

UWARUNKOWANIA ENERGETYCZNE KONKURENCYJNOŚCI GOSPODARKI POLSKI NA TLE UNII EUROPEJSKIEJ

SYGN. PAB/WIB 12/2026

dr Tomasz Pawlonka
Agnieszka Nierodka
dr Radosław Ciukaj
Bartosz Przyborowski



ISBN: 978-83-910226-6-5

Raport opracowany na zlecenie
Programu Analityczno-Badawczego
Fundacji Warszawski Instytut Bankowości

Warszawa, maj 2026

WIB

PROGRAM
ANALITYCZNO
BADAWCZY

O Raporcie

Raport **Uwarunkowania energetyczne konkurencyjności gospodarki Polski na tle Unii Europejskiej** został opracowany na zlecenie Programu Analityczno-Badawczego Fundacji Warszawski Instytut Bankowości.

O Autorach

dr Tomasz Pawlonka

– Dyrektor Zespołu Badań i Analiz, Związek Banków Polskich, Dyrektor Programu Analityczno-Badawczego Warszawskiego Instytutu Bankowości. Związany z Programem Analityczno-Badawczym Fundacji Warszawski Instytut Bankowości (PAB WIB) od początku istnienia Programu. Posiada tytuł doktora nauk ekonomicznych uzyskany na Uniwersytecie Ekonomicznym we Wrocławiu. Jego działalność naukowo-badawcza i ekspercka koncentruje się na warunkach rozwoju sektora bankowego i jego roli w finansowaniu gospodarki, analizie środowiska makroekonomicznego i regulacyjnego, strukturze rynku finansowego oraz finansowaniu działalności gospodarczej. Szczególną uwagę poświęca również analizie bankowości spółdzielczej oraz zagadnieniom związanym z zarządzaniem finansami przedsiębiorstw, w tym sektora agrobiznesu. Autor wielu opracowań naukowych i sektorowych, które łączą solidne podstawy teoretyczne z praktycznym zastosowaniem w analizie sektorowej i regulacyjnej. Regularnie występuje jako prelegent na konferencjach branżowych i naukowych, a jego analizy i rekomendacje są wykorzystywane zarówno w debacie eksperckiej, jak i w dialogu z regulatorami, ustawodawcami oraz kluczowymi interesariuszami rynku finansowego. W Związku Banków Polskich dr Pawlonka kieruje pracami Zespołu Badań i Analiz, który przygotowuje pogłębione, niezależne analizy ekonomiczne i sektorowe wspierające strategię rozwoju bankowości w Polsce oraz argumentację dla władz publicznych i rynku. W ramach pracy w PAB-WIB rozwija także współpracę środowisk akademickich i praktyków, poszukując synergii między badaniami naukowymi a realnymi wyzwaniami sektora. Wieloletni doświadczony nauczyciel akademicki.

Agnieszka Nierodka

– ekonomista, Doradca Zarządu w Zespole Badań i Analiz Związku Banków Polskich, specjalizuje się w zagadnieniach dotyczących rozwoju rynku hipotecznego i nieruchomości, refinansowania kredytów hipotecznych, ochrony konsumenta oraz prawa europejskiego. Doświadczony prelegent i autor publikacji dot. rozwoju bankowości hipotecznej i rynku listów zastawnych, ochrony konsumenta oraz skuteczności obowiązków informacyjnych wobec konsumenta.

dr Radosław Ciukaj

– Główny specjalista w Zespole Badań i Analiz Związku Banków Polskich oraz w Programie Analityczno-Badawczym Warszawskiego Instytutu Bankowości. Adiunkt w Katedrze Bankowości i Globalnego Systemu Finansowego Uniwersytetu Ekonomicznego w Krakowie. Doktor nauk społecznych w dyscyplinie ekonomia i finanse. Absolwent Uniwersytetu Ekonomicznego w Krakowie na kierunkach Finanse i Rachunkowość oraz Rachunkowość i Controlling. Autor publikacji naukowych z zakresu zarządzania ryzykiem kredytowym w sektorze bankowym, ze szczególnym uwzględnieniem metod restrukturyzacji kredytów zagrożonych w krajach Unii Europejskiej w okresie po globalnym kryzysie finansowym z 2008 roku. Jego zainteresowania badawcze obejmują także regulacje sektora finansowego oraz sektor FinTech, co znajduje odzwierciedlenie w jego dorobku publikacyjnym. ORCID: 0000-0002-8518-6128

Bartosz Przyborowski

– finansista, specjalista w Zespole Badań i Analiz Związku Banków Polskich, specjalista w Programie Analityczno-Badawczym Warszawskiego Instytutu Bankowości. Realizuje prace związane z warunkami funkcjonowania sektora bankowego, analizą sytuacji makroekonomicznej i warunków dla zwiększenia wzrostu gospodarczego. Dzięki doświadczeniu audytorskiemu posiada szerokie doświadczenie w analizie finansowej oraz sprawozdawczości przedsiębiorstw z wielu branż. Absolwent Katedry Finansów, Instytutu Ekonomii i Finansów SGGW w Warszawie.

O Programie

Program Analityczno-Badawczy przy Fundacji Warszawski Instytut Bankowości powstał w 2019 r. jako odpowiedź na potrzeby sektora bankowego w zakresie wysokiej jakości analiz i badań z obszaru cyberbezpieczeństwa i nowych technologii, a także szeroko rozumianego otoczenia sektora bankowego, kształtującego warunki działania banków w Polsce. Prace analityczno-badawcze w ramach programu realizowane są pod kątem możliwości praktycznego wykorzystania wyników w celu rozwoju sektora bankowego, podnoszenia poziomu bezpieczeństwa usług oraz – w ostateczności – kreowania wartości dla klientów końcowych – użytkowników bankowości.

W ramach programu realizowane są analizy i badania w następujących obszarach:

-  Nowe technologie w sektorze bankowym, cyberbezpieczeństwo banków i systemy płatnicze
-  Ekonomiczna analiza rozwoju sektora bankowego, stabilności banków, otoczenia makroekonomicznego
-  Prawno-regulacyjne i legislacyjne uwarunkowania działalności sektora bankowego oraz wyzwania wynikające z orzecznictwa sądów krajowych i europejskich
-  ESG i sustainable finance
-  Prace analityczno-badawcze w zakresie poszczególnych obszarów funkcjonowania banków oraz w zakresie funkcjonowania wskaźników referencyjnych

Więcej na temat działalności programu na stronie www.pabwib.pl

Kontakt:

dr Tomasz Pawlonka
Dyrektor Programu
m: 505 917 778
e: tpawlonka@wib.org.pl

Warszawski Instytut Bankowości
00-380 Warszawa, ul. Kruczkowskiego 8
t: (22) 182 31 70
e: pab@wib.org.pl

Agnieszka Nierodka
m: 607 484 391
e: anierodka@wib.org.pl

dr Agnieszka Wicha
m: 661 646 474
e: agnieszka.wicha@zbp.pl

Bartosz Przyborowski
m: 795 933 104
e: bartosz.przyborowski@zbp.pl

dr Radosław Ciukaj
m: 784 680 685
e: radoslaw.ciukaj@zbp.pl

Spis treści

Wprowadzenie	6
I Rozdział I. Struktura i uwarunkowania energetyczne krajów UE	11
II Rozdział II. Ceny energii w krajach UE	27
III Rozdział III. Wpływ cen energii na funkcjonowanie i konkurencyjność polskich przedsiębiorstw	31
IV Rozdział IV. Społeczne aspekty wysokich cen energii w krajach UE	41
V Rozdział V. Wyzwania i potrzeby inwestycyjne sektora energetycznego w Polsce	45
Wnioski i rekomendacje	52



Wstęp

Szanowni Państwo,

oddajemy w Państwa ręce raport Zespołu Badań i Analiz Związku Banków Polskich pt. „Uwarunkowania energetyczne konkurencyjności gospodarki Polski na tle Unii Europejskiej”. Opracowanie to powstało w szczególnym momencie, w którym kwestie energetyczne przestały być wyłącznie przedmiotem polityki sektorowej, a stały się jednym z najważniejszych zagadnień gospodarczych, społecznych i strategicznych. Dostęp do stabilnej, bezpiecznej i konkurencyjnej cenowo energii jest dziś jednym z podstawowych warunków rozwoju przemysłu, utrzymania atrakcyjności inwestycyjnej kraju, odporności przedsiębiorstw oraz bezpieczeństwa ekonomicznego państwa.

Polska gospodarka należy do najbardziej uprzemysłowionych gospodarek Unii Europejskiej. Przemysł pozostaje jednym z filarów krajowego PKB, zatrudnienia oraz udziału Polski w europejskich łańcuchach produkcji i dostaw. Jednocześnie wysokie koszty energii elektrycznej, rosnące koszty emisji CO₂, konieczność modernizacji infrastruktury energetycznej oraz potrzeba dostosowania krajowego miksu energetycznego do nowych warunków regulacyjnych i technologicznych wpływają bezpośrednio na konkurencyjność przedsiębiorstw, ich zdolność inwestycyjną oraz możliwości utrzymania produkcji w Polsce.

W ostatnich latach znaczenie tych zagadnień dodatkowo wzrosło. Agresja Rosji na Ukrainę, napięcia geopolityczne na Bliskim Wschodzie, ryzyka dotyczące bezpieczeństwa dostaw surowców energetycznych oraz silna zmienność cen gazu, ropy i paliw pokazały, że energetyka jest jednym z kluczowych obszarów odporności państwa. Kryzys energetyczny z 2022 r. unaoczniał, jak szybko zakłócenia na rynkach surowcowych mogą przełożyć się na koszty działalności przedsiębiorstw, presję inflacyjną, sytuację gospodarstw domowych oraz kondycję całej gospodarki. W takich warunkach bezpieczeństwo energetyczne staje się fundamentem stabilności

makroekonomicznej, konkurencyjności przemysłu i długofalowego rozwoju kraju.

Raport pokazuje, że Polska znajduje się w szczególnej sytuacji na tle pozostałych państw Unii Europejskiej. Z jednej strony w ostatnich dekadach krajowy sektor energetyczny przeszedł istotną zmianę, a udział odnawialnych źródeł energii w produkcji energii elektrycznej wzrósł w sposób znaczący. Z drugiej strony polski miks energetyczny nadal pozostaje w dużej mierze oparty na paliwach kopalnych, co zwiększa ekspozycję gospodarki na koszty uprawnień do emisji oraz na zmienność cen surowców. Oznacza to, że polskie przedsiębiorstwa w wielu branżach konkurują na jednolitym rynku europejskim z podmiotami funkcjonującymi w krajach, w których energia jest tańsza, mniej emisyjna albo bardziej stabilna cenowo.

Niniejszy raport został przygotowany jako materiał diagnostyczny Zespołu Badań i Analiz ZBP na potrzeby debaty poświęconej energetyce i finansowaniu strategicznych inwestycji infrastrukturalnych. Jako Związek Banków Polskich dostrzegamy potrzebę aktywnego udziału w tej debacie. Uważamy, że rozmowa o energetyce jest jednocześnie rozmową o przyszłości polskiego przemysłu, inwestycjach, bezpieczeństwie gospodarczym, sile sektora przedsiębiorstw oraz możliwościach finansowania rozwoju kraju. Raport Zespołu Badań i Analiz ZBP ma służyć temu, aby ta dyskusja była oparta na danych, porównaniach międzynarodowych i rzetelnej analizie ekonomicznej. Wierzymy, że przedstawione w nim wnioski będą użyteczne zarówno dla administracji publicznej, parlamentarzystów i regulatorów, jak również dla sektora energetycznego, przedsiębiorców oraz banków.

Zarząd Związku Banków Polskich

**dr Tadeusz Białek
Agnieszka Wachnicka
Włodzimierz Kiciński**

Wprowadzenie

Sektor przemysłowy pozostaje jednym z kluczowych filarów polskiej gospodarki, odpowiadając za ok. 23% krajowego PKB oraz zapewniając zatrudnienie dla blisko 3 mln osób. Na tle państw Unii Europejskiej polska gospodarka należy do grona najbardziej uprzemysłowionych, odgrywając istotną rolę w europejskich łańcuchach produkcji i dostaw. W ostatnich latach jednak krajowe przedsiębiorstwa przemysłowe funkcjonują w warunkach rosnącej presji kosztowej, wynikającej przede wszystkim z wysokich cen energii elektrycznej, rosnących kosztów systemu EU ETS oraz nakładów związanych z transformacją energetyczną. Szczególnie dotkliwe pozostaje to dla sektorów energochłonnych, dla których ceny energii, należące do jednych z najwyższych w Europie, stają się jednym z głównych czynników ograniczających konkurencyjność polskich przedsiębiorstw względem innych gospodarek UE.

W ostatnich latach energia elektryczna stała się jednym z kluczowych czynników determinujących konkurencyjność europejskich gospodarek. Szczególnie wyraźnie uwidoczniło się to podczas kryzysu energetycznego z 2022 r., kiedy ceny energii w Polsce osiągnęły poziom 270 EUR/MWh, znacząco przewyższając historyczne normy i wywołując istotne konsekwencje makroekonomiczne, w tym presję inflacyjną oraz wzrost kosztów działalności przedsiębiorstw. Pomimo częściowej stabilizacji sytuacji, Polska nadal funkcjonuje w warunkach relatywnie wysokich cen energii elektrycznej. W 2025 r. średnia cena energii na rynku dnia następnego w Polsce wyniosła 104 EUR/MWh, co plasowało ją w czołówce pod tym

względem. Dla porównania, w krajach nordyckich, które charakteryzują się wysokim udziałem odnawialnych źródeł energii, ceny pozostawały istotnie niższe i wynosiły między 40–45 EUR/MWh.

Jednocześnie w ujęciu miesięcznym obserwowano znaczną zmienność cen. Przykładowo, we wrześniu 2025 r. średnia cena energii w Polsce osiągnęła poziom 106,9 EUR/MWh, przy średniej europejskiej na poziomie 80 EUR/MWh. Wskazuje to na utrzymującą się w Polsce od dłuższego czasu presję kosztową oraz większą podatność krajowego systemu energetycznego na wahania cen niż w wielu innych państwach UE.

Dodatkowo, w związku z eskalacją działań wojennych na Bliskim Wschodzie, na światowych rynkach surowców energetycznych odnotowano silny wzrost cen paliw i gazu ziemnego. Od 27 lutego 2026 roku ceny gazu ziemnego na europejskim rynku TTF wzrosły do najwyższych poziomów od wielu miesięcy, natomiast ceny ropy BRENT wzrosły przejściowo nawet powyżej 110 USD za baryłkę. Wzrost ten był związany przede wszystkim z obawami o bezpieczeństwo dostaw LNG oraz ryzykiem zakłóceń transportu surowców przez cieśninę Ormuz. W kolejnych tygodniach obserwowano częściową korektę cenową wraz ze stopniowym ograniczaniem premii za ryzyko geopolityczne, jednak utrzymująca się niepewność nadal pozostaje jednym z istotnych czynników wpływających na zmienność cen surowców energetycznych, a tym samym energii elektrycznej.

Tab. 1. Zmiany cen wybranych nośników energii na rynkach światowych w okresie 27.02.2026–09.05.2026 [%]

Wzrost od 27.02.2026 do 09.05.2026 g: 10:00		
Ropa Brent	Węgiel (API2)	Olej opałowy
+43,6%	+0,8%	+50,5%
Benzyna	Diesel	Gaz ziemny – TTF
+69,1%	+55,1%	+38,1%

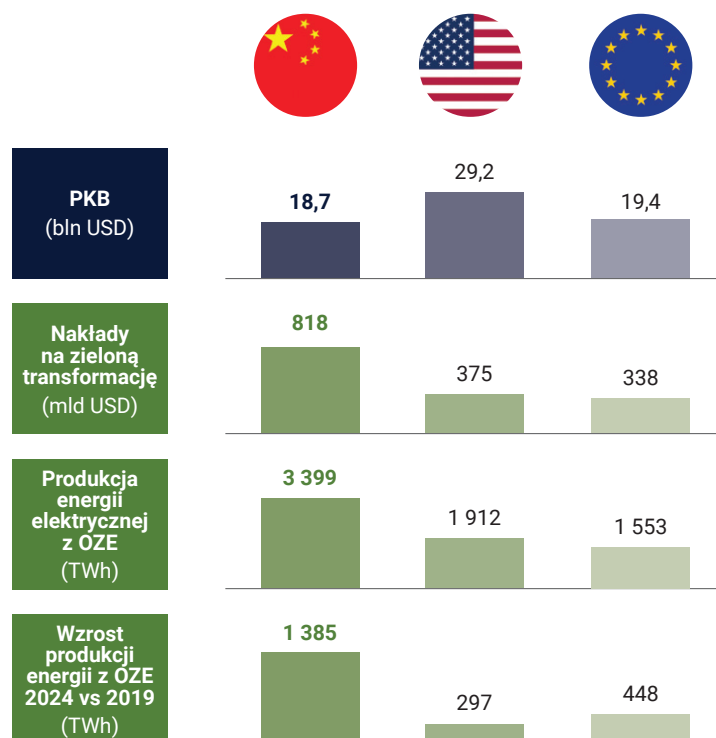
Źródło: opracowanie własne Zespołu Badań i Analiz ZBP, dane stooq.pl oraz investing.com



Wojna w Ukrainie oraz późniejsze napięcia geopolityczne na Bliskim Wschodzie pokazały, że bezpieczeństwo energetyczne stało się jednym z kluczowych elementów stabilności makroekonomicznej państw i całych regionów. Międzynarodowa Agencja Energetyczna określiła skutki rosyjskiej agresji jako „pierwszy prawdziwie globalny kryzys energetyczny”, który doprowadził do gwałtownego wzrostu cen energii, przebudowy światowych kierunków handlu surowcami energetycznymi oraz zwiększenia znaczenia dywersyfikacji dostaw i rozwoju krajowych źródeł energii. W efekcie niezależność energetyczna coraz częściej postrzegana jest nie tylko jako element polityki energetycznej, lecz również jako fundament odporności gospodarczej państw na zewnętrzne szoki geopolityczne i surowcowe. Jak wskazano w raporcie Programu Analityczno-Badawczego WIB pt. *Wpływ niedoborów lub wysokich cen surowców energetycznych na konkurencyjność i stan polskiej gospodarki*, gospodarki silnie uzależnione od importowanych surowców energetycznych są szczególnie podatne na wzrost inflacji, kosztów produkcji oraz pogorszenie konkurencyjności w warunkach destabilizacji rynków surowcowych. Autorzy raportu podkreślają jednocześnie, że w długim okresie zwiększenie bezpieczeństwa gospodarczego wymaga rozwoju krajowych źródeł energii, w szczególności odnawialnych źródeł energii oraz energetyki jądrowej, które ograniczają zależność od importowanych paliw kopalnych i zwiększają odporność gospodarki na zakłócenia zewnętrzne.

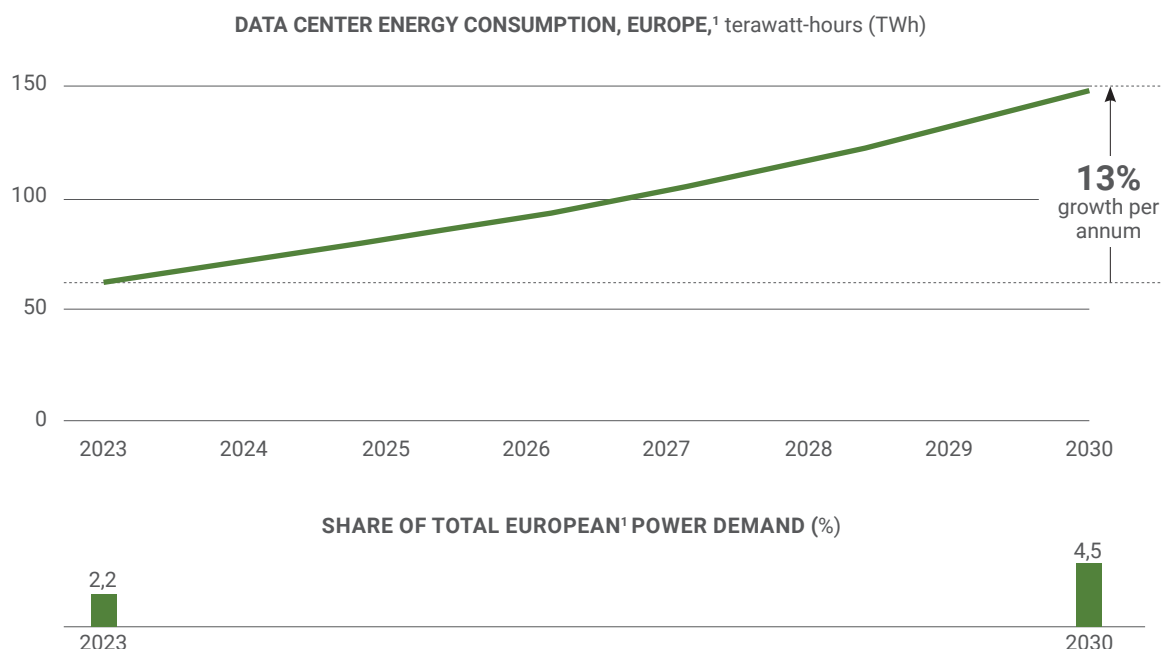
Jednocześnie przyspieszająca transformacja energetyczna, choć niezbędna z punktu widzenia celów klimatycznych i bezpieczeństwa energetycznego, wiąże się z istotnymi kosztami inwestycyjnymi, obejmującymi rozwój infrastruktury sieciowej, magazynowania energii oraz stabilizacji systemu opartego na OZE. Należy przy tym podkreślić, że pomimo iż to Europa rozpoczęła drogę ku zielonej transformacji i przez wielu postrzegana jest jako lider w tym zakresie, w ostatniej dekadzie Chiny zdobyły znaczącą przewagę w kluczowych obszarach w zakresie transformacji swojego sektora energetycznego, wykazując znaczną przewagę nie tylko nad Europą, ale także nad Stanami Zjednoczonymi.

Dodatkowym czynnikiem zwiększającym długookresowe zapotrzebowanie na energię elektryczną jest postępująca transformacja cyfrowa gospodarki, związana z dynamicznym rozwojem sztucznej inteligencji, centrów danych, usług chmurowych oraz infrastruktury cyfrowej. Analizy McKinsey wskazują, że zużycie energii elektrycznej przez centra danych w Europie może wzrosnąć z ok. 62 TWh w 2023 r. do ponad 150 TWh w 2030 r., co oznacza ponad dwukrotny wzrost w ciągu niespełna dekady. Jednocześnie zapotrzebowanie na moc centrów danych może zwiększyć się z ok. 10 GW do ok. 35 GW, przy średniorocznym tempie wzrostu wynoszącym ok. 13%. Wzrost ten wynika przede wszystkim z rozwoju sztucznej inteligencji i rosnącego znaczenia infrastruktury



Rys. 1. Porównanie skali transformacji energetycznej: Chiny vs. USA i UE

Źródło: Bank Pekao – serwis ekonomiczny



Rys. 2. Prognozowany wzrost zużycia energii elektrycznej przez centra danych w Europie do 2030 r. [TWh]

Źródło: McKinsey & Company, *The role of power in unlocking the European AI revolution*, 2024.

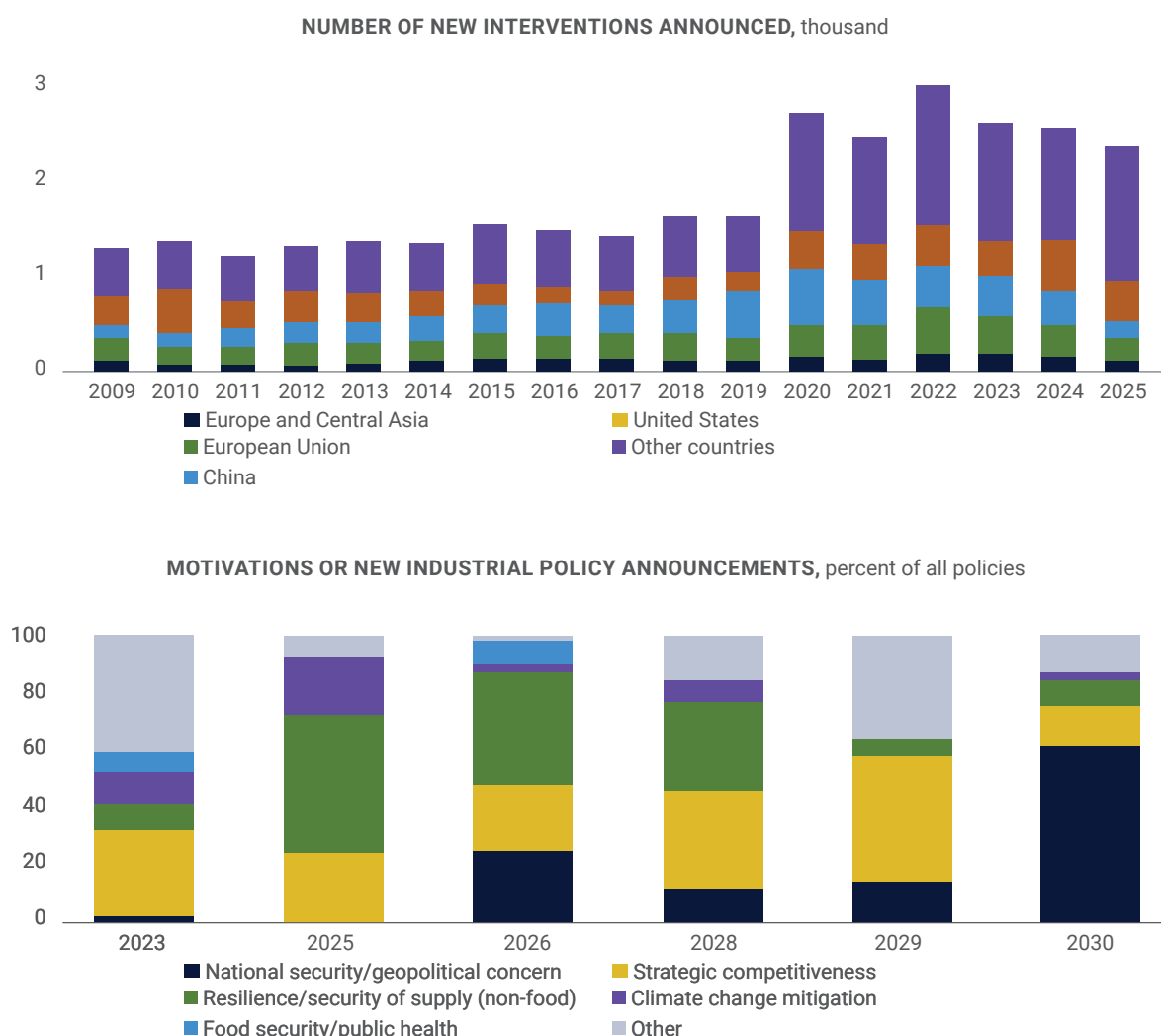
obliczeniowej dla funkcjonowania nowoczesnej gospodarki cyfrowej. Oznacza to, że transformacja cyfrowa staje się jednym z istotnych czynników wzrostu energochłonności gospodarki, zwiększając tym samym znaczenie inwestycji w stabilne moce wytwórcze, sieci elektroenergetyczne oraz bezpieczeństwo energetyczne państw.

W samej Europie obserwuje się postępującą integrację rynku energii oraz dalszy rozwój odnawialnych jej źródeł, jednak proces ten odbywa się w warunkach utrzymującej się silnej presji kosztowej, odczuwalnej ostatnio w wyniku wybuchu wojny na Bliskim Wschodzie. Wysokie ceny energii elektrycznej i gazu, wynikające m.in. z konieczności nabywania uprawnień do emisji CO₂, struktury mixu energetycznego stosowanego przez poszczególne państwa UE oraz konieczności finansowania inwestycji modernizacyjnych infrastruktury, znacząco wpływają na konkurencyjność europejskiego przemysłu i poziom cen dla gospodarstw domowych. Jednocześnie rosnąca zmienność cen energii zwiększa znaczenie stosowania mechanizmów stabilizujących ceny energii oraz polityk osłonowych wdrażanych przez rządy poszczególnych państw. Zgodnie z danymi Banku Światowego, od 2020 roku znacząco wzrosła liczba programów wsparcia publicznego, przy czym zmianie uległy również cele ich stosowania – od łagodzenia skutków pandemii po działania związane z bezpieczeństwem energetycznym i żywnościowym, poprawą efektywności energetycznej, zieloną transformacją, rozwojem innowacyjnych technologii oraz wzmocnieniem odporności łańcuchów dostaw.

Oznacza to istotny wzrost zaangażowania środków publicznych w ograniczanie negatywnych skutków wzrostu cen energii i paliw. W rezultacie brak transformacji sektora energetycznego coraz częściej staje się również źródłem istotnych wydatków publicznych.

Na tym tle Polska pozostaje jednym z rynków energetycznych o relatywnie wysokiej ekspozycji na ryzyka kosztowe. Wynika to z historycznie wysokiego udziału paliw kopalnych w jej miksie energetycznym oraz skali niezbędnych inwestycji modernizacyjnych. Pomimo tego, że w ciągu ostatnich dziesięciu lat zaobserwować można w Polsce dynamiczny rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii (wzrost o 10 pp.), wyzwaniem krajowego systemu energetycznego nadal jest zapewnienie równowagi pomiędzy bezpieczeństwem dostaw, konkurencyjnością cenową a realizacją celów klimatycznych. Struktura polskiego systemu energetycznego charakteryzuje się istotną zależnością od importu paliw kopalnych, w szczególności gazu ziemnego (ok. 84% zużycia) oraz częściowo węgla (ok. 16–18%). Uwarunkowania te zwiększają podatność polskiego systemu energetycznego na wahania cen surowców oraz negatywne efekty ryzyka geopolitycznego.

Zaprezentowane w raporcie PAB WIB pt. *Wymagany poziom kredytowania polskiej gospodarki w warunkach transformacji* szacunki jednoznacznie wskazują, że skala wyzwań związanych z transformacją energetyczną polskiej gospodarki jest wyjątkowo duża i bezprecedensowa pod względem potrzeb kapitałowych.



Rys. 3. Skala nowych interwencji (tys.) oraz ich motywacje w polityce przemysłowej (%)

Źródło: Bank Światowy, *Europe & Central Asia Economic Update Industrial Policy*, April 2026

Jak wynika z analiz zawartych w raporcie, sama transformacja polskiego sektora energetycznego może kosztować ok. 1,6 bln zł do 2040 roku, z czego blisko 900 mld zł przypadnie na sektor paliwowo-energetyczny, a ponad 300 mld zł na wytwarzanie energii, w dużej mierze oparte na źródłach bezemisyjnych, takich jak OZE i energetyka jądrowa. Co istotne, transformacja energetyczna jest jednocześnie częścią szerszego, systemowego wysiłku modernizacyjnego państwa, którego łączne koszty, obejmujące także infrastrukturę, cyfryzację i obronność, przekraczają 4 bln zł w horyzoncie najbliższych kilkunastu lat.

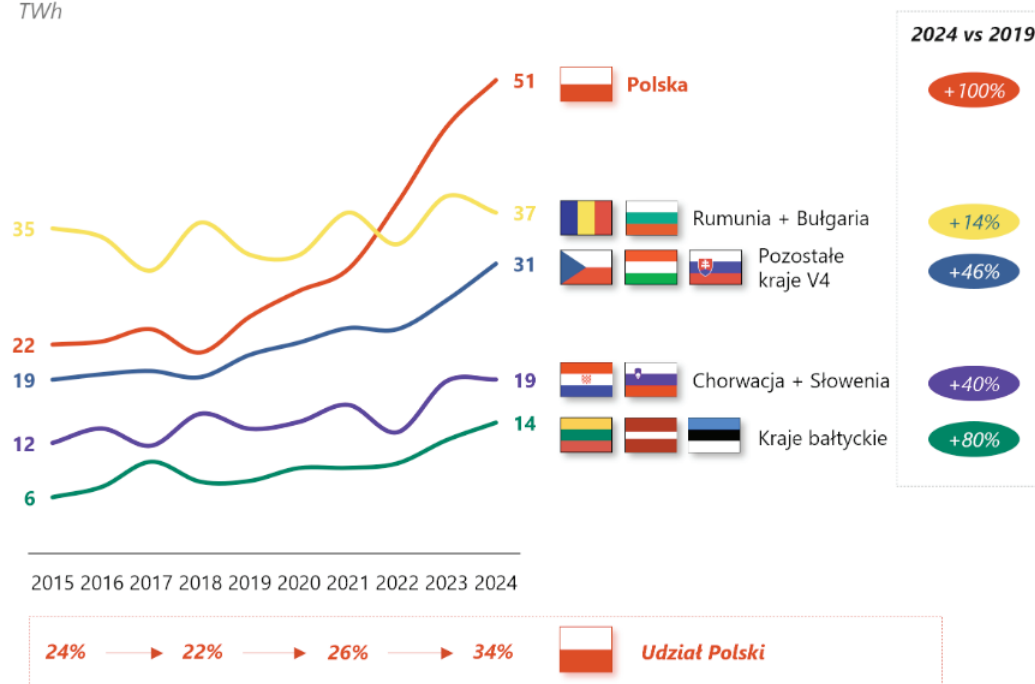
Należy przy tym mieć świadomość, że w przypadku braku podjęcia tego trudu, polskie przedsiębiorstwa będą nadal funkcjonować w warunkach wysokiej kosztowności energii, co będzie znacząco wpływać na ich konkurencyjność oraz zwiększać wrażliwość na zmiany cen energii, a polskie gospodarstwa domowe pozostaną narażone na relatywnie wysokie

obciążenie ich budżetów kosztami energii, co może znacznie ograniczać ich możliwości konsumpcyjne oraz zwiększać ryzyko występowania negatywnych zjawisk społecznych, w tym doprowadzić do pogorszenia warunków bytowych.

Transformacja energetyczna przestaje być wyłącznie wyzwaniem sektora energetycznego, a staje się jednym z kluczowych procesów determinujących konkurencyjność gospodarki na arenie międzynarodowej, bezpieczeństwo państwa oraz zdolność do utrzymania długookresowego wzrostu gospodarczego. Dlatego celem niniejszego opracowania jest kompleksowa analiza uwarunkowań energetycznych konkurencyjności gospodarki Polski na tle krajów Unii Europejskiej, ze szczególnym uwzględnieniem poziomu i determinant cen energii, ich wpływu na funkcjonowanie przedsiębiorstw i gospodarstw domowych oraz skali i kierunków niezbędnych zmian w polskim sektorze energetycznym.



Produkcja energii elektrycznej z OZE w krajach Europy Środkowo-Wschodniej¹, 2015-2024.
TWh



Rys. 4. Produkcja energii elektrycznej z OZE w krajach Europy Środkowo-Wschodniej, 2015–2024 (TWh)

Źródło: Serwis ekonomiczny banku Pekao, Rozwój sektora OZE po kryzysie energetycznym. Świat, Europa, Polska.



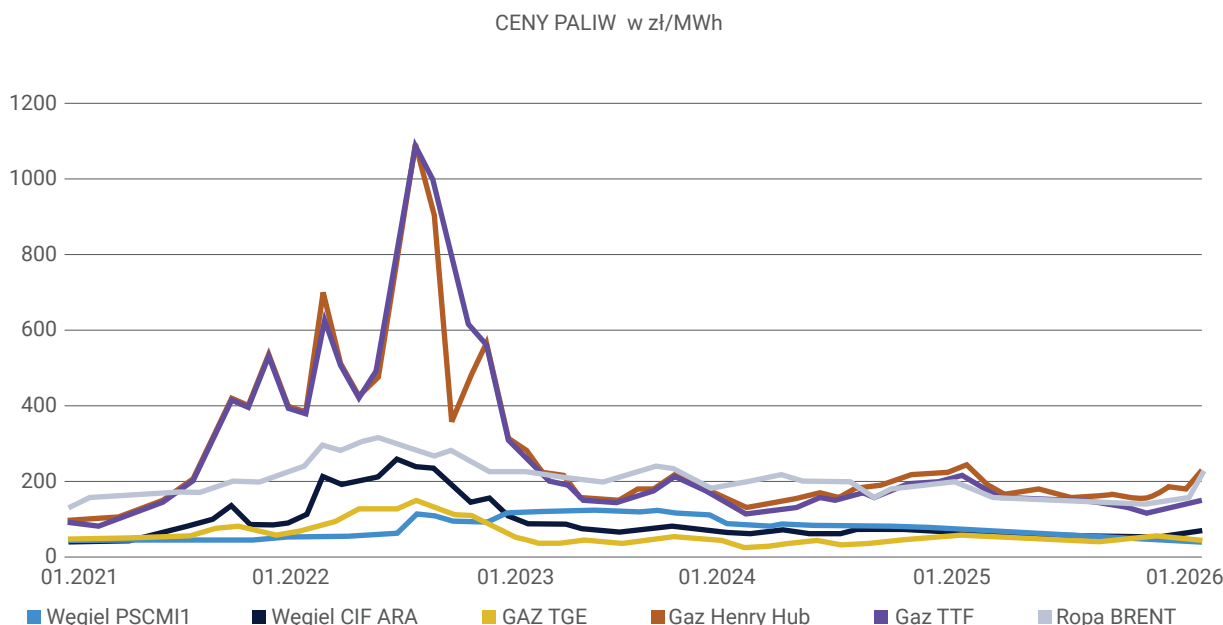
Struktura i uwarunkowania energetyczne krajów UE





Analizy Forum Energii wskazują, że w latach 2021-2023 głównym czynnikiem wzrostu cen energii w Europie były przede wszystkim rekordowo wysokie ceny gazu ziemnego, które okresowo przekraczały nawet 1000 zł/MWh. To właśnie gaz ziemny najsilniej wpływał wtedy na ceny energii elektrycznej w Europie, gdyż elektrownie gazowe często wyznaczają cenę energii na rynku hurtowym. Równolegle rosły także ceny węgla, ropy naftowej oraz uprawnień do

emisji CO₂, zwiększając koszty funkcjonowania sektora elektroenergetycznego. W przypadku Polski, wysoki udział węgla w miksie energetycznym dodatkowo zwiększał wrażliwość sektora energetycznego na wzrost kosztów emisji CO₂. Po 2023 r. nastąpiła częściowa stabilizacja cen surowców energetycznych, związana m.in. z odbudową magazynów gazu, dywersyfikacją dostaw LNG oraz ograniczeniem napięć na tym rynku.



Rys. 5. Produkcja energii elektrycznej z OZE w krajach Europy Środkowo-Wschodniej (TWh)

Źródło: Serwis ekonomiczny banku Pekao, Rozwój sektora OZE po kryzysie energetycznym. Świat, Europa, Polska.

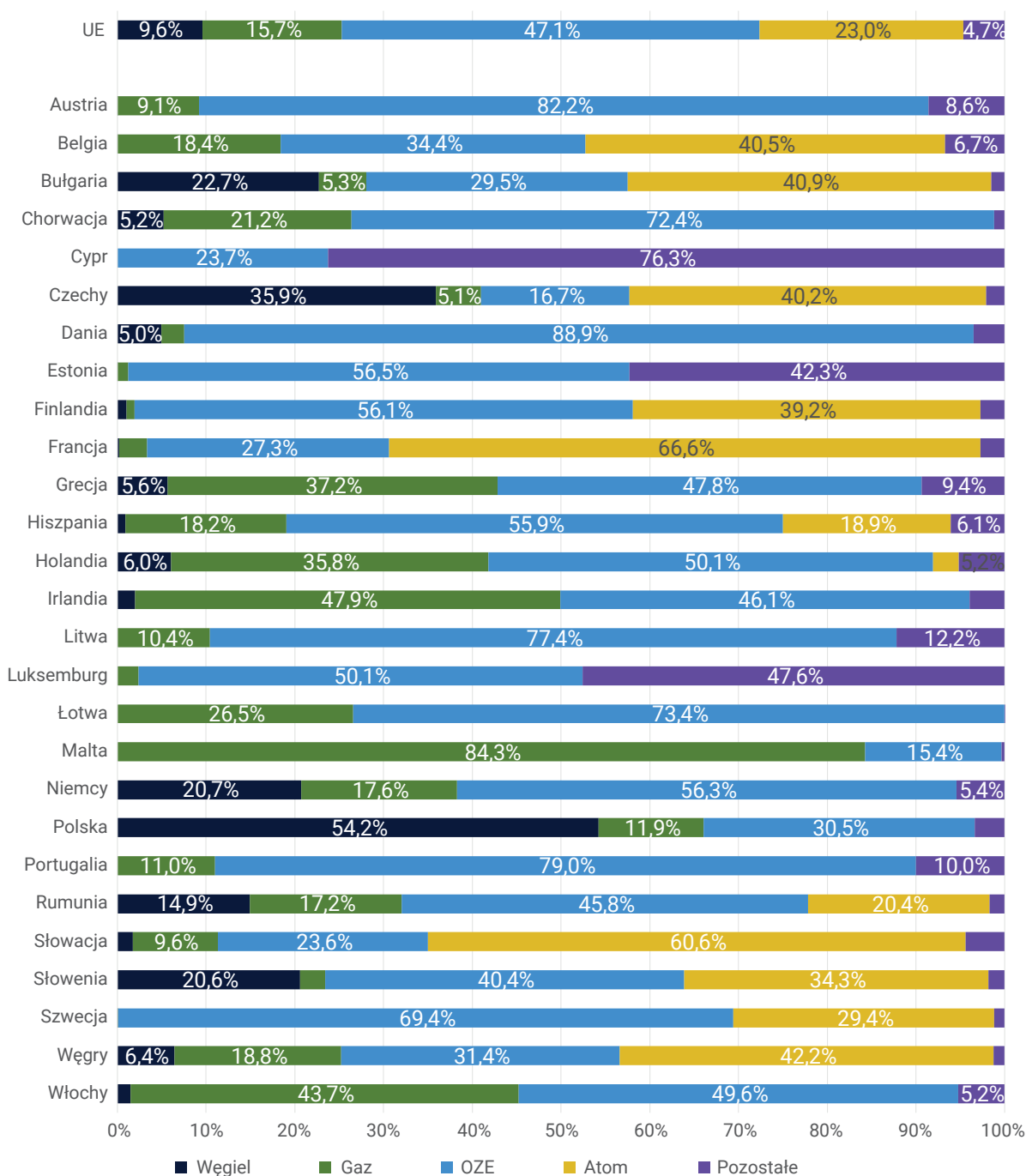
W 2024 roku w miksie produkcji energii elektrycznej państw UE dominowały odnawialne źródła energii, których udział stanowił 47,1%. Drugim pod względem istotności źródłem produkcji energii elektrycznej był atom, którego udział stanowił 23%. Za 15,7% produkcji energii odpowiadał gaz, a za 9,6% węgiel.

Analiza mikсів energetycznych poszczególnych krajów UE unaocznia jednak istotne zróżnicowanie krajów w tym zakresie, co wynika m.in. z różnic w położeniu geograficznym, potrzeb poszczególnych gospodarek, czy stopnia rozwoju gospodarczego poszczególnych państw. W większości krajów UE zauważalne jest odchodzenie od stosowania paliw kopalnianych na rzecz źródeł niskoemisyjnych, bądź nawet zeroemisyjnych. Pośród krajów, w których istotną część systemu produkcji energii elektrycznej stanowią elektrownie węglowe, dominują państwa tzw. „nowej Unii”. W 2024 roku w największym stopniu o węgiel oparta była polska energetyka, która w 54,2% procentach bazuje na tym surowcu. Istotny udział węgla w produkcji energii elektrycznej odnotowano także w Czechach (35,9%), Bułgarii (22,7%), Niemczech (20,7%), Słowenii (20,6%) oraz Rumunii (14,9%).

Jedną z alternatyw dla paliw kopalnych stałych jest gaz, który w wielu krajach UE stanowi fundament produkcji energii elektrycznej. Malta opierała aż w 84,3% produkcji energii elektrycznej o ten rodzaj paliwa, z kolei w Irlandii, Włoszech, Grecji oraz Holandii, elektrownie gazowe odpowiadały za więcej niż 1/3 produkcji energii elektrycznej.

Najistotniejszym i najszybciej rozwijającym się źródłem wytwarzania energii są odnawialne źródła energii (OZE). W 2024 roku 13 krajów UE opierało w co najmniej 50% swoją produkcję energii elektrycznej o to źródło. Przodownikami w tej materii są takie kraje jak Dania (88,9%), Austria (82,2%), Portugalia (79%), Litwa (77,4%), Łotwa (73,4%). Udział OZE w produkcji energii elektrycznej plasuje Polskę (30,5%) na 7. miejscu od końca spośród wszystkich państw UE-27, znacząco poniżej średniej dla UE (47,1%).

Także energetyka atomowa stanowi ważny komponent w mikсах energetycznych niektórych krajów UE. Atom stanowi kluczową rolę we Francji (66,6%), na Słowacji (60,6%), na Węgrzech (42,2%),



Rys. 6. Struktura wytworzonego prądu ze względu na źródło wytwarzania – kraje UE w 2024 r.

Źródło: opracowanie własne Zespołu Badań i Analiz ZBP, dane Eurostat

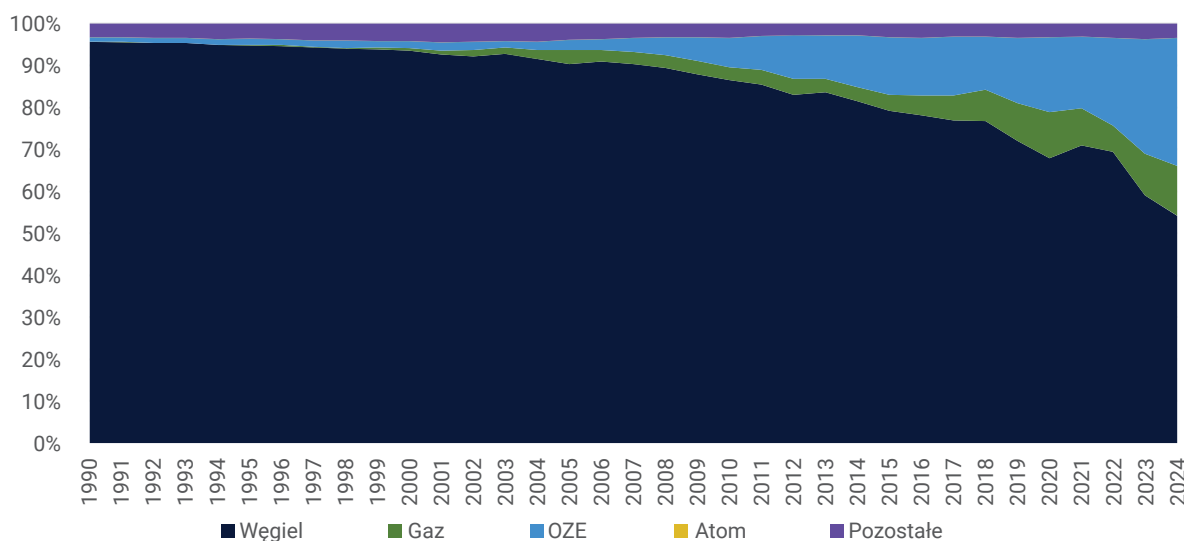
Bułgarii (40,2%), Belgii (40,5%), Czechach (40,2%). W krajach, w których wykorzystywana jest energetyka jądrowa do produkcji energii elektrycznej, z reguły stanowi ona istotny komponent zapewnienia stabilnego źródła produkcji prądu elektrycznego.

Polski przemysł energetyczny kojarzony jest przede wszystkim z węglem i obecnie dostrzegalny jest szczególnie wysoki stopień zależności naszego kraju od energetyki opartej na tym surowcu. Obecny jego

udział (ponad 54%) jest jednak najniższym w historii III RP, bowiem na początku lat 90. XX wieku elektrownie węglowe odpowiadały za produkcję 96% energii elektrycznej, zaś w momencie wejścia Polski do Unii Europejskiej za ponad 90% produkcji. Wraz z przystąpieniem Polski do UE oraz od momentu zawieszenia budowy elektrowni atomowej w Żarnowcu, pojawiły się znaczące potrzeby przebudowy polskiego mixu energetycznego oraz realna dyskusja, której zamierzeniem było wprowadzenie w nim po raz pierwszy

zmian. Polityka klimatyczna UE mocno strumieniowała uwagę w Polsce w stronę OZE, a przede wszystkim wykorzystania energetyki fotowoltaicznej oraz wiatrowej. Wprowadzanie wymogów emisyjności i związanych z tym kar za niedostateczne dopasowanie emisji gospodarki skutkowało kierowaniem uwagi na zmiany struktury polskiego mixu energetycznego. W trakcie 20 lat członkostwa Polski w UE diametralnie uległ on zmianie, gdyż w okresie tym udział węgla spadł z 92% do 54%, natomiast nastąpił wzrost udziału elektrowni gazowych z 2% do 12% oraz dynamiczny wzrost udziału OZE, których w analizowanym okresie

udział w produkcji energii elektrycznej wzrósł o 29 pp. z 2% do 31%. Obecnie w Polsce prowadzone są działania ukierunkowane na dalsze wzmacnianie mocy produkcyjnych z odnawialnych źródeł energii, ale również trwa budowa elektrowni atomowej w miejscowości Lubiatowo-Kopalino. Z perspektywy Polski ważne pozostaje zbudowanie mixu energetycznego maksymalizującego kombinację stosunkowo niskiej emisyjności, zapewnienia elastyczności podaży energii elektrycznej dla gospodarki oraz niezależności od sytuacji geopolitycznej.



Rys. 7. Mix wytwarzanej energii elektrycznej w Polsce w latach 1990-2024

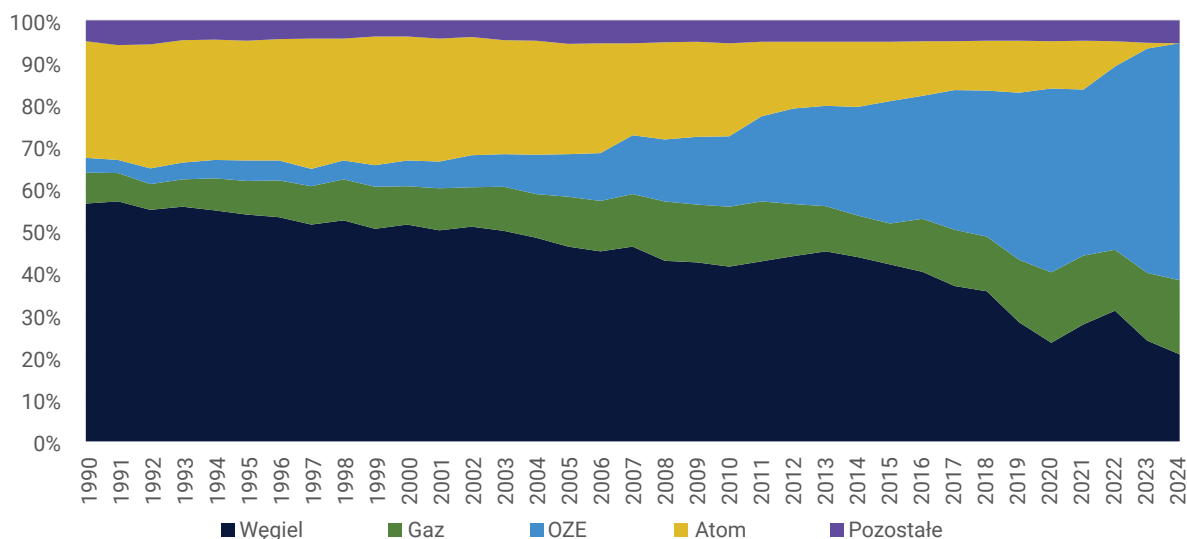
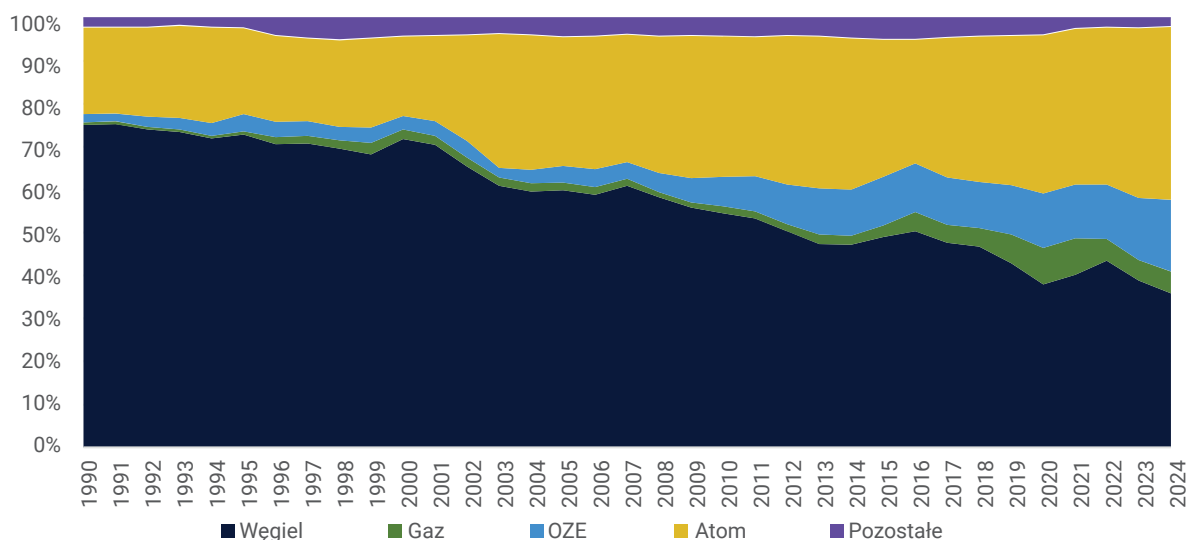
Źródło: opracowanie własne Zespołu Badań i Analiz ZBP, dane Eurostat

Aby właściwie ocenić kierunek i skalę zmian zachodzących w polskim mixie energetycznym, zasadne jest jego zestawienie z mixami energetycznymi gospodarek regionu oraz Niemiec, stanowiących kluczowy punkt odniesienia dla polskiej gospodarki i europejskiego przemysłu.

Na początku lat 90. XX wieku w Niemczech, podobnie jak w Polsce, dominowała produkcja energii elektrycznej z węgla (57%), jednak istotna część energii pochodziła także z elektrowni atomowych (28%). Na początku XXI wieku zauważalna była zmiana doktryny energetycznej w tym kraju i stopniowe odchodzenie od węgla i atomu. Początkowo elektrownie węglowe były zastępowane przez elektrownie gazowe, jednak od połowy pierwszej dekady XXI wieku widoczny jest dynamiczny wzrost znaczenia OZE w niemieckim mixie energetycznym. Na koniec 2024 roku OZE stanowiły dominującą rolę w wytwarzaniu energii elektrycznej w Niemczech, zastępując produkcję atomową oraz połowę produkcji pochodzącej z węgla. Jednak z uwagi na ich elastyczność produkcyjną,

ponad 40% energii elektrycznej w Niemczech nadal pochodzi z elektrowni konwencjonalnych.

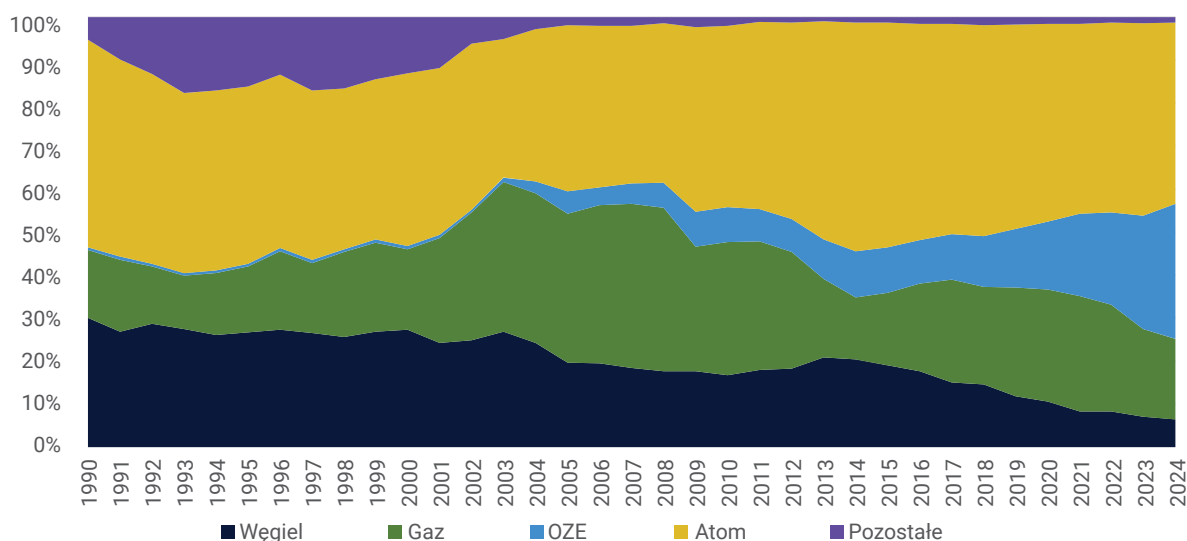
Krajem o zbliżonej historii przemian ustrojowych oraz także wchodzącym do UE w 2004 roku są Czechy. Podobnie jak w Polsce, na początku analizowanego okresu w Czechach produkowano energię elektryczną głównie z węgla. Zasadniczą różnicą w tym okresie między Polską a Czechami był fakt, że Czechy od lat 80. XX wieku rozpoczęły eksploatację pierwszego bloku elektrowni atomowej. W swoim założeniu kraj ten chciał oprzeć produkcję energii elektrycznej o stabilne źródła, charakteryzujące się jednocześnie wysoką wydajnością. Wraz z przystąpieniem Czech do UE, kraj ten rozpoczął szersze wykorzystanie OZE w swoim mixie energetycznym, jednak na obecny moment stanowi ono trzecie źródło energii elektrycznej w tym kraju. Istotnym faktem jest stopniowe zastępowanie przez Czechy energetyki węglowej energetyką atomową, co pozwala na obniżenie emisyjności sektora energetycznego przy jednoczesnym zapewnieniu stabilnego mixu energetycznego.

**Rys. 8.** Miks wytwarzanej energii elektrycznej w Niemczech w latach 1990-2024*Źródło: opracowanie własne Zespołu Badań i Analiz ZBP, dane Eurostat***Rys. 9.** Miks wytwarzanej energii elektrycznej w Czechach w latach 1990-2024*Źródło: opracowanie własne Zespołu Badań i Analiz ZBP, dane Eurostat*

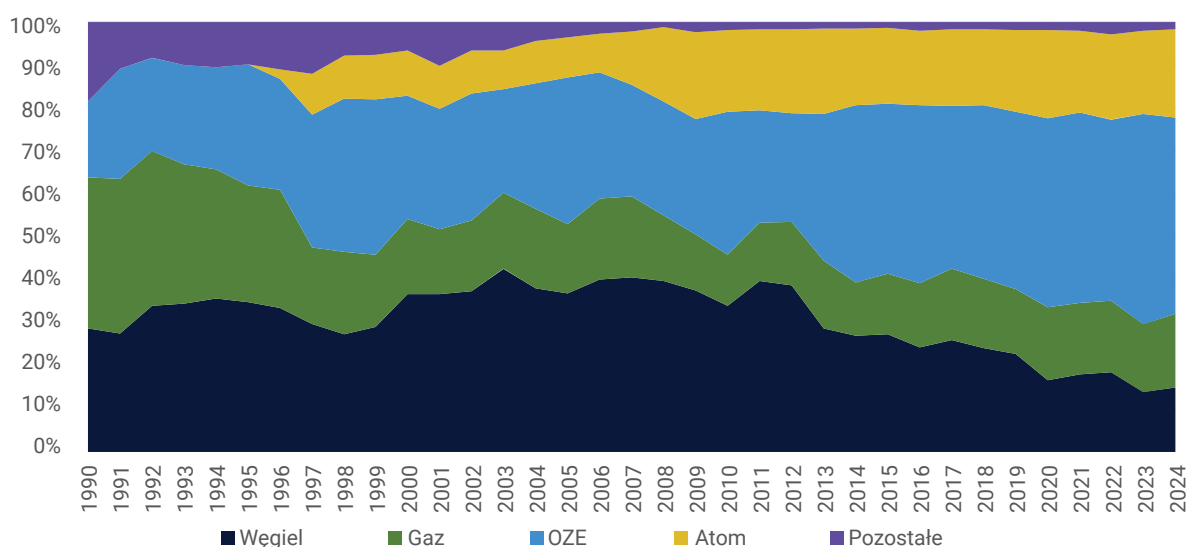
Innym krajem naszego regionu, który oparł swoją energetykę o atom, są Węgry. Kraj ten uruchomił swoją pierwszą elektrownię atomową na początku lat 80. XX wieku. Już na początku lat 90. XX wieku połowa węgierskiego prądu produkowana była z atomu. Z węgla i gazu wytwarzano wtedy jedynie ok. 45% całkowitej wytworzonej energii elektrycznej. Wraz z przystąpieniem tego kraju do UE, na Węgrzech mocno wzrósł udział elektrowni gazowych w miksie energetycznym, które przejmowały rolę elektrowni węglowych. Równocześnie każdego roku wzrastał udział OZE w miksie energetycznym, które szczególnie mocno zwiększają swój udział od 2018 roku. Na koniec 2024 roku podstawą węgierskiego sektora energetycznego pozostaje atom, na drugim miejscu znajduje się OZE,

zaś elektrownie na węgiel i gaz stopniowo tracą na znaczeniu i dostarczają obecnie ok. 30% energii elektrycznej.

Krajem o mocno zróżnicowanym miksie energetycznym jest Rumunia. Polega ona obecnie w większości na OZE, jednak 1/5 produkcji prądu pochodzi z elektrowni atomowych, 17% z gazowych, a niecałe 15% z węglowych. Rumunia do swojego systemu energetycznego atom włączyła w połowie lat 90. XX wieku. Cechą charakterystyczną tego kraju, odróżniającą go od pozostałych analizowanych krajów regionu, jest historycznie wyższy udział OZE w miksie energetycznym, co wynika z wysokiego udziału energetyki wodnej.

**Rys. 10.** Miks wytwarzanej energii elektrycznej na Węgrzech w latach 1990-2024

Źródło: opracowanie własne Zespołu Badań i Analiz ZBP, dane Eurostat

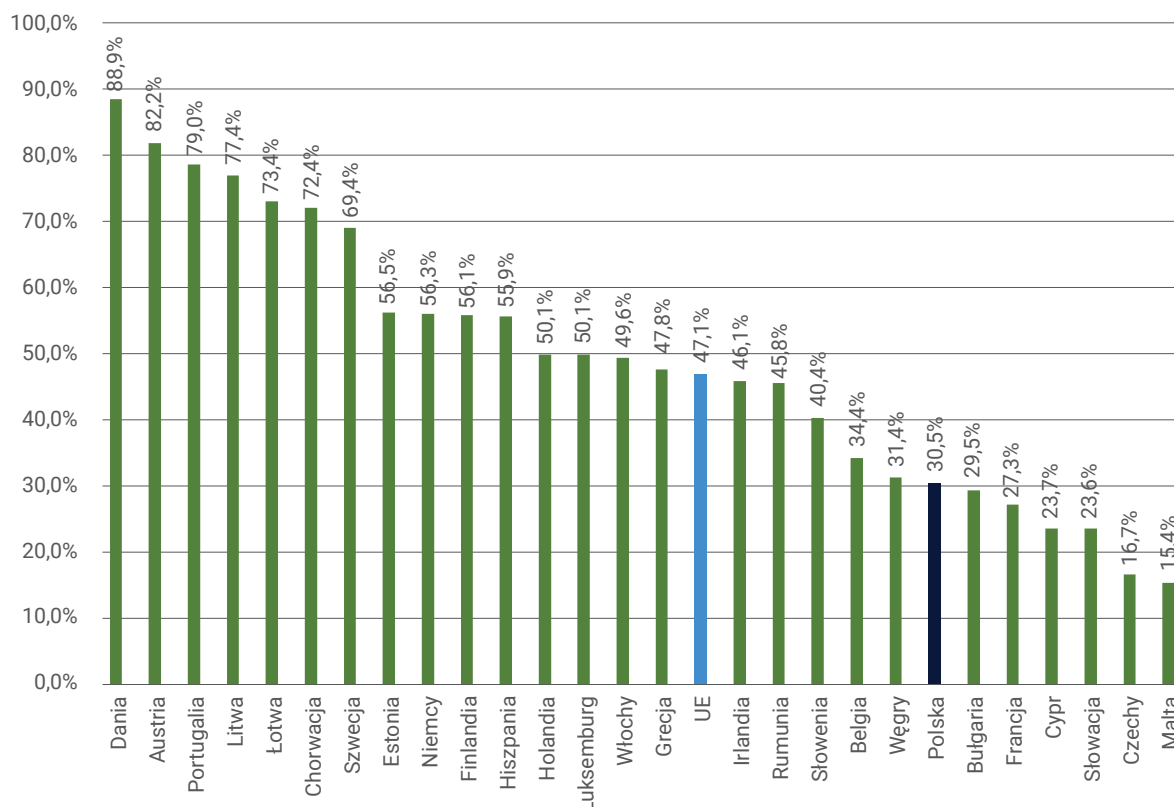
**Rys. 11.** Miks wytwarzanej energii elektrycznej w Rumunii w latach 1990-2024

Źródło: opracowanie własne Zespołu Badań i Analiz ZBP, dane Eurostat

Zmiany w polityce klimatycznej UE oraz wzrost potrzeb energetycznych krajów spowodowały zwrócenie się sektorów energetycznych wielu krajów UE ku odnawialnym źródłom energii, a przede wszystkim szersze wykorzystanie energii słonecznej i wiatrowej. Liderem wykorzystania OZE w produkcji energii elektrycznej jest w UE Dania, gdzie niemal 89% energii elektrycznej pochodzi z odnawialnych źródeł. W bardzo wysokim stopniu OZE wykorzystywane jest również w Austrii, Portugalii, na Litwie, na Łotwie, Chorwacji i Szwecji. Jednak cechą tych państw jest również stosunkowo mała liczba ludności, gdzie jedynie w Portugalii i Szwecji liczba mieszkańców jest wyższa niż 10 mln, jednak

nie przekracza ona 11 mln osób. Zestawiając udział OZE w miksie energetycznym poszczególnych krajów UE zauważalny jest jego niższy udział w krajach tzw. „nowej Unii”. W szczególności, niskim poziomem wykorzystania OZE charakteryzują się kraje bazujące na miksie węglowym (Polska), węglowo-atomowym (Czechy) czy atomowym (Słowacja, Francja).

W Unii Europejskiej wśród odnawialnych źródeł energii największy udział w wyprodukowanej energii elektrycznej mają źródła oparte o siłę wiatru (36,8%), wodę (27,8%), energię słoneczną (23,2%) oraz biopaliwa (10,5%).



Rys. 12. Udział odnawialnych źródeł energii w produkcji prądu w 2024 roku

Źródło: opracowanie własne Zespołu Badań i Analiz ZBP, dane Eurostat

Wykorzystanie energetyki wiatrowej przoduje w krajach z dostępem do mórz. Z uwagi na duże otwarte przestrzenie możliwe jest budowanie tam farm wiatrowych morskich (tzw. offshore), a także korzystając z wiatrów brzegowych wydajniejsze użycie farm lądowych (tzw. onshore). Największy udział energetyki wiatrowej w OZE ma Irlandia – 80,3%, za nią znajduje się Dania – 65,44% oraz Litwa – 55,1%.

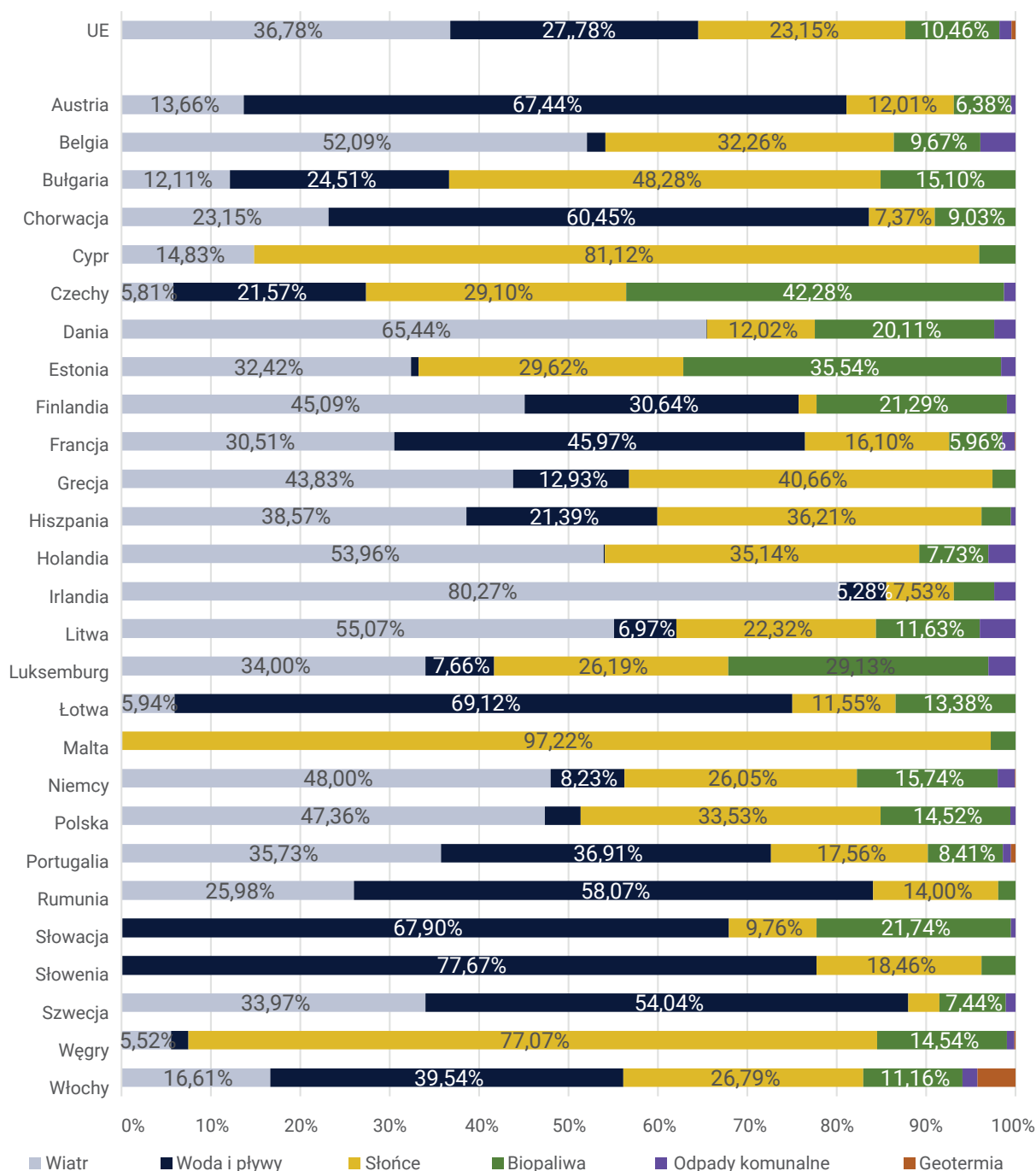
Szczególnie te państwa UE, które cechują się stosowną rzeźbą terenu oraz ilością potoków górskich, korzystają z energetyki wodnej. Prym w tej dziedzinie wiodą kraje z brakiem dostępu do morza oraz o górskiej rzeźbie terenu. Wśród tych krajów znajdują się m.in. Słowenia (77,7%), Słowacja (67,9%), Austria (67,4%).

Z kolei uzupełnieniem lub alternatywą dla energetyki wiatrowej i wodnej jest energetyka słoneczna. Energetyka słoneczna jest głównym komponentem OZE w takich krajach jak: Malta (97,2%), Cypr (81,1%), Węgry (77,1%) oraz Bułgaria (48,3%).

W wielu krajach uzupełnieniem miksu energetycznego OZE są także biopaliwa i bioodpady. Na uwagę zasługuje fakt, iż stanowią one podstawę OZE w Czechach (42,3%) oraz Estonii (35,5%).

W 2000 roku całkowita moc zainstalowanych źródeł energii elektrycznej krajów obecnie wchodzących w skład Unii Europejskiej wynosiła nieznacznie ponad 580 GW. Na koniec 2024 roku moc ta wzrosła niemal dwukrotnie do poziomu 1125,7 GW. Wśród krajów dysponujących największymi mocami w UE są: Niemcy, Francja, Włochy, Hiszpania, Polska, Holandia i Szwecja. Tylko te siedem krajów posiada 75% mocy zainstalowanych w całej Unii Europejskiej. Wśród krajów, które najbardziej dynamicznie rozwinęły swoje systemy, należy wyróżnić przede wszystkim Holandię, której moce zainstalowane w latach 2000-2024 wzrosły ponad 4,4-krotnie. W tym samym czasie moce w Polsce wzrosły ponad 2,15-krotnie, w Hiszpanii 3-krotnie, w Niemczech 2,38-krotnie, a w Czechach 1,62-krotnie.

Analizując dane pod kątem zmian mocy zainstalowanych w podziale na źródła wytwarzania, wyraźnie widoczna jest dokonywana w UE w XXI wieku rewolucja energetyczna. W okresie od 2000 do 2008 roku dostrzegalna jest stabilizacja mocy elektrowni węglowych, lekki przyrost mocy elektrowni gazowych i umiarkowany przyrost mocy z OZE. Od 2008 roku widoczna jest zmiana polityki energetycznej całej UE, której przejawem był bardzo dynamiczny rozwój mocy z OZE przy jednoczesnym spadku mocy

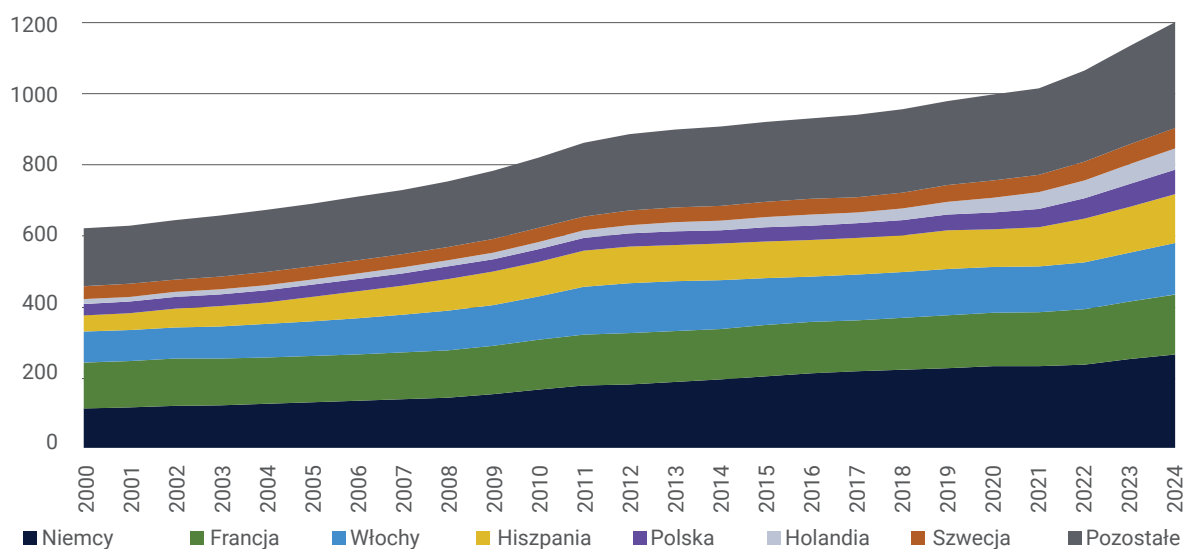
**Rys. 13.** Miks odnawialnych źródeł energii w produkcji prądu w 2024 roku

Źródło: opracowanie własne Zespołu Badań i Analiz ZBP, dane Eurostat

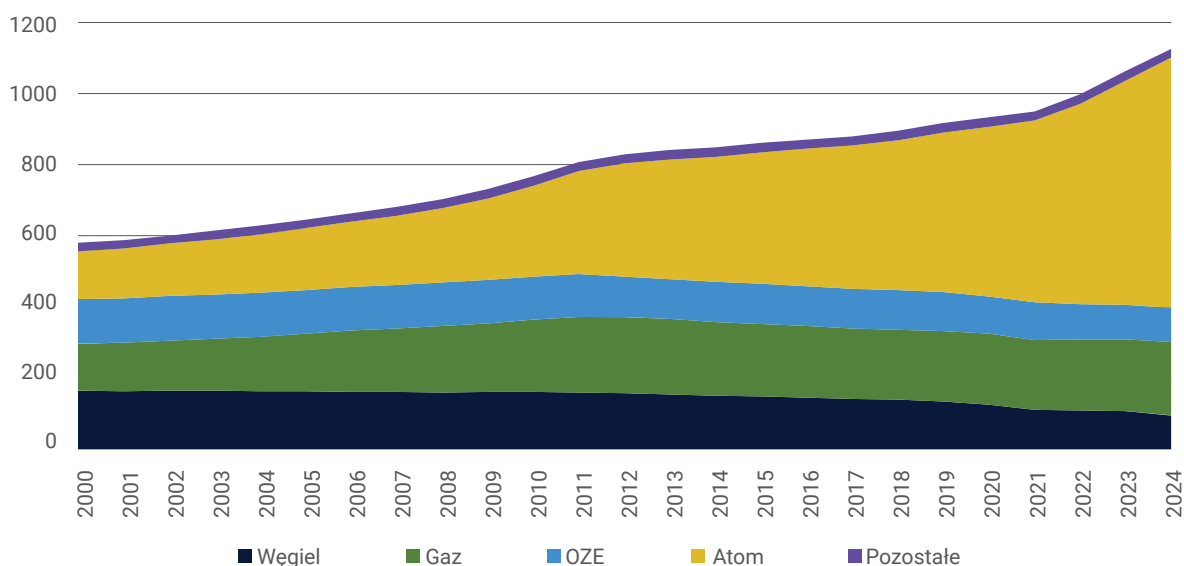
z elektrowni węglowych i atomowych. Na początku XXI wieku moc czterech głównych rodzajów źródeł wynosiła: węgiel – 165 MW, OZE – 135 MW, gaz – 132 MW, atom – 125 MW. Dynamiczny wzrost zainteresowania źródłami OZE i wprowadzenie obostrzeń związanych z polityką klimatyczną znacznie wpłynęły na zmianę zainstalowanych mocy w poszczególnych grupach. Na koniec 2024 roku moce z OZE wyniosły 702,6 MW i były ponad 7-krotnie wyższe niż moce elektrowni węglowych (95,8 MW) i atomowych

(96,7 MW), a także blisko 3,5-krotnie wyższe niż moce elektrowni gazowych. W ciągu dwóch i pół dekady moce z OZE wzrosły 5,2-krotnie, a z elektrowni gazowych o 55%. Z drugiej strony moce energetyki atomowej spadły o 23%, a elektrowni węglowych o 41,8%.

W 2000 roku europejski miks mocy zainstalowanych był mocno zrównoważony pomiędzy czterema głównymi źródłami energii elektrycznej. Wtedy udział

**Rys. 14.** Moce zainstalowane źródeł energii elektrycznej wg kraju

Źródło: opracowanie własne Zespołu Badań i Analiz ZBP, dane Ember

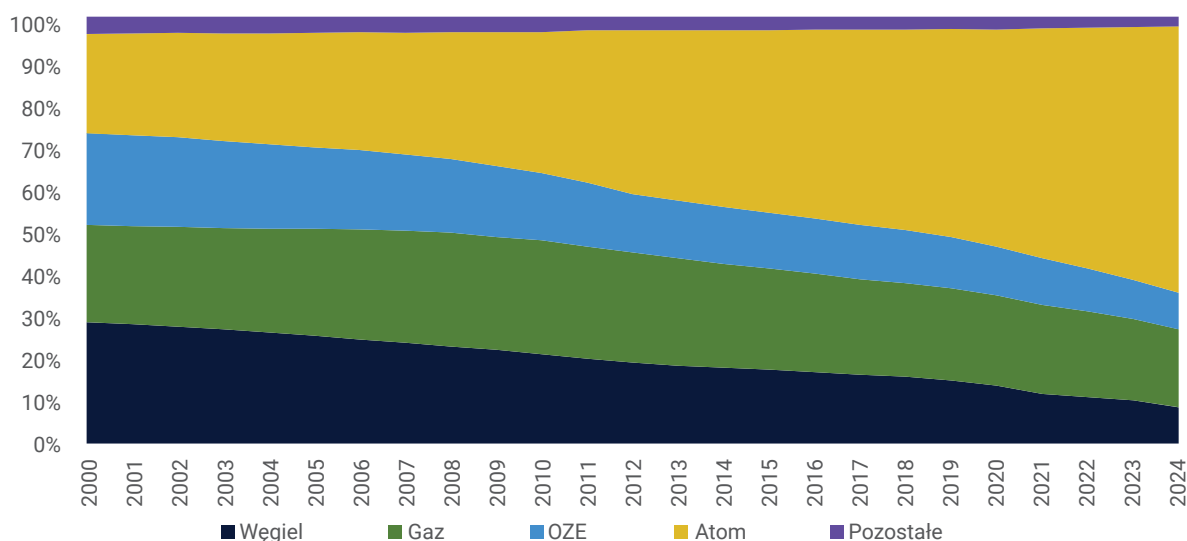
**Rys. 15.** Moce zainstalowane źródeł energii elektrycznej wg źródła wytwarzania

Źródło: opracowanie własne Zespołu Badań i Analiz ZBP, dane Ember

węgla w mocach wytwórczych stanowił 28,4%, atomu 23,2%, gazu 22,8%. Dynamiczny rozwój OZE spowodował, że na koniec 2020 roku OZE stanowiły ponad połowę całkowitej mocy zainstalowanej energii elektrycznej w Unii Europejskiej, zaś na koniec 2024 roku było to już ponad 62%. Na koniec tego samego roku udział elektrowni gazowych w całkowitej mocy zainstalowanej stanowił 18,2%, elektrowni atomowych 8,6%, a węglowych 8,5%.

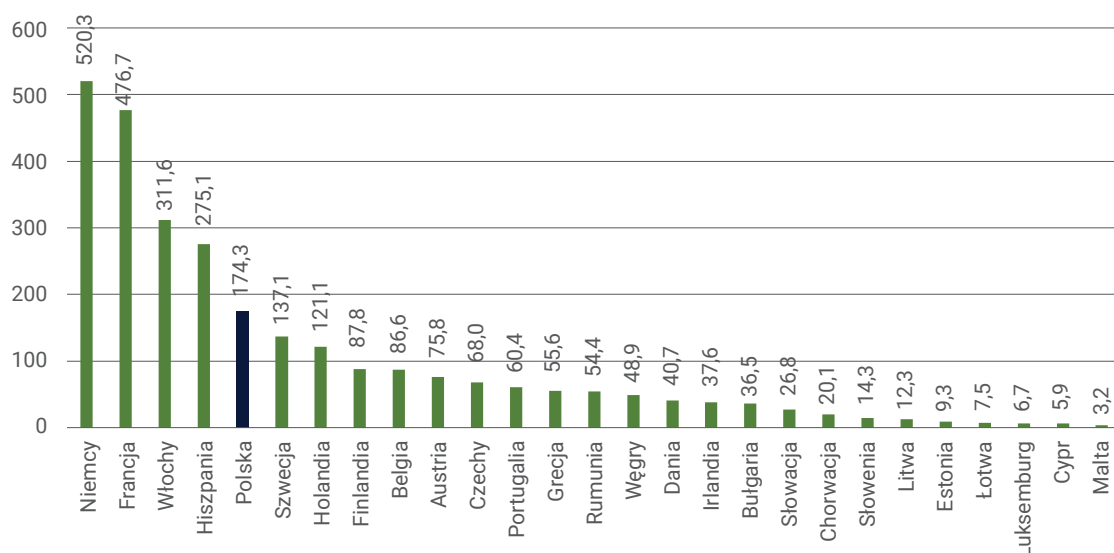
Odpowiednie moce wytwórcze są niezbędne, aby zaspokoić popyt rynkowy na energię elektryczną.

Transformacja energetyczna musi cechować się skutecznością i nie może doprowadzić do braków w dostawach energii elektrycznej do konsumentów. W 2025 roku całkowity popyt na energię elektryczną w Unii Europejskiej wyniósł 2774,6 TWh. Największe zapotrzebowanie na poziomie 520,3 TWh (18,75%) zgłaszały Niemcy, Francja na poziomie 476,7 TWh (17,18%) oraz Włochy na poziomie 311,6 TWh (11,23%). Polska gospodarka była piątą gospodarką w UE pod względem zgłaszanego poziomu popytu na energię elektryczną (174,3 TWh).



Rys. 16. Udział poszczególnych rodzajów źródeł energii elektrycznej w mocach wytwórczych

Źródło: opracowanie własne Zespołu Badań i Analiz ZBP, dane Ember



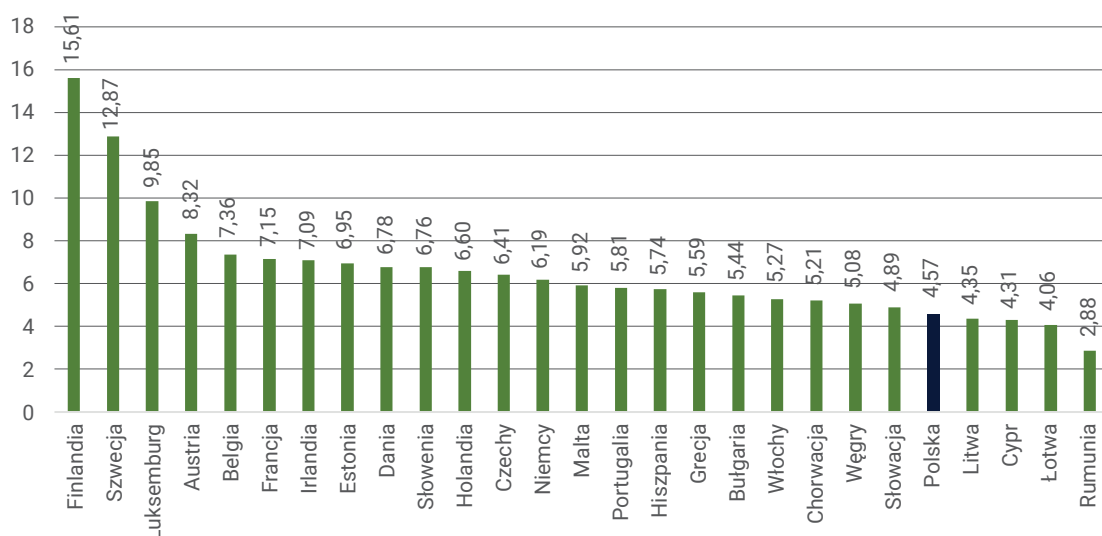
Rys. 17. Popyt na energię elektryczną w krajach UE w 2025 roku (TWh)

Źródło: opracowanie własne Zespołu Badań i Analiz ZBP, dane Ember

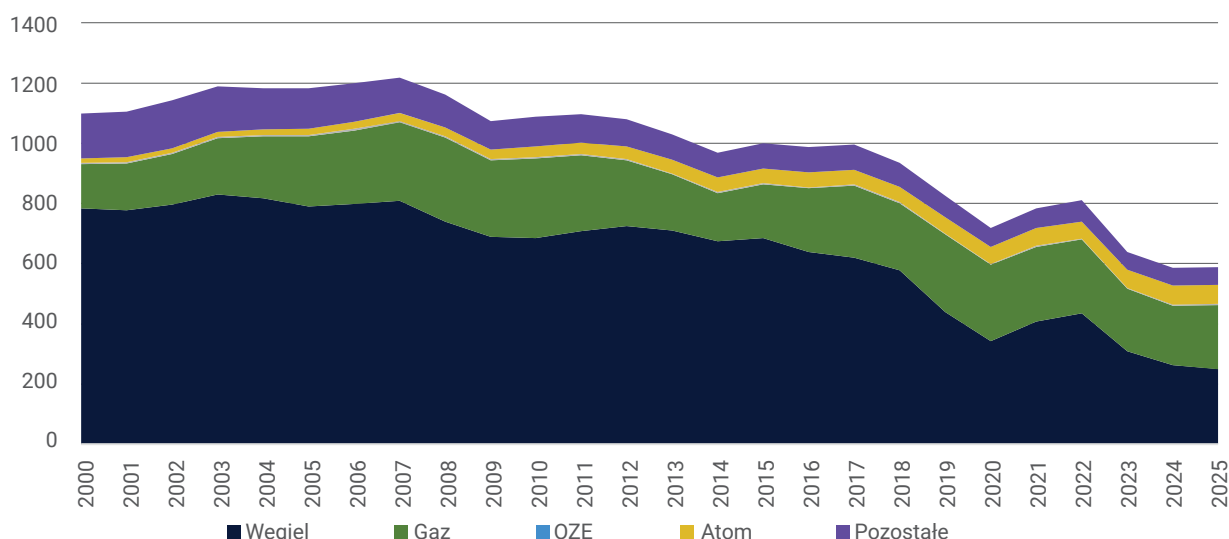
Zestawiając zgłaszany przez poszczególne kraje UE popyt na energię elektryczną z populacją danych krajów, następuje mocne przetasowanie rankingu. Polska z popytem 4,57 MWh plasuje się na piątym miejscu od końca w całej UE. Z drugiej strony najwyższe zapotrzebowanie per capita występuje w Finlandii (15,6 MWh), Szwecji (12,9 MWh) oraz w Luksemburгу (9,9 MWh).

Celem przeprowadzanej transformacji energetycznej w UE było przede wszystkim obniżenie jej emisyjności i szkodliwości dla środowiska naturalnego m.in. poprzez ograniczenie emisji gazów cieplarnianych,

w tym dwutlenku węgla (CO_2). Patrząc sumarycznie na skalę emisji dwutlenku węgla w UE, widoczny był postępujący wzrost emisji do 2007 roku. Wtedy to europejski sektor energetyczny wyemitował ponad 1200 Mt CO_2 , czyli ponad 1 200 000 000 000 kg. Transformacja polegająca na modernizacji istniejących w tamtym okresie elektrowni węglowych i gazowych wraz z ograniczeniem części z nich na rzecz wytwarzania energii z OZE pozwoliły na istotną redukcję poziomu emisji dwutlenku węgla do atmosfery. Na koniec 2025 roku sektor energetyczny wyemitował 587,1 Mt CO_2 , a zatem o ponad 50% mniej niż w rekordowym 2007 roku.

**Rys. 18.** Popyt na energię elektryczną per capita w krajach UE w 2025 roku (MWh)

Źródło: opracowanie własne Zespołu Badań i Analiz ZBP, dane Ember

**Rys. 19.** Emisja CO₂ wg źródła wytwarzania (Mt CO₂)

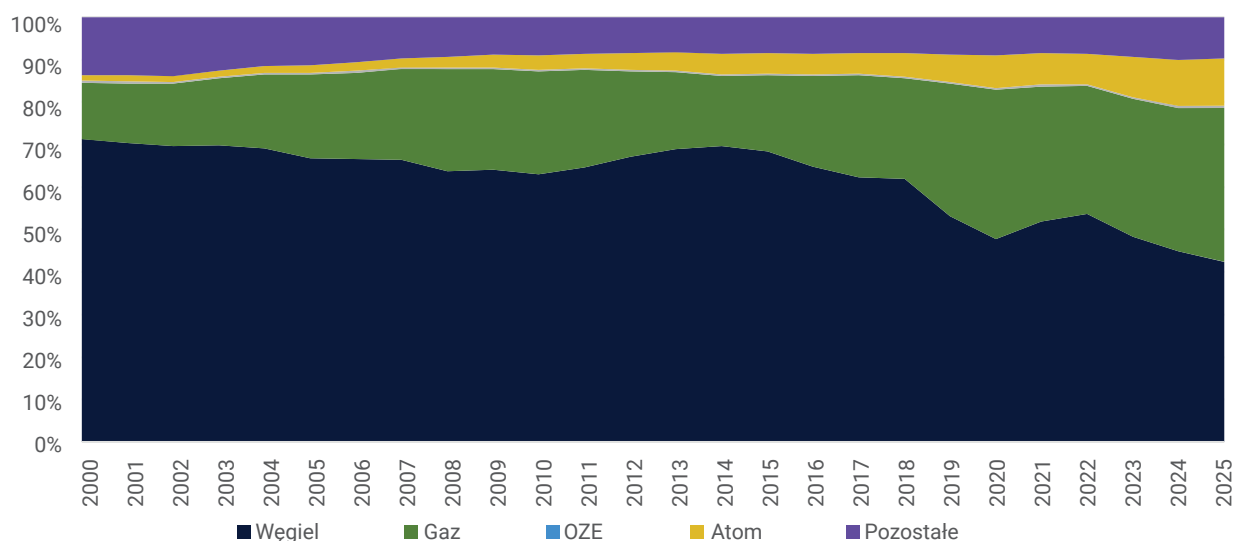
Źródło: opracowanie własne Zespołu Badań i Analiz ZBP, dane Ember

Weryfikując udział poszczególnych źródeł energii w emisji CO₂ do atmosfery zauważalny jest udział w ok. 80-85% elektrowni węglowych i gazowych. Na przestrzeni ostatnich 25 lat zaobserwować można jednak spadek udziału węgla na rzecz gazu. Co istotne, marginalny udział emisji ma atom, który odpowiadał za zaledwie 0,54% emisji CO₂, stąd atom postrzegany jest jako bezemisyjne źródło wytwarzania energii. W przypadku OZE nie można mówić o pełnej bezemisyjności, zaś wyłączając węgiel i gaz, najbardziej emisyjne są w tej grupie biopaliwa.

Wśród największych emitentów CO₂ w UE należy wskazać Niemcy, Polskę, Włochy, Hiszpanię oraz

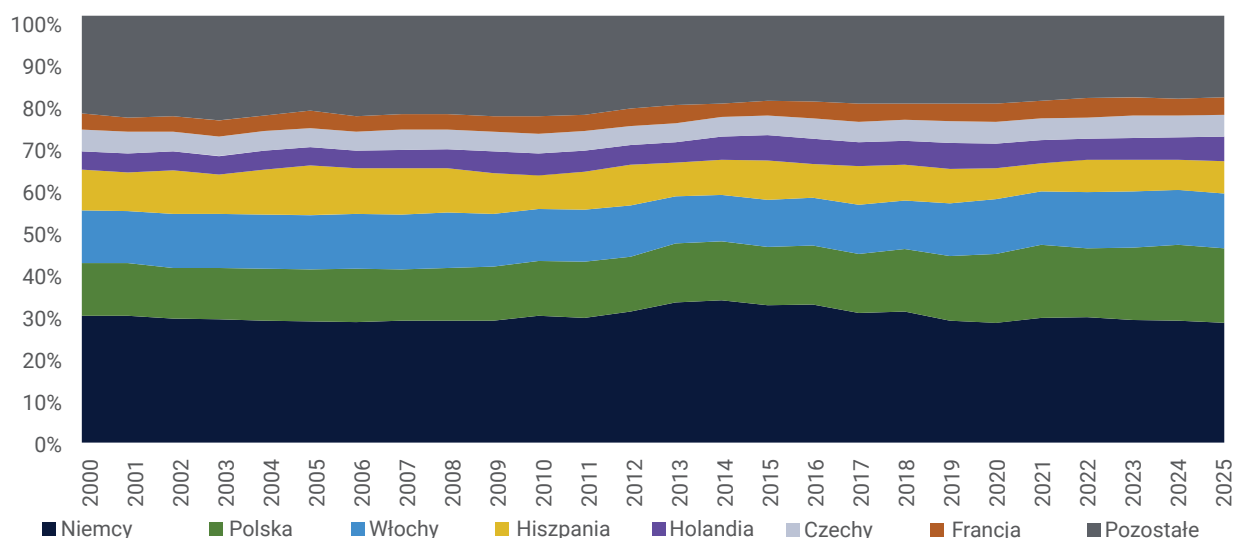
Holandię. Na koniec 2025 roku pięciu największych emitentów odpowiedzialnych było za uwolnienie ok. 70% dwutlenku węgla do atmosfery. W latach 2000-2025 niezmiennie największym emitentem były Niemcy, które odpowiadały każdego roku za ok. 30% emisji w UE. W tym okresie doszło także do zamiany na drugim miejscu pomiędzy Włochami a Polską.

Pośród wszystkich gospodarek Unii Europejskiej najwyższy poziom emisji CO₂ w przeliczeniu na jedną kWh energii elektrycznej wykazuje Polska (588,6 g/kWh). Wysoki poziom emisyjności w 2025 roku miały także Czechy oraz Niemcy, które w znacznej mierze polegają na energetyce



Rys. 20. Udział poszczególnych rodzajów źródeł energii elektrycznej emisji CO w latach 2000-2025

Źródło: opracowanie własne Zespołu Badań i Analiz ZBP, dane Ember



Rys. 21. Udział poszczególnych gospodarek Unii Europejskiej w emisyjności CO₂ w 2025 roku

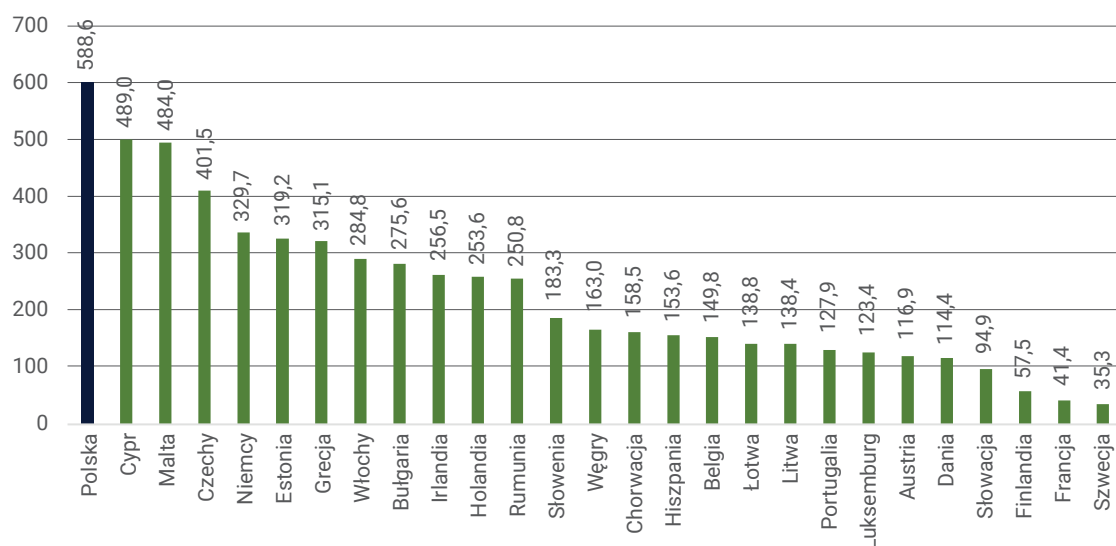
Źródło: opracowanie własne Zespołu Badań i Analiz ZBP, dane Ember

węglowej i gazowej. Z kolei krajami o niskiej emisji były Szwecja, Francja, Finlandia i Słowacja, czyli kraje posiadające istotny udział energetyki atomowej w swoim miksie.

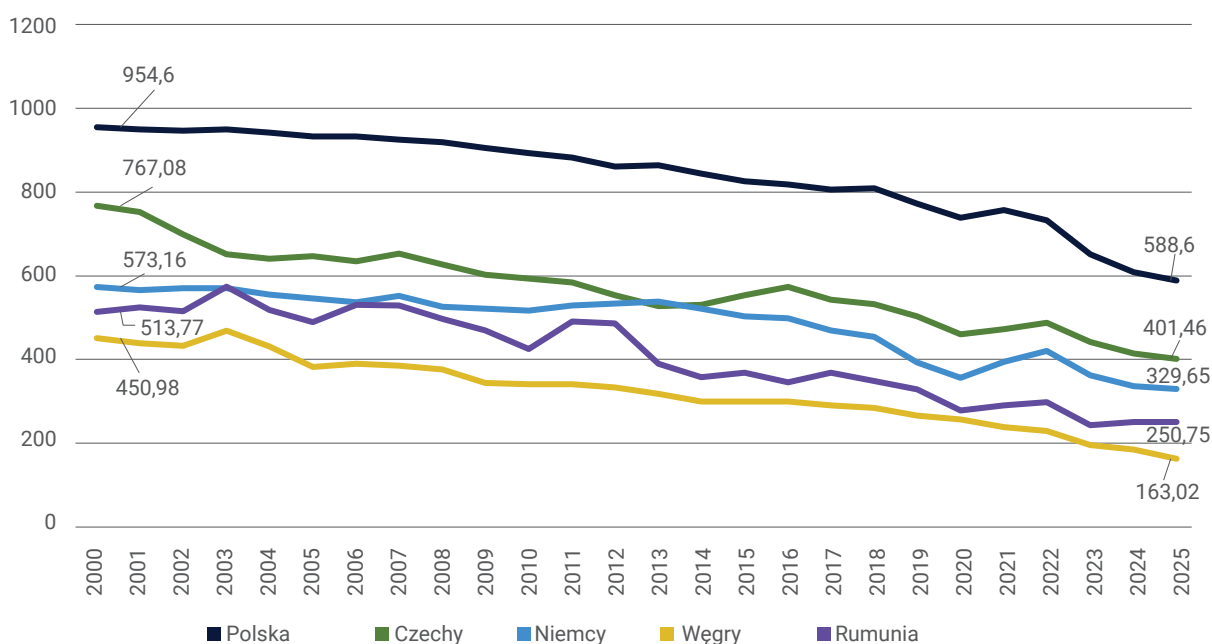
Pomimo faktu, iż Polska charakteryzuje się największą emisyjnością w przeliczeniu na jednostkę wytworzonej energii, to z drugiej strony widoczny jest znaczący proces dekarbonizacji polskiego sektora energetycznego. W 2000 roku emisyjność CO₂ wynosiła 954,6 g/kWh i na przestrzeni ostatnich 25 lat redukcja wyniosła 366 g/kWh. Mimo to obecny poziom emisji pozostaje znacznie wyższy niż w Niemczech, Węgrzech czy Rumunii na koniec 2000 roku.

Skuteczność ograniczania emisyjności można również mierzyć za pomocą określenia stopnia ograniczenia emisyjności. W latach 2000-2025 Polska ograniczyła emisyjność CO₂/kWh o 39%, jednak nie jest to wynik w pełni satysfakcjonujący, gdyż w tym samym okresie Niemcy ograniczyły swoją emisyjność o blisko 42,5%, Czechy o blisko 47,7%, Rumunia o 52,2%, a Węgry o 63,8%.

Wykres przedstawiający godzinową produkcję energii elektrycznej oraz intensywność emisji CO₂ w wybranych krajach Europy w 2024 roku wskazuje na istnienie wyraźnych różnic między systemami elektroenergetycznymi poszczególnych państw, które wynikają przede wszystkim z ich struktury miksu energetycznego. Kraje

**Rys. 22.** Emisyjność CO₂ przeliczeniu na kWh wytworzonej energii elektrycznej w 2025 roku (g/kWh)

Źródło: opracowanie własne Zespołu Badań i Analiz ZBP, dane Ember

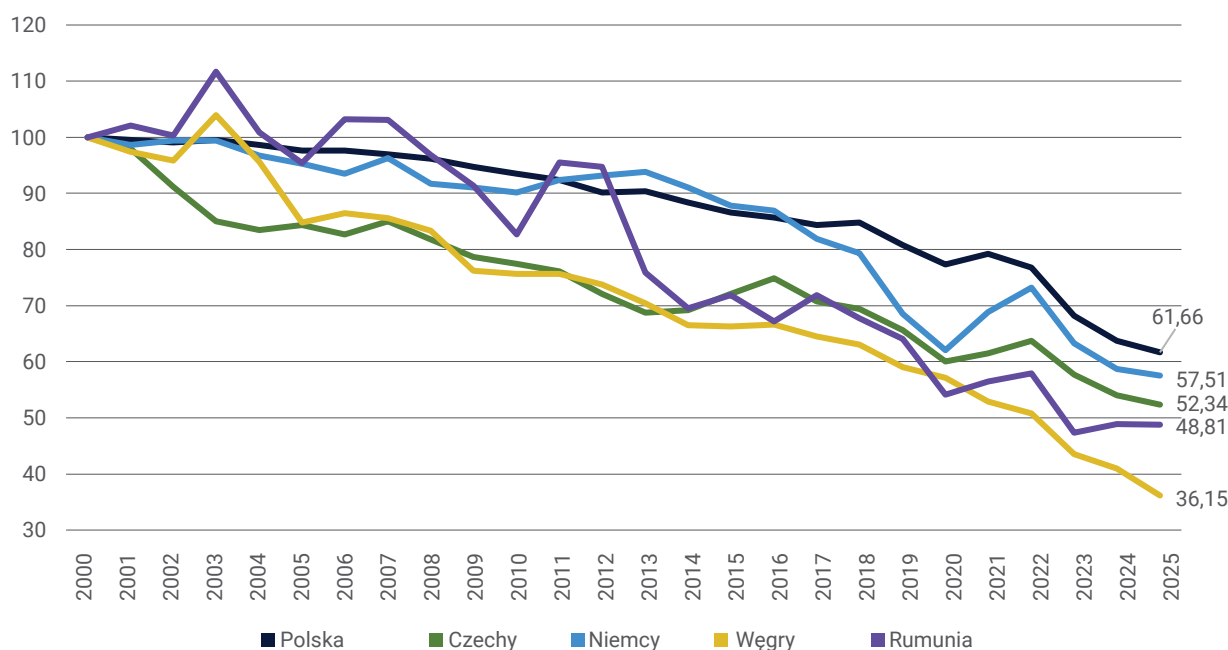
**Rys. 23.** Emisyjność CO₂ wybranych gospodarek Unii Europejskiej w latach 2000-2025 (g/kWh)

Źródło: opracowanie własne Zespołu Badań i Analiz ZBP, dane Ember

o wysokim udziale odnawialnych źródeł energii oraz energetyki jądrowej, takie jak Francja czy Szwecja, charakteryzują się relatywnie niską intensywnością emisji CO₂ oraz większą stabilnością poziomu emisyjności w ciągu doby. Na tle analizowanych państw Polska wyróżnia się jedną z najwyższych dobowych intensywności emisji CO₂, co jest konsekwencją dominującej roli paliw kopalnych, przede wszystkim węgla kamiennego i brunatnego, w krajowym systemie elektroenergetycznym. Widoczna jest również znacząca zmienność godzinowa produkcji energii oraz poziomu emisji,

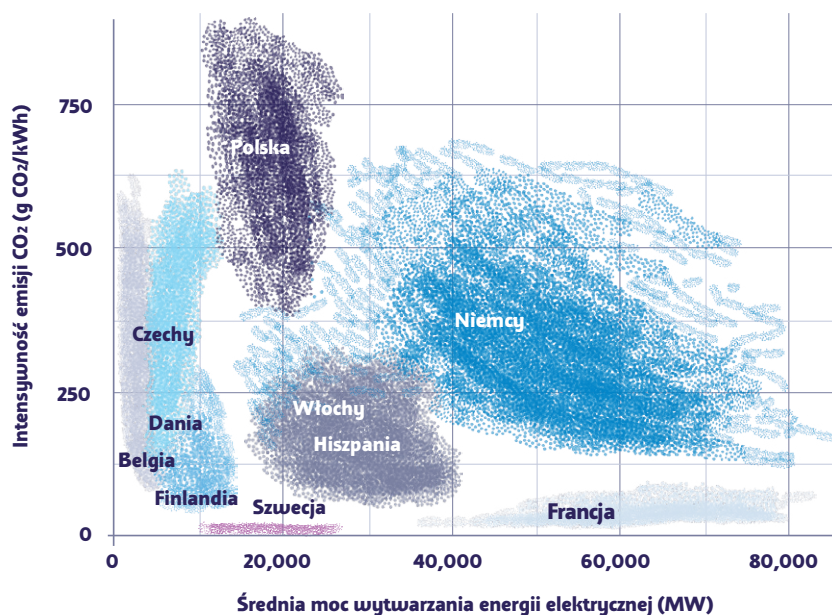
związana zarówno z wahaniami zapotrzebowania na energię w ciągu 24 godzin, jak i zmiennym udziałem odnawialnych źródeł energii zależnych od warunków pogodowych.

Istotnym czynnikiem, warunkującym ceny energii w krajach UE, były także koszty nabycia uprawnień do emisji CO₂ (EUA) notowane na giełdzie European Energy Exchange. W latach 2023–2026 ceny te charakteryzowały się wysoką zmiennością, pozostając jednocześnie na relatywnie wysokim poziomie



Rys. 24. Dynamika emisyjności wybranych gospodarek Unii Europejskiej w latach 2000-2025 ($\text{CO}_2/\text{g/kWh}$)

Źródło: opracowanie własne Zespołu Badań i Analiz ZBP, dane Ember

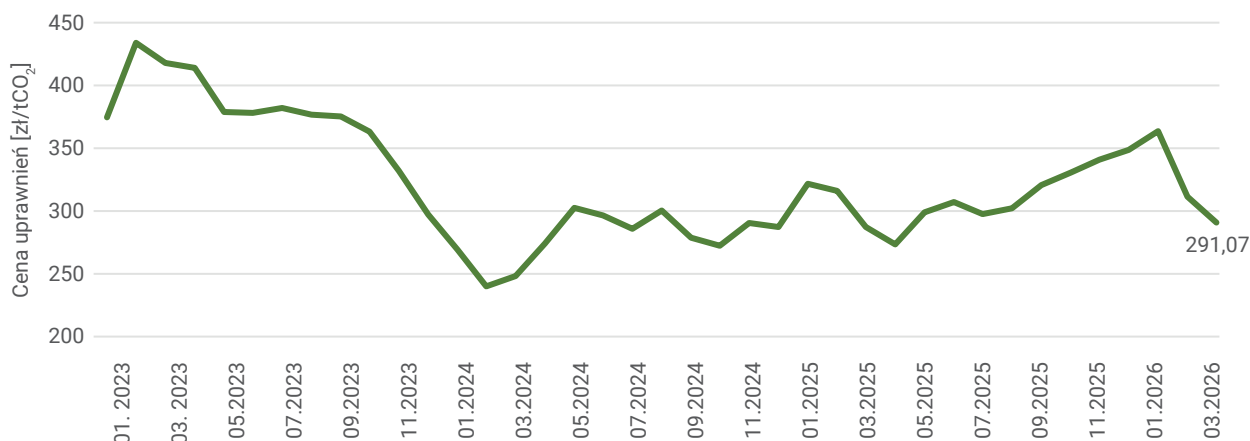


Rys. 25. Produkcja energii elektrycznej i intensywność emisji CO_2 w ujęciu godzinowym w wybranych krajach Europy [2024]

Źródło: Arthur D. Little, ENTSO-E, Komisja Europejska, Europejska Agencja Środowiska (EEA)

z perspektywy kosztów funkcjonowania europejskiej energetyki i przemysłu. Na początku 2023 roku ceny EUA przekraczały 430 zł/tCO_2 , po czym w 2024 r. nastąpił wyraźny ich spadek do ok. 240 zł/tCO_2 . W kolejnych kwartałach ceny ponownie wzrosły, osiągając na początku 2026 r. poziom przekraczający 360 zł/tCO_2 . W marcu 2026 r. cena uprawnień wynosiła $291,1 \text{ zł/tCO}_2$. Wysoki poziom cen uprawnień do emisji CO_2 istotnie wpływał w tym okresie na koszt

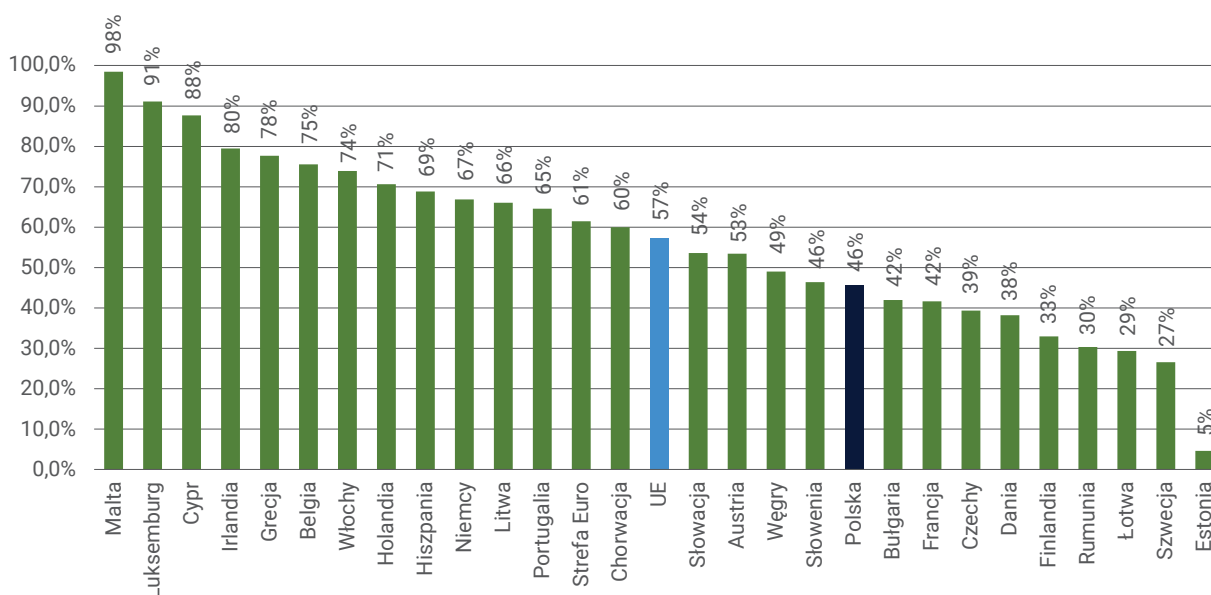
wytwarzania energii ze źródeł konwencjonalnych. Biorąc pod uwagę polski miks energetyczny należy stwierdzić, że na tle innych krajów UE Polska pozostaje jedną z gospodarek najbardziej narażonych na wzrost kosztów systemu EU ETS. Jednocześnie państwa posiadające większy udział energetyki jądrowej i OZE cechują się mniejszym stopniem obciążenia kosztami EU ETS, co wzmacnia ich przewagę konkurencyjną na arenie międzynarodowej.

**Rys. 26.** Ceny uprawnień do emisji CO₂ na giełdzie European Energy Exchange [zł/tCO₂]

Źródło: opracowanie ZBiA. Dane: Forum Energii, Miesięcznik Forum Energii Marzec 2026 – Chaos na rynku paliw

Istotnym czynnikiem wpływającym także na poziom cen energii w krajach UE pozostaje stopień uzależnienia poszczególnych gospodarek od importu energii. W 2024 r. średni stopień uzależnienia gospodarek Unii Europejskiej od importu energii wyniósł 57%, jednak pomiędzy poszczególnymi państwami członkowskimi widoczne było bardzo duże zróżnicowanie w tym aspekcie. Najwyższy poziom uzależnienia od importu energii odnotowano w państwach o ograniczonych zasobach własnych oraz niewielkiej powierzchni, takich jak Malta (98%), Luksemburg (91%) oraz Cypr (88%). Najniższy stopień uzależnienia od importu energii wystąpił w Estonii (5%), Szwecji (27%), Łotwie (29%)

oraz Rumunii (30%). Kraje te korzystają w większym stopniu z własnych zasobów energetycznych, energetyki wodnej, biomasy lub energii jądrowej, co ogranicza konieczność stosowania przez nie importu. Dane te wskazują, że mimo postępującej transformacji energetycznej kraje UE pozostają w znacznym stopniu zależne od importu energii. Na tym tle Polska, ze wskaźnikiem uzależnienia od importu energii na poziomie 46%, plasowała się wyraźnie poniżej średniej dla UE. Oznacza to relatywnie większy poziom bezpieczeństwa energetycznego na tle większości państw członkowskich, jednak należy zaznaczyć, że wynikał on z nadal istotnej roli węgla w krajowym miksie energetycznym.

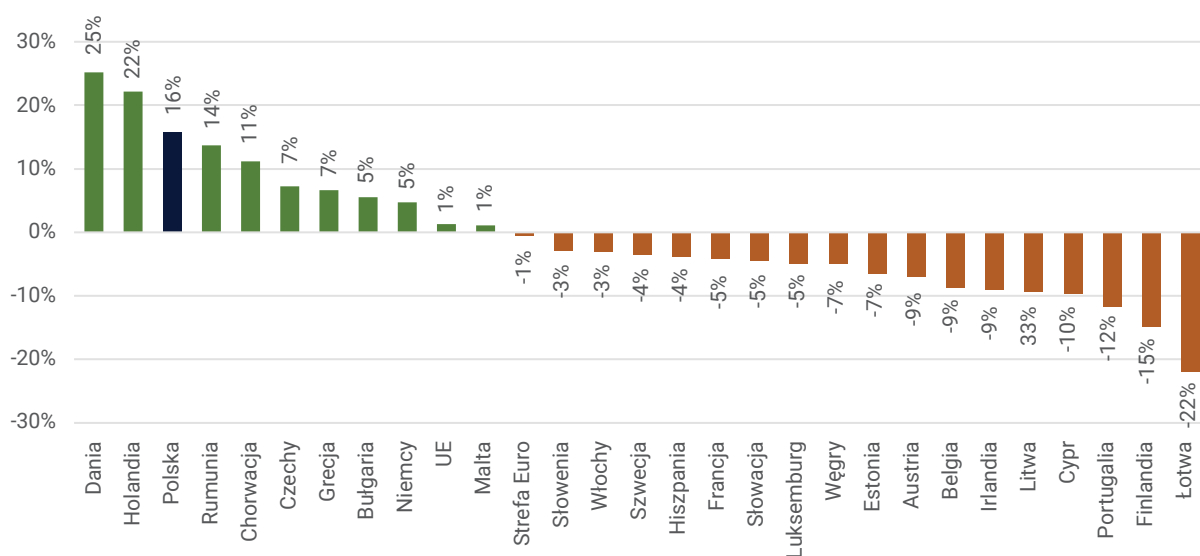
**Rys. 27.** Stopień uzależnienia gospodarek UE od importu energii [2024]

Źródło: opracowanie własne Zespołu Badań i Analiz ZBP, dane Eurostat



W latach 2015-2024 w państwach Unii Europejskiej widoczne było wyraźne zróżnicowanie zmian poziomu uzależnienia od importu energii. Dla całej UE wskaźnik ten wzrósł w analizowanym okresie jedynie o 1%, jednak pomiędzy poszczególnymi gospodarkami odnotowano istotne różnice. Największy wzrost zależności od importu energii wystąpił w Danii (+25%) oraz Holandii (+22%). Jednocześnie w wielu państwach członkowskich obserwowano spadek

poziomu uzależnienia importowego. Największe ograniczenie zależności od importu energii odnotowano na Łotwie (-22%), w Finlandii (-15%) oraz Portugalii (-12%). Na tle państw UE Polska wyróżniała się relatywnie wysokim wzrostem zależności od importu energii, który w analizowanym okresie wyniósł +16%. Pomimo tej tendencji poziom uzależnienia od importu energii w Polsce w 2024 r. pozostawał nadal poniżej średniej unijnej.



Rys. 28. Zmiana zależności importu energii w krajach UE [2024 vs 2015]

Źródło: opracowanie własne Zespołu Badań i Analiz ZBP, dane Eurostat

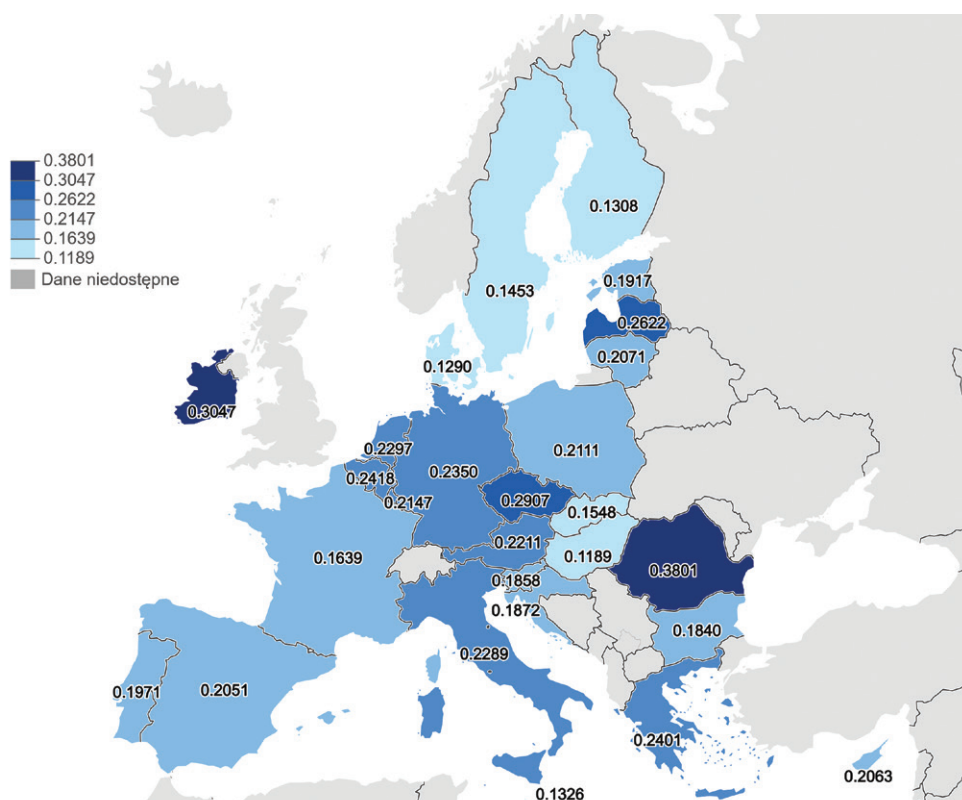


Ceny energii w krajach UE



Patrząc przekrojowo na ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych w państwach Unii Europejskiej widoczna jest ich regionalizacja. Najtańszy prąd w parytecie siły nabywczej (PPS) wykazują Węgrzy, Duńczycy, Finowie, Szwedzi i Słowacy. Z kolei najdroższy prąd w drugiej połowie 2025 roku odnotowywali Rumuni oraz Irlandczycy. Przeciętne ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych w Rumunii były ponad 3 krotnie wyższe od cen na Węgrzech.

Na ceny prądu w poszczególnych krajach wpływ miały także źródła pochodzenia energii elektrycznej. Z reguły niższe ceny prądu były w krajach posiadających wysoki udział OZE oraz energii atomowej. Udział OZE i energii atomowej na Węgrzech wynosił 73,6%, w Danii 88,9%, w Finlandii 95,3%, w Szwecji 98,8% i na Słowacji 84,2%. Wyższe ceny energii elektrycznej w Europie występowały z reguły w krajach bardziej opartych o elektrownie węglowe i gazowe.



Rys. 29. Ceny energii elektrycznej w II półroczu 2025 r. (PPS, EUR/kWh)

Źródło: opracowanie własne Zespołu Badań i Analiz ZBP, dane, kartografia: Eurostat

Zestawiając zmiany cen energii w poszczególnych krajach UE ze zmianami w ich strukturze produkcji energii elektrycznej w czasie widoczne są zbieżności ich zmiany w parytecie siły nabywczej (PPS). W stosunku do 2015 wysokie tempo wzrostu cen obserwowano przede wszystkim w Rumunii, Niemczech i Czechach. Umiarkowany wzrost odnotowano w Polsce i Bułgarii, a spadek na Węgrzech.

Wzrost cen energii w Niemczech należy wiązać przede wszystkim z wyłączeniem energii atomowej z systemu produkcji energii elektrycznej i zastąpienie jej w bardzo krótkim czasie przez OZE. Równocześnie Niemcy w tym czasie zmniejszały udział elektrowni węglowych, co przekładało się na spadek stabilności produkcji całego systemu elektroenergetycznego.

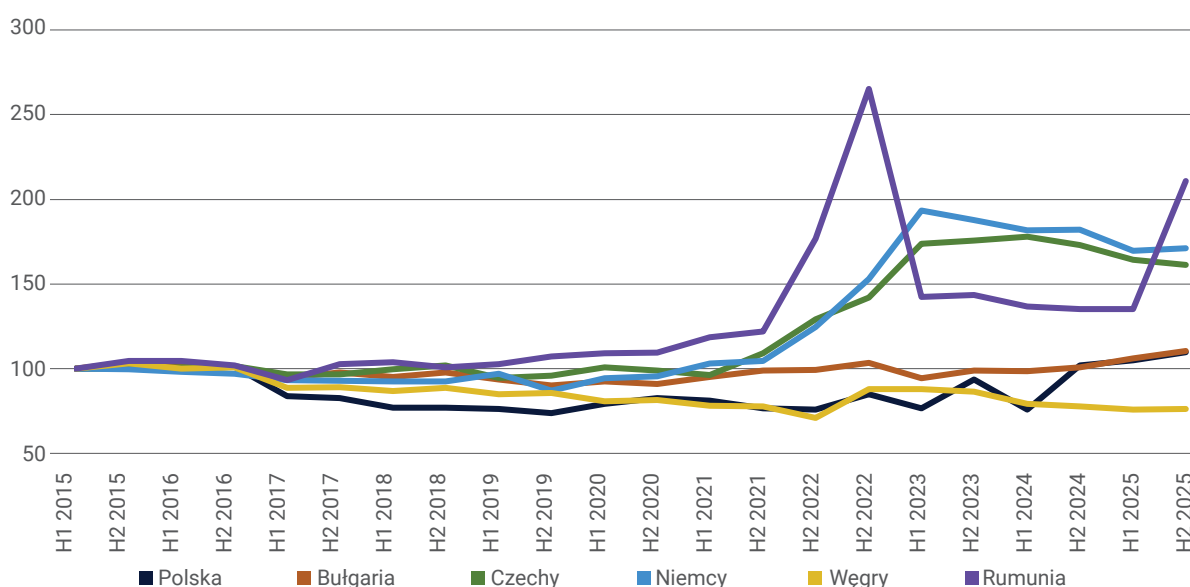
W przypadku Czech wzrost można powiązać z niewielkim udziałem OZE w miksie, z czego 40% stanowiły stosunkowo drogie biopaliwa.

Niezależnie od kraju czynnikiem wpływającym na ceny prądu w krajach regionu były ceny importowanych surowców energetycznych z Rosji, których import w wyniku wybuchu wojny w Ukrainie należało ograniczyć. W związku z tym zaistniała potrzeba dywersyfikacji źródeł importu tych surowców. Sytuacja ta szybko przełożyła się na wzrost cen, w szczególności gazu, które stosunkowo mocno przełożyły się na ceny energii w Niemczech i Czechach. Z kolei spadek cen energii elektrycznej na Węgrzech możliwy był dzięki sukcesywnemu zwiększaniu udziału OZE w miksie energetycznym oraz posiadaniu przez ten kraj stabilnego źródła



energii w postaci elektrowni atomowych. Z drugiej strony Węgry ograniczały stopniowo udział elektrowni węglowych i gazowych, co przełożyło się na mniejsze obciążenia klimatyczne generowanego prądu, a tym samym ograniczenie kosztów z tytułu nabycia uprawnień do emisji CO₂. Ponadto, Węgry nie zrezygnowały

całkowicie z importu gazu z Rosji. W przypadku Polski niewielki wzrost cen energii należy powiązać ze skutecznym wypieraniem węgla przez OZE, a w przypadku gazu, z odpowiednio wcześniej rozpoczętymi pracami nad alternatywnymi źródłami importu paliw z Norwegii przy użyciu gazociągu Baltic Pipe.

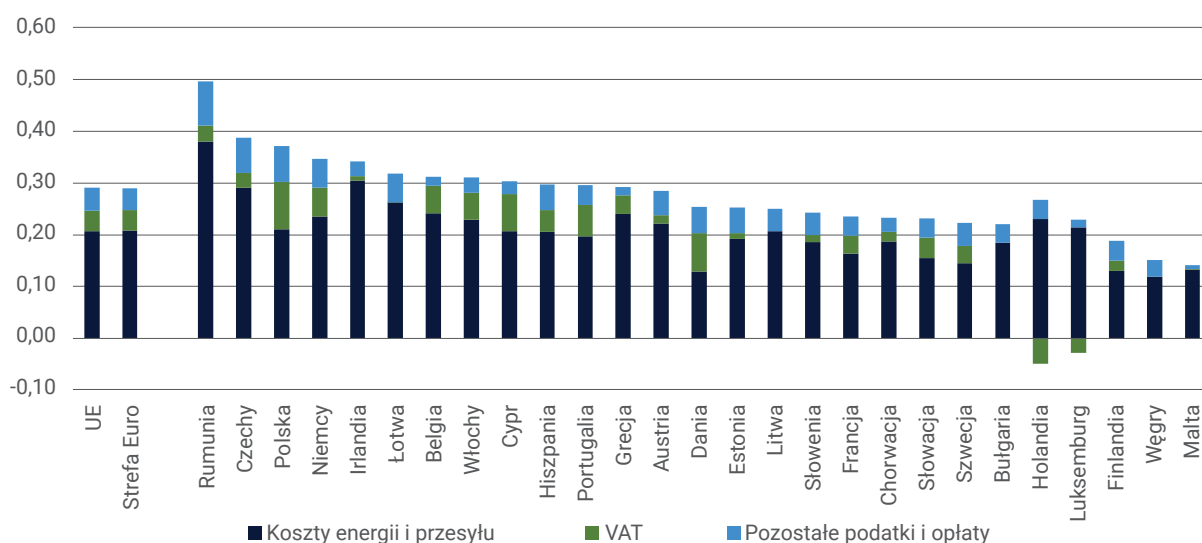


Rys. 30. Dynamika cen energii elektrycznej dla gospodarstw domowych (100=H1 2025, PPS)

Źródło: opracowanie własne Zespołu Badań i Analiz ZBP, dane, kartografia: Eurostat

Na ceny energii dla gospodarstw domowych istotny wpływ mają także nałożone podatki i opłaty. W finalnej cenie energii podatki i opłaty największy udział stanowią w Danii (49%) i w Polsce (43%). Średnia dla Unii Europejskiej wynosi 29%. Podatki i opłaty

w Polsce niemalże podwajają finalną cenę prądu dla gospodarstw domowych, przez co **w Polsce odnotowuje się trzeci realnie najdroższy prąd w całej UE**. Droższy prąd w przeliczeniu PPS mają jedynie Czesi i Rumuni.

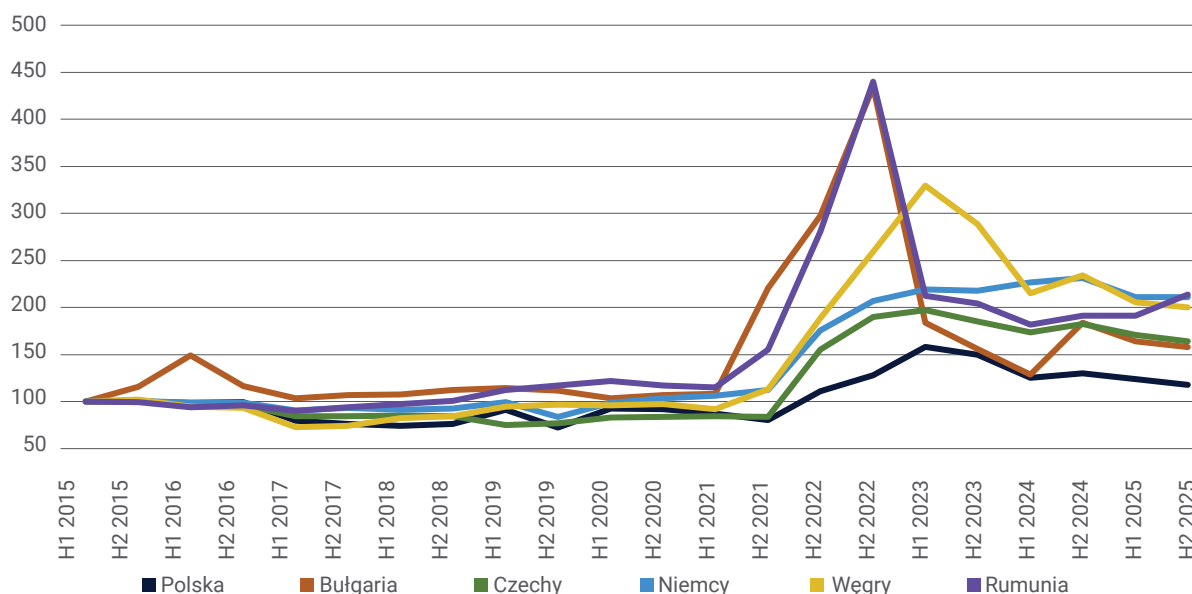


Rys. 31. Ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych, 2H 2025 (EUR/kWh, PPS)

Źródło: opracowanie własne Zespołu Badań i Analiz ZBP, dane: Eurostat

Dynamiczny wzrost cen energii elektrycznej dotyczył również cen w taryfach dla przedsiębiorstw. Szczególnie silny wzrost dotyczył lat 2022-2023, czyli szoku energetycznego wywołanego wojną w Ukrainie.

W przypadku zmian ceny taryf dla przedsiębiorstw najmniejszą zmianę względem pierwszego półrocza 2015 odnotowano w Polsce (+17,9%), zaś największy wzrost – w Rumunii (+113,7%).

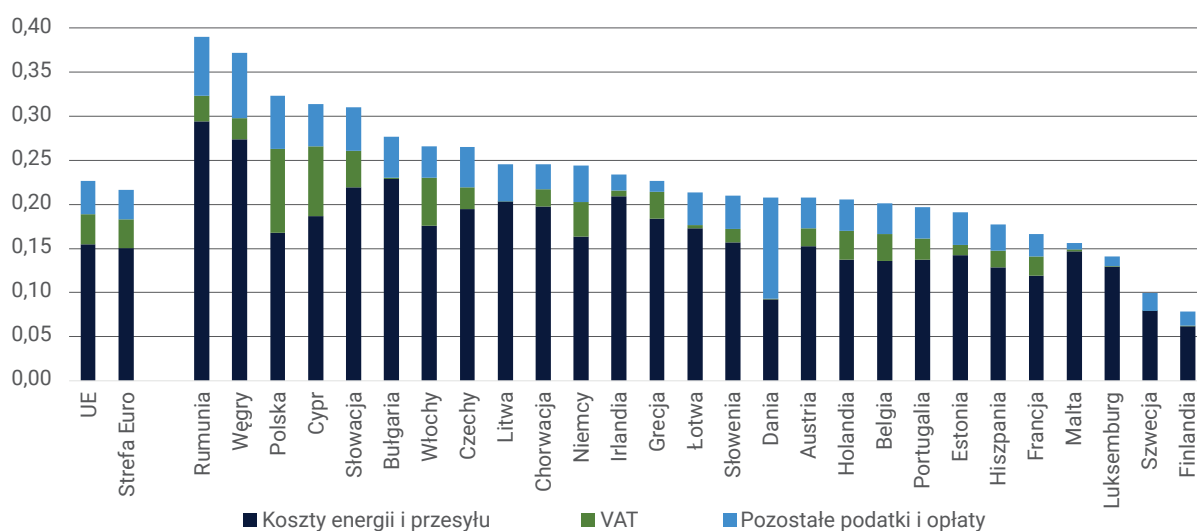


Rys. 32. Dynamika cen energii elektrycznej dla przedsiębiorstw (100=H1 2025, PPS)

Źródło: opracowanie własne Zespołu Badań i Analiz ZBP, dane: Eurostat

W przypadku dodatkowych kosztów w postaci opłat i podatków do cen energii dla przedsiębiorstw w drugim półroczu 2025 roku najwyższy ich udział odnotowano w Danii i w Polsce. Z uwagi na wysokie stawki opodatkowania, cena energii elektrycznej dla

przedsiębiorstw stała się skrajnie niekorzystna na tle innych krajów UE. W wyniku nadmiernego opodatkowania cen energii w Polsce, finalna cena staje się wyższa od ceny na Słowacji, Litwie, w Grecji, Słowenii czy Estonii.



Rys. 33. Ceny energii elektrycznej dla przedsiębiorstw, 2H 2025 (EUR/kWh, PPS)

Źródło: opracowanie własne Zespołu Badań i Analiz ZBP, dane: Eurostat

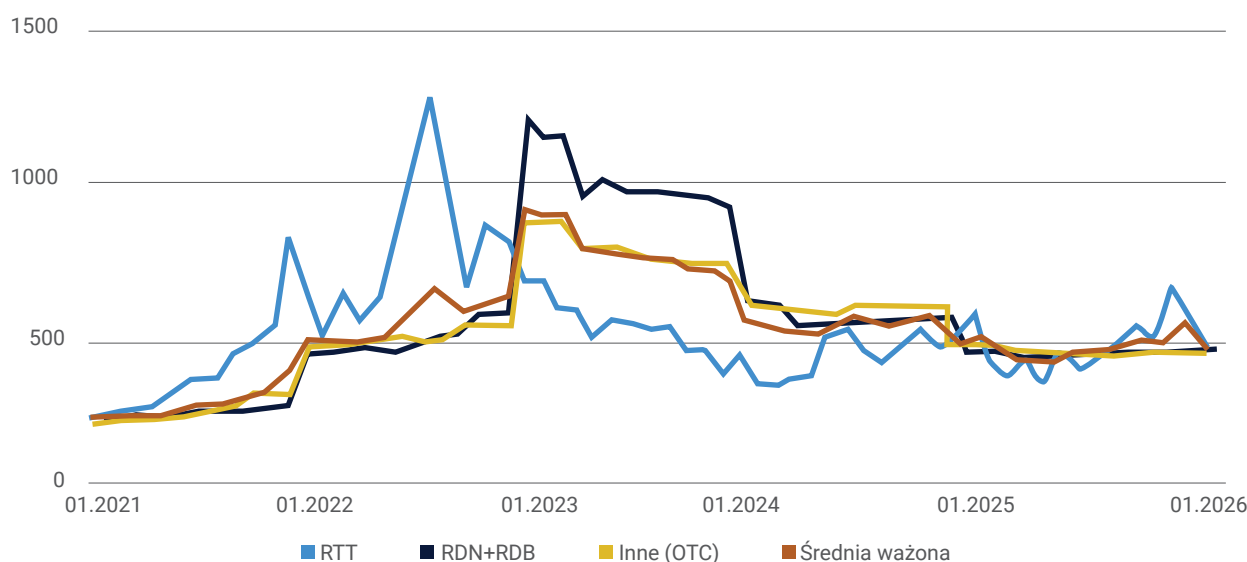


Wpływ cen energii na funkcjonowanie i konkurencyjność polskich przedsiębiorstw



Zaprezentowane na poniższym wykresie dane przedstawiają ceny energii elektrycznej w Polsce na rynku terminowym (RTT), rynku bieżącym dnia następnego (RDN) i rynku dnia bieżącego (RDB) oraz średnią ważoną cenę energii faktycznie dostarczanej odbiorcom. Z perspektywy przedsiębiorstw kluczowe znaczenie ma średnia ważona cena energii, ponieważ najlepiej odzwierciedla rzeczywisty koszt zakupu energii, uwzględniając zarówno wcześniej zakontraktowane dostawy, jak i energię dokupowaną na rynku spotowym. W latach 2021–2022 widoczny był gwałtowny wzrost cen energii dla przedsiębiorstw, związany m.in.

z kryzysem energetycznym w Europie, wzrostem cen gazu ziemnego oraz wzrostem cen uprawnień do emisji CO₂. W szczytowym okresie ceny na rynku spotowym przekraczały 1200 zł/MWh, jednak wcześniejsze kontraktowanie energii pozwoliło częściowo ograniczyć skalę wzrostu kosztów ponoszonych przez przedsiębiorstwa. W kolejnych latach widoczna była stopniowa stabilizacja rynku i spadek cen energii. Na początku 2026 r. średnia ważona cena energii elektrycznej wynosiła ok. 445 zł/MWh. Jednocześnie cena energii na rynku spotowym (RDN i RDB) wynosiła 453,3 zł/MWh i podwyższała średni koszt dostarczanej energii.



Rys. 34. Hurtowe ceny energii elektrycznej w Polsce [zł/MWh]

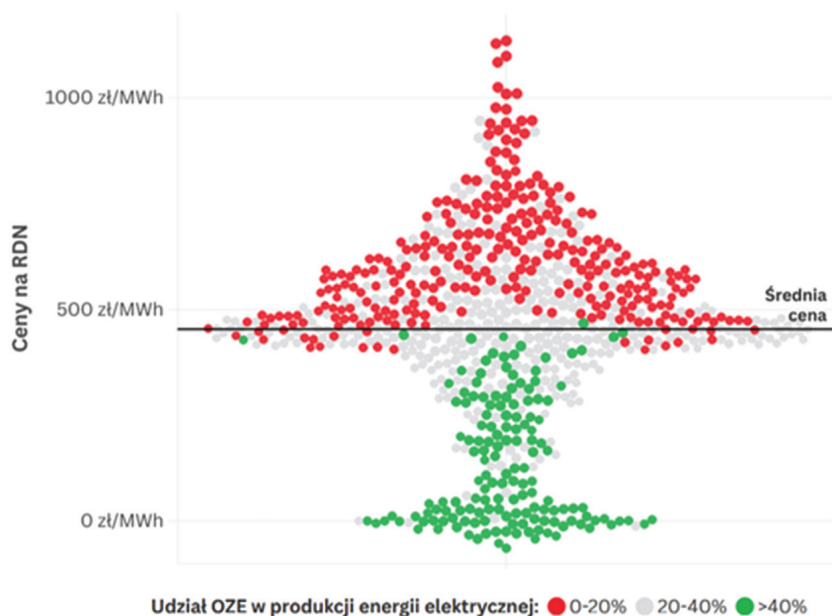
Źródło: Forum Energii, Miesięcznik Forum Energii Marzec 2026 – Chaos na rynku paliw

Na podstawie danych dotyczących zależności między udziałem odnawialnych źródeł energii w produkcji energii elektrycznej a poziomem cen energii na Rynku Dnia Następnego należy wskazać na wyraźną ujemną korelację pomiędzy udziałem OZE w miksie energetycznym a cenami energii elektrycznej na rynku spot w Polsce. Najwyższe ceny energii obserwowane były w godzinach o niskim udziale OZE w produkcji energii elektrycznej. Maksymalna średnioważona godzinowa cena energii na rynku RDN wyniosła 1135,1 zł/MWh przy udziale OZE na poziomie 9,2%. W sytuacji ograniczonej generacji energii ze źródeł odnawialnych, system elektroenergetyczny w większym stopniu opiera się na jednostkach konwencjonalnych, charakteryzujących się wyższymi kosztami wytwarzania energii. Najniższą cenę energii odnotowano przy udziale OZE wynoszącym 43,1%, kiedy cena na rynku RDN osiągnęła poziom -64,7 zł/MWh. Jednocześnie większość godzin z udziałem

OZE przekraczającym 40% charakteryzowała się cenami energii poniżej średniej ważonej dla analizowanego okresu.

Zaprezentowane dane potwierdzają rosnący wpływ odnawialnych źródeł energii na kształtowanie hurtowych cen energii elektrycznej. Wysoka generacja OZE, charakteryzująca się niskim kosztem krańcowym produkcji, przyczynia się do obniżania cen energii na rynku spot, a w okresach nadpodaży może prowadzić również do występowania cen ujemnych.

Na podstawie danych dotyczących kształtowania się poszczególnych komponentów cen energii elektrycznej dla przedsiębiorstw w Polsce należy stwierdzić, że w analizowanym okresie nastąpił istotny wzrost kosztów energii ponoszonych przez sektor przedsiębiorstw. Szczególnie silny wzrost cen obserwowany był po 2021 r., w warunkach europejskiego kryzysu



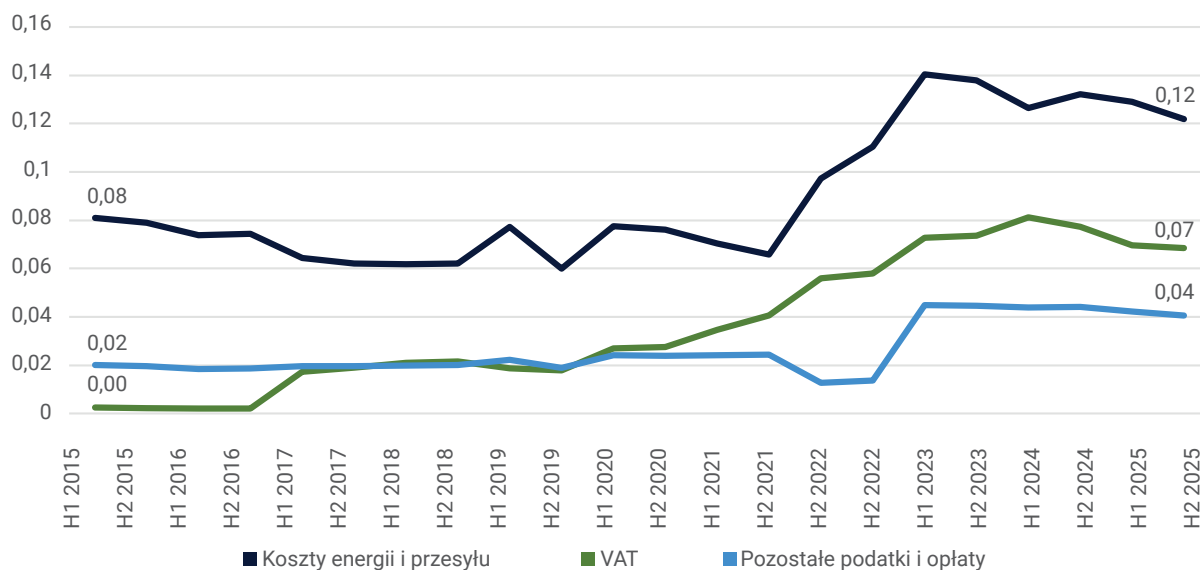
Rys. 35. Udział OZE w produkcji a ceny energii elektrycznej w Polsce na RDN

Źródło: Forum Energii, Miesięcznik Forum Energii Marzec 2026 – Chaos na rynku paliw

energetycznego, wzrostu cen gazu ziemnego oraz kosztów uprawnień do emisji CO₂.

W analizowanym okresie największy udział w cenie energii dla przedsiębiorstw stanowiły koszty energii i przesyłu, które w latach 2015-2021 pozostawały relatywnie stabilne na poziomie ok. 0,06-0,08 EUR/kWh. Od 2022 r. nastąpił jednak ich gwałtowny wzrost, a w 2023 r. osiągnęły one poziom ok. 0,14 EUR/kWh, tj. o blisko 75-80% wyższy niż przed kryzysem energetycznym. Wzrosły również komponenty podatkowe i regulacyjne. Wartość

VAT zwiększyła się z ok. 0,02 EUR/kWh do ok. 0,07-0,08 EUR/kWh, natomiast pozostałe podatki i opłaty wzrosły do ok. 0,05 EUR/kWh. Pomimo częściowej stabilizacji rynku po 2023 r. ceny energii dla przedsiębiorstw pozostawały wyraźnie wyższe niż przed kryzysem. W 2025 r. koszty energii i przesyłu nadal wynosiły ok. 0,12 EUR/kWh. Wysokie ceny energii szczególnie silnie oddziaływały na sektory energochłonne, zwiększając presję kosztową i wpływając negatywnie na konkurencyjność polskich przedsiębiorstw.

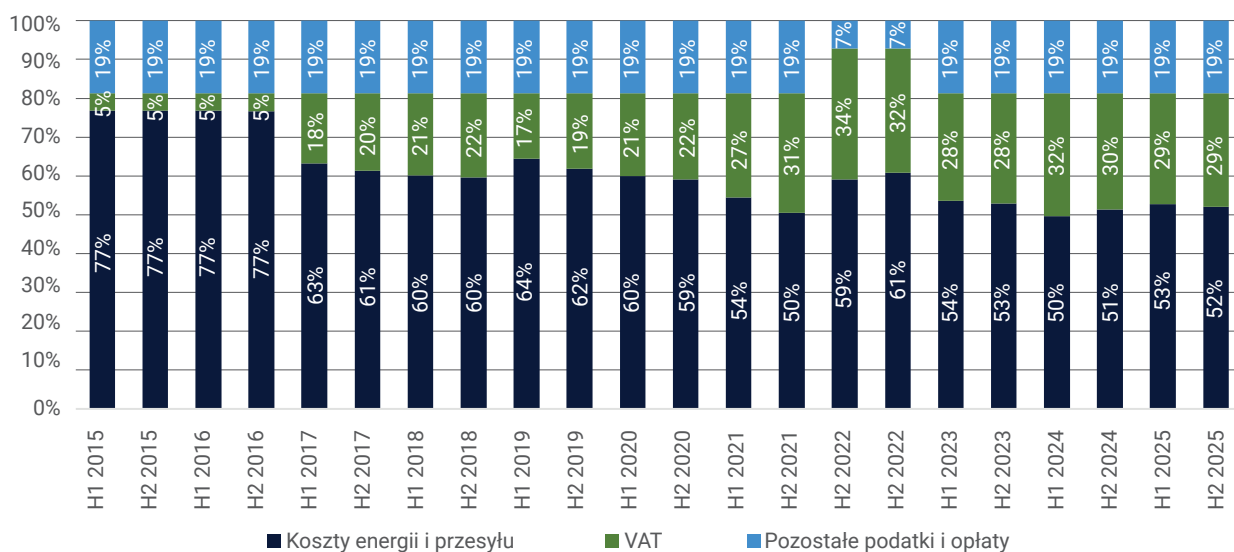


Rys. 36. Zmiany składowych ceny energii elektrycznej dla przedsiębiorstw w Polsce w latach 2015–2025 [EUR]

Źródło: opracowanie własne Zespołu Badań i Analiz ZBP, dane Eurostat

Dane odnośnie struktury cen energii elektrycznej dla przedsiębiorstw w Polsce w latach 2015-2025 wskazują, że przez cały analizowany okres największy udział w cenie energii elektrycznej dla przedsiębiorstw stanowiły koszty energii i przesyłu, jednak ich udział stopniowo malał na rzecz komponentów podatkowych i regulacyjnych. W latach 2015-2016 koszty energii i przesyłu odpowiadały za ok. 75-78% całkowitej ceny energii, podczas gdy po 2021 r. ich udział obniżył się do ok. 50-60%. Jednocześnie wzrósł udział podatku VAT

oraz pozostałych podatków i opłat – w latach 2023-2025 VAT odpowiadał już za ok. 30% ceny energii, a udział pozostałych opłat utrzymywał się na poziomie ok. 18-20%. Dane te wskazują, że wzrost kosztów energii dla przedsiębiorstw wynikał nie tylko z wyższych hurtowych cen energii i kosztów przesyłu, lecz również z rosnących obciążeń fiskalnych i regulacyjnych. W efekcie przedsiębiorstwa, szczególnie w sektorach energochłonnych, funkcjonowały w warunkach istotnie zwiększonej presji kosztowej.



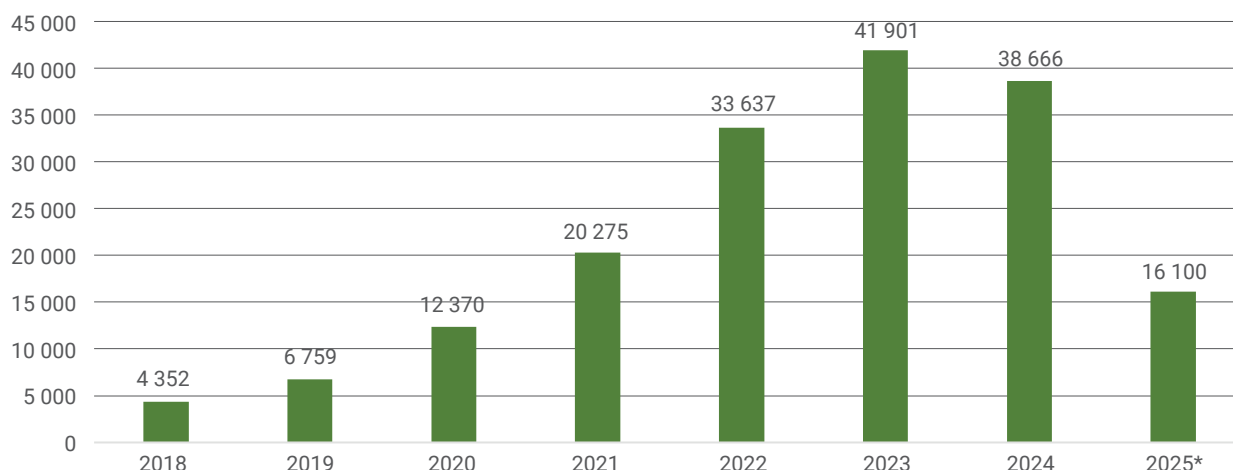
Rys. 37. Struktura ceny energii elektrycznej dla przedsiębiorstw w Polsce w latach 2015–2025 [%]

Źródło: opracowanie własne Zespołu Badań i Analiz ZBP, dane Eurostat

Rosnące koszty systemu EU ETS stanowią jeden z kluczowych czynników wpływających na wzrost kosztów funkcjonowania polskiego sektora energetycznego oraz przedsiębiorstw energochłonnych. Według szacunków Business Insider Polska, w latach 2018–2025 polskie przedsiębiorstwa wydały na zakup uprawnień do emisji CO₂ ok. 174 mld zł. Szczególnie wysoki wzrost kosztów obserwowany był po 2021 r., wraz ze wzrostem cen uprawnień EU ETS oraz utrzymującym się wysokim udziałem węgla w krajowym miksie energetycznym. Spadek wartości kosztów zakupu uprawnień EU ETS w 2025 r. względem lat wcześniejszych wynikał przede wszystkim z niższych cen uprawnień EUA w porównaniu z rekordowymi poziomami obserwowanymi w latach 2023–2024. W praktyce koszty te w istotnym stopniu przenoszone były na ceny energii elektrycznej, zwiększając presję kosztową zarówno dla przedsiębiorstw, jak i gospodarstw domowych.

Z drugiej strony dane zaprezentowane na poniższym wykresie wskazują na wyraźne zróżnicowanie energochłonności pomiędzy państwami UE.

Najwyższy poziom wskaźnika odnotowano w Finlandii (142,3 KGOE/1000 EUR PPS) oraz na Malcie (122,7), co wynika m.in. ze specyfiki struktury gospodarki, warunków klimatycznych oraz wysokiego udziału energochłonnych sektorów przemysłowych. Wysoką energochłonnością charakteryzowały się również Estonia (103,9), Belgia (102,8) oraz Bułgaria (102,2). Najniższy poziom zużycia energii na jednostkę PKB wystąpił natomiast w Irlandii (30,9), Luksemburgu (55,2), Danii (57,2) oraz Włoszech (61,8). Kraje te cechują się relatywnie wysokim udziałem usług i sektorów nowoczesnych technologii w strukturze gospodarki, a także wyższą efektywnością energetyczną. Na tle Unii Europejskiej Polska pozostawała gospodarką bardziej energochłonną niż średnia UE. W 2024 r. wskaźnik zużycia energii na jednostkę PKB wyniósł dla Polski 83,6 KGOE na 1000 euro PKB wobec 74,0 dla całej UE. Wyższa energochłonność polskiej gospodarki wynika m.in. z dużego udziału przemysłu energochłonnego oraz historycznie wysokiego udziału paliw kopalnych w miksie energetycznym. W efekcie wzrost cen energii i kosztów uprawnień do emisji CO₂ silnie oddziałuje na konkurencyjność



Rys. 38. Koszty zakupu uprawnień EU ETS przez polskie przedsiębiorstwa energetyczne w latach 2018-2025 [mln zł]

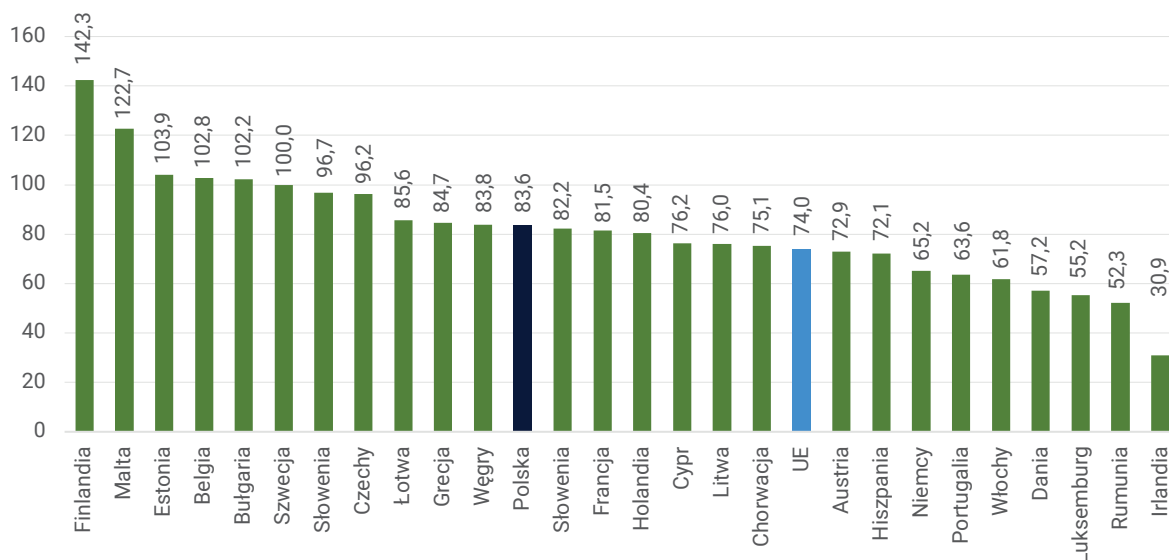
* Dane dla przedsiębiorstw za 2025 r. prezentują oszacowaną minimalną wartość kosztów zakupu uprawnień EU ETS i mają charakter szacunkowy. Zostały opracowane na podstawie dostępnych danych finansowych: za trzy kwartały 2025 r. dla PGE, Enei, Tauronu i ZE PAK oraz za cały 2025 r. dla Grupy Orlen.

Źródło: opracowanie własne Zespołu Badań i Analiz ZBP, dane Business Insider polska

polskich przedsiębiorstw, szczególnie w sektorach takich jak przemysł chemiczny, metalurgiczny czy produkcja materiałów budowlanych.

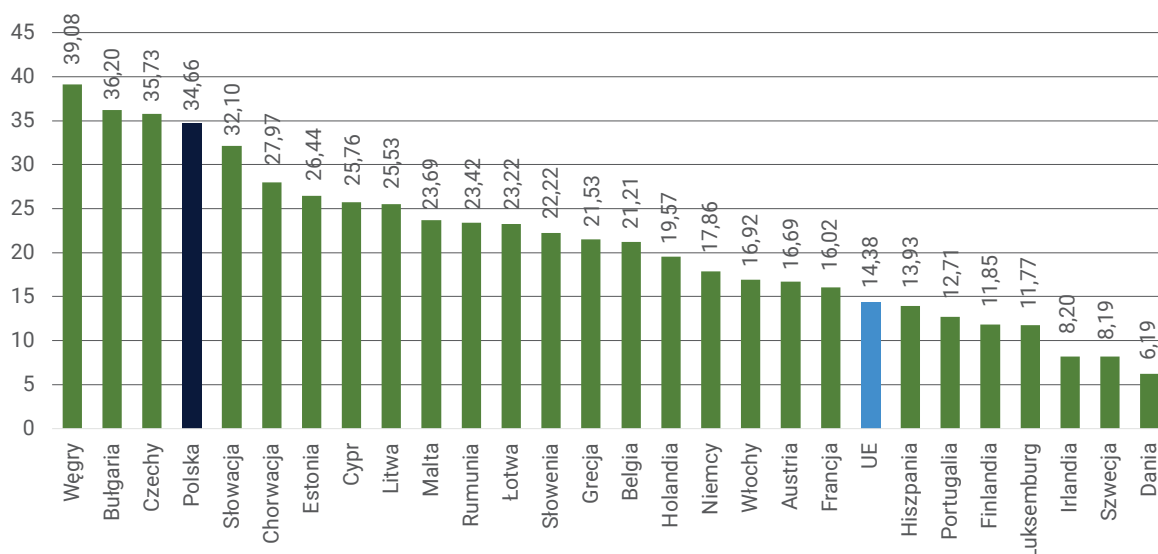
Na podstawie danych w zakresie udziału kosztów energii w wartości dodanej brutto zaobserwować można znaczne zróżnicowanie kosztowności energii w krajach Unii Europejskiej. Wartości tego wskaźnika kształtują się w szerokim przedziale, tj. od ok. 6% w Danii do blisko 40% na Węgrzech, co oznacza ponad sześciokrotną różnicę między gospodarkami o najniższej i najwyższej presji kosztowej

związanej z energią. Na tym tle Polska należy do grupy krajów o najwyższej kosztowności energii w UE. W 2024 r. wskaźnik dla Polski wyniósł 35%, co oznacza poziom ponad dwukrotnie wyższy od średniej unijnej (14,4%). Taka sytuacja może wywoływać istotną presję na koszty działalności przedsiębiorstw, a w konsekwencji może negatywnie wpływać na konkurencyjność kosztową gospodarki. **W porównaniu z krajami o niższej energochłonności lub korzystniejszych warunkach cenowych energii, Polska pozostaje bardziej narażona na skutki wzrostu cen energii oraz potencjalne szoki energetyczne.**



Rys. 39. Zużycie kg ekwiwalentu ropy naftowej na 1000 euro PKB w 2024 r. według PPS

Źródło: opracowanie własne Zespołu Badań i Analiz ZBP, dane Eurostat



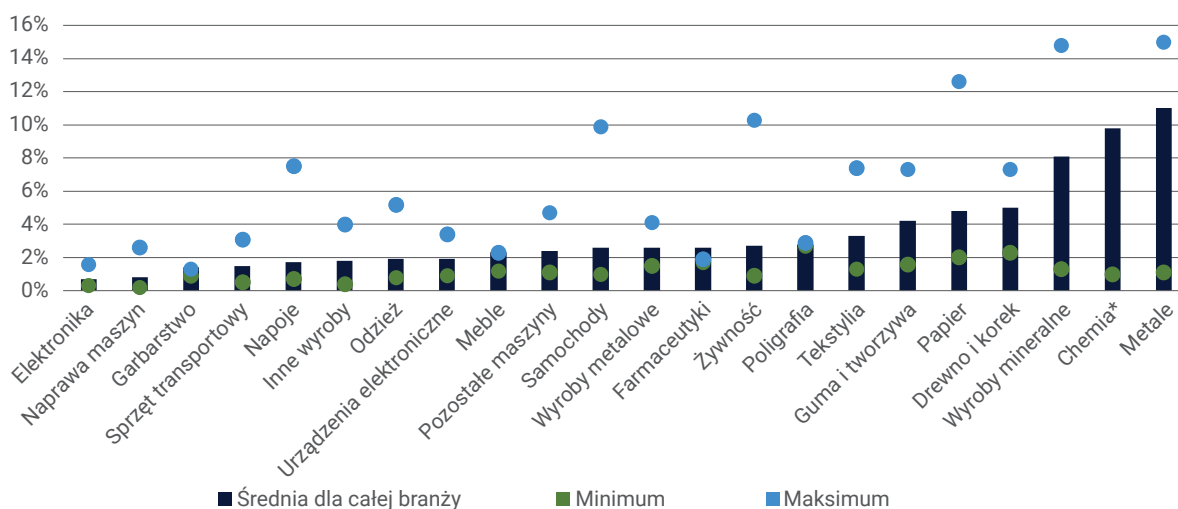
Rys. 40. Udział kosztów energii w wartości dodanej brutto (%) [2024]

Źródło: opracowanie własne Zespołu Badań i Analiz ZBP, dane Eurostat

Dane na koniec 2024 roku dotyczące udziału kosztów energii w kosztach produkcji poszczególnych branż w Polsce wskazują na wyraźne zróżnicowanie energochłonności pomiędzy poszczególnymi sektorami polskiej gospodarki. Najniższym udziałem kosztów energii w kosztach produkcji charakteryzują się branże o relatywnie niskiej energochłonności procesów technologicznych, takie jak elektronika, naprawa maszyn, produkcja sprzętu transportowego czy mebli. W sektorach tych średni udział kosztów energii zwykle nie przekracza 2–3% całkowitych kosztów produkcji, co oznacza relatywnie ograniczoną wrażliwość na wzrost cen energii. Znacznie większą

energochłonnością wyróżniają się natomiast sektory przemysłu ciężkiego i materiałowego. Najwyższy średni udział kosztów energii odnotowano w branży metalowej (ok. 11%), chemicznej (ok. 10%) oraz produkcji wyrobów mineralnych (ok. 8%). Jednocześnie widoczne są istotne różnice pomiędzy minimalnym i maksymalnym udziałem kosztów energii w obrębie tych samych branż, co wskazuje na znaczne zróżnicowanie technologiczne i efektywnościowe przedsiębiorstw.

Wyniki te potwierdzają, że wzrost cen energii elektrycznej, gazu oraz kosztów uprawnień do emisji



Rys. 41. Udział kosztów energii w kosztach produkcji poszczególnych branż w Polsce w 2024 r. [%]

* Na koniec 2024 roku maksymalny udział kosztów energii w kosztach produkcji dla branży Chemia wyniósł 70%

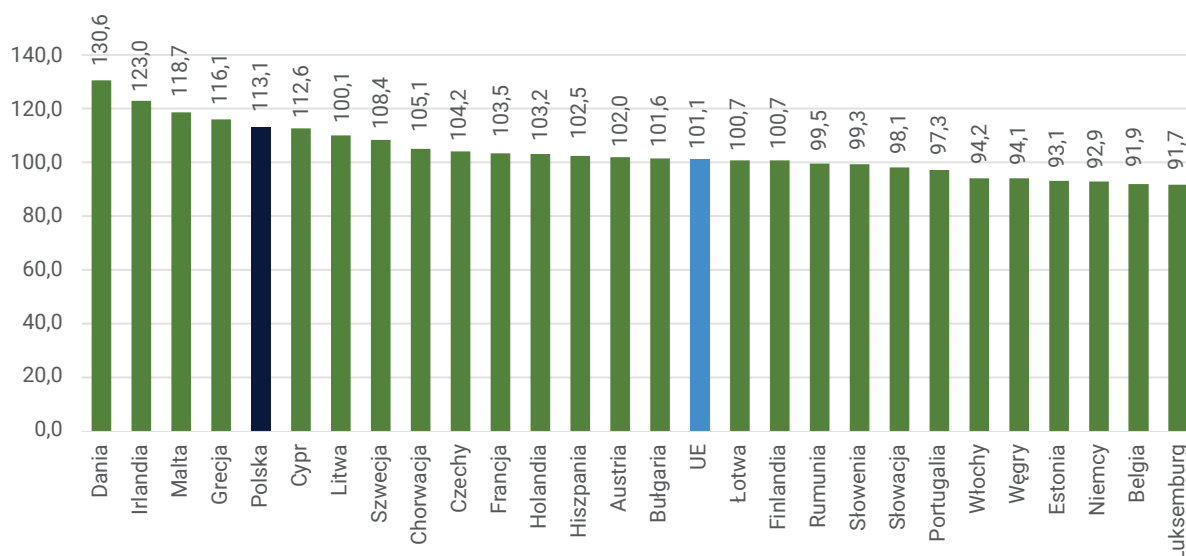
Źródło: opracowanie własne Zespołu Badań i Analiz ZBP, dane Eurostat, Forum Energii.



CO₂ w największym stopniu oddziałuje na konkurencyjność przemysłu energochłonnego. Szczególnie wysoką wrażliwością na zmiany kosztów energii charakteryzują się polskie sektory chemiczny, hutniczy, papierniczy oraz produkcji materiałów mineralnych, dla których energia stanowi jeden z kluczowych komponentów kosztowych działalności.

Na tle państw UE Polska należała do grupy krajów o relatywnie wysokiej aktywności przemysłowej. Indeks produkcji przemysłowej dla Polski wyniósł ok. 113,1 wobec średniej unijnej na poziomie 101,1, co plasowało kraj wśród państw o najwyższej dynamice produkcji przemysłowej w UE – po Danii (130,6), Irlandii (123,0), Malcie (118,7) oraz Grecji (116,1). Jednocześnie wiele dużych gospodarek europejskich

odnotowało wyniki poniżej średniej UE, w tym Niemcy (92,9), Włochy (94,2) oraz Belgia (91,9). Wysoka aktywność przemysłowa oznacza, że polski przemysł pozostaje relatywnie silny na tle innych gospodarek UE, jednak wskazuje również na większą ekspozycję krajowej gospodarki na wzrost cen energii elektrycznej i gazu. Polska, przy jednocześnie relatywnie wysokiej energochłonności gospodarki oraz dużym udziale sektorów energochłonnych, należy do państw bardziej wrażliwych na zmiany cen energii niż wiele gospodarek Europy Zachodniej. W praktyce oznacza to, że utrzymujące się wysokie ceny energii oraz koszty uprawnień do emisji CO₂ mogą silniej oddziaływać na konkurencyjność polskich przedsiębiorstw, szczególnie w sektorach takich jak przemysł chemiczny, metalurgiczny czy produkcja materiałów budowlanych.



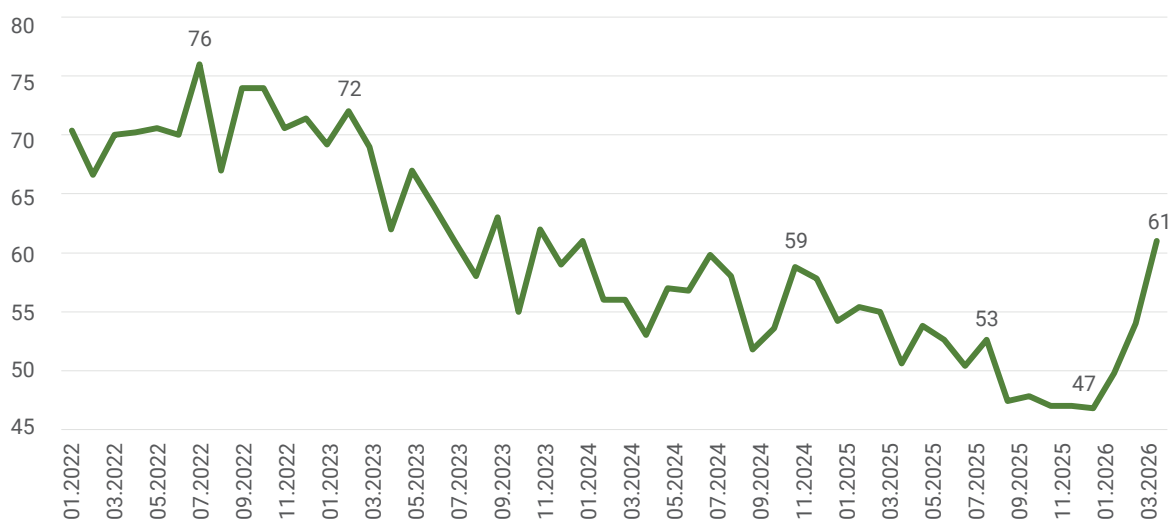
Rys. 42. Indeks produkcji przemysłowej w krajach UE na koniec 2025 r.

Źródło: opracowanie własne Zespołu Badań i Analiz ZBP, dane: Eurostat

Zgodnie z wynikami badania nastrojów gospodarczych przedsiębiorstw w Polsce, opublikowanymi przez Polski Instytut Ekonomiczny w raporcie pt. *Miesięczny Indeks Koniunktury* wynika, że ceny energii należą obecnie do kluczowych barier działalności przedsiębiorstw w Polsce. W kwietniu 2026 r. wskazało na nie ponad 60% firm, co plasuje ceny energii wśród najważniejszych ograniczeń funkcjonowania biznesu, obok niepewności gospodarczej i kosztów pracy. Co istotne, w porównaniu z poprzednim miesiącem nastąpił wyraźny wzrost znaczenia tego czynnika, ponieważ liczba firm wskazujących ceny energii jako barierę zwiększyła się o aż o 7 pp. m/m, co świadczy o narastającej presji kosztowej. Ceny energii funkcjonują przy tym jako element szerszego otoczenia niepewności gospodarczej – współwystępują z problemami dostępności surowców oraz napięciami geopolitycznymi. Oznacza

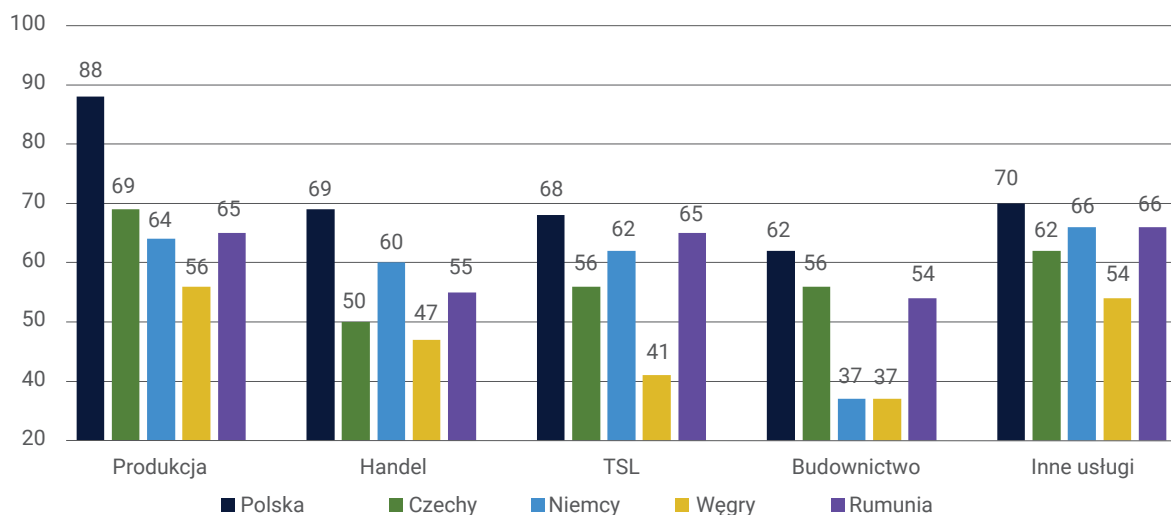
to, że energia przestaje być jedynie jednym z kosztów operacyjnych, a staje się czynnikiem o charakterze systemowym, wpływającym na warunki prowadzenia działalności gospodarczej.

Postrzeganie cen energii jako bariery działalności ma charakter powszechny i obejmuje większość branż. W kwietniu 2026 r. odsetek firm wskazujących ten czynnik przekraczał 50% we wszystkich analizowanych sektorach, osiągając najwyższe wartości w produkcji (ok. 65%) oraz w sektorze usług i TSL (ok. 65–66%). Dane wskazują jednocześnie na istotną zmienność w czasie – po spadku znaczenia cen energii w latach 2023–2024, w 2026 r. nastąpiło ponowne zwiększenie liczby wskazań. Sugeruje to wysoką wrażliwość przedsiębiorstw na zmiany warunków cenowych oraz bieżącą sytuację rynkową.



Rys. 43. Odsetek przedsiębiorstw wskazujących ceny energii jako barierę działalności (%)

Źródło: opracowanie własne Zespołu Badań i Analiz ZBP, dane: Polski Instytut Ekonomiczny, Miesięczny Indeks Koniunktury (MIK), kwiecień 2026.



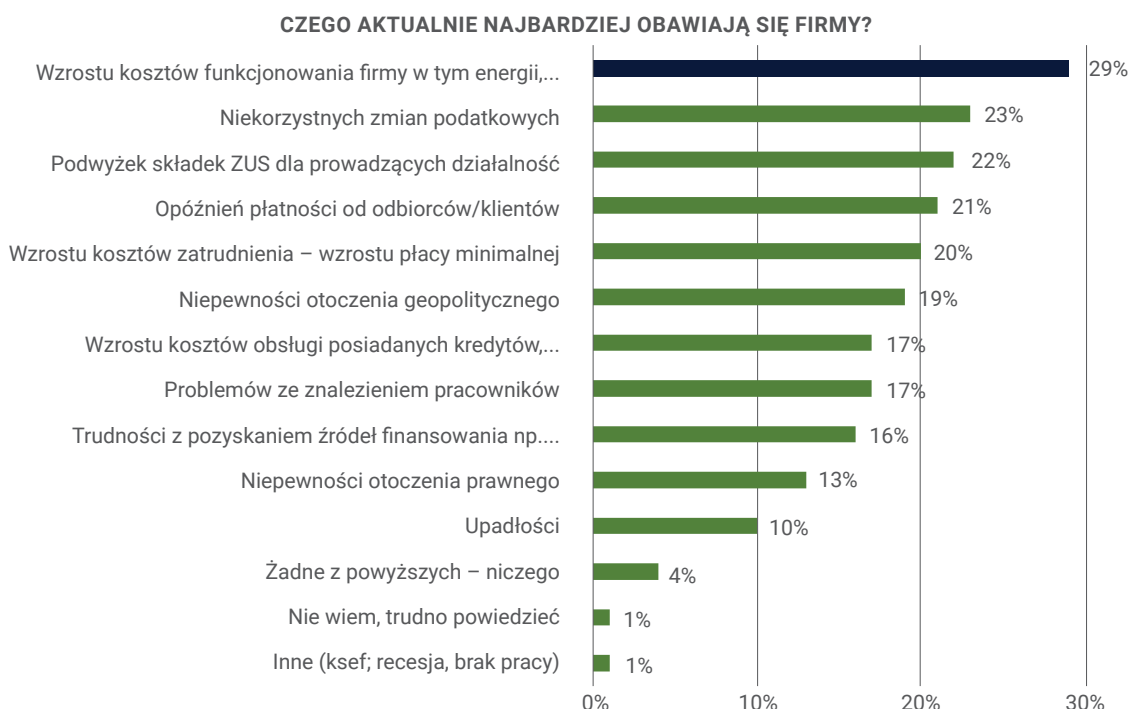
Rys. 44. Odsetek przedsiębiorstw wg branż wskazujących ceny energii jako barierę działalności (%)

Źródło: opracowanie własne Zespołu Badań i Analiz ZBP, dane: Polski Instytut Ekonomiczny, Miesięczny Indeks Koniunktury (MIK), kwiecień 2026.

Także wyniki badania Skaner MŚP, przeprowadzonego dla BIG InfoMonitor i BIK, wskazują, że wysokie i niestabilne ceny energii należą obecnie do najważniejszych czynników ryzyka dla działalności gospodarczej w Polsce. Według badania niemal 29% przedsiębiorstw wskazuje nieprzewidywalność cen energii, gazu i paliw jako jedno z kluczowych źródeł presji kosztowej. Jednocześnie rosnące koszty prowadzenia działalności gospodarczej pozostają jedną z głównych barier ograniczających rozwój przedsiębiorstw. Zgodnie z wynikami badania, wysokie koszty energii, w połączeniu z utrzymującą się niepewnością gospodarczą oraz dużą zmiennością cen surowców

energetycznych, negatywnie wpływają na płynność finansową przedsiębiorstw i zwiększają ryzyko prowadzenia działalności gospodarczej. Szczególnie silnie oddziałuje to na sektory energochłonne, dla których energia elektryczna i gaz stanowią istotny komponent kosztów działalności. W efekcie część przedsiębiorstw ogranicza skalę działalności, odkłada decyzje inwestycyjne lub koncentruje się przede wszystkim na utrzymaniu bieżącej płynności finansowej.

W odpowiedzi na rosnące ceny energii część państw Unii Europejskiej zdecydowała o wdrożeniu mechanizmów wsparcia, mających ograniczyć skutki kryzysu



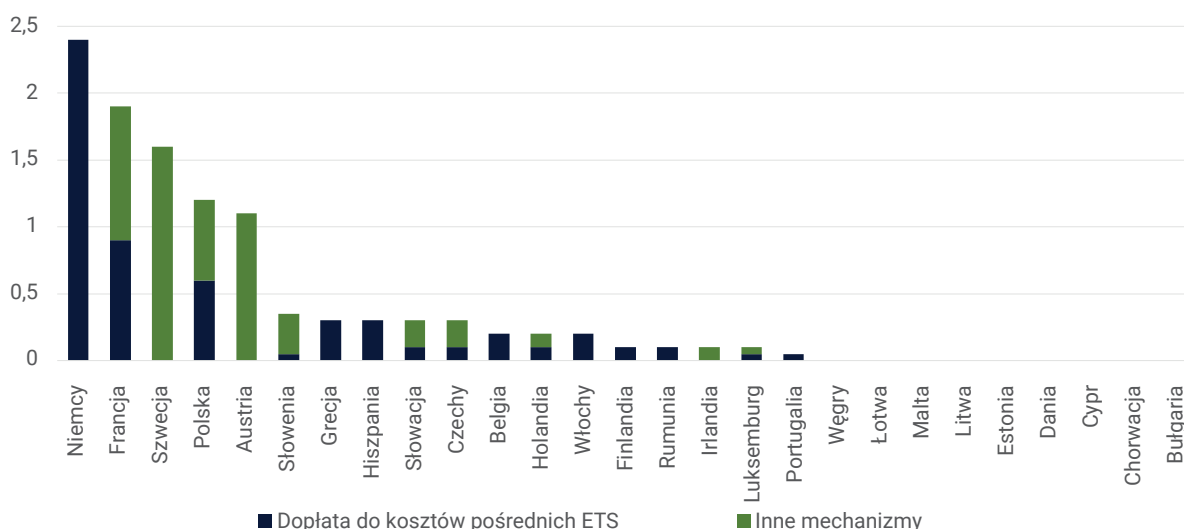
Rys. 45. Odsetek przedsiębiorstw wg branż wskazujących ceny energii jako barierę działalności (%)

Źródło: BIG InfoMonitor_Gospodarka na hamulcu bezpieczeństwa. Rosnące koszty i miliardowe zaległości

energetycznego dla gospodarki i przedsiębiorstw. Wykres poniżej przedstawia skalę pomocy publicznej przeznaczonej na dopłaty do kosztów pośrednich systemu EU ETS oraz inne instrumenty wsparcia finansowego w wybranych krajach UE.

Najwyższy poziom wsparcia odnotowano w Niemczech (2,4 mld EUR), Francji (1,9 mld EUR), Szwecji (1,6 mld EUR) oraz Polsce (1,2 mld EUR), co pokazuje,

że rosnące koszty energii stają się coraz większym problemem o charakterze państwowym i wymagającym angażowania środków publicznych. Szczególnie istotnym elementem wsparcia były rekompensaty kosztów pośrednich emisji CO₂ wynikających z funkcjonowania systemu EU ETS. Mechanizm ten miał na celu ograniczenie wzrostu kosztów działalności przedsiębiorstw energochłonnych oraz zmniejszenie ryzyka utraty konkurencyjności europejskiego



Rys. 46. Dopłaty w ramach pomocy publicznej w państwa UE do rachunków przedsiębiorstw ex-post w 2023 roku [mld EUR]

Źródło: opracowanie własne Zespołu Badań i Analiz ZBP, dane: Forum Energii, Rachunek za konkurencyjność. Jak szybko obniżyć koszty energii dla polskiego przemysłu?

przemysłu wobec podmiotów spoza Unii Europejskiej. Analiza ta wskazuje jednak, że zastosowane działania miały przede wszystkim charakter krótkoterminowy i interwencyjny, koncentrując się na łagodzeniu skutków gwałtownego wzrostu cen energii. W dłuższej perspektywie trwała poprawa konkurencyjności polskiej gospodarki oraz stabilizacja kosztów energii będą wymagały przede wszystkim inwestycji w odnawialne źródła energii, modernizacji infrastruktury sieciowej oraz zwiększania efektywności energetycznej.

Zaprezentowane w tabeli poniżej dane wskazują, że struktura miks energetycznego pozostaje jednym z kluczowych czynników wpływających na poziom

kosztów energii dla przemysłu. Państwa takie jak Finlandia, Francja czy Szwecja, wykorzystują stabilne, niskoemisyjne źródła energii (przede wszystkim energetykę jądrową oraz hydroenergetykę). Dzięki temu charakteryzują się także relatywnie niższymi kosztami energii dla przemysłu energochłonnego, co może sprzyjać utrzymaniu konkurencyjności przemysłu oraz większej odporności gospodarki na wzrost cen paliw kopalnych i kosztów EU ETS. Natomiast przykład Niemiec i Polski wskazuje, że poziom cen energii dla przemysłu energochłonnego pozostaje silnie powiązany ze stopniem uzależnienia systemu elektroenergetycznego od paliw kopalnych i niestabilnych źródeł energii.

Tab. 2. Porównanie kosztów energii dla przemysłu energochłonnego w państwach o zróżnicowanych miksach energetycznych

Państwo	Cena energii dla przemysłu energochłonnego w 2025 r. (EUR/kWh)	Dominujący miks energetyczny	Charakterystyka systemu
Polska	0,161	węgiel + OZE	wysoka emisyjność i koszty CO ₂
Niemcy	0,188	OZE + gaz	wysoki udział OZE, brak energetyki jądrowej
Francja	0,106	atom	stabilny system niskoemisyjny
Finlandia	0,086	atom + OZE	zdywersyfikowany miks niskoemisyjny
Szwecja	0,088	atom + hydro/OZE	wysoka stabilność i niska emisyjność

Źródło: opracowanie własne Zespołu Badań i Analiz ZBP, dane: Eurostat

Podsumowując, utrzymujące się wysokie koszty energii dla polskich przedsiębiorstw mogą prowadzić do ograniczania podejmowanych przez nie inwestycji produkcyjnych, pogorszenia ich konkurencyjności eksportowej oraz podjęcia przez nie decyzji o relokacji części energochłonnych procesów przemysłowych do państw charakteryzujących się niższymi kosztami energii i większą stabilnością systemu energetycznego. Szczególnie narażone na te tendencje pozostają sektory konkurujące kosztowo na rynku globalnym, w których energia stanowi istotny komponent kosztów działalności, m.in. przemysł chemiczny, hutniczy czy produkcja materiałów budowlanych.

Przeprowadzone analizy wskazują jednocześnie, że problem konkurencyjności polskich przedsiębiorstw ma charakter strukturalny i wynika zarówno z relatywnie wysokich cen energii, jak i wysokiej energochłonności gospodarki oraz dużego udziału paliw kopalnych w krajowym miksie energetycznym. Dane porównawcze pokazują również, że **państwa wykorzystujące stabilne niskoemisyjne źródła energii, w szczególności energetykę jądrową, charakteryzują się relatywnie niższymi kosztami energii dla przemysłu energochłonnego**, co może wzmacniać ich konkurencyjność gospodarczą.

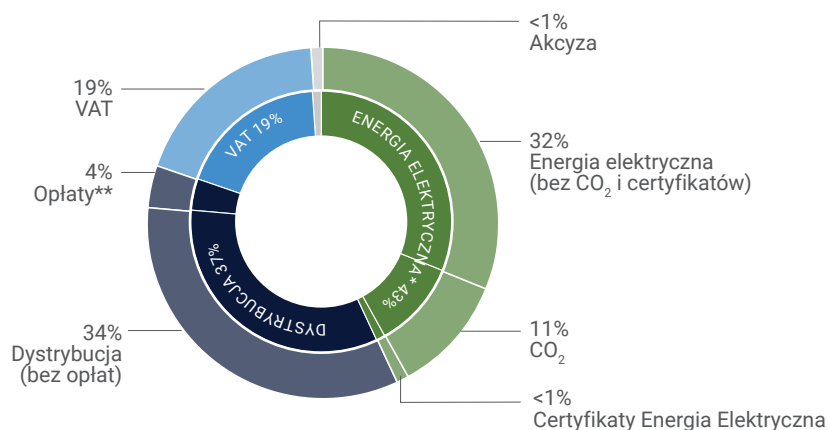


Społeczne aspekty wysokich cen energii w krajach UE



Rachunek za energię elektryczną gospodarstw domowych składa się z wielu elementów, a sama energia czynna stanowi jedynie część całkowitych kosztów. Największy udział mają opłaty związane z dystrybucją energii (37%) oraz koszty samej energii elektrycznej wraz z opłatami za emisję CO₂ (łącznie ok. 43%).

Istotną część rachunku stanowią również podatki i opłaty publiczne, w tym VAT (19%) oraz dodatkowe opłaty systemowe. Oznacza to, że wysokość rachunków zależy nie tylko od zużycia energii, ale także od polityki państwa, kosztów utrzymania infrastruktury energetycznej oraz regulacji klimatycznych i fiskalnych.

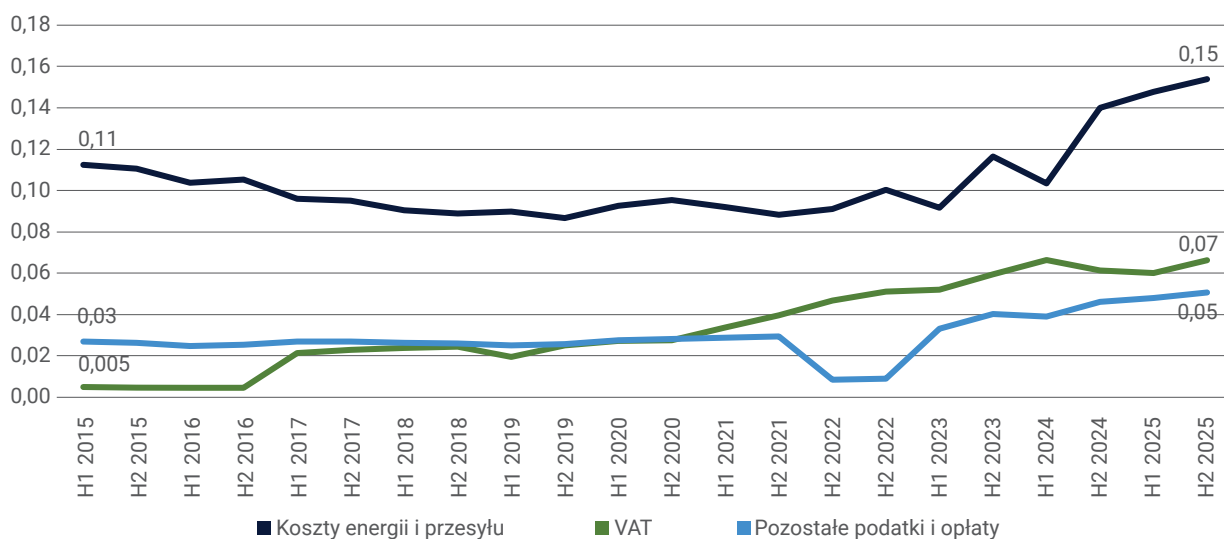


Rys. 47. Składowe miesięcznego rachunku za energię elektryczną w 2025 r. dla gospodarstw domowych

Źródło: Forum Energii, Anatomia wysokich cen energii recepta na przyszłość

W latach 2015–2021 ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych w Polsce utrzymywały się na relatywnie stabilnym poziomie ok. 0,09–0,11 EUR/kWh. Od 2022 r. nastąpił jednak wyraźny wzrost tych kosztów, związany z kryzysem energetycznym i rosnącymi cenami surowców energetycznych. W 2024 r. koszty energii i przesyłu osiągnęły poziom ok. 0,14 EUR/kWh, a w 2025 r. wzrosły do ok. 0,15 EUR/kWh, co oznacza wzrost o około 40–50% względem poziomów sprzed kryzysu. Wzrostowi uległy również pozostałe składniki rachunku. Wartość

VAT zwiększyła się z ok. 0,01–0,02 EUR/kWh w latach 2015–2021 do ok. 0,06–0,07 EUR/kWh w latach 2024–2025. W analizowanym okresie odnotowano wzrost także pozostałych podatków i opłat, które po przejściowym spadku w 2022 r. osiągnęły w 2025 r. poziom ok. 0,05 EUR/kWh. Pomimo częściowej stabilizacji rynku energii po 2023 r., ceny energii dla gospodarstw domowych pozostały wyraźnie wyższe niż przed kryzysem, co przyczyniło się do wzrostu kosztów utrzymania i większego obciążenia budżetów domowych.



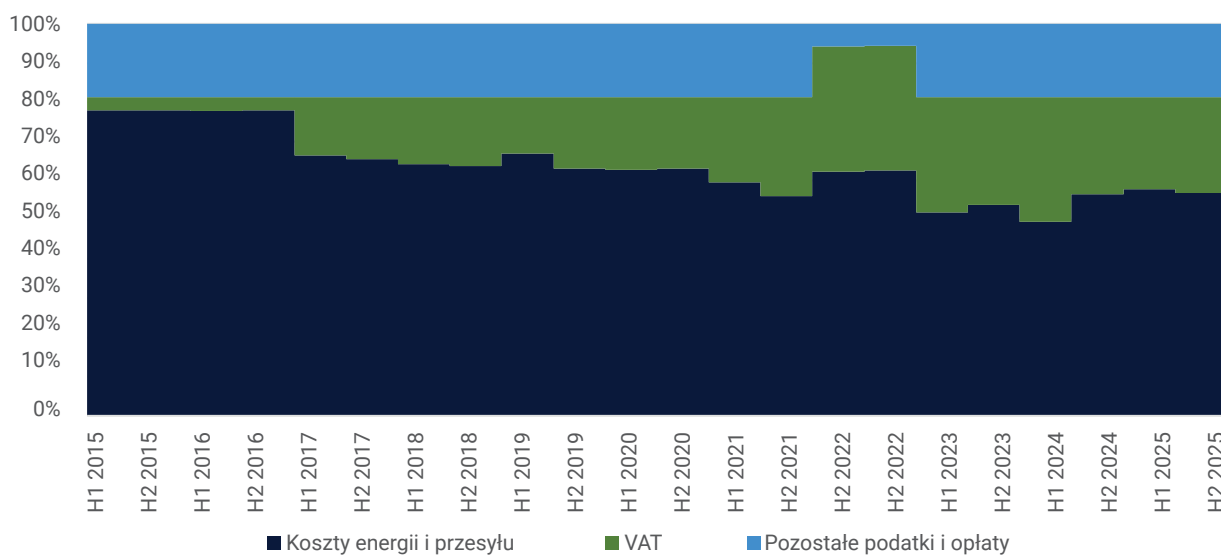
Rys. 48. Zmiany składowych ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych w Polsce w latach 2015–2025 [EUR]

Źródło: opracowanie własne Zespołu Badań i Analiz ZBP, dane: Eurostat



W latach 2015–2025 największy udział w kosztach energii dla gospodarstw domowych w Polsce stanowiły koszty energii i przesyłu, jednak ich udział stopniowo malał. W latach 2015–2016 odpowiadały one za ok. 78–80% całkowitych kosztów, natomiast po 2021 r. ich udział obniżył się do ok. 50–60%. Jednocześnie odnotowano wzrost udziału podatku VAT oraz pozostałych podatków i opłat.

Szczególnie po 2021 r. VAT stanowił już ok. 25–35% kosztów energii dla gospodarstw domowych, podczas gdy udział pozostałych opłat utrzymywał się na poziomie ok. 18–20%. Dane te wskazują, że wzrost kosztów energii dla gospodarstw domowych wynikał nie tylko z wyższych cen energii i przesyłu, lecz również z rosnących obciążeń podatkowych i regulacyjnych.



Rys. 49. Struktura ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych w Polsce w latach 2015–2025 [%]

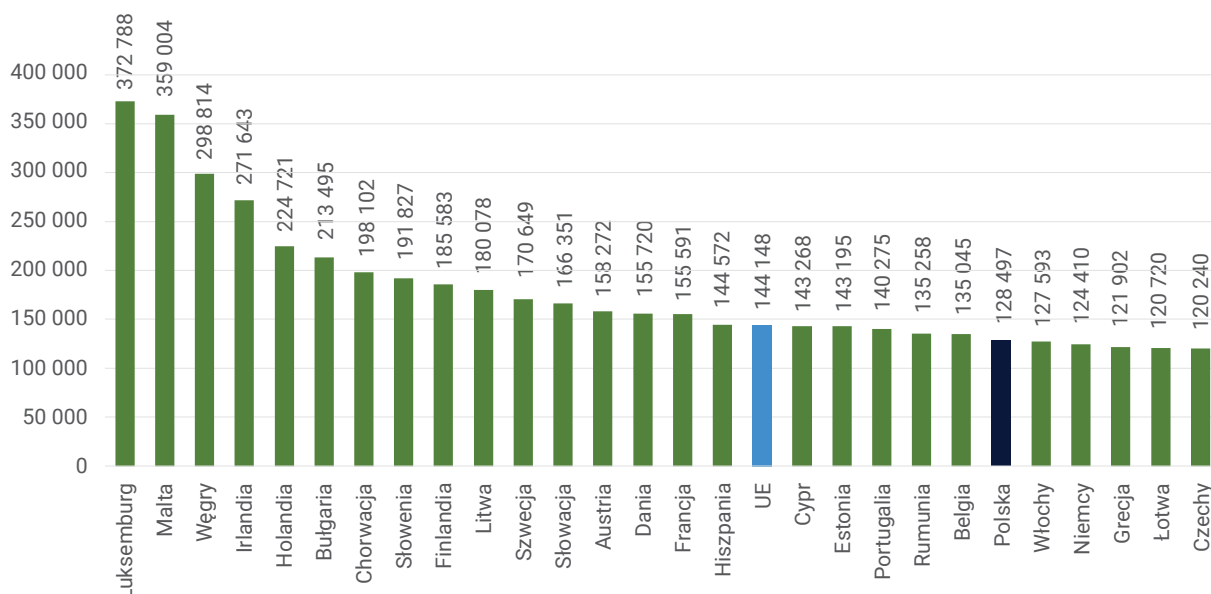
Źródło: opracowanie własne Zespołu Badań i Analiz ZBP, dane: Eurostat

Społeczny wymiar kosztów energii nie zależy wyłącznie od poziomu cen, lecz przede wszystkim od ich relacji do dochodów. To właśnie ta relacja determinuje rzeczywiste obciążenie gospodarstw domowych i stanowi punkt wyjścia do analizy zjawisk takich jak ubóstwo energetyczne czy trudności w regulowaniu zobowiązań za energię. Oznacza to, że nawet przy umiarkowanym poziomie cen energii elektrycznej w niektórych krajach, ich relacja do dochodów może sprawiać, iż są one relatywnie bardziej odczuwalne dla gospodarstw domowych niż w innych państwach UE.

Analiza dostępności energii elektrycznej, mierzonej liczbą kilowatogodzin możliwych do nabycia za przeciętny roczny dochód, wskazuje na wyraźne zróżnicowanie sytuacji gospodarstw domowych w krajach Unii Europejskiej w 2025 r. Wartości wskaźnika wahają się od ok. 120 tys. kWh w Czechach do ponad 370 tys. kWh w Luksemburgu, co oznacza ponad trzykrotną różnicę w poziomie dostępności energii między poszczególnymi państwami. Należy przy tym zaznaczyć, że średnia dla UE kształtuje się na poziomie ok. 144 tys. kWh, co oznacza, że w 16 krajach UE za przeciętny roczny dochód można kupić więcej kWh energii, niż przeciętnie w UE, zaś w 11 mniej niż średnio w UE. Na tym tle Polska, z wartością wskaźnika

wynoszącą ok. 128 tys. kWh, plasuje się poniżej średniej unijnej (różnica wynosi 15,7 tys. kWh możliwych do nabycia za przeciętny roczny dochód). Niższa dostępność energii w Polsce na tle średniej UE wskazuje, że koszty energii są relatywnie bardziej odczuwalne dla gospodarstw domowych, co może przekładać na konieczność przeznaczania większej części dochodów na pokrycie wydatków na energię, co ogranicza ich możliwości konsumpcyjne w innych obszarach.

Udział wydatków na energię w budżetach gospodarstw domowych wskazuje na istotne zróżnicowanie obciążenia kosztowego w krajach UE. Wartości wskaźnika wahają się od ok. 1,5% na Malcie do blisko 10% w Rumunii, co oznacza ponad sześciokrotną różnicę między państwami o najniższym i najwyższym poziomie obciążenia. Jednocześnie wyniki wskazują na wyraźny podział regionalny, gdyż wyższe wartości tego wskaźnika obserwowane są głównie w krajach Europy Środkowo-Wschodniej, co sugeruje istotną rolę poziomu dochodów oraz struktury gospodarki w kształtowaniu rzeczywistego obciążenia kosztami energii. Polska, z wynikiem na poziomie 7,7%, należy do grupy krajów o najwyższym udziale wydatków na energię, znacznie powyżej średniej unijnej wynoszącej 4,6%. Oznacza to, że koszty energii stanowią istotne obciążenie

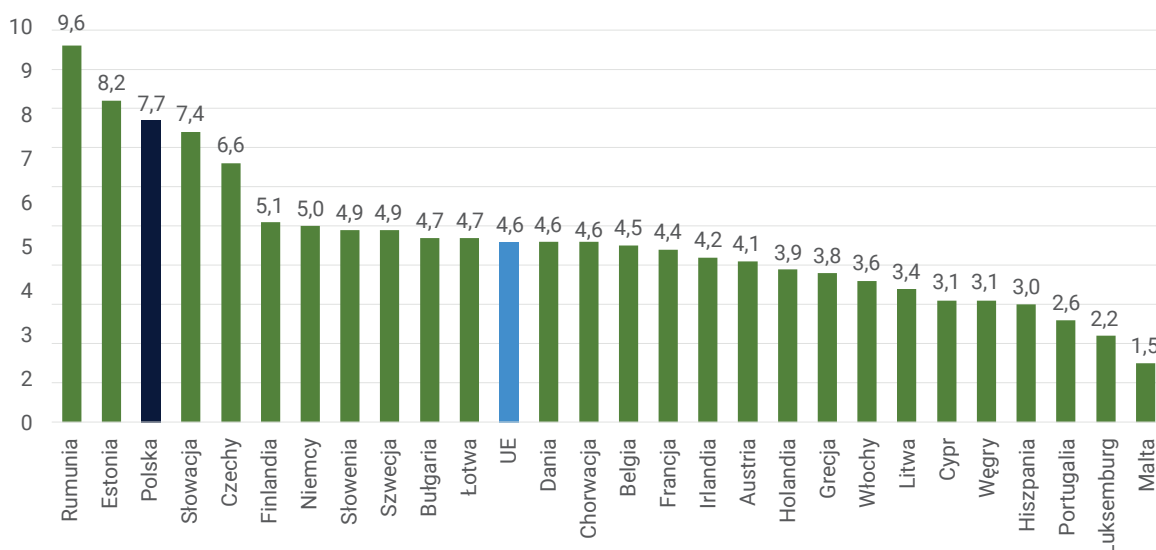


Rys. 50. Dostępność energii (ilość kWh za przeciętny dochód, PPP) [2025]

Źródło: opracowanie własne Zespołu Badań i Analiz ZBP, dane Eurostat

dla gospodarstw domowych, co może przełożyć się na ograniczenie ich możliwości konsumpcyjnych w innych obszarach, a także zwiększać ryzyko występowania zjawisk takich jak ubóstwo energetyczne, trudności w utrzymaniu odpowiedniego poziomu

ogrzewania domu/mieszkania czy opóźnienia w regulowaniu rachunków. Jednocześnie gospodarstwa domowe w większym stopniu narażone są na negatywne skutki wzrostu cen energii, co zwiększa ich podatność na szoki cenowe.



Rys. 51. Udział wydatków na energię w budżetach gospodarstw domowych (%) [2024]

Źródło: opracowanie własne Zespołu Badań i Analiz ZBP, dane Eurostat

Podsumowując, należy wskazać, że wzrost kosztów energii elektrycznej dla gospodarstw domowych w Polsce wynikał nie tylko ze wzrostu cen samej energii i kosztów przesyłu, lecz również z rosnącego udziału podatków i opłat regulacyjnych w strukturze rachunku za energię. Na tle krajów UE Polska charakteryzuje się relatywnie niższą dostępnością energii oraz jednym z najwyższych udziałów wydatków na energię w budżetach gospodarstw domowych.

Oznacza to, że mimo umiarkowanego poziomu cen energii w porównaniu z częścią państw UE, koszty energii są dla polskich gospodarstw domowych relatywnie bardziej odczuwalne. W efekcie wzrost cen energii po 2021 r. przyczynił się do zwiększenia obciążenia budżetów domowych, ograniczenia możliwości konsumpcyjnych oraz wzrostu ryzyka występowania zjawisk takich jak ubóstwo energetyczne czy większa podatność gospodarstw domowych na szoki cenowe.



Wyzwania i potrzeby inwestycyjne sektora energetycznego w Polsce



Wyzwania stojące przed polskim sektorem energetycznym mają charakter wielowymiarowy i obejmują jednocześnie konieczność transformacji struktury wytwarzania energii, zapewnienia bezpieczeństwa dostaw jej źródeł, dostosowania infrastruktury elektroenergetycznej do rosnącego zapotrzebowania oraz mobilizacji bezprecedensowej skali nakładów inwestycyjnych.

Analiza zaprezentowana w planie rozwoju sieci przesyłowej na lata 2027–2036, opracowanym przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne, wskazuje na postępującą transformację polskiego sektora energetycznego przy jednoczesnym utrzymywaniu się wysokiej roli źródeł konwencjonalnych. Dane pokazują stopniowy spadek mocy zainstalowanej w jednostkach węglowych, zarówno w przypadku węgla kamiennego, jak i brunatnego, gdzie moc w elektrowniach opalanych węglem kamiennym spadła z ok. 14,9 GW w 2021 r. do ok. 14,3 GW w 2025 r., natomiast w przypadku węgla brunatnego z ok. 7,6 GW do ok. 7,0 GW. Odzwierciedla to proces dekarbonizacji systemu, jednak jednocześnie źródła te nadal stanowią podstawę jego funkcjonowania, odpowiadając łącznie za ponad 25 GW mocy zainstalowanej i zapewniając stabilność oraz bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej.

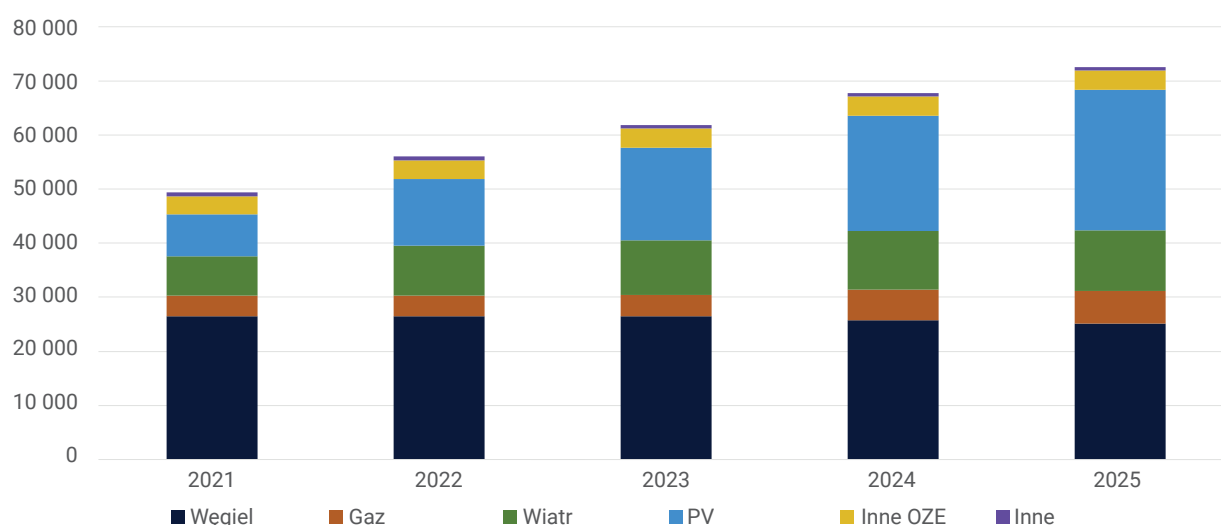
Równolegle obserwowany jest dynamiczny wzrost mocy z odnawialnych źródeł energii, w szczególności w fotowoltaice, której moc zainstalowana wzrosła z ok. 7,8 GW w 2021 r. do blisko 25,9 GW w 2025 r., co oznacza ponad trzykrotny wzrost w analizowanym okresie. Istotny wzrost odnotowano również w energetyce wiatrowej, gdzie moc zwiększyła się z ok. 7,3 GW do ponad 11,2 GW. Wzrost ten prowadzi

do znaczącej zmiany struktury miksu energetycznego, jednak ze względu na niestabilny charakter tych źródeł zwiększa również zapotrzebowanie na moce regulacyjne oraz rozwój infrastruktury wspierającej, w tym sieci przesyłowych i magazynów energii.

Istotną rolę w tym procesie zaczynają odgrywać jednostki gazowe, których moc zainstalowana znacząco wzrosła. W przypadku dużych jednostek wzrosła ona z ok. 2,0 GW w 2021 r. do ok. 3,5 GW w 2025 r., a w jednostkach mniejszych z ok. 1,45 GW do ponad 2,2 GW. Wskazuje to na ich funkcję jako paliwa przejściowego w procesie transformacji energetycznej. Jednostki te pełnią kluczową rolę w bilansowaniu systemu w warunkach rosnącego udziału niestabilnych źródeł odnawialnych, zapewniając elastyczność pracy polskiego systemu elektroenergetycznego.

W rezultacie polski system elektroenergetyczny znajduje się obecnie w fazie przejściowej, w której współistnieją tradycyjne źródła wytwórcze oraz dynamicznie rozwijające się odnawialne źródła energii. Taka struktura, choć niezbędna z punktu widzenia transformacji energetycznej, generuje istotne wyzwania związane z zapewnieniem stabilności systemu, wzrostem kosztów oraz koniecznością realizacji szeroko zakrojonych inwestycji w infrastrukturę energetyczną.

Prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce wskazują na jego systematyczny i istotny wzrost w horyzoncie do 2040 r. Dane PSE wskazują, że całkowite roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną netto w Polsce zwiększy się z ok. 172 TWh w 2026 r. do ok. 264 TWh w 2040 r., co oznacza wzrost o ponad 50%. Wzrost ten wynika



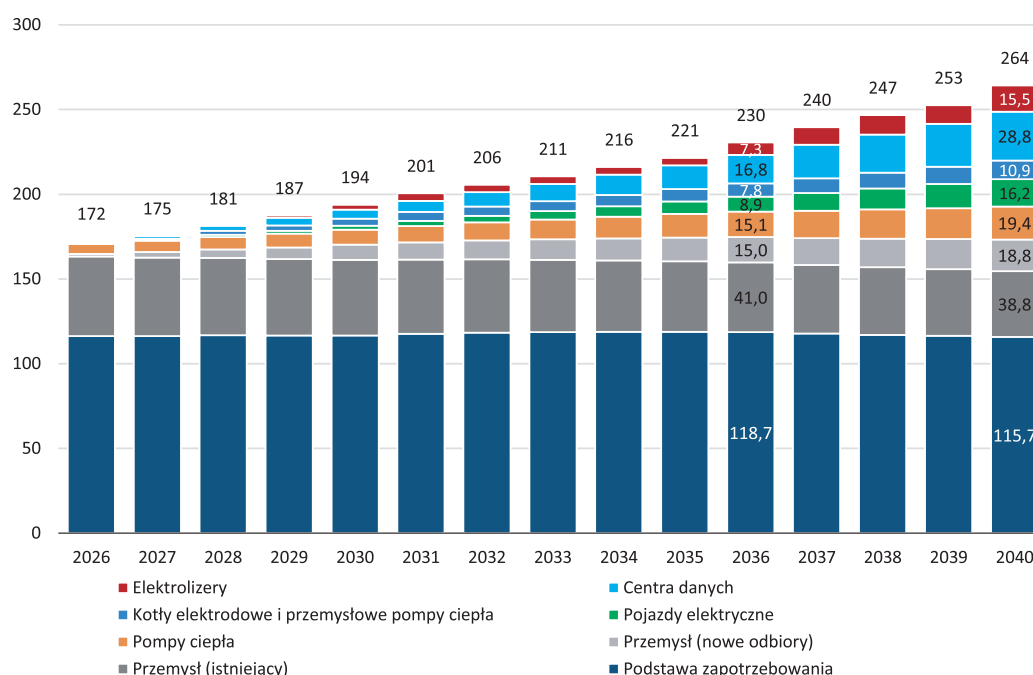
Rys. 52. Struktura mocy elektrycznej netto osiągalnej w Polsce wg źródeł w latach 2021-2025 [MW]

Źródło: opracowanie własne Zespołu Badań i Analiz ZBP, dane: Polski Instytut Ekonomiczny „Jak rozwijać energetykę jądrową w Polsce? Rekomendacje w zakresie regulacji prawnych i mechanizmów wsparcia branżowego



nie tylko z rosnącego zapotrzebowania w tradycyjnych sektorach gospodarki, lecz przede wszystkim z dynamicznego rozwoju nowych obszarów zużycia energii. Szczególnie istotny jest wzrost zapotrzebowania generowanego przez elektromobilność, pompy ciepła oraz centra danych, których znaczenie wyraźnie rośnie w drugiej połowie analizowanego okresu. Dodatkowo pojawiają się nowe źródła popytu, takie jak elektrolizery wykorzystywane w produkcji wodoru, które stopniowo zwiększają swój udział w całkowitym zużyciu energii, co oznacza,

że obserwowany wzrost wynika w znacznej mierze z procesów transformacyjnych i elektryfikacji polskiej gospodarki. Wskazane tendencje potwierdzają, że rozwój systemu elektroenergetycznego w Polsce musi uwzględniać zarówno rosnącą skalę zapotrzebowania, jak i jego rosnącą złożoność, co bezpośrednio przekłada się na konieczność realizacji znaczących inwestycji nie tylko w moce wytwórcze, ale także infrastrukturę sieciową, które należy traktować tak samo priorytetowo jak rozwój nowych mocy wytwórczych.



Rys. 53. Roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną netto w latach 2026-2040 – scenariusz pogodowy SWS [TWh]

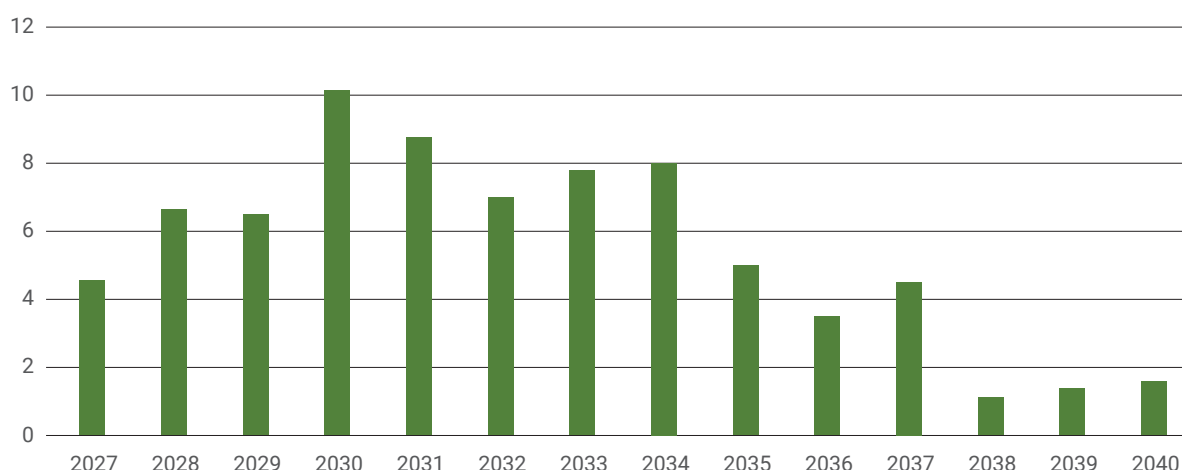
Źródło: Polskie Sieci Elektroenergetyczne „Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2027-2036”.

Wskazane poniżej szacunki nakładów inwestycyjnych potwierdzają, że rozwój infrastruktury przesyłowej stanowi jeden z kluczowych elementów transformacji energetycznej w Polsce. Jednocześnie należy zaznaczyć, że inwestycje te stanowią jedynie część całkowitych potrzeb finansowych sektora energetycznego, co oznacza, że rzeczywista skala wyzwań inwestycyjnych, obejmująca również rozwój mocy wytwórczych oraz technologii wspierających, jest istotnie wyższa.

Polskie Sieci Elektroenergetyczne szacują, że w ramach rozwoju infrastruktury przesyłowej w latach 2027–2040 skala inwestycji jest zróżnicowana w czasie. Roczne nakłady będą wynosić między 4 a 10 mld zł, osiągając najwyższe wartości na przełomie dekady, w szczególności w latach 2030–2034, kiedy przekroczą 8–10 mld zł rocznie. Zaprezentowane wartości odnoszą się wyłącznie do inwestycji operatora systemu przesyłowego i obejmują przede wszystkim rozbudowę oraz modernizację sieci

najwyższych napięć, w tym budowę nowych linii przesyłowych, stacji elektroenergetycznych oraz infrastruktury umożliwiającej integrację odnawialnych źródeł energii, morskiej energetyki wiatrowej oraz przyszłych elektrowni jądrowych.

Prognozy dotyczące struktury mocy wytwórczych w Polsce do 2050 r. wskazują na bardzo głęboką transformację krajowego systemu elektroenergetycznego oraz dynamiczny wzrost znaczenia odnawialnych źródeł energii. W scenariuszu rynkowym całkowita moc zainstalowana wzrośnie z ok. 64 GW w 2023 r. do ok. 215 GW w 2050 r., co oznacza ponad trzykrotny wzrost skali systemu elektroenergetycznego. Średnioroczne tempo wzrostu mocy zainstalowanej wyniesie ok. 4,6%, co odzwierciedla rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną związane z postępującą elektryfikacją gospodarki, rozwojem elektromobilności, pomp ciepła oraz dekarbonizacją przemysłu.



Rys. 54. Rozkład planowanych nakładów inwestycyjnych w latach 2027-2040 [mld zł]

Źródło: Polskie Sieci Elektroenergetyczne „Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2027-2036”.

Największy wzrost prognozowany jest w odnawialnych źródłach energii, które staną się dominującym elementem przyszłego miksu energetycznego. Moc zainstalowana w fotowoltaice zwiększy się z ok. 16 GW w 2023 r. do ok. 85 GW w 2050 r., co oznacza ponad pięciokrotny wzrost i czyni ją największym pojedynczym segmentem krajowego systemu elektroenergetycznego. Dynamicznie rozwijać się będzie również energetyka wiatrowa na lądzie, której moc wzrośnie z ok. 9 GW do ok. 51 GW. Jednocześnie coraz większą rolę odgrywać będzie morska energetyka wiatrowa, która z obecnie marginalnego poziomu osiągnie ok. 18 GW mocy zainstalowanej w 2050 r. Oznacza to, że przyszły system elektroenergetyczny w Polsce będzie w dużym stopniu oparty na niestabilnych źródłach odnawialnych.

Równolegle prognozowany jest stopniowy spadek znaczenia energetyki węglowej. Moc elektrowni opalanych węglem kamiennym zmniejszy się z ok. 22 GW w 2023 r. do ok. 5 GW w 2050 r., natomiast w przypadku węgla brunatnego z ok. 8 GW do ok. 3 GW. Wskazuje to na postępujący proces dekarbonizacji sektora elektroenergetycznego, wynikający zarówno z polityki klimatycznej UE i rosnących kosztów emisji CO₂, jak również ze wzrostu konkurencyjności technologii odnawialnych.

Wraz ze wzrostem udziału OZE rosnąć będzie także znaczenie technologii stabilizujących pracę systemu elektroenergetycznego. Moc magazynów energii i innych źródeł elastyczności systemu zwiększy się z ok. 2 GW w 2023 r. do ok. 13 GW w 2050 r. Jednocześnie istotną rolę nadal będą odgrywać jednostki gazowe, których moc utrzyma się na relatywnie wysokim poziomie ok. 16–22 GW, pełniąc funkcję źródeł regulacyjnych i bilansujących system. Po 2040 r. istotnym elementem miksu energetycznego stanie się również energetyka jądrowa, której moc może

osiągnąć ok. 13 GW w 2050 r., wzmacniając bezpieczeństwo energetyczne oraz stabilność dostaw energii elektrycznej.

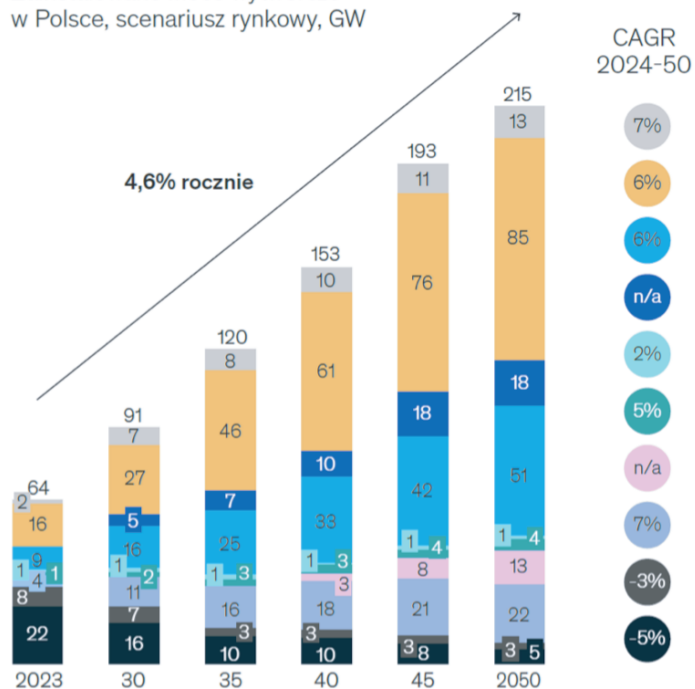
Prognozy dotyczące struktury zasobów wytwórczych energii elektrycznej w latach 2036–2040 wskazują, że jednym z kluczowych wyzwań polskiego systemu elektroenergetycznego będzie zapewnienie stabilności pracy systemu w warunkach bardzo wysokiego udziału odnawialnych źródeł energii. W analizowanym scenariuszu dominującą rolę w przyroście nowej mocy nadal odgrywać będą fotowoltaika oraz energetyka wiatrowa. Moc zainstalowana w źródłach fotowoltaicznych wzrośnie z ok. 43 GW w 2036 r. do ponad 50 GW w 2040 r., natomiast w lądowej energetyce wiatrowej z ok. 28 GW do ok. 35 GW. Jednocześnie rozwijana będzie morska energetyka wiatrowa, której moc osiągnie ok. 18 GW w 2040 r. Oznacza to dalszy wzrost znaczenia źródeł niestabilnych w krajowym miksie energetycznym.

Wraz ze wzrostem udziału OZE, coraz większego znaczenia nabierać będą technologie odpowiadające za bilansowanie i elastyczność systemu elektroenergetycznego. W szczególności rozwijane będą wielkoskalowe magazyny energii, których moc może osiągnąć ok. 20 GW, a także przydomowe systemy magazynowania energii. Równolegle obserwowany będzie dalszy spadek znaczenia konwencjonalnych jednostek wytwórczych, zwłaszcza dużych bloków węglowych, których moc zmniejszy się z ok. 25–26 GW w 2036 r. do ok. 22 GW w 2040 r. Wskazuje to na kontynuację procesu dekarbonizacji krajowego sektora elektroenergetycznego.

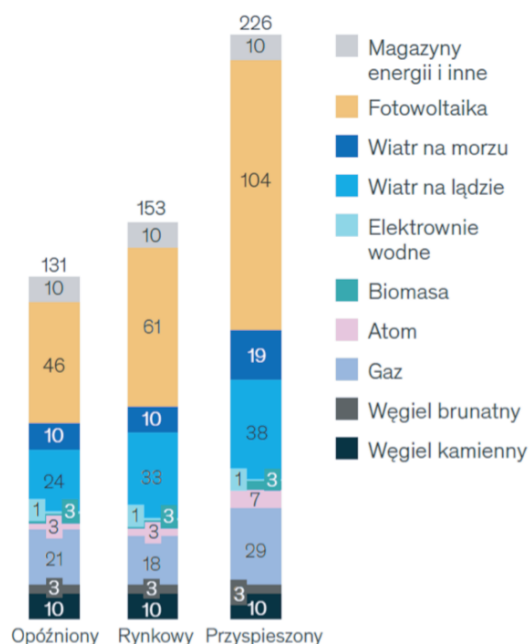
Istotnym elementem stabilizującym pracę systemu będzie również rozwój nowych źródeł niskoemisyjnych. Prognozy zakładają pojawienie się energetyki jądrowej o mocy ok. 3–4 GW do 2040 r., a także



Zainstalowane moce wytwórcze
w Polsce, scenariusz rynkowy, GW



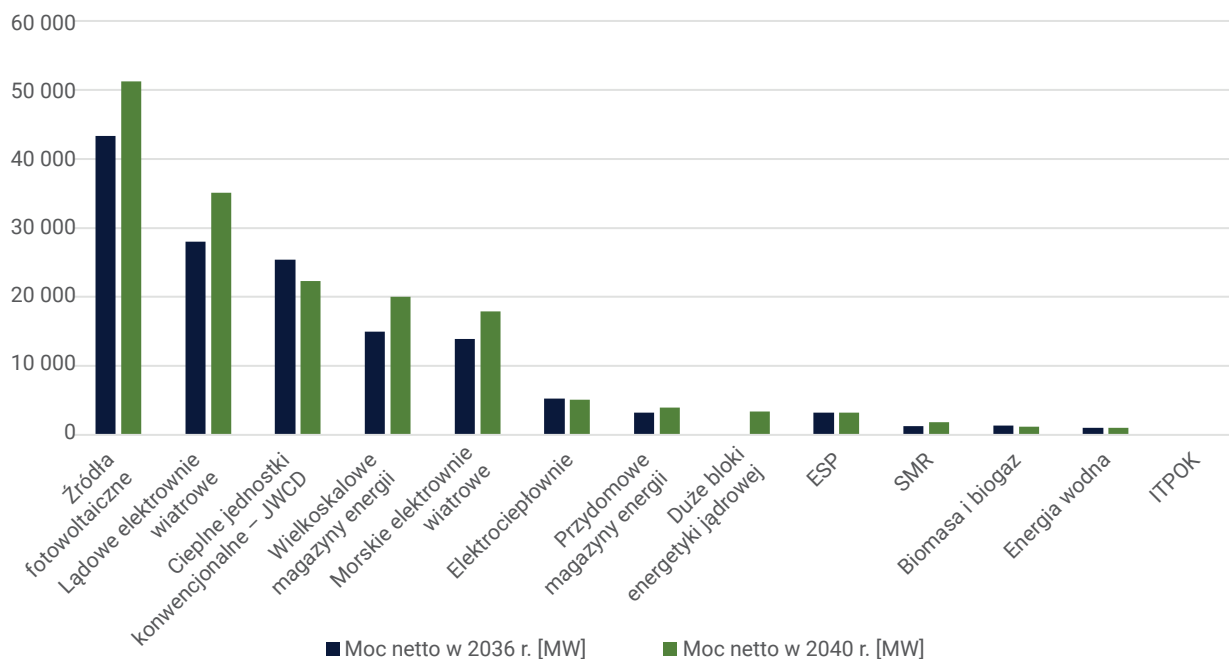
Porównanie scenariuszy,
2040, GW



Rys. 55. Zainstalowane moce wytwórcze z rosnącym udziałem OZE
Źródło: McKinsey&Company, Polska Energetyka 2050. Czas odważnych decyzji

rozwój małych reaktorów modułowych (SMR). Technologie te będą pełnić kluczową rolę w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego i stabilności dostaw energii elektrycznej w warunkach rosnącego udziału niestabilnych źródeł odnawialnych. Oznacza to, że

wraz z postępowaniem transformacji energetycznej ciężar rozwoju sektora będzie stopniowo przesuwany z samej rozbudowy nowych mocy wytwórczych na zapewnienie elastyczności i bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego.



Rys. 56. Struktura zasobów wytwórczych energii elektrycznej w 2036 i 2040 roku [MW]

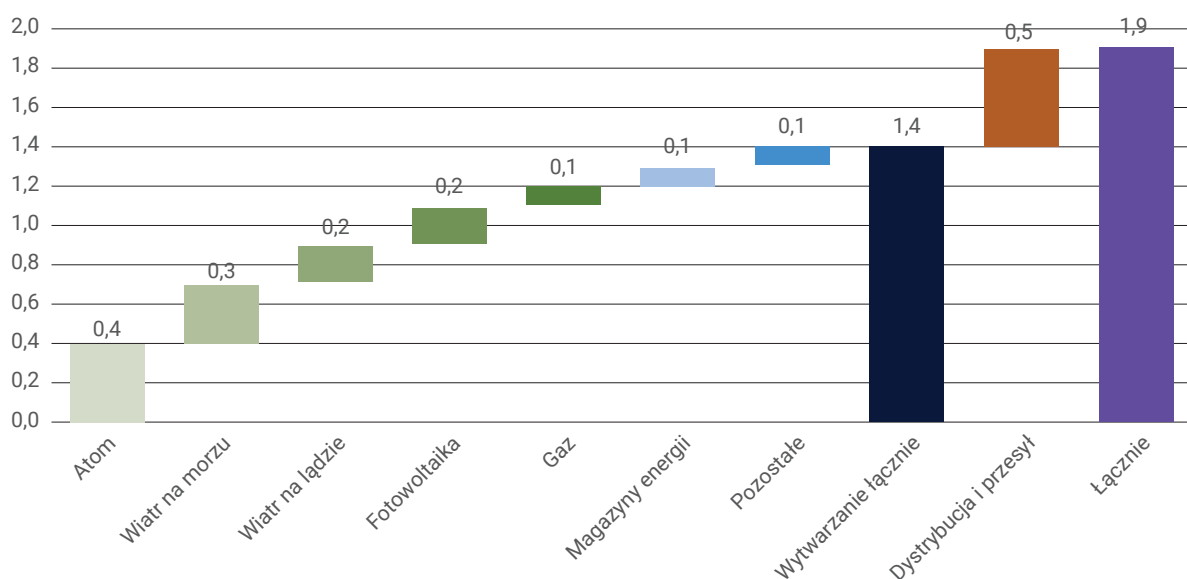
Źródło: opracowanie własne Zespołu Badań i Analiz ZBP, dane: Polskie Sieci Elektroenergetyczne „Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2027-2036”.

Z kolei analitycy PIE wskazują, że rozwój energetyki jądrowej stanowi jeden z kluczowych elementów transformacji krajowego systemu elektroenergetycznego. Planowana moc zainstalowana w energetyce jądrowej ma osiągnąć 5,9 GW do 2040 r., co w perspektywie długookresowej może przełożyć się na pokrycie co najmniej 20% krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną przed 2050 r. Analizy przedstawione w raporcie wskazują także, że w scenariuszu rezygnacji z rozwoju energetyki jądrowej konieczne byłoby znaczące zwiększenie mocy zainstalowanych w odnawialnych źródłach energii nawet o dodatkowe ok. 40 GW w energetyce wiatrowej oraz 50 GW w fotowoltaice. Oznaczałoby to istotne zwiększenie kosztów transformacji oraz większe obciążenie systemu elektroenergetycznego w zakresie jego stabilizacji i bilansowania.

Jednym z najistotniejszych wyzwań związanych z rozwojem energetyki jądrowej w Polsce pozostaje jednak nadal jego wysoka kapitałochłonność oraz związane z tym bariery finansowe. Jak wskazują analizy zawarte w raporcie Polskiego Instytutu Ekonomicznego, projekty jądrowe należą do najbardziej kosztownych inwestycji infrastrukturalnych, wymagających zaangażowania znacznych środków finansowych w długim horyzoncie czasowym. Bazując na podobnych kanadyjskich doświadczeniach, koszt budowy tylko jednego reaktora może wynieść ok. 14 mld zł. W tym kontekście kluczową rolę odgrywają mechanizmy wsparcia, takie jak kontrakty, gwarancje kredytowe, współfinansowanie publiczne czy instrumenty podziału ryzyka. Ich zastosowanie jest niezbędne dla zwiększenia tzw. bankowalności projektów

jądrowych, czyli zdolności do pozyskania finansowania dłużnego na warunkach akceptowalnych dla instytucji finansowych. Oznacza to, że rozwój energetyki jądrowej w Polsce jest w dużym stopniu uzależniony od efektywnej współpracy sektora publicznego i finansowego. W szczególności istotna staje się rola sektora bankowego, który przy odpowiednim ograniczeniu ryzyk regulacyjnych i rynkowych, może pełnić kluczową funkcję w finansowaniu długoterminowych inwestycji tego typu. Należy przy tym podkreślić, że bez aktywnego udziału polskiego sektora bankowego rozwój energetyki jądrowej w Polsce nie będzie możliwy na wymaganą skalę.

Zaprezentowana poniżej struktura wymaganych nakładów inwestycyjnych do 2050 r. wskazuje na bezprecedensową skalę wyzwań stojących przed polskim sektorem elektroenergetycznym. Łączna wartość inwestycji szacowana jest na ok. 1,9 bln zł (w cenach z 2023 r.), z czego ok. 1,4 bln zł przypada na rozwój nowych mocy wytwórczych, a ok. 0,5 bln zł na infrastrukturę dystrybucyjną i przesyłową. Struktura tych nakładów potwierdza, że transformacja energetyczna ma charakter systemowy i obejmuje równolegle rozwój odnawialnych źródeł energii, energetyki jądrowej, technologii magazynowania energii oraz rozbudowę sieci elektroenergetycznych. Szczególnie istotne jest to, że skala wymaganych inwestycji przekłada się na znaczące obciążenie makroekonomiczne, gdyż średnioroczne nakłady inwestycyjne odpowiadają ok. 2–3% polskiego PKB. Oznacza to, że transformacja energetyczna nie stanowi jedynie wyzwania technologicznego czy regulacyjnego, lecz jest



Rys. 57. Wymagane nakłady inwestycyjne sektora elektroenergetycznego do 2050 r. (bln zł, ceny 2023)

Źródło: opracowanie własne Zespołu Badań i Analiz ZBP, dane McKinsey & Company, „Polska Energetyka 2050”.



jednym z kluczowych procesów inwestycyjnych determinujących rozwój gospodarki w najbliższych dekadach.

Podsumowując, przedstawione szacunki potwierdzają, że transformacja energetyczna w Polsce nie jest jedynie procesem modernizacyjnym, lecz fundamentalnym warunkiem utrzymania konkurencyjności gospodarki w długim okresie, a skala wyzwań stojących przed polskim sektorem energetycznym ma charakter strukturalny i długookresowy. Oznacza to także, że realizacja transformacji energetycznej w zakładanej skali będzie w istotnym stopniu uzależniona od zdolności krajowego systemu finansowego do zapewnienia stabilnego i długoterminowego finansowania inwestycji. W szczególności kluczową rolę odegra polski sektor bankowy, który jako główny

dostawca finansowania, może stanowić fundament realizacji tego zadania, w tym poprzez udział w finansowaniu projektowym, konsorcjach kredytowych oraz współpracę z sektorem publicznym. Brak odpowiedniego zaangażowania sektora bankowego oraz niedostateczna dostępność finansowania mogą stanowić istotną barierę dla realizacji inwestycji energetycznych w Polsce, ograniczając ich tempo i pogłębiając ryzyka związane z wysokimi kosztami energii. W konsekwencji skuteczność procesu transformacji energetycznej w Polsce będzie w dużej mierze zależała od zdolności polskiego sektora bankowego do aktywnego wspierania tego procesu, a to przełoży się bezpośrednio na konkurencyjność polskiej gospodarki na arenie międzynarodowej oraz znaczący wzrost poziomu bezpieczeństwa energetycznego kraju.



Wnioski i rekomendacje

Przeprowadzona w raporcie analiza wskazuje, że uwarunkowania energetyczne należą obecnie do najważniejszych czynników determinujących konkurencyjność polskiej gospodarki na tle państw Unii Europejskiej. Ich znaczenie wykracza jednak poza sam poziom kosztów energii i obejmuje również bezpieczeństwo energetyczne, odporność gospodarki na szoki geopolityczne, możliwości rozwoju przemysłu oraz zdolność państwa do uczestnictwa w procesach transformacji technologicznej i cyfrowej.

Na tle państw UE Polska znajduje się w szczególnej sytuacji wynikającej z jednoczesnego występowania kilku strukturalnych wyzwań, obejmujących wysoką energochłonność gospodarki, istotny udział paliw kopalnych w krajowym miksie energetycznym, relatywnie wysoką emisyjność sektora elektroenergetycznego oraz wysoki udział podatków i opłat w końcowych cenach energii. W efekcie, zarówno przedsiębiorstwa, jak i gospodarstwa domowe pozostają bardziej narażone na skutki wzrostu cen energii i kosztów emisji CO₂ niż w wielu innych państwach członkowskich.

Przeprowadzone analizy wskazują jednocześnie, że poziom cen energii elektrycznej jest determinowany przez szereg wzajemnie powiązanych czynników, obejmujących nie tylko strukturę miksu energetycznego, lecz również ceny surowców energetycznych, koszty emisji CO₂, uwarunkowania regulacyjne, poziom integracji rynku energii oraz skalę inwestycji infrastrukturalnych. Szczególnie wyraźnie uwidoczniło się to podczas kryzysu energetycznego po rosyjskiej agresji na Ukrainę, kiedy gwałtowny wzrost cen gazu ziemnego przełożył się na rekordowy wzrost cen energii elektrycznej w Europie. W przypadku Polski połączenie relatywnie wysokich kosztów energii z wysoką energochłonnością gospodarki powoduje silną presję kosztową dla przedsiębiorstw, szczególnie w sektorach przemysłowych i branżach energochłonnych, a także zwiększa podatność gospodarstw domowych na szoki cenowe i ryzyko ubóstwa energetycznego.

Istotnym wnioskiem płynącym z raportu jest również rosnące znaczenie bezpieczeństwa energetycznego jako elementu odporności makroekonomicznej państwa. Wojna w Ukrainie oraz napięcia geopolityczne

na Bliskim Wschodzie pokazały, że gospodarki silnie uzależnione od importowanych surowców energetycznych są szczególnie podatne na wzrost inflacji, kosztów produkcji oraz destabilizację cen energii. W efekcie, niezależność energetyczna coraz częściej staje się nie tylko elementem polityki energetycznej, lecz również jednym z fundamentów bezpieczeństwa gospodarczego państw.

Dodatkowym czynnikiem zwiększającym znaczenie sektora energetycznego jest postępująca transformacja cyfrowa gospodarki. Dynamiczny rozwój sztucznej inteligencji, centrów danych oraz infrastruktury cyfrowej prowadzi do systematycznego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną. Oznacza to, że dostęp do stabilnej i konkurencyjnej cenowo energii staje się jednym z kluczowych warunków rozwoju nowoczesnych sektorów gospodarki oraz utrzymania konkurencyjności technologicznej państw.

Zaprezentowane w raporcie prognozy i szacunki inwestycyjne wskazują jednocześnie, że transformacja energetyczna w Polsce będzie wymagała bezprecedensowej skali nakładów finansowych obejmujących rozwój odnawialnych źródeł energii, energetyki jądrowej, magazynów energii, sieci przesyłowych i dystrybucyjnych oraz infrastruktury wspierającej stabilność systemu elektroenergetycznego. Jednocześnie brak odpowiednio szybkiej transformacji oznacza utrzymywanie wysokiej presji kosztowej związanej z cenami energii, kosztami emisji CO₂ oraz koniecznością dalszego angażowania środków publicznych w mechanizmy osłonowe i stabilizujące rynek energii.

W tym kontekście poprawa konkurencyjności polskiej gospodarki wymaga działań o charakterze systemowym, obejmujących zarówno transformację sektora energetycznego, jak i poprawę efektywności energetycznej oraz stworzenie stabilnych warunków finansowania inwestycji z tym związanych. Kluczowe znaczenie mają w szczególności następujące kierunki działań:

Po pierwsze, niezbędne jest przyspieszenie transformacji energetycznej poprzez dalszy rozwój odnawialnych źródeł energii, dywersyfikację miksu



energetycznego oraz rozwój stabilnych źródeł wytwórczych, w tym energetyki jądrowej. Działania te powinny prowadzić do stopniowego ograniczania zależności od paliw kopalnych i ich importu, a tym samym zmniejszenia podatności gospodarki na wahania cen surowców energetycznych oraz ryzyka geopolityczne oddziałujące na światowe rynki energii.

Po drugie, konieczne jest zwiększenie inwestycji w infrastrukturę energetyczną, obejmującą sieci przesyłowe i dystrybucyjne, magazyny energii oraz technologie wspierające elastyczność i stabilność systemu elektroenergetycznego. Rosnący udział niestabilnych źródeł odnawialnych w miksie energetycznym oraz dynamiczny wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną wymagają kompleksowej modernizacji krajowego systemu energetycznego, tak aby infrastruktura sieciowa nie stanowiła bariery dla efektywnego wykorzystania energii pochodzącej ze źródeł niskoemisyjnych.

Po trzecie, istotnym kierunkiem działań jest poprawa efektywności energetycznej gospodarki, która pozwala ograniczyć zużycie energii w procesach produkcyjnych, obniżyć koszty funkcjonowania przedsiębiorstw oraz zmniejszyć ich wrażliwość na wzrost cen energii.

Po czwarte, istotne jest stworzenie bardziej przewidywalnego i stabilnego otoczenia regulacyjnego, obejmującego politykę energetyczną, podatkową oraz

system opłat związanych z energią. Stabilność regulacyjna pozostaje jednym z kluczowych warunków zwiększenia skłonności przedsiębiorstw do realizacji długoterminowych inwestycji.

Po piąte, warunkiem powodzenia transformacji energetycznej jest zapewnienie odpowiednich źródeł finansowania tych inwestycji. Skala niezbędnych nakładów przekracza możliwości sektora publicznego, co oznacza konieczność szerokiego zaangażowania sektora bankowego oraz instytucji finansowych. W tym kontekście rola sektora bankowego staje się jednym z kluczowych elementów umożliwiających realizację transformacji energetycznej, w szczególności poprzez rozwój finansowania projektowego, konsorcjalnego oraz instrumentów zrównoważonego finansowania.

Podsumowując, transformacja energetyczna w Polsce przestaje być wyłącznie wyzwaniem sektora energetycznego, a staje się jednym z kluczowych procesów determinujących konkurencyjność polskiej gospodarki, bezpieczeństwo ekonomiczne państwa oraz zdolność Polski do uczestnictwa w globalnych procesach transformacji technologicznej i cyfrowej. Od tempa i efektywności realizacji tego procesu zależeć będzie zarówno długookresowa konkurencyjność polskiej gospodarki, jak i poziom jej odporności na przyszłe szoki geopolityczne i surowcowe.

35^{LAT} ZWIĄZEK BANKÓW POLSKICH



Raport przygotowany na zlecenie Fundacji
Warszawski Instytut Bankowości



PROGRAM
ANALITYCZNO
BADAWCZY