



ZIELONY RACHUNEK SUMIENIA:

prawdziwe koszty transformacji energetycznej –
przyszłość cen energii i naszych rachunków

Spis treści

Słowo wstępu	3
Streszczenie zarządcze	4
Analiza cen energii w Europie dla poszczególnych grup odbiorców	8
Ceny energii dla gospodarstw domowych	9
Ceny dla odbiorców instytucjonalnych	12
Zależność wysokości cen energii od struktury krajowego miksu energetycznego	18
Zależność wysokości cen energii od udziału OZE w krajowym miksie energetycznym	19
Zależność wysokości cen energii od udziału fotowoltaiki i wiatru w krajowym miksie energetycznym	20
Zależność wysokości cen energii od udziału energii jądrowej w krajowym miksie energetycznym	22
Struktura opłat na rachunku za energię elektryczną w Polsce	24
Opłaty za energię elektryczną	26
Rynek SPOT	26
Rynek terminowy	33
Ujemne ceny energii	34
Przyczyny ekstremalnie wysokich cen hurtowych energii	36
Opłaty dystrybucyjne	42
Opłata sieciowa	42
Opłata jakościowa	44
Opłata mocowa	46
Opłata OZE	49
System zielonych certyfikatów	55
Opłata przejściowa	57
Podatki	57
Ulgi dla odbiorców energochłonnych	58
Konto regulacyjne	59
Waloryzacja w ramach systemów wsparcia	59
Wnioski	61



Wstęp

O ddajemy w Państwa ręce **trzeci raport Centrum Strategii Rozwojowych**. Po wspólnocie („Przemyśleć wspólnotę. Czym są konsensusy rozwojowe?”) i zdrowiu („Niewypłacalny płatnik – kryzys finansowy ochrony zdrowia na przykładzie 2024 r.”) przyszedł czas na coś, co jest jednym z fundamentów każdej społeczności – gospodarkę. A jeśli gospodarka, to oczywiście energia. A jeśli energia – to **transformacja energetyczna**.

Temat ważny, doniosły, a jednocześnie tak często otulony mgłą ideologii, deklaracji i skrótów myślowych, że trudno już odróżnić realne wyzwania od politycznego storytellingu. **Tymczasem właśnie transformacja energetyczna – jej kształt, tempo i sposób finansowania – zdeterminuje rozwój Polski na całe dekady.** To od niej zależy nasza konkurencyjność, siła przemysłu, odporność gospodarki i bezpieczeństwo energetyczne w niestabilnym świecie. Nie możemy sobie pozwolić na to, by kluczowe decyzje zapadały na podstawie wyobrażeń, emocji czy modnych sloganów. Potrzebujemy wiedzy, odwagi i spojrzenia prawdzie w oczy.

Nie zamierzamy dokładać się do tej mgły. Wprost przeciwnie – chcemy ją rozproszyć, włączając światło. Ten raport to próba pokazania rzeczywistego obrazu transformacji energetycznej: bez złudzeń, ale i bez cynizmu. Opieramy się na liczbach, nie na przekonaniach. Na danych, nie na emocjach. A te dane pokazują jasno: **więcej OZE nie oznacza automatycznie niższych rachunków. Czasem – wręcz przeciwnie.** Co więcej, to nie cena samej energii, ale systemowe koszty jej przesyłu, bilansowania i subsydiowania będą kluczowym czynnikiem rosnących obciążeń dla odbiorców.

Wnioski? Po pierwsze – nie można mówić o odpowiedzialnej transformacji energetycznej bez spojrzenia na cały system (a nie tylko na poszczególne jego elementy). Po drugie – **obecny sposób finansowania tej transformacji w Polsce uderza najmocniej w najłabszych uczestników życia gospodarczego: małe firmy, punkty usługowe, gastronomię, domy pomocy.** To oni – często w cieniu medialnych debat – ponoszą dziś największe koszty zmian, które miały być wspólne, sprawiedliwe i przyszłościowe. Ale nie tylko oni – także **duży przemysł w Polsce**, mimo ulg i preferencji, **płaci dziś więcej niż jego konkurenci z Europy Zachodniej.** To realne zagrożenie dla konkurencyjności gospodarki i sygnał, że obecny model alokacji kosztów wymaga gruntownego przemyślenia.

Transformacja musi być kontynuowana – ale musi też być racjonalna. **Jeśli nie wyrwiemy się z ideologicznego patrzenia, jeśli nie spojrzymy na system takim, jakim jest, a nie jakim chcielibyśmy go widzieć – nie uda się zbudować ani zaufania społecznego, ani trwałych fundamentów energetycznej przyszłości.** System kosztowy wymaga korekty: tak, by z jednej strony nie osłabiał konkurencyjności, a z drugiej – nie spychał odpowiedzialności na tych, którzy mają najmniej siły, by ją udźwignąć. Tylko uczciwa diagnoza daje szansę na wypracowanie optymalnych, realistycznych i sprawiedliwych rozwiązań.

Dlatego właśnie zapraszamy do spojrzenia na energetykę z perspektywy całościowej: nie tylko technologii czy miksu, ale systemu, który ma zapewniać bezpieczeństwo i stabilność – a nie generować kolejne napięcia.

Szczególnie kierujemy ten apel do decydentów politycznych – to oni mają dziś w rękach narzędzia, by zdefiniować ramy **nowej polityki energetycznej**. To do nich adresujemy nasz raport jako zaproszenie do rozmowy nie o wybranych rozwiązaniach, lecz o całościowym modelu – który będzie zrozumiały, sprawiedliwy i długofalowo racjonalny. Tylko takie podejście daje szansę na transformację, która rzeczywiście będzie służyć rozwojowi – nie tylko energetyki, ale całej gospodarki.

Zapraszamy do lektury i wspólnego namysłu.

Kamil Orzeł

Prezes Zarządu, Członek Rady Fundacji
Centrum Strategii Rozwojowych

Streszczenie zarządcze

Transformacja energetyczna w Polsce i Unii Europejskiej postrzegana jest powszechnie jako nieunikniony i słuszny kierunek zmian – mający przynieść korzyści środowiskowe, niezależność energetyczną i – w dłuższej perspektywie – niższe rachunki za prąd. Jednak dane z lat 2019–2023 wskazują na głęboką rozbieżność między tymi oczekiwaniami a rzeczywistymi efektami. Analiza kosztów energii w poszczególnych krajach UE – oraz struktury rachunków odbiorców w Polsce – ujawnia szereg mitów, uproszczeń i systemowych ryzyk, które pozostają w cieniu publicznej narracji.

Najpowszechniejszy mit głosi, że wzrost udziału OZE (odnawialnych źródeł energii) w miksie energetycznym oznacza automatycznie spadek kosztów energii. Tymczasem dane z 27 państw Unii Europejskiej nie potwierdzają tej zależności. W krajach o największym udziale fotowoltaiki i energetyki wiatrowej – takich jak Niemcy, Holandia czy Dania – ceny końcowe dla odbiorców są często wyższe niż w państwach w większym stopniu opierających swój miks na źródłach konwencjonalnych.

Kluczowy wniosek raportu brzmi: **główne źródło rosnących rachunków za energię to nie cena samej energii, lecz systemowe koszty towarzyszące jej wytwarzaniu, przesyłowi i bilansowaniu.** W roku 2024 całkowity koszt energii czynnej (zakupu na rynku hurtowym) wyniósł ok. 72 mld zł¹. Do tego należy doliczyć ok. 37² mld zł kosztów dystrybucji, 4,5³ mld zł kosztów bilansowania systemu oraz 8⁴ mld zł różnego rodzaju opłat wspierających funkcjonowanie systemów wsparcia: mocowej (6,1 mld zł), kogeneracyjnej (0,8 mld zł), certyfikatów pochodzenia (1 mld zł) i opłaty przejściowej (0,1 mld zł). Opłata OZE w 2024 roku wyniosła 0 zł – jednak tylko ze względu na wysokie ceny energii w roku poprzednim. Wraz ze spadkiem cen giełdowych i dalszym przyrostem mocy subsydiowanych instalacji opłata ta nieuchronnie wzrośnie.

Również inwestycje w infrastrukturę rosną w bezprecedensowym tempie. Pięciu największych operatorów sieci dystrybucyjnych planuje wydać 72,6 mld zł do 2028 roku – to ponad 11 mld zł rocznie. Dla porównania – w 2020 roku wydano zaledwie 6,3 mld zł. Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE) zapowiedziały z kolei inwestycje na 64 mld zł do 2034 roku. **Oznacza to, że koszty utrzymania i amortyzacji infrastruktury będą rosnąć niezależnie od sytuacji na rynku energii – a wraz z nimi rosnać będą również taryfy dystrybucyjne, za które płacimy w rachunkach.**

1 Oszacowanie własne na bazie danych Towarowej Giełdy Energii S.A. (TGE).

2 Oszacowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych: Polskich Sieci Energetycznych S.A., PGE Dystrybucja S.A., Tauron Dystrybucja S.A., Energa-Operator S.A., Enea Operator sp. z o.o. oraz zatwierdzonych przez URE taryf.

3 Oszacowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych: Polskich Sieci Energetycznych S.A. oraz zatwierdzonej przez URE taryfy.

4 Oszacowanie własne na podstawie danych Zarządcy Rozliczeń S.A., Urzędu Regulacji Energetyki, TGE oraz zatwierdzonych przez URE taryf.

Co istotne, struktura tych inwestycji ma charakter cykliczny. Transformacja nie kończy się nigdy – po 15–20 latach nowo powstałe źródła i sieci również wymagają istotnych modernizacji lub wymiany. Dzisiejsze inwestycje to początek trwałego cyklu wydatków, który będzie obciążał odbiorców przez dekady. Warto zatem powstrzymać się od pochopnego wdrażania technologii drogich i niedojrzałych i poczekać, aż ich koszt spadnie wraz z globalnym rozwojem R&D, tak jak wcześniej stało się to w przypadku fotowoltaiki (PV) i wiatraków.

Polska na tle innych państw UE wyróżnia się nie tylko tempem wzrostu kosztów, lecz także ich strukturą. W większości krajów zachodnich stosuje się mechanizmy redystrybucyjne, które chronią odbiorców przemysłowych i przenoszą część obciążeń na gospodarstwa domowe – akceptujące wyższe koszty w imię transformacji. Polska przyjęła odwrotny model. Odbiorcy indywidualni płacą rachunki nawet o 30% niższe niż średnia UE, a cały ciężar systemowy został przerzucony na odbiorców instytucjonalnych – zarówno największych, jak i najmniejszych.

To właśnie mali odbiorcy instytucjonalni – firmy usługowe, handlowe, gastronomia – ponoszą najwyższe jednostkowe koszty usług sieciowych. Wynika to z konstrukcji taryf dystrybucyjnych: opłata stała powiązana z mocą przyłączeniową jest relatywnie wysoka dla małych odbiorców o niskim wolumenie zużycia. Efekt? Średni jednostkowy koszt dystrybucji jest siedmiokrotnie wyższy dla małej firmy niż dla dużego zakładu przemysłowego.

Co więcej, nawet duzi odbiorcy przemysłowi – mimo ulg i preferencji – płacą dziś w Polsce więcej niż ich odpowiednicy w innych krajach UE. Od roku 2023 koszt energii dla przemysłu energochłonnego w Polsce jest jednym z najwyższych w Unii. To realne zagrożenie dla konkurencyjności – i pierwszy krok do zjawiska „ucieczki przemysłu” (*carbon leakage*), czyli relokacji produkcji do tańszych jurysdykcji.

W tle rozgrywa się również kryzys bilansowania systemu. W roku 2024 odnotowano 885⁵ godzin, w których tempo zmian generacji przekraczało 1 GW/godz., i 210 godzin ze zmianą ponad 2 GW. Efekt? Rośnie liczba epizodów z ujemnymi cenami energii, redysponowaniem produkcji OZE oraz koniecznością utrzymywania coraz droższych rezerw. Liczba godzin z bardzo niskim współczynnikiem wykorzystania OZE (0–10%) pozostaje niezmiennie wysoka – ok. 3 tys. godzin rocznie⁶ – co wymusza obecność źródeł konwencjonalnych pomimo rosnącego udziału OZE w miksie.

Niepokój budzi również sytuacja na rynku terminowym. W roku 2023 wolumen obrotu spadł o 22% rok do roku i aż o 55% względem 2021. **Ceny kontraktów z dostawą na kolejny rok kształtują się poniżej kosztów zmiennych starszych jednostek węglowych.** Efekt? Elektrownie konwencjonalne funkcjonują coraz częściej jako jednostki szczytowe – uruchamiane incydentalnie, przy rosnących kosztach rozruchu i coraz niższej rentowności. Coraz trudniej uzasadnić ich utrzymanie bez wsparcia publicznego.

Równie złudna okazuje się wiara w tani atom. Energetyka jądrowa w innych krajach UE nie wykazała istotnej korelacji z niższymi cenami dla odbiorców końcowych. Wysokie nakłady inwestycyjne, długie cykle realizacji projektów, systemy bezpieczeństwa, nadzoru i gospodarki odpadami radioaktywnymi generują znaczne koszty systemowe – a te finalnie znajdują odzwierciedlenie w rachunkach.

Wnioski są jednoznaczne – transformacja energetyczna musi być kontynuowana, ale jej finansowanie wymaga nowego paradygmatu – koszty systemowe muszą zostać uczciwie zmapowane, ograniczone i racjonalnie rozłożone, aby nie podważyć zaufania do procesu modernizacji energetyki.

5 Wyliczenia własne na bazie danych ENTSO-E.

6 Opracowanie własne na bazie danych ENTSO-E i ARE.

Rekomendacje

1. Uwzględnianie pełnych kosztów systemowych w ocenie efektywności transformacji energetycznej

Polityka państwa i decyzje regulacyjne powinny opierać się na analizie pełnych kosztów systemowych – nie tylko kosztu wytworzenia energii (LCOE) czy wpływu na ceny giełdowe, ale także kosztów sieciowych, bilansowania oraz mechanizmów wsparcia. Należy tworzyć bodźce regulacyjne promujące inwestycje najkorzystniejsze z punktu widzenia całkowitego kosztu dla systemu elektroenergetycznego.

2. Zachowanie strategicznej cierpliwości inwestycyjnej

Zachęty inwestycyjne powinny być projektowane z uwzględnieniem długoterminowego interesu odbiorców końcowych. Przedwczesne wdrażanie kosztownych i niedojrzałych technologii może skutkować trwałym obciążeniem systemu. Inwestycje w technologie na wczesnym stadium rozwoju są uzasadnione tylko wtedy, gdy Polska ma realne kompetencje w ich rozwijaniu – w przeciwnym razie jest to subsydiowanie rozwoju przemysłu zagranicznego.

3. Racjonalizacja planowania inwestycji w infrastrukturę sieciową

Planowane wydatki na sieci elektroenergetyczne powinny być oparte na rzeczywistych potrzebach systemowych i jedynym uzasadnieniem dla nich nie powinna być presja związana z przyłączaniem nowych mocy wytwórczych. Nadmierne inwestycje mogą skutkować trwałym wzrostem taryf bez proporcjonalnej poprawy niezawodności dostaw czy spadku kosztów produkcji energii.

4. Przegląd redystrybucji kosztów i struktury taryfowej

Wymagana jest weryfikacja obecnego modelu taryfowania, szczególnie w odniesieniu do najmniejszych odbiorców instytucjonalnych oraz przemysłu energochłonnego narażonego na konkurencję międzynarodową. Niezreformowany system może skutkować trwałą utratą konkurencyjności strategicznych sektorów gospodarki.

5. Reforma mechanizmów wsparcia dla OZE

Należy wyeliminować sytuacje, w których wsparcie przyznawane jest w okresach występowania cen ujemnych, kiedy system nie jest w stanie zaabsorbować nadwyżki energii. Rekomenduje się także wprowadzenie ograniczeń w zakresie ponownego korzystania ze wsparcia przez instalacje po zakończeniu pierwotnego okresu wsparcia (repowering), przy równoczesnej analizie kosztów systemowych takich działań.

6. Przeniesienie akcentów z subsydiowania technologii na poprawę otoczenia inwestycyjnego

W związku z osiągnięciem dojrzałości technologicznej dalsze wspieranie rozwoju odnawialnych źródeł energii powinno koncentrować się na znoszeniu barier administracyjnych, skracaniu procesu inwestycyjnego oraz redukcji kosztów transakcyjnych – zamiast bezpośredniego subsydiowania przychodów inwestorów. Taka zmiana pozwoli rozwijać projekty o najniższych kosztach systemowych.



7. Rozwój elastyczności po stronie odbiorców końcowych

Zasadne jest promowanie rozwiązań zwiększających elastyczność zużycia energii, takich jak taryfy dynamiczne, taryfy preferencyjne czy ulgi systemowe. Równocześnie należy wprowadzić obowiązek informowania odbiorców o ryzykach związanych z wyborem taryf dynamicznych – na wzór regulacji obowiązujących w sektorze finansowym. Nadzór nad tym obszarem powinien sprawować Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (URE).

8. Ostrożność przy elektryfikacji odbiorców o niskiej elastyczności poboru

Elektryfikacja powinna być planowana z uwzględnieniem profilu zużycia energii odbiorcy. W przypadku odbiorców o sztywnym i wysokim poborze, szczególnie w okresach niskiej generacji z OZE (np. Dunkelflaute), brak elastyczności może prowadzić do wzrostu ryzyka bilansowego i kosztów systemowych, w tym kosztów rynku mocy.

9. Wzmocnienie i optymalizacja mechanizmów wspierających moce dyspozycyjne

W świetle rosnącej niestabilności generacji konieczne jest utrzymanie rynku mocy jako kluczowego narzędzia zapewnienia bezpieczeństwa dostaw. Należy jednocześnie podejmować działania mające na celu ograniczenie nieefektywności tego mechanizmu i optymalizację ponoszonych kosztów.

Bez zmiany podejścia do transformacji – obecnie skoncentrowanej jedynie na zwiększaniu mocy OZE – nie będzie ani taniej, ani bezpieczniej, a społeczna akceptacja na skutek rosnących kosztów może zostać poważnie nadwyrężona.

Analiza cen energii w Europie dla poszczególnych grup odbiorców

Rynek energii w poszczególnych państwach europejskich opiera się na zbliżonych zasadach, co jest efektem harmonizacji prawa wspólnotowego oraz postępującej integracji rynków w ramach mechanizmu tzw. *market coupling*. Należy jednak podkreślić, że ten proces realizowany jest w warunkach istotnych różnic lokalnych – dotyczących m.in. wielkości krajowych rynków, struktury miksu energetycznego, profilu zapotrzebowania, a także warunków klimatycznych, które w kontekście rosnącego udziału OZE zyskują coraz większe znaczenie dla funkcjonowania systemów elektroenergetycznych.

Wspomniane uwarunkowania przekładają się na istotne różnice w poziomach hurtowych cen energii elektrycznej pomiędzy krajami (rynek SPOT i rynki terminowe), szczególnie w krótkich horyzontach czasowych – na poziomie godzin lub dni. W dłuższej perspektywie ceny giełdowe w krajach europejskich wykazują ogólną tendencję do podążania w tym samym kierunku, choć poziomy cen hurtowych są znaczące.

Jednak **odnoszenie się wyłącznie do cen hurtowych nie oddaje pełnego obrazu kosztów pozyskania energii w danym państwie**. Pomimo różnic w konstrukcji systemów energetycznych i regulacji krajowych w większości państw członkowskich Unii Europejskiej struktura rachunków za energię zawiera podobne komponenty. Eurostat dzieli je na następujące kategorie:

- 1) koszt energii elektrycznej, m.in. hurtowe energii elektrycznej, koszty bilansowania, koszt obsługi sprzedaży;
- 2) koszty dystrybucji i przesyłu;
- 3) podatki i opłaty, na które składają się:
 - systemy wsparcia dla odnawialnych źródeł energii (OZE),
 - systemy wsparcia dla energetyki jądrowej,
 - opłaty mocowe,
 - opłaty środowiskowe,
 - pozostałe podatki i opłaty publiczne.

Nieostrość poszczególnych kategorii i trudność w jednoznacznym przyporządkowaniu danego kosztu do danej grupy, pomimo podejmowanej przez Eurostat próby ujednolicenia danych, powoduje, że wyciąganie daleko idących wniosków w kwestii efektywności poszczególnych systemów energetycznych bez zrozumienia lokalnego kontekstu **może prowadzić do wielu uproszczeń i wyciągania błędnych wniosków**. Szczególnie na

poziomie porównywania pojedynczych składowych, ponieważ niektóre koszty systemowe w poszczególnych krajach mogą być przypisane do innych kategorii lub być finansowana bezpośrednio z budżetu państwa, co nie eliminuje ich ekonomicznego istnienia, lecz przesuwają je z rachunków odbiorców do systemu podatkowego. Trzeba też pamiętać, że krótkookresowo ceny energii są również bardzo podatne na występowanie nadzwyczajnych zdarzeń, tj. awarii elektrowni czy warunków hydrologicznych w krajach polegających w znacznym stopniu na energetyce wodnej.

Występują również różnice w alokacji kosztów pomiędzy poszczególnymi grupami odbiorców – gospodarstwami domowymi, małymi i średnimi przedsiębiorstwami, dużymi odbiorcami przemysłowymi oraz odbiorcami energochłonnymi. Zjawisko to uwidoczniło się szczególnie po rozpoczęciu kryzysu energetycznego, kiedy wiele państw członkowskich wprowadziło rozbudowane mechanizmy interwencyjne mające na celu ograniczenie wzrostu kosztów energii. Przybrały one różną formę – od przejęcia przez budżet pewnych kategorii kosztów, np. wsparcia OZE, opłat mocowych, poprzez administracyjne zamrożenie cen aż po bezpośrednie transfery finansowe, które nie wpływają na samą wysokość rachunków za energię, ale obniżają ich ekonomiczną dotkliwość.

Pomimo przedstawionych powyżej zastrzeżeń dane Eurostatu dotyczące cen energii dla odbiorców końcowych pozostają są w naszej ocenie najbardziej wiarygodnym i porównywalnym źródłem informacji na temat sytuacji cenowej w poszczególnych państwach Unii Europejskiej. Uwzględniając znaczące zróżnicowanie systemów energetycznych w Europie, dane te umożliwiają wyciągnięcie ogólnych wniosków na temat wpływu przyjętych rozwiązań regulacyjnych i polityk publicznych na całkowity koszt pozyskania energii elektrycznej przez odbiorców końcowych.

Ceny energii dla gospodarstw domowych

W Europie wysokość rachunków za energię elektryczną dla gospodarstw domowych w ostatnich latach cechowała się znacznie większą stabilnością niż dla odbiorców instytucjonalnych. Jest to przede wszystkim konsekwencja decyzji politycznych podejmowanych w okresie kryzysu energetycznego, kiedy to większość państw członkowskich Unii Europejskiej wprowadziła specjalne mechanizmy ochronne mające na celu ograniczenie wzrostu kosztów energii dla gospodarstw domowych.

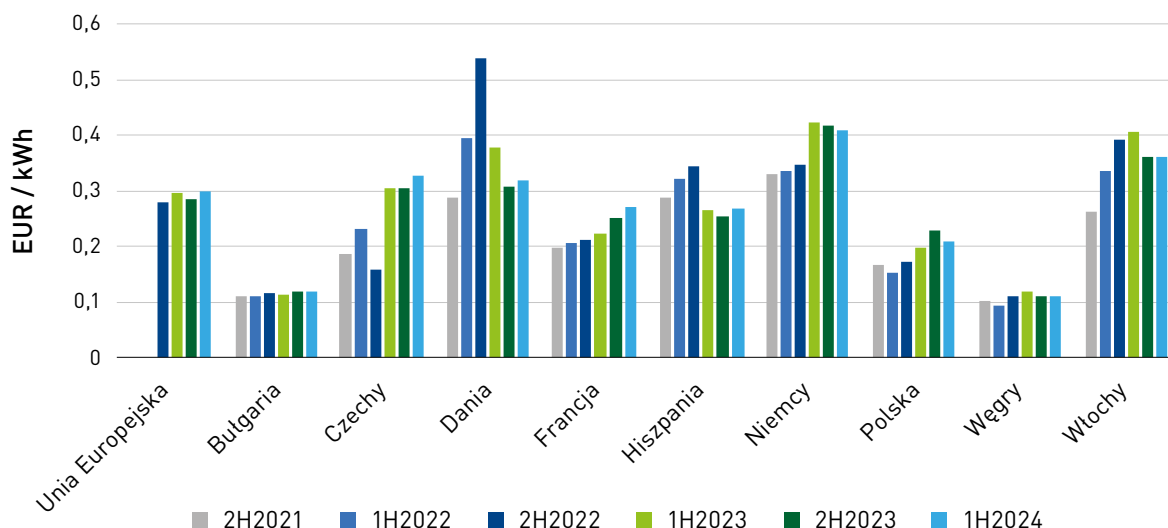
W efekcie tych działań w poszczególnych krajach UE nastąpiło znaczne zróżnicowanie poziomu rachunków za energię elektryczną płaconych przez gospodarstwa domowe po 2022 roku – zależnie od przyjętej konstrukcji mechanizmów wsparcia oraz sposobu ich wpływu na rachunki końcowe. Mimo istotnego wzrostu cen hurtowych energii elektrycznej średni poziom kosztów ponoszonych przez gospodarstwa domowe w Unii Europejskiej pozostał relatywnie stabilny.

Należy jednak zauważyć, że pomimo interwencji rządów gospodarstwa domowe – w przeliczeniu na jednostkę zużywanej energii (kWh) – płacą istotnie więcej niż odbiorcy instytucjonalni. Wynika to z wyższych jednostkowych kosztów obsługi tych odbiorców, którzy zużywają znacznie mniejsze ilości energii rocznie w przeliczeniu na punkt poboru. W wielu państwach różnica ta jest dodatkowo pogłębianą przez sposób alokacji kosztów transformacji energetycznej – to właśnie gospodarstwa domowe częściej ponoszą większą ich część, podczas gdy odbiorcy energochłonni są z tych kosztów częściowo lub całkowicie zwolnieni, jak ma to miejsce m.in. w Polsce.

Na wykresie 1 przedstawiono dane Eurostatu dotyczące półrocznych średnich całkowitych cen na rachunkach płaconych przez gospodarstwa domowe w wybranych państwach Unii Europejskiej za okres od drugiego półrocza 2021 roku do pierwszego półrocza 2024 roku. Na ich podstawie można sformułować kilka istotnych wniosków, które dobrze wpisują się w szerszy kontekst dyskusji o rzeczywistych kosztach energii ponoszonych przez odbiorców końcowych.

Wykres 1.

Średnia półroczna wysokość rachunków za energię elektryczną dla gospodarstw domowych w wybranych krajach UE (EUR/kWh, 2H2021-1H2024)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu

Najniższe poziomy cen rachunków za energię elektryczną dla gospodarstw domowych w analizowanym okresie odnotowano na Węgrzech (0,11 EUR/kWh) oraz w Bułgarii (0,11 EUR/kWh). Polska (0,15–0,22 EUR/kWh)⁷, choć nieco droższa od wymienionych krajów, również plasuje się poniżej średniego poziomu cen obserwowanego w Unii Europejskiej. **Relatywnie niskie koszty ponoszone przez odbiorców indywidualnych w tej części Europy są – jak już wspomniano – głównie rezultatem szeroko zakrojonych mechanizmów ochronnych**, które obejmują m.in. regulowane taryfy, dopłaty budżetowe oraz zniesienie lub obniżenie wybranych opłat systemowych. Mechanizmy te zostały istotnie rozszerzone po wybuchu kryzysu energetycznego, szczególnie w 2022 roku.

Z kolei w państwach o wyższym poziomie rozwoju gospodarczego – takich jak Niemcy, Dania czy Włochy – średnie ceny rachunków dla gospodarstw domowych już przed rozpoczęciem kryzysu kształtowały się na relatywnie wysokim poziomie, sięgającym lub przekraczającym 0,30 EUR/kWh. **Zjawisko to jest w dużej mierze pochodną większej skłonności zamożniejszych społeczeństw do akceptacji wyższych kosztów transformacji energetycznej i związanego z tym sposobu alokacji kosztów systemowych obciążającego w proporcjonalnie większym stopniu odbiorców indywidualnych.**

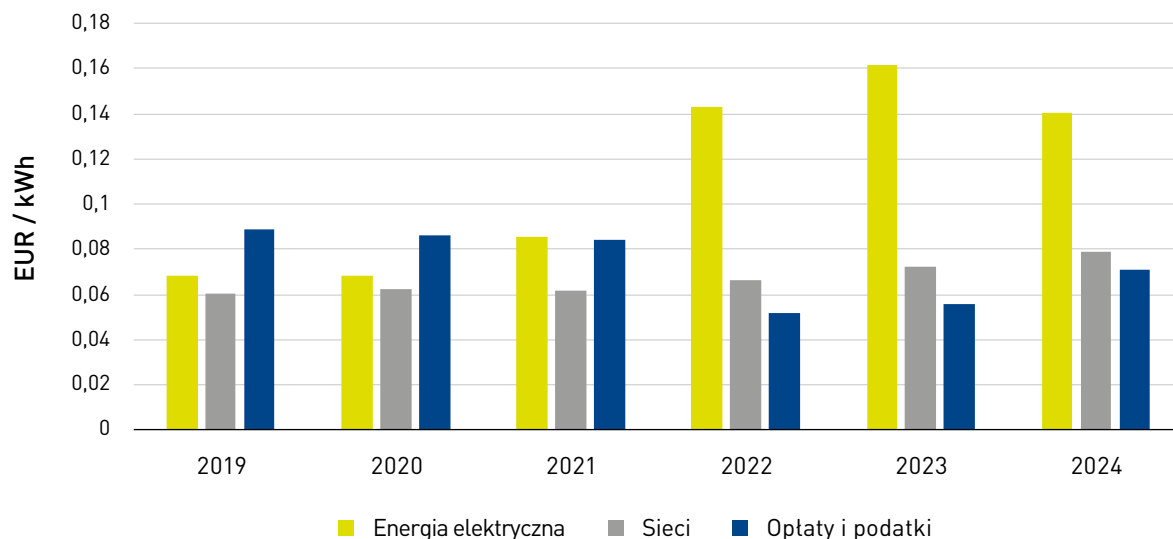
Różnice w ponoszonych kosztach nasiliły się po wybuchu kryzysu energetycznego. Wynikało to ze specyfiki systemów wsparcia, które w zależności od państwa były powszechne lub miały charakter selektywny – kierowany głównie do odbiorców o niższych dochodach. Dobrym przykładem takiego podejścia jest Dania – w 2022 roku odnotowano tam najwyższy w Unii wzrost rachunków dla gospodarstw domowych.

⁷ Eurostat.

Na wykresie 2 przedstawiono ewolucję uśrednionej dla Unii Europejskiej struktury kosztów rachunków ponoszonych przez gospodarstwa domowe. Zmiany w strukturze kosztów pokazują, że głównym czynnikiem wzrostu rachunków za energię dla gospodarstw domowych w UE były ceny energii na rynku hurtowym. Jednocześnie, aby ograniczyć ten wzrost, państwa członkowskie częściowo zredukowały inne elementy składowe rachunku – zwłaszcza podatki i opłaty – co pozwoliło na utrzymanie poziomu cen i złagodzenie skutków kryzysu. **Wraz ze stabilizacją rynku hurtowego i wygaszaniem mechanizmów ostonowych struktura rachunków będzie się zmieniała, a udział opłat i kosztów dystrybucyjnych będzie rość.**

Wykres 2.

Ewolucja struktury kosztów energii elektrycznej dla gospodarstw domowych w UE (2019–2024)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu

Pomimo relatywnej stabilności na szczególną uwagę zasługuje wzrost opłat za dystrybucję energii. Ich wysokość jest często pomijana w debacie publicznej na temat efektywności transformacji energetycznej, choć zaobserwowany wzrost jest bezpośrednią konsekwencją przyjętego modelu transformacji, który wymaga wysokich nakładów na modernizację i rozbudowę sieci energetycznych.

W analizowanym okresie najważniejszą pozycją w strukturze podatkowo-opłatowej pozostawał podatek VAT, którego udział w jednostkowym koszcie energii był stabilny. Jednocześnie wyraźnie zmniejszyło się obciążenie wynikające z tzw. podatków OZE, które w 2019 roku wynosiły 0,03 EUR/kWh⁸, w 2023 roku spadły praktycznie do zera, jednak w 2024 roku ponownie zaczęły rosnąć. **Jest to efekt zarówno wspomnianych decyzji politycznych, jak i konstrukcji funkcjonujących w wielu krajach mechanizmów wsparcia OZE – w szczególności kontraktów różnicowych (CfD), w których poziom dopłat jest zależny od bieżących cen rynkowych.**

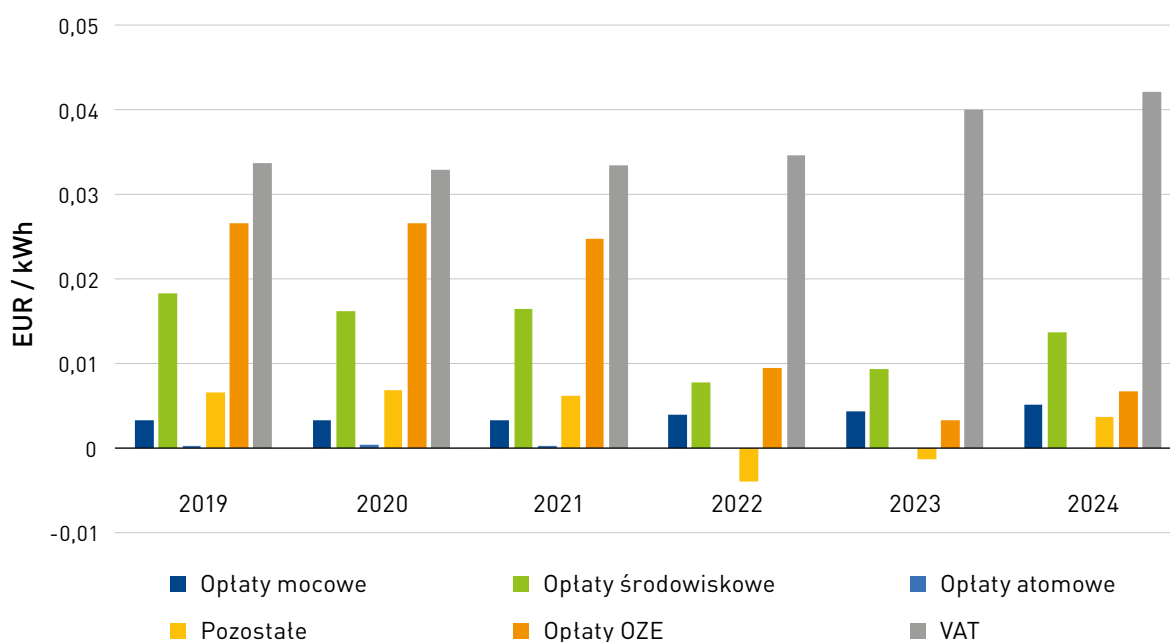
W okresie wysokich cen energii na rynku hurtowym (lata 2022–2023) wysokość wsparcia dla wytwórców została istotnie ograniczona, co przełożyło się na spadek kosztów tych mechanizmów. **Należy jednak zauważyć, że wraz ze spadkiem cen rynkowych oraz dalszym wzrostem mocy OZE objętych systemami pomocowymi poziom opłat OZE nie tylko powróci do poziomów sprzed kryzysu, lecz także może ulec znacznemu zwiększeniu.**

⁸ Eurostat.

Kluczowym czynnikiem kosztowym hurtowych cen energii, a co za tym idzie rachunków za prąd, jest system handlu uprawnieniami do emisji CO₂ – ETS. Jednak sposób wyliczenia przez Eurostat wysokości tzw. podatków środowiskowych, które według prezentowanej metodologii mają obejmować m.in. koszty związane z emisjami, w tym opłaty za uprawnienia do emisji CO₂, budzi istotne wątpliwości. Koszt uprawnień ETS jest bowiem uwzględniany przez wytwórców w ofertach składanych na rynku energii. Tymczasem Eurostat, chcąc go zaprezentować jako osobną kategorię opłat, musi go „wyjąć” z ceny energii. Rodzi to wątpliwości co do porównywalności tej pozycji pomiędzy poszczególnymi krajami (według danych Eurostatu w niektórych krajach, np. W Bułgarii czy na Węgrzech, ta pozycja przyjmuje wartość 0, pomimo że nie są one zeroemisyjne), co też przekłada się na zastrzeżenia co do prezentowanej przez Eurostat wysokości kosztów opłat za energię. Z tego względu najbardziej zasadne jest analizowanie całkowitych kosztów ponoszonych przez odbiorców i wykorzystywanie danych na temat poszczególnych składowych poglądowo.

Wykres 3.

Ewolucja struktury opłat i podatków ponoszonych przez gospodarstwa domowe w UE (2019–2024)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu

Opisane wyżej czynniki powodują, że ceny płacone przez gospodarstwa domowe nie odzwierciedlają w pełni faktycznych kosztów systemowych związanych z wytwarzaniem i dystrybucją energii elektrycznej. W związku z tym wykorzystywanie ich w debacie publicznej, by stanowiły miernik efektywności poszczególnych modeli rynkowych lub struktury mikśw energetycznych, może prowadzić do błędnych wniosków. Lepszym wskaźnikiem są ceny płacone przez odbiorców instytucjonalnych, którzy ze względu na przepisy o pomocy publicznej korzystali jedynie z ograniczonych form wsparcia.

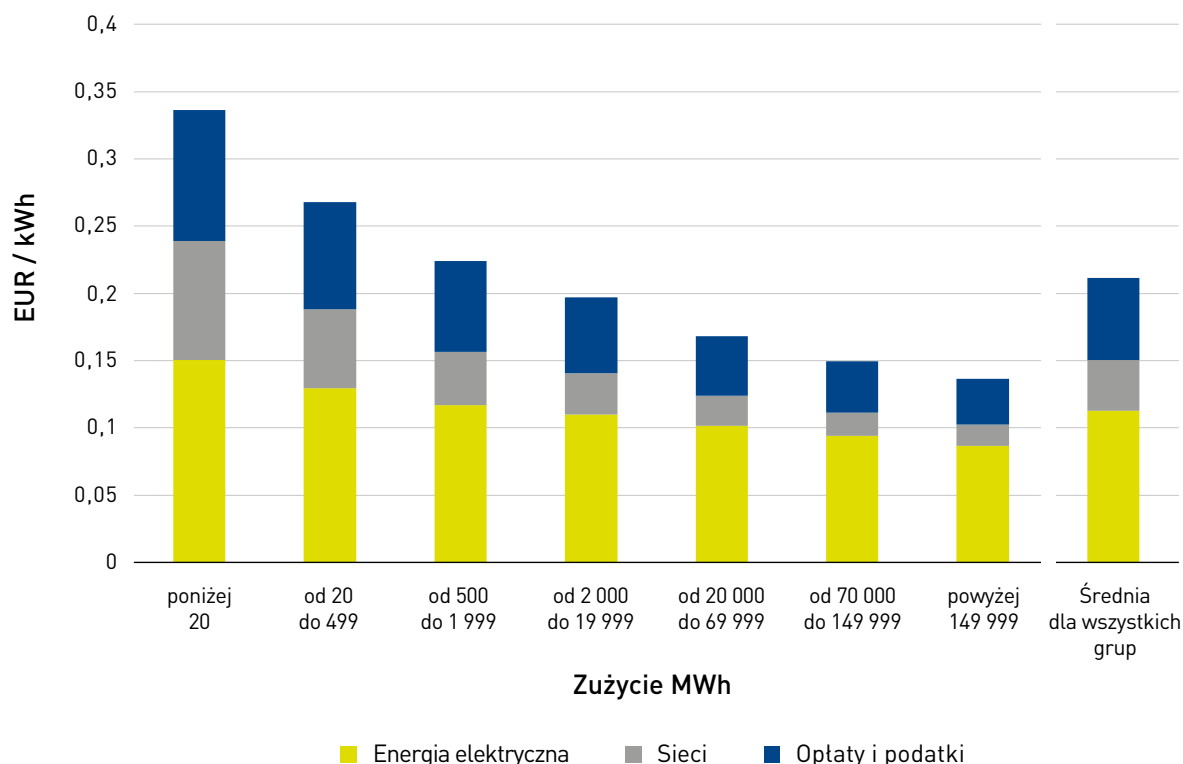
Ceny dla odbiorców instytucjonalnych

Eurostat publikuje dane dotyczące kosztów pozyskania energii elektrycznej w podziale na dwie główne grupy odbiorców: gospodarstwa domowe (omówione wcześniej) oraz pozostałych odbiorców (instytucjonalnych). Do tej drugiej kategorii zaliczają się bardzo zróżnicowane podmioty – od małych firm usługowych, takich jak salony fryzjerskie czy biura rachunkowe, po duże zakłady przemysłowe o ogromnym zużyciu energii, takie jak huty, kopalnie czy zakłady chemiczne.

Na Wykresie 4 przedstawiono średnie ceny energii elektrycznej dla odbiorców instytucjonalnych w krajach Unii Europejskiej w 2024 roku, w zależności od poziomu zużycia. **Dane te jasno pokazują, że największe jednostkowe koszty energii dotyczą najmniejszych odbiorców, podczas gdy podmioty zużywające bardzo duże wolumeny energii (np. powyżej 150 GWh rocznie) korzystają z wyraźnie niższych cen.**

Wykres 4.

Średni koszt energii elektrycznej dla odbiorców instytucjonalnych w krajach UE w zależności od poziomu zużycia (EUR/MWh) w 2024 roku



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu

Największe różnice w strukturze kosztów ponoszonych przez odbiorców instytucjonalnych – w zależności od poziomu zużycia energii – dotyczą opłat sieciowych. Wynika to z konstrukcji taryf dystrybucyjnych obowiązujących w większości państw Unii Europejskiej, które składają się z dwóch głównych komponentów: części stałej, uzależnionej od mocy przyłączeniowej, oraz części zmiennej, powiązanej z wolumenem zużytej energii. Takie rozwiązanie odzwierciedla strukturę kosztową operatorów systemów dystrybucyjnych, gdzie zdecydowana większość – nierzadko nawet 90% – ponoszonych kosztów to koszty stałe, wynikające z konieczności utrzymania infrastruktury sieciowej niezależnie od poziomu jej wykorzystania. **W konsekwencji najmniejsi odbiorcy – zużywający relatywnie niewielkie ilości energii – obciążeni są aż siedmiokrotnie wyższymi jednostkowymi (za kWh) kosztami usług sieciowych niż odbiorcy z najwyższego progu zużycia.**

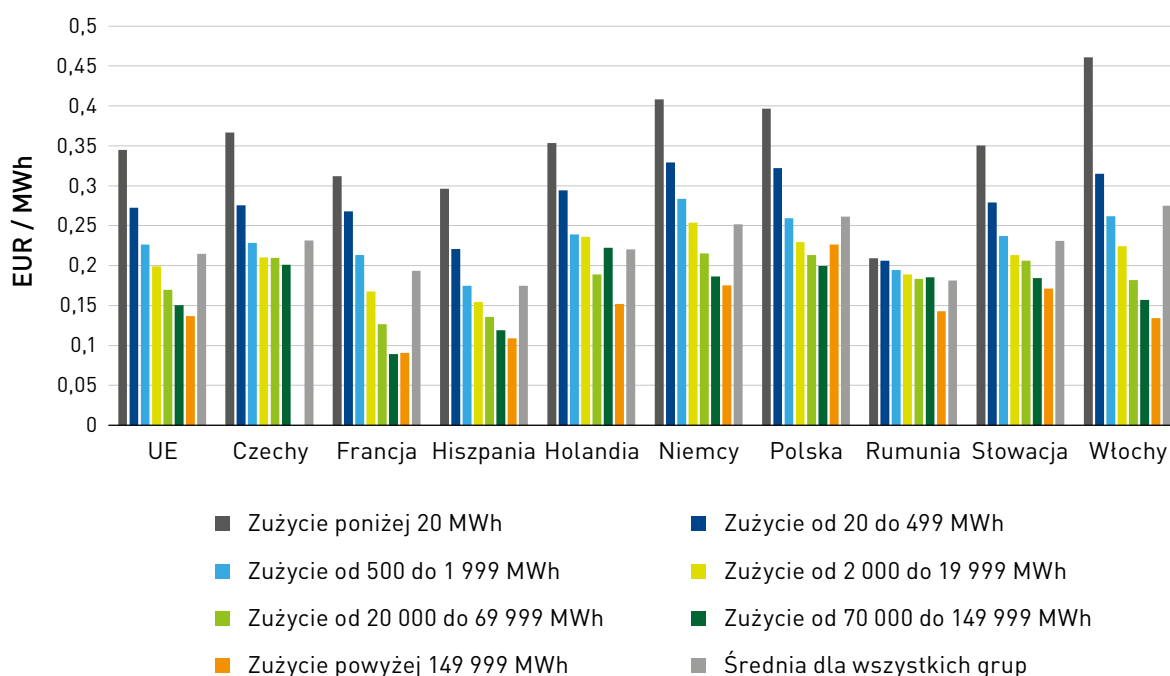
Istotna, choć mniej wyraźna, różnica występuje również w zakresie kosztu samej energii elektrycznej. W przypadku najmniejszych odbiorców instytucjonalnych ceny jednostkowe są średnio o ok. 50% wyższe niż dla odbiorców z najwyższych przedziałów zużycia. Wynika to przede wszystkim z ograniczonej siły negocjacyjnej mniejszych podmiotów wobec sprzedawców energii, wyższych jednostkowych kosztów ich obsługi oraz z odmiennych profili zużycia. Najwięksi odbiorcy, tacy jak zakłady przemysłowe, zazwyczaj prowadzą działalność w trybie ciągłym, co umożliwia im konsumowanie znacznej części energii w godzinach nocnych lub w weekendy, czyli w okresach tradycyjnie tańszych niż godziny szczytowego zapotrzebowania w ciągu

dnia. Warto jednak zauważyć, że w ostatnich latach – zwłaszcza w okresie letnim – ta zależność zaczęła się odwracać ze względu na dynamiczny wzrost generacji z OZE.

Zaskakująco duże różnice widoczne są również w zakresie opłat i podatków. Także w tej kategorii najmniejsi odbiorcy obciążani są relatywnie najwyższymi kosztami – w niektórych przypadkach ponad dwa- a nawet trzykrotnie wyższymi niż w przypadku największych odbiorców. To efekt przyjętej w wielu państwach członkowskich UE polityki polegającej na ochronie odbiorców energochłonnych – najbardziej wrażliwych na wzrost kosztów transformacji energetycznej i zagrożonych relokacją działalności poza Unię Europejską. Polityka ta – choć uzasadniona z punktu widzenia konkurencyjności przemysłu – prowadzi do nierównomiernej alokacji kosztów systemowych, które w coraz większym stopniu spadają na mniejszych odbiorców instytucjonalnych i gospodarstwa domowe.

Wykres 5.

Średnia wysokość rachunków dla odbiorców instytucjonalnych w wybranych krajach UE w zależności od poziomu zużycia (EUR/MWh) w 2024 roku



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

Analiza danych dla poszczególnych państw potwierdza wyraźną zależność – im wyższe zużycie energii, tym niższy jednostkowy koszt jej zakupu. Tendencja ta występuje we wszystkich krajach UE, choć jej skala różni się w zależności od lokalnych regulacji i struktury rynku. Brak danych dla największych odbiorców w części państw wynika z ograniczeń statystycznych lub braku odpowiednio dużych podmiotów.

Analogicznie jak w przypadku gospodarstw domowych, także w przypadku odbiorców instytucjonalnych występują istotne różnice pomiędzy krajami Europy Zachodniej i Środkowo-Wschodniej. **W krajach zamożniejszych – takich jak Niemcy, Francja czy Włochy – najmniejsi odbiorcy instytucjonalni ponoszą relatywnie wyższe koszty jednostkowe w porównaniu z dużymi przedsiębiorstwami.** Świadczy to o świadomej polityce alokacji kosztów transformacji energetycznej, w której to mniejsze podmioty – mające mniejszy udział kosztów energii w całości kosztów i trudniejsze do relokacji – są w większym stopniu obciążane kosztami systemowymi.

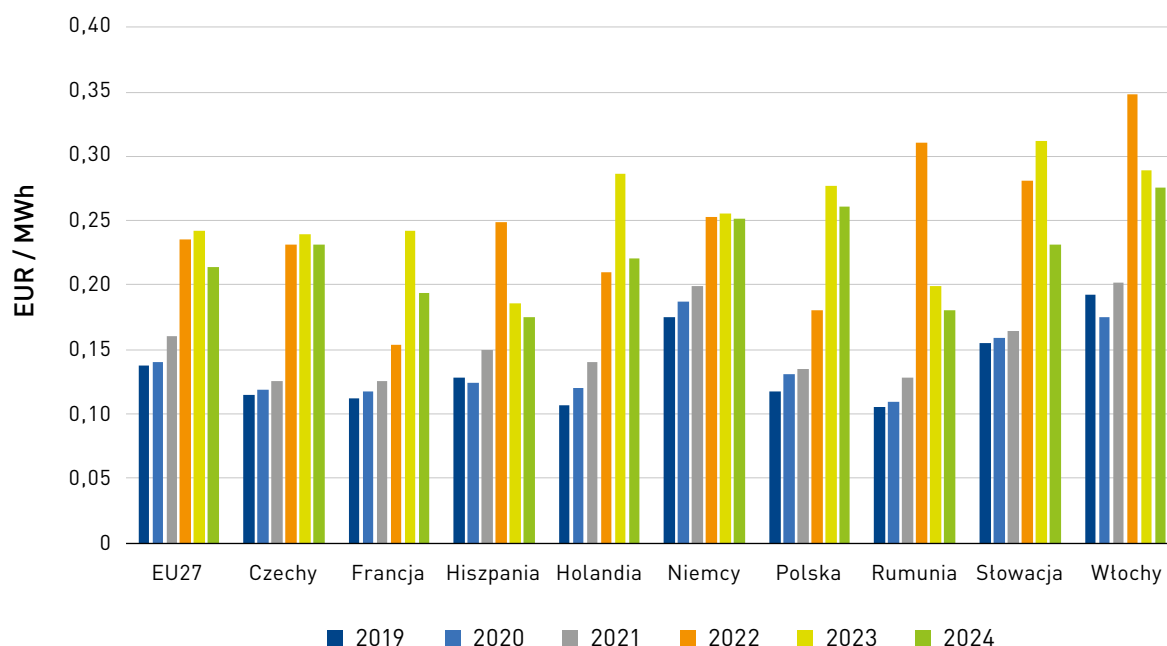
W państwach tzw. nowej UE, takich jak Polska, Rumunia czy Czechy, różnice pomiędzy rachunkami energii dla małych i dużych odbiorców instytucjonalnych są znacznie mniej wyraźne niż w Europie Zachodniej. W przypadku Polski widoczna jest wręcz odwrotna tendencja – rachunki dla największych odbiorców okazują się nieznacznie wyższe niż dla odbiorców ze średnich grup zużycia. Wskazuje to na odmienne podejście do redystrybucji kosztów transformacji energetycznej.

Dzieje się tak pomimo istnienia w Polsce rozwiązań wspierających przemysł energochłonny, takich jak zwolnienia z części opłat systemowych (np. opłata OZE). Dane sugerują jednak, że wsparcie to miało ograniczony wpływ na realne wysokość rachunków dla omawianej grupy przedsiębiorstw. **W odróżnieniu od wielu państw Europy Zachodniej, które zdecydowanie silniej wspierają przemysł energochłonny kosztem pozostałych odbiorców, Polska nie zdecydowała się na równie intensywną redystrybucję kosztów w tym kierunku.** Zjawiska te należy interpretować w kontekście strategii przemysłowych poszczególnych państw oraz ich polityki energetycznej i społecznej – w tym stopnia interwencji publicznej i mechanizmów chroniących określone grupy podmiotów.

Na Wykresie 6 przedstawiono średnie ceny rachunków za energię dla odbiorców instytucjonalnych w wybranych państwach Unii Europejskiej w latach 2019–2023. Dane te jednoznacznie wskazują na istotny wzrost kosztów pozyskania energii w okresie kryzysu energetycznego, który rozpoczął się w drugiej połowie 2021 roku.

Wykres 6.

Średnie ceny rachunków za energię elektryczną dla odbiorców instytucjonalnych w wybranych krajach UE w latach 2019–2024 (EUR/kWh)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu

Średnia cena rachunków w Unii Europejskiej wzrosła z 0,14 EUR/kWh w latach 2019–2020 do 0,24 EUR/kWh w latach 2022–2023, co oznacza wzrost o ok. 70%, w 2024 zanotowano spadki cen. Jednocześnie widoczne jest znaczące zróżnicowanie dynamiki zmian pomiędzy poszczególnymi krajami. Największy skok cenowy odnotowano w 2022 roku we Włoszech – z 0,20 EUR/kWh w 2021 roku do 0,35 EUR/kWh – oraz na Słowacji, gdzie ceny wzrosły z 0,16 do 0,28 EUR/kWh w analogicznym okresie⁹. Wysoką dynamikę wzrostu zaobserwowano również w Rumunii i Holandii.

⁹ Eurostat.

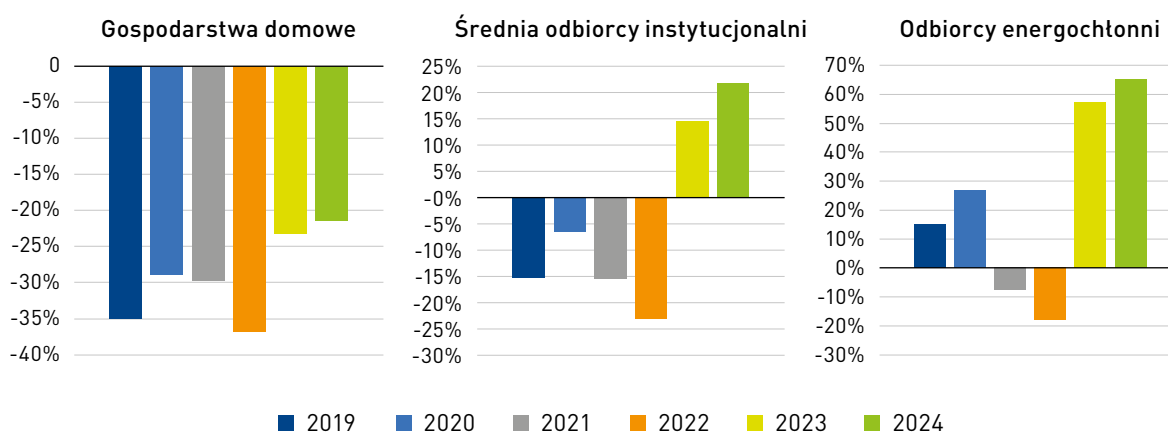
W przypadku Polski wzrost cen także był znaczący – z 0,14 EUR/kWh w 2021 roku do 0,28 EUR/kWh¹⁰ w 2023 roku – co oznacza podwojenie kosztów energii dla odbiorców instytucjonalnych w ciągu zaledwie dwóch lat. Spadki cen odnotowane w 2024 roku były bardzo nierówne pomiędzy państwami UE, największe spadki odnotowała Słowacja (-50%) i Holandia (-48%), najmniejsze Niemcy (-2%) Włochy (-7%). Spadki w Polsce wyniosły -12% co jest zbliżone do średniej unijnej. Jednak utrzymuje to ceny dla odbiorców instytucjonalnych w Polsce powyżej średniej.

Warto również zauważyć, że w niektórych krajach – takich jak Hiszpania czy Rumunia – ceny osiągnęły szczyt w 2022 roku, po czym uległy spadkowi w 2023 roku, podczas gdy w innych dalej rosły np. Polsce. Przedstawione dane potwierdzają, że pomimo harmonizacji zasad funkcjonowania rynku energii w Unii Europejskiej, poziom rachunków płaconych przez odbiorców instytucjonalnych pozostaje w dużej mierze determinowany przez lokalne uwarunkowania – strukturę mixu energetycznego, zakres wsparcia publicznego, dostępność kontraktów długoterminowych oraz przyjętą politykę alokacji kosztów systemowych.

Na Wykresie 7 przedstawiono relację rachunków energii elektrycznej w Polsce do średnich cen w Unii Europejskiej w latach 2019–2024, z podziałem na gospodarstwa domowe oraz odbiorców instytucjonalnych według poziomu zużycia. Dane te umożliwiają ocenę względnej konkurencyjności polskich rachunków w poszczególnych segmentach rynku.

Wykres 7.

Relacja cen rachunków za energię elektryczną w Polsce do średniej unijnej (UE27) w latach 2019–2024 – gospodarstwa domowe, średnia odbiorcy instytucjonalni, odbiorcy energochłonni wg poziomu zużycia



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu

W analizowanym okresie wysokość rachunków dla gospodarstw domowych w Polsce pozostawała wyraźnie poniżej średniej unijnej – różnica ta utrzymywała się w przedziale od -21% do -37%. Wynikało to przede wszystkim z szeroko zakrojonych mechanizmów ostonowych i administracyjnego ograniczania wzrostu taryf.

Dla odbiorców instytucjonalnych sytuacja była bardziej zróżnicowana i zmieniała się w czasie. W latach 2019–2022 większość grup zużycia notowała ceny niższe niż średnia UE, jednak w 2023 roku trend ten uległ odwróceniu – w szczególności w przypadku dużych i bardzo dużych odbiorców. O ile w 2021 roku ceny dla największych odbiorców były o 8% niższe niż średnia unijna, o tyle w 2024 roku były one aż o 65% wyższe. Podobne zjawisko dotyczyło innych dużych grup – m.in. odbiorców zużywających od 70 000 do 149 999 MWh rocznie (+33%) oraz od 20 000 do 69 999 MWh (+26%).

¹⁰ Eurostat.

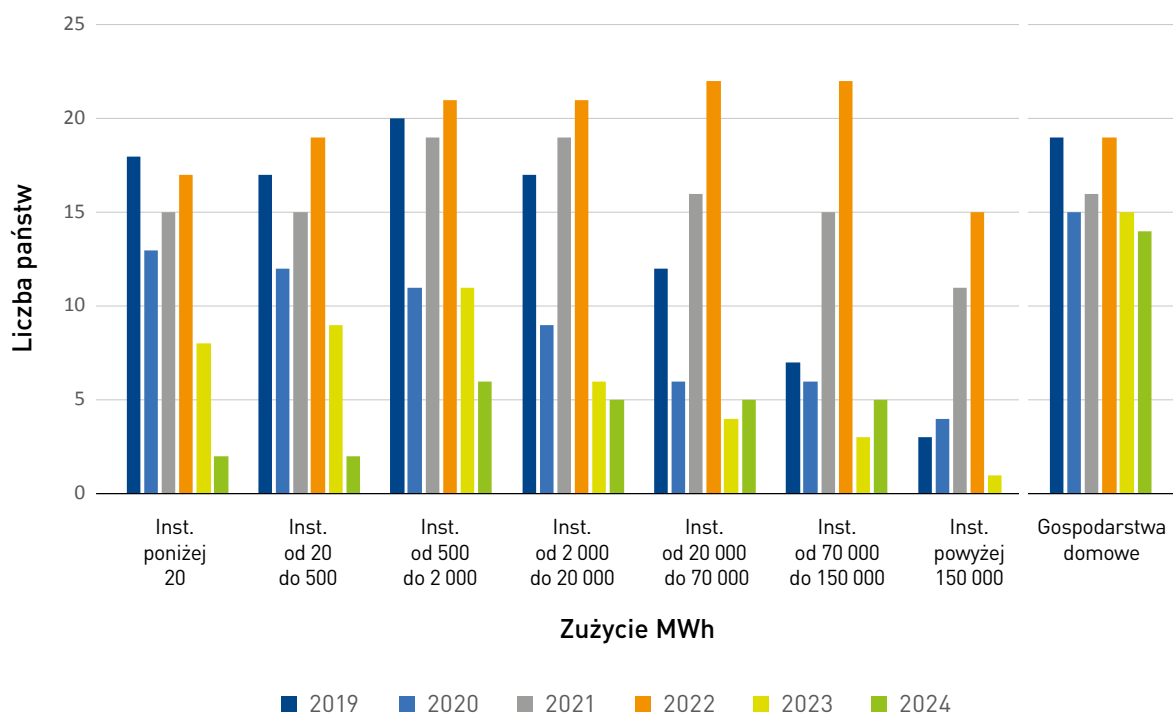
Średnia dla wszystkich odbiorców instytucjonalnych wskazuje, że Polska przez większość analizowanego okresu oferowała niższe niż unijne ceny (np. -23% w 2022 roku), jednak w 2023 roku odnotowano wzrost do poziomu +15%, a w 2024 +22% względem średniej UE. To potwierdza istotną zmianę struktury kosztów wytwarzania energii oraz ograniczony zasięg interwencji ostonowych dla sektora przedsiębiorstw, w szczególności dla największych odbiorców energii.

Przyjęty w Polsce sposób alokacji kosztów transformacji energetycznej skutkuje relatywnie wyższymi – na tle średniej unijnej – kosztami dla największych, energochłonnych odbiorców. Tymczasem w większości państw UE to właśnie najmniejsi odbiorcy ponoszą proporcjonalnie większe obciążenia jednostkowe. Biorąc pod uwagę, że w przypadku odbiorców energochłonnych koszt energii stanowi istotną część całkowitych kosztów działalności, należy spodziewać się pogorszenia ich pozycji konkurencyjnej. W dłuższej perspektywie będzie to prowadzić do ograniczenia skali ich produkcji w Polsce i przenoszenia jej poza granice kraju.

Na Wykresie 8 zaprezentowano, jak kształtowały się ceny rachunków w Polsce na tle innych państw Unii Europejskiej w podziale na poszczególne grupy odbiorców końcowych w latach 2019-2024. Analiza została przeprowadzona poprzez wskazanie liczby krajów, w których ceny dla danej grupy odbiorców były wyższe niż w Polsce w danym okresie. Im wyższa wartość, tym lepsza relatywna pozycja kosztowa Polski – zarówno z perspektywy konkurencyjności przemysłu, jak i obciążeń gospodarstw domowych.

Wykres 8.

Liczba państw, w których wysokość rachunków dla poszczególnych grup odbiorców były wyższe niż w Polsce (2019-2024)



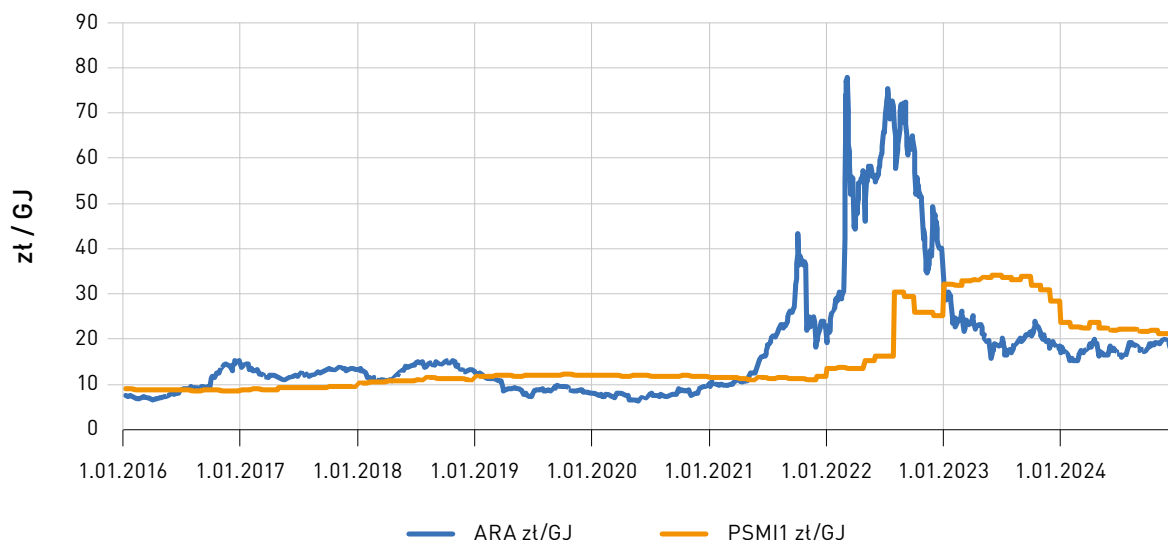
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu

Zestawienie to pozwala ocenić względną atrakcyjność Polski z perspektywy rachunków, a także zaobserwować zmiany w czasie oraz zróżnicowanie sytuacji poszczególnych grup odbiorców. Dane jednoznacznie wskazują, że **najlepsza pozycja Polski przypadła na lata 2021-2022, czyli początkowy okres kryzysu energetycznego, kiedy rachunki w wielu państwach europejskich rosły znacznie szybciej.** Wynikało to z sytuacji na rynku hurtowym, m.in. z ograniczonego wpływu cen gazu na rynek krajowy (niski udział jedno-

stek gazowych w produkcji energii) oraz specyfiki krajowych kontraktów na dostawy węgla kamiennego do elektrowni, które w większości przypadków mają charakter długoterminowy i są aktualizowane z rocznym opóźnieniem. W efekcie, podczas gdy europejskie ceny węgla (indeks ARA) osiągały rekordowe poziomy w 2022 roku, polskie elektrownie nadal kupowały węgiel po cenach zakontraktowanych wcześniej, co ograniczało wzrost cen hurtowych energii w Polsce w tym okresie.

Wykres 9.

Cena węgla na rynku krajowym (PSCMI) i europejskim (ARA) w latach 2016-2024



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych ARP, Investing.com

Od roku 2023 nastąpił jednak gwałtowny zwrot – spadki cen surowców na rynkach międzynarodowych nie znalazły odzwierciedlenia w krajowych kosztach produkcji, ponieważ krajowe elektrownie zaczęły ponosić wyższe koszty zakupu węgla w wyniku aktualizacji kontraktów. Jednocześnie ze względu na strukturę *merit order* – przy wysokich cenach uprawnień do emisji (ETS) i relatywnie drogim krajowym węglu – to właśnie elektrownie węglowe stały się jednostkami krańcowymi, wyznaczającymi cenę na rynku SPOT.

Konsekwencją tej sytuacji było pogorszenie pozycji Polski, szczególnie w odniesieniu do największych odbiorców przemysłowych, dla których ceny energii od 2023 roku są najwyższe w całej UE.

Zależność wysokości cen energii od struktury krajowego miksu energetycznego

Jak wielokrotnie wspomniano, jednym z kluczowych czynników wpływających na ceny energii w poszczególnych krajach jest struktura ich miksu energetycznego, czyli udział poszczególnych źródeł w produkcji energii elektrycznej.

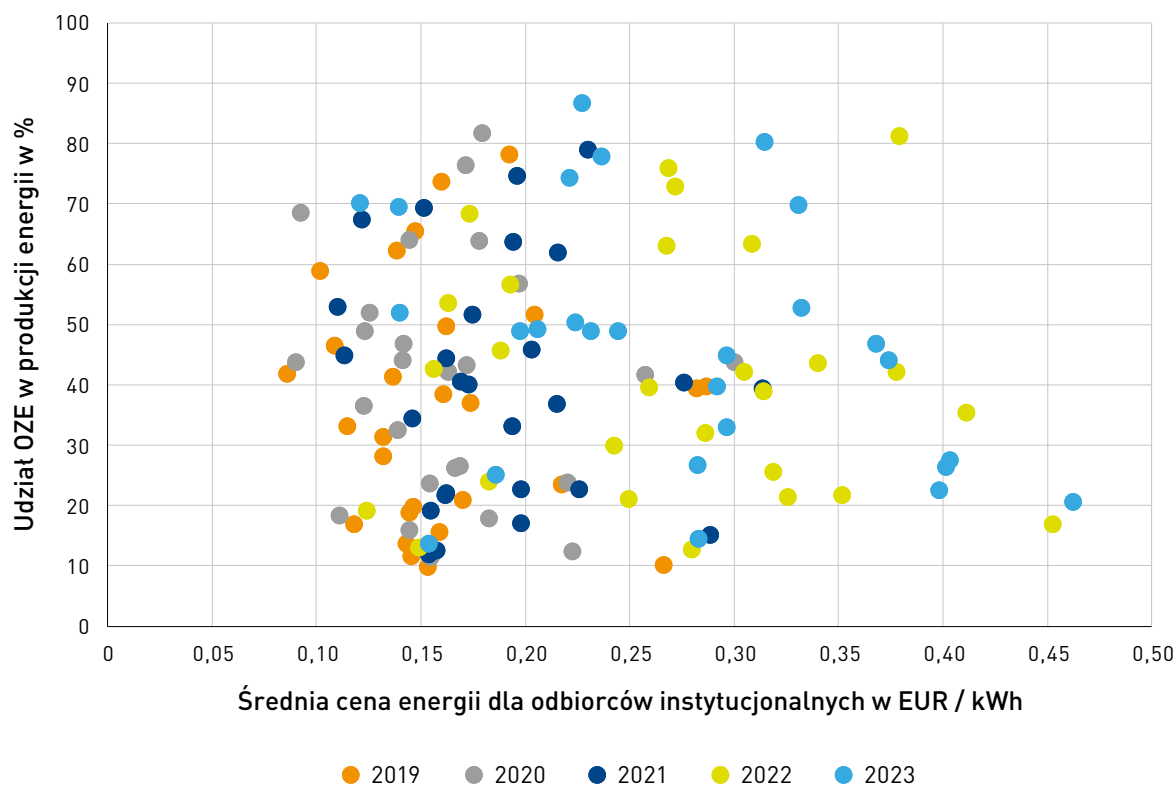
Wzrost cen energii elektrycznej w Polsce odnotowany w 2023 roku – zarówno w ujęciu nominalnym (zł/kWh), jak i względem średniej unijnej – ponownie uruchomił debatę publiczną na temat uwarunkowań krajowego rynku energii. Wśród najczęściej przywoływanych przyczyn rosnących cen wskazywano w szczególności relatywnie niski udział OZE. W efekcie coraz częściej formułowane są postulaty zwiększenia znaczenia odnawialnych źródeł jako skutecznego sposobu na obniżenie kosztów energii w Polsce.

Zależność wysokości cen energii od udziału OZE w krajowym miksie energetycznym

Celem weryfikacji tezy o istotnym wpływie udziału OZE na obniżenie cen rachunków, przeprowadzono analizę zależności pomiędzy całkowitymi kosztami energii elektrycznej dla odbiorców końcowych a udziałem OZE w miksie energetycznym państw członkowskich UE w latach 2019–2023.

Wykres 10.

Zależność między udziałem OZE w miksie energetycznym a średnimi cenami energii dla odbiorców instytucjonalnych w krajach UE (2019–2023)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu

Analiza oparta na średnich cenach energii dla odbiorców instytucjonalnych wykazała, że najsilniejsza korelacja wystąpiła w 2023 roku, gdy pojawiła się słaba, ujemna korelacja ($-0,3578$) pomiędzy udziałem OZE a poziomem cen, jednak przy tak ograniczonej liczbie obserwacji nie można jej uznać za istotną statystycznie. Dla potwierdzenia wyników przeprowadzono również analogiczną analizę dla poszczególnych grup odbiorców instytucjonalnych. Również i tutaj nie zaobserwowano jednoznacznej korelacji.

Zestawienie danych dotyczących kosztów energii ponoszonych przez odbiorców końcowych w krajach Unii Europejskiej w latach 2019–2023 nie pozwala na potwierdzenie tezy, że wyższy udział odnawialnych źródeł energii w krajowym miksie energetycznym prowadził do niższych kosztów pozyskania energii dla odbiorców. Pomimo często przywoływanego wpływu dużej generacji OZE na krótkoterminowe spadki cen na rynku SPOT analiza kosztów całkowitych dla końcowych użytkowników wskazuje, że korelacja między udziałem OZE a poziomem cen końcowych była słaba lub nieistniejąca. Wskazuje to na konieczność ostrożności w formułowaniu uogólnień na temat wpływu transformacji energetycznej na rachunki za energię elektryczną.

Zależność wysokości cen energii od udziału fotowoltaiki i wiatru w krajowym miksie energetycznym

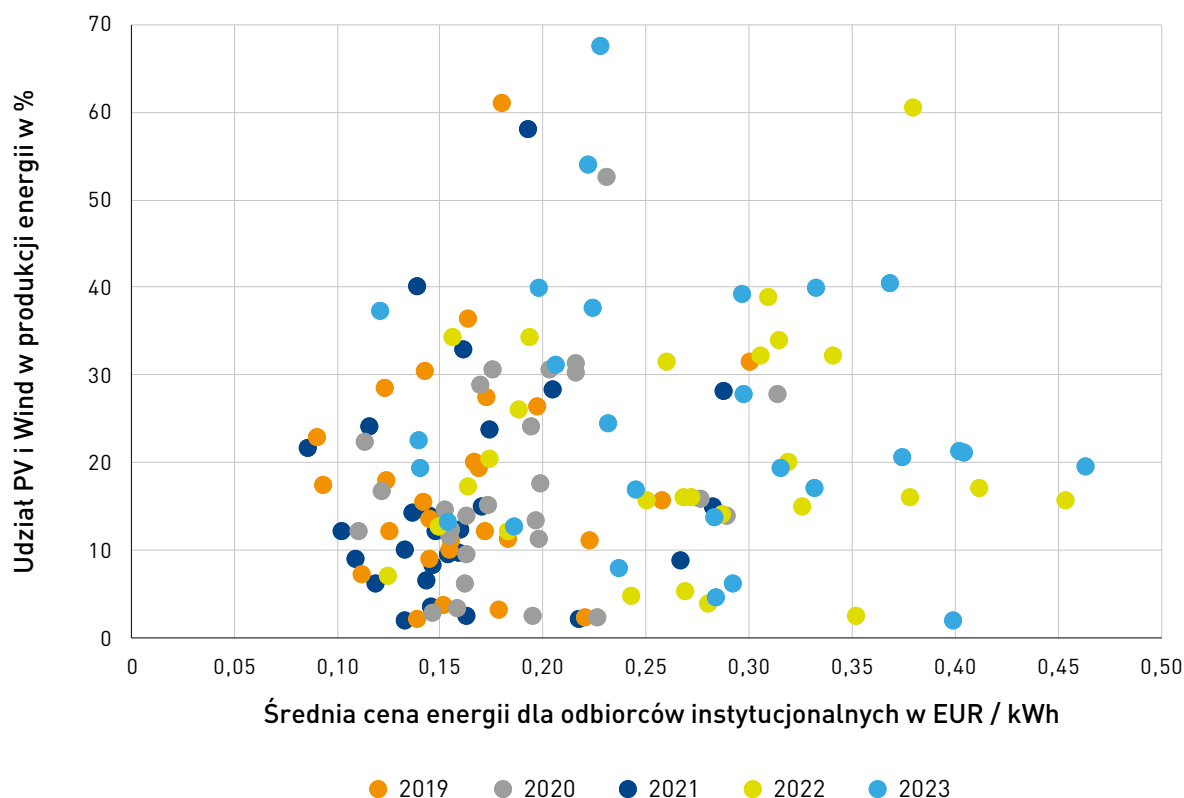
Odrębnie przeprowadzono analizę zależności wysokości udziału cen energii od dwóch kluczowych technologii OZE – fotowoltaiki oraz energetyki wiatrowej – ze względu na ich specyfikę – istotną i odrębną od pozostałych źródeł odnawialnych. Wpływ poszczególnych technologii odnawialnych źródeł energii na system energetyczny jest zróżnicowany i zależy od ich specyfiki techniczno-ekonomicznej. Elektrownie biomasowe są źródłami sterowanymi, charakteryzują się wysokimi kosztami zmiennymi – nierzadko porównywalnymi do elektrowni węglowych czy gazowych. Produkcja elektrowni wodnych jest w dużej mierze uzależniona od warunków hydrologicznych, choć w niektórych przypadkach – w krótkich, kilkugodzinnych okresach – może być częściowo sterowalna. Z kolei elektrownie szczytowo-pompowe de facto pełnią funkcję magazynów energii – średnio-, a w niektórych przypadkach także długoterminowych.

Obecnie żadna z tych technologii nie rozwija się dynamicznie, a moce zainstalowane są wynikiem inwestycji poczynionych w przeszłości, niekiedy nawet kilka dekad wcześniej. W ostatnich latach przyrost mocy zainstalowanej w OZE był napędzany przede wszystkim przez dynamiczny rozwój fotowoltaiki oraz energetyki wiatrowej – zarówno na lądzie, jak i na morzu.

Celem analizy jest określenie, czy skala rozwoju PV i wiatru w danym państwie znajduje odzwierciedlenie w wysokości ponoszonych przez odbiorców kosztów energii elektrycznej.

Wykres 11.

Zależność między udziałem energii słonecznej i wiatrowej w miksie energetycznym a średnimi cenami energii dla odbiorców instytucjonalnych w krajach UE (2019–2023)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych ENTSO-E i Eurostatu

Analiza danych z lat 2019–2023 nie wykazała jednoznacznej zależności między udziałem mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych i fotowoltaicznych a całkowitymi kosztami energii dla odbiorców końcowych.



wych. **Oznacza to, że kraje, w których udział tych technologii w miksie energetycznym w badanym okresie był wyższy, nie cieszyły się niższymi cenami względem pozostałych państw europejskich.**

Rokiem o najsilniejszej – choć wciąż słabej – korelacji był 2021, kiedy współczynnik wyniósł 0,2913¹¹. Korelacja ta nie była jednak istotna statystycznie. Co zastanawiające, w przeciwieństwie do zależności pomiędzy cenami a łączną mocą zainstalowaną we wszystkich technologiach OZE, w tym przypadku w latach 2019–2022 korelacje miały charakter dodatni. **Oznacza to, że w krajach o większym udziale mocy wiatrowych i fotowoltaicznych odbiorcy końcowi ponosili relatywnie wyższe całkowite koszty energii elektrycznej.** Ujemna korelacja wystąpiła jedynie w 2023 roku, ale – jak w całym okresie – była nieistotna.

Analiza przeprowadzona dla poszczególnych grup odbiorców również nie wykazała istotnych statystycznie zależności. Najsilniejsze – choć nadal słabe – korelacje zaobserwowano w grupie mniejszych odbiorców. W ich przypadku również odnotowano dodatnie korelacje, co sugeruje, że w analizowanym okresie kraje z wyższym udziałem mocy zainstalowanej w fotowoltaice i energetyce wiatrowej cechowały się przeciętnie wyższymi cenami energii dla najmniejszych przedsiębiorstw. Jest to zgodne z wnioskami z dotychczasowym analiz i wskazuje, że mniejsi odbiorcy są w większym stopniu obciążeni kosztami transformacji.

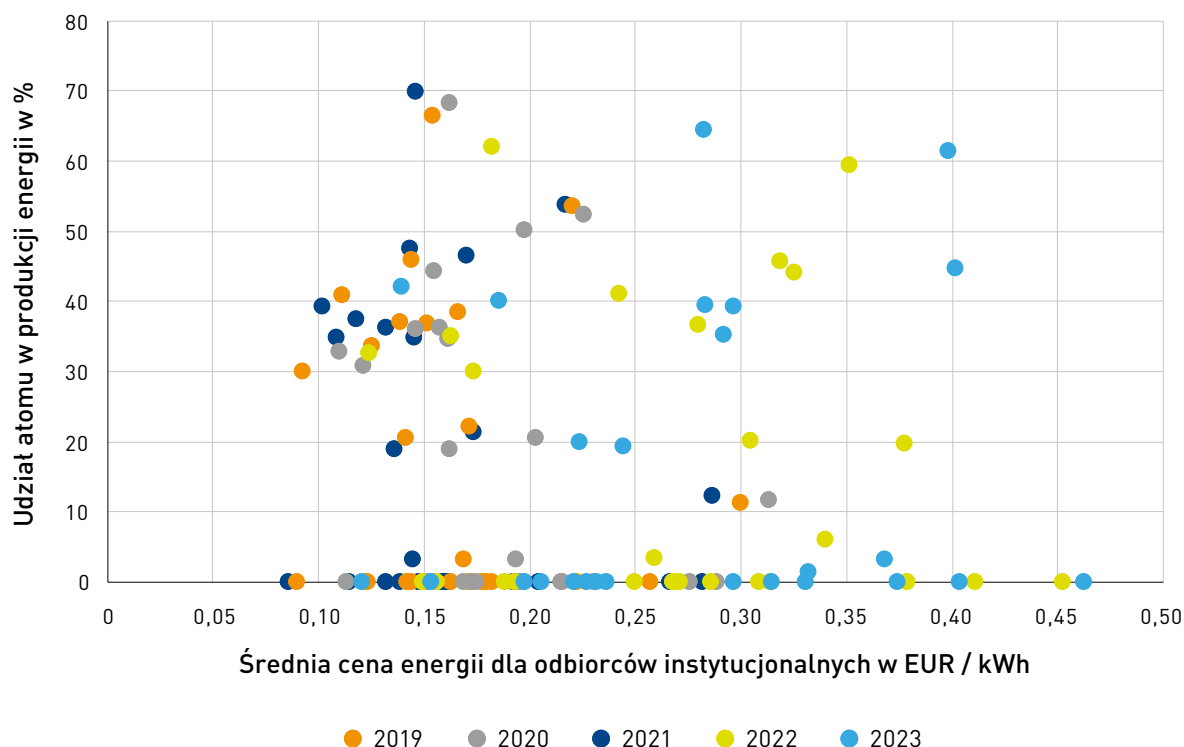
11 Obliczenia własne.

Zależność wysokości cen energii od udziału energii jądrowej w krajowym miksie energetycznym

W Polsce od wielu lat duże nadzieje pokłada się w rozwoju energetyki jądrowej jako sposobie na zapewnienie stabilnych dostaw energii elektrycznej oraz obniżenie jej kosztów dla odbiorców końcowych. Jednak analiza danych dla państw członkowskich Unii Europejskiej za lata 2019–2023 nie potwierdza jednoznacznie tezy, że wyższy udział energii z atomu w krajowym miksie prowadzi do niższych cen energii dla odbiorców.

Wykres 12.

Zależność między udziałem energii jądrowej w miksie energetycznym a średnimi cenami energii dla odbiorców instytucjonalnych w krajach UE (2019–2023)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych ENTSO-E i Eurostatu.

W analizowanym okresie nie występowała istotna korelacja pomiędzy udziałem energii jądrowej w produkcji a średnim poziomem całkowitych kosztów energii dla odbiorców końcowych. Najwyższy poziom korelacji odnotowano w 2021 roku ($-0,2698$), jednak była ona zbyt słaba, by uznać ją za statystycznie istotną. Analogiczne wyniki uzyskano po przeprowadzeniu analizy z podziałem na poszczególne grupy odbiorców – zarówno gospodarstwa domowe, jak i różne klasy zużycia odbiorców instytucjonalnych – **również w tym ujęciu nie stwierdzono istotnych zależności pomiędzy udziałem atomu a poziomem cen energii.**

Podsumowując, analiza zależności pomiędzy strukturą miksu energetycznego a kosztami energii ponoszonymi przez odbiorców końcowych w państwach Unii Europejskiej w latach 2019–2023 nie wykazała istnienia jednoznacznej relacji między poziomem mocy zainstalowanej w odnawialnych źródłach energii (w szczególności PV i wiatrowych) lub w energetyce jądrowej a całkowitymi kosztami energii dla odbiorców. Wskazuje to na złożony i wielowymiarowy charakter mechanizmów kształtujących końcowe ceny energii elektrycznej.

Pomimo szeroko udokumentowanej korelacji pomiędzy wysokim udziałem technologii o niskim koszcie zmiennym (takich jak PV, wiatr i atom) a niższymi cenami na rynku SPOT, zjawisko to nie przekłada się

wprost na niższe rachunki płacone przez odbiorców końcowych. Wynika to z faktu, że konsumenci energii obciążani są nie tylko kosztami zakupu samej energii, lecz także kosztami systemowymi wynikającymi z funkcjonowania i rozwoju danych technologii.

W przypadku energetyki jądrowej istotną część kosztów stanowią nakłady związane z budową i utrzymaniem infrastruktury nadzoru atomowego, systemów bezpieczeństwa oraz gospodarki odpadami radioaktywnymi, a także wsparcia dla nowych inwestycji (np. gwarancje rządowe, preferencyjne pożyczki, kontrakty CfD). W przypadku OZE koszty te obejmują zarówno wsparcie finansowe dla nowych instalacji (CfD, taryfy gwarantowane), jak i inwestycje w infrastrukturę sieciową – szczególnie po stronie sieci dystrybucyjnych, które muszą być modernizowane i rozbudowywane w odpowiedzi na rozproszony charakter produkcji energii.

Co więcej, dotychczasowy rozwój OZE w dużej mierze bazował na wykorzystaniu istniejących rezerw w infrastrukturze elektroenergetycznej, co pozwalało na uniknięcie znacznych nakładów inwestycyjnych. Jednak dalszy wzrost mocy zainstalowanej – szczególnie w technologii PV i wiatrowej – wymusza istotną przebudowę architektury sieciowej, niezbędną dla zapewnienia bezpieczeństwa i stabilności pracy systemu oraz możliwości dalszego przyłączania nowych instalacji. Koszty te są finalnie przenoszone na odbiorców energii.

Warto również zwrócić uwagę na istotne różnice między tzw. starą generacją odnawialnych źródeł energii – takich jak elektrownie wodne czy instalacje na biomasę – a nowymi technologiami, przede wszystkim fotowoltaiką i energetyką wiatrową. Starsze instalacje działają zazwyczaj w oparciu o już zamortyzowaną infrastrukturę, są przyłączone do istniejących sieci i nie korzystają obecnie z mechanizmów wsparcia. W efekcie ich wpływ na koszty systemowe jest ograniczony.

Nowe inwestycje, zwłaszcza w fotowoltaikę i wiatraki, wymagają natomiast długoterminowych mechanizmów wsparcia – takich jak systemy aukcyjne (CfD) czy taryfy gwarantowane – które zapewniają im stabilność przychodów niezależnie od bieżących wahań cen na rynku energii. Mechanizmy te zabezpieczają zwrot z inwestycji nawet w sytuacji pogorszenia warunków rynkowych. Oznacza to, że część ryzyka rynkowego zostaje przeniesiona na odbiorców końcowych, którzy poprzez odpowiednie opłaty systemowe pokrywają różnicę pomiędzy ceną rynkową a poziomem gwarantowanego przychodu dla wytwórców. Taki model finansowania rozwoju OZE – choć kluczowy dla przyspieszenia transformacji energetycznej – powoduje wzrost kosztów po stronie odbiorców, szczególnie w sytuacji gwałtownego rozwoju nowych mocy i rosnącej skali subsydiowanych projektów.

Wszystko to prowadzi do wniosku, że technologie charakteryzujące się niskimi kosztami zmiennymi – takie jak OZE czy energetyka jądrowa – choć istotne z punktu widzenia dekarbonizacji i bezpieczeństwa energetycznego, generują równocześnie znaczące koszty inwestycyjne i systemowe. W rezultacie ich wpływ na końcowy koszt energii dla odbiorców jest dużo mniej oczywisty, niż sugerowałyby uproszczone analizy opierające się wyłącznie na rynku SPOT, co zostanie szerzej omówione w dalszej części raportu.

Struktura opłat na rachunku za energię elektryczną w Polsce

Ceny energii elektrycznej w Polsce, podobnie jak w pozostałych państwach Unii Europejskiej, są kształtowane przez szereg nakładających się na siebie czynników: rynkowych, regulacyjnych oraz systemowych. Jak wykazano w poprzednich częściach raportu, całkowity koszt pozyskania energii przez odbiorców końcowych jest efektem złożonego i wieloetapowego procesu będącego wypadkową decyzji podejmowanych na przestrzeni lat – dotyczących struktury mixu energetycznego, wdrażanych mechanizmów wsparcia oraz zasad alokacji kosztów funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

W niniejszej części raportu skupiamy się na obowiązujących w Polsce przepisach prawa, praktyce regulacyjnej oraz mechanizmach rynkowych, które bezpośrednio wpływają na strukturę kosztów funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Celem tej analizy jest identyfikacja i charakterystyka głównych komponentów kosztowych z perspektywy całego systemu, a nie poszczególnych grup odbiorców (które zostały



omówione wcześniej). Tam, gdzie to możliwe, wskazano również sposób alokacji tych kosztów między różne grupy odbiorców – z uwzględnieniem zróżnicowanego zużycia energii i ich statusu prawnego (np. gospodarstwa domowe, odbiorcy przemysłowi, odbiorcy wrażliwi) – oraz konsekwencje systemowe wynikające z przyjętych rozwiązań.

W miarę możliwości staramy się także wskazać kierunki przyszłych zmian w strukturze kosztów, wynikające z założeń transformacji energetycznej przyjętych w projekcie Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu (KPEiK), przekazanym do konsultacji przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska. Dokument ten przewiduje zasadniczą zmianę struktury krajowego miksu energetycznego, obejmującą dalszy dynamiczny przyrost mocy z odnawialnych źródeł energii, budowę elektrowni jądrowych, a także – w perspektywie przejściowej – wykorzystanie istniejących elektrowni węglowych oraz rozwój nowych jednostek gazowych jako źródeł elastycznych, stabilizujących system.

W kolejnych podrozdziałach przedstawiono kluczowe składniki kosztów funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w Polsce, w oparciu o obowiązujące regulacje krajowe oraz realia rynkowe – bez odwołań do klasyfikacji przyjmowanych przez Eurostat. Każdy komponent został omówiony osobno, z uwzględnieniem jego roli w systemie, zasad kalkulacji oraz wpływu na koszty ponoszone przez odbiorców.

Do głównych elementów składających się na całkowity koszt energii elektrycznej w 2024 roku należały:

1. **koszt energii czynnej** wynikający z transakcji na rynku hurtowym (szacowana wartość – ok. 72 mld zł¹²);
2. **koszty bilansowania systemu elektroenergetycznego** obejmujące działania służące utrzymaniu równowagi między popytem a podażą w czasie rzeczywistym (ok. 4,5 mld zł¹³);
3. **opłaty za dystrybucję energii elektrycznej**, czyli koszty dostarczenia energii do odbiorców końcowych (ok. 37 mld zł¹⁴);
4. **koszty funkcjonowania systemów wsparcia dla wytwórców energii** pokrywane przez odbiorców w formie następujących opłat¹⁵:
 - opłata mocowa – ok. 6,1 mld zł,
 - opłata OZE – 0 mld zł,
 - opłata kogeneracyjna – ok. 0,8 mld zł,
 - koszty certyfikatów pochodzenia – ok. 1 mld zł,
 - opłata przejściowa – ok. 0,1 mld zł;
5. **podatki i inne obowiązkowe obciążenia fiskalne**¹⁶, w tym:
 - akcyza – ok. 0,5 mld zł,
 - VAT płacony przez gospodarstwa domowe – ok. 5,6 mld zł.

12 Oszacowanie własne na podstawie danych TGE.

13 Oszacowanie własne na podstawie sprawozdania finansowego PSE oraz zatwierdzonej przez URE taryfy.

14 Oszacowanie własne na podstawie sprawozdań finansowych pięciu największych operatorów systemów dystrybucyjnych, sprawozdania finansowego PSE oraz zatwierdzonych przez URE taryf.

15 Oszacowanie własne na podstawie danych Zarządcy Rozliczeń S.A., Urzędu Regulacji Energetyki, TGE, zatwierdzonych przez URE taryfy.

16 Oszacowanie własne na podstawie wykonania budżetu za 2023 rok.

Opłaty za energię elektryczną

Zużycie energii czynnej przez odbiorców końcowych wyrażane jest w kilowatogodzinach (kWh) i stanowi dla większości z nich podstawową składową kosztów na rachunkach za energię. W Polsce ceny energii elektrycznej kształtują się przede wszystkim na rynku giełdowym, jednak pewna część kontraktów zawierana jest poza giełdą – w formule OTC (Over-The-Counter). Rozliczenia energii w ramach kontraktów OTC opiera się na formułach cenowych, które mogą przyjmować stały poziom cen lub być indeksowane np. do notowań giełdowych. W roku 2023 na rynku OTC pomiędzy podmiotami niepowiązanymi dokonano obrotu wolumenem 19,8 TWh¹⁷, co oznacza wzrost o 31,1% w porównaniu z rokiem poprzednim.

Giełdowy rynek energii elektrycznej dzieli się zasadniczo na dwa segmenty: **rynek SPOT (63,2 TWh w 2023)**¹⁸, obejmujący transakcje krótkoterminowe (z fizyczną dostawą energii w dniu następującym po zawarciu transakcji), oraz **rynek terminowy (84,2 TWh w 2023)**¹⁹, na którym zawierane są kontrakty z dostawą w dłuższym horyzoncie czasowym – tygodniowym, miesięcznym, kwartalnym lub rocznym.

Segmenty te różnią się nie tylko okresem obowiązywania kontraktów, lecz także pełnioną funkcją – rynek terminowy służy przede wszystkim zabezpieczeniu stałego poziomu cen w przyszłości, natomiast rynek SPOT odzwierciedla aktualną równowagę pomiędzy podażą a popytem w systemie elektroenergetycznym i służy do rozkładu obciążeń pomiędzy jednostki wytwórcze.

Rynek SPOT

W debacie dotyczącej cen energii elektrycznej szczególnym zainteresowaniem cieszą się dzienne notowania krótkoterminowego rynku SPOT, **które jednak tylko częściowo determinują faktyczne koszty pozyskania energii czynnej ponoszone przez odbiorców końcowych.**

W Polsce funkcję rynku krótkoterminowego pełni Rynek Dnia Następnego (RDN), prowadzony przez Towarową Giełdę Energii (TGE) z siedzibą w Warszawie. Transakcje zawierane na rynku RDN wiążą się z obligatoryjną fizyczną dostawą energii elektrycznej – energia zakupiona danego dnia musi być dostarczona i skonsumowana w dniu następującym po zawarciu transakcji.

Odbiorcy końcowi nie mają możliwości bezpośredniego zakupu energii na rynku SPOT. Funkcję tę pełnią wyspecjalizowane przedsiębiorstwa obrotu energią, które agregują popyt pochodzący od wielu klientów, a następnie dokonują zakupów hurtowych na rynku SPOT lub terminowym, by ostatecznie dostarczyć energię odbiorcom. Najwięksi odbiorcy energii czasami tworzą własne spółki obrotu, które realizują dla nich zakupy bezpośrednio na rynkach hurtowych.

Ze względu na krótkookresowy charakter rynku SPOT oraz praktyczny brak możliwości długoterminowego magazynowania energii elektrycznej ceny notowane na tym rynku cechuje wysoka zmienność. Cała wyprodukowana energia musi być skonsumowana na bieżąco, a popyt musi być zaspokojony przez dostępną podaż. **W konsekwencji, w okresach ograniczonej podaży energii, np. wskutek awarii lub wzmożonego zapotrzebowania, wynikającego np. z ekstremalnych warunków atmosferycznych, ceny mogą gwałtownie wzrosnąć, osiągając wartości nawet kilkukrotnie wyższe niż średnie ceny rynkowe. Analogicznie, w okresach niskiego zapotrzebowania lub wzmożonej generacji energii ze źródeł odnawialnych (OZE), ceny mogą spaść do bardzo niskich poziomów, a nawet osiągnąć wartości ujemne.**

¹⁷ Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki za 2023 rok.

¹⁸ Raport roczny TGE za 2023 rok.

¹⁹ Jw.

Ze względu na dużą rozpiętość geograficzną Europy oraz rosnący udział odnawialnych źródeł energii w europejskim miksie energetycznym coraz częściej obserwujemy sytuacje, w których w tym samym czasie występują skrajnie różne poziomy cen energii w poszczególnych regionach kontynentu. Jest to bezpośrednią konsekwencją diametralnie odmiennych warunków pogodowych wpływających na generację z OZE – szczególnie energii wiatrowej i słonecznej.

Pomimo oczywistego charakteru tej zależności **w krajowym przekazie medialnym wykresy lub mapy cen energii prezentowane są często w sposób wybiórczy, mający na celu podkreślenie określonej tezy. W rezultacie Polska przedstawiana bywa naprzemiennie jako kraj o najwyższych lub najniższych cenach energii, bez uwzględnienia dynamicznego charakteru rynku krótkoterminowego.**

Rynek Dnia Następnego rozliczany jest w interwałach godzinnych. Oferty składane są na poszczególne godziny doby i zawierają informacje o wolumenie energii (wyrażonym w megawatogodzinach – MWh) oraz cenie, po której uczestnicy rynku deklarują gotowość sprzedaży lub zakupu energii. Po zebraniu ofert są one szeregowane pod względem ceny – oferty sprzedaży od najtańszych do najdroższych, zaś oferty zakupu od najwyższych do najniższych cen. Następnie Towarowa Giełda Energii wyznacza jednolitą cenę rozliczeniową dla każdej godziny, wynikającą ze skrzyżowania krzywych podaży i popytu.

Ceny rozliczeniowe ustalane są na rynku RDN w dwóch sesjach: Fixing I oraz Fixing II. Pierwsza sesja obejmuje wyłącznie transakcje między krajowymi uczestnikami rynku, natomiast druga sesja uwzględnia dodatkowo transakcje transgraniczne, realizowane zgodnie z ogólnoeuropejską procedurą łączenia rynków (*market coupling*). **W krótkim okresie mogą występować znaczące różnice cen pomiędzy Fixingiem I i Fixingiem II, jednakże średnioroczne różnice między nimi wynoszą poniżej 1%²⁰, będąc w zależności od okresu zarówno dodatnie, jak i ujemne.**

Na TGE funkcjonują również notowania ciągłe, w ramach których transakcje zawierane są na bieżąco, w momencie przecięcia się ofert cenowych sprzedaży i zakupu energii elektrycznej. Notowania ciągłe mają marginalne znaczenie z punktu widzenia całkowitego wolumenu obrotu na giełdowym rynku energii elektrycznej, a zasadnicza część transakcji odbywa się po cenach z Fixing I i II.

Pomimo że rynek SPOT jest powszechnie postrzegany jako główny segment hurtowego obrotu energią elektryczną, a jego ceny odgrywają kluczową rolę w generowaniu krótkoterminowych sygnałów cenowych – umożliwiających optymalizację pracy systemu poprzez uruchamianie jednostek wytwórczych o najniższych kosztach zmiennych – to wolumen transakcji zawieranych na tym rynku stanowi zazwyczaj jedynie około kilkunastu procent całkowitego zapotrzebowania na energię w danej godzinie. Pozostała część zapotrzebowania pokrywana jest za pośrednictwem rynku terminowego giełdowego (OTF) lub pozagiełdowego (OTC).

Mechanizm kształtowania cen na rynku SPOT

Zgodnie z mechanizmem *merit order* ceny energii elektrycznej na rynku SPOT powinny w teorii odpowiadać kosztowi zmiennemu najdroższej jednostki wytwórczej, która w danym momencie bilansuje zapotrzebowanie systemu. W praktyce jednak proces kształtowania cen na rynku SPOT jest znacznie bardziej złożony, m.in. ze względu na jego powiązanie z rynkiem terminowym. Transakcje krótkoterminowe pełnią funkcję uzupełniającą wobec kontraktów zawieranych z wyprzedzeniem.

Wysoki poziom kontraktacji terminowej skutkuje ograniczonym zapotrzebowaniem na zakup energii na rynku SPOT, co – zwłaszcza przy jednoczesnej wysokiej generacji z OZE – może prowadzić do znacznych spadków cen. W takich warunkach dochodzi do zjawiska wtórnego obrotu energią: wytwórcy konwencjonalni,

²⁰ Obliczenie własne na bazie danych TGE.

posiadający zabezpieczone kontrakty terminowe, mogą odkupować energię oferowaną na rynku SPOT przez producentów OZE, dla których uzasadnione ekonomicznie jest sprzedawanie energii nawet po bardzo niskich cenach. Tego rodzaju sytuacje zaburzają klasyczny mechanizm *merit order*, powodując, że ceny SPOT rzadko odzwierciedlają koszt krańcowej jednostki domykającej zapotrzebowanie. W takiej sytuacji cena na rynku SPOT nie jest wyznaczana przez koszt najdroższej jednostki uruchomionej do pokrycia zapotrzebowania, lecz przez koszty związane z redukcją lub czasowym wstrzymaniem produkcji w jednostkach już zakontraktowanych – w szczególności elektrowniach konwencjonalnych. Obejmują one m.in. straty efektywności pracy przy obniżonym obciążeniu, koszty ponownego rozruchu w okresach wzmożonego zapotrzebowania oraz dodatkowe zużycie techniczne jednostek niedostosowanych do takiego trybu pracy.

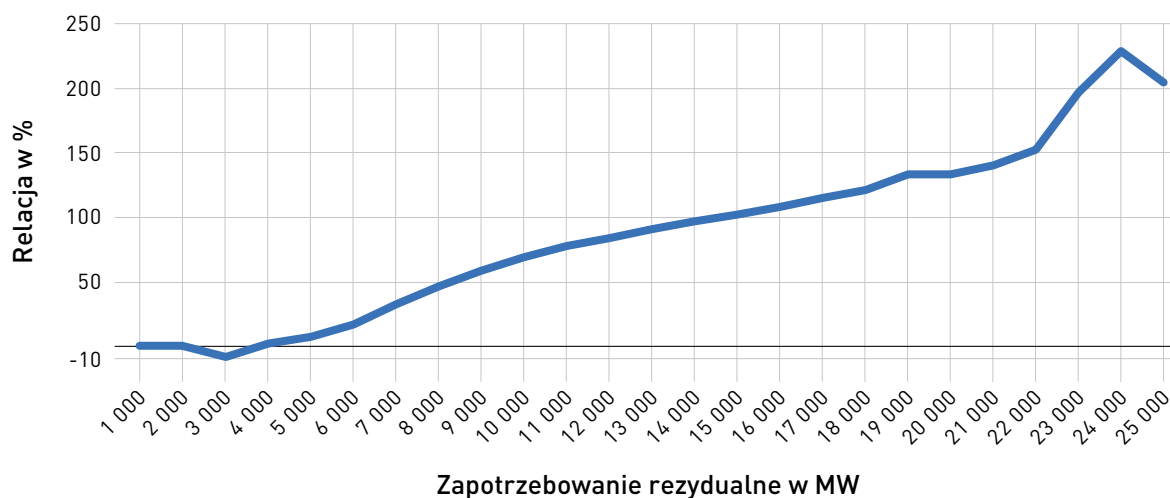
Analogicznie, w okresach wysokiego zapotrzebowania przy jednocześnie niskim poziomie kontraktacji terminowej, skokowo zwiększa się wolumen energii wymagany do pokrycia zapotrzebowania na rynku SPOT. Taka sytuacja wymusza uruchamianie rezerwowych jednostek konwencjonalnych, co generuje wysokie koszty, zwłaszcza w przypadku elektrowni węglowych. Producenci uwzględniają te koszty przy kalkulacji składanych ofert.

W przeszłości elektrownie konwencjonalne pracowały w stabilnym, ciągłym trybie, często przez długie okresy, co umożliwiało rozłożenie kosztów rozruchu na większy wolumen wyprodukowanej energii, czyniąc je relatywnie niewielkimi. Obecnie, a tym bardziej w nadchodzących latach, zmieniający się reżim pracy systemu elektroenergetycznego będzie coraz częściej wymagał uruchamiania tych jednostek jedynie na krótkie – kilkugodzinne lub kilkunastogodzinne – okresy produkcji. **Konieczność częstszego pokrywania kosztów rozruchu przy jednocześnie ograniczonym czasie pracy jednostek wytwórczych będzie skutkować wzrostem liczby godzin z ponadprzeciętnie wysokimi cenami energii na rynku SPOT.**

Wraz z dalszym przyrostem OZE należy spodziewać się coraz większej liczby godzin, w których ceny energii spadają do bardzo niskich poziomów (zbliżonych do zera) lub nawet wartości ujemnych, jak również okresów, w których ceny osiągają wartości skrajnie wysokie. Nasze analizy wskazują, że tempo wzrostu liczby godzin z bardzo niskimi cenami będzie wyższe niż w przypadku godzin z cenami wysokimi. Należy jednak podkreślić, że z samego faktu rosnącej zmienności nie można wyprowadzać jednoznacznych wniosków co do przyszłego poziomu średnich cen energii na rynku SPOT.

Wykres 13.

Relacja cen godzinowych do średniorocznych w zależności od poziomu zapotrzebowania rezydualnego (2021-2024)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych ENTSO-E i TGE

Jak wynika z analizy danych przedstawionych na wykresie 13, w okresach niskiego **zapotrzebowania rezydualnego**²¹ – czyli wtedy, gdy teoretycznie całe zapotrzebowanie na energię mogłoby zostać pokryte przez odnawialne źródła energii – ceny energii spadają do zera lub wręcz osiągają wartości ujemne. W praktyce jednak nawet w takich godzinach część zapotrzebowania jest pokrywana przez jednostki konwencjonalne.

Z jednej strony, jednostki konwencjonalne pełnią kluczową funkcję stabilizującą w systemie elektroenergetycznym – są zdolne do dynamicznego zwiększenia produkcji energii w przypadku nagłego spadku generacji z OZE. Z drugiej jednak strony, tempo zmian ich generacji jest ograniczone uwarunkowaniami technologicznymi, zwłaszcza w sytuacjach, gdy jednostki są wyłączone – ich ponowny rozruch, w zależności od technologii, może zająć nawet kilka godzin.

Dodatkowo, część elektrowni ciepłych w Polsce pracuje w układach kogeneracyjnych, wytwarzając równocześnie energię elektryczną oraz ciepło dostarczane do systemów ciepłowniczych lub parę technologiczną wykorzystywaną w procesach przemysłowych. W takich przypadkach ograniczenie generacji energii elektrycznej jest technicznie niemożliwe lub ekonomicznie nieuzasadnione, ponieważ oznaczałoby jednocześnie przerwanie dostaw ciepła. Mogłoby to prowadzić do poważnych konsekwencji, zwłaszcza w przypadku odbiorców przemysłowych opartych na ciągłych procesach technologicznych.

Obecnie w systemie elektroenergetycznym funkcjonują jednostki kogeneracyjne o łącznej mocy wynoszącej kilka gigawatów, przy czym ich bieżąca generacja uzależniona jest od profilu zapotrzebowania na ciepło. To ogranicza elastyczność pracy całego Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE), szczególnie w okresach wysokiej generacji z odnawialnych źródeł energii.

W związku z narastającą trudnością bilansowania systemu i brakiem ekonomicznego uzasadnienia dla wprowadzania energii elektrycznej z kogeneracji w okresach dużej podaży z OZE, należy spodziewać się rosnącej presji na zwiększenie elastyczności systemów ciepłowniczych. Może się to odbywać m.in. poprzez rozwój magazynów ciepła czy instalację kotłów elektrodogrzanych, umożliwiających odseparowanie produkcji ciepła od produkcji energii elektrycznej. Choć inwestycje tego typu są technicznie uzasadnione, ich realizacja będzie wymagać znacznych nakładów kapitałowych. Wprowadzenie odpowiednich zachęt inwestycyjnych może okazać się niezbędne, jednak będzie wiązać się z dodatkowymi kosztami dla odbiorców ciepła, co należy wziąć pod uwagę przy projektowaniu przyszłych mechanizmów wsparcia.

Wpływ sytuacji na rynku SPOT na pracę OZE

Obecnie, w okresach niskiego zapotrzebowania rezydualnego²², w polskim systemie elektroenergetycznym coraz częściej obserwuje się nadwyżki energii pochodzącej z odnawialnych źródeł, których krajowy rynek nie jest w stanie w pełni zaabsorbować. W sprzyjających warunkach – na przykład przy niskiej generacji z OZE w krajach sąsiednich – możliwy jest eksport tej nadwyżki za granicę. W przeciwnym razie pojawia się konieczność ograniczania produkcji w krajowych instalacjach OZE, które nie są w stanie sprzedać energii na rynku SPOT ze względu na niewystarczający popyt.

Zjawisko to prowadzi do tzw. **efektu kanibalizacji** – nowe jednostki OZE wypierają z rynku produkcję energii z już istniejących instalacji, jednocześnie nie mogąc same pracować z pełnym wykorzystaniem pełnej dostępnej mocy. Dalszy wzrost mocy zainstalowanej będzie pogłębiał ten problem, bo będzie prowadzić do coraz częstszych sytuacji konieczności ograniczania generacji. Równolegle rozwijająca się generacja OZE w krajach sąsiednich zwiększa prawdopodobieństwo występowania równoczesnych nadwyżek w Polsce i u sąsiadów, co dodatkowo ogranicza możliwości eksportu.

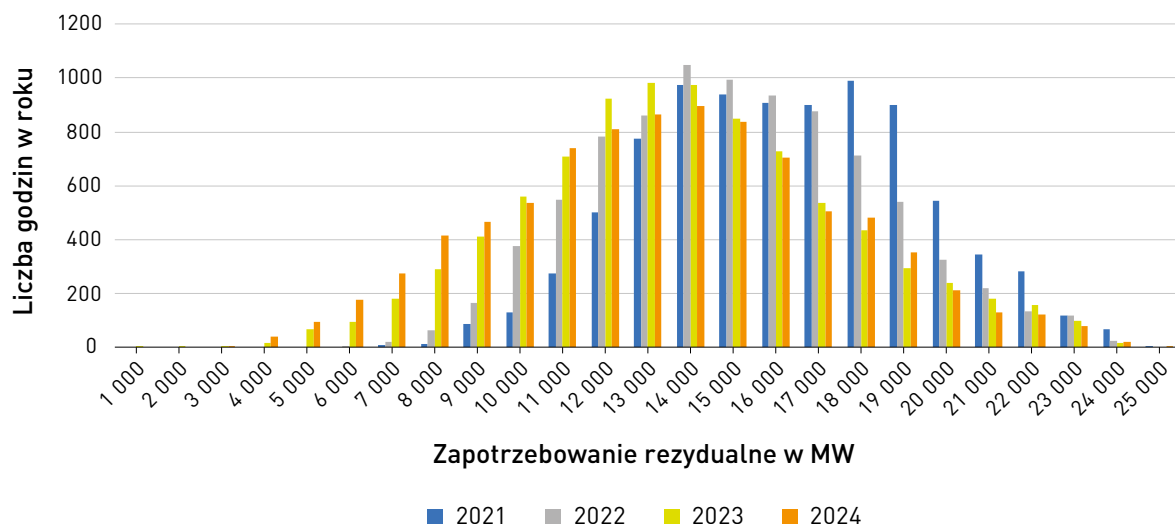
21 Zapotrzebowanie na energię elektryczną, pomniejszone o generację z fotowoltaiki i wiatru, pozostające do pokrycia przez inne źródła (węgiel, gaz, woda, biomasa).

22 Zapotrzebowanie na energię elektryczną, pomniejszone o generację z fotowoltaiki i wiatru, pozostające do pokrycia przez inne źródła (węgiel, gaz, woda, biomasa).

Proces wzrostu liczby godzin z niskim poziomem zapotrzebowania rezydualnego w latach 2021–2024 ilustruje Wykres 14. Podczas gdy w 2021 roku sytuacje, w których zapotrzebowanie rezydualne spadało poniżej 10 GW, miały charakter sporadyczny, w 2024 roku coraz częściej obserwowane były okresy, w których wartość ta obniżała się nawet do poziomu 4–5 GW²³.

Wykres 14.

Rozkład liczby godzin według poziomu zapotrzebowania rezydualnego w latach 2021–2024



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych ENTSO-E

Spadek godzinowego zapotrzebowania rezydualnego do poziomu zera, nawet w warunkach dynamicznego wzrostu mocy zainstalowanej w OZE, napotyka istotne ograniczenia. Wynika to z opisanej wcześniej systemowej roli jednostek konwencjonalnych i w praktyce do czasu upowszechnienia magazynowania energii może następować przy eksporcie nadwyżek za granicę.

W konsekwencji coraz częściej konieczne będzie ograniczanie odbioru energii wytwarzanej przez jednostki OZE. Proces ten może zachodzić zarówno w sposób rynkowy – poprzez dostosowywanie generacji do aktualnego popytu i cen rynkowych – jak i nierynkowy, poprzez działania operatora systemu przesyłowego (Polskich Sieci Energetycznych) polegające na administracyjnym ograniczeniu ich produkcji (nierynkowe redysponowanie). **Będzie to negatywnie wpływać na rentowność projektów OZE. W rezultacie wzrosną oczekiwania inwestorów wobec struktury oraz poziomu wsparcia przewidzianego dla nowych instalacji. W zależności od odpowiedzi państwa przełożą się to na ograniczenie liczby planowanych inwestycji lub wzrost kosztów publicznego systemu wsparcia dla OZE obciążającego rachunki odbiorców końcowych.**

Ceny na rynku SPOT

Jednocześnie, choć spodziewamy się wzrostu liczby okresów z bardzo niskimi oraz skrajnie wysokimi cenami energii, nie przesądza to o kierunku zmian średniego poziomu cen na rynku hurtowym. Jego kształtowanie będzie w największym stopniu uzależnione od cen surowców energetycznych oraz uprawnień do emisji CO₂, a w mniejszym stopniu od tempa przyrostu nowych mocy w odnawialnych źródłach energii.

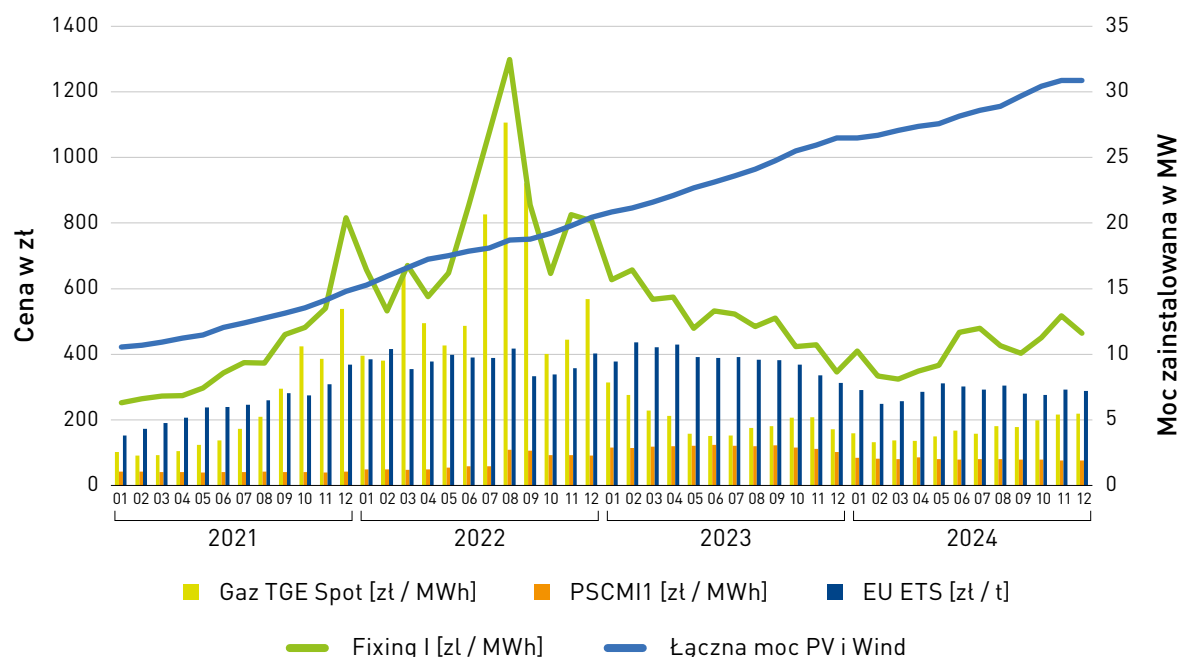
Wykres 15 ilustruje zmienność średnich miesięcznych cen energii elektrycznej (Fixing I na TGE) w porównaniu z kluczowymi czynnikami kosztotwórczymi: cenami gazu ziemnego (TGE Spot), węgla (indeks PSCMI1) oraz uprawnień do emisji CO₂ (EU ETS) w latach 2021–2024.

²³ Obliczenia własne na bazie danych ENTSO-E.

Analizowany okres obejmuje czas wyjątkowej niestabilności na rynkach energii, w szczególności w latach 2021-2022, kiedy sytuacja geopolityczna, napięcia na rynku surowców oraz niestabilne prognozy zapotrzebowania skutkowały silnymi wahaniami cenowymi. Plotki i spekulacje dotyczące poziomu zapasów gazu, dostaw węgla oraz możliwych scenariuszy pogodowych prowadziły niejednokrotnie do dynamicznych, sięgających kilkunastu procent zmian cen gazu, które bezpośrednio przekładały się na notowania energii elektrycznej.

Wykres 15.

Relacja średniomiesięcznych cen energii elektrycznej, gazu, węgla, uprawnień do emisji CO₂ oraz mocy zainstalowanej OZE w latach 2021-2024



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE, ARE, ARP, Investing.com

Ceny energii osiągnęły szczytowe wartości w drugiej połowie 2022 roku, w ścisłej korelacji z gwałtownym wzrostem cen gazu i jednoczesnym wzrostem kosztów uprawnień do emisji CO₂. W przypadku energetyki węglowej – zwłaszcza jednostek opalanych węglem brunatnym – koszty emisji stały się w tym okresie głównym składnikiem kosztów zmiennych wytwarzania.

Rok 2023 przyniósł stopniową stabilizację sytuacji rynkowej oraz spadki cen gazu, węgla i uprawnień do emisji CO₂ (EUA), co przełożyło się na obniżenie cen energii zarówno na rynku terminowym, jak i SPOT. Mimo to poziomy cen obserwowane w 2024 roku były wyższe niż w roku 2021. Potwierdza to, że **choć istnieje zależność pomiędzy bieżącym poziomem generacji z OZE a godzinowymi cenami energii na rynku SPOT, jej wpływ na poziom średnich cen w ujęciu miesięcznym czy rocznym pozostaje ograniczony. Średnie ceny energii są w zdecydowanie większym stopniu determinowane przez poziom cen paliw energetycznych oraz koszt uprawnień do emisji CO₂.**

Analiza statystyczna oparta na danych średniomiesięcznych wskazuje na bardzo silną korelację pomiędzy ceną energii elektrycznej a ceną gazu ziemnego (współczynnik korelacji: 0,91). Wysoką zależność obserwuje się również w odniesieniu do kosztów uprawnień do emisji (0,69), natomiast zależność względem cen węgla jest wyraźnie słabsza (0,21), a względem mocy zainstalowanej OZE – praktycznie pomijalna (–0,05)²⁴.

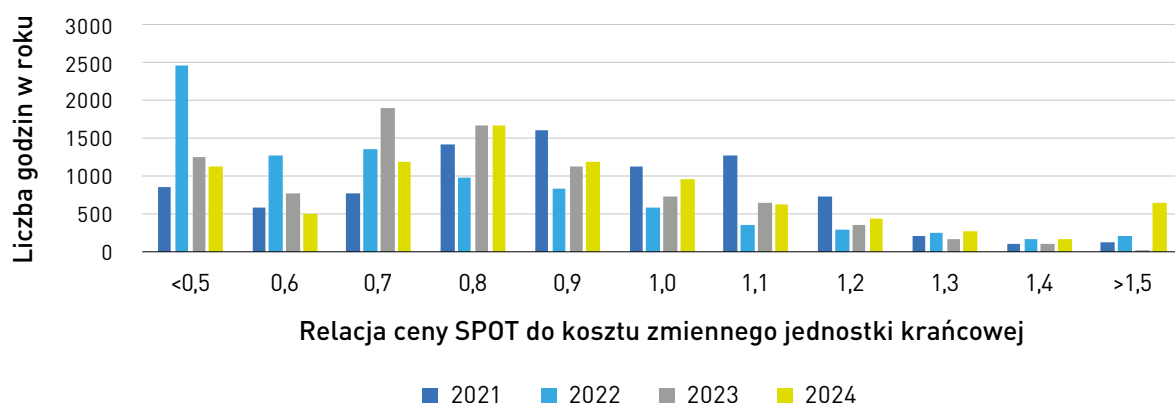
24 Obliczenia własne.

W przypadku analiz przeprowadzonych na danych o wyższej częstotliwości (dziennych lub godzinowych) wartości współczynników korelacji są niższe, co odzwierciedla większą złożoność krótkoterminowego mechanizmu kształtowania cen na rynku SPOT. Kierunek zależności pozostaje jednak spójny – największy wpływ wywierają ceny gazu i koszty uprawnień do emisji, mniejszy ceny węgla, a najmniejszy – nominalna moc zainstalowana w OZE.

Wykres 16 przedstawia rozkład liczby godzin w roku według relacji ceny SPOT (Fixing I) do kosztu zmiennego hipotetycznej jednostki krańcowej – tj. jednostki o najwyższym koszcie zmiennym w systemie elektroenergetycznym. Na potrzeby analizy przyjęto, że jednostką krańcową w danym momencie jest droższa spośród dwóch typów elektrowni: elektrownia węglowa o sprawności 38% lub elektrownia gazowa o sprawności 60%. Koszty zmienne tych jednostek zostały obliczone na podstawie dziennych notowań cen gazu ziemnego na rynku SPOT TGE, cen uprawnień do emisji CO₂ (EU ETS) oraz średniomiesięcznych notowań cen węgla (indeks PSCMI1).

Wykres 16.

Rozkład liczby godzin według relacji cen SPOT do kosztów zmiennych hipotetycznej jednostki krańcowej



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE, ARP, Investing.com

Analiza wykazuje wyraźny trend wzrostu zmienności cenowej na rynku energii elektrycznej w latach 2021-2024. Szczególnie istotne jest coraz częstsze występowanie sytuacji, w których ceny godzinowe nie pokrywają kosztu zmiennego jednostki krańcowej. Oznacza to, że konwencjonalne jednostki wytwórcze – charakteryzujące się najwyższymi kosztami zmiennymi – coraz częściej nie znajdują uzasadnienia ekonomicznego dla pracy w podstawie, a rynek coraz wyraźniej przechodzi w tryb reagowania na krótkoterminowe niedobory i nadwyżki energii. Dominuje w nim naprzemienne występowanie epizodów nadpodaży (bardzo niskie, a niekiedy ujemne ceny) oraz niedoborów (skrajnie wysokie ceny).

Ewolucja rozkładu relacji ceny SPOT do kosztu zmiennego w kierunku silniejszych skrajności potwierdza, że rynek energii elektrycznej wszedł w fazę znacznie większej nieprzewidywalności i zmienności, w porównaniu do relatywnie stabilnego okresu sprzed 2021 roku. Dla uczestników rynku oznacza to rosnące wyzwania związane z bilansowaniem portfeli i ograniczaniem ekspozycji cenowej, wymagające coraz większej elastyczności, wdrażania mechanizmów zarządzania popytem, rozwoju magazynowania energii oraz aktywnego podejścia do handlu energią. **Naturalnymi beneficjentami tej nowej dynamiki rynku będą odbiorcy końcowi o wysokiej elastyczności zużycia energii, którzy będą w stanie dostosować profil poboru do bieżącej sytuacji cenowej, czerpiąc korzyści z ekspozycji na taryfy dynamiczne i systematycznie obniżając koszty zakupu energii.**

Rynek terminowy

Rynek terminowy energii elektrycznej można podzielić na rynek giełdowy oraz pozagiełdowy (OTC – *Over The Counter*). Rynek OTC charakteryzuje się dużą swobodą w kształtowaniu warunków transakcji – uczestnicy mogą dowolnie ustalać wolumen dostaw, termin realizacji oraz formułę cenową kontraktów. Z kolei giełdowy rynek terminowy pozwala na zawieranie standaryzowanych, długoterminowych kontraktów na zakup i sprzedaż energii elektrycznej, które mają precyzyjnie określone parametry – wolumen, czas dostawy oraz sposób rozliczenia.

Uczestnikami rynku terminowego są producenci energii, zainteresowani zabezpieczeniem wolumenu sprzedaży przed ryzykiem spadku cen w przyszłości, oraz spółki obrotu, które dążą do zagwarantowania sobie określonego wolumenu energii na potrzeby obsługiwanych klientów, po ustalonych z góry stawkach. Zawieranie długookresowych kontraktów na rynku terminowym pozwala ograniczyć ekspozycję uczestników na ryzyko wahań cen oraz zapewnia stabilność dzięki możliwości utrzymania stałej ceny energii. Wielkość rynku terminowego jest w znacznym stopniu pochodną preferencji odbiorców końcowych do zawierania długoterminowych umów gwarantujących im stałe ceny energii na okres nadchodzącego roku lub dłuższy.

W Polsce giełdowy rynek terminowy prowadzony jest przez Towarową Giełdę Energii na platformie OTF (*Organised Trading Facility* – Zorganizowana Platforma Obrotu), zgodnie z wymogami dyrektywy MiFID2. Jego funkcjonowanie oparte jest na standaryzacji oferowanych instrumentów, które jasno definiują ilość energii elektrycznej, okres dostawy oraz metodę rozliczenia transakcji. Oferty kupna i sprzedaży składane są przez uczestników rynku za pośrednictwem systemu elektronicznego, który automatycznie dokonuje ich dopasowania. Zawarcie kontraktu wiąże się z obowiązkiem fizycznej dostawy energii oraz wniesienia zabezpieczenia wykonania usługi.

Na giełdowym rynku terminowym funkcjonują kontrakty różniące się profilem dostawy energii w ujęciu dobowym. Są to „**BASE**”, obejmujące dostawę we wszystkie godziny doby, oraz „**PEAK**”, odnoszące się do godzin szczytowych. Instrumenty te oferowane są w standaryzowanych seriach o różnych okresach realizacji – tygodniowych, miesięcznych, kwartalnych lub rocznych – co pozwala uczestnikom rynku dopasować strukturę kontraktacji do swoich potrzeb, przy jednoczesnym zachowaniu wysokiego poziomu przejrzystości i porównywalności transakcji.

Od końca 2021 roku, w związku z narastającą niepewnością co do przyszłych poziomów cen energii elektrycznej, wolumen obrotu na rynku terminowym uległ znacznemu ograniczeniu. Główną przyczyną zjawiska był bezprecedensowy wzrost cen energii oraz powszechne oczekiwania ich spadku w kolejnych okresach, co zniechęciło wielu odbiorców – zwłaszcza przemysłowych – do zawierania długoterminowych kontraktów na dostawę energii.

W efekcie, w 2023 roku odnotowano spadek wolumenu obrotu na rynku terminowym o 22% względem roku poprzedniego i aż o 55% w porównaniu do 2021 roku. W roku 2024 ta tendencja utrzymała się – wolumen spadł o kolejne 3% rok do roku²⁵.

Ograniczenie kontraktacji terminowej spowodowało wzrost zapotrzebowania na energię na rynku SPOT, który w 2023 roku odnotował dynamiczny wzrost – wolumen obrotu zwiększył się aż o 91%²⁶ w porównaniu z rokiem wcześniejszym. Rynek SPOT w dużej mierze wypełnił lukę powstałą na skutek spadku aktywności na rynku terminowym, co jednocześnie przyczyniło się do wzrostu jego zmienności oraz większej ekspozycji uczestników rynku na ryzyko cenowe.

25 Sprawozdania roczne TGE za lata 2021–2024.

26 Sprawozdanie roczne TGE za 2023 rok.

Bieżący poziom cen giełdowych kontraktów terminowych z dostawą na kolejny rok kształtuje się poniżej kosztów zmiennych starszych elektrowni węglowych. Odzwierciedla to oczekiwania uczestników rynku co do przyszłego poziomu średnich cen energii na rynku SPOT – a konkretnie przewidywania, że energia będzie dostępna taniej w kontraktach krótkoterminowych. Wynika to m.in. z rosnącego udziału OZE w miksie energetycznym i przewidywanego wzrostu liczby godzin z wysoką generacją z odnawialnych źródeł, kiedy ceny energii spadają do bardzo niskich poziomów.

Jedynie najbardziej efektywnie kosztowo jednostki konwencjonalne są w stanie zawierać kontrakty terminowe, które zapewniają dodatnie marże. W konsekwencji starsze elektrownie węglowe kierują swoją ofertę przede wszystkim na rynek SPOT lub – w sprzyjających warunkach cenowych – na rynek terminowy o krótszych horyzontach kontraktacji, takich jak kontrakty tygodniowe czy miesięczne. **W rezultacie elektrownie konwencjonalne coraz częściej pełnią funkcję jednostek szczytowych, funkcjonując w krótkich i nieregularnych cyklach pracy**, zamiast – jak miało to miejsce w przeszłości – w stabilnym trybie podstawowym. Taka zmiana reżimu pracy wymusza nowe podejście do zarządzania ich wykorzystaniem.

Dalszy przyrost mocy zainstalowanej w odnawialnych źródłach energii – zarówno w wyniku rozstrzygniętych aukcji OZE, jak i realizacji nowych projektów inwestycyjnych – w połączeniu z rosnącą częstotliwością i długością epizodów niskich cen energii będzie pogłębiał obserwowany trend.

Ceny energii na rynku terminowym mają zasadniczy wpływ na kształtowanie stawek dla odbiorców indywidualnych. Wynika to bezpośrednio z obowiązującej polityki regulacyjnej Urzędu Regulacji Energetyki, który przy zatwierdzaniu taryf dla gospodarstw domowych przyjmuje za uzasadnione średnie ceny zakupu energii na rynku terminowym w roku poprzedzającym rok dostaw. Analogicznie, oferty sprzedaży energii ze stałą ceną roczną, kierowane przez spółki obrotu do pozostałych grup odbiorców, konstruowane są najczęściej w oparciu o bieżące notowania kontraktów terminowych, z ewentualnymi korektami wynikającymi z możliwości pozyskania tańszej energii z własnych źródeł danego dostawcy lub w ramach kontraktów pozagiełdowych.

Ujemne ceny energii

Występowanie ujemnych cen energii elektrycznej jest stosunkowo nowym zjawiskiem w polskim systemie elektroenergetycznym. Po raz pierwszy zostało zaobserwowane na rynku SPOT w 2023 roku, choć w wielu innych krajach europejskich epizody tego typu notowane są już od kilku lat. Pojawienie się ujemnych cen w Polsce jest bezpośrednio związane ze wzrostem udziału odnawialnych źródeł energii w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym.

W środowisku branżowym toczy się dyskusja na temat trwałości tego zjawiska oraz jego głównych przyczyn. **Wśród najczęściej wskazywanych powodów wymienia się: ograniczoną elastyczność systemu elektroenergetycznego, nieefektywność stosowanych obecnie mechanizmów wsparcia oraz techniczne niedostosowanie części jednostek wytwórczych do aktualnych realiów pracy systemu.** W naszej ocenie ujemne ceny są efektem nakładającego się oddziaływania wszystkich wymienionych czynników.

Wprowadzenie niektórych mechanizmów wsparcia, w połączeniu z niskimi – a często wręcz zerowymi – kosztami zmiennymi produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, doprowadziło do sytuacji, w której opłacalne jest wytwarzanie i wprowadzanie energii do sieci przez instalacje OZE nawet w takiej sytuacji. Największy wpływ na to zjawisko mają prosumenci korzystający z mechanizmu net meteringu, dla których korzystne jest oddawanie energii do sieci niezależnie od aktualnych cen rynkowych, ponieważ umożliwia im to odbiór równoważnego wolumenu energii w kolejnych okresach rozliczeniowych.

W przypadku elektrowni wiatrowych objętych systemem certyfikatów pochodzenia produkcja pozostaje opłacalna tak długo, jak długo cena rynkowa energii nie spadnie poniżej oczekiwanej wartości uzyskiwanych

certifikatów. Odmienne jest sytuacja wytwórców korzystających z mechanizmu cen różnicowych (CfD), funkcjonującego w ramach systemu aukcyjnego. W ich przypadku, gdy ceny energii na rynku pozostają ujemne przez co najmniej sześć kolejnych godzin, wsparcie w postaci premii wyrównawczej zostaje automatycznie zawieszone. W praktyce oznacza to, że instalacje działające w systemie CfD nie mają ekonomicznej motywacji do kontynuowania produkcji w trakcie długotrwałych okresów ujemnych cen. Jednocześnie jednak system nie przewiduje bodźców do natychmiastowego reagowania na sygnały cenowe. Analogicznie, umowy PPA nie zawsze motywują wytwórców do ograniczania generacji w okresach niskich lub ujemnych cen, co dodatkowo osłabia funkcję cen jako narzędzia równoważenia rynku i wymusza coraz częstsze interwencje Polskich Sieci Energetycznych.

Kolejnym istotnym aspektem jest niedostosowanie części jednostek wytwórczych do aktualnych realiów rynkowych. Choć intuicyjnie mogłoby się wydawać, że ten problem dotyczy elektrowni konwencjonalnych – zwłaszcza węglowych, które cechują się istotnymi ograniczeniami technicznymi wynikającymi z ich konstrukcji – w praktyce jest szerszy i odnosi się również do niektórych instalacji odnawialnych źródeł energii. Część małych jednostek OZE nie została wyposażona w rozwiązania techniczne umożliwiające dynamiczną redukcję produkcji lub precyzyjne ograniczanie generacji do określonego poziomu w odpowiedzi na sygnały rynkowe. Wynika to z faktu, że na etapie planowania i realizacji tych inwestycji nie było przesłanek ekonomicznych do instalowania tego typu mechanizmów – wiązały się one z dodatkowymi nakładami inwestycyjnymi, które w ówczesnym otoczeniu regulacyjnym i cenowym wydawały się nie mieć uzasadnienia.

Wraz ze wzrostem częstotliwości i skali występowania ujemnych cen energii elektrycznej można jednak spodziewać się rosnącej aktywności wytwórców OZE w zakresie modernizacji instalacji i wdrażania rozwiązań technicznych umożliwiających lepszą kontrolę generacji. Ograniczanie produkcji w okresach niskich lub ujemnych cen stanie się nie tylko technicznie możliwe, lecz także ekonomicznie uzasadnione.

Często podnoszony argument o niewystarczającej elastyczności krajowego systemu elektroenergetycznego jest – w naszej ocenie – nie w pełni uzasadniony. Ograniczenia po stronie elastyczności źródeł wytwórczych wynikają z uwarunkowań technicznych lub konstrukcji mechanizmów wsparcia. Z kolei **elastyczność odbiorców energii jest ograniczona ich rzeczywistymi potrzebami operacyjnymi, a także charakterem procesów technologicznych lub usługowych, które często wymagają nieprzerwanego zasilania.** Choć istnieje pewien potencjał zwiększenia elastyczności po stronie odbiorców – m.in. poprzez rozwój usług DSR czy wdrażanie taryf dynamicznych – to jego skala pozostaje ograniczona. Głębsze i systemowe przesunięcie odpowiedzialności za bilansowanie rynku na odbiorców prowadziłoby do odwrócenia naturalnych ról: to nie sektor wytwórczy dostosowywałby się do potrzeb gospodarki, lecz odwrotnie – to odbiorcy musieliby podporządkować się rytmowi pracy źródeł.

Tymczasem obecnie to sektor energetyczny pełni wobec gospodarki funkcję służebną, zapewniając stabilne i przewidywalne dostawy energii w odpowiedzi na zapotrzebowanie odbiorców. Postulowana przez niektórych daleko idąca elastyczność odbiorców – mająca na celu lepszą absorpcję nadwyżek energii z OZE lub ograniczenie zużycia w okresach niedoboru – mogłaby prowadzić do sytuacji, w której to odbiorcy końcowi oraz cała gospodarka zostałaby podporządkowani potrzebom systemu elektroenergetycznego, co byłoby trudne do zaakceptowania zarówno społecznie, jak i ekonomicznie.

Ze względu na konstytucyjną ochronę praw nabytych niemożliwe będzie wprowadzenie istotnych zmian w obowiązujących mechanizmach wsparcia przeznaczonych dla już funkcjonujących instalacji OZE. W konsekwencji należy oczekiwać, że zjawisko ujemnych cen energii będzie utrzymywać się w polskim systemie elektroenergetycznym przez najbliższe kilkanaście lat – aż do momentu wygaśnięcia okresów wsparcia przyznanych w ramach obecnie obowiązujących systemów.

Przyczyny ekstremalnie wysokich cen hurtowych energii

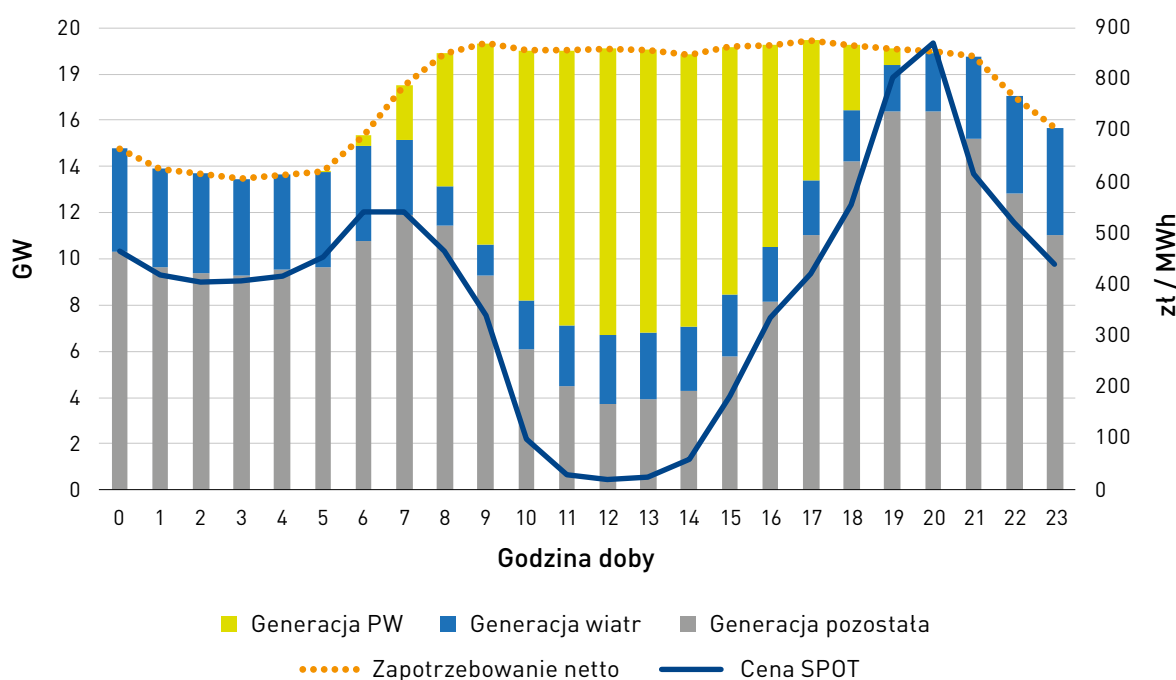
Występowanie wysokich cen energii – rozumianych jako ceny przekraczające poziom kosztów krańcowych najdroższych jednostek pracujących w systemie – staje się zjawiskiem coraz częstszym. Podobnie jak w przypadku cen bardzo niskich lub ujemnych ta sytuacja jest w dużej mierze efektem specyfiki pracy niesterowalnych źródeł odnawialnych. Niemniej jednak przyczyny tego zjawiska są złożone i wynikają z szeregu współwystępujących czynników.

Jednym z kluczowych elementów jest wysoka zmienność generacji z OZE w ujęciu godzinowym, zwłaszcza w przypadku fotowoltaiki, której produkcja w godzinach wieczornych potrafi spaść o kilka gigawatów w ciągu zaledwie jednej lub dwóch godzin.

Na Wykresie 17 przedstawiono wpływ generacji z fotowoltaiki na zapotrzebowanie rezydualne 14 sierpnia 2024 roku. Był to dzień roboczy, w którym wystąpiło umiarkowane zapotrzebowanie na energię elektryczną oraz bardzo wysoka generacja z instalacji PV, osiągająca w godzinach okołopołudniowych poziom bliski 12 GW. Produkcja ta pozwoliła na pokrycie ponad 60% całkowitego krajowego zapotrzebowania.

Wykres 17.

Dynamika generacji z PV a zmienność zapotrzebowania rezydualnego i cen na rynku SPOT – 14.08.2024



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych ENTSO-E i TGE

Tego dnia odnotowano również gwałtowny spadek średniej godzinowej generacji z PV – o ponad 3 GW – pomiędzy godziną 17:00 a 18:00. Pokrycie tak znaczącego ubytku wymagało natychmiastowego zwiększenia mocy przez jednostki konwencjonalne, co w praktyce oznaczało konieczność ich utrzymywania w pracy już od wcześniejszych godzin. Ze względu na długi czas rozruchu – szczególnie w przypadku elektrowni węglowych – źródła te muszą funkcjonować w trybie ciągłym, również w okresach wysokiej generacji z OZE, nawet jeśli chwilowo nie są potrzebne do pokrycia zapotrzebowania, co zostało szerzej omówione we wcześniejszej części raportu.

Taka sytuacja bilansowa wywiera istotny wpływ na ceny energii na rynku SPOT. W godzinach wysokiej produkcji z OZE ceny spadają często poniżej kosztów zmiennych jakiejkolwiek jednostki konwencjonalnej.



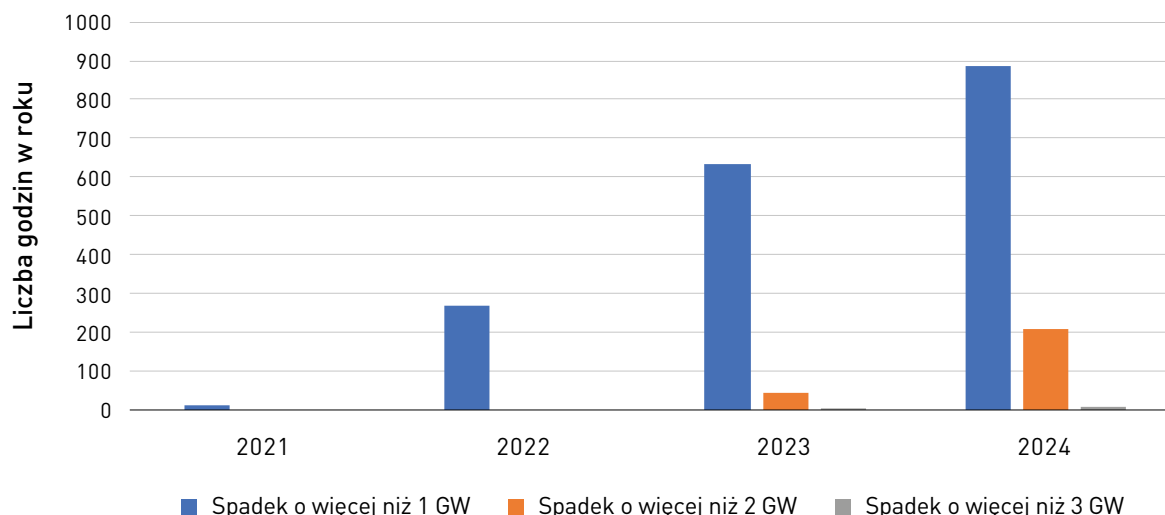
Wytwórcy posiadający kontrakty terminowe mogą w takich warunkach ograniczać produkcję – odkupując tańszą energię z rynku SPOT, aż do osiągnięcia minimum technicznego swoich jednostek. Natomiast jednostki konwencjonalne, które nie mają zakontraktowanego wolumenu na rynku terminowym, chcą pozostać w pracy, są zmuszone do sprzedaży energii odpowiadającej ich minimum technicznemu, niezależnie od poziomu cen – ponosząc przy tym realne straty finansowe.

Straty te następnie rekompensują sobie w godzinach niskiej generacji z OZE, gdy ceny energii rosną. Wówczas jednostki konwencjonalne ustalają poziom ofert znacząco powyżej kosztów zmiennych, uwzględniając wcześniejsze straty. Alternatywą jest całkowite wyłączenie jednostki w ciągu dnia i ponowny jej rozruch w godzinach wieczornych, co jednak nie zawsze jest technicznie możliwe.

Na Wykresie 18 przedstawiono liczbę godzin w latach 2021-2024, w których odnotowano znaczące spadki generacji z odnawialnych źródeł energii, rozumiane jako spadki średniej godzinowej produkcji powyżej progów 1 GW, 2 GW oraz 3 GW.

Wykres 18.

Liczba godzin w roku ze znacznymi spadkami generacji z OZE (2021-2024)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych ENTSO-E

Z danych wynika, że zjawisko to nasila się z każdym rokiem. **0 ile w 2021 roku próg 1 GW został przekroczony jedynie 13 razy, to już w 2024 roku liczba takich godzin wzrosła do 885. Próg 2 GW po raz pierwszy został osiągnięty w 2022 roku, a w 2023 roku przekroczono go już w 210 godzinach. W roku 2024 coraz częściej obserwowano również spadki przekraczające 3 GW – odnotowano 7 takich przypadków²⁷.**

Za zdecydowaną większość gwałtownych zmian generacji odpowiadają instalacje fotowoltaiczne, które – z jednej strony – charakteryzują się dużą dynamiką zmian produkcji, a z drugiej – mają obecnie największy udział w strukturze mocy zainstalowanej wśród źródeł OZE.

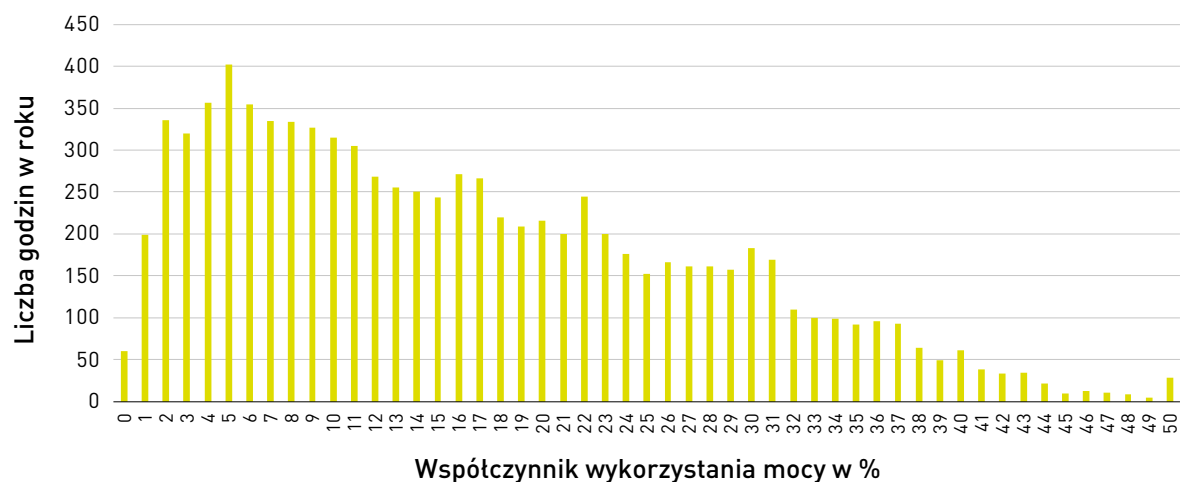
Dane te obrazują narastające wyzwania w zakresie bilansowania krajowego systemu elektroenergetycznego oraz podkreślają rosnącą potrzebę zwiększania jego elastyczności. W tym kontekście kluczowe będzie rozwijanie zasobów umożliwiających szybkie zwiększanie mocy, takich jak jednostki gazowe (które cechują się niższymi minimami technicznymi i krótszym czasem rozruchu niż elektrownie węglowe), a także magazynów energii.

Na Wykresie 19 przedstawiono częstość występowania poszczególnych poziomów wykorzystania łącznej mocy zainstalowanej w fotowoltaice i energetyce wiatrowej w ujęciu godzinowym w 2024 roku. W poprzednich latach rozkład danych kształtował się w sposób zbliżony, jednak widoczny jest spadek liczby godzin z bardzo wysokim współczynnikiem wykorzystania mocy. Zjawisko to może wynikać zarówno z ograniczeń systemowych w zakresie odbioru nadwyżek energii z OZE (prowadzących do redukcji generacji), jak i ze zmiany struktury miksu OZE – w szczególności z szybszego przyrostu mocy zainstalowanej w fotowoltaice względem energetyki wiatrowej. Jest to istotna zmiana, ponieważ średnioroczne współczynniki wykorzystania mocy źródeł wiatrowych są wyższe niż fotowoltaiki. Zwiększenie udziału PV w strukturze mocy OZE może zatem wpływać na spadek efektywności wykorzystania dostępnych mocy w ujęciu zbiorczym.

²⁷ Obliczenia własne na bazie danych ENTSO-E.

Wykres 19.

Rozkład liczby godzin w roku według łącznego współczynnika wykorzystania mocy PV i źródeł wiatrowych w 2024 roku

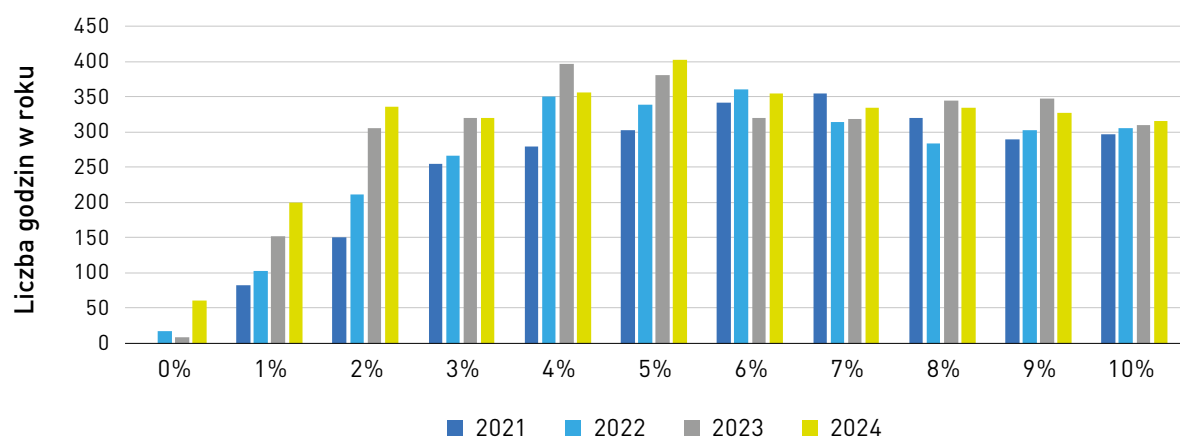


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych ENTSO-E i ARE

Szczegółnej uwadze powinna podlegać analiza okresów, w których łączny współczynnik wykorzystania mocy z OZE osiąga najniższe wartości. Zostało to zobrazowane na Wykresie 20, który przedstawia dane za lata 2021–2024 dla godzin, w których współczynnik ten mieścił się w przedziale 0–10%. Liczba takich godzin w skali roku pozostaje na relatywnie stabilnym poziomie – ok. 3000 godzin rocznie – choć z roku na rok wykazuje tendencję wzrostową. Jest to bezpośrednio związane z dynamicznie rosnącym udziałem fotowoltaiki, która charakteryzuje się dużą liczbą godzin bezprodukcyjnych, szczególnie w porach nocnych i w sezonie zimowym.

Wykres 20.

Rozkład godzin w roku według łącznego współczynnika wykorzystania mocy PV i źródeł wiatrowych (2021-2024)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych ENTSO-E i ARE

Dane te prowadzą do istotnych wniosków na temat ograniczeń miksu energetycznego opartego głównie na niesterowalnych źródłach odnawialnych. Według stanu na koniec 2024 roku moc zainstalowana w PV przekroczyła 20 GW, a w źródłach wiatrowych – 10 GW. Oznacza to, że przy tym poziomie mocy zainsta-

lowanych w ponad jednej trzeciej godzin roku łączna generacja z OZE wyniosłaby mniej niż 3 GW, co przy średniorocznym zapotrzebowaniu na poziomie około 20 GW oznacza, że pokrywałaby mniej niż 15% zapotrzebowania krajowego²⁸. W tym czasie pozostała część zapotrzebowania musiałaby być zapewniona przez źródła konwencjonalne.

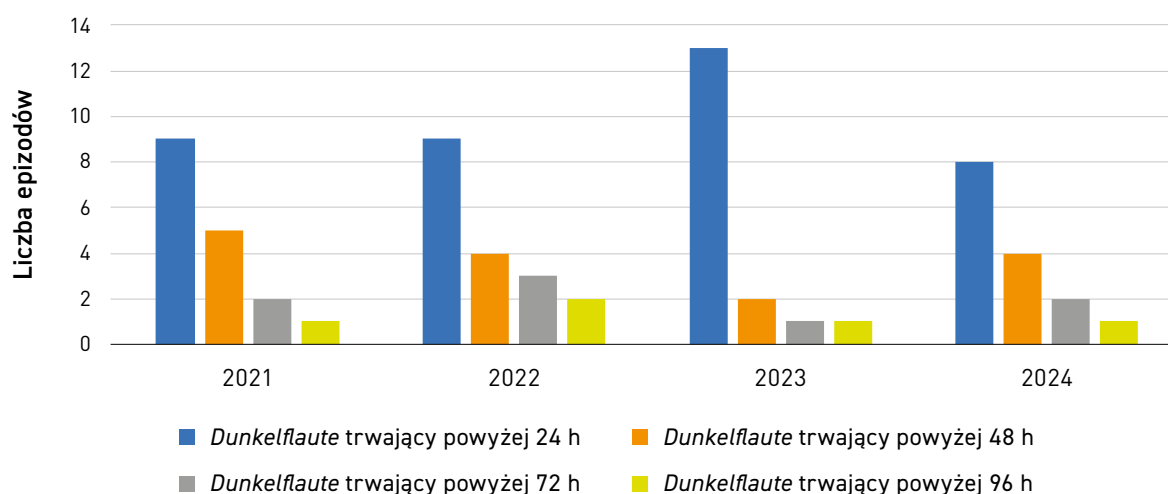
Jeszcze bardziej wymowna jest liczba godzin, w których łączny współczynnik wykorzystania mocy z OZE spadał poniżej 5% – w każdym z analizowanych lat było to ponad 1000 godzin²⁹. Oznacza to, że nawet przy założeniu trzykrotnego zwiększenia mocy zainstalowanej w OZE do poziomu 100 GW wciąż nie byłoby możliwe pokrycie nawet jednej czwartej krajowego zapotrzebowania w tych godzinach.

Analiza ta jednoznacznie **wskazuje na konieczność utrzymania (a w przyszłości również modernizacji i rozbudowy) zasobu mocy dyspozycyjnych w systemie – tak, aby były one w stanie pokrywać pełne zapotrzebowanie w okresach niskiej generacji z OZE. Jest to szczególnie istotne w kontekście prognozowanego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną w kolejnych latach.**

Na Wykresie 21 przedstawiono liczbę długotrwałych epizodów niskiej generacji z odnawialnych źródeł energii – tzw. *Dunkelflaute* – zidentyfikowanych w latach 2021–2024. Na potrzeby analizy przyjęto, że *Dunkelflaute* to nieprzerwany okres, w którym łączny współczynnik wykorzystania mocy z fotowoltaiki i energetyki wiatrowej nie przekracza 10% przez co najmniej 24 godziny. Uwzględnienie tego zjawiska ma istotne znaczenie z perspektywy oceny możliwości bilansowania zapotrzebowania rezydualnego jedynie przy wykorzystaniu magazynów energii.

Wykres 21.

Liczba epizodów *Dunkelflaute* o różnym czasie trwania w Polsce w latach 2021–2024



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych ENTSO-E i ARE

Analiza danych wskazuje, że w każdym z lat występowały okresy, w których naładowanie magazynów energii ze źródeł odnawialnych byłoby praktycznie niemożliwe ze względu na długotrwały brak wystarczającej generacji z OZE. Nie przekreśla to jednak roli magazynów energii w systemie elektroenergetycznym – będą one pełniły istotną funkcję bilansującą w godzinach szczytowego zapotrzebowania, oddając energię zgromadzoną wcześniej, np. nocą. Jednak w czasie *Dunkelflaute* energia pochodzić będzie głównie z elektrowni konwencjonalnych, co znacząco zmienia ekonomikę ich wykorzystania.

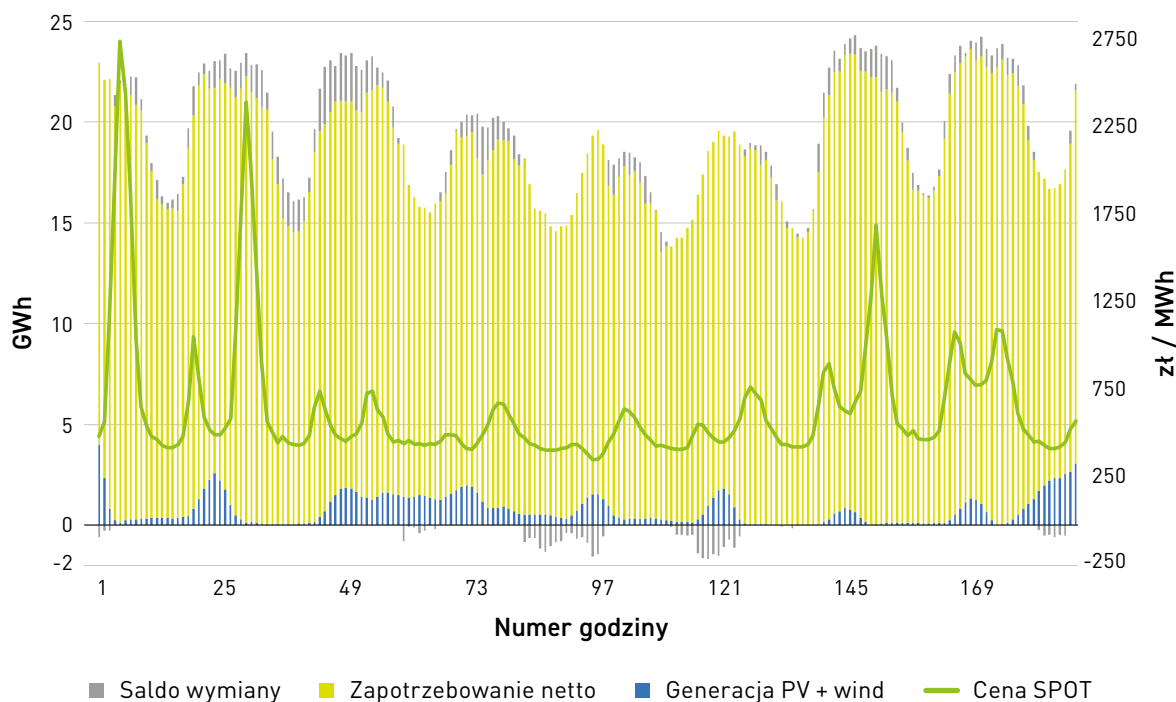
²⁸ Obliczenia własne na bazie danych ENTSO-E i ARE.

²⁹ Obliczenia własne na bazie danych ENTSO-E i ARE.

Na Wykresie 22 zaprezentowano **najdłuższy epizod Dunkelflaute zarejestrowany w Polsce w 2024 roku – trwający łącznie 185 godzin, od 6 listopada (godz. 14:00) do 14 listopada (godz. 7:00)**³⁰. W analizowanym okresie krajowy system elektroenergetyczny wielokrotnie wspierał się importem energii z zagranicy, jednak w niektórych godzinach notowano także eksport – co wskazuje, że sytuacja bilansowa w regionie była napięta, a ceny energii u sąsiadów okresowo były wyższe niż w Polsce.

Wykres 22.

Wpływ najdłuższej trwającej w 2024 *Dunkelflaute* na sytuację bilansową i ceny SPOT



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE, ENTSO-E i ARE

Najniższa cena godzinowa na rynku SPOT w tym okresie wyniosła 357 zł/MWh³¹, natomiast średnia cena ważona zapotrzebowaniem osiągnęła poziom 683 zł/MWh³² – istotnie przekraczając średnią cenę SPOT dla całego 2024 roku³³. Dane te potwierdzają znaczący wpływ długotrwałych epizodów niskiej generacji OZE na poziomy cen energii oraz stabilność systemu elektroenergetycznego.

Wskazuje to na potrzebę realistycznego podejścia do roli magazynów energii – jako narzędzi wspierających elastyczność systemu elektroenergetycznego, lecz niewystarczających do zapewnienia ciągłości dostaw w długotrwałych okresach deficytu generacji z OZE. W takich warunkach gwarantować bezpieczeństwo dostaw mogą wyłącznie jednostki konwencjonalne.

Jednocześnie, ze względu na rosnącą liczbę godzin z bardzo niskimi cenami energii – będących pochodną zwiększającej się produkcji z OZE – oraz przewidywaną kanibalizację szczytów cenowych przez magazyny energii, **poziom wykorzystania jednostek konwencjonalnych będzie dalej spadał. Będzie to prowadzić do istotnego spadku ich przychodów, a w konsekwencji do pogorszenia się ich opłacalności. W praktyce może to skutkować dążeniem właścicieli elektrowni węglowych do ich trwałego wyłączenia, a w przypadku po-**

30 Obliczenia własne na bazie danych ENTSO-E i ARE.

31 TGE.

32 TGE.

33 Obliczenia własne na bazie TGE.

tencjalnych inwestycji w nowe jednostki gazowe – do powstrzymywania się od decyzji inwestycyjnych lub uzależniania ich od zapewnienia przez państwo korzystniejszych mechanizmów wsparcia.

W rezultacie może dojść do sytuacji, w której **nawet przy spadku hurtowych cen energii całkowity koszt jej pozyskania dla odbiorców końcowych będzie rósł** – na skutek konieczności pokrycia kosztów systemowych, w tym mechanizmów wsparcia dla źródeł dyspozycyjnych, rosnących kosztów bilansowania systemu oraz rozbudowy systemu dystrybucyjnego w związku z przyłączeniem nowych źródeł OZE i magazynów energii. Kwestie te zostaną szerzej omówione w dalszej części raportu.

Opłaty dystrybucyjne

Odbiorcy energii elektrycznej w Polsce, oprócz kosztów związanych z energią czynną, widzą na swoich rachunkach cały blok opłat określanych zbiorczo jako opłaty dystrybucyjne. Taki sposób prezentacji wynika z Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 29 listopada 2022 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz.U. 2022 poz. 2505).

Warto jednak podkreślić, że w ramach tej grupy jedynie opłaty sieciowe są przeznaczone na pokrycie kosztów utrzymania i rozbudowy infrastruktury do przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej. Pozostałe pozycje, choć formalnie ujęte w taryfie dystrybucyjnej, wynikają z funkcjonujących w Polsce mechanizmów wsparcia (np. opłata OZE, kogeneracyjna, mocowa) i nie mają bezpośredniego związku z działalnością przedsiębiorstw dystrybucyjnych. Ich obecność w rachunku wynika z roli, jaką operatorzy odgrywają jako pośrednicy w porborze środków i przekazywaniu ich dalej – zgodnie z obowiązującymi przepisami.

Opłata sieciowa

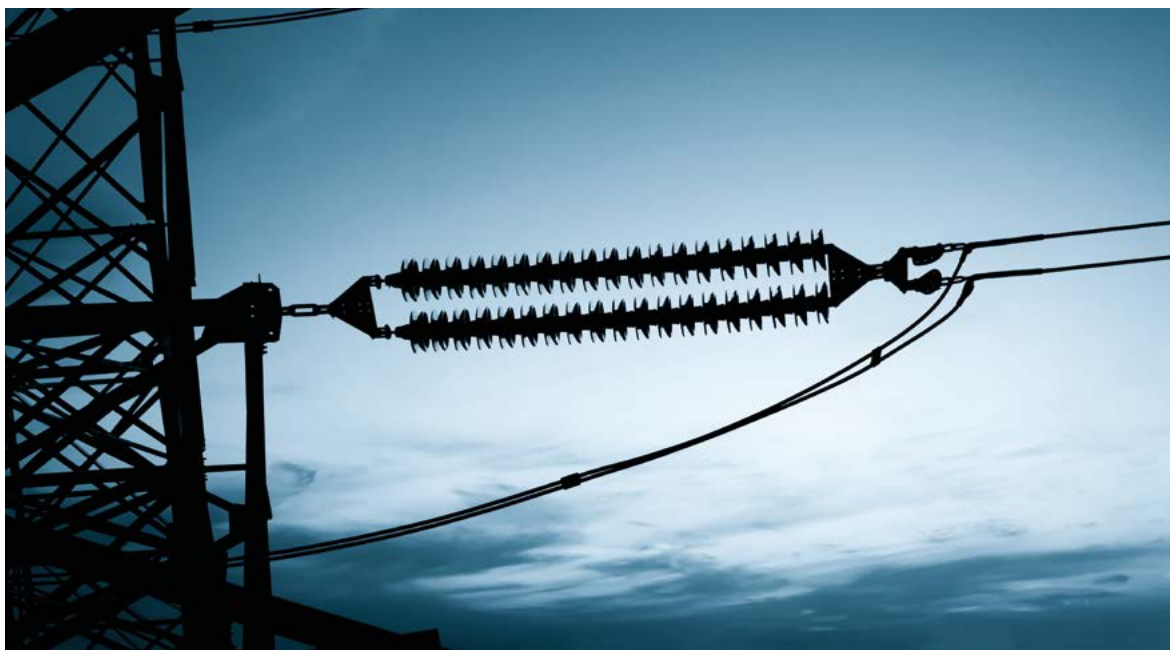
Opłata sieciowa składa się z dwóch głównych elementów: części stałej i części zmiennej. Obie te składowe ustalane są w taki sposób, aby zapewnić równowagę pomiędzy kosztami ponoszonymi przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych a przychodami uzyskiwanymi z taryf. **Zgodnie z obowiązującymi przepisami stawki taryfowe powinny odzwierciedlać rzeczywiste nakłady związane z utrzymaniem, eksploatacją i rozwojem infrastruktury sieciowej – uwzględniając wzrost zapotrzebowania na energię, potrzeby inwestycyjne oraz konieczność zapewnienia niezawodności i ciągłości dostaw.**

W praktyce oznacza to, że Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, zatwierdzając taryfy, analizuje pełen katalog kosztów zgłaszanych przez operatorów – obejmujący m.in. wynagrodzenia pracowników, podatki od nieruchomości, zużycie materiałów eksploatacyjnych, straty na przesyle, utrzymanie systemów informatycznych oraz inne bieżące wydatki operacyjne. W przypadku uznania ich zasadności taryfa ustalana jest na poziomie zapewniającym pokrycie tych kosztów.

Istotną częścią kosztów uzasadnionych – uwzględnianą w kalkulacji taryf – są także amortyzacja posiadanego majątku oraz tzw. zwrot z zainwestowanego kapitału. Znaczenie tych pozycji rośnie w związku z dynamicznym wzrostem nakładów inwestycyjnych ponoszonych przez operatorów systemów dystrybucyjnych.

Dla zobrazowania skali zmian warto wskazać, że w 2020 roku całkowite nakłady inwestycyjne na rozwój sieci dystrybucyjnych, ponoszone przez pięciu największych operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD), wynosiły 6,3 mld³⁴ zł. Tymczasem zatwierdzone przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki plany inwestycyjne tych podmiotów na lata 2023–2028 opiewają już na łączną kwotę 72,6 mld zł. W samym tylko 2023 roku planowane nakłady sięgnęły 9,9 mld zł i zostały zrealizowane w 97%. Od roku 2024 zatwierdzone

³⁴ URE.



przez Prezesa URE plany inwestycyjne zakładają, że **roczne nakłady będą przekraczać poziom 12 mld zł**. Tak dynamiczny wzrost inwestycji w infrastrukturę dystrybucyjną będzie miał bezpośrednie przełożenie na poziom taryf sieciowych, a tym samym na wysokość opłat ponoszonych przez odbiorców końcowych – zarówno na gospodarstwa domowe, jak i przedsiębiorstwa. **Również inwestycje w infrastrukturę przesyłową rosną w szybkim tempie**. Polskie Sieci Elektroenergetyczne planują w latach 2025-2034 realizację projektów o łącznej wartości 64 mld zł³⁵, co oznacza średnioroczne nakłady wynoszące ok. 7 mld zł. Dla porównania – jeszcze kilka lat temu poziom rocznych inwestycji Polskich Sieci Energetycznych utrzymywał się poniżej 2 mld zł, a plan na lata 2023–2032 zakładał wydatki na poziomie 32 mld zł³⁶.

Szczególnego wyjaśnienia wymaga mechanizm zwrotu z inwestycji, będący jednym z kluczowych elementów systemu taryfowego. Zwrot ten kalkulowany jest jako iloczyn wartości regulacyjnej aktywów netto (WRA) oraz kosztu kapitału (WACC), który na lata 2023–2028 został ustalony przez Prezesa URE na poziomie ok. 7,5%³⁷. Dodatkowo, zgodnie z zapisami Karty Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych, możliwe jest zwiększenie stopy zwrotu o dodatkowy 1 punkt procentowy – w przypadku realizacji zatwierdzonych planów inwestycyjnych. W dużym uproszczeniu wartość regulacyjna aktywów odpowiada wartości aktywów sieciowych będących w posiadaniu przedsiębiorstwa dystrybucyjnego, pomniejszonej o wartość składników majątku pozyskanych nieodpłatnie lub sfinansowanych ze środków publicznych (np. dotacji), których udział w strukturze aktywów jest jednak stosunkowo niewielki.

Zmiana wysokości opłat dystrybucyjnych, wynikająca z intensyfikacji inwestycji w infrastrukturę sieciową, to jeden z najczęściej pomijanych aspektów transformacji energetycznej. Debata publiczna koncentruje się przede wszystkim na segmencie wytwarzania – zwłaszcza w kontekście rozwoju odnawialnych źródeł energii – marginalizując przy tym znaczenie roli systemu dystrybucji energii elektrycznej. **Tymczasem skala i tempo niezbędnych inwestycji w sieci dystrybucyjne rosną dynamicznie, a ich źródłem są nie tylko potrzeby modernizacyjne związane ze starzejącą się infrastrukturą, lecz także gwałtowny wzrost liczby przyłączanych instalacji – szczególnie źródeł OZE.**

35 URE.

36 URE.

37 URE.

Zaakceptowane przez Prezesa URE w procesie taryfowym koszty uzasadnione są zgodnie z przepisami rozporządzenia alokowane na poszczególne grupy taryfowe (uzależnione od napięcia oraz profilu poboru) oraz część stałą i zmienną opłaty sieciowej.

Opłata sieciowa stała to składnik rachunku za energię elektryczną, który jest niezależny od ilości zużytej energii i naliczany w formie stałej miesięcznej kwoty. Jej wysokość zależy od mocy przyłączeniowej danego odbiorcy oraz poziomu napięcia, do którego jest on przyłączony. Opłata pokrywa koszty utrzymania, eksploatacji i modernizacji infrastruktury elektroenergetycznej – obejmującej zarówno sieci wysokiego, średniego, jak i niskiego napięcia, jak również infrastrukturę towarzyszącą, taką jak stacje transformatorowe czy urządzenia sterujące. Pełni ważną funkcję systemową – zapewnia przewidywalność przychodów przedsiębiorstw dystrybucyjnych, a jednocześnie przeciwdziała zjawisku zamawiania nadmiernych mocy przyłączeniowych, co mogłoby prowadzić do nieefektywnego wykorzystania zasobów sieciowych oraz niepotrzebnych nakładów inwestycyjnych na ich rozbudowę.

Opłata sieciowa zmienna jest naliczana proporcjonalnie do rzeczywistego zużycia energii elektrycznej i obejmuje głównie koszty związane z jej fizycznym transportem. Kluczowym elementem tej opłaty są straty przesyłowe powstające w trakcie przepływu energii przez sieć – są one naturalnym efektem oporu przewodów i procesów fizycznych zachodzących w systemie elektroenergetycznym.

Podział opłat sieciowych na część stałą i zmienną prowadzi do sytuacji, w której odbiorcy o stałym profilu poboru energii ponoszą proporcjonalnie niższe koszty opłat sieciowych w przeliczeniu na jednostkę zużytej energii.

Pomimo znaczącego wzrostu nakładów inwestycyjnych w ostatnich latach w debacie publicznej wciąż pojawiają się opinie o niewystarczającym poziomie finansowania rozbudowy infrastruktury sieciowej. Argumenty te opierają się najczęściej na prognozowanym wzroście zapotrzebowania na energię elektryczną – które pozostaje niepewne i obarczone dużym ryzykiem – oraz na rosnącej liczbie odmów przyłączenia do sieci nowych źródeł odnawialnych. Warto jednak zauważyć, że wiele z projektów OZE, które uzyskały już warunki przyłączeniowe, może ostatecznie nie zostać zrealizowanych. Postępujące zjawisko kanibalizacji cen energii – czyli wzajemnego wypierania się nowych źródeł przy ograniczonych możliwościach absorpcji energii przez system – znacząco pogarsza rentowność tych inwestycji. W efekcie rośnie prawdopodobieństwo, że część z już zaplanowanych projektów zostanie zaniechana. Jednocześnie jednak, mimo braku realizacji, projekty te „blokują” zdolności przyłączeniowe systemu i uzasadniają potrzebę kosztownej rozbudowy infrastruktury, co w dłuższej perspektywie może prowadzić do nieefektywnej alokacji środków.

W związku z tym konieczne jest zachowanie rozwagi w planowaniu skali inwestycji w sieci elektroenergetyczne. Nadmierne nakłady mogą skutkować trwałym wzrostem kosztów utrzymania infrastruktury, które będą ponoszone przez odbiorców przez kolejne dekady – przynajmniej do czasu pełnej amortyzacji nowych aktywów. Dodatkowo należy pamiętać, że inwestycje w sieci mają **charakter cykliczny** – zapewnienie ich niezawodności i sprawności technicznej wymaga systematycznej wymiany komponentów podlegających naturalnemu zużyciu.

Opłata jakościowa

Opłata jakościowa jest jednym z kluczowych składników taryfy dystrybucyjnej, którego znaczenie w ostatnich latach systematycznie rośnie – zarówno z punktu roli, którą odgrywa w utrzymaniu stabilności KSE, jak i kosztów. Jej podstawowym celem jest zapewnienie odpowiednich parametrów jakościowych energii elektrycznej, takich jak częstotliwość i napięcie, a tym samym zwiększenie niezawodności dostaw.

Opłata ta służy finansowaniu działań realizowanych przez operatora systemu przesyłowego – Polskie Sieci Elektroenergetyczne – związanych m.in. z zakupem rezerw mocy bilansujących czy kosztami redyspono-



wania obciążeń w systemie. Mechanizmy te pozwalają na bieżące dostosowywanie pracy jednostek wytwórczych do aktualnych warunków pracy sieci, przeciwdziałanie zagrożeniom dla stabilności systemu oraz utrzymanie odpowiedniej jakości dostarczanej energii.

Opłata jakościowa jest naliczana proporcjonalnie do zużycia energii – jej wysokość wyrażona jest w złotych za każdą kilowatogodzinę (zł/kWh). Oznacza to, że całkowita wartość opłaty rośnie wraz ze wzrostem zużycia energii przez danego odbiorcę – niezależnie od jego charakterystyki (gospodarstwo domowe, firma, zakład przemysłowy). Wysokość stawki ustalana jest przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i zasadniczo jej wysokość jest pochodną prognozowanych kosztów funkcjonowania systemu.

Obserwowany w ostatnich latach wzrost wysokości opłaty jakościowej odzwierciedla rosnące znaczenie elastyczności i stabilności systemu elektroenergetycznego w warunkach coraz większego udziału zmiennej generacji z odnawialnych źródeł energii. Kluczowym czynnikiem wpływającym na wysokość tej opłaty jest systematyczny wzrost kosztów pozyskania mocy bilansujących, będący konsekwencją ograniczenia udziału jednostek sterowalnych – dotychczas pełniących funkcję łatwo dostępnych rezerw mocy. Wraz z dynamicznym rozwojem źródeł niesterowalnych zapewnienie szybkiego – niemal natychmiastowego – dostępu do rezerw mocy staje się coraz trudniejsze. Funkcję tę mogą bowiem pełnić jedynie aktualnie pracujące sterowalne jednostki mające możliwość zmiany obciążenia zgodnego z poleceniami ruchowymi PSE. Ich liczba w poszczególnych okresach ulega coraz większym zmianom, ponieważ część z nich jest wyłączona z uwagi na tańszą generację OZE. W rezultacie zmniejsza się dostępność rezerw operacyjnych, co zwiększa ryzyko niestabilności pracy systemu i generuje zwiększone koszty ich pozyskania, ponieważ oferowane przez PSE stawki muszą być odpowiednio wysokie, aby jednostki konwencjonalne pozostały w pracy nawet przy bardzo niskich cenach hurtowych.

Rozwiązaniem tej sytuacji może być rozwój magazynów energii, które – dzięki zdolności do szybkiego reagowania i elastycznego zarządzania mocą – mogą stać się nowym filarem bezpieczeństwa energetycznego. Ich szersze wykorzystanie pozwoli nie tylko zwiększyć dostępność rezerw bilansujących, lecz także ograniczyć konieczność uruchamiania kosztownych jednostek konwencjonalnych, co w dłuższej perspektywie może złagodzić presję na dalszy wzrost opłaty jakościowej.

Opłata mocowa

Opłata mocowa finansuje funkcjonowanie rynku mocy – mechanizmu mającego na celu zapewnienie długoterminowej dostępności mocy dyspozycyjnych w krajowym systemie elektroenergetycznym. W ramach tego systemu uczestnicy rynku – wytwórcy energii elektrycznej oraz odbiorcy zobowiązani do redukcji zapotrzebowania – **otrzymują wynagrodzenie nie tylko za faktyczne świadczenie usług, lecz także za samą gotowość do ich świadczenia w momentach zwiększonego zapotrzebowania.**

Środki pozyskiwane z opłaty mocowej przeznaczone są na wynagrodzenia dla podmiotów, które w drodze aukcji rynku mocy zobowiązały się do utrzymania określonego poziomu dostępnej mocy lub elastyczności zużycia, możliwej do wykorzystania przez operatora systemu. Celem tego mechanizmu jest zwiększenie bezpieczeństwa dostaw energii oraz ograniczenie ryzyka wystąpienia deficytów mocy – zwłaszcza w okresach szczytowego obciążenia sieci.

Opłata mocowa została wprowadzona w Polsce na podstawie ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. 2018 poz. 9) i obowiązuje od 1 stycznia 2021 roku.

Wprowadzenie opłaty mocowej odegrało kluczową rolę w zapewnieniu stabilności finansowej jednostkom wytwórczym, szczególnie elektrowniom węglowym, które musiały dostosować się do zaostrzonych wymogów środowiskowych wynikających z konkluzji BAT (Best Available Techniques). Pewność przychodów wynikająca z uczestnictwa w rynku mocy umożliwiła tym jednostkom pozyskanie zewnętrznego finansowania na modernizację, co w wielu przypadkach przesądziło o ich dalszym funkcjonowaniu.

Mechanizm rynku mocy odgrywa również istotną rolę w tworzeniu nowych mocy wytwórczych. Dla inwestorów jest to dodatkowe źródło przychodów – niezależne od wahań cen na rynku energii, które charakteryzują się dużą zmiennością i niepewnością. Wynagrodzenie z tytułu gotowości do dostarczania mocy stanowi istotny element modelu biznesowego dla nowych inwestycji, w szczególności w jednostki gazowe i magazyny energii.

Opłata mocowa finansuje także rozwój usług DSR (Demand Side Response) – rozwiązań, które pozwalają dużym odbiorcom na czasowe ograniczenie zużycia energii w okresach największego zapotrzebowania. Uczestnicy programów DSR otrzymują wynagrodzenie za samą gotowość do redukcji poboru mocy, co zwiększa elastyczność systemu elektroenergetycznego, zmniejsza ryzyko jego przeciążenia i ogranicza prawdopodobieństwo wystąpienia przerw w dostawach energii (tzw. blackoutów).

Opłata mocowa jest pobierana od wszystkich odbiorców końcowych energii elektrycznej i doliczana do rachunków za prąd w ramach opłat dystrybucyjnych. Jej wysokość ustalana jest corocznie przez Prezesa URE na podstawie kosztów wynikających z zawartych kontraktów mocowych. **Wysokość opłaty zależy od kategorii odbiorcy. Gospodarstwa domowe** uiszczają opłatę w formie ryczałtu, którego wysokość uzależniona jest od rocznego zużycia energii.

W roku 2025 opłata mocowa dla gospodarstw domowych wynosi 0 zł do końca czerwca. Od 1 lipca 2025 roku stawki miesięczne będą następujące:

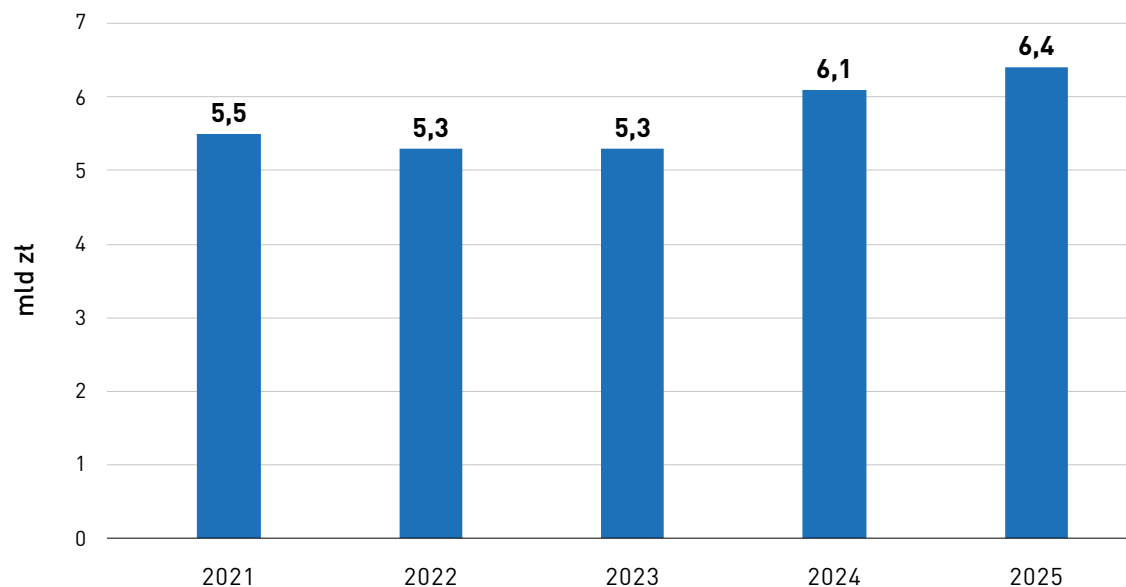
- poniżej 500 kWh – **2,86 zł/miesiąc**,
- od 500 kWh do 1200 kWh – **6,86 zł/miesiąc**,
- od 1200 kWh do 2800 kWh – **11,44 zł/miesiąc**,
- powyżej 2800 kWh – **16,01 zł/miesiąc**³⁸.

³⁸ URE.

Odbiorcy nieryczątkowi, tacy jak przedsiębiorstwa i inni odbiorcy instytucjonalni, wnoszą opłatę w zależności od rzeczywistego zużycia energii elektrycznej w godzinach szczytowego zapotrzebowania – tj. w dni robocze w godzinach od 7:00 do 21:59. W roku 2025 stawka opłaty dla tej grupy wynosi 0,1412 zł/kWh³⁹.

Wykres 23.

Roczny koszt funkcjonowania rynku mocy w latach 2021-2025



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych URE

Odbiorcy energochłonni, którzy spełniają określone kryteria, mogą korzystać z ulg w opłacie mocowej. Preferencje te przysługują przedsiębiorstwom, dla których koszty energii elektrycznej stanowią istotny element całkowitych kosztów działalności, a także podmiotom o tzw. płaskim profilu zużycia energii – czyli zużywającym energię w sposób stabilny, niezależnie od pory dnia. Wysokość przysługującej ulgi uzależniona jest od poziomu intensywności zużycia energii elektrycznej – im większy jej udział w kosztach działalności, tym wyższa redukcja opłaty. Firmy o bardzo wysokim zużyciu energii mogą liczyć na obniżkę sięgającą nawet 80–85%, co ma na celu ograniczenie negatywnego wpływu mechanizmu rynku mocy na konkurencyjność przemysłu energochłonnego w Polsce.

Przyrost mocy zainstalowanej w odnawialnych źródłach energii ogranicza czas pracy jednostek konwencjonalnych i obniża ich przychody ze sprzedaży energii elektrycznej, co negatywnie wpływa na ich rentowność. Jednocześnie wzrost udziału OZE nie przekłada się na zwiększenie dostępności mocy dyspozycyjnych w okresach niesprzyjających generacji z fotowoltaiki i energetyki wiatrowej (tzw. *Dunkelflaute*). Prognozy Polskich Sieci Elektroenergetycznych jednoznacznie wskazują na systematyczny wzrost zapotrzebowania na moc w nadchodzących latach. W tych warunkach rola rynku mocy – jako mechanizmu zapewniającego dostępność wystarczających rezerw mocy dyspozycyjnych – będzie rosła.

W aktualnych realiach rynkowych istotnym wyzwaniem dla jednostek konwencjonalnych jest wysoki udział kosztów stałych w strukturze ich wydatków: wynagrodzenia, podatki od nieruchomości, naprawy bieżące czy konserwacja. Tymczasem spadające przychody z rynku energii coraz rzadziej pozwalają na pokrycie tych kosztów. Powoduje to podwójny problem: z jednej strony istniejące jednostki mogą być trwale wycofywane z eksploatacji z powodu braku rentowności przy aktualnej wysokości stawek rynku mocy; z drugiej strony inwestorzy planujący budowę nowych źródeł będą oczekiwać wyższych poziomów wsparcia kontraktowego, aby podjąć decyzję inwestycyjną.

39 URE.



Koszty funkcjonowania rynku mocy będą systematycznie rosnąć, a jego wycofanie – mimo że pierwotnie zakładano jego czasowy charakter – nie wydaje się obecnie realnym scenariuszem. Gdy weźmie się pod uwagę, że ostatnia aukcja główna w ramach obowiązującego mechanizmu planowana jest na 2025 rok, należy spodziewać się jego kontynuacji, jednak w zmodyfikowanej formie – uwzględniającej nowe uwarunkowania rynkowe oraz wyzwania związane z transformacją sektora elektroenergetycznego.

Wzrost kosztów tego mechanizmu będzie wynikać z kilku nakładających się czynników. Po pierwsze, zawarte już kontrakty długoterminowe podlegają corocznej waloryzacji o wskaźnik inflacji. Po drugie, postępujące wypieranie jednostek konwencjonalnych przez OZE skutkuje spadkiem ich przychodów z rynku energii, co oznacza konieczność zwiększenia poziomu wsparcia w celu utrzymania ich gotowości do pracy. Po trzecie, inwestorzy planujący nowe jednostki będą oczekiwać wyższych stawek w ramach aukcji, aby zrekompensować rosnące ryzyko związane z niestabilnością przychodów z rynku energii. Po czwarte, prognozowany wzrost zapotrzebowania na moc zwiększy wolumen, który będzie musiał zostać zabezpieczony w ramach rynku mocy. Po piąte, w systemie aktualnie funkcjonują jednostki konwencjonalne nieobjęte kontraktami mocowymi, które jednak pozostają dostępne i pełnią funkcję rezerwową – ich dalsze utrzymanie, choć obecnie uzasadnione ekonomicznie, w przyszłości może również wymagać wsparcia.

Opłata OZE

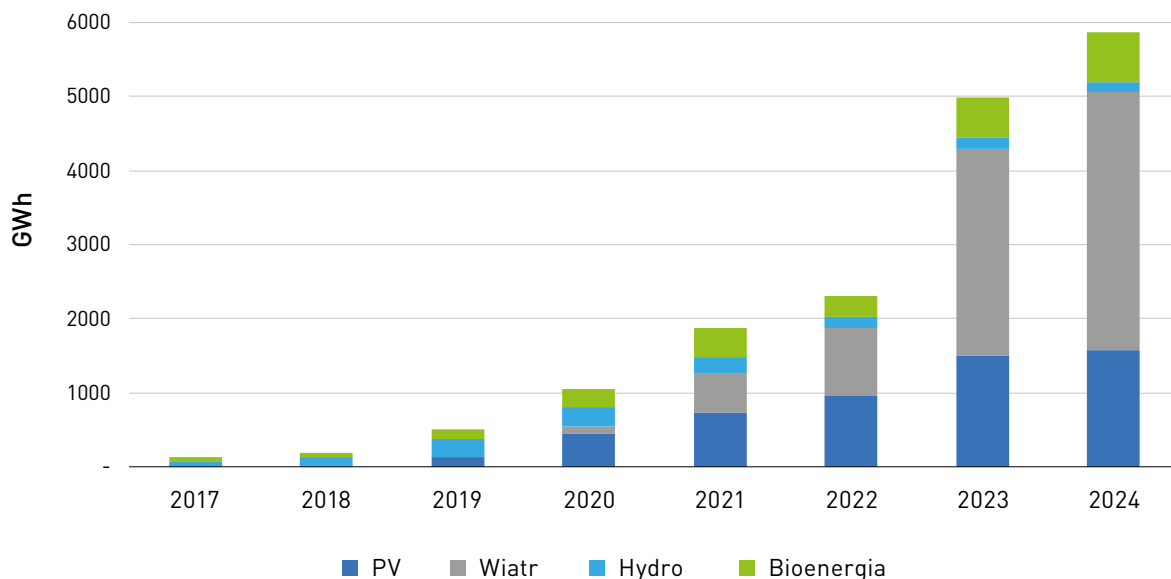
Opłata OZE to składnik rachunku za energię elektryczną, którego celem jest finansowanie systemów wsparcia dla odnawialnych źródeł energii. Stanowi element krajowej polityki energetycznej wspierającej transformację w kierunku niskoemisyjnej gospodarki oraz stopniowe odchodzenie od paliw kopalnych. Opłata została wprowadzona na mocy ustawy z dnia 20 lutego 2015 roku o odnawialnych źródłach energii.

Opłata OZE jest naliczana jako stała stawka za każdą megawatogodzinę (MWh) zużytej energii elektrycznej i dotyczy wszystkich odbiorców końcowych – zarówno gospodarstw domowych, jak i przedsiębiorstw. Jej wysokość ustala corocznie Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (URE) w oparciu o prognozowane zapotrzebowanie na środki niezbędne do realizacji mechanizmów wsparcia. Zgromadzone środki trafiają do Zarządcy Rozliczeń S.A., który odpowiada za ich dystrybucję w ramach rozliczeń z wytwórcami energii odnawialnej objętymi systemami wsparcia.

Wolumen energii objętej systemowym wsparciem dla OZE systematycznie rośnie, co jest efektem rozstrzygania kolejnych aukcji oraz uruchamiania instalacji, które w poprzednich latach uzyskały gwarancję wsparcia. Wykres 24 przedstawia roczną produkcję energii elektrycznej objętą mechanizmami wsparcia dla odnawialnych źródeł energii w Polsce w latach 2017–2024, z podziałem na cztery technologie: fotowoltaikę, energetykę wiatrową, wodną oraz bioenergię (biomasa i biogaz). Wysoka dynamika wzrostu generacji wskazuje, że system aukcyjny jest skutecznym narzędziem z perspektywy celu zwiększania udziału OZE w krajowym miksie energetycznym.

Wykres 24.

Roczna produkcja energii elektrycznej objętej systemem wsparcia OZE w podziale na technologie (2017–2024)



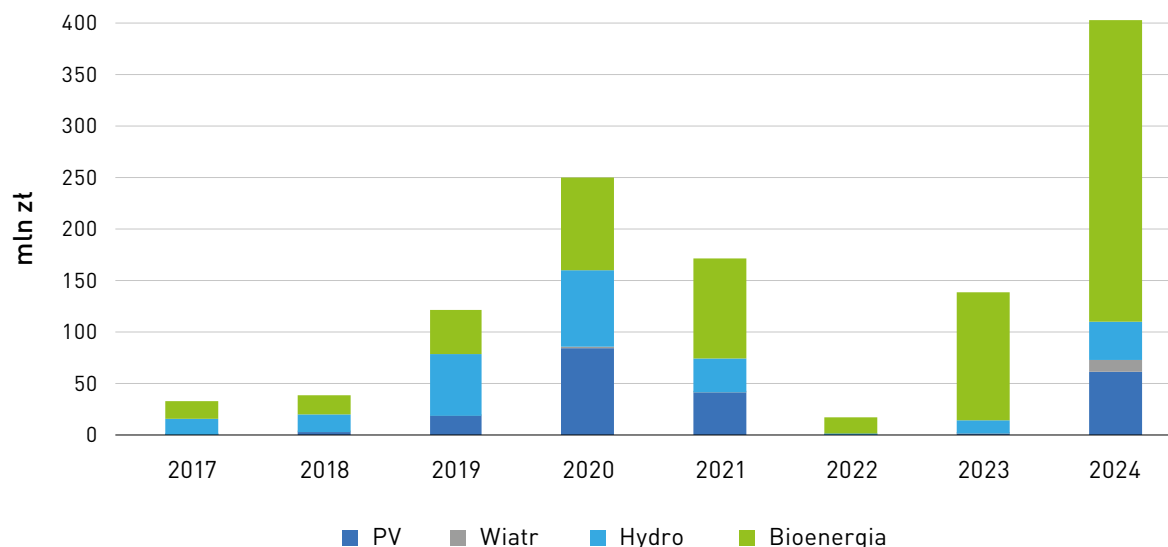
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Zarządcy Rozliczeń

Pomimo dynamicznego wzrostu wolumenu energii elektrycznej objętej systemami wsparcia dla OZE łączna wysokość wypłaconego wsparcia nie rośnie równie dynamicznie, co pokazano na wykresie 25. Zjawisko to wynika z konstrukcji mechanizmów wsparcia, w których wysokość dopłat zależy od cen rynkowych. W warunkach wysokich cen rynkowych dopłaty są ograniczone lub nie występują, co pozwala ograniczyć koszty systemu dla odbiorców końcowych. Dodatkowo, poziom wypłat nie koreluje z wolumenem generowanej energii – przykładem jest energetyka wiatrowa, która – mimo największego udziału w produkcji energii

objętej wsparciem – przez długi czas nie generowała kosztów dla systemu, a to ze względu na najniższe zakontraktowane w aukcjach ceny.

Wykres 25.

Wyłacone wsparcie dla OZE w Polsce według technologii w latach 2017-2024 (w mln zł)

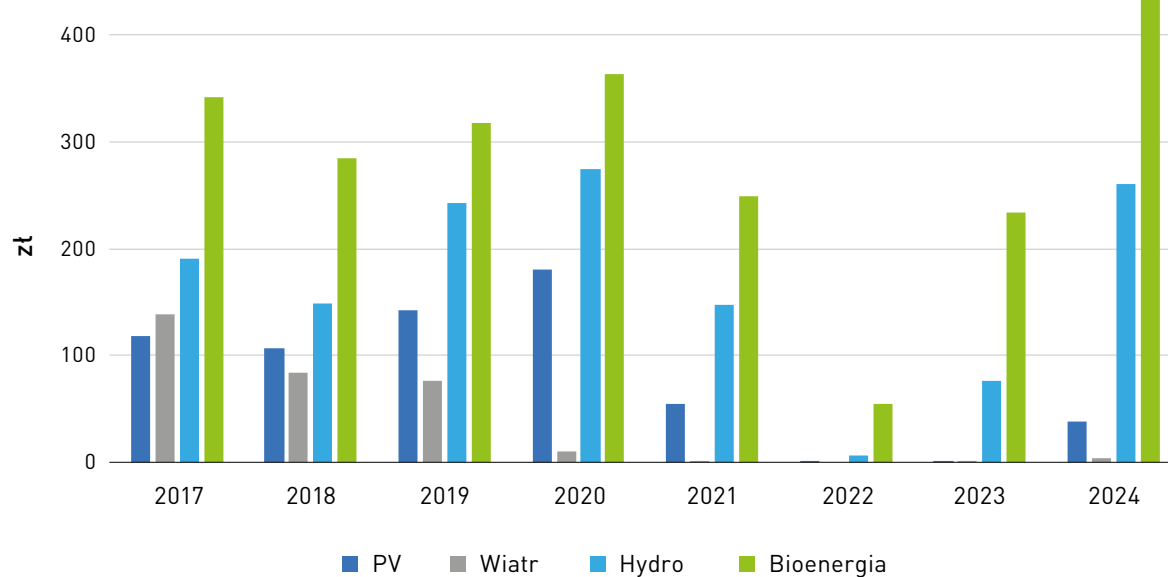


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Zarządcy Rozliczeń

Wykres 26 przedstawia wartość wsparcia wyłaconego dla poszczególnych technologii OZE w przeliczeniu na megawatogodzinę (MWh) wyprodukowanej energii w latach 2017–2024. Pokazuje on, że jednostkowe koszty wsparcia są silnie zróżnicowane między technologiami oraz w czasie – odzwierciedlają zarówno konstrukcję mechanizmów wsparcia, jak i zmieniające się warunki rynkowe.

Wykres 26.

Wyłacone wsparcie dla OZE w przeliczeniu na MWh wyprodukowanej energii według technologii w latach 2017-2024 (zł/MWh)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Zarządcy Rozliczeń

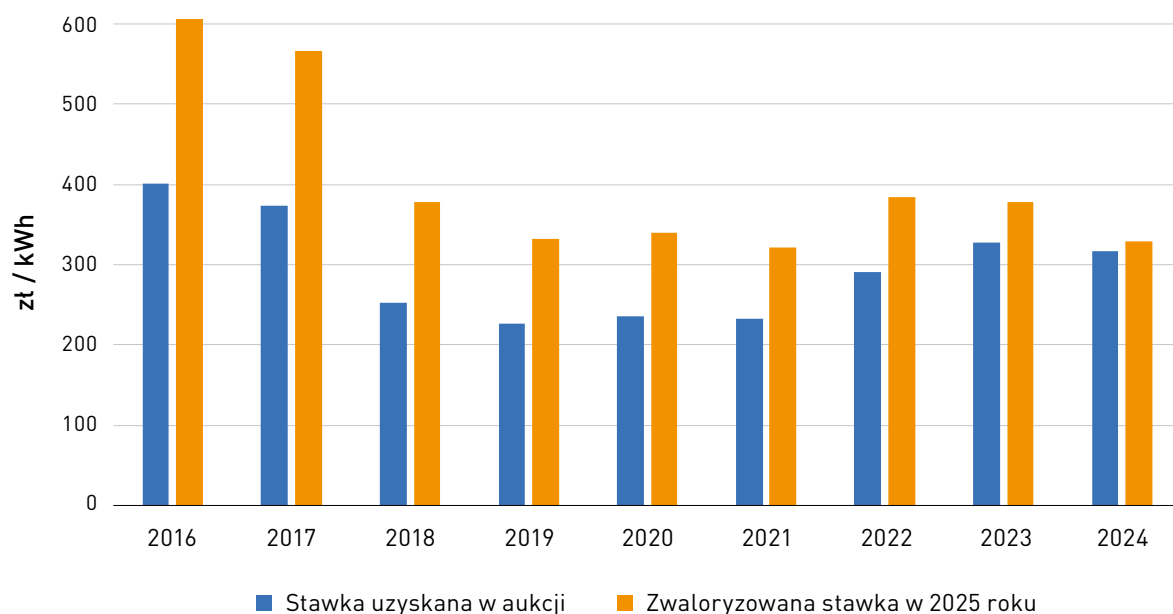
W szczególności widoczne jest znaczące obniżenie jednostkowych kosztów wsparcia w 2022 roku, co było efektem rekordowo wysokich cen energii na rynku hurtowym. W takich warunkach część instalacji objętych systemem aukcyjnym nie otrzymywała dopłat, a niektóre zobowiązane były nawet do zwrotu nadwyżki do Zarządcy Rozliczeń.

Jednocześnie dane wskazują na istotne zróżnicowanie poziomu jednostkowego wsparcia pomiędzy poszczególnymi technologiami, co wynika przede wszystkim z dużych różnic w wysokości zakontraktowanych stawek aukcyjnych. Najniższe stawki – i w konsekwencji najniższe dopłaty – dotyczą energetyki wiatrowej i fotowoltaiki. Z kolei bioenergia i hydroenergetyka utrzymują relatywnie wysoki poziom wsparcia, co odzwierciedla ich wyższe koszty operacyjne. **W roku 2024 wystąpił wzrost jednostkowego wsparcia dla wszystkich technologii. Zjawisko to wynika z dwóch kluczowych czynników. Po pierwsze, ze spadku cen energii elektrycznej na rynku hurtowym, który zwiększył różnicę pomiędzy ceną rynkową a zakontraktowaną stawką referencyjną. Po drugie, z wysokiego poziomu skumulowanej inflacji – według danych GUS, w okresie 2016–2023 wzrosła ona o 45,9 punktu procentowego⁴⁰ – co bezpośrednio wpłynęło na indeksację wartości wsparcia przyznawanego wytwórcom w ramach aukcji.** Na szczególną uwagę zasługuje gwałtowny wzrost jednostkowej wysokości wsparcia dla instalacji opartych na bioenergii. O ile w 2022 roku dopłaty wynosiły 55 zł/MWh, to w 2024 roku sięgnęły już 439 zł/MWh⁴¹. Oznacza to niemal ośmiokrotny wzrost w ciągu dwóch lat i jednoczesne podwojenie całkowitego kosztu pozyskania energii z tych źródeł.

Wykres 27 przedstawia średnie stawki wsparcia uzyskane przez wytwórców energii odnawialnej w poszczególnych latach aukcyjnych (2016–2024) oraz odpowiadające im stawki po zastosowaniu indeksacji inflacyjnej, obowiązujące w rozliczeniach w 2025 roku. Różnice pomiędzy wartościami wyjściowymi a stawkami po indeksacji wynikają z obowiązku corocznej waloryzacji kontraktów w oparciu o wskaźnik inflacji.

Wykres 27.

Średnia wysokość zakontraktowanego wsparcia w aukcjach OZE w latach 2016–2024 oraz poziom stawek po indeksacji na 2025 rok



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych URE

⁴⁰ Obliczenia własne.

⁴¹ Obliczenia własne na bazie danych Zarządcy Rozliczeń S.A.

Warto zauważyć, że mechanizm indeksacji wywiera istotny wpływ na wysokość aktualnych stawek wsparcia. Instalacje zakontraktowane w najwcześniejszych aukcjach (2016-2017) otrzymują obecnie wynagrodzenie nominalnie o ponad 50% wyższe niż pierwotnie. W wielu przypadkach przekracza ono także średnie ceny energii notowane na rynku hurtowym, co prowadzi do realnego transferu środków w kierunku wytwórców objętych mechanizmem wsparcia. Szczególnie interesująca jest sytuacja dotycząca aukcji przeprowadzonych w latach 2018–2022. Choć średnie stawki uzyskane w tych latach były niższe niż w aukcjach z 2024 roku, to po uwzględnieniu indeksacji przyjmują one obecnie wyższe wartości nominalne. Przekłada się to bezpośrednio na większe zapotrzebowanie na środki pochodzące z opłaty OZE, która jest pobierana od wszystkich odbiorców końcowych energii elektrycznej.

Choć wysokość opłaty OZE może wydawać się niewielka względem całkowitego kosztu rachunku za energię, należy pamiętać, że dotyczy ona stosunkowo małego wolumenu energii (w 2024 roku około 3% krajowego zużycia). Elektrownie wiatrowe wybudowane przed 2016 rokiem korzystają z innego mechanizmu wsparcia – systemu zielonych certyfikatów – a większość mocy fotowoltaicznych znajduje się w systemie prosumenckim, co oznacza, że nie wpływa bezpośrednio na zapotrzebowanie na środki z opłaty OZE.

W konsekwencji najwyższa opłata była pobierana w latach 2016–2017 (odpowiednio 2,51 i 3,70 zł/MWh⁴²), co wynikało z konieczności zapewnienia środków na uruchomienie i stabilne działanie nowego systemu aukcyjnego. W latach 2018–2020 oraz 2023–2024 została ona obniżona do zera, gdyż wcześniejsze wpływy okazały się wystarczające. W roku 2025 opłata wyniosła 3,50 zł/MWh⁴³, co było podyktowane rosnącą skalą systemu oraz przewidywanymi kosztami.

Dalszy rozwój systemu wsparcia OZE – wynikający z rozstrzygnięcia kolejnych aukcji oraz stopniowego uruchamiania zakontraktowanych instalacji – będzie prowadził do wzrostu obciążeń finansowanych z opłaty OZE, zwłaszcza w przypadku spadku cen giełdowych energii elektrycznej. Co istotne, wyższe zapotrzebowanie na środki może wystąpić nawet przy utrzymaniu obecnego poziomu cen hurtowych. Wynika to z opisanej wcześniej w raporcie tendencji do coraz większego rozwarstwienia między średnimi cenami energii uzyskiwanymi przez instalacje OZE a średnimi cenami rynkowymi – co bezpośrednio wpływa na skalę ujemnych sald wymagających pokrycia ze środków publicznych.

Kontrakt różnicowy (CfD)

System aukcyjny dla OZE w Polsce został **wprowadzony w 2016 roku** na mocy **ustawy o odnawialnych źródłach energii z 20 lutego 2015 roku** (Dz.U. 2015 poz. 478). System ten zastąpił wcześniejszy mechanizm wsparcia oparty na **zielonych certyfikatach**. Pierwsze aukcje odbyły się w **grudniu 2016 roku**.

Od tamtego czasu Prezes URE każdego roku ogłasza harmonogram aukcji, określając maksymalną ilość i wartość energii, która może zostać zakontraktowana. Aukcje podzielone są na kategorie zależne od wielkości instalacji – osobno rywalizują źródła o mocy do 1 MW oraz te przekraczające 1 MW. Dodatkowo aukcje mogą być poświęcone konkretnym technologiom, takim jak biogaz, energia wiatrowa, fotowoltaika czy hydroenergetyka. Wytwórcy, chcąc wziąć udział w aukcji, muszą spełnić określone wymagania formalne i przedstawić ofertę zawierającą m.in. deklarowaną cenę sprzedaży energii oraz ilość, którą zobowiązują się dostarczyć przez okres wsparcia.

Podstawą systemu aukcyjnego jest mechanizm pokrywania tzw. ujemnego salda (CfD). Polega on na tym, że gdy cena rynkowa energii elektrycznej jest niższa od ceny zaoferowanej w aukcji, różnica jest kompensowana przez specjalnie powołaną do tego instytucję – Zarządcę Rozliczeń S.A. Jest to spółka Skarbu Państwa pełniąca funkcję operatora rozliczeń, której zadaniem jest zarządzanie systemem wsparcia i dokonywanie

⁴² URE.

⁴³ URE.

płatności wyrównujących dla wytwórców energii odnawialnej. Dzięki temu wytwórcy mają zapewniony stały przychód i pewność ceny sprzedaży, co zwiększa opłacalność ich inwestycji oraz ułatwia pozyskiwanie finansowania na budowę i rozwój instalacji OZE.

Aukcje odbywają się w formie elektronicznej, a uczestnicy konkurują cenowo. Wygrywają ci, którzy zaoferują najniższą stawkę, aż do momentu wyczerpania puli dostępnej energii. Po zakończeniu aukcji Prezes URE publikuje wyniki, podając minimalne i maksymalne ceny sprzedaży oraz całkowitą zakontraktowaną ilość energii. Zwycięzcy aukcji uzyskują prawo do sprzedaży energii na zasadach gwarantujących stabilne przychody przez okres 15 lat. W przypadku instalacji modernizowanych okres ten może być krótszy, zależnie od zakresu modernizacji.

Mechanizm rozliczeń zapewnia inwestorom ochronę przed wahaniami rynkowymi. Jeśli rynkowa cena energii spadnie poniżej ceny zakontraktowanej w aukcji, różnica jest pokrywana przez system wsparcia. Natomiast jeśli ceny rynkowe przewyższą cenę aukcyjną, wytwórca zobowiązany jest zwrócić nadwyżkę. Dzięki temu system aukcyjny zapewnia stabilność finansową dla inwestorów i jednocześnie ogranicza ryzyko nadmiernych kosztów dla odbiorców energii.

System aukcyjny posiada przewagi na poprzednim systemem zielonych certyfikatów. Z jednej strony pozwala na dynamiczny rozwój odnawialnych źródeł energii w Polsce, zwiększając ich udział w miksie energetycznym, z drugiej zaś – optymalizuje koszty wsparcia, ponieważ konkurencyjny charakter aukcji wymusza oferowanie możliwie najniższych cen.

Systemy *Feed-in Tariff* (FIT) i *Feed-in Premium* (FIP)

Systemy *Feed-in Tariff* (FIT) i *Feed-in Premium* (FIP) to mechanizmy wsparcia skierowane przede wszystkim do mniejszych producentów energii, dla których udział w aukcjach byłby zbyt kosztowny lub skomplikowany. Mechanizmy FIT i FIP obejmują wybrane technologie odnawialnych źródeł energii, takie jak biogaz rolniczy, biogaz ze składowisk odpadów, biogaz z oczyszczalni ścieków, inne rodzaje biogazu, hydroenergia oraz biomasa. Kluczowym warunkiem skorzystania z tych form wsparcia jest to, że instalacje muszą być nowe lub poddane istotnej modernizacji, a także nie mogły wcześniej korzystać z systemu zielonych certyfikatów ani – co do zasady – z systemu aukcyjnego.

Aby uzyskać wsparcie, wytwórca musi złożyć wniosek do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, zawierający szczegółowe informacje dotyczące instalacji, jej parametrów technicznych oraz potwierdzenie spełnienia wymaganych warunków. Wnioskodawca deklaruje również przewidywaną produkcję energii, która ma zostać objęta systemem wsparcia. Po pozytywnej weryfikacji URE dokonuje wpisu do rejestru instalacji korzystających z systemu FIT lub FIP, co umożliwia wytwórcy zawarcie umowy na sprzedaż energii na preferencyjnych warunkach.

W systemie ***Feed-in Tariff* (FIT)** wytwórca energii z OZE otrzymuje **stałą, gwarantowaną cenę** za każdą megawatogodzinę (MWh) energii elektrycznej dostarczoną do sieci. Oznacza to, że przez określony okres – 15 lat – państwo lub podmiot zobowiązany wypłaca wytwórcy **z góry ustaloną przez Prezesa URE stawkę** za wyprodukowaną energię, niezależnie od zmian cen rynkowych.

Dzięki temu mechanizmowi inwestorzy mogą przewidzieć swoje przyszłe przychody i łatwiej uzyskać finansowanie na budowę instalacji OZE. FIT stosuje się dla **mikroinstalacji oraz małych źródeł OZE** o mocy nieprzekraczającej określonego progu 500 kW, które nie mają zdolności do aktywnego uczestniczenia w rynku energii i sprzedaży jej po zmieniających się cenach.

System ***Feed-in Premium* (FIP)** jest bardziej elastycznym mechanizmem niż FIT i działa na zasadzie **dodatkowej premii do rynkowej ceny energii**. Wytwórca energii z OZE sprzedaje swoją energię na rynku po ce-

nach bieżących, ale otrzymuje dodatkową dopłatę (premię) od państwa, która pozwala mu osiągnąć poziom opłacalności inwestycji.

Premia FIP może być **stała** (*fixed premium*) lub **zmienna** (*sliding premium*):

- **Stała premia** – wytwórca otrzymuje określoną dopłatę za każdą MWh energii, niezależnie od tego, jak kształtują się ceny rynkowe.
- **Zmienne FIP (tzw. mechanizm wyrównawczy)** – wysokość premii dostosowuje się do sytuacji rynkowej, aby zagwarantować wytwórcy ustalony poziom dochodu. Jeśli ceny rynkowe rosną, premia się zmniejsza, a jeśli spadają – wzrasta.

Mechanizm FIP przeznaczony jest dla średnich i większych instalacji OZE o mocy od 500 kW do 1 MW, które mogą aktywnie uczestniczyć w rynku energii. Jest to model, który angażuje wytwórców w optymalizację sprzedaży energii i dostosowanie jej do warunków rynkowych, co sprzyja większej konkurencyjności i elastyczności w sektorze OZE. W przeciwieństwie do FIT wytwórcy korzystający z FIP nie muszą sprzedawać energii do sprzedawcy zobowiązanego – mogą wybierać odbiorców i strategie sprzedaży, co zwiększa ich swobodę operacyjną.

Pierwsza faza wsparcia dla Offshore

Pierwsza faza wsparcia dla morskiej energetyki wiatrowej w Polsce została uregulowana w **Ustawie z dnia 17 grudnia 2020 roku o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych** (Dz.U. 2021 poz. 234). Ustawa określa zasady i warunki udzielania wsparcia dla energii elektrycznej wytwarzanej w morskich farmach wiatrowych, a także zasady i warunki przygotowania i realizacji inwestycji w zakresie tych farm.

W pierwszej fazie wsparcia, obejmującej projekty o łącznej mocy do 5,9 GW, wsparcie przyznawane jest na podstawie decyzji administracyjnej Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Inwestorzy składają wnioski o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda, które jest różnicą między wartością energii elektrycznej wynikającą z ceny zawartej w ofercie a wartością energii elektrycznej obliczoną według średniej ceny rynkowej. Wnioski te są rozpatrywane według kolejności wpływu, a wsparcie jest przyznawane do wyczerpania limitu mocy przewidzianego w tej fazie.

Cena, po której wytwórca sprzedaje energię elektryczną w ramach systemu wsparcia, jest ustalana na podstawie indywidualnej oferty złożonej przez wytwórcę i zatwierdzana przez Prezesa URE. System zapewnia stabilność finansową inwestycji, co jest kluczowe dla realizacji kapitałochłonnych projektów morskich farm wiatrowych.

Finansowanie systemu wsparcia odbywa się poprzez mechanizm pokrycia ujemnego salda, co oznacza, że różnica między ceną rynkową energii a ceną gwarantowaną jest pokrywana ze środków publicznych. Środki na ten cel pochodzą z opłaty doliczanej do rachunków za energię elektryczną, co oznacza, że koszty wsparcia są rozłożone na wszystkich odbiorców energii.

Wprowadzenie pierwszej fazy wsparcia dla morskiej energetyki wiatrowej ma na celu dynamiczny rozwój tego sektora w Polsce, zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii w krajowym miksie energetycznym oraz wzmocnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju. Mechanizm ten jest również istotny dla osiągnięcia celów klimatycznych, wynikających zarówno z krajowej strategii energetycznej, jak i unijnych zobowiązań dotyczących redukcji emisji CO₂.

System zielonych certyfikatów

System zielonych certyfikatów został wprowadzony w Polsce w 2005 roku na mocy nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne (Dz.U. 1997 nr 54 poz. 348, z późn. zm.) jako mechanizm wsparcia dla wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii. Funkcjonował do 2016 roku, kiedy został zastąpiony systemem aukcyjnym. Celem jego wdrożenia było zwiększenie udziału OZE w krajowym miksie energetycznym. Mechanizm opierał się na obowiązku nabywania i umarzania świadectw pochodzenia energii odnawialnej przez sprzedawców energii. Zgodnie z art. 9e Prawa energetycznego, przedsiębiorstwa energetyczne były zobowiązane do umorzenia określonej liczby zielonych certyfikatów lub – alternatywnie – do wniesienia opłaty zastępczej.

Świadectwa pochodzenia były wydawane przez Prezesa URE na wniosek wytwórców energii z OZE za każdą wyprodukowaną megawatogodzinę energii. Certyfikaty te podlegają obrotowi na Towarowej Giełdzie Energii, a ich cena jest kształtowana w sposób rynkowy. Podmioty sprzedające energię odbiorcom końcowym mają obowiązek umorzenia odpowiedniej liczby certyfikatów lub – w przypadku niewypełnienia tego obowiązku – wniesienia opłaty zastępczej, której wysokość jest corocznie ustalana przez Prezesa URE.

Koszty zakupu i umorzenia certyfikatów jest uwzględniany przez przedsiębiorstwa obrotu energią w cenie energii czynnej. W przeciwieństwie do systemów finansowanych z opłaty OZE mechanizm ten nie generował odrębnej pozycji na rachunku za energię – jego koszty są przenoszone na odbiorców końcowych w sposób pośredni.

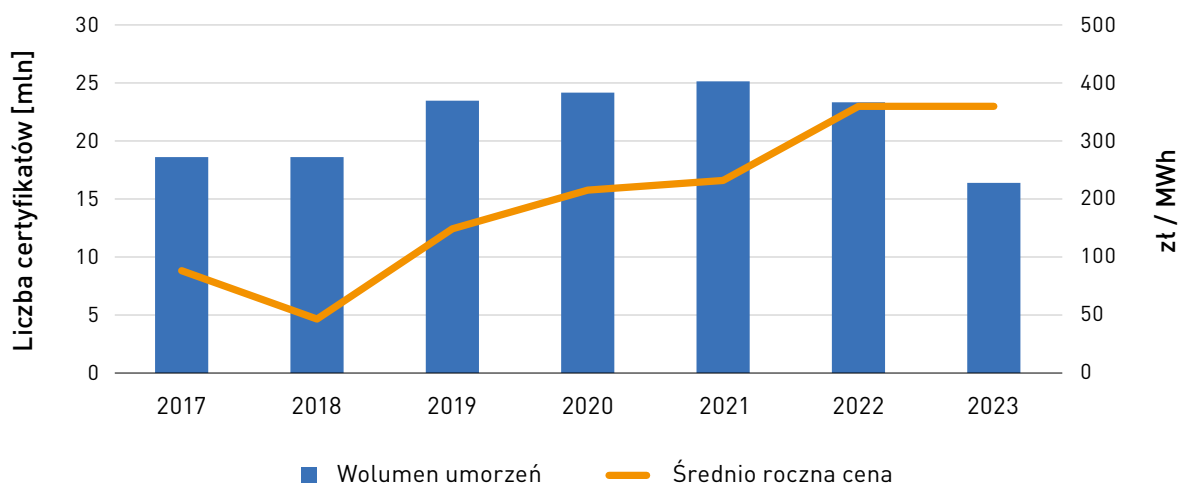


Z systemu korzystali wytwórcy energii odnawialnej, w tym operatorzy farm wiatrowych, elektrowni wodnych o mocy do 5 MW, elektrowni biomasowych i biogazowych oraz instalacji współspalających biomasę z węglem. Szczególnie ten ostatni przypadek budził kontrowersję, ponieważ wsparcie obejmowało elektrownie konwencjonalne spalające węgiel, które jedynie w niewielkim stopniu wykorzystywały biomasę, co prowadziło do zniekształcenia rynku i nadpodaży certyfikatów.

Podmioty, które rozpoczęły działalność przed 2016 rokiem, mogły pozostać w systemie zielonych certyfikatów lub – na zasadzie dobrowolności – przejść do systemu aukcyjnego. Przejście to nie następowało jednak automatycznie i wymagało decyzji wytwórcy. Na przestrzeni lat następowały również zmiany w poziomie obowiązku nabywania i umarzania zielonych certyfikatów. W roku 2021 wynosił on 19,5%, w 2022 roku został obniżony do 18,5%, w 2023 roku do 12%, a w 2024 roku zredukowano go do 5%⁴⁴. Tak znaczące ograniczenie wywołało sprzeciw części branży OZE. Na wykresie 28 przedstawiono średnioroczną cenę certyfikatów publikowaną przez Towarową Giełdę Energii oraz łączny wolumen certyfikatów przedstawionych Prezesowi URE do umorzenia.

Wykres 28.

Zielone certyfikaty: średnioroczna cena rynkowa i wolumen umorzonych świadectw pochodzenia w latach 2016-2024



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE oraz URE

Zmiany regulacyjne dotyczące poziomu obowiązku umorzenia zielonych certyfikatów miały istotny wpływ na ich ceny rynkowe, a tym samym na łączny koszt funkcjonowania tego systemu dla odbiorców końcowych. **Szacunkowo, najwyższy poziom obciążeń przypadł na 2022 rok, kiedy wartość umorzonego wolumenu certyfikatów – obliczona według cen rynkowych – wyniosła niemal 4,5 mld zł⁴⁵. Oznacza to, że w okresie rekordowo wysokich cen giełdowych wytwórcy OZE otrzymali dodatkowe wsparcie na taką właśnie skalę, co przełożyło się na dodatkowy koszt dla odbiorców końcowych w wysokości ponad 20 zł/MWh⁴⁶.** W latach 2020–2021 koszty te również były znaczne i przekroczyły łącznie 3 mld zł⁴⁷. Z kolei w 2024 roku, ze względu na znaczące obniżenie obowiązku umorzeniowego oraz spadek cen certyfikatów, szacowana wartość wsparcia spadła do poziomu ok. 1 mld zł⁴⁸. Porównanie kosztów funkcjonowania systemu zielonych certy-

⁴⁴ URE.

⁴⁵ Obliczenie własne na bazie danych TGE i URE.

⁴⁶ Jw.

⁴⁷ Jw.

⁴⁸ Jw.

fikatów z systemem aukcyjnym wskazuje na relatywnie niższą efektywność tego pierwszego, szczególnie z punktu widzenia łącznych kosztów systemowych ponoszonych przez odbiorców.

Opłata przejściowa

Opłata przejściowa została wprowadzona w celu pokrycia tzw. kosztów osieroconych, czyli strat poniesionych przez wytwórców energii elektrycznej w wyniku przedterminowego rozwiązania długoterminowych umów zakupu mocy i energii elektrycznej (tzw. KDT), zawieranych w latach 90. przez ówczesne przedsiębiorstwa energetyczne. Likwidacja tych kontraktów była wynikiem dostosowywania prawa krajowego do prawodawstwa europejskiego i krokiem w kierunku liberalizacji rynku energii.

Opłata została ustanowiona ustawą z dnia 29 czerwca 2007 roku o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem KDT (Dz.U. 2007 nr 130 poz. 905, z późn. zm.) i stanowi jeden ze składników rachunku za energię elektryczną w Polsce.

Wysokość opłaty przejściowej jest corocznie ustalana przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na poziomie odpowiadającym rzeczywistemu zapotrzebowaniu na środki niezbędne do pokrycia tzw. kosztów osieroconych. Wraz z postępującym procesem ich rozliczania oraz malejącymi potrzebami finansowymi znaczenie opłaty przejściowej systematycznie spada.

Podczas gdy w przeszłości opłata ta stanowiła istotny składnik rachunku za energię elektryczną, obecnie ma już charakter marginalny. Jej wysokość uzależniona jest od grupy taryfowej odbiorcy oraz mocy umownej. W roku 2025 całkowita wartość środków pozyskanych w ramach opłaty przejściowej wyniosła ok. 0,1 mld zł⁴⁹. Zgodnie z przepisami ustawy ostateczne rozliczenie systemu opłaty przejściowej ma nastąpić w 2026 roku.

Środki pochodzące z tej opłaty są pobierane przez operatorów systemów dystrybucyjnych i przekazywane do Zarządcy Rozliczeń S.A., który odpowiada za ich dalsze rozdysponowanie. Cały proces znajduje się pod nadzorem Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

Podatki

Odbiorcy końcowi energii elektrycznej są obciążeni **dwoma podatkami: podatkiem akcyzowym oraz podatkiem od towarów i usług (VAT).**

Podatek od towarów i usług (VAT) jest podatkiem pośrednim, naliczanym od wartości netto energii elektrycznej oraz wszystkich powiązanych usług i opłat. W praktyce oznacza to, że VAT doliczany jest do pełnej kwoty netto na fakturze, obejmującej m.in. energię czynną, opłaty dystrybucyjne oraz opłaty regulacyjne – takie jak opłata OZE, kogeneracyjna, mocowa czy jakościowa. Tym samym VAT znacząco zwiększa końcową kwotę rachunku brutto, której koszt obciąża odbiorców niebędących płatnikami podatku, głównie gospodarstwa domowe.

Obowiązująca stawka VAT na energię elektryczną wynosi obecnie 23%, zgodnie z ustawą z dnia 11 marca 2004 roku o podatku od towarów i usług (Dz.U. 2023 poz. 1570, z późn. zm.). W ostatnich latach stawka ta była czasowo obniżana w ramach rządowych tarcz antyinflacyjnych: w 2022 roku wynosiła 5%, a w pierwszej połowie 2023 roku została tymczasowo zredukowana do 0%. Od sierpnia 2023 roku przywrócono stawkę podstawową w wysokości 23%.

⁴⁹ Oszacowanie własne na bazie sprawozdania finansowego PSE i zatwierdzonej taryfy przez URE.

Podatek VAT jest wyszczególniony na fakturze jako odrębna pozycja. W roku 2024 szacunkowe wpływy z tytułu VAT naliczonego od energii elektrycznej sprzedanej odbiorcom indywidualnym wyniosły ok. 5,6 mld zł⁵⁰, co czyni go jednym z istotnych składowych kosztów pozyskania energii przez tą grupę odbiorców.

Energia elektryczna, jako wyrób energetyczny, podlega również opodatkowaniu akcyzą. Obowiązująca stawka akcyzy na energię elektryczną wynosi obecnie 5 zł za 1 MWh, czyli 0,005 zł za 1 kWh. Podstawę prawną stanowi ustawa z dnia 6 grudnia 2008 roku o podatku akcyzowym (Dz.U. 2023 poz. 1944, z późn. zm.). Ta stawka obowiązuje od 2019 roku – wcześniej wynosiła 20 zł/MWh – i do dziś pozostaje na niezmienionym poziomie.

Zgodnie z przepisami podatnikiem akcyzy jest podmiot dokonujący sprzedaży energii do odbiorcy końcowego. To on rozlicza akcyzę z urzędem skarbowym i dolicza ją do ceny jednostkowej energii. Odbiorca końcowy ponosi więc koszt akcyzy pośrednio, poprzez wyższą cenę za 1 kWh, mimo że podatek ten nie figuruje jako odrębna pozycja na fakturze.

Ustawa przewiduje również szereg zwolnień z akcyzy, które przysługują m.in.: odbiorcom przemysłowym, zakładom energochłonnym, podmiotom wykorzystującym energię do celów specjalnych (np. w procesach chemicznych, metalurgicznych), jednostkom sektora publicznego, o ile spełniają określone kryteria formalne. W roku 2024 dochody budżetu państwa z tytułu akcyzy na energię elektryczną wyniosły ok. 0,5 mld zł⁵¹.

Ulgi dla odbiorców energochłonnych

W polskim systemie energetycznym przewidziano szereg ulg dla przedsiębiorstw energochłonnych, których celem jest utrzymanie konkurencyjności przemysłu. Ulgi te dotyczą m.in. opłaty OZE, opłaty mocy, opłaty kogeneracyjnej, akcyzy na energię oraz ulg podatkowych wspierających poprawę efektywności energetycznej. Pomimo funkcjonowania wymienionych mechanizmów ceny dla największych odbiorców w Polsce należą do najwyższych w Unii Europejskiej.

Pierwszym z mechanizmów wsparcia jest ulga w opłacie OZE, przewidziana w ustawie o odnawialnych źródłach energii. Odbiorcy energochłonni, których koszty energii elektrycznej stanowią co najmniej 3% wartości produkcji sprzedanej, mogą zostać częściowo zwolnieni z tej opłaty. Wysokość zwolnienia zależy od poziomu energochłonności i rodzaju prowadzonej działalności (PKD) i może wynosić nawet do 85%. Warunkiem skorzystania z ulgi jest m.in. zgłoszenie do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki oraz prowadzenie szczegółowej ewidencji zużycia energii.

Kolejnym instrumentem jest ulga w opłacie mocy wprowadzona ustawą o rynku mocy. Podobnie jak w przypadku opłaty OZE, ulga przysługuje przedsiębiorstwom spełniającym kryterium 3% udziału kosztów energii elektrycznej w wartości produkcji. Wysokość stawki opłaty mocy dla takich firm jest znacznie niższa od standardowej i może być kilkukrotnie zredukowana. Wniosek o uznanie za odbiorcę energochłonnego należy składać do URE do końca lipca każdego roku poprzedzającego rok obowiązywania ulgi.

Zwolnienie z opłaty kogeneracyjnej to kolejna forma wsparcia, uregulowana w ustawie o promowaniu energii z wysokosprawnej kogeneracji. Skorzystać z niej mogą przedsiębiorstwa działające w sektorach przemysłu uznawanych za energochłonne, takich jak hutnictwo, przemysł chemiczny czy papierniczy, o wysokim zużyciu energii i odpowiednim profilu produkcyjnym. Wysokość zwolnienia zależy od poziomu energochłonności oraz wskaźników zużycia energii przypadających na jednostkę produkcji.

⁵⁰ Oszacowanie własne na podstawie danych URE oraz wykonania budżetu za 2023 rok.

⁵¹ Oszacowanie własne na podstawie wykonania budżetu za 2023 rok.

W zakresie podatków przedsiębiorstwa energochłonne mogą również skorzystać z preferencyjnej stawki akcyzy na energię elektryczną. Zamiast standardowej stawki 5 zł/MWh, mogą płacić 1 zł/MWh, o ile spełnią odpowiednie warunki, takie jak prowadzenie ewidencji zużycia energii oraz prowadzenie działalności zgodnej z określonymi kodami PKD. Wymagane jest także zgłoszenie do właściwego urzędu skarbowego.

Oprócz ulg w opłatach regulowanych firmy mogą skorzystać również z ulgi podatkowej w podatku dochodowym (CIT lub PIT) na inwestycje zwiększające efektywność energetyczną. Umożliwia ona odliczenie od podstawy opodatkowania do 50% kosztów poniesionych na modernizację instalacji energetycznych, wdrożenie systemów zarządzania energią czy przeprowadzenie audytów efektywności energetycznej. Aby skorzystać z ulgi, wymagane jest przeprowadzenie audytu energetycznego przed rozpoczęciem inwestycji oraz po jej zakończeniu, co ma potwierdzić rzeczywistą poprawę efektywności energetycznej.

Łącznie te instrumenty tworzą system ulg, który pozwala przedsiębiorstwom energochłonnym na istotne zmniejszenie kosztów funkcjonowania, a jednocześnie sprzyja realizacji celów związanych z efektywnością energetyczną oraz transformacją energetyczną gospodarki.

Konto regulacyjne

W polskim systemie elektroenergetycznym funkcjonuje mechanizm tzw. konta regulacyjnego, który odgrywa istotną rolę w zapewnieniu stabilności i przewidywalności taryf dystrybucyjnych i przesyłowych. Konto regulacyjne służy do bilansowania różnic pomiędzy planowanymi a rzeczywistymi przychodami operatorów systemów elektroenergetycznych – zarówno dystrybucyjnych (OSD), jak i przesyłowego (PSE). W praktyce oznacza to, że jeżeli w danym roku taryfowym operatorzy uzyskają przychody niższe lub wyższe niż zakładane, różnice te są ewidencjonowane na koncie regulacyjnym i rozliczane w kolejnych okresach taryfowych.

Mechanizm ten funkcjonuje na mocy rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 29 listopada 2022 roku w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną. Zgodnie z tymi przepisami każdy operator systemu ma obowiązek prowadzenia konta regulacyjnego w celu monitorowania salda różnic między przychodami planowanymi (na podstawie zatwierdzonej taryfy) a przychodami rzeczywistymi. Różnice te mogą wynikać np. z innego niż prognozowane zużycia energii elektrycznej, nieprzewidzianych kosztów operacyjnych, awarii czy wahań kosztów strat sieciowych.

W sytuacji, gdy rzeczywiste przychody operatora okażą się niższe niż zaplanowane, powstaje saldo ujemne, które może zostać doliczone do taryfy w kolejnym okresie taryfowym. Odwrotnie, w przypadku uzyskania nadwyżkowych przychodów w stosunku do planowanych, nadwyżka zostaje uwzględniona jako saldo dodatnie i może skutkować obniżeniem przyszłych taryf. Dzięki temu odbiorcy końcowi nie ponoszą kosztów niedoszacowań ani nie są obciążani nadmiarowo w przypadku przeszacowania kosztów przez operatorów.

Waloryzacja w ramach systemów wsparcia

Systemy wsparcia dla wytwarzania energii elektrycznej w Polsce – zarówno w zakresie odnawialnych źródeł energii, jak i rynku mocy – uwzględniają mechanizmy indeksacji, których celem jest dostosowanie wysokości wsparcia do zmieniających się warunków ekonomicznych, w szczególności do poziomu inflacji. Indeksacja ma na celu utrzymanie realnej wartości wsparcia w czasie, co sprzyja przewidywalności przychodów dla wytwórców oraz stabilności funkcjonowania całego systemu wsparcia, jednocześnie podnosząc w czasie jego koszty dla odbiorców.

W systemie aukcyjnym OZE, opartym na kontrakcie różnicowym (CfD), wytwórca otrzymuje przez 15 lat wyrównanie między rynkową ceną energii a ceną referencyjną ustaloną w wyniku aukcji. Zgodnie z art. 92 ust. 10 ustawy z dnia 20 lutego 2015 roku o odnawialnych źródłach energii cena referencyjna jest corocznie waloryzowana o średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych (CPI) ogłaszany przez Główny Urząd Statystyczny. Waloryzacja obowiązuje od roku następującego po rozpoczęciu sprzedaży energii w systemie aukcyjnym.

Analogiczny mechanizm waloryzacyjny stosowany jest w systemach FiT i FiP, skierowanych do mikro- i małych instalacji OZE. W systemie FiT wytwórca sprzedaje energię po stałej cenie, która zgodnie z art. 70g ust. 2 ustawy o OZE również jest waloryzowana corocznie o CPI. W systemie FiP, gdzie energia sprzedawana jest na rynku, a wytwórca otrzymuje dopłatę wyrównującą do ceny referencyjnej, cena podlega waloryzacji na tych samych zasadach, co w systemie aukcyjnym.

W przypadku morskiej energetyki wiatrowej, wsparcie również przyjmuje formę kontraktu różnicowego zawieranego na 25 lat. Indeksacja ceny referencyjnej została formalnie wprowadzona nowelizacją ustawy z dnia 17 grudnia 2020 roku, obowiązującą od grudnia 2022 roku. Od tego momentu ceny wsparcia podlegają corocznej waloryzacji o CPI GUS, liczone od momentu rozpoczęcia sprzedaży energii. W roku 2025 procedowany jest projekt nowelizacji ustawy, który wprowadza górny limit waloryzacji równy celowi inflacyjnemu Rady Polityki Pieniężnej (2,5%). Oznacza to, że w przypadku inflacji wyższej niż cel RPP wsparcie nie będzie rosło w pełni proporcjonalnie do CPI.

System zielonych certyfikatów nie zawiera obecnie mechanizmu waloryzacji. W przeszłości alternatywna opłata zastępcza podlegała indeksacji o inflację, jednak od 2018 roku została zamrożona na poziomie 300,03 zł/MWh. Sam rynek certyfikatów działa na zasadach rynkowych – ceny ustalane są przez giełdę towarową (TGE), co oznacza brak formalnego mechanizmu indeksacyjnego.

W systemie rynku mocy, uregulowanym ustawą z dnia 8 grudnia 2017 roku, przewidziano mechanizm indeksacji dla umów wieloletnich zawartych w wyniku aukcji mocy. Zgodnie z art. 60 ust. 4 ceny obowiązków mocy w kontraktach trwających co najmniej 3 lata są corocznie waloryzowane o średnioroczny wskaźnik CPI GUS. Waloryzacja nie dotyczy kontraktów jednorocznych, które pozostają na niezmiennym poziomie przez cały okres obowiązywania.

Podsumowując, większość współczesnych systemów wsparcia w Polsce – w tym aukcyjny, FiT, FiP, *offshore* oraz rynek mocy – zawiera ustawowe mechanizmy waloryzacji, najczęściej powiązane bezpośrednio ze wskaźnikiem inflacji CPI publikowanym przez GUS. Wyjątkiem są historyczne systemy, takie jak zielone certyfikaty, w których aktualnie nie stosuje się żadnego mechanizmu waloryzacyjnego. Wdrażanie górnych limitów indeksacji (np. dla *offshore*) wskazuje na dążenie ustawodawcy do ograniczania kosztów wsparcia w warunkach wysokiej inflacji, przy jednoczesnym zachowaniu stabilności i przewidywalności systemów zachęt inwestycyjnych.

Wnioski

Rzetelna dyskusja o kosztach transformacji energetycznej wymaga analizy pełnych kosztów ponoszonych przez odbiorców energii elektrycznej – nie zaś ograniczania się jedynie do cen giełdowych. Na końcowy rachunek za energię składają się nie tylko koszty jej zakupu i dystrybucji, lecz także szereg opłat regulacyjnych związanych z finansowaniem systemów wsparcia dla nowych źródeł, utrzymaniem rezerw mocy oraz bieżącym bilansowaniem krajowego systemu elektroenergetycznego – w tym zapewnieniem równowagi między produkcją a zużyciem oraz stabilnych parametrów pracy sieci, takich jak częstotliwość i napięcie.

Pomimo harmonizacji przepisów i postępującej integracji rynków energii w Unii Europejskiej rzeczywiste koszty dla odbiorców końcowych są nadal silnie zróżnicowane. Wynika to z lokalnych różnic w miksie energetycznym, sposobie alokacji kosztów systemowych oraz przyjętych zasad redystrybucji obciążeń.

W czasie kryzysu energetycznego większość państw UE wdrożyła tymczasowe mechanizmy ochronne – dopłaty, obniżki podatków i taryfy regulowane – które ograniczyły wzrost rachunków gospodarstw domowych. Ceny płacone przez odbiorców indywidualnych nie odzwierciedlają jednak pełnych kosztów systemu i nie powinny być traktowane jako miara efektywności polityki energetycznej.

Lepsze odzwierciedlenie rzeczywistych kosztów oferuje analiza wydatków odbiorców instytucjonalnych. W ostatnich latach to właśnie najmniejsze firmy – takie jak podmioty usługowe, gastronomiczne czy handlowe – ponosiły najwyższe jednostkowe koszty energii, nawet kilkukrotnie wyższe niż przemysł ciężki. Wynika to m.in. z konstrukcji taryf dystrybucyjnych, braku siły negocjacyjnej i nieproporcjonalnego obciążenia kosztami regulacyjnymi.

W większości państw UE odbiorcy przemysłowi są traktowani preferencyjnie. Tymczasem w Polsce ten model jest odwrócony – przedsiębiorstwa energochłonne nie korzystają ze wsparcia o skali podobnej do tego, którym cieszą się ich europejscy konkurenci, co przekłada się na spadek konkurencyjności krajowego przemysłu. Obecna struktura alokacji kosztów nie jest ani sprawiedliwa społecznie, ani efektywna gospodarczo.

Przez lata Polska korzystała z przewagi kosztowej wynikającej z dwóch czynników: niskich kosztów eksploatacji zamortyzowanej infrastruktury oraz opóźnień we wdrażaniu odnawialnych źródeł energii, co oznaczało brak obciążeń związanych z systemami wsparcia – wymagających znacznych nakładów na początkowym etapie rozwoju technologii. Obie te przewagi zostały jednak utracone. Nakłady inwestycyjne na sieci dystrybucyjne wzrosły z 6,3 mld zł w 2020 roku do 9,9 mld zł w 2023, a w kolejnych latach przekroczą 12 mld zł rocznie. Równocześnie rosną zobowiązania wynikające z rozstrzygniętych aukcji OZE, przede wszystkim z kontraktów różnicowych (CfD), a także planowanych wypłat wsparcia dla morskiej energetyki wiatrowej.

Dynamiczny przyrost mocy zainstalowanej w OZE był możliwy dzięki korzystnemu splotowi okoliczności: dostępności wolnych mocy przyłączeniowych, spadającym kosztom inwestycyjnym, wysokim cenom energii na rynku oraz atrakcyjnym systemom wsparcia, które zapewniały inwestorom satysfakcjonujący zwrot z kapitału. Obecnie jednak większość tych czynników traci na znaczeniu – koszty inwestycyjne przestały spadać⁵², przyłączanie nowych instalacji wymaga kosztownej rozbudowy sieci, a rosnąca konkurencja między źródłami odnawialnymi prowadzi do tzw. efektu kanibalizacji, czyli obniżania cen uzyskiwanych przez producentów (*capture price*). W nadchodzących latach ceny te mogą spaść nawet poniżej 50% średnich cen SPOT⁵³. Oznacza to, że wykorzystaliśmy rezerwy proste transformacji.

Dalszy wzrost mocy zainstalowanej w OZE będzie prowadził do coraz częstszych okresów z bardzo niskimi, a nawet ujemnymi cenami energii. Zjawisko to wynika w dużej mierze z nieefektywności obowiązujących mechanizmów wsparcia. Instalacje odnawialne – zwłaszcza te objęte net meteringiem – kontynuują generację nawet wtedy, gdy wiąże się to z koniecznością dopłaty do energii oddawanej do sieci, ponieważ korzystają z gwarantowanych przywilejów prawnych. Ze względu na konstytucyjną ochronę praw nabytych zmiana tych zasad dla już istniejących instalacji jest niemożliwa. W konsekwencji należy spodziewać się, że zjawisko ujemnych cen energii będzie towarzyszyć polskiemu systemowi elektroenergetycznemu jeszcze przez co najmniej kilkanaście lat.

Nie można jednoznacznie przesądzić, czy dalszy rozwój OZE przełoży się na obniżenie średnich kosztów energii dla odbiorców końcowych – przede wszystkim ze względu na rosnące koszty systemowe wynikające ze zmieniającej się struktury rynku. Kluczowym czynnikiem będzie tutaj wzrost kosztów rynku mocy, związany ze spadającą rentownością konwencjonalnych jednostek wytwórczych, które – mimo coraz rzadszej pracy – muszą pozostawać w gotowości na wypadek okresów niedoboru generacji z OZE (tzw. *Dunkelflaute*).

Należy również liczyć się ze wzrostem kosztów bilansowania systemu elektroenergetycznego. Konsekwencje zachwiania częstotliwości zostały boleśnie uwidocznione podczas niedawnego blackoutu w Hiszpanii⁵⁴. Analiza tego zdarzenia może skutkować nowymi rekomendacjami – m.in. koniecznością zwiększenia rezerw sieciowych czy zmianą zasad bilansowania na poziomie europejskim – co potencjalnie oznacza dodatkowe obciążenia dla odbiorców.

Równolegle będą rosły koszty systemów wsparcia dla OZE. Zjawisko to będzie efektem trzech nakładających się na siebie procesów: zwiększającego się wolumenu energii objętej wsparciem, inflacyjnej indeksacji stawek gwarantowanych oraz spadku cen rynkowych w okresach wysokiej generacji ze źródeł odnawialnych – co skutkuje rosnącą różnicą pomiędzy ceną rynkową a ceną gwarantowaną i generuje wyższe dopłaty.

Transformacja energetyczna nie jest jednorazowym wysiłkiem modernizacyjnym, lecz procesem ciągłym – cyklem odtwarzania i wymiany infrastruktury, który będzie towarzyszył gospodarce przez kolejne dekady. Dotyczy to zarówno źródeł wytwórczych, jak i infrastruktury sieciowej. Wbrew powszechnemu przekonaniu zakończenie jednego z etapów transformacji nie oznacza trwałych oszczędności – urządzenia ulegają zużyciu, technologie się starzeją, a w obszarze bezpieczeństwa systemowego pojawiają się coraz to nowe wyzwania.

Pomimo licznych wyzwań inwestycje w nowe moce wytwórcze są niezbędne – wiele obecnie funkcjonujących jednostek ma ponad 40 lat i wymaga kosztownych modernizacji lub całkowitego zastąpienia. Kształt przyszłego miksu energetycznego będzie w dużej mierze zależał od kierunku polityki państwa oraz przyjętych mechanizmów wsparcia. Dalsza transformacja wymaga rzetelnej kalkulacji długofalowych kosztów

52 Lazard.

53 Obliczenia własne na podstawie modelowania cen godzinowych w KSE.

54 Na dzień powstania raportu pierwotne przyczyny wahanie częstotliwości nie były znane.

systemowych wynikających z wybranego miksu, a nie ograniczania oceny efektywności wyłącznie do wpływu danego rozwiązania na ceny giełdowe.

Transformacja prowadzona zbyt szybko i bez analizy pełnych kosztów może doprowadzić do utrwalenia nieoptymalnych rozwiązań, których obciążenia będą odczuwalne przez odbiorców przez dziesięciolecia – jak w przypadku opłaty przejściowej, która wciąż funkcjonuje, mimo że wynika z decyzji sprzed ponad 20 lat.

Analiza danych z państw europejskich z lat 2019-2023 nie potwierdza tezy, że wyższy udział odnawialnych źródeł energii – w szczególności fotowoltaiki i energetyki wiatrowej – prowadzi do niższych rachunków za energię dla odbiorców końcowych. Zaobserwowana korelacja była słaba i statystycznie nieistotna. Podobne wnioski dotyczą energii jądrowej – dane nie wykazują jednoznacznej zależności między jej udziałem w miksie a niższymi rachunkami za energię. Choć technologie niskowęglowe charakteryzują się niskimi kosztami zmiennymi, to jednocześnie generują znaczne koszty inwestycyjne i systemowe – związane m.in. z budową infrastruktury, zapewnieniem bezpieczeństwa, gospodarką odpadami czy subsydiami. Finalnie wszystkie te koszty są przenoszone na odbiorców końcowych.

0 autorach



Marcin Izdebski

Ekspert branży energetycznej. Ekonomista, inżynier

Manager i ekspert z rozległym i zróżnicowanym doświadczeniem, które zdobywał w sektorze prywatnym, administracji centralnej i organizacjach pozarządowych.

Pracując w administracji odpowiadał za kształtowanie polityki energetycznej państwa w tym współtworzenie wielu aktów prawnych dotyczących tego sektora. Uczestniczył w licznych projektach inwestycyjnych, restrukturyzacyjnych, fuzjach i przejęciach.

Ukończył wydział inżynierii produkcji Politechniki Warszawskiej, ekonomię w Szkole Głównej Handlowej oraz studia MBA w Szkole Biznesu Politechniki Warszawskiej.

Zróżnicowane doświadczenie zawodowe oraz wykształcenie umożliwiają mu prowadzenie wszechstronnych analiz oraz znajdowanie nieszablonowych rozwiązań dla najbardziej złożonych problemów społeczno-ekonomicznych w szczególności dotyczących szeroko pojętego obszaru energetyki. Autor licznych publikacji m.in. Analizy wpływu ETS2 na koszty życia Polaków.

Obecnie zajmuje się realizacją projektów inwestycyjnych i doradztwem w sektorze energetycznym.

Wanda Buk

adwokat, eMBA, absolwentka studiów prawniczych na Uniwersytecie Łódzkim oraz Université de Poitiers we Francji

Ekspertka z ponad 12-letnim doświadczeniem w regulacji sektorów infrastrukturalnych, w szczególności energetyki i telekomunikacji. Jako wiceminister cyfryzacji nadzorowała obszar telekomunikacji i odpowiadała za przygotowanie kilkunastu projektów legislacyjnych. W latach 2020–2024 pełniła funkcję Wiceprezes Zarządu ds. regulacji w Polskiej Grupie Energetycznej (PGE S.A.), odpowiadając za krajowe i międzynarodowe procesy regulacyjne. Reprezentowała polski sektor energetyczny na forum UE z ramienia Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej. Wielokrotnie wyróżniana w rankingu 50 najbardziej wpływowych prawników „Dziennika Gazety Prawnej”.



Autorzy raportu:

Wanda Buk

Marcin Izdebski

Raport powstał we współpracy z:

Gerard Małaszuk

Krzysztof Piecek

Jan Woźniak

Michał Wójciki

Antoni Zwolicki



Redakcja i korekta: Marta Wojas

Koordinacja raportu: Łukasz Ciołko

Skład graficzny: Piotr Ziółkowski

Data publikacji – czerwiec 2025 r.

W raporcie użyto zdjęć z zasobów Freepik.com.

Naszą misją jest tworzenie spójnej wizji przyszłości Polski przez budowanie porozumienia wokół kluczowych tematów, które będą kształtować rozwój kraju przez najbliższe 30 lat. Wierzymy, że rozwój wymaga współpracy i otwartego dialogu. Wspieramy inicjatywy, które kształtują przyszłość Polski.

Uważamy, że kultura łacińska, oparta na korzeniach judeo-chrześcijańskich, wnosi do świata kluczowe wartości potrzebne do jego rozwoju. Fundamenty te, jak grecka filozofia, rzymskie prawo i idea wolności jednostki w chrześcijaństwie, stanowią inspirację dla dalszego rozwoju społeczeństw na świecie.

Wierzymy, że życie każdego człowieka jest bezcenne i że wszyscy powinni być wolni oraz równi wobec prawa. Wolność to nie tylko brak ograniczeń, ale również odpowiedzialność za wspólnotę, której jesteśmy częścią. Uważamy, że świat zmienia się na lepsze dzięki inicjatywom podejmowanym przez ludzi.

Uznajemy istnienie prawa naturalnego – uniwersalnych zasad moralnych, które są powszechnie szanowane bez względu na wyznanie czy ustrój polityczny. Aby prawo stanowione było skuteczne i sprawiedliwe, powinno być zgodne z prawem naturalnym.

Nasza tradycja podkreśla wagę dobra wspólnego oraz idei „res publica” – rzeczy wspólnej. Wierzymy, że każda społeczność ma wartości i cele wykraczające poza interesy jednostki, co pozwala ludziom żyć lepiej i roz-

wijać swoje otoczenie. Bliskie jest nam klasyczne pojęcie republikanizmu, rozumianego jako troska o wspólne dobro. Stawiamy interesy społeczności nad indywidualnymi oraz promujemy aktywny udział obywateli w życiu politycznym. Polska, nasza wspólnota, jest miejscem, za które czujemy odpowiedzialność, dbając o jego bezpieczeństwo i rozwój. Każdy, kto identyfikuje się z wartościami i zasadami obowiązującymi w Polsce, może poczuć się Polakiem.

W Polsce zawsze współistniało wiele kultur. Nasz kraj był i pozostaje miejscem otwartym, co sprzyja jego rozwojowi, o ile szanuje się podstawy jego kultury i aktywnie przyczynia się do jej wzbogacania. Cienimy dialog – nie ideologiczny i zażarty, lecz oparty na logice i otwartości na różne perspektywy. Nie musimy zgadzać się we wszystkim, lecz możemy współpracować i szukać konsensusu dla dobra wspólnego oraz ludzi i miejsca, w którym żyjemy.

Zachęcamy wszystkich, którzy podzielają nasze wartości i wierzą w siłę dialogu, do wspólnego działania na rzecz przyszłości Polski. Dzięki zaangażowaniu w nasze inicjatywy możesz stać się częścią procesu, który buduje trwałe porozumienia, wspiera rozwój wspólnoty i tworzy rozwiązania służące kolejnym pokoleniom. Wspólne działanie to nie tylko możliwość realizacji ważnych celów, ale także szansa na współtworzenie środowiska, w którym wartości takie jak wolność, odpowiedzialność i dobro wspólne stają się fundamentem lepszej przyszłości.

Fundacja Centrum Strategii Rozwojowych



ul. Wiejska 16/2, 00-490 Warszawa



centrum@fundacjacsr.pl



+48 792 355 876

KRS: 0001123217

NIP: 9512603769

REGON: 529492380

Nr rachunku:

95 1020 4900 0000 8202 3706 1511

www.fundacjacsr.pl