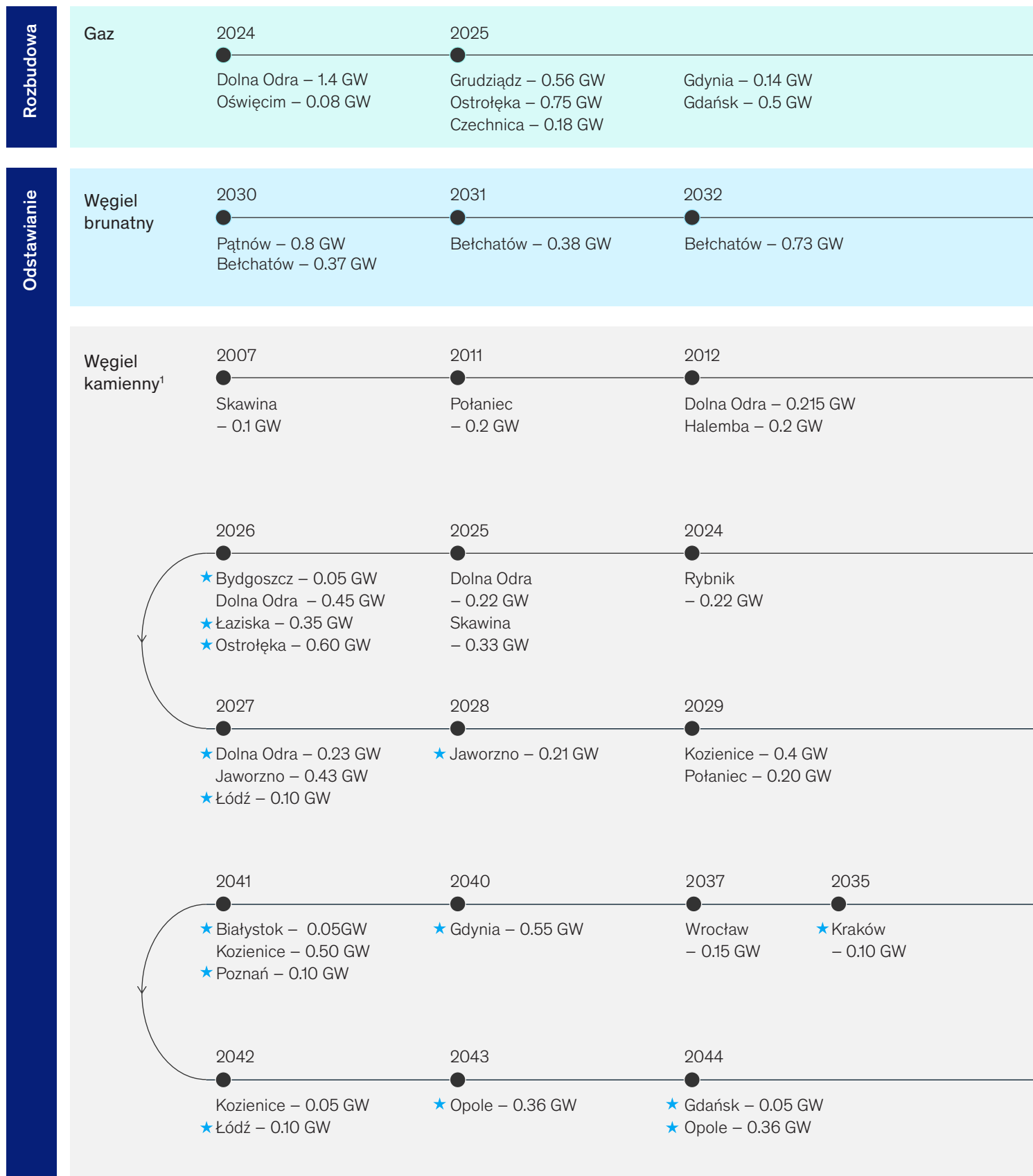


1. Węgiel kamienny dla odbiorców indywidualnych musi spełniać odmienne parametry jakościowe (większa frakcja ziarna) i dotychczas w dużym stopniu opierał się na imporcie ze względu na parametry jakościowe węgla wydobywanego przez kopalnie w Polsce

Uwaga: Szacunkowe zużycie przy założeniu efektywności energetycznej elektrowni węglowych na poziomie 30%

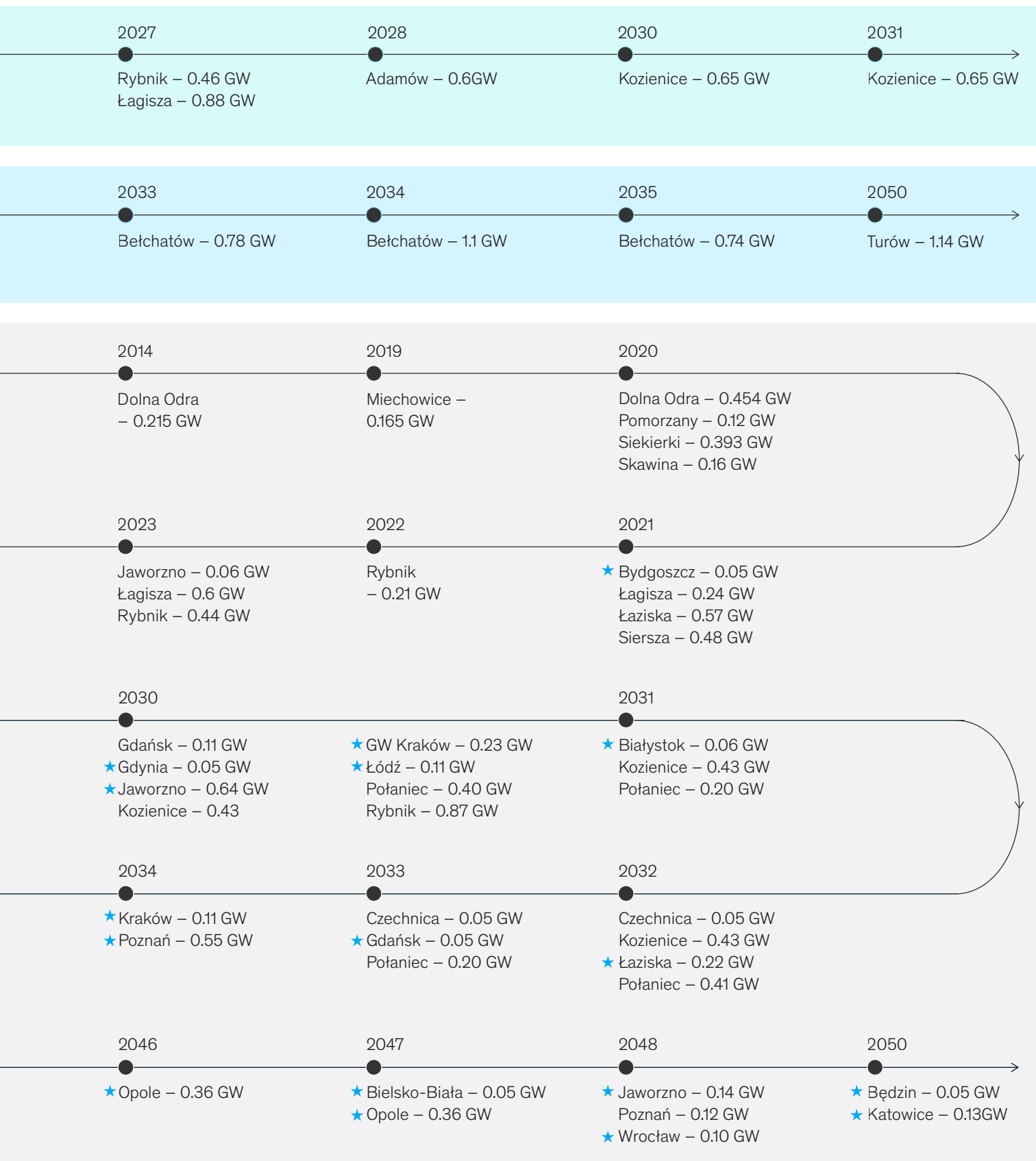
Źródło: McKinsey Energy Solutions – EU Power Model

Prognozowana rozbudowa bloków gazowych i odstawianie bloków węglowych w scenariuszu rynkowym.



★ Blok z narzuconym minimalnym obciążeniem utrzymywanym dla niezbędnych dostaw ciepła sieciowego

1. Na podstawie wieku aktywa i maksymalnego okresu eksploatacji
Źródło: McKinsey Energy Solutions – EU Power Model



Dodatkowo, finansowanie inwestycji w elektrownie węglowe stało się utrudnione z powodu wprowadzenia szeregu regulacyjnych i dobrowolnych barier finansowania, m.in. wymogów raportowania ESG⁵⁶, taksonomii EU oraz szereg celów strategicznych spółek sektora finansowego i ubezpieczeniowego. Działania te wynikają z postrzeganego przez sektor finansowy rosnącego ryzyka aktywów węglowych⁵⁷ i przekładają się na ograniczenie dostępności do instrumentów finansowych dla nowych inwestycji i bieżącego działania (np. trudności w pozyskaniu ubezpieczenia dla elektrowni).

Prognozowany spadek wytwarzania energii elektrycznej z węgla obniży zapotrzebowania na ten surowiec, z 33 mln ton w 2023 r. do 10 mln ton w 2035 r. To poziom dużo niższy niż plany produkcji największych spółek górniczych i obowiązująca „umowa społeczna dla górnictwa kamiennego” – prognozowane zapotrzebowanie jest ponad 40% niższe w 2030 r. oraz 60% niższe w 2035 r. Wydobycie węgla w Polsce jest jednym z najdroższych na świecie, co utrudni eksport ewentualnych nadwyżek produkcji w przypadku spadku zapotrzebowania. Dla polskiego sektora górnictwa węgla kamiennego niezbędny będzie kompleksowy plan transformacji. Powinien on jasno określać działania niezbędne do zapewnienia opłacalności wydobycia na potrzeby krajowe przy jednoczesnym ograniczeniu negatywnych skutków społecznych transformacji, szczególnie w kluczowych regionach (tj. Bełchatowskie Zagłębie Węgla Brunatnego lub Zagłębie

Śląsko-Dąbrowskie). Mogą w tym pomóc inwestycje w nowe gałęzie przemysłu, które wykorzystując bogate zasoby ludzkie i istniejącą infrastrukturę, staną się motorami aktywności gospodarczej.

Konkurencyjność polskiego rynku energii elektrycznej na tle Europy

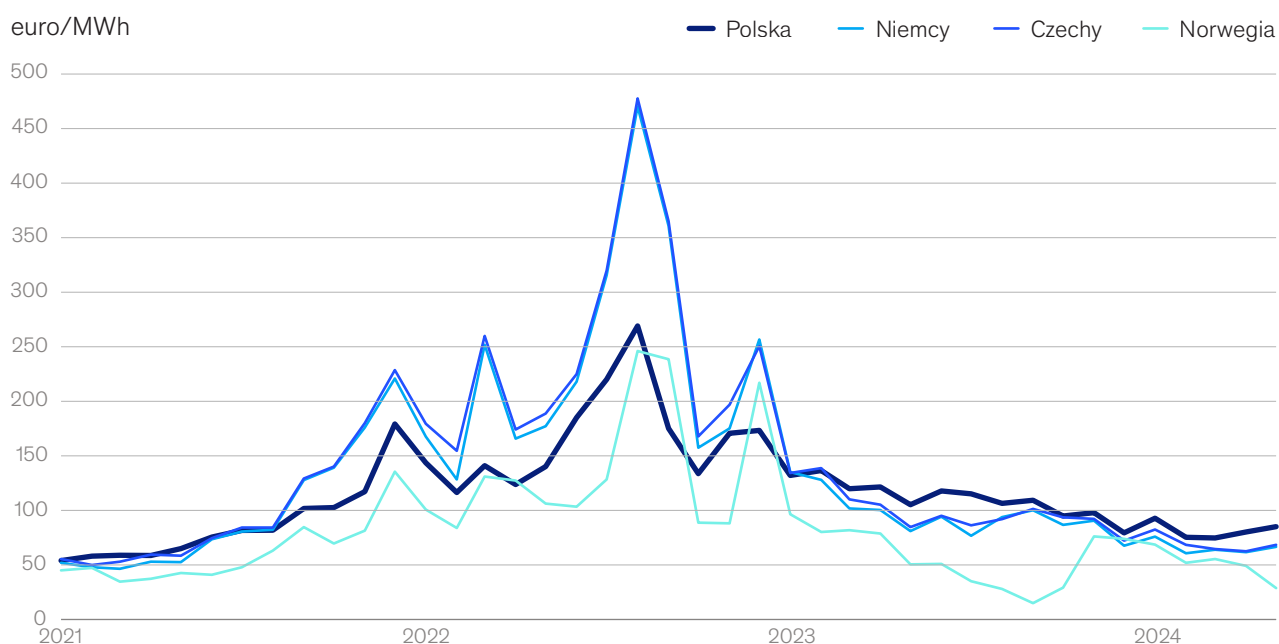
Ceny energii elektrycznej w Polsce pozostają na jednym z najwyższych poziomów w Europie, mimo ustabilizowania po znaczących wzrostach w latach 2022–23. W ciągu ostatnich piętnastu lat ceny energii elektrycznej w Polsce wzrosły blisko pięciokrotnie – z 155 zł/MWh w 2008 r. do 759 zł/MWh w 2023 r.⁵⁸. W II kwartale 2024 r. średnia cena energii elektrycznej w Polsce wyniosła ok. 390 zł/MWh. Dla porównania, średnia europejska wyniosła w tym okresie ok. 340 zł/MWh.

W systemach energetycznych z rosnącym udziałem OZE rośnie zmienność miksu wytwarzania w ciągu roku i w ciągu dnia. Wynika to z różnych warunków pogodowych w poszczególnych regionach. W efekcie wzrasta zmienność cen na lokalnych rynkach hurtowych i czasowo zwiększają się różnice cenowe między krajami i regionami. Prowadzi to do wzrostu przepływów transgranicznych, które pomogą zmniejszyć średnie ceny energii w połączonych systemach.

Historycznie Polska była znaczącym eksporterem netto energii elektrycznej. Oznacza to, że w ciągu roku energia była zarówno importowana, jak i sprzedawana do krajów sąsiednich, ale bilans roczny wskazywał na

Rysunek 11

Ceny energii w Polsce spadają, ale nadal są wyższe niż w Europie.



Źródło: Ember

eksport. Jednak od blisko dekady jest przede wszystkim importem⁵⁹, wraz ze znaczącym wzrostem mocy zainstalowanej OZE w krajach sąsiadujących przy jednocześnie stałych wysokich cenach energii elektrycznej w Polsce, spowodowanych wysokim udziałem wytwarzania z węgla. Rekordowy import netto odnotowano w 2020 r., kiedy przekroczył 13 TWh – blisko 10% końcowego zapotrzebowania na energię elektryczną w kraju.

Import energii elektrycznej pozwala obniżać średnie ceny hurtowe energii w Polsce. Ważne jednak, by planując docelowy system energetyczny, uwzględnić ryzyka związane z czasowym brakiem możliwości importu energii z krajów sąsiadujących.

Wyzwania dla rozwoju OZE

Tempo inwestycji w odnawialne źródła energii w Polsce przyspieszyło w ostatnich latach. Zainstalowana moc OZE podwoiła się w latach 2014-2019, a następnie ponownie w okresie 2019-2023^{60,61}. W roku 2024 OZE odpowiadały już za blisko 29% całkowitego wytwarzania w kraju. Przyczyny tak szybkiego wzrostu w ciągu dekady to przede wszystkim:

- Spadek średniego kosztu wytwarzania energii ze źródeł OZE (np. koszt LCOE paneli fotowoltaicznych zmniejszył się ponad dziesięciokrotnie pomiędzy 2010 a 2023 r.⁶²).
- Wzrost kosztów produkcji energii ze źródeł konwencjonalnych, wynikający ze wzrostu cen krajowego wydobycia węgla, rosnących cen gazu na globalnych rynkach oraz zwiększających się cen uprawnień do emisji CO₂ (EU ETS). Wzrost cen ETS wywoływał efekt średnio dwa razy silniejszy dla konkurencyjności wytwarzania węgla w porównaniu z gazem.
- Wprowadzenie szeregu mechanizmów wspierających rozwój projektów OZE oraz wykorzystanie zielonej energii elektrycznej. Wsparcie przybiera różne formy, z których najważniejsze to system aukcyjny, kontrakty różnicowe (m. in. dla morskich farm wiatrowych), system net-billing dla prosumentów, zielone certyfikaty, ulgi podatkowe i celowe instrumenty finansowe.

Szybki przyrost mocy OZE napotyka również na szereg wyzwań, m.in. prawnych, finansowych, technicznych i społecznych. Do najważniejszych należą:

- Wyczerpywanie się dostępnych zdolności przyłączeniowych istniejących sieci przesyłowych i dystrybucyjnych. Wynika to m.in. z ograniczonych

możliwości bilansowania systemu elektroenergetycznego oraz niedostosowania sieci niskiego napięcia do przyłączania dużej liczby domowych instalacji fotowoltaicznych.

- Długi okres uzyskiwania pozwoleń na inwestycje w wielkoskalowe odnawialne źródła energii⁶³.
- Ograniczona elastyczność pracy bloków węglowych. Produkcja energii z OZE jest zmienna i zależna od warunków pogodowych. Pełne wykorzystanie energii z tych źródeł wymaga, by elektrownie sterowalne mogły dynamicznie zwiększać i zmniejszać swoją moc (ang. *Load Follow*) lub nawet czasowo się wyłączać. Bloki węglowe, szczególnie starsze jednostki o mocy około 200 MW, mają jednak ograniczenia techniczne i ekonomiczne, które uniemożliwiają pełne przyjęcie energii wytwarzanej w godzinach sprzyjających warunków pogodowych. Dla porównania, nowoczesne elektrownie gazowe charakteryzuje dużo większa elastyczność pracy, dzięki temu mogą lepiej współpracować z OZE.
- Spadek uzyskiwanej ceny sprzedaży energii z farm wiatrowych i fotowoltaiki. Źródła te często produkują energię w podobnych okresach – przy silnym wietrze lub intensywnym nasłonecznieniu – co prowadzi do chwilowej wysokiej podaży taniej energii, która zastępuje droższe moce wytwórcze. Skutkuje to obniżaniem cen na rynku, lecz tym samym, uzyskiwane przez źródła OZE przychody ulegają obniżeniu.
- Brak wystarczających pojemności magazynów energii, które mogłyby akumulować chwilowe nadwyżki energii ze źródeł odnawialnych, przenosząc je na godziny i dni o mniejszej produkcji energii z OZE lub większym zapotrzebowaniu.
- Ograniczone możliwości pozyskania finansowania na nowe inwestycje wobec braku zabezpieczenia długoterminowych przychodów, na przykład w postaci aukcji różnicowych lub kontraktów długoterminowych wytwórców z odbiorcami (ang. PPA – *Power Purchase Agreement*). Projekty oparte o sprzedaż energii po cenach rynkowych (ang. *merchant prices*) napotykały na trudności z pozyskaniem finansowania dłużnego.

Dalsze tempo rozwoju energetyki odnawialnej zależeć będzie między innymi od zdolności interesariuszy do pokonywania wymienionych barier.



Scenariusze transformacji polskiej energetyki

Trzy scenariusze

Przeanalizowaliśmy trzy scenariusze tempa zmian popytu i trzy scenariusze zmian mocy zainstalowanej, otrzymując w rezultacie dziewięć kombinacji. Raport omawia trzy scenariusze, w których przyrost nowych mocy wytwórczych przebiega w zbliżonym tempie co wzrost zapotrzebowania. W pozostałych wariantach popyt rośnie znacznie szybciej lub wolniej niż rozbudowa systemu, skutkując wzrostem całkowitego kosztu systemu.

W przypadku zbyt wolnego rozwoju systemu, na rynku może czasowo wzrosnąć cena energii elektrycznej, spowodowana zwiększoną pracą nieefektywnych jednostek lub może dojść do ograniczenia dostaw energii do wybranych odbiorców (np. poprzez DSR lub stopnie zasilania). Z kolei zbyt szybka rozbudowa źródeł wytwórczych i sieci obniża rentowność systemu energetycznego, m.in. przez mniejsze niż planowane wykorzystanie mocy wytwórczych oraz potencjalny wzrost taryf przesyłowych i dystrybucyjnych (koszt inwestycji pozostaje ten sam, lecz mniejsza jest liczba TWh przesyłanej i dystrybuowanej energii). Koordynacja inwestycji, przy jednoczesnym aktywnym monitorowaniu wzrostu popytu pozwoli na uniknięcie zbędnych kosztów i nakładów finansowych.

W raporcie przedstawiamy scenariusz rynkowy jako ten najlepiej obrazujący obecne trendy rynkowe. Został on wybrany i skalibrowany po szerokich konsultacjach z kluczowymi uczestnikami rynku

elektroenergetycznego w Polsce. Przygotowane zostały również dwa alternatywne scenariusze: przyspieszony i opóźniony.

Wszystkie trzy scenariusze zakładają stopniowe odchodzenie od paliw kopalnych na rzecz większego wytwarzania energii elektrycznej z OZE, elektrowni jądrowych i gazowych oraz wzrost popytu związany z elektryfikacją przemysłu, transportu i ogrzewania budynków.

Scenariusze różnią się przede wszystkim tempem oddania do użytku kluczowych nowych mocy wytwarzania (szczególnie elektrowni jądrowych oraz morskich farm wiatrowych), dynamiką zapotrzebowania na energię elektryczną oraz wzrostem cen uprawnień EU ETS.

Realizacja tych scenariuszy zależy od wielu czynników. Kluczowe będzie wsparcie regulacyjne inwestycji. Wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną będzie ściśle związany z tempem uruchamiania nowych jednostek OZE oraz elektrowni jądrowych, a także z zapotrzebowaniem na wodór.

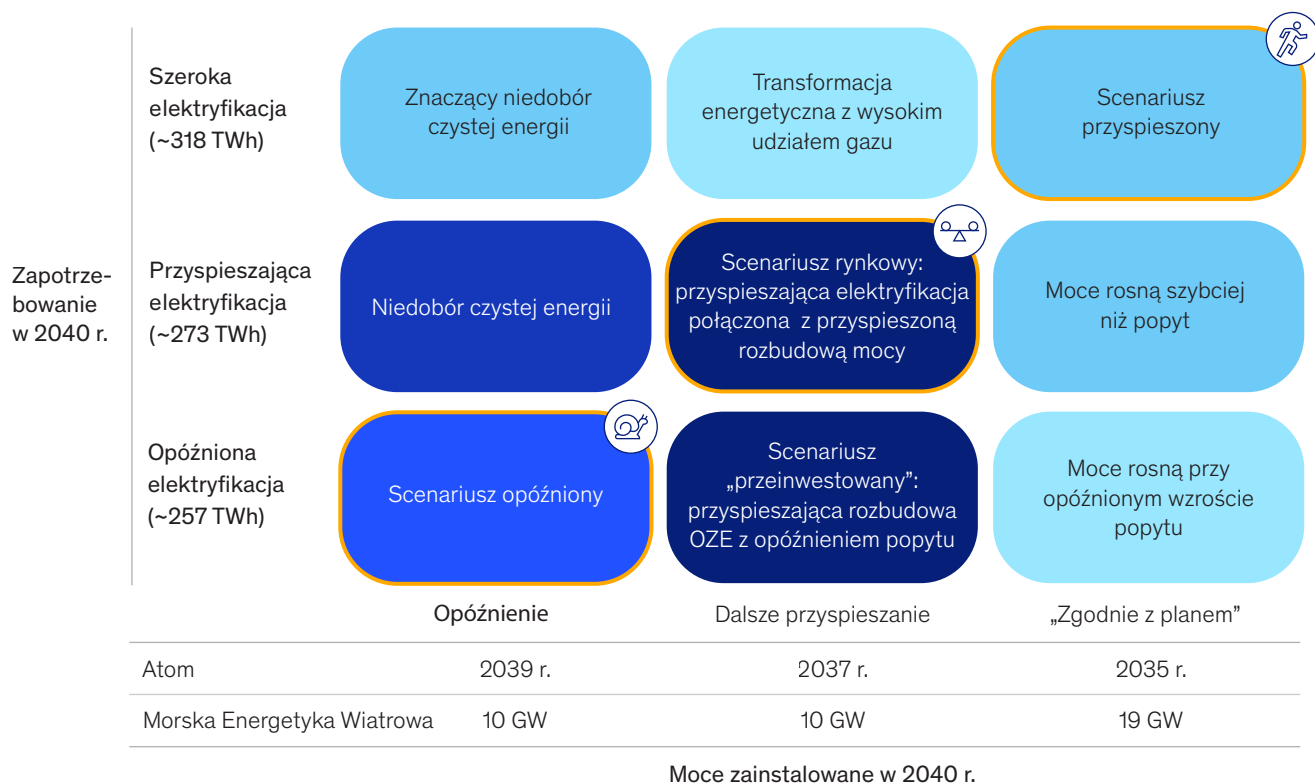
Scenariusz rynkowy

Scenariusz rynkowy przyjmujemy jako podstawę do dalszej, pogłębionej analizy. W scenariuszu tym elektryfikacja gospodarki przyspiesza. Jednocześnie transformacji energetycznej towarzyszy oddanie do użytku nowych aktywów, takich jak morskie farmy wiatrowe i elektrownie jądrowe. Ceny uprawnień

Potencjalne scenariusze rozwoju polskiego systemu elektroenergetycznego do 2040 roku.

„Dekada transformacji” w latach 2030-40

 Scenariusze modelowane szczegółowo

 Wysokie
  Niskie
 Prawdopodobieństwo


do emisji dwutlenku węgla EU ETS są szacowane na ponad 100 euro/tCO₂ w 2030 r. i 175 euro/tCO₂ w 2040 r., zgodnie ze średnią większości prognoz zmian cen uprawnień EU ETS.

W scenariuszu rynkowym prognozujemy, że po 2030 r. nastąpi istotny wzrost popytu na energię elektryczną (do 3,1% rocznie). W rezultacie zapotrzebowanie na energię elektryczną wyniesie 231 TWh w 2035 r., 273 TWh w 2040 r. oraz 363 TWh w 2050 r. Wzrost ten wynika głównie z elektryfikacji (pod)sektorów przemysłu, transportu i ogrzewania budynków, związanej z ich dekarbonizacją.

Największy wzrost popytu na energię elektryczną prognozowany jest w przemyśle – z 65 TWh obecnie do 82 TWh w 2030 r. i niemal 95 TWh w 2035 r. Zgodnie z naszą prognozą, produkcja ciepła niskotemperaturowego zostanie w dużej mierze zelektryfikowana. Zastąpienie technologii wysokotemperaturowych (np. pieców hutniczych) będzie jednak bardziej wymagające i nastąpi około 2050 r.

Drugim istotnym źródłem wzrostu zapotrzebowania będzie elektryfikacja ogrzewania budynków – indywidualnego i sieciowego. Zakładamy, że w przypadku indywidualnych budynków kotły węglowe i gazowe zastępowane będą głównie przez pompy ciepła. W ogrzewaniu sieciowym prognozujemy odstawianie jednostek węglowych i zastępowanie ich przez nowoczesne elektrociepłownie gazowe oraz na biomasę. Istotną rolę odegrają także kotły elektrodowe i wielkoskalowe pompy ciepła, wykorzystujące nadwyżki energii z OZE. W rezultacie, zużycie energii elektrycznej w tym obszarze wzrośnie z niespełna 97 TWh w 2023 r. do 106 TWh w 2030 r. i 129 TWh w 2040 r.

Trzecim obszarem wzrostu popytu będzie transport. Prognozujemy postępującą wymianę floty spalinowej na pojazdy elektryczne, wsparte regulacjami, w tym potencjalny zakaz sprzedaży pojazdów z silnikami spalinowymi⁶⁴. Szacujemy, że w 2040 r. co piąty samochód osobowy będzie posiadał napęd elektryczny (ang. BEV – *Battery Electric Vehicle*). W efekcie

zapotrzebowanie transportu (w tym szynowego) na energię elektryczną wzrośnie do 13 TWh w 2035 r. i 22 TWh w 2040 r.

Rosnący popyt na energię elektryczną łączy się także z inwestycjami w produkcję zielonego wodoru, zgodnie z Dyrektywą RED III⁶⁵. Prognozujemy, że produkcja wodoru w elektrolizerach zacznie rosnąć po 2035 r., wraz z wzrostem udziału OZE w krajowym miksie wytwarzania. Według scenariusza rynkowego do 2040 r. koszty wytwarzania zielonego wodoru będą wyższe niż innych dostępnych alternatyw. W efekcie wzrost produkcji wodoru będzie uzależniony od regulacji (między innymi dyrektyw RED III, FuelEU i ReFuelEU) oraz skuteczności systemów wsparcia obniżających koszty produkcji. Szacujemy, że do produkcji wodoru w 2040 r. zostanie wykorzystane ok. 11 TWh energii elektrycznej. Popyt będzie pochodził głównie z procesu przerobu ropy naftowej, produkcji paliw syntetycznych i produkcji nawozów. Zapotrzebowanie pozostanie nieznaczne w pozostałych gałęziach przemysłu (np. produkcji stali i chemii), magazynowaniu energii, transporcie czy wytwarzaniu ciepła.

Scenariusz opóźniony

Scenariusz opóźniony zakłada umiarkowany wzrost cen uprawnień do emisji EU ETS. Do 2030 r. oscylując one wokół poziomu 80 euro/tCO₂, przekraczając 100 euro/tCO₂ w 2040 r. Oznacza to mniejszą presję na dekarbonizację w porównaniu do scenariusza rynkowego.

W tym scenariuszu popyt na energię elektryczną rośnie w tempie 2,0% rocznie do 2030 r. i 2,6% w kolejnych latach. Zapotrzebowanie na energię elektryczną wyniesie 223 TWh w 2035 r. oraz 257 TWh w 2040 r. Wolniejsze tempo wzrostu wynika z niższego poziomu elektryfikacji gospodarki, zwłaszcza w zakresie ogrzewania budynków (indywidualnego i sieciowego) oraz transporcie.

Scenariusz ten wiąże się także z opóźnieniem w uruchomieniu morskich farm wiatrowych oraz elektrowni jądrowych (dopiero w 2039 r.). W efekcie opóźnione zostanie również wycofywanie bloków węglowych.

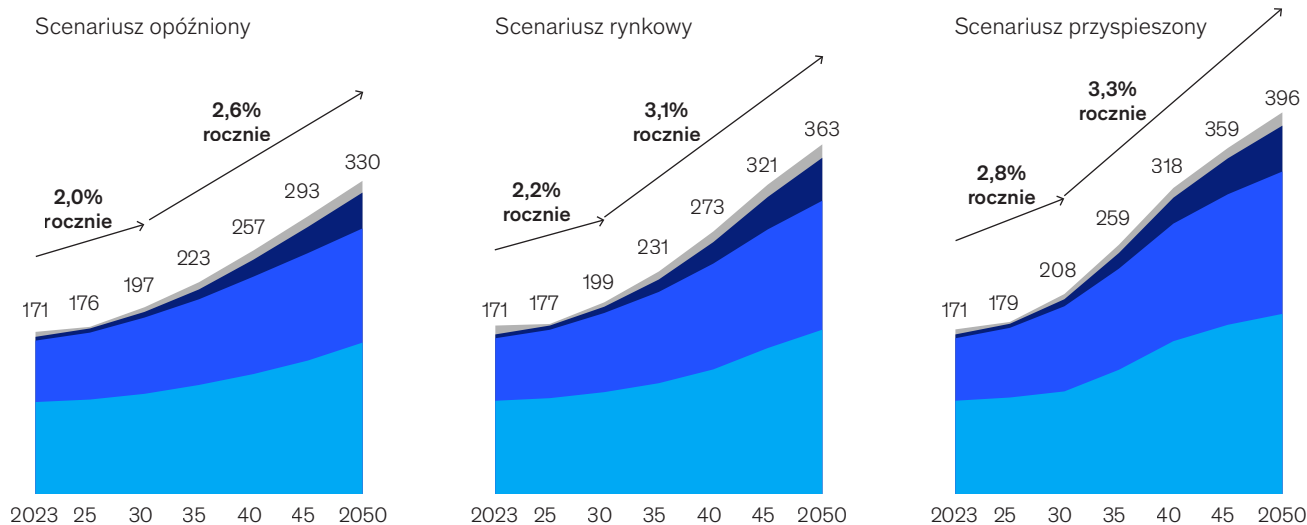
Ponadto scenariusz ten zakłada, że Polska nie zrealizuje w pełni celów dyrektywy RED III, w szczególności dotyczących wykorzystania zielonego wodoru w przemyśle i paliw syntetycznych w transporcie.

Rysunek 13

Popyt na energię elektryczną w Polsce wzrośnie z 171 TWh obecnie do 330-396 TWh.

Popyt na energię elektryczną, porównanie scenariuszy, TWh

■ Inne ■ Transport ■ Przemysł ■ Budynki



Źródło: McKinsey Energy Solutions – EU Power Model

Scenariusz przyspieszony

Scenariusz przyspieszony zakłada wzmożone wysiłki na rzecz dekarbonizacji UE i Polski oraz zwiększenie wydatków na ten cel. W rezultacie pomimo utrzymania wzrostu cen uprawnień EU ETS w tym samym tempie co w scenariuszu rynkowym, zapotrzebowanie na energię rośnie szybciej we wszystkich kluczowych gałęziach gospodarki, tj. w przemyśle, ogrzewaniu budynków i transporcie drogowym. Większe zapotrzebowanie zaspokajane jest przez terminowe uruchomienie pierwszej elektrowni jądrowej (w 2035 r.) i morskich farm wiatrowych (19 GW w 2040 r.).

W tym scenariuszu popyt w latach 2023-2030 rośnie średnio o 2,8% rocznie. Po 2030 r. elektryfikacja jednak przyspiesza i już w 2040 r. popyt na energię elektryczną wynosi 318 TWh rocznie.

Głównym motorem szybszego wzrostu zapotrzebowania jest elektryfikacja ciepła nisko- i średnio-temperaturowego w przemyśle (np. produkcja pary) oraz ogrzewania budynków – zarówno indywidualnego, jak i sieciowego. W efekcie zużycie energii elektrycznej do ogrzewania budynków oraz w przemyśle jest w 2040 r. o ponad 15% wyższe niż w scenariuszu rynkowym.







Przyszły system elektroenergetyczny

Moce zainstalowane według technologii

Znaczna część inwestycji realizowanych do 2030 r. to już rozpoczęte projekty oraz rezultat rozstrzygniętych aukcji mocy i aukcji OZE. Model uwzględnia również przyznane kontrakty różnicowe, wynikające z ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych. Z tego powodu w krótkim okresie różnice między trzema scenariuszami transformacji są niewielkie. Wyraźne rozbieżności pojawiają się dopiero w perspektywie 2040 r.

Scenariusz rynkowy

W scenariuszu rynkowym całkowita moc zainstalowana wzrośnie z 64 GW w 2023 r. do 153 GW na koniec 2040 r. i 215 GW w 2050 r. Największy przyrost mocy nastąpi w energetyce słonecznej (61 GW w 2040 r. i 85 GW w 2050 r.) oraz wiatrowej – na lądzie (odpowiednio 33 GW i 51 GW) oraz na morzu (10 GW i 18 GW).

Zakładamy, że do 2040 r. pracować będą już bloki jądrowe o łącznej mocy do 3 GW. Natomiast do 2050 r. moc energetyki jądrowej wzrośnie do 13 GW, dzięki budowie dużych bloków oraz rozwojowi małych modułowych reaktorów (ang. SMR – *Small Modular Reactor*).

Według naszych prognoz, moce zainstalowane elektrowni węglowych będą systematycznie maleć wraz z wycofywaniem starych bloków (po 50–60 latach pracy). Moc elektrowni na węgiel brunatny spadnie z obecnych 8 GW do 3 GW w 2040 r. Moc elektrowni na węgiel kamienny zmniejszy się z 22 GW do 10 GW w 2040 r., a następnie spadnie jeszcze o połowę do 2050 r.

Wycofywanie bloków węglowych oraz konieczność bilansowania zmiennej generacji OZE wymusi początkowo dynamiczny rozwój elektrowni gazowych. Ich moc zwiększy się początkowo o około 7 GW (z obecnych 4 GW do 11 GW) do 2030 r., a następnie o kolejne 7 GW – do poziomu 18 GW w 2040 r. Po 2040 r. tempo wzrostu będzie wolniejsze, osiągając 22 GW w 2050 r. Budowa nowych elektrowni gazowych będzie prawdopodobnie wymagać dalszego zachęcania inwestorów mechanizmem płatności za moc ze względu na malejący czas ich wykorzystania, wynikający z rosnącego udziału tańszych źródeł OZE.

W bilansowaniu systemu pomagać będą także znacząco rozbudowywane moce i pojemności magazynów energii – od elektrowni wodnych szczytowo-pompowych po akumulatory elektrochemiczne. Prognozujemy, że ich skumulowana moc zainstalowana wzrośnie do 10 GW w 2040 r. i 13 GW w 2050 r.

Scenariusz opóźniony

W scenariuszu opóźnionej transformacji prognozujemy spowolnienie tempa rozwoju energetyki wiatrowej i słonecznej. Towarzyszyć temu będzie przyspieszenie budowy elektrowni i elektrociepłowni gazowych. Te ostatnie będą musiały zastąpić wycofywane bloki węglowe. Łączna moc zainstalowana ze wszystkich źródeł wytwarzania w tym scenariuszu wyniesie 131 GW na koniec 2040 r.

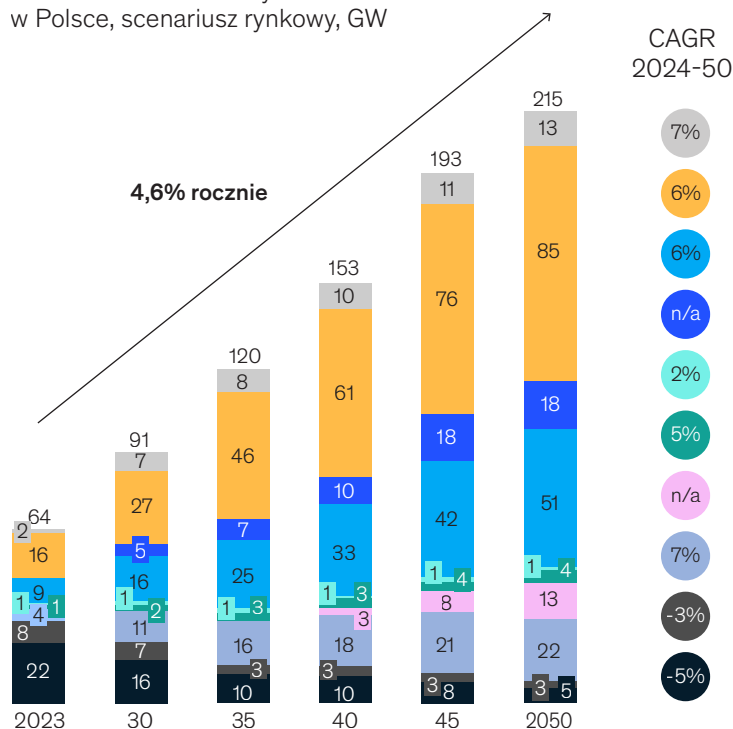
Scenariusz przyspieszony

W scenariuszu przyspieszonym łączna moc zainstalowana na koniec 2040 r. jest istotnie wyższa i wynosi 226 GW. Największy udział w tym wzroście przypada energetyce słonecznej. Prognozujemy 104 GW mocy zainstalowanej w fotowoltaice, wobec 46 GW w scenariuszu opóźnionym.

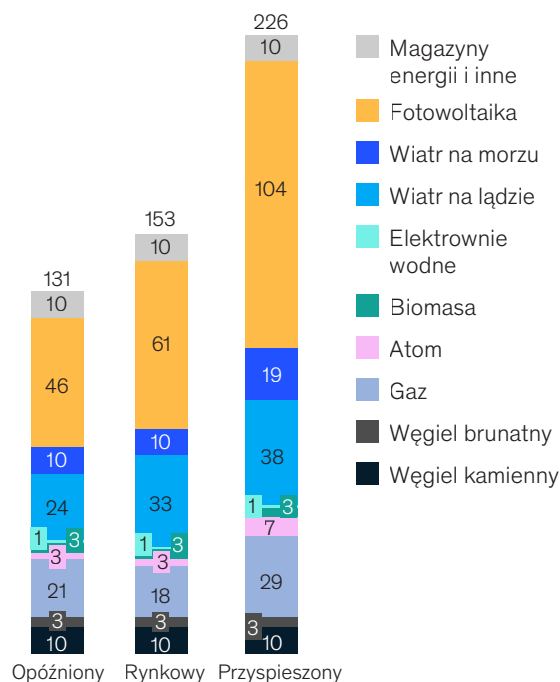
Rysunek 14

Zainstalowane moce wytwórcze z rosnącym udziałem OZE.

Zainstalowane moce wytwórcze w Polsce, scenariusz rynkowy, GW



Porównanie scenariuszy, 2040, GW



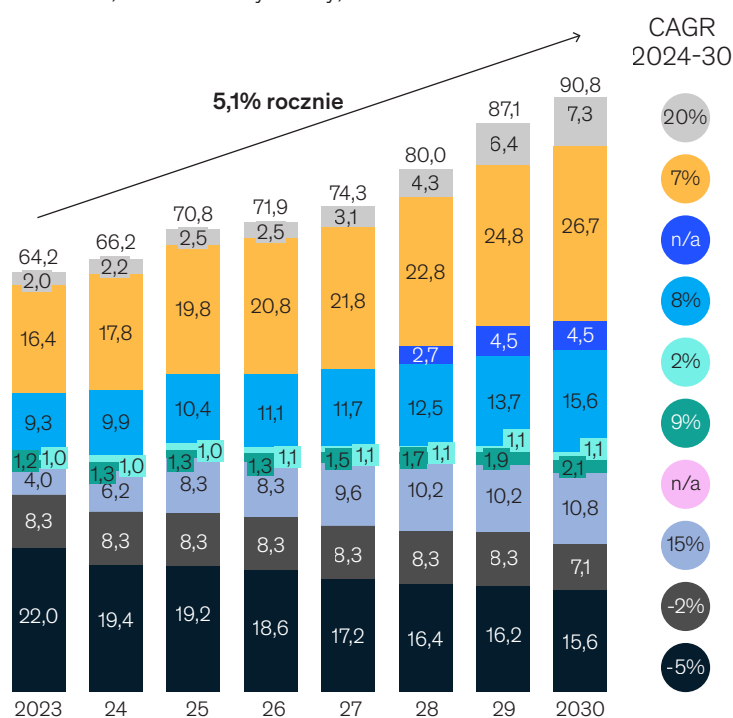
Uwaga: W przypadku gazu ziemnego zakładamy przejście na wodór jako paliwo w 2045 r. (scenariusz przyspieszony) lub 2050 r. (pozostałe scenariusze) z poprzedzającym go 10-letnim okresem przejścia. Magazyny energii zawierają baterie i elektrownie szczytowo-pompowe

Źródło: McKinsey Energy Solutions – EU Power Model

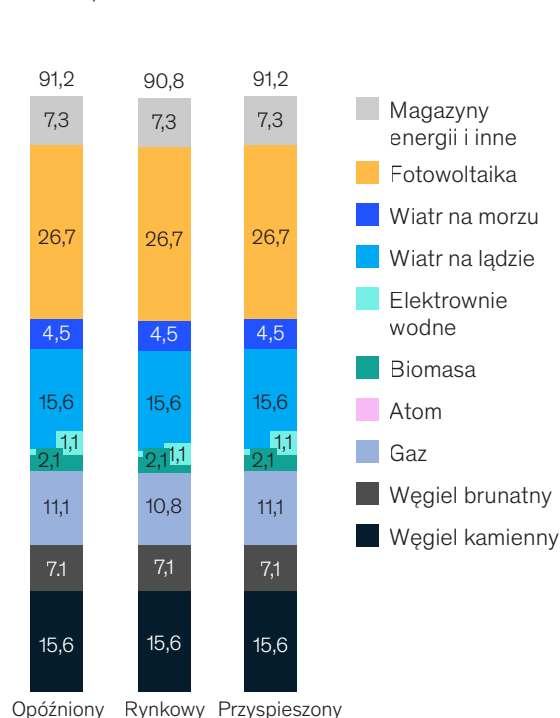
Rysunek 15

Szczegółowa prognoza dla mocy zainstalowanych w latach 2023-2030.

Zainstalowane moce wytwórcze w Polsce, scenariusz rynkowy, GW



Porównanie scenariuszy, 2030, GW



Uwaga: W przypadku gazu ziemnego zakładamy przejście na wodór jako paliwo w 2045 r. (scenariusz przyspieszony) lub 2050 r. (pozostałe scenariusze) z poprzedzającym go 10-letnim okresem przejścia. Magazyny energii zawierają baterie i elektrownie szczytowo-pompowe

Źródło: McKinsey Energy Solutions – EU Power Model

W porównaniu do przedstawionych powyżej scenariuszy, zakładających osiągnięcie do 2040 r. od 18 do 29 GW mocy zainstalowanych w elektrowniach i elektrociepłowniach gazowych (wliczając w to także instalacje spalające wodór), rządowy projekt Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu (scenariusz WAM) przewiduje jedynie 13 GW mocy gazowych.

Jednocześnie scenariusz rządowy zakłada szybsze wycofywanie bloków węglowych,

prognozując do 2040 r. niecałe 5 GW mocy zainstalowanej w elektrowniach opalanych węglem kamiennym oraz niemal 1 GW w elektrowniach opalanych węglem brunatnym. Większą rolę odegrają za to magazyny energii (14 GW) oraz energetyka jądrowa – 7 GW, podobnie jak w scenariuszu przyspieszonym. Mniejsza moc zainstalowana w systemie z kontrolowalnymi źródłami może stanowić wyzwanie dla stabilności systemu.

Spodziewamy się także znaczącego wzrostu mocy elektrowni wiatrowych – zarówno morskich (19 GW wobec 10 GW w scenariuszach opóźnionym i rynkowym), jak i lądowych (38 GW).

Wyższe zapotrzebowanie na moc w tym scenariuszu wymagać będzie szybszego rozwoju w pełni sterowalnych źródeł energii. Moce elektrowni gazowych wzrosną do 29 GW (w porównaniu do 21 GW w scenariuszu opóźnionym i 18 GW w rynkowym). Moc elektrowni jądrowych osiągnie natomiast 7 GW, wobec 3 GW prognozowanych w dwóch pozostałych scenariuszach.

Produkcja energii elektrycznej z podziałem na źródła

Pomimo szybkiego przyrostu mocy zainstalowanych (o około 4,6% rocznie w scenariuszu rynkowym), prognozujemy do 2027 r. spadek krajowej produkcji energii elektrycznej. Będzie to wynikać z wysokiego kosztu krajowego wytwarzania oraz dostępności tańszej energii z OZE w krajach sąsiadujących.

Odwroćenie tego trendu nastąpi dopiero od 2028 r., po uruchomieniu morskich farm wiatrowych. Ich praca, w połączeniu ze wzrostem produkcji z fotowoltaiki i lądowych farm wiatrowych, obniży średnioroczne ceny energii elektrycznej w Polsce. Spadek kosztów energii w kraju obniży potrzebę importu energii elektrycznej.

W scenariuszu rynkowym zakładamy, że produkcja energii elektrycznej wzrośnie z niecałych 167 TWh w 2023 r. do 180 TWh w 2030 r., 282 TWh w 2040 r. i 406 TWh w 2050 r. Wzrost po 2030 r. wynikać będzie ze zwiększonego zapotrzebowania wewnętrznego (intensywna elektryfikacja przemysłu, transportu i ogrzewania budynków) oraz ograniczenia

importu dzięki konkurencyjnym cenom krajowej energii z OZE i źródeł jądrowych.

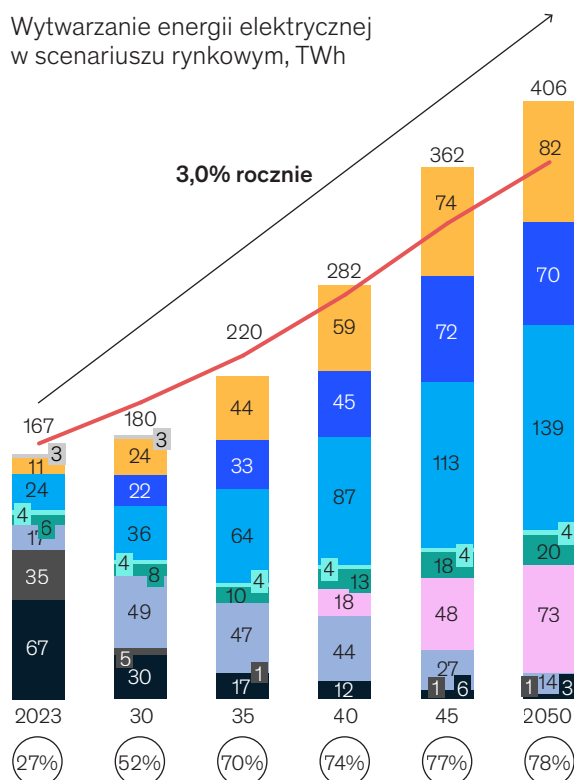
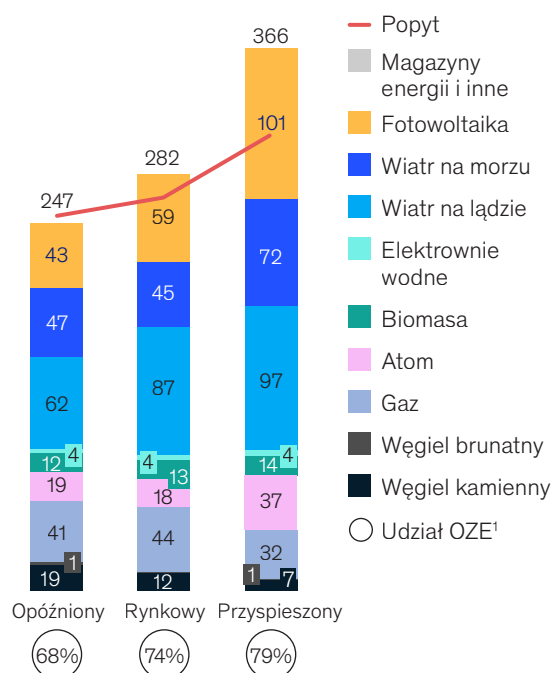
Ponadto, zakładamy utrzymanie się hurtowych cen gazu na europejskich rynkach (na poziomie około 27 euro/MWh w 2030 r.), przy jednoczesnym wzroście cen węgla kamiennego (do 138 euro/t w 2030 r.) i cen uprawnień do emisji CO₂ (do 103 euro/tCO₂ w 2030 r.). W konsekwencji produkcja w istniejących blokach węglowych będzie obniżać się na rzecz tańszego wytwarzania w nowo wybudowanych blokach gazowych.

Węgiel brunatny, będący przez ostatnie kilkadziesiąt lat drugim najważniejszym surowcem energetycznym w Polsce, straci swoje znaczenie już pod koniec tej dekady. Jego udział w krajowej produkcji energii elektrycznej spadnie do około 3% (5 TWh w 2030 r.), głównie ze względu na zakończenie wydobycia w Zagłębiu Konińskim oraz zamknięcie bloków elektrowni Turów i Bełchatów. Pozostałe bloki na węgiel kamienny będą pełniły głównie funkcję bilansującą lub wytwarzać energię w okresach kogeneracji z ciepłem systemowym. Udział węgla kamiennego również zmniejszy się istotnie – z 40% w 2023 r. do około 17% w 2030 r.

Aby zaspokoić rosnące zapotrzebowanie, udział odnawialnych źródeł w produkcji energii elektrycznej wzrośnie z 27% w 2023 r. do 52% w 2030 r. (przy wzroście całkowitej produkcji krajowej ze 167 do 180 TWh).

Podczas gdy scenariusze opóźniony i rynkowy w 2030 r. przewidują zbliżony udział OZE⁶⁶ (51-52%), w scenariuszu przyspieszonej transformacji prognozowany jest niższy udział energii odnawialnej (48%). Wynika to z szybkiego wzrostu popytu, za którym nie nadążają inwestycje w nowe moce OZE. Dopiero w 2040 r. scenariusz przyspieszony przewiduje wyższy udział OZE (79%) w porównaniu do scenariusza opóźnionego (68%) i rynkowego (74%).

Rysunek 16

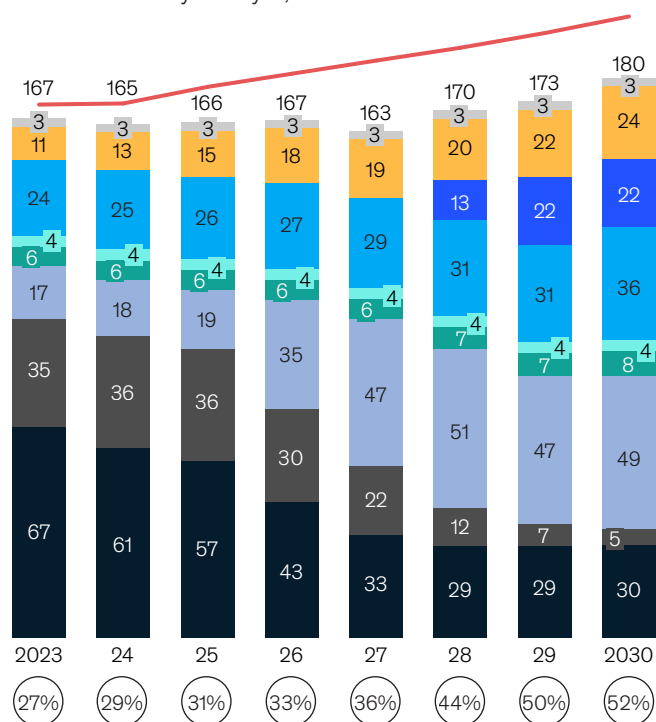
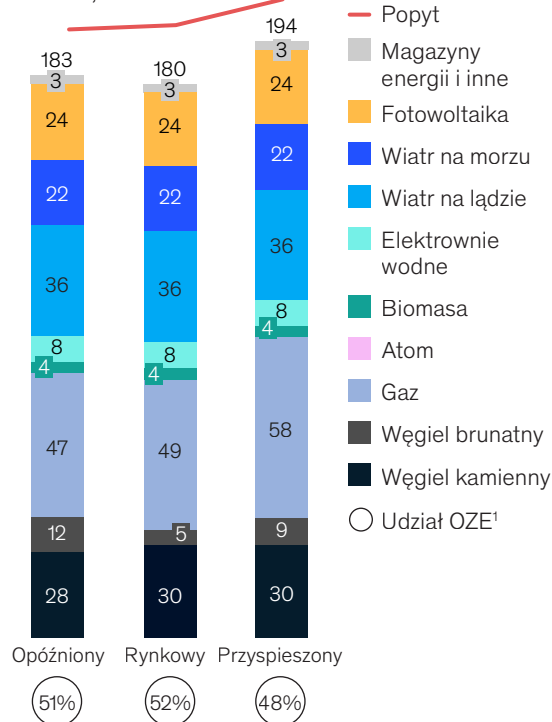
OZE będą głównym źródłem wytwarzania energii elektrycznej.Wytwarzanie energii elektrycznej
w scenariuszu rynkowym, TWhPorównanie scenariuszy,
2040, TWh

1. Udział OZE zawiera: fotowoltaikę, wiatr na morzu i lądzie, elektrownie wodne oraz biomasę

Uwaga: W przypadku gazu ziemnego zakładamy przejście na wodór jako paliwo w 2045 r. (scenariusz przyspieszony) lub 2050 r. (pozostałe scenariusze) z poprzedzającym go 10-letnim okresem przejścia. Magazyny energii zawierają baterie i elektrownie szczytowo-pompowe

Źródło: McKinsey Energy Solutions – EU Power Model

Rysunek 17

Szczegółowa prognoza dla wytwarzania energii elektrycznej w latach 2023-30.Wytwarzanie energii elektrycznej
w scenariuszu rynkowym, TWhPorównanie scenariuszy,
2030, TWh

1. Udział OZE zawiera: fotowoltaikę, wiatr na morzu i lądzie, elektrownie wodne oraz biomasę

Uwaga: W przypadku gazu ziemnego zakładamy przejście na wodór jako paliwo w 2045 r. (scenariusz przyspieszony) lub 2050 r. (pozostałe scenariusze) z poprzedzającym go 10-letnim okresem przejścia. Magazyny energii zawierają baterie i elektrownie szczytowo-pompowe

Źródło: McKinsey Energy Solutions – EU Power Model

Porównując scenariusz rynkowy z założeniami scenariusza WAM (ang. *with additional measures* – z dodatkowymi środkami) z projektu aktualizacji Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu z października 2024 r. (aKPEiK)⁶⁷, widzimy różnicę na poziomie całkowitej produkcji energii elektrycznej w 2040 r. W scenariuszu rynkowym wynosi ona 282 TWh, natomiast w aKPEiK – 308 TWh.

aKPEiK zakłada jednak znacznie silniejszy spadek produkcji energii z węgla do 2040 r. – 4 TWh

wobec 12 TWh w naszym scenariuszu rynkowym. Prognozuje także mniejszy wzrost wytwarzania z elektrowni gazowych (33 TWh wobec 44 TWh). Niższy jest również prognozowany przyrost produkcji energii z fotowoltaiki oraz wiatru na lądzie. Scenariusz WAM przewiduje jednak istotnie większą rolę energetyki jądrowej (58 TWh wobec 18 TWh w naszym scenariuszu rynkowym) oraz morskich farm wiatrowych (67 TWh wobec 45 TWh).

Wpływ tempa transformacji na ceny energii

Tempo transformacji polskiego sektora energetycznego wpłynie na hurtowe ceny energii elektrycznej, wpływając tym samym na konkurencyjność krajowej gospodarki. Koszty zakupu energii staną się jednym z kluczowych czynników przy podejmowaniu decyzji o lokalizacji inwestycji energochłonnych, takich jak fabryki ogniw litowo-jonowych, hut czy centrów danych.

Po spadku cen energii elektrycznej w latach 2023-2024, do 2035 r. utrzymają się na poziomie ok. 410 zł/MWh. Wyraźniejszy spadek nastąpi dopiero w wyniku zwiększania udziału źródeł niski i bezemisyjnych. W efekcie ceny energii elektrycznej spadną do około 360 zł/MWh w 2040 r. oraz 330 zł/MWh w 2050 r.

W scenariuszu przyspieszonym początkowo obserwujemy najszybszy wzrost cen spośród analizowanych wariantów. Do 2030 r. osiągną około 450 zł/MWh, za sprawą znaczącego tempa elektryfikacji gospodarki, za którą początkowo nie nadążą inwestycje w OZE. Wraz z intensyfikacją ich budowy i oddaniem pierwszych bloków elektrowni jądrowej, ceny energii elektrycznej w tym wariantie zaczynają spadać. Już w 2035 r. są najniższe wśród wszystkich trzech scenariuszy, do 2040 r. osiągają około 280 zł/MWh, a do 2050 r. spadają do 200 zł/MWh.

Z kolei w scenariuszu opóźnionym początkowo ceny hurtowe będą najniższe, głównie ze względu na wolniejszy wzrost cen uprawnień EU ETS.

W tym modelu rosną one wolniej niż w dwóch pozostałych i zatrzymują się na niższym poziomie. Jeszcze w 2030 r. ceny energii elektrycznej w tym wariantcie będą wynosić około 360 zł/MWh, jednak do 2040 r. zrównają się z cenami ze scenariusza rynkowego, a do 2050 r. wzrosną do około 400 zł/MWh. Głównym powodem tego wzrostu będzie wyższa emisyjność sektora elektroenergetycznego – 23 mln ton CO₂ w 2050 r., podczas gdy w pozostałych dwóch scenariuszach emisje nie przekroczą 3 mln ton.

We wszystkich scenariuszach długoterminowy spadek cen hurtowych wynikać będzie z ograniczenia liczby godzin pracy droższych, emisyjnych źródeł (węgiel, gaz), wykorzystywanych jedynie do bilansowania systemu opartego głównie na OZE i energetyce jądrowej.

Opłacalność OZE przy spadających cenach energii

Efektem znaczącej rozbudowy mocy zainstalowanej odnawialnych źródeł energii, przy korzystnych warunkach pogodowych, może być chwilowa wysoka produkcja na rynku. Powoduje ona czasowy spadek hurtowych cen energii. Mimo częściowego łagodzenia czasowej wysokiej produkcji z OZE przez magazyny energii oraz zarządzanie popytem, nie uda się jej całkowicie wyeliminować. Obniżanie się cen w godzinach wysokiej produkcji OZE będzie wpływać na ceny uzyskiwane (ang. *capture prices*) przez te jednostki.

Wraz ze wzrostem mocy zainstalowanej OZE ten efekt będzie coraz silniejszy. W konsekwencji, ceny energii elektrycznej uzyskiwane przez elektrownie wiatrowe i słoneczne znacząco oddalą się od średnich cen giełdowych. W scenariuszu rynkowym średnie hurtowe ceny energii w 2050 r. wyniosą około 330 zł/MWh, podczas gdy elektrownie fotowoltaiczne oraz lądowe farmy wiatrowe uzyskają średnio jedynie 170 zł/MWh. Ceny energii z morskich farm wiatrowych będą wyższe o ok. 30 zł/MWh i wyniosą ok. 200 zł/MWh (bez systemu wsparcia).

W scenariuszu przyspieszonej transformacji różnica ta pogłębi się jeszcze bardziej. Przy średnich cenach energii na poziomie 200 zł/MWh w 2050 r., średnia cena uzyskiwana przez instalacje fotowoltaiczne spadnie poniżej 55 zł/MWh, czyli znacznie poniżej prognozowanego kosztu wytworzenia energii (LCOE około 100 zł/MWh). Podobne problemy będą dotyczyć elektrowni wiatrowych – zarówno lądowych (średnio 90 zł/MWh), jak i morskich (około 110 zł/MWh).

Mimo tak istotnego spadku rynkowych cen energii elektrycznej uzyskiwanych przez OZE, inwestycje w odnawialne źródła nie muszą automatycznie stać się nieopłacalne. Jednym z rozwiązań będzie utrzymanie lub wprowadzenie mechanizmów wsparcia, takich jak kontrakty różnicowe realizowane np. w ramach aukcji OZE.

Redukcja emisji CO₂ w zależności od tempa transformacji

Wybór konkretnej ścieżki transformacji energetycznej będzie miał bezpośredni wpływ na poziom emisji dwutlenku węgla w sektorze elektroenergetycznym. W scenariuszu rynkowym emisje CO₂ w sektorze zmniejszą się do 2050 r. o 97%, osiągając poziom poniżej 3 mln ton.

Scenariusz przyspieszony charakteryzuje się najniższą skumulowaną emisją gazów cieplarnianych do 2050 r. Spadek emisji jest tu znacznie szybszy niż w scenariuszu rynkowym, szczególnie po 2040 roku. Wynika to głównie z istotnie większego udziału fotowoltaiki, morskich farm wiatrowych oraz elektrowni jądrowych w produkcji energii elektrycznej.

W scenariuszu opóźnionym sektor elektroenergetyczny nie osiągnie neutralności klimatycznej do 2050 r. – emisje CO₂ utrzymają się na poziomie około 23 mln ton, co stanowi blisko 75-procentową redukcję względem stanu dzisiejszego. Konsekwencją tego będą wyższe koszty zakupu uprawnień do emisji w ramach EU ETS, co wyraźnie przełoży się na wyższe ceny energii elektrycznej. Należy przy tym podkreślić, że średnia jednostkowa emisyjność sektora znacząco się obniży – z obecnych ok. 600 kgCO₂/MWh do poniżej 65 kgCO₂/MWh w 2050 r.

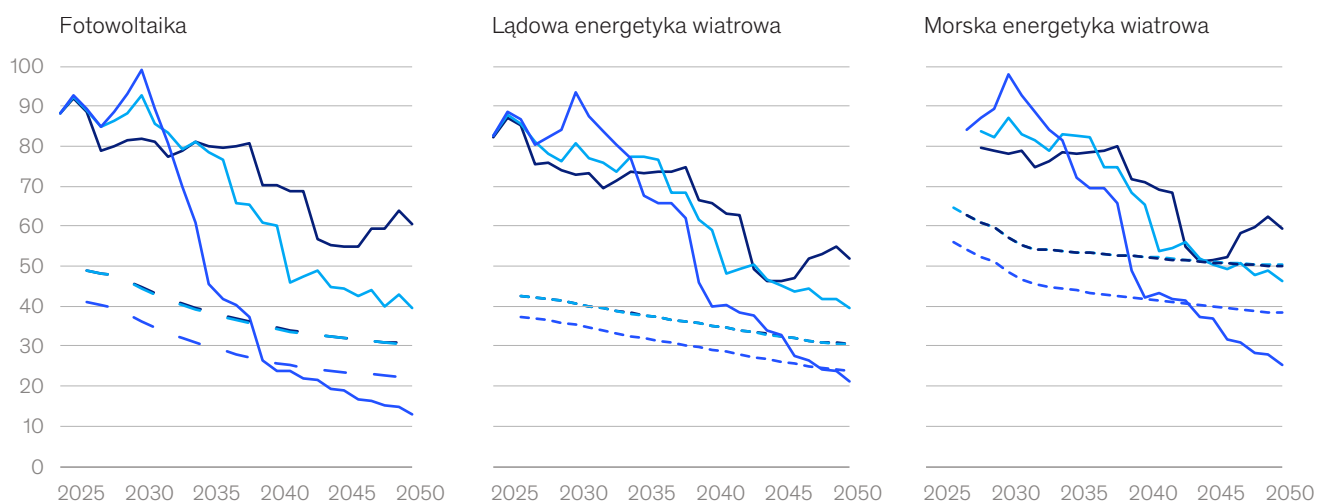


Rysunek 18

Uzyskiwane ceny z OZE spadną szybciej niż LCOE.

Uzyskiwane ceny w porównaniu do LCOE, euro-2023/MWh

— Scenariusz opóźniony — Scenariusz rynkowy — Scenariusz przyspieszony
 - - LCOE (opóźniony) - - LCOE (rynkowy) - - LCOE (przyspieszony)



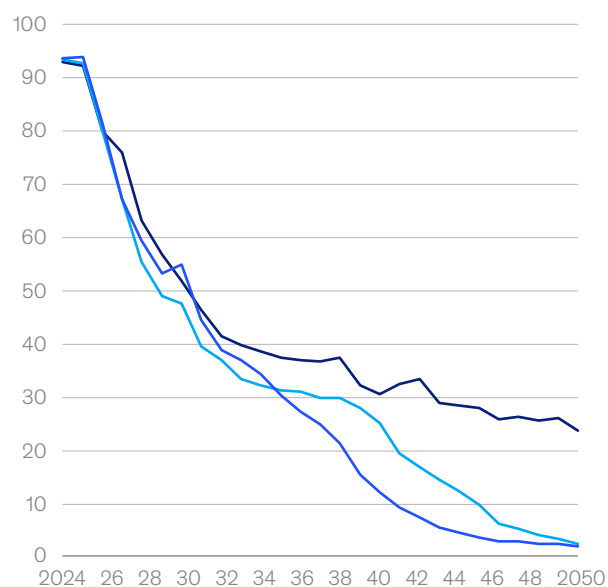
Uwaga: przy założeniu WACC (średni ważony koszt kapitału) na poziomie 4% dla fotowoltaiki, 4,5% dla lądowej energetyki wiatrowej oraz 30-letniego okresu funkcjonowania instalacji
 Źródło: McKinsey Energy Solutions – EU Power Model

Rysunek 19

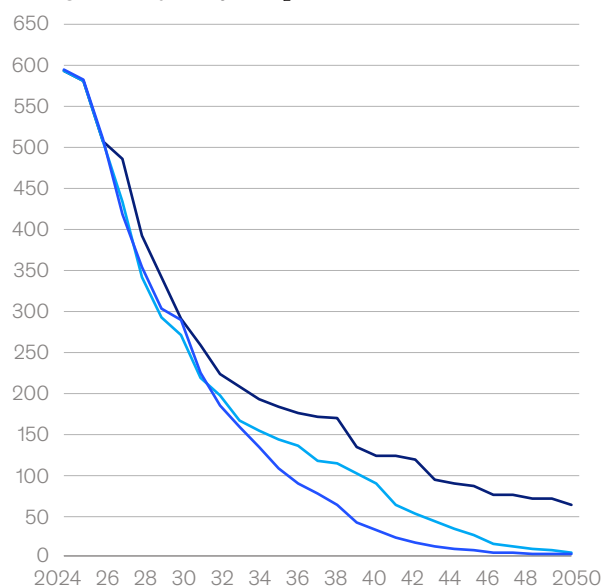
Emisje dwutlenku węgla z wytwarzania energii elektrycznej będą maleć.

— Scenariusz opóźniony — Scenariusz rynkowy — Scenariusz przyspieszony

Całkowite emisje CO₂, mtpa (miliony ton rocznie)



Intensywność emisji CO₂ względem wytwarzania energii elektrycznej, tCO₂/MWh



Źródło: McKinsey Energy Solutions – EU Power Model



Inwestycje

Transformacja polskiego sektora energetycznego będzie wymagała znaczących inwestycji w nowe moce wytwórcze oraz w rozwój sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, w każdym ze scenariuszy. Tempo inwestycji zależy będzie od dostępności środków finansowych, wsparcia państwa oraz opłacalności projektów, która w dużej mierze będzie wynikać z przyjętych regulacji i cen hurtowych energii elektrycznej.

W scenariuszu rynkowym łączne wydatki na transformację do 2050 r. wyniosą około 1,9 bln zł (1,9 tys. mld zł), co odpowiada około 2-3% PKB rocznie. Większość tej kwoty (około 1,4 bln zł) pochłonie budowa nowych źródeł wytwórczych, a około 500 mld zł rozwój sieci przesyłowych i dystrybucyjnych.

Około połowa z 1,4 bln zł zainwestowanych w nowe źródła wytwórcze zostanie przeznaczona na elektrownie jądrowe (ok. 400 mld zł) oraz morskie farmy wiatrowe (ok. 300 mld zł). Ważnymi elementami będą również inwestycje w lądowe farmy wiatrowe i fotowoltaikę (po ok. 200 mld zł każde). Źródła stabilizujące pracę OZE (tj. elektrownie gazowe i magazyny energii) będą wymagały ok. 100 mld zł. W rezultacie moc zainstalowana wzrośnie między rokiem 2023 a 2050 trzykrotnie, z obecnych 64 GW do 215 GW.

Istotną część nakładów stanowić będą inwestycje w sieci przesyłowe, zarządzane przez PSE, oraz dystrybucyjne, należące do pięciu głównych operatorów. Znaczący udział w szacowanych nakładach będzie mieć przyłączenie nowych mocy wytwórczych.

Wydatki na sieci będą związane z przyłączaniem szybko rosnącej liczby źródeł OZE w całym kraju oraz budową nowych linii energetycznych między północą a południem Polski. Zakładamy, że większość nowych elektrowni, zwłaszcza jądrowych i morskich farm wiatrowych, powstanie na północy kraju, zgodnie z rządowymi planami. Natomiast najwięksi odbiorcy energii, przede wszystkim zakłady przemysłowe, znajdują się obecnie na południu Polski.

Szacujemy, że długość sieci przesyłowej będzie rosnąć w tempie 3% rocznie, zaś sieci dystrybucyjnej – ok. 1% rocznie. W praktyce oznacza to wzrost z obecnych około 800 tys. km do ponad miliona km w 2050 r. Taki przyrost potwierdzają dane z rynku niemieckiego. W latach 2011–2023 rozbudowa infrastruktury dystrybucyjnej przebiegała tam jeszcze szybciej (w tempie ok. 1,6% rocznie), co umożliwiało sprawne przyłączanie nowych mocy OZE.

Na podstawie sprawozdań finansowych oraz własnej analizy szacujemy, że do 2030 r. państwowe i prywatne spółki energetyczne będą miały wystarczające środki na realizację tych inwestycji. Uwzględniliśmy przy tym zarówno środki własne, jak i możliwości finansowania dłużnego w ramach dostępnych limitów.

W dłuższej perspektywie możliwości finansowania transformacji energetycznej mogą wyglądać inaczej. Wymagane będzie bowiem pokrycie wspomnianych wcześniej 1,9 bln zł. Szacujemy, że może wówczas pojawić się istotna luka finansowa wynosząca ponad 1 bln zł. W takim przypadku

rozwiązaniem może być wdrożenie nowych mechanizmów wsparcia transformacji energetycznej lub zaangażowania szerszej grupy inwestorów (np. funduszy infrastrukturalnych).

Analiza skutków przedstawionych scenariuszy i możliwości ich finansowania może pomóc interesariuszom polskiego rynku energii elektrycznej w podejmowaniu decyzji dotyczących dalszych działań. Intensywne inwestycje w kapitałochłonne źródła wytwórcze, np. elektrownie jądrowe, pozwolą na szybszy spadek cen hurtowych energii i poprawę konkurencyjności polskiej gospodarki. Alternatywą jest wolniejsze tempo transformacji i niższe nakłady inwestycyjne. W takim przypadku ceny energii elektrycznej w Polsce dłużej pozostaną wyższe niż w krajach sąsiednich, co może osłabić konkurencyjność gospodarki i negatywnie wpłynąć na wzrost PKB.





Pięć zadań dla polskiego sektora elektroenergetycznego

Najbliższa dekada stanowi szansę na gruntowną przebudowę polskiego sektora energetycznego. W tym rozdziale definiujemy kluczowe zadania dla polskiego sektora. Ich skuteczna realizacja pozwoli na obniżenie kosztów energii, przy jednoczesnym zwiększaniu krajowego bezpieczeństwa energetycznego i obniżeniu emisji sektora o ponad połowę.

Sprawne przeprowadzenie transformacji wymaga wskazania ośrodka wiodącego w tym procesie, który weźmie odpowiedzialność za wyznaczanie długoterminowych i krótkoterminowych celów, prowadzenie niezbędnych prac legislacyjnych wraz z przełożeniem zmian na akty wykonawcze, oraz monitorowanie postępów wdrożenia i dostosowywanie planów działań do zmieniającej się rzeczywistości. Aktualnie odpowiedzialność ta jest rozproszona pomiędzy obszarami klimatu, przemysłu, rozwoju regionalnego i innymi.

Ośrodek wiodący musi dysponować właściwymi narzędziami planistycznymi, w tym jasno określonym scenariuszem odniesienia dla rozbudowy i transformacji systemu. Dodatkowo, niezbędne będzie wyznaczenie scenariuszy alternatywnych, służących do testowania odporności strategii na zmiany środowiska geopolitycznego, ekonomicznego i technologicznego. Scenariusze powinny uwzględniać różne warianty, w tym wymagane regulacyjnie⁶⁸, pozwalające na zapewnienie bezpieczeństwa przy ewentualnym zakłóceniu globalnych łańcuchów dostaw lub umożliwiające pełną realizację ambicji neutralności klimatycznej. Na podstawie jasno wyznaczonych kierunków, wszyscy uczestnicy rynku – przedsiębiorstwa państwowe i prywatne, odbiorcy – będą mogli dostosować swoje strategie i plany inwestycyjne.



1 Określenie harmonogramu zastępowania elektrowni węglowych. Ich przedwczesne zamknięcie bez zapewnienia wystarczających sterowalnych alternatywnych źródeł energii grozi zachwianiem bezpieczeństwa energetycznego kraju. Z drugiej strony, przedłużenie ich działania, przy malejącym wykorzystaniu, może ograniczyć zdolność pokrycia kosztów stałych oraz zmniejszyć ich stabilność techniczną.

2 Przygotowanie rzeczywistego harmonogramu budowy pierwszej elektrowni jądrowej w Polsce i jego upublicznienie. Realizacja projektów jądrowych wiąże się ze znacznym ryzykiem opóźnień i przekroczenia budżetów, co potwierdzają przykłady z USA i Europy (m.in. z Czech, Wielkiej Brytanii i Francji⁶⁹). Z drugiej strony, przykład elektrowni Barakah w Zjednoczonych Emiratach Arabskich pokazuje, że możliwa jest także sprawna realizacja projektu⁷⁰. Terminowa i efektywna kosztowo budowa pierwszej polskiej elektrowni jądrowej ma kluczowe znaczenie dla stabilności całego systemu elektroenergetycznego i umożliwi ograniczenie kosztów, a w efekcie obniżenie cen dla odbiorców końcowych.

3 Określenie krótko- i długoterminowej roli elektrowni gazowych w systemie elektroenergetycznym. Ich funkcja będzie zmieniać się w czasie. Obecnie nowo uruchamiane bloki gazowe zastępują elektrownie węglowe, pracując głównie w podstawie (ang. *Base Load*), co zapewnia ich opłacalność). W dłuższym okresie ich rola ograniczy się głównie do stabilizacji systemu opartego o elektrownie jądrowe i OZE. Bloki gazowe będą pracować tylko w szczytowym zapotrzebowaniu (ang. *Peak Load*) lub przy niekorzystnych warunkach pogodowych. Przy takim zmiennym profilu pracy korzystniejsze może być zastosowanie turbin gazowych z cyklem otwartym (OCGT – ang. *Open Cycle Gas Turbine*). Ich sprawność wytwarzania energii jest niższa, ale wymagają niższych nakładów inwestycyjnych.

4 Wypracowanie mechanizmów finansowych i ram regulacyjnych wspierających rozbudowę OZE. W warunkach dużej zmienności cen i niepewności przyszłych przychodów niezbędne jest szybkie wypracowanie efektywnych mechanizmów finansowania nowych inwestycji w OZE i magazyny energii. Dostępne narzędzia, takie jak kontrakty różnicowe, dopłaty bezpośrednie czy umowy typu PPA, różnią się wpływem na koszt systemu i potencjał zaangażowania sektora finansowego. Jednocześnie rozwój OZE może zostać istotnie przyspieszony przez wprowadzenie dodatkowych regulacji ułatwiających inwestycje, takich jak liberalizacja przepisów dotyczących farm wiatrowych („ustawa wiatrakowa”) czy wsparcie instalacji nastawionych na zaspokojenie potrzeb własnych przez odbiorców.

5 Poprawa efektywności energetycznej i zwiększenie elastyczności popytu. Jedną z najsukurszejszych dźwigni obniżenia całkowitego kosztu systemu jest redukcja zapotrzebowanie na energię elektryczną w godzinach najwyższych cen. Można to osiągnąć poprzez mechanizmy wspierające inwestycje w efektywność energetyczną oraz narzędzia do aktywnego zarządzania popytem (DSR). Wprowadzenie w pełni dynamicznych taryf dla wszystkich odbiorców końcowych dodatkowo zwiększyłoby skalę stosowania tych rozwiązań i obniżyło faktyczny koszt energii.



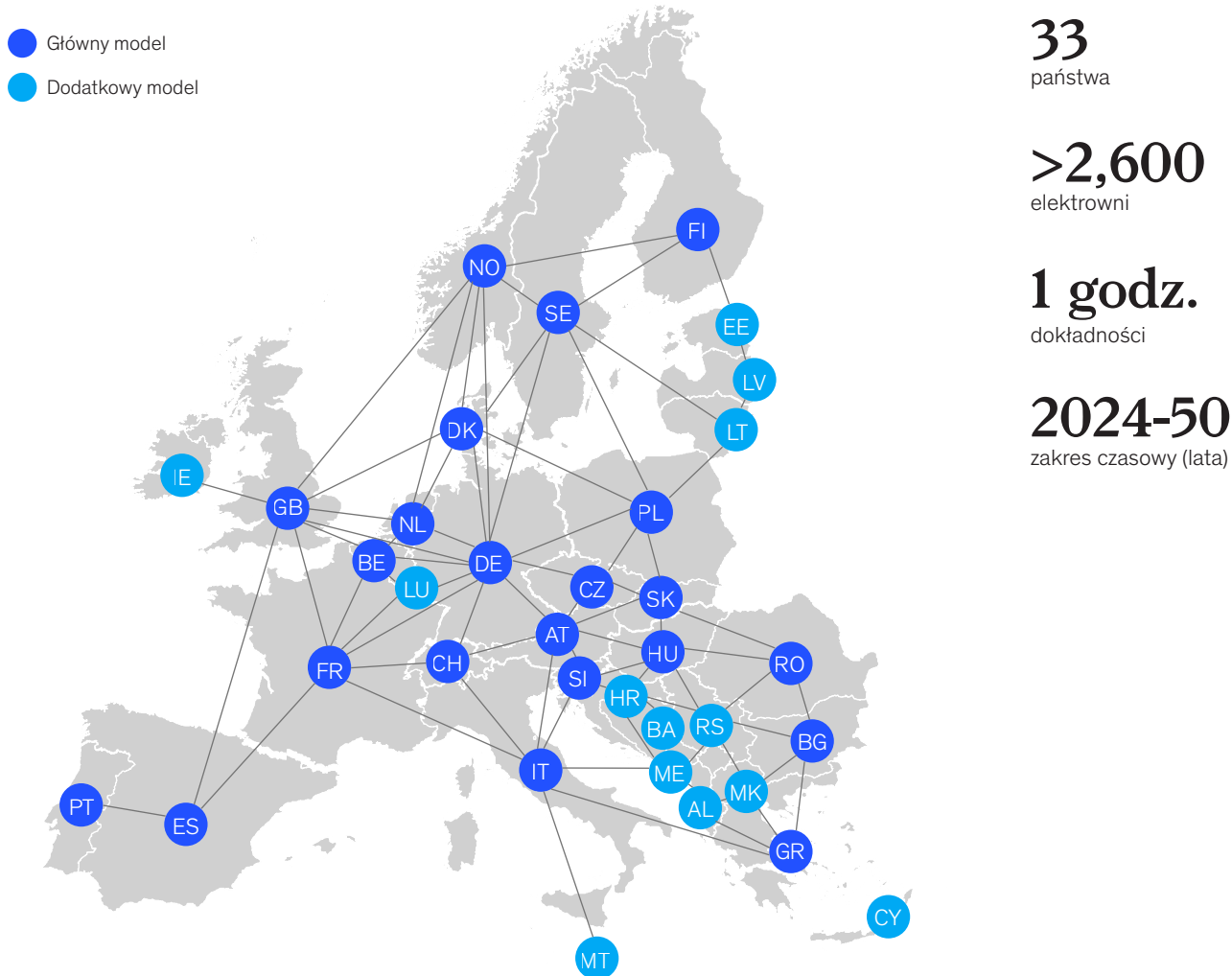
Załącznik A: Przegląd stosowanych skrótów

aKPEiK	Krajowy Plan w dziedzinie Energii i Klimatu
ARA	Indeks cen węgla kamiennego (ARGUS-McColskey)
CAGR	Średnioroczne tempo wzrostu (compound annual growth rate)
CO ₂	Dwutlenek węgla
CO ₂ e	Ekwiwalent dwutlenku węgla
DSR	Dynamiczna odpowiedź popytu (demand side response)
GHG	Gazy cieplarniane
GJ	Gigadżul (1 000 000 dżuli)
GW	Gigawat (1 000 MW)
GWh	Gigawatogodzina (1 000 MWh)
H ₂	Wodór
J	Dżul
kWh	Kilowatogodzina
LEW	Lądowa energetyka wiatrowa
LCOE	Levelized cost of energy – całkowity koszt wytwarzania energii elektrycznej
MEW	Morska energetyka wiatrowa
Mtpa	Miliony ton rocznie
Mt	Megatona (1 000 000 ton)
MW	Megawat (1 000 kW)
MWh	Megawatogodzina (1 000 kWh)
OZE	Odnawialne źródła energii
PKB	Produkt Krajowy Brutto
PJ	Petadżule (0,278 TWh)
PV	Fotowoltaika
RED III	Unijna dyrektywa dotycząca odnawialnych źródeł energii (Renewable Energy Directive)
SMR	Modułowe reaktory jądrowe
t	Tona (1 000 kg)
TTF	Title Transfer Facility – indeks ceny gazu ziemnego w Holandii
TWh	Terawatogodzina (1 000 GWh)
UE/EU ETS	Unijny system handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (dotyczy cen europejskich limitów emisji dwutlenku węgla)
WACC	Średni ważony koszt kapitału
WAM	With additional measures – jeden ze scenariuszy aKPEiK

Załącznik B: Opis modelu PLEXOS

Rysunek 20

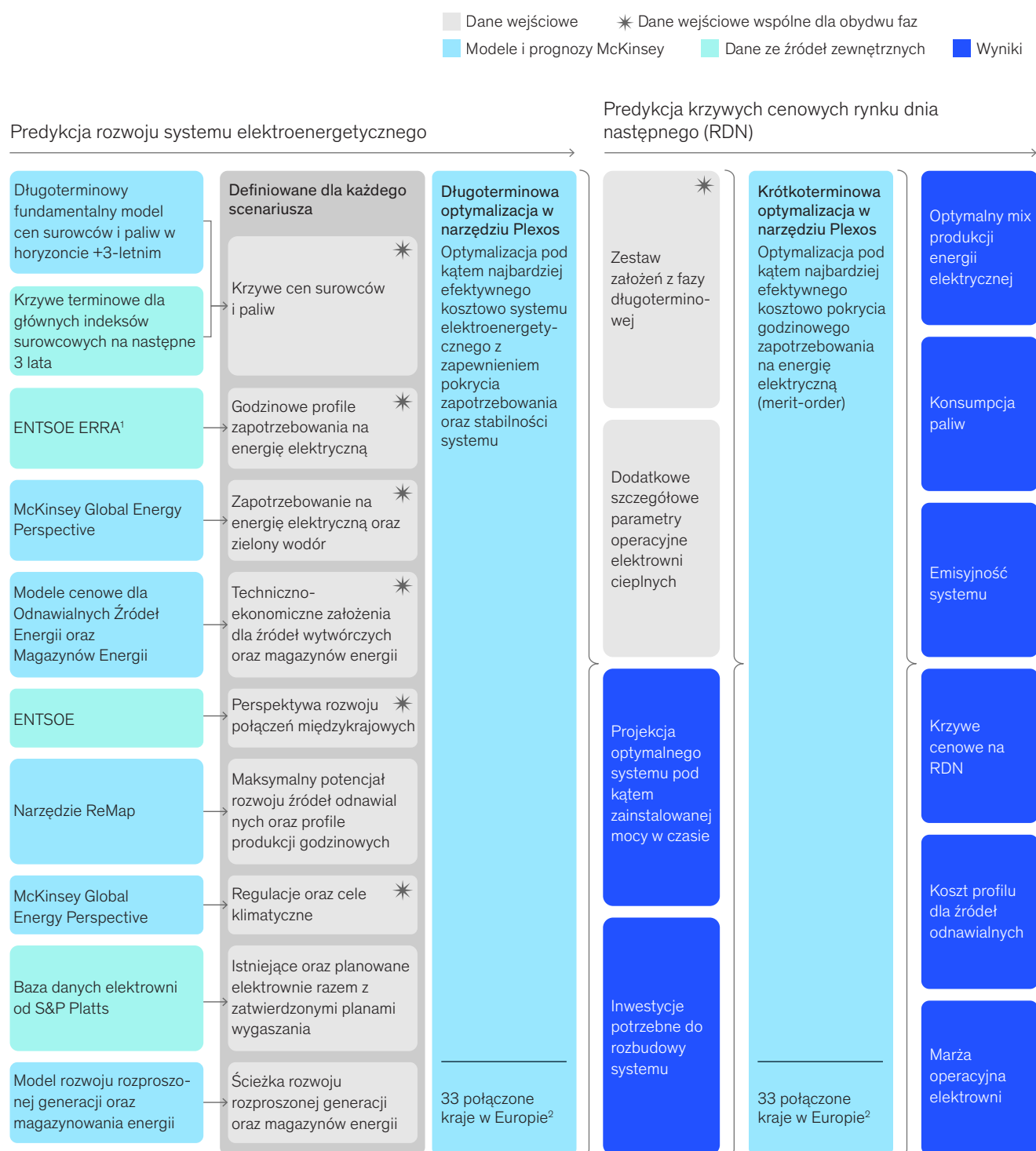
Model systemu elektroenergetycznego oparty na narzędziu McKinsey Plexos obejmuje szczegółową analizę 33 państw Europy.



Źródło: McKinsey Energy Solutions – EU Power Model

Rysunek 21

Zaawansowa architektura modeli predykcyjnych w długim horyzoncie dla europejskiego systemu elektroenergetycznego.



1. ENTSO-E dostarcza godzinowe profile dla wszystkich krajów w zakresie godzinowego zapotrzebowania oraz odnawialnych godzinowych profili dla każdej strefy

2. Austria, Belgia, Bułgaria, Czechy, Dania, Finlandia, Francja, Niemcy, Grecja, Węgry, Włochy, Holandia, Norwegia, Polska, Portugalia, Rumunia, Słowacja, Słowenia, Hiszpania, Szwecja, Szwajcaria, Wielka Brytania

Źródło: McKinsey Energy Solutions – EU Power Model

Przypisy

Przedstawione w raporcie historyczne dane za 2023 r. bazują na badaniach ARE opublikowanych w październiku 2024 r. o ile nie wskazano inaczej.

- 1 *Cena energii elektrycznej na poszczególne godziny kolejnej doby (RDN)*, Instrat, marzec 2023 r.
- 2 *Greenhouse gas emission intensity of electricity generation, country level*, European Environment Agency, marzec 2025 r.
- 3 *Średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym (roczna i kwartalne)*, URE, 15 stycznia 2025 r.
- 4 *Średnioważony koszt węgla, zużywanego przez jednostki wytwórcze centralnie dysponowane oraz średnia cena energii elektrycznej wytworzonej przez wytwórców eksploatujących jednostki wytwórcze centralnie dysponowane w danym roku*, URE, 15 lipca 2024 r.
- 5 Analiza McKinsey & Company na podstawie danych *Cena uprawnień do emisji CO₂ w systemie EU ETS*, Instrat, marzec 2025 r. przy założeniu średniej emisyjności bloku węglowego na poziomie 750 kg CO₂/MWh
- 6 *EU Carbon Permits, Trading Economics*, marzec 2025 r.
- 7 *Ukryty koszt energii z polskiego węgla*, Energetyka 24 na podstawie danych Forum Energii, 20 października 2024 r.
- 8 *Coal*, Trading Economics, marzec 2025 r.
- 9 Obliczenia McKinsey & Company na podstawie *McKinsey Energy Solution EU Power Model* dla polskiego rynku energii elektrycznej, grudzień 2024 r.
- 10 *Udział OZE w polskim miksie energetycznym szybko rośnie*, Bankier.pl, lipiec 2023 r.
- 11 *Program Rozwoju Morskich Farm Wiatrowych*, Serwis Rzeczypospolitej Polskiej, gov.pl, marzec 2025 r.
- 12 *Program polskiej energetyki jądrowej*, Serwis Rzeczypospolitej Polskiej, gov.pl, marzec 2025 r.
- 13 *Umowa społeczna dotycząca transformacji sektora górnictwa węgla kamiennego oraz wybranych procesów transformacji województwa śląskiego*, 28 maja 2021 r.
- 14 Wszystkie prognozowane i zakładane kwoty w złotych i euro to ceny realne, odnoszące się do końca 2024 r. Dane historyczne przedstawiają ceny nominalne.
- 15 *Polskie Inwestycje jako % PKB, średnia dla 1995-2024*, CEIC, marzec 2025 r.
- 16 *Inwestycje jako % PKB w UE, średnia dla 1995-2024*, CEIC, marzec 2025 r.
- 17 Dane Komisji Europejskiej dla 15 krajów UE w II kwartale 2024 r. przy założeniu kursu wymiany EUR/PLN na poziomie 4,3 PLN = 1 EUR
- 18 Obliczenia McKinsey & Company na podstawie *McKinsey Energy Solution EU Power Model* dla polskiego rynku energii elektrycznej, grudzień 2024 r.
- 19 Obliczenia McKinsey & Company na podstawie *McKinsey Energy Solution EU Power Model* dla polskiego rynku energii elektrycznej, grudzień 2024 r.
- 20 Prognoza na podstawie analiz przygotowanych dla dużych projektów inwestycyjnych. Nasze globalne badania efektywności realizacji inwestycji kapitałowych wskazują, że średnie przekroczenie budżetu wynosi 79% (względem prognozowanych wydatków na poziomie 550 mld zł) a przekroczenie harmonogramu prac 52%. Analiza McKinsey & Company w ramach artykułu *Seize the decade: Maximizing value through preconstruction excellence*, McKinsey & Company, wrzesień 2023 r.
- 21 *Polityka energetyczna: zasady ogólne*, Parlament Europejski, marzec 2024 r.
- 22 Na podstawie danych ARE na 2023 r.
- 23 Obliczenia McKinsey & Company na podstawie *McKinsey Energy Solutions EU Power Model* dla polskiego rynku energii elektrycznej, grudzień 2024 r.
- 24 *Hurtowe ceny prądu w Polsce w 2023 należały do najwyższych w UE*, Wysokie Napięcie, 6 stycznia 2024 r.
- 25 *Neutralna emisyjnie Polska 2050*, McKinsey & Company, czerwiec 2020 r.
- 26 *Kiedy pierwszy blok elektrowni jądrowej w Polsce? Pełnomocnik rządu podał datę*, PAP, 11 września 2024 r.
- 27 Obliczenia McKinsey & Company na podstawie *McKinsey Energy Solution EU Power Model* dla polskiego rynku energii elektrycznej, grudzień 2024 r.
- 28 Obliczenia McKinsey & Company na podstawie *McKinsey Energy Solution EU Power Model* dla polskiego rynku energii elektrycznej, grudzień 2024 r.
- 29 Co oznacza około 2450 godzin pracy, przy 8760 godzinach w roku
- 30 *Jak utrzymać energetyczną przyszłość Bełchatowa*, Forum Energii, 15 listopada 2022 r.
- 31 *Minister klimatu odmówił koncesji na wydobycie węgla brunatnego ze złoża Złoczew*, Bankier.pl, 16 stycznia 2025 r.
- 32 Model zakłada uruchomienie w 2037 r. bloku AP1000 (1,25 GW) oraz bloku/ów o sumarycznej mocy 1,4 GW (w tym potencjalnie SMR)
- 33 Analiza McKinsey & Company na podstawie publicznych sprawozdań finansowych i strategii polskich grup energetycznych, grudzień 2024 r.
- 34 *Program Polskiej energetyki jądrowej 2020 r.*, Rada Ministrów RP, 2020 r.
- 35 *Program Rozwoju Morskim Farm Wiatrowych*, GOV.pl, marzec 2025 r.

- 36 *Program polskiej energetyki jądrowej*, GOV.pl, marzec 2025 r.
- 37 *Krajowy Raport Klimatyczno-Rozwojowy*, Bank Światowy, listopad 2024 r.
- 38 Analiza McKinsey & Company na podstawie publicznych sprawozdań finansowych i strategii polskich grup energetycznych, grudzień 2024 r.
- 39 Ceny spadną względem 2023 r. o ok. 70 zł/MWh
- 40 *Projekt Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. – wersja do konsultacji publicznych z 10.2024 r.*, Ministerstwo Klimatu i Środowiska, październik 2024 r.
- 41 Analiza McKinsey & Company na podstawie danych Renewables Ninja
- 42 *Greenhouse gas emission intensity of electricity generation, country level*, European Environment Agency, marzec 2025 r.
- 43 *Ramowa Konwencja Narodów Zjednoczonych w Sprawie Zmian Klimatu*, Dz.U. 1996 nr 53 poz. 238
- 44 *Protokół z Kioto do Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu*, Dz.U. 2005 nr 203 poz. 1684
- 45 *Paryskie porozumienie klimatyczne*, ONZ, 2015 r.
- 46 *Najnowsze działania klimatyczne UE*, Rada Europejska, 2022 r.
- 47 *Własne wydobycie, pewne dostawy*, Rzeczpospolita, 7 października 2024 r.
- 48 Zgodnie z historycznymi danymi ARE dla 2023 r. według raportów z października 2024 r.
- 49 *Ocena wystarczalności zasobów na poziomie krajowym 2025-2040*, Polskie Sieci Elektroenergetyczne, listopad 2024 r.
- 50 *Cena energii elektrycznej na poszczególne godziny kolejnej doby (RDN)*, InStrat, marzec 2023 r.
- 51 *Średnioważony koszt węgla, zużywanego przez jednostki wytwórcze centralnie dysponowane oraz średnia cena energii elektrycznej wytworzonej przez wytwórców eksploatujących jednostki wytwórcze centralnie dysponowane w danym roku*, URE, 15 lipca 2024 r.
- 52 Analiza McKinsey & Company na podstawie danych *Cena uprawnień do emisji CO₂ w systemie EU ETS*, InStrat, marzec 2025 r. przy założeniu średniej emisyjności bloku węglowego na poziomie 750 kg CO₂/MWh
- 53 *Ukryty koszt energii z polskiego węgla*, Energetyka 24 na podstawie danych Forum Energii, 20 października 2024 r.
- 54 *Coal*, Trading Economics, marzec 2025 r.
- 55 *EU Carbon Permits*, Trading Economics, marzec 2025 r.
- 56 *Raportowanie ESG – kto je musi prowadzić i na czym polega?*, CIRE, 24 października 2024 r.
- 57 *Banki odchodzą od węgla*, Rzeczpospolita, 25 sierpnia 2019 r.
- 58 *Średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym (roczna i kwartalne)*, 15 stycznia 2025 r.
- 59 *Rekord handlu prądem z sąsiadami*, Wysokie Napięcie, 2 stycznia 2024 r.
- 60 *Ilość energii elektrycznej wytworzonej z OZE w latach 2005-2022, potwierdzonej świadectwami pochodzenia, wydanymi do dnia 30.06.2023 r.*, URE, czerwiec 2023 r.
- 61 *Raport OZE – zbiorcze informacje dotyczące wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w małej instalacji (art. 17 ustawy o odnawialnych źródłach energii)*, Biuletyn Informacji Publicznej URE, kwiecień 2024 r.
- 62 *Renewable power generation costs in 2023*, International Renewable Energy Agency (IRENA), 2024 r.
- 63 *Tyle zajmuje przygotowanie projektu OZE w Polsce*, Gram w Zielone, 6 marca 2024 r.
- 64 *EU ban on sale of new petrol and diesel cars from 2035 explained*, Parlament Europejski, 30 czerwca 2023 r.
- 65 *EU continues energy transition ambition with RED III adoption*, Hydrogen Europe, marzec 2025 r.
- 66 Zdefiniowanego jako udział fotowoltaiki, energetyki wiatrowej i wodnej, biomasy oraz biogazu w miksie energetycznym
- 67 *Projekt Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. – wersja do konsultacji publicznych z 10.2024 r.*, Ministerstwo Klimatu i Środowiska, październik 2024 r.
- 68 Scenariusze regulacyjne obejmują m.in. WEM (ang. *With Existing Measures*) – z istniejącymi środkami i WAM (ang. *With Additional Measures*) – z dodatkowymi środkami, które wspierają szybsze wdrożenie polityk klimatyczno-energetycznych
- 69 *France is weighing zero-interest loan for 6 nuclear reactors*, Reuters, 27 listopada 2024 r.
- 70 *Nuclear Power in the United Arab Emirates*, World Nuclear Association, 5 września 2024 r.

Autorzy

Pracami nad raportem kierowali:



Alexander Weiss, Starszy Partner, Berlin

Alexander jest starszym partnerem w berlińskim oddziale McKinsey & Company i globalnym liderem Pionu Energetyki. Posiada bogate, ponad 24-letnie doświadczenie w doradzaniu spółkom energetycznym w Europie, Azji, Afryce oraz na Bliskim Wschodzie, specjalizując się w optymalizacji procesów budowy elektrowni oraz doskonaleniu ich efektywności operacyjnej.



Tomasz Marciniak, Partner, Warszawa

Tomasz jest partnerem zarządzającym w polskim oddziale McKinsey & Company. Posiada ponad 17-letnie doświadczenie w doradztwie strategicznym. Wspiera klientów z sektorów energetycznego, technologicznego, finansowego, publicznego oraz private equity w zakresie budowania wartości, tworzenia strategii korporacyjnych i sektorowych, oraz realizacji programów transformacyjnych. Kierował projektami w ponad 30 krajach na całym świecie.



Gustaw Szarek, Partner, Warszawa

Gustaw jest liderem Pionu Energetyki w Europie Środkowo-Wschodniej w McKinsey oraz ekspertem w dziedzinie dekarbonizacji. Doradza spółkom z branży energetycznej w zakresie wzrostu, strategii portfelowej, transakcji, transformacji operacyjnej i zarządzania wynikami.



Paweł Torbus, Partner Lokalny, Warszawa

Paweł kieruje think tankiem McKinsey Energy Solutions w Europie Środkowej. Posiada wiedzę i doświadczenie w zakresie prognozowania rynków energetycznych oraz zastosowania nowych nisko-emisyjnych technologii. Wspiera klientów z sektora energetycznego, wydobywczego i przemysłowego w przygotowaniu i wdrażaniu efektywnych strategii transformacji energetycznej, strategii wzrostu, poprawy efektywności operacyjnej i dekarbonizacji. Zrealizował kilkadziesiąt projektów w Polsce i na świecie.



Bartek Walentyński, Kierownik Projektów, Warszawa

Bartek jest kierownikiem projektów w warszawskim biurze, specjalizuje się w zagadnieniach związanych z transformacją energetyczną i efektywnością realizacji inwestycji kapitałowych. Posiada bogate doświadczenie w pracy z wiodącymi funduszami inwestycyjnymi oraz realizacją wieloletnich programów transformacyjnych dla przedsiębiorstw energetycznych i przemysłowych w Europie, Ameryce Północnej i na Bliskim Wschodzie.

Raport został opracowany przy współpracy z zespołem modelującym Energy Solutions: Łukaszem Chmielnickim, Pauliną Kamińską, Jonathanem Niemanem, Piotrem Pawłowskim i Sebastianem Pontem, przy wsparciu ekspertów: Thomasa Vahlenkampa (byłego globalnego szefa Pionu Energetyki) i Jakuba Zivanskiego (eksperta w dziedzinie morskich farm wiatrowych).

W skład zespołu weszli konsultanci: Malwina Witczak, Wojciech Czajkowski, Kacper Kanturski, Dominik Matuszewski oraz Christophe Wilk.

Podziękowania za wspólną pracę nad raportem należą się także: Małgorzacie Leśniewskiej, Annie Magierskiej, Roksanie Mirek i Natalie Vogt.

2025

Copyright © McKinsey & Company

www.mckinsey.pl

 @McKinsey

 @McKinsey