



Towarzystwo Obrotu Energią

# Raport TOE 2025

## **RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ I GAZU W POLSCE**

stan na 30 czerwca 2025 r.

Warszawa, 31 lipca 2025 r.

# **RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ I GAZU W POLSCE**

stan na 30 czerwca 2025 r.

## **Raport TOE**



**Towarzystwo Obrót Energii**

ul. Krucza 16/22  
00-526 Warszawa

tel. 22 827 57 93

e-mail: [toe@toe.pl](mailto:toe@toe.pl)  
[www.toe.pl](http://www.toe.pl)

---

Warszawa, 31 lipca 2025 r.



## SPIS TREŚCI

<b>I. Wprowadzenie .....</b>	<b>4</b>
<b>II. Kluczowe działania (zrealizowane oraz planowane) na rynku energii elektrycznej w Polsce w okresie od 1 stycznia 2024 r. do 30 czerwca 2025 r. ....</b>	<b>5</b>
1. Obowiązek zatwierdzania przez Prezesa URE taryf a rynek energii elektrycznej .....	6
2. Rynek uprawnień do emisji CO <sub>2</sub> a rynek energii elektrycznej .....	7
3. Nowy system handlu uprawnieniami do emisji CO <sub>2</sub> (EU ETS2).....	8
4. Mechanizm dostosowania cen na granicach UE uwzględniający emisje CO <sub>2</sub> (CBAM) .....	8
5. Rynek mocy – kolejne doświadczenia z wdrożenia .....	9
6. Reforma rynku bilansującego – oceny jakości bilansowania krajowego systemu elektroenergetycznego przez PSE.....	14
7. Rynek kontraktów Power Purchase Agreement (PPA).....	16
8. Ustawa z dnia 27 listopada 2024 r. o zmianie ustawy o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 r. oraz w 2024 r. oraz niektórych innych ustaw .....	18
9. Ustawa z dnia 27 listopada 2024 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw .....	19
10. Ustawa z dnia 21 lutego 2025 r. o zmianie ustawy o rynku mocy oraz niektórych innych ustaw.....	20
11. Ustawa z dnia 23 kwietnia 2025 r. o zmianie ustawy o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 r. oraz w 2024 r. w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej .....	21
12. Ustawa z dnia 21 maja 2025 r. o zmianie niektórych ustaw w związku z wprowadzaniem centralnego systemu informacji rynku energii i innych ustaw.....	21
P1. Projekt ustawy o zmianie niektórych ustaw w celu dokonania deregulacji w zakresie energetyki (UDER29).....	22
P2. Projekt nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne (UC84).....	23
<b>III. Rynek gazu.....</b>	<b>24</b>
1. Rynek detaliczny, obrót gazem – wybrane zagadnienia .....	24
2. Uwarunkowania infrastrukturalne.....	27
3. Wybrane uwarunkowania prawne na rynku gazu.....	31
4. Inne, wybrane zagadnienia .....	37
<b>IV. Wybrane nowe trendy w energetyce.....</b>	<b>38</b>
1. Status wdrożenia neutralnej emisyjnie gospodarki wodorowej w Polsce i w Europie.....	38
2. Możliwy rozwój spółdzielni energetycznych jako nowy trend na rynku energii elektrycznej.....	40
<b>V. Kształtowanie się cen energii elektrycznej, gazu i świadectw pochodzenia.....</b>	<b>41</b>
1. Rynek Dnia Następnego energii elektrycznej .....	41
2. Rynek Terminowy energii elektrycznej .....	46
3. Rynek Praw Majątkowych .....	48
4. Rynek gwarancji pochodzenia (Guarantees of Origin – GoO).....	51
5. Kształtowanie się cen uprawnień do emisji CO <sub>2</sub> .....	53
6. Rynek gazu.....	54
7. Ceny nośników energii – uwarunkowania globalne rynku węgla kamiennego i ropy .....	60
<b>VI. Propozycje działań krótko- i długoterminowych .....</b>	<b>63</b>
Działania krótkoterminowe (DK). Energia elektryczna.....	63
Działania długoterminowe (DD). Energia elektryczna.....	63
Działania krótkoterminowe (DK). Gaz.....	64
Działania długoterminowe (DD). Paliwo gazowe.....	64
<b>VII. ZASTOSOWANE SKRÓTY I OZNACZENIA .....</b>	<b>65</b>
<b>VIII. Materiały źródłowe .....</b>	<b>66</b>
<b>IX. Rada Zarządzająca TOE XVIII kadencji .....</b>	<b>70</b>
<b>X. Zespół ds. opracowania Raportu .....</b>	<b>71</b>

## I. WPROWADZENIE

Raport „Rynek Energii Elektrycznej i Gazu w Polsce – stan na 30 czerwca 2025 r.”, zwany dalej Raportem TOE 2025 lub Raportem, podsumowuje kluczowe zdarzenia, jakie miały wpływ na rynek energii elektrycznej i gazu w Polsce w okresie od 1 stycznia 2024 r. do 30 czerwca 2025 r., przy czym przytoczone dane i zestawienia statystyczne obejmują przede wszystkim pełny rok kalendarzowy 2024. Podobnie jak w przypadku poprzednich raportów, opracowywanych niezmiennie już od 2009 r., zakres merytoryczny Raportu TOE 2025 koncentruje się głównie na obszarach charakterystycznych dla działalności Towarzystwa Obrotu Energią, zwanego dalej TOE, i jego członków, do których należą zarówno spółki obrotu (jako tzw. członkowie wspierający TOE), jak i osoby fizyczne (tzw. członkowie zwyczajni TOE).

W rozdziale II Raportu skomentowane zostały kluczowe działania i wydarzenia, które zdaniem TOE miały istotny wpływ na rynek energii elektrycznej w omawianym okresie. W rozdziale tym zespół autorski scharakteryzował i ocenił (głównie z punktu widzenia sektora obrotu) najważniejsze z wydarzeń, dokumentów i materiałów, które miały miejsce/pojawiły się w opisywanym okresie, w tym politykę regulacji/taryfikacji, handel emisjami CO<sub>2</sub>, rynek mocy, regulacje finansowe, wybrane zmiany prawa uchwalone w 2024 r. i w pierwszej połowie 2025 r. mające wpływ na rynek energii i działalność członków TOE, a także planowane zmiany prawodawstwa.

Rozdział III, dotyczący rynku gazu, składa się z czterech podrozdziałów opisujących wybrane zagadnienia dotyczące

rynku detalicznego i obrotu gazem, uwarunkowania infrastrukturalne, uwarunkowania prawne oraz inne, wybrane zagadnienia.

W rozdziale IV zamieszczono opis wybranych nowych trendów w energetyce, w tym status wdrożenia neutralnej emisyjnie gospodarki wodorowej w Polsce i w Europie oraz możliwy rozwój spółdzielni energetycznych.

Rozdział V z kolei opisuje kształtowanie się cen energii elektrycznej, gazu i świadectw pochodzenia oraz tzw. produktów powiązanych na rynku w 2024 r., obejmując: Rynek Dnia Następnego energii elektrycznej, Rynek Terminowy (Towarowy) energii elektrycznej, Rynek Praw Majątkowych, ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, hurtowy rynek gazu oraz uwarunkowania globalne rynku węgla kamiennego i ropy.

W rozdziale VI zawarto propozycje działań w krótko- i długoterminowym horyzoncie czasowym.

Zastosowane skróty i oznaczenia oraz zestawienie materiałów źródłowych zawarto odpowiednio w rozdziałach VII i VIII.

W rozdziale IX został przedstawiony skład Rady Zarządzającej TOE XVII kadencji, natomiast w rozdziale X skład zespołu autorskiego.

Raport TOE 2024 został opracowany na podstawie danych oraz wiedzy zespołu autorskiego na dzień 30 czerwca 2025 r.

## II. KLUCZOWE DZIAŁANIA (ZREALIZOWANE ORAZ PLANOWANE) NA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE W OKRESIE OD 1 STYCZNIA 2024 R. DO 30 CZERWCA 2025 R.

Kluczowe działania (zrealizowane oraz planowane) na rynku energii elektrycznej w Polsce w okresie od 1 stycznia 2024 r. do 30 czerwca 2025 r. przedstawiono poniżej w syntetycznym zestawieniu tabelarycznym.

Analogicznie jak w przypadku poprzednich raportów zestawienie obejmuje głównie tematykę obrotu energią elektryczną w obszarze rynku hurtowego, rynku detalicznego (sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych) oraz wymiany międzysystemowej.

W przypadku powiązań trzech ww. głównych obszarów z określonymi elementami całego łańcucha zakupu/sprzedaży energii elektrycznej starano się uwzględnić także uwarunkowania innych tzw. powiązanych obszarów rynku oraz ich wpływ na pozostałe segmenty energetycznego łańcucha wartości: wytwarzanie, dystrybucję i odbiorców końcowych.

W dalszej części rozdziału przedstawiono charakterystykę i ocenę poszczególnych działań.

Tabela 1. Kluczowe działania (zrealizowane i planowane) na rynku energii elektrycznej w Polsce w okresie od 1 stycznia 2024 r. do 30 czerwca 2025 r.

Lp.	Działania [1-9]/plany [P1-P3]	Wpływ na obszar rynku	Wpływ na rozwój rynku	Wytwarzanie zawodowe	Wytwarzanie - małe OZE, prosumenci	Dystrybucja	Obrót hurtowy	Obrót detaliczny <sup>1</sup>	Wymiana międzysystemowa	Odbiorcy końcowi	Strona: rozszerzenie zagadnienia
1	Obowiązek zatwierdzania przez Prezesa URE tariff a rynek energii elektrycznej	-	N	+/-	-	N	-	N	+	6	
2	Rynek uprawnień do emisji CO <sub>2</sub> a rynek energii elektrycznej	-	-	+/-	N	+/-	-	N	-	7	
3	Nowy system handlu uprawnieniami do emisji CO <sub>2</sub> (EU ETS2)	+/-	+/-	+/-	N	+/-	+/-	+/-	+/-	8	
4	Mechanizm dostosowania cen na granicach UE uwzględniający emisje CO <sub>2</sub> (CBAM)	+	+	+/-	N	+	+/-	N	+/-	8	
5	Rynek mocy – kolejne doświadczenia wdrożenia	+/-	+	N	-	+	N	N	-	9	
6	Reforma rynku bilansującego – oceny jakości bilansowania krajowego systemu elektroenergetycznego przez PSE	+/-	+	+/-	N	+/-	+/-	+/-	+/-	14	
7	Rynek kontraktów Power Purchase Agreement (PPA)	+	+	+	N	+	N	N	+	16	
8	Ustawa z dnia 27 listopada 2024 r. o zmianie ustawy o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 r. oraz w 2024 r. oraz niektórych innych ustaw	+/-	N	N	N	N	-	N	+	18	
9	Ustawa z dnia 27 listopada 2024 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw	+/-	N	+	N	N	+/-	N	+	19	
10	Ustawa z dnia 21 lutego 2025 r. o zmianie ustawy o rynku mocy oraz niektórych innych ustaw	+/-	N	N	N	N	-	N	+	20	
11	Ustawa z dnia 23 kwietnia 2025 r. o zmianie ustawy o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 r. oraz w 2024 r. w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej	+/-	N	N	N	N	-	N	+	21	
12	Ustawa z dnia 21 maja 2025 r. o zmianie niektórych ustaw w związku z wprowadzaniem centralnego systemu informacji rynku energii i innych ustaw	+/-	N	-	+	N	N	N	+/-	21	
P1	Projekt ustawy o zmianie niektórych ustaw w celu dokonania deregulacji w zakresie energetyki (UDER29)	+/-	N	N	N	N	+/-	N	+	22	
P2	Nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne – Projekt UC84	+/-	+/-	+/-	+/-	-	+/-	+/-	+/-	23	

Legenda: „N” – neutralne; „-” – negatywny wpływ; „+” – pozytywny wpływ; „+/-” – wpływ pozytywny i negatywny w zależności od kryterium oceny.

Kolorem niebieskim oznaczono propozycje/plany wprowadzenia określonych rozwiązań, które ukazały/pojawiły się do 30 czerwca 2025 r.

<sup>1</sup> Sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców końcowych.

## 1. Obowiązek zatwierdzania przez Prezesa URE taryf a rynek energii elektrycznej

W 2024 r. kontynuowany był obowiązek przedkładania do zatwierdzenia przez Prezesa URE taryf energii elektrycznej dla odbiorców z grupy taryfowej G przez wybranych sprzedawców energii elektrycznej.

Obowiązek ten, na skutek kolejnych nowelizacji Ustawy z dnia 7 października 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 r. oraz w 2024 r. w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej [45] był realizowany w ramach nowych uwarunkowań. Na mocy przepisów tej ustawy do zatwierdzenia taryf na 2024 i 2025 r. zostały również zobligowane wszystkie przedsiębiorstwa obrotu wykonujące zadania sprzedawcy z urzędu, które dotychczas były zwolnione z obowiązku przedkładania taryfy do zatwierdzenia Prezesowi URE zgodnie z art. 49 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne [56].

Ponadto samo ustalenie taryf w odniesieniu do 2025 r. odbywało się w sposób odmienny niż w latach poprzednich. Na skutek wprowadzenia do ww. ustawy z dnia 7 października 2022 r. [45] przepisów art. 51a przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną zostały zobligowane do złożenia wniosków o zmianę taryf zatwierdzonych uprzednio na cały 2024 r. (szersza informacja o tych taryfach została zawarta w poprzednim Raporcie TOE [72]), z wydłużonym do 31 grudnia 2025 r. okresem obowiązywania tych taryf. Prezes URE, w toku prowadzonych pod koniec czerwca 2024 r. postępowań administracyjnych, 28 czerwca 2024 r. zatwierdził zmiany taryf pięciu sprzedawców z urzędu i ustalił okres ich obowiązywania od 1 lipca 2024 r. do 31 grudnia 2025 r. Ustalone w ten sposób w taryfach ceny energii elektrycznej na okres drugiej połowy 2024 r. i cały 2025 r. wpłynęły na obniżkę cen energii elektrycznej średnio o 15,8%<sup>2</sup> względem uprzednio ustalonych (tylko) na pierwszą połowę 2024 r. taryfy dla energii elektrycznej. W odniesieniu do okresu od 1 lipca 2024 r. do 30 września 2025 r. ceny ustalone w ten sposób nie były jednak wprost stosowane w rozliczeniach z odbiorcami końcowymi, a stanowiły podstawę do rekompensaty dla sprzedawcy energii. Związane jest to z obowiązującym w tym okresie ustawowym ograniczeniem cen energii elektrycznej do poziomu ceny maksymalnej, która wynosi 500 zł/MWh (bez podatku VAT i podatku akcyzowego). W toku kolejnych zmian Ustawy z dnia 7 października 2022 r. [45] wprowadzonych ustawą z dnia 23 kwietnia 2025 r. o zmianie ustawy o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 r. oraz w 2024 r. w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej [31] na sprzedawców z urzędu został nałożony obowiązek złożenia Prezesowi URE do 31 lipca 2025 r. wniosków o zmianę ww. taryf<sup>3</sup> zatwierdzonych do końca 2025 r., przy czym zmiany tych taryf dotyczą czwartego kwartału 2025 r.

Podczas prac sejmowych nad rządowym projektem ustawy o zmia-

nie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw [63] podczas drugiego czytania zostały wniesione całkiem nowe poprawki obejmujące m.in. zmiany ustawy z dnia 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w latach 2023–2025 [44]. Wprowadzone poprawki miały przede wszystkim przedłużyć zamrożenie cen energii elektrycznej dla gospodarstw domowych do końca 2025 r.. Zgodnie z uzasadnieniem do poprawki przewiduje się, że koszt jej wprowadzenia wyniesie około 0,89 mld PLN, z czego 0,3 mld PLN będzie wydatkowane w 2025 r., a 0,59 mld PLN w 2026 r.. Poprawki powyższe, jak i cała ustawa, zostały przez Sejm RP pozytywnie przegłosowane 25 czerwca 2025 r. (w dniu złożenia ww. poprawek).

Ustawa wraz z wyżej wymienionymi poprawkami oraz poprawkami wprowadzonymi przez Senat została przyjęta uchwałą Senatu z dnia 17 lipca 2025 r. Poprawki zgłoszone przez Senat zostały rozpatrzone 23 lipca 2025 r. na posiedzeniu połączonych komisji: Komisji do Spraw Energii, Klimatu i Aktywów Państwowych oraz Komisji ds. Infrastruktury. Ustawa po zaprezentowaniu sprawozdania komisji zostanie najprawdopodobniej rozpatrzona na jednym z kolejnych posiedzeń Sejmu.

W 2024 r. nadal obserwowaliśmy działalność sprzedawców energii oferujących różne produkty dostosowane do potrzeb odbiorców końcowych, co było dalej pozytywnie odebrane przez rynek energii elektrycznej, w tym także samych odbiorców. Potwierdzeniem tego są dane dostępne w porównywarce ofert prowadzonej przez Prezesa URE<sup>4</sup>, wg której na koniec 2024 r. oferty dla gospodarstw domowych prezentowało odpowiednio:

- 56 sprzedawców – oferty ze stałą ceną,
- 9 sprzedawców – oferty z ceną dynamiczną oraz
- 6 sprzedawców – oferty inne niż ze stałą ceną i ceną dynamiczną.

Nowością na rynku ofert dla energii elektrycznej były wprowadzone przez wybranych sprzedawców energii od 24 sierpnia 2024 r. oferty z ceną dynamiczną, w których ceny energii elektrycznej zależą od cen na Towarowej Giełdzie Energii S.A. (TGE). Oferty te wg monitoringu Prezesa URE [67] w początkowym okresie cieszyły się umiarkowanym zainteresowaniem odbiorców (wg stanu na koniec 2024 r. korzystało z nich tylko 135 odbiorców), co mogło być związane ze stosunkowo słabą wiedzą odbiorców o tego typu produktach, ograniczeniem w dostępie do tych ofert odbiorców bez zainstalowanego licznika zdalnego odczytu czy też ustawowym brakiem zastosowania do ofert mechanizmów mrożenia cen energii elektrycznej.

Na znane wcześniej praktyczne uwarunkowania sprzedaży detalicznej znaczący wpływ miały wskazane wyżej regulacje ograniczające ceny energii elektrycznej, co przełożyło się na zainteresowanie tzw. produktami wolnorynkowymi. Według danych URE [69] udział punktów poboru energii (PPE) odbiorców korzystających z oferty wolnorynkowej w całkowitej liczbie PPE odbiorców w gospodarstwach domowych na koniec 2024 r. osiągnął 37,25%. Utrzymywa-

<sup>2</sup> <https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/aktualnosci/12029,Prezes-Urzedu-Regulacji-Energetyki-zatwierdzil-taryfy-na-sprzedaz-energii-elekt.html>

<sup>3</sup> w przypadku braku zatwierdzonej przez Prezesa URE taryfy obowiązek złożenia wniosku o zatwierdzenie taryfy na 4 kwartał 2025 r.

<sup>4</sup> <https://maszwybor.ure.gov.pl/or/cenki/122,Zestawienie-ofert-sprzedawcow-energii-elektrycznej.html>

nie, a wręcz rozszerzenie taryfowania (na skutek kolejnych interwencji w ceny energii elektrycznej) nadal stanowi jedną z głównych barier w tym obszarze – regulacja cen ogranicza zachęty ekonomiczne do podejmowania aktywności zarówno przez sprzedawców energii elektrycznej (np. do wprowadzania atrakcyjnych ofert), jak i przez samych odbiorców (potencjalne korzyści ze zmiany oferty są niewspółmiernie niskie do wysiłku pozyskania i wyboru najlepszej oferty oraz zmiany umów w procesie TPA).

W ocenie TOE zachodzi zatem konieczność weryfikacji procesu taryfikacji i odzwierciedlenia w nim zmian, które w szczególności nastąpiły na hurtowym rynku energii. Proces ten nie uległ w ostatnich latach znaczącym zmianom, z tego też powodu pewne dotychczas stosowane w tym zakresie praktyki i rozwiązania są coraz trudniej akceptowalne i nie oddają rzeczywistości rynkowej, w szczególności w zakresie przeniesienia tzw. kosztów uzasadnionych, w tym kosztów własnych. Ze swojej strony TOE deklaruje chęć prowadzenia dialogu z Prezesem URE w tej sprawie, tak aby oferta taryfowa rzeczywiście uwzględniała interesy wszystkich stron, a jej kalkulacja, przy zachowaniu przepisów prawa, z jednej strony chroniła interesy odbiorców końcowych, z drugiej natomiast zapewniała opłacalność prowadzonej działalności po stronie spółek obrotu poprzez m.in. uwzględnienie rzeczywistych kosztów uzasadnionych ponoszonych przez te spółki.

## WNIOSKI

Towarzystwo Obrotu Energią niezmiennie uważa, że należy zintensyfikować działania zmierzające do stanu, w którym odbiorcy mają swobodę w wyborze sprzedawcy energii elektrycznej, a sprzedawcy mają swobodę w kształtowaniu oferty produktowej. Przedłużające się mrożenie cen energii elektrycznej dla odbiorców w gospodarstwach domowych, ale także obowiązek przedkładania taryf do zatwierdzenia przez Prezesa URE należy traktować jedynie jako mechanizmy przejściowe, które docelowo nie powinny być stosowane. Według TOE jak najszybciej, mając na uwadze także poziomy cen energii elektrycznej na rynku (patrz także dalsze rozdziały Raportu), powinno nastąpić zakończenie mrożenia cen energii w ww. grupie. Z kolei model taryfikacji powinien być zrewidowany i dostosowany do bieżących uwarunkowań rynkowych oraz bieżącej sytuacji spółek obrotu w zakresie rzeczywistych kosztów ich działalności, w tym także kosztów ponoszonych w związku z prowadzeniem rozliczeń z prosumentami.

## 2. Rynek uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> a rynek energii elektrycznej

Ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> (EUA) na początku 2024 r. były znacznie niższe w stosunku do roku poprzedniego, okresowo spadając poniżej 60 EUR za tonę. Było to efektem m.in. niskich cen gazu ziemnego (z którymi ceny EUA są skorelowane), wysokiej generacji energii z odnawialnych źródeł energii (OZE) oraz niższego popytu na uprawnienia. Ponadto termin umarzania EUA przesunięto z 30 kwietnia na 30 września, co oznaczało niższy popyt w pierwszej połowie roku.

Wpływ na niskie ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> miał także uzgodniony w ramach programu REPowerEU *frontloading* uprawnień: EUA, które miały być sprzedane w okresie 2027–2030, a które zostały przesunięte na aukcje na lata 2023–2026, by pozyskać 20 mld EUR na realizację REPowerEU. Za większą podaż EUA odpowiadają także uprawnienia z transportu morskiego, podczas gdy sam sektor zacznie je rozliczać w 2025 r.

Jako część rewizji dyrektywy o ETS przewidziano także utworzenie tzw. systemu ETS2 (opisanego w kolejnym rozdziale Raportu), który obejmie transport drogowy, budynki oraz m.in. mniejsze instalacje energetyczne. Ma on zacząć funkcjonować od 2027 r., jednak obowiązek monitorowania i raportowania emisji rozpocznie się już w 2025 r.

W dniu 1 października 2023 r. rozpoczął się okres przejściowy mechanizmu Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM, opisany w dalszej części Raportu), który będzie trwał do końca 2025 r. W okresie tym importerzy towarów objętych CBAM mają obowiązek składania sprawozdań za pośrednictwem tzw. rejestru przejściowego CBAM. Okres docelowy CBAM, w którym importerzy będą zobowiązani umarzać certyfikaty wprowadzone w ramach tego mechanizmu, rozpocznie się od 1 stycznia 2026 r. Od 2026 do 2034 r. CBAM ma stopniowo zastępować pulę darmowych uprawnień dla podmiotów działających w sektorach objętych mechanizmem.

## WNIOSKI

Ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> na początku 2024 r. były znacznie niższe w stosunku do roku poprzedniego, okresowo spadając poniżej 60 EUR za tonę. Jednak wraz ze zbliżającym się terminem umarzania uprawnień (30 września) ich ceny mogą wzrosnąć.

W branży energetycznej i wśród analityków rozpoczyna się debata nt. przyszłego kształtu systemu ETS. Ma to związek nie tylko z przyjęciem przepisów nt. ETS2 i CBAM, ale i z nadchodzącym terminem rewizji reformy MSR (the Market Stability Reserve) MSR (2026 r.), możliwością włączenia spalarni odpadów do systemu ETS (raport na ten temat Komisja Europejska (KE) ma przedstawić do końca 2026 r.) oraz potrzebą zapewnienia funkcjonowania systemu po 2038/2039 r. (kiedy – przy obecnych parametrach ETS – mają skończyć się w nim uprawnienia na rynku pierwotnym). Brane są pod uwagę różne możliwości, np. połączenie systemów ETS oraz ETS2 czy objęcie nimi kolejnych sektorów/gazów cieplarnianych. Istotną rolę mają odegrać też tzw. emisje ujemne i wychwytywanie CO<sub>2</sub>.

### 3. Nowy system handlu uprawnieniami do emisji CO<sub>2</sub> (EU ETS2)

Unia Europejska (UE), dążąc do realizacji celu neutralności klimatycznej do 2050 r. podjęła dodatkowe kroki w celu ograniczenia emisji CO<sub>2</sub> w postaci stworzenia funduszy celowych, programów finansowanych ze środków UE i dedykowanego mechanizmu redukcji emisji CO<sub>2</sub>, do których od 2005 r. należy system EU ETS. Obecnie jednak w UE podejmowane są coraz bardziej restrykcyjne działania, opierające się na zasadzie ustalania cen emisji CO<sub>2</sub> z wykorzystaniem mechanizmów rynkowych. W tym kontekście na uwagę zasługuje wprowadzanie nowego systemu EU ETS2, który, co do zasady, będzie prowadził do redukcji emisji w takich sektorach jak:

- transport drogowy,
- budownictwo,
- inne sektory nieobjęte dotąd systemem EU ETS.

Przyjęcie nowelizacji dyrektywy ETS w dniu 10 maja 2023 r. (dyrektywa (EU) 2023/959 [11]) stworzyło warunki do wprowadzenia systemu EU ETS2. Nowy system handlu emisjami będzie działał na zasadach podobnych do już funkcjonującego systemu EU ETS. Podmioty objęte regulacjami zostaną zobowiązane do zakupu ekwiwalentu emisji CO<sub>2</sub> (1 tona dwutlenku węgla będzie odpowiadać jednemu uprawnieniu). Również w tym przypadku prowadzone będą aukcje uprawnień, na których podmioty uprawnione będą mogły zakupić niezbędną ilość uprawnień na pokrycie swojego zapotrzebowania. Zgodnie z decyzją Komisji Europejskiej (UE) z dnia 29 listopada 2024 r. w sprawie liczby uprawnień w całej Unii, które mają zostać wydane na 2027 r. w ramach EU ETS w odniesieniu do sektora budowlanego, sektora transportu drogowego i sektorów dodatkowych, limit emisji na 2027 r. wyniesie 1 036 288 784 uprawnień. Wartość ta odzwierciedla średnie zapotrzebowanie sektorów objętych regulacją w latach 2016–2018. Limit emisji co roku będzie zmniejszany, aby do 2030 r. osiągnąć redukcję emisji na poziomie 43% w porównaniu z rokiem 2005. Na rynku EU ETS2 będą również funkcjonować – takie jak na rynku EU ETS – narzędzia kreujące podaż, czyli LRF oraz MSR. Naturalnie, uprawnienia w nowym systemie będą również podlegały odsprzedaży na tej samej zasadzie co na rynku EU ETS. W tym miejscu warto nadmienić, że uprawnienia w ramach drugiego filaru handlu emisjami w UE, czyli notowania systemu EU ETS2, są już kwotowane na rynku.

W tym miejscu należy nadmienić, że dopuszcza się odroczenie wdrożenia mechanizmu ETS2 do 2028 r. w przypadku zaistnienia wysokich cen energii, co zostało zdefiniowane w następujący sposób:

- średnia cena gazu TTF z sześciu miesięcy kalendarzowych musi być wyższa niż średnia cena TTF z lutego i marca 2022 r.;

- średnia cena ropy Brent z tych samych sześciu miesięcy musi być ponad dwukrotnie wyższa niż średnia cena ropy Brent z pięciu poprzednich lat.

Ostateczna decyzja o terminie uruchomienia nowego systemu EU ETS2 nastąpi w połowie 2026 r.. Należy również dodać, że początkowo system będzie niezależny względem obecnego systemu EU ETS, niemniej nie można wykluczyć możliwej integracji systemów po 2031 r., w którym ma się odbyć przegląd funkcjonowania EU ETS2.

#### WNIOSKI

Nowy mechanizm rynkowy, którego celem jest redukcja emisji CO<sub>2</sub>, będzie działał w sposób tożsamy z obecnie funkcjonującym, co oznacza, że można się spodziewać podobnych efektów cenowych walorów objętych ETS2. W tym kontekście uzasadniona jest teza, iż nowy rynek wywrze bezpośredni wpływ na zwiększenie kosztów paliw, ogrzewania budynków, jak również bezpośredni wpływ na koszty energii w całej UE.

### 4. Mechanizm dostosowania cen na granicach UE uwzględniający emisje CO<sub>2</sub> (CBAM)

Mechanizm CBAM (ang. Carbon Border Adjustment Mechanism) jest narzędziem wyceny emisji gazów cieplarnianych, wyemitowanych przy produkcji towarów w krajach, które nie posiadają swoich systemów handlu emisjami. Celem wprowadzenia mechanizmu CBAM jest wyrównanie konkurencji cenowej między towarami produkowanymi w krajach UE, które uwzględniają koszty związane z redukcją emisji, a towarami importowanymi spoza UE, które niejednokrotnie są konkurencyjne cenowo z powodu braku dodatkowych opłat z tytułu emisyjności produkcji. W związku z powyższym przedmiotowy mechanizm dotyczy jedynie importu towarów na obszarze celnym UE, zgodnie z dedykowanymi przepisami oraz listą towarów objętych w dedykowanych przepisach. Wprowadzenie mechanizmu jest poprzedzone okresem przejściowym, który rozpoczął się w październiku 2023 r. i trwa do końca 2025 r.. Z okresem przejściowym związany jest obowiązek raportowania importu towarów objętych obowiązkiem sprawozdawczym, przy czym importerzy aktualnie są zwolnieni z dokonywania płatności lub dostosowań finansowych w celu rozliczenia emisji. Uruchomienie mechanizmu w pełnym zakresie jego funkcjonowania przypada na 1 stycznia 2026 r. Obowiązki, jakie podążają za pełnym uruchomieniem mechanizmu są m.in. związane z kupnem certyfikatów CBAM będących średnią ceną aukcyjną z przeprowadzanych w tygodniu aukcji pierwotnych na rynku EU ETS. W tym

miejscu należy nadmienić, że w marcu bieżącego roku Komisja Europejska zaproponowała projekt upraszczający mechanizm CBAM w ramach tzw. pakietu Omnibus. Projekt zakłada m.in.:

- wprowadzenie progu *de minimis*, który zapewni wyłączenie z obowiązku CBAM importerów, których import towarów z wyłączeniem energii elektrycznej i wodoru nie przekracza 50 ton rocznej masy importu;
- Komisja Europejska zaproponowała również uproszczenia w zakresie „emisji wbudowanych” oraz ich weryfikacji przez akredytowanych weryfikatorów.

W kontekście rynku uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, niezwykle istotne jest również to, że wprowadzenie mechanizmu CBAM bezpośrednio wpłynie na kształt listy przemysłów narażonych na ucieczkę emisji, czyli na tzw. Carbon leakage list. Przedmiotowa zmiana będzie polegać na konsekwentnym usuwaniu darmowych uprawnień dla przemysłów aż do całkowitego ich wyzerowania.

### WNIOSKI

Mechanizm, którego celem jest wyrównanie konkurencji kosztowej, to bez wątpienia słuszny krok. Z drugiej strony stopniowa, lecz systematyczna redukcja bezpłatnych uprawnień przyznawanych przedsiębiorstwom na liście Carbon leakage będzie bezpośrednio wpływać na zwiększenie popytu na uprawnienia, a tym samym może to doprowadzić do zwiększenia presji cenowej na wzrost uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, a w konsekwencji również do wzrostu cen energii elektrycznej. W związku z powyższym uruchomienie mechanizmu może w najbliższych latach stanowić dodatkowy czynnik wzmacniający presję cenową dla rynku EU ETS oraz rynków energii w Europie.

## 5. Rynek mocy – kolejne doświadczenia z wdrożenia

Procesy rynku mocy w 2024 r. przebiegały analogicznie do lat wcześniejszych i w ujęciu chronologicznym obejmowały następujące procesy: certyfikację ogólną, aukcję dodatkową na poszczególne kwartały 2025 r., certyfikację do aukcji głównej na rok dostaw 2029, certyfikację do aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały 2026 r. oraz aukcję główną dla roku dostaw 2029.

### Certyfikacja ogólna

Certyfikacja ogólna 2024 odbyła się w dniach 4 stycznia – 11 marca 2024 r. W jej trakcie wnioskodawcy złożyli wnioski o wpis do rejestru dla 2984 jednostek o łącznej mocy osiągalnej netto 97,8 GW, z czego 86,3 GW stanowiły jednostki fizyczne wytwórcze, a 11,5 GW jednostki redukcji zapotrzebowania. Jednostki chcące wziąć udział w najbliższej aukcji głównej lub aukcjach dodatkowych są zobowiązane złożyć odpowiednią deklarację na etapie certyfikacji ogólnej. O ile sama deklaracja nie jest wiążąca, o tyle jej brak uniemożliwia udział jednostki odpowiednio w aukcji głównej (AG) lub aukcjach dodatkowych. Takie rozwiązanie powoduje, że regularnie moc deklarowana na etapie certyfikacji ogólnej znacząco przewyższa wolumeny oferowane do aukcji. Moc osiągalna netto jednostek bez umowy mocowej, deklarujących udział w AG 2029, wyniosła 85,1 GW i była o 45,2 GW wyższa w porównaniu z mocą deklarowaną w 2023 r., głównie za sprawą znaczącego wzrostu deklarowanej mocy ze strony magazynów energii (+31,57 GW). W poniższej tabeli zaprezentowano zestawienie jednostek deklarujących udział w aukcjach głównych dla danego roku dostaw i nieobjętych umową mocową na ten rok.

Tabela 2. Moc osiągalna netto jednostek deklarujących udział w aukcjach głównych

Jednostki deklarujące udział w aukcjach głównych [GW]	Rok dostaw								
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Jednostki fizyczne wytwórcze istniejące	31,04	30,41	30,16	21,10	15,94	15,79	19,30	13,86	51,80
Jednostki fizyczne wytwórcze planowane	6,78	6,80	8,85	10,54	8,15	6,62	6,05	19,85	23,55
Jednostki redukcji zapotrzebowania planowane	0,86	0,95	1,04	2,12	3,68	3,34	4,62	5,95	9,45
Jednostki fizyczne redukcji zapotrzebowania	0,84	0,84	0,84	0,36	0,49	0,36	0,34	0,29	0,33
<b>Łącznie:</b>	<b>39,52</b>	<b>39,00</b>	<b>40,89</b>	<b>34,12</b>	<b>28,26</b>	<b>26,11</b>	<b>30,31</b>	<b>39,95</b>	<b>85,13</b>

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych PSE

Na etapie certyfikacji ogólnej składane były również deklaracje udziału w aukcjach dodatkowych dla 2026 r. Na poszczególne kwartały (Q) zadeklarowano odpowiednio: Q1 – 46,03; Q2 – 46,10; Q3 – 46,10; Q4 – 46,63 GW mocy przez jednostki nieobjęte umowami mocowymi. Deklarowane wolumeny były wyższe odpowiednio o 22,89 GW dla H1 oraz ponad 19,93 GW dla H2 względem deklaracji do aukcji dodatkowych dla 2025 r.

### Certyfikacja do aukcji głównej

Certyfikacja do aukcji głównej na rok dostaw 2029 odbywała się od 5 września do 15 listopada 2024 r. Jej celem było utworzenie Jednostek Rynku Mocy (JRM) spośród jednostek fizycznych, wobec których właściciele deklarowali w trakcie certyfikacji ogólnej uczestnictwo w aukcji bądź rynku wtórnym oraz wskazanie podmiotów dysponujących poszczególnymi JRM w procesach rynku mocy (tzw. Dostawców Mocy).

Po zakończeniu certyfikacji do aukcji głównej została przeprowadzona certyfikacja do aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały roku 2026, która rozpoczęła się 21 listopada 2024 r., a zakończyła 25 lutego 2025 r.

### Aukcje

#### Wyniki aukcji głównej na rok dostaw 2029

Aukcja główna na rok dostaw 2029 odbyła się 12 grudnia 2024 r. Parametry aukcji głównej kształtowały się następująco:

- zapotrzebowanie na moc – 5424 MW,
- cena maksymalna określona dla cenobiorcy – 182 zł/kW/rok,
- cena maksymalna aukcji – 536,8 zł/kW/rok,
- zaokrąglona do 1000 MW łączna wielkość obowiązków mocowych oferowanych przez dostawców mocy – 14 000 MW.

W dniu 6 grudnia 2024 r. nastąpiła aktualizacja wolumenu oferowanych obowiązków mocowych, która ostatecznie wyniosła 12 000 MW (wielkość zaokrąglona), co wskazuje, że część oferentów, których jednostki otrzymały certyfikat warunkowy, finalnie nie zdecydowała się na udział w aukcji i nie wniosła zabezpieczenia.

Aukcja główna zakończyła się w 7. rundzie z ceną zamknięcia 264,90 zł/kW/rok, czyli 20,00 zł/kW/rok wyżej w porównaniu

z AG 2028. Wzrost ceny związany jest prawdopodobnie z niższą oferowaną mocą względem zapotrzebowania.

Cena obowiązków mocowych dla JRM zagranicznych obejmujących strefę profilu synchronicznego wyniosła 247,87 zł/kW/rok.

Cena obowiązków mocowych dla JRM zagranicznych obejmujących system przesyłowy Szwecji wyniosła 264,90 zł/kW/rok. Sumaryczna wielkość zakontraktowanych obowiązków mocowych wyniosła 8053,577 MW, w tym 1584,000 MW dotyczy umów mocowych, którymi objęte są jednostki rynku mocy składające się z jednostek fizycznych zagranicznych.

W kontekście kontraktów zagranicznych najwięcej mocy przypadło na dostawców obejmujących strefę profilu synchronicznego 1028,000 MW, a dla profilu systemu przesyłowego Szwecji 556,000 MW.

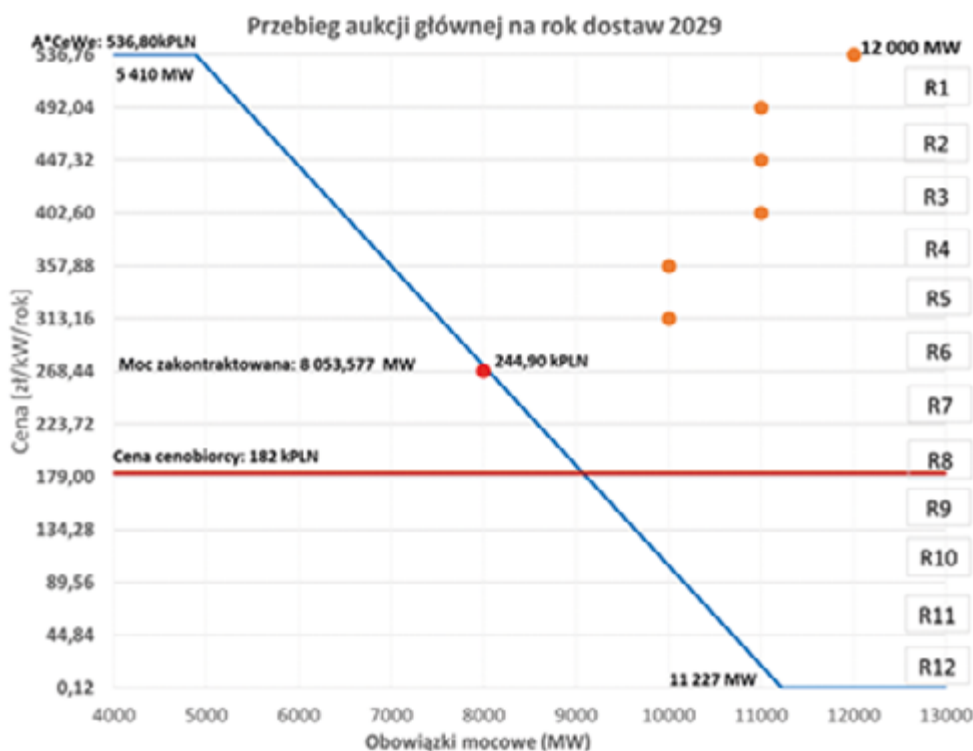
Jeśli chodzi o moce krajowe, to 2654 MW przypadło na istniejące JRM wytwórcze z rocznymi umowami mocowymi oraz 138 MW na JRM wytwórcze modernizowane (wszystkie kontrakty 7-letnie).

Warto również zwrócić uwagę na wolumen kontraktów dla jednostek redukcji zapotrzebowania (DSR) – 1088 MW, który był aż o 108 MW wyższy w porównaniu z wynikami AG 2028.

Wśród nowych jednostek wytwórczych znajduje się 2498 MW dla magazynów energii z 17-letnimi umowami mocowymi oraz 91 MW dla mocy gazowych z 17-letnimi umowami mocowymi.

Warto odnotowania jest również to, że wśród nowych jednostek zabrakło bloków gazowych, co może wskazywać, iż poziom uzyskanego wsparcia był niewystarczający do budowy nowych źródeł wytwórczych lub nie było ofert nowych mocy w tej technologii.

Przebieg aukcji głównej na rok dostaw 2029 został przedstawiony na poniższym wykresie. W rundzie 1. zagregowana wielkość oferowanych obowiązków mocowych (ZOOM) nie uległa zmianie. Spadek podaży pojawił się wraz z rozpoczęciem rundy 2. do 11 GW, a w rundzie 5. do 10 GW. Największy spadek odnotowano w rundzie 7. do 8 GW, co wskazuje, że taki poziom ceny przestał być atrakcyjny dla części projektów. W tej rundzie nastąpiło też zamknięcie aukcji.



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych PSE

Rysunek 1. Prezentacja graficzna przebiegu aukcji głównej na rok dostaw 2029

### Wyniki aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały roku dostaw 2026

Celem aukcji dodatkowych jest zabezpieczenie dostępności mocy w systemie elektroenergetycznym na poszczególne kwartały danego roku przy uwzględnieniu charakterystyki

zapotrzebowania w poszczególnych okresach. Aukcje na poszczególne kwartały 2026 r. odbyły się 27 marca 2025 r. Były to pierwsze aukcje, gdzie oprócz krajowych jednostek uczestniczyły jednostki zagraniczne. Rozstrzygnięcie zostało przedstawione w tabeli poniżej.

Tabela 3. Wyniki aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały roku dostaw 2026 r.

		Q1	Q2	Q3	Q4
Jednostki krajowe	Cena [zł/kW/rok]	388,05	37,24	37,25	487,00
	Wolumen [MW]	833,723	64,524	60,524	1110,759
Strefa profilu synchronicznego	Cena [zł/kW/rok]	254,87	-	-	447,87
	Wolumen [MW]	620,000	-	-	543,000
System przesyłowy Republiki Litewskiej	Cena [zł/kW/rok]	363,00	-	-	397
	Wolumen [MW]	381,000	-	-	484,000
System przesyłowy Królestwa Szwecji	Cena [zł/kW/rok]	388,05	37,24	37,25	486,90
	Wolumen [MW]	188,000	23,000	33,000	250,000

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych PSE

Łączna wartość zakontraktowanych obowiązków mocowych wynosi 0,5 mld zł.

### Aukcje dogrywkowe: możliwość uzyskania wsparcia

W wyniku analiz przeprowadzonych po zakończeniu aukcji głównej na rok dostaw 2029 Ministerstwo Klimatu i Środowiska wraz z PSE wskazały na konieczność przeprowadzenia, po zakończeniu aukcji głównych rynku mocy, tzw. aukcji dogrywkowych.

Do udziału w aukcjach dogrywkowych będą uprawnione takie same podmioty jak w przypadku aukcji głównej: istniejące jednostki wytwórcze, modernizowane jednostki wytwórcze, nowe jednostki wytwórcze, istniejące jednostki wytwórcze zagraniczne, jednostki DSR składające się z istniejących jednostek fizycznych oraz jednostki DSR składające się z istniejących jednostek fizycznych zagranicznych (na zasadach jak jednostki wytwórcze zagraniczne), a także jednostki DSR planowane. Aby uczestniczyć w aukcjach dogrywkowych, dany podmiot powinien wcześniej poddać się procesowi certyfikacji ogólnej, by niezbędne dane na potrzeby procesów rynku mocy zostały właściwie przekazane i zweryfikowane, oraz uczestniczyć w certyfikacji do aukcji dogrywkowej, podczas której deklaruje również swój udział w aukcji dogrywkowej.

W dniu 18 marca 2025 r. weszła w życie nowelizacja ustawy rynku mocy wprowadzająca możliwość stosowania aukcji dogrywkowych.

Aktualnie przewiduje się organizację aukcji dogrywkowej na 2029 r. i możliwość przeprowadzenia aukcji dogrywkowej również na 2030 r.

Planowana aukcja dogrywkowa na rok dostaw 2029 ma odbyć się 17 lipca 2025 r.

### Derogacje dla jednostek wysokoemisyjnych: możliwość uzyskania wsparcia w ramach aukcji uzupełniających dla okresu dostaw od H2 2025 do 2028.

W dniu 5 czerwca 2019 r. uchwalone zostało rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (rozporządzenie 2019/943) [16], które m.in. w art. 22 ust. 4 zawiera uregulowania dotyczące zasad projektowania tzw. mechanizmów zdolności wytwórczych, do których należy również polski rynek mocy, uzależniając możliwość korzystania ze środków przydzielanych w ramach tych mechanizmów od spełnienia przez jednostki wytwórcze limitu emisji CO<sub>2</sub> na poziomie 550 g/kWh. W zakresie tych uregulowań rozporządzenie 2019/943 obowiązuje:

- od 4 lipca 2019 r. jednostki, które rozpoczęły komercyjną produkcję w tym dniu lub później;
- od 1 lipca 2025 r. jednostki, które rozpoczęły komercyjną produkcję przed 4 lipca 2019 r.

W ramach odstępstwa od limitu emisji CO<sub>2</sub> wprowadzono możliwość certyfikowania do udziału w rynku wtórnym jednostek wytwórczych niespełniających limitu emisji, które rozpoczęły komercyjną produkcję przed 4 lipca 2019 r., oraz możliwość przenoszenia na takie jednostki części obowiązku mocowego, który powstał przed 31 grudnia 2019 r.

Wprowadzenie limitu emisji CO<sub>2</sub> do mechanizmu rynku mocy znacząco ograniczyło zakres podmiotów mogących brać udział w aukcjach rynku mocy, co z kolei stworzyło ryzyko braku pokrycia zapotrzebowania na moc, która jest niezbędna do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw. Jednocześnie w konsekwencji braku możliwości uzyskania wsparcia pojawiło się realne ryzyko wyłączenia znaczącej liczby jednostek wytwórczych. W celu rozwiązania powyższego problemu zaproponowano wprowadzenie dodatkowej aukcji uzupełniającej, w ramach której możliwy byłby udział jednostek wytwórczych emitujących powyżej 550 kg CO<sub>2</sub>/MWh i ich konkurowanie z pozostałymi podmiotami spełniającymi ten limit. Takie możliwości dało rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1747 z dnia 13 czerwca 2024 r. zmieniające rozporządzenia (UE) 2019/942 i (UE) 2019/943, w odniesieniu do poprawy struktury unijnego rynku energii elektrycznej zaproponowano zmianę dotyczącą odstępstwa [1]. W rozporządzeniu 2024/1747 [1] w odniesieniu do poprawy struktury unijnego rynku energii elektrycznej zaproponowano zmianę dotyczącą odstępstwa od zasad określonych w art. 22 ust. 4 lit. b) rozporządzenia 2019/943 i przedłużenia do 31 grudnia 2028 r. mechanizmów wsparcia dla jednostek niespełniających limitów emisyjnych przy zachowaniu określonych tam warunków.

Ustawa wprowadzająca aukcje uzupełniające na rynku mocy w ramach derogacji dla jednostek wysokoemisyjnych zgodnie z rozporządzeniem 2024/1747 weszła w życie 24 stycznia 2025 r. Ustawa ta wprowadziła cztery aukcje uzupełniające na następujące okresy dostaw: H2'2025, 2026, 2027, 2028. Aukcje zostały wprowadzone w formule aukcji rocznych, pomimo wielu głosów ze strony rynku za ich przeprowadzeniem w ramach jednego kwartału na cały okres derogacji. Takie rozwiązanie ułatwiłoby uczestnikom rynku podejmowanie decyzji dot. przyszłości posiadanych aktywów wytwórczych. W tym obszarze toczyła się szeroka dyskusja oraz zostały wykonane analizy w zakresie możliwości wprowadzenia takiego rozwiązania. Jedną z głównych przeszkód jego implementacji był brak wcześniejszego przeprowadzenia aukcji dodatkowych dla lat 2026–2028, podczas gdy jednym z wymogów wprowadzenia derogacji było udowodnienie, że konkurencyjne procesy przetargowe są niewystarczające do rozwiązania problemu wystarczalności mocy.

Aukcje uzupełniające stanowią przedłużenie istniejących procesów rynku mocy i będą organizowane w przypadku, gdy po przeprowadzeniu pierwotnych procesów rynku mocy na dany rok dostaw (aukcja główna i aukcje dodatkowe) zidentyfikowany problem z wystarczalnością zasobów wytwórczych nie zostanie rozwiązany.

Organizacja aukcji uzupełniających po zakończeniu procesów aukcji dodatkowych na dany rok dostaw zapewni, że zmaksymalizowany zostanie udział podmiotów spełniających limit emisji, ponieważ jednostki niskoemisyjne mogą zarówno uczestniczyć w procesach pierwotnych rynku mocy (aukcja główna i dodatkowe) bez konkurencji ze strony jednostek wysokoemisyjnych, jak i konkurować z nimi w aukcjach uzupełniających. Aukcje uzupełniające będą organizowane na dany rok dostaw w przypadku stwierdzenia uzasadnionej potrzeby zakupu dodatkowych mocy (co potwierdzi NRAA wykonana przez operatora).

Do udziału w aukcjach uzupełniających są uprawnione: istniejące jednostki wytwórcze, jednostki zagraniczne oraz jednostki DSR. W celu uczestnictwa w aukcji należy przejść wcześniej proces certyfikacji.

Źródłem finansowania obowiązków mocowych uzyskanych w ramach aukcji uzupełniających jest opłata mocowa ponoszona przez odbiorców energii elektrycznej. Przewidywany przez ustawodawcę koszt aukcji uzupełniających w poszczególnych latach jest szacowany na: 2025 – 562,73 mln zł; 2026 – 3,33 mld zł; 2027 – 2,80 mld zł; 2028 – 2,59 mld zł.

W roku 2025 zaplanowano dwie tego typu aukcje uzupełniające: na okres H2 2025 oraz 2026 r.

### Wyniki aukcji uzupełniającej na H2 roku dostaw 2025

Aukcja uzupełniająca na H2 roku dostaw 2025 odbyła się 15 maja 2025 r.

Parametry aukcji uzupełniającej na H2 kształtowały się następująco:

- zapotrzebowanie na moc – 5444,486 MW,
- cena maksymalna określona dla cenobiorcy – 278,00 zł/kW/rok,
- cena maksymalna aukcji – 431,00 zł/kW/rok,
- zaokrąglona do 1000 MW łączna wielkość obowiązków mocowych oferowanych przez dostawców mocy – 5000 MW.

Aukcja uzupełniająca na H2 roku dostaw 2025 zakończyła się w 1. rundzie z ceną zamknięcia 431,00 zł/kW/rok. Cena zamknięcia była o 30,61 zł/kW/rok wyższa od ceny zamknięcia aukcji głównej na rok dostaw 2026 (400,39 zł/kW/rok).

Cena obowiązków mocowych dla JRM zagranicznych obejmujących strefę profilu synchronicznego wyniosła 415,83 zł/kW/rok. Cena obowiązków mocowych dla JRM zagranicznych obejmujących system przesyłowy Szwecji wyniosła 430,84 zł/kW/rok. Sumaryczna wielkość zakontraktowanych obowiązków mocowych wyniosła 5050,856 MW, w tym 1437,000 MW dotyczy umów mocowych, którymi objęte są jednostki rynku mocy składające się z jednostek fizycznych zagranicznych.

W kontekście kontraktów zagranicznych, najwięcej mocy przypadło na dostawców obejmujących strefę profilu synchronicznego 1169,000 MW, a dla profilu systemu przesyłowego Szwecji 268,000 MW.

Aukcja uzupełniająca na rok dostaw 2026 odbędzie się 11 września 2025 r.

### Modyfikacja mechanizmu rynku mocy po 2030 r.

Rynek mocy jest podstawowym elementem krajowej strategii zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w zakresie wystarczalności mocowej. Jego wprowadzenie pozwoliło na stabilizację planowanych przepływów z działalności operacyjnej podsektora wytwarzania energii elektrycznej, a w efekcie na modernizację dużej części istniejących aktywów i utrzymanie ich w komercyjnej eksploatacji w polskim systemie elektroenergetycznym. Jednocześnie możliwość uzyskania wsparcia procesu inwestycyjnego umożliwia powstanie nowych bloków gazowych w KSE.

Analiza wyników dotychczasowych aukcji wskazuje, że w latach 2021–2029 zakontraktowano łącznie 13,07 GW nowych mocy, przy czym 3,69 GW stanowią konwencjonalne jednostki wytwórcze węglowe, dla których – nawet jeśli decyzja inwestycyjna uwzględniła spodziewane przychody z rynku mocy – budowa w momencie rozstrzygnięcia aukcji była już zaawansowana.

Sumaryczna moc jednostek planowanych innych niż węglowe wynosi 9,36 GW, przy czym nie występuje istotne zróżnicowanie technologiczne (jednostki gazowe stanowią 62% wolumenu, a pozostałe 38% prawie wyłącznie magazyny energii, które pojawiły się w AG 2027, 2028 i 2029). Tak duża homogeniczność rezultatów może być wynikiem niskiej dojrzałości technologicznej alternatywnych (w stosunku do gazowych) źródeł mocy dyspozycyjnej, ale może również wskazywać na istnienie pośrednich barier wejścia dla technologii innych niż gazowe.

Od czasu wprowadzenia rynku mocy w 2018 r., krajobraz gospodarczy oraz technologiczny znacząco się zmienił. Krajowy miks energetyczny ulega w ostatnich latach dynamicznym przeobrażeniom. Skokowy wzrost mocy w prosumenckich w instalacjach PV podkreślił potrzebę posiadania elastycznych źródeł, które będą w stanie reagować na zmieniający się poziom generacji i zapotrzebowania na energię. Równoległe zaostrzająca się polityka klimatyczna w połączeniu z coraz bardziej ambitnymi zobowiązaniami w zakresie przechodzenia na gospodarkę zeroemisyjną, dają coraz silniejsze sygnały ekonomiczne dla przebudowy krajowego miksu energetycznego w kierunku wysokiej elastyczności przy jednoczesnej redukcji emisji. W związku z powyższym zasadny jest przegląd mechanizmu rynku mocy pod kątem jego zdolności do efektywnej gospodarczo realizacji tych celów i odpowiednia modyfikacja dotychczasowych rozwiązań. Ocena funkcjonowania rynku mocy w latach 2018–2024 przyjęta przez Radę Ministrów 18 lutego 2025 r. podkreśla kluczowe kwestie funkcjonowania rynku mocy:

- Od czasu uruchomienia rynku mocy sytuacja dotycząca wystarczalności zasobów wytwórczych uległa istotnej poprawie w perspektywie 2025 r.
- Wprowadzenie rynku mocy pozytywnie wpłynęło na dostępność w KSE mocy pozwalających na pokrycie zapotrzebowania i zachowanie wymaganych poziomów rezerw.
  - Wskazuje na to m.in. brak konieczności ogłaszania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej.
  - Analizy wystarczalności zasobów wytwórczych wskazują także na poprawę sytuacji w okresie pomiędzy wystąpieniem o zgodę na wdrożenie rynku mocy a czasem obecnym.
  - Ze względu na dynamiczne zmiany w systemie elektroenergetycznym związane ze wzrostem produkcji z niesterowalnych źródeł OZE potrzebne jest kontynuowanie mechanizmu, który rynkowo wspiera zapewnienie wystarczalności zasobów wytwórczych Polski.
  - Rynek mocy powinien pozostać neutralny technologicznie, przy czym powinien on zapewniać otwartość na nowoczesne rozwiązania techniczne, technologiczne i organizacyjne.

- Rynek mocy może wymagać uzupełnienia innymi rozwiązaniami, które będą miały na celu poprawę elastyczności krajowego systemu elektroenergetycznego<sup>5</sup>.

## WNIOSKI

Dotychczasowe doświadczenia z funkcjonowania rynku mocy wskazują, iż spełnia on podstawowe zadanie w zakresie zapewnienia wymaganego poziomu mocy oraz wsparcia w rozwoju nowych mocy w KSE. O ile pierwsze lata jego funkcjonowania utrwalały strukturę miksu wytwórczego w Polsce, o tyle kolejne przyniosły już rozwój nowych projektów prowadzących do jego dywersyfikacji. Znaczącą zmianę w strukturze kontraktów mocowych przyniosła ostatnia aukcja dla roku dostaw 2028, z dominującym udziałem magazynów energii. Nadwyżka oferowanej mocy względem zapotrzebowania spowodowała ustalenie ceny zamknięcia znacząco poniżej jej maksymalnego poziomu. Rynek mocy stanowi podstawowe źródło finansowania nowych projektów w zakresie wytwarzania oraz magazynowania energii. Potrzeba transformacji jednoznacznie potwierdza konieczność jego dalszego funkcjonowania po 2030 r., kiedy niezbędne będzie zastąpienie konwencjonalnych węglowych źródeł wytwórczych. Z opublikowanej przez PSE „Oceny wystarczalności zasobów na poziomie krajowym 2025–2040 (NRAA)”, ale również innych analiz przygotowanych przez organizacje branżowe we współpracy z niezależnymi ekspertami jednoznacznie wynika, że istnieje pilna potrzeba budowy nowych mocy wytwórczych, bez których nie będzie możliwe zapewnienie rezerwy mocy na bezpiecznym poziomie. Wprowadzone aukcje dogrywkowe pomogą rozwiązać ten problem tylko częściowo. Brak nowych stabilnych mocy wytwórczych oraz planu zastępowania trwale odstawionych bloków węglowych w analizowanym w Raporcie (NRAA) okresie powoduje, że standard bezpieczeństwa dla Polski według tego Raportu może nie zostać dotrzymany. Wolumen brakujących mocy znacząco rośnie po 2030 r., w związku z czym potrzebne jest podjęcie działań w celu jego uzupełnienia. Nowy mechanizm rynku mocy po 2031 r. powinien zostać tak przemodelowany, by możliwie najlepiej realizował swoją funkcję w dynamicznie zmieniającej się rzeczywistości przy jednoczesnej neutralności technologicznej. Konieczne jest pilne wypracowanie i wdrożenie przedłużenia rynku mocy, które zapewniłoby wystarczalność zasobów wytwórczych w systemie (zarówno poprzez inwestycje w nowe moce wytwórcze, ale również adresowałby problem elastyczności). Dodatkowo w kontekście wzmiankowanego w powyższych analizach wystarczalności realnego ryzyka niedoboru mocy po roku 2029 powinno rozważyć się możliwość wprowadzenia po r. 2028 mechanizmu pozwalającego na utrzymanie w systemie części niezbędnych źródeł węglowych do czasu ich zastąpienia przez nowe jednostki gazowe.

## 6. Reforma rynku bilansującego – oceny jakości bilansowania krajowego systemu elektroenergetycznego przez PSE

Reforma rynku bilansującego, jej pierwszy etap wdrażany w 2021 r. przez PSE był krokiem w kierunku bardziej elastycznego, efektywnego i zintegrowanego rynku energii w Polsce, z szerszym udziałem różnych podmiotów w procesie bilansowania. Wprowadzono zmiany umożliwiające wytwórcom OZE, odbiorcom oraz magazynom energii elektrycznej aktywne uczestnictwo w procesie bilansowania. Celem tych zmian było zwiększenie elastyczności i efektywności rynku energii w Polsce. Drugi etap reformy, który wszedł w życie 14 czerwca 2024 r., m.in. rozszerzył grono podmiotów uprawnionych do uczestnictwa w rynku, w tym mniejszych wytwórców OZE i odbiorców. Głównym celem zmian było zachęcenie uczestników rynku do lepszego dopasowania produkcji i zużycia energii do aktualnych potrzeb systemu elektroenergetycznego.

Reforma wynikała także ze zobowiązań zawartych w unijnym rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady UE 2019/943 z 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej [16] oraz rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące bilansowania [18], a także z opracowanego na podstawie ww. aktów prawnych „Planu wdrażania reform rynku energii elektrycznej”. Polska była zobowiązana do przygotowania Planu oraz przekazania go do Komisji Europejskiej w związku z funkcjonowaniem w naszym kraju rynku mocy.

Zmiany na rynku bilansującym miały umożliwić PSE jako OSP bilansowanie (równoważenie) podaży z popytem na energię elektryczną w każdej „jednostce” czasu poprzez zwiększenie skuteczności bilansowania. Odkonkretniono to m.in. poprzez skrócenie okresu rozliczeniowego z jednej godziny do 15 minut (co m.in. miało zapewnić lepsze przełożenie sytuacji rynkowej m.in. pozycji bilansowej na wycenę energii), wdrożenie rynkowych mechanizmów pozyskiwania rezerw mocy i poprawę wyceny energii w czasie rzeczywistym.

Zmiany dotyczyły także tzw. struktury obiektowej rynku bilansującego oraz katalogu usług bilansujących. Pojawiły się nowe kategorie obiektów, Jednostki Bilansowe i Jednostki Grafikowe, a także nowe usługi bilansujące, które umożliwiają pozyskiwanie nie tylko energii elektrycznej, ale i mocy bilansujących (patrz poniżej).

Wraz z wejściem w życie drugiego etapu reformy zwiększył się także katalog tzw. usług bilansujących, które będą mogli świadczyć Dostawcy Usług Bilansujących (DUB). Na ten katalog od 14 czerwca 2024 r. składa się nie tylko energia bilansująca, ale także moce bilansujące, w tym:

- rezerwa utrzymania częstotliwości w górę (FCR<sup>G</sup>) i w dół (FCR<sup>D</sup>),

<sup>5</sup> Ocenę funkcjonowania rynku mocy w latach 2018–2024

- rezerwa odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną w górę (aFRR<sup>G</sup>) i w dół (aFRR<sup>D</sup>),
- rezerwa odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną typu bezpośredniego w górę (mFRRd<sup>G</sup>) i w dół (mFRRd<sup>D</sup>),
- rezerwa zastępcza w górę (RR<sup>G</sup>) i w dół (RR<sup>D</sup>).

Na rynku bilansującym od ww. daty mogą składać oferty mniejsi wytwórcy – posiadający źródła o mocy minimum 0,2 MW, a nie – jak dotychczas – 1 MW.

Reforma objęła również proces planowania pracy systemu elektroenergetycznego oraz zasady zgłaszania OSP danych handlowych i technicznych przez uczestników rynku.

Na mocy wspomnianej reformy w WDB wprowadzono również zasady uczestnictwa polskich wytwórców w europejskiej platformie wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych oraz europejskiej platformie dla procesu kompensowania niezbilansowań, co umożliwi Polsce udział w tych instrumentach bilansowania unijnego rynku energii.

Wprowadzane od 14 czerwca 2025 r. zmiany miały poprawić wycenę energii elektrycznej w czasie rzeczywistym, generując nowe sygnały cenowe dla uczestniczących w rynku bilansującym wytwórców i odbiorców. Według PSE taka sytuacja ma także sprzyjać szerszemu wykorzystaniu magazynów energii. Takie inwestycje zrealizowane w większej skali mogłyby pomóc w stabilizowaniu systemu energetycznego.

W dniu 25 marca 2025 r. PSE opublikowały raport pt. „Ocena jakości bilansowania handlowego krajowego systemu elektroenergetycznego w okresie od 14.06–31.12.2024 r.” (Ocena). Zgodnie z nim wprowadzona 14 czerwca 2024 r. reforma rynku bilansującego podniosła jakość bilansowania handlowego, jednakże obserwowane wolumeny niezbilansowania są w ocenie PSE na niezadowolającym poziomie. Krajowy System Elektroenergetyczny (KSE) regularnie boryka się z tzw. problemem niedokontraktowania lub przekontraktowania.

W ramach TOE przeanalizowano ww. ocenę, poddając dyskusji (zarówno wewnętrznej, w ramach posiedzeń Rady Zarządzającej TOE i Zespołu TOE ds. Rynku Hurtowego (ZRH), jak i podczas spotkania z Przedstawicielami PSE 15 kwietnia 2025 r.) kluczowe zapisy Oceny, ale i szerzej omówiono powody niedokontraktowania lub przekontraktowania energii elektrycznej na rynku bilansującym, a także proponowane przez PSE kierunki zmian. Na podstawie dyskusji z ww. spotkań, a także na bazie dodatkowych materiałów nadesłanych przez Członków TOE opracowano „Stanowisko dotyczące oceny jakości bilansowania krajowego systemu elektroenergetycznego – opinia i analiza” (Stanowisko), w którym poruszono następujące zagadnienia:

- propozycje zmian mogących polepszyć jakość bilansowania handlowego KSE, dodatkowe proponowane przez TOE, poza zaproponowanymi przez PSE w Ocenie dwiema opcjami (Alpha i DK);
- wybór komponentu wzmacniającego „zachęty” do bilansowania uwzględniający dyskusje oraz argumenty Członków TOE przedstawione podczas kwietniowego spotkania z PSE, ale też materiały nadesłane do TOE i dyskutowane podczas spotkań wewnętrznych TOE;
- proponowany termin wprowadzenia zmian uwzględniający dyskusje oraz argumenty Członków TOE przedstawione podczas kwietniowego spotkania z PSE oraz dyskutowane podczas spotkań wewnętrznych TOE.

W swoim Stanowisku TOE zaproponowało m.in. następujące propozycje zmian:

- wdrożenie/ulepszenie narzędzi dla wytwórców i POB-ów do zgłaszania planów pracy (SOGL) czy też ich aktualizacji w ślad za zmieniającymi się prognozami nawet w dobie dostawy;
- wyłączenie w rozliczeniu POB energii elektrycznej pochodzącej z rozruchu technologicznego z zasobów będących w portfelu POB;
- dostosowanie IT i procesów do nowych zasad działania, w tym interakcja z Klientami;
- poprawienie „jakości” danych otrzymywanych przez POB oraz prognoz otrzymywanych ze strony OSP;
- zwiększenie możliwości „zarządzania” produkcją energii elektrycznej ze źródeł OZE, w szczególności z instalacji prosumentów.

Zdaniem TOE formułowanie wniosków o nadmiernym niezbilansowaniu uczestników rynku na podstawie analizy tylko drugiego półrocza 2024 r. i pierwszego kwartału 2025 r. wydaje się przedwczesne. Planowane na rynku bilansującym zmiany powinny mieć miejsce nie szybciej niż z zachowaniem półrocznego okresu od momentu uzgodnienia wariantu wzmacniającego zachęty do bilansowania, np. wyboru komponentu wzmacniającego zachęty do bilansowania tzw. współczynnika Alpha (który preferuje TOE), ale ze skutkiem na koniec danego roku kalendarzowego. TOE zaproponowało także w Stanowisku etapowe wprowadzanie zmian:

1. pierwszy rok – wprowadzenie dodatkowych propozycji zmian mogących polepszyć jakość bilansowania handlowego KSE, w tym tych opisanych powyżej;
2. wprowadzenie opcji – współczynnika Alpha, ale ze zmienionymi (łagodniejszymi), zaproponowanymi przez TOE parametrami odnoszącymi się do poziomu „karań”;
3. jeżeli pkt 1. i 2. nie odniosą skutku – wprowadzenie opcji – współczynnika Alpha w pełnym (mocniejszym) zakresie.

## WNIOSKI

Głównym celem wprowadzonych zmian na rynku bilansującym w Polsce była poprawa wyceny energii elektrycznej na rynku bilansującym, co miało zachęcić jego uczestników do większej elastyczności i dopasowania zużycia lub produkcji energii do bieżących potrzeb systemu elektroenergetycznego. Zmiany wynikały ze zobowiązań zawartych m.in. w unijnym rozporządzeniu w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej. W ramach drugiego etapu reformy rynku bilansującego w Polsce wprowadzono od 14 czerwca 2024 r. m.in.:

- skrócenie do 15 minut (z jednej godziny) okresów rozliczeniowych energii bilansującej oraz niezbilansowania;
- uruchomienie rynku mocy bilansujących, na którym OSP w sposób rynkowy, tzn. na zasadach konkurencyjnych, pozyskuje moce bilansujące umożliwiające zarządzanie sytuacją bilansową KSE;
- nowe kategorie obiektów, Jednostki Bilansowe i Jednostki Grafikowe, a także nowe usługi bilansujące umożliwiające nie tylko pozyskiwanie energii elektrycznej, ale i mocy bilansujących;
- Dostawców Usług Bilansujących (DUB).

W opublikowanym 25 marca 2025 r. raporcie „Ocena jakości bilansowania handlowego krajowego systemu elektroenergetycznego w okresie od 14.06–31.12.2024 r.” PSE wskazało, m.in., że reforma rynku bilansującego podniosła jakość bilansowania handlowego, jednakże obserwowane wolumeny niezbilansowania są w ocenie PSE na niezadowalającym poziomie, a KSE regularnie boryka się z problemem niedokontraktowania lub przekontraktowania. W związku z tym PSE w ww. raporcie zaproponowało zmiany, które rozpoczęły szeroką dyskusję przedstawicieli sektora elektroenergetycznego, w tym także Członków TOE.

## 7. Rynek kontraktów Power Purchase Agreement (PPA)

Unia Europejska, poprzez swoją politykę transformacji energetycznej i dekarbonizacji, systematycznie wprowadza nowe programy i narzędzia rynkowe mające na celu osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 r. Jednocześnie wyzwania ostatnich lat – pandemia COVID-19, wojna w Ukrainie oraz napięcia na Bliskim Wschodzie – znacząco wpłynęły na otoczenie gospodarcze i spowodowały dużą zmienność cen energii, w tym energii elektrycznej w szczególności. W efekcie spadła przewidywalność tych cen, co utrudnia długoterminowe planowanie zarówno na poziomie pojedynczych przedsiębiorstw, jak i całej gospodarki. W odpowiedzi na te wyzwania Komisja Europejska już w 2023 r. zaproponowała zmiany w ramach inicjatywy Electricity Market Design (EMD), wskazując na istotną rolę kontraktów typu Power Purchase Agreement (PPA) jako narzędzia zwiększającego stabilność rynku energii (zarówno od strony cenowej, jak i wolumenowej). Zagadnienie to było także opisane w wcześniejszych raportach TOE.

Umowy PPA to długoterminowe umowy zakupu energii elektrycznej bezpośrednio od wytwórców odnawialnych źródeł energii (OZE), które pozwalają na ustalenie ceny z wyprzedzeniem – w perspektywie od roku do nawet 15 lat – i tym samym ograniczają ekspozycję na rynkową zmienność cen. Kontrakty te mogą przyjmować różne formy: fizyczne (z fizyczną dostawą energii) lub finansowe (z rozliczeniem różnicy między ceną rynkową a ceną kontraktową), a także różne warianty cenowe (stała cena, zmienna, z przedziałem cenowym itp.). Dzięki swojej elastyczności umożliwiają dostosowanie do potrzeb odbiorców, minimalizują ryzyko cenowe i wspierają realizację celów klimatycznych poprzez ograniczanie śladu węglowego. W świetle rosnących wymagań raportowania ESG aspekt ten nabiera coraz większego znaczenia.

Najbardziej rozwinięte rynki PPA w Europie funkcjonują obecnie w Niemczech, Hiszpanii i krajach skandynawskich. Głównymi uczestnikami są duże międzynarodowe firmy zawierające kontrakty zazwyczaj na okres od 5 do 10 lat. Tylko w 2024 r., co przedstawiono na rysunku poniżej, w Europie podpisano umowy PPA o łączną moc sięgającą 18 GW – to ponad siedmiokrotnie więcej niż w 2019 r., kiedy moc ta wynosiła zaledwie 2,5 GW. Oznacza to średnioroczny wzrost rynku o ponad 140% pod względem wolumenów zawieranych kontraktów.



Źródło: opracowanie własne na podstawie Pexapark

Rysunek 2. Umowy PPA w Europie [GW]

W Polsce rynek PPA znajduje się w fazie dynamicznego wzrostu, choć nadal pozostaje mniej rozwinięty niż w krajach Europy Zachodniej. Zainteresowanie tego typu umowami wzrasta głównie z powodu wysokich i zmiennych cen energii na rynku hurtowym, a także rosnącej presji regulacyjnej i środowiskowej. Duże firmy przemysłowe oraz międzynarodowe koncerny poszukują stabilnych źródeł zasilania i sposobów na redukcję emisji. Również instytucje finansowe i inwestorzy coraz częściej wymagają, by spółki zabezpieczyły dostawy zielonej energii w sposób przewidywalny i transparentny – co umożliwiają właśnie umowy PPA.

Dynamikę tego rozwoju potwierdzają dane przedstawione także na kolejnym rysunku poniżej: w 2023 r. zawarto w Polsce 16 kontraktów PPA, podczas gdy w 2024 r. liczba ta wzrosła do 23. Mimo to rynek napotyka szereg barier rozwojowych, takich jak brak ujednoliconych standardów umów, niepewność regulacyjna, trudności w bilansowaniu kontraktów długoterminowych oraz ograniczone doświadczenie części uczestników – zwłaszcza po stronie odbiorców końcowych i instytucji finansujących.



Źródło: opracowanie własne na podstawie Pexapark

Rysunek 3. Rynek PPA w Polsce w latach 2023–2025

W celu wsparcia dalszego rozwoju tego rynku Komisja Europejska wspólnie z Europejskim Bankiem Inwestycyjnym (EBI) uruchomiła pilotażowy program wspierający korporacyjne umowy PPA. Program o wartości 500 mln EUR ma na celu udzielanie gwarancji EBI dla części kontraktów zawieranych przez przedsiębiorstwa – w szczególności MŚP i firmy z sektorów energochłonnych – na zakup energii elektrycznej z OZE w długim horyzoncie czasowym. Komisja i EBI planują dalsze rozszerzanie tej współpracy w kolejnych latach, aby promować kontrakty PPA jako standardowe narzędzie finansowania zielonej transformacji.

## WNIOSKI

Perspektywy rozwoju rynku PPA w Polsce są pozytywne. Wraz z rozbudową infrastruktury OZE, poprawą otoczenia prawnego i rosnącą presją środowiskową związaną z ograniczeniem śladu węglowego rynek PPA w Polsce będzie się coraz bardziej profesjonalizował. Należy oczekiwać dalszego wzrostu wolumenu zawieranych kontraktów oraz standaryzacji treści zawieranych umów. Równoległe mogą pojawić się nowe modele kontraktowe – krótsze (5–10 lat), powiązane z mechanizmami cen rynkowych, ale dające przewidywalność kosztów dla odbiorców korporacyjnych. Dodatkowo należy wspomnieć, że Komisja Europejska, wraz ze swoimi agencjami i instytucjami finansowymi, prowadzi obecnie przegląd rynku PPA w UE. Celem tych działań jest m.in. wskazanie państwom członkowskim rekomendowanych kierunków rozwoju oraz opracowanie wytycznych w zakresie standaryzacji kontraktów, co powinno zwiększyć ich transparentność i dostępność – także dla mniejszych uczestników rynku.

## 8. Ustawa z dnia 27 listopada 2024 r. o zmianie ustawy o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 r. oraz w 2024 r. oraz niektórych innych ustaw

Ustawa z dnia 27 listopada 2024 r. o zmianie ustawy o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 r. oraz w 2024 r. oraz niektórych innych ustaw [34] (ustawa z dnia 27 listopada 2024 r.) przedłużyła mechanizmy pomocowe mające na celu ograniczenie wzrostu cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych na 2025 r. Ustawa z dnia 27 listopada 2024 r. zmieniła m.in. (opisane szerzej w Raporcie TOE za 2024 [72]):

- ustawę z dnia 7 października 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 r. oraz 2024 r. w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej [45] (ustawa z dnia 7 października 2022 r.),
- ustawę z dnia 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 r. oraz w 2024 r. (ustawa z dnia 27 października 2022 r.) [44] oraz
- ustawę z dnia 23 maja 2024 r. o bonie energetycznym oraz o zmianie niektórych ustaw w celu ograniczenia cen energii elektrycznej, gazu ziemnego i ciepła systemowego [36] (ustawa o bonie energetycznym).

Dodatkowo wprowadziła ona przedłużenie do 30 czerwca 2025 r. zwolnienia z opłaty mocowej odbiorców pobierających energię elektryczną na własne potrzeby w punktach poboru o napięciu co najwyżej 1 kV (głównie gospodarstwa domowe), gwarantując jednocześnie, że PSE z tego tytułu otrzymają rekompensatę z Funduszu Przeciwdziałania COVID-19.

## Zmiany do ustawy z 7 października 2022 r.

Główną zmianą wprowadzoną do ustawy z dnia z 7 października 2022 r. był obowiązek złożenia przez przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną na potrzeby odbiorców uprawnionych posiadające zatwierdzoną i obowiązującą taryfę dla energii elektrycznej na okres od 1 lipca 2024 r. do 31 grudnia 2025 r. wniosku do Prezesa URE o zmianę tej taryfy bez zmiany okresu jej obowiązywania, w terminie do 30 kwietnia 2025 r. W przypadku sprzedawców z urzędu, zwolnionych z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, obowiązek złożenia wniosku do 30 kwietnia 2025 r. obejmuje zmianę taryfy dla energii elektrycznej dla tych odbiorców na okres od dnia 1 lipca 2024 r. do 31 grudnia 2025 r. albo zatwierdzenie taryfy dla energii elektrycznej na okres od 1 lipca 2025 r. do 31 grudnia 2025 r. – w przypadku gdy nie posiada zatwierdzonej przez Prezesa URE taryfy. W przypadku niezłożenia wniosku taryfowego ustawa zobowiązała Prezesa URE do wezwania spółek obrotu do tego działania w 7 dni. Sankcją za brak reakcji na wezwanie było wstrzymanie wypłaty rekompensat. Dodatkowo należy zwrócić uwagę, że ustawa z dnia 25 czerwca 2025 r. o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw [63] w brzmieniu przyjętym przez Senat i oczekująca na ponowne rozpatrzenie przez Sejm oraz podpisanie przez prezydenta zmieniła termin zamrożenia cen energii elektrycznej dla gospodarstw domowych do końca 2025 r. (patrz też rozdział 1 i 12).

## Zmiany do ustawy z dnia 27 października 2022 r.

Zgodnie z przepisami znowelizowanej ustawy z dnia 27 października 2022 r. ceny maksymalne energii elektrycznej zostały ustalone na poziomie:

- 1) 500 zł/MWh (bez podatku akcyzowego i podatku od towarów i usług) w przypadku odbiorców uprawnionych wskazanych w ustawie z dnia 7 października 2022 r., w szczególności odbiorców z tzw. grup taryfowych G, w odniesieniu do całej energii elektrycznej zużytej w okresie od dnia 1 stycznia do dnia 30 września 2025 r., z wyłączeniem odbiorców, którzy zawarli umowę z ceną dynamiczną energii elektrycznej.
- 2) 693 zł/MWh (bez podatku akcyzowego i podatku od towarów i usług) w przypadku jednostek samorządu terytorialnego i szeroko pojętych podmiotów użyteczności publicznej.
- 3) Warunkiem skorzystania z ceny maksymalnej przez odbiorcę uprawnionego, dla którego wyznaczono cenę maksymalną 693 zł/MWh, jest złożenie w terminie do 30 czerwca 2025 r. oświadczenia o treści zgodnej ze wzorem, który zostanie opublikowany w rozporządzeniu wykonawczym do ustawy z dnia 27 października 2022 r. (art. 5 ust. 8).

Ustawa uelastyczyła również zasady przesunięcia pomiędzy Funduszem Wypłaty Różnicy Ceny a Funduszem Przeciwdziałania COVID-19 środków przeznaczonych na rekompensaty za stosowanie mechanizmu ceny maksymalnej. Zarządca Rozliczeń S.A. może dokonać przesunięcia środków z Funduszu Wypłaty Różnicy Ceny na polecenie ministra właściwego do spraw energii.

## Zmiany do ustawy o bonie energetycznym

W zakresie ustawy o bonie energetycznym w ustawie zostały doprecyzowane przepisy określające zasady udzielenia i rozliczenia pomocy publicznej w zakresie wsparcia odbiorców z sektora MŚP w drugiej połowie 2024 r. Przepisy te m.in. obligują przedsiębiorców do wypełnienia dedykowanego, przejrzystego formularza informacji w zakresie udzielonej tym podmiotom pomocy publicznej.

## WNIOSKI

W ocenie TOE pozytywnym sygnałem jest stopniowe odmrążanie cen energii elektrycznej. Stabilizująca się sytuacja na rynkach surowców czy mniejsza długoterminowa zmienność cen energii elektrycznej w obrocie hurtowym powodują, że niwelują się przesłanki rynkowe do wyznaczenia ceny maksymalnej dla odbiorców. Niekorzystnie na przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną wpływają natomiast obowiązki udzielania pomocy *de minimis* i pomocy publicznej, brak możliwości pobierania opłat handlowych (miesięcznych) również w przypadku umów bez gwarancji ceny, które często w swoim zakresie posiadają usługi dodatkowe oferowane przez przedsiębiorstwa energetyczne, czy stosowanie ceny odniesienia zamiast ceny energii elektrycznej wynikające z zawartej umowy z gwarancją stałej ceny.

## 9. Ustawa z dnia 27 listopada 2024 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw

Ustawa z dnia 27 listopada 2024 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw [35] wprowadziła znaczące zmiany w zasadach rozliczeń prosumentów, którzy korzystają z systemu net-billing. Ponadto doszło do zmian ulg dla odbiorców przemysłowych (ulgi dot. umarzania świadectw pochodzenia, opłaty OZE, opłaty kogeneracyjnej) jako dostosowanie ulg do wymogów przepisów UE (tj. wytycznych w sprawie pomocy państwa na ochrony klimatu i środowiska oraz celów związanych z energią z 2022 r. – CEEAG). Ustawa dostosowała również przepisy krajowe dot. systemów wsparcia dla wytwórców energii z OZE do zmienionego rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014 uznające niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu (rozporządzenie GBER) i rozporządzenia UE 2019/943 w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej. Na mocy ustawy [35] wprowadzono również zmiany dot. przyspieszenia wydawania zezwoleń w obszarze OZE.

Jedną z kluczowych zmian wprowadzonych ustawą [35] jest „powrót” dla prosumentów i prosumentów zbiorowych do systemu rozliczeń opartego na rynkowej miesięcznej cenie energii elektrycznej (RCEm). Z tej opcji mogą skorzystać jedynie prosumenci i prosumenci zbiorowi, którzy po raz pierwszy wytworzyli energię elektryczną w instalacji OZE i wprowadzili ją do sieci elektroenergetycznej przed 1 lipca 2024 r. Dla ww. grupy prosumentów rozliczenia według ceny RCEm są stosowane automatycznie, bez potrzeby składania sprzedawcy dodatkowych oświadczeń. Jednocześnie mogą oni dokonać zmiany sposobu rozliczeń na podstawie rynkowej ceny energii elektrycznej obowiązującej w okresach rozliczania niezbilansowania (tj. ceny 15-minutowe – RCE) poprzez złożenie odpowiedniego oświadczenia do sprzedawcy. Po złożeniu oświadczenia nie jest możliwy powrót do rozliczeń na podstawie cen miesięcznych RCEm. Ustawa [35] wprowadziła ponadto zmiany w zasadach rozliczeń prosumentów, prosumentów zbiorowych oraz prosumentów wirtualnych, którzy po raz pierwszy wytworzyli energię w instalacji OZE i wprowadzili ją do sieci po 1 lipca 2024 r. Tacy prosumenci nie mogą korzystać z rozliczeń opartych na RCEm i będą mieli naliczany depozyt prosumencki według RCE. Dla tej grupy prosumentów ustawa [35] wprowadziła jednak istotną zmianę w wysokości zwracanej nadpłaty (tj. niewykorzystanego przez prosumenta depozytu prosumenckiego) do 30% wartości energii wprowadzonej do sieci w danym miesiącu kalendarzowym (zamiast dotychczasowych 20%). Prosumenci i prosumenci zbiorowi rozliczani według ceny RCEm nadal będą mieli zwrot nadpłaty do poziomu nieprzekraczającego 20%. Ustawa zmodyfikowała również zasady wyliczania wartości depozytu prosumenckiego poprzez zwiększenie jego warto-

ści o współczynnik 1,23. Zmiana obejmuje wszystkich prosumentów, zarówno tych rozliczanych według cen miesięcznych (RCEm), jak i tych rozliczanych według cen zgodnych z okresem rozliczania niezbilansowania (RCE). Należy odnotować, że pomimo licznych uwag ze strony TOE ustawa nowelizująca [35] nie przewiduje mechanizmu rekompensaty dla sprzedawców, z tytułu powiększenia kwot depozytu o współczynnik.

Nowelizacja wprowadziła również zwiększenie współczynnika tolerancji, który powoduje konieczność wykonania przez PSE korekty rynkowej miesięcznej ceny RCEm. Zmiana progu korekcji z 0,1% do 2% powinna skutkować znaczącym ograniczeniem liczby przypadków, w których będą następować korekty cen RCEm.

Dla odbiorców przemysłowych ustawa [35] m.in. wprowadziła zmiany w zakresie kryteriów, które uprawniają do uzyskania statusu odbiorcy przemysłowego, w tym przewidziała modyfikację katalogu rodzajów działalności gospodarczej (kodów PKD) uprawniających do uzyskania tego statusu. Nastąpiły również zmiany w sposobie określenia i wartości ulg dla odbiorców przemysłowych dot. obowiązku umarzania świadectw pochodzenia, wnoszenia opłaty OZE oraz opłaty kogeneracyjnej. Wprowadzono również mechanizmy opłaty wyrównawczej dla odbiorców przemysłowych jako mechanizmu minimalnej stawki opłat po ulgach. Odbiorcy przemysłowi korzystający z ulg będą mieli obowiązek ograniczenia emisji gazów cieplarnianych lub poprawy efektywności energetycznej. Oznacza on, że skorzystanie z ulg przysługujących odbiorcy przemysłowemu powiązane zostało z wypełnieniem ww. obowiązków.

Nowelizacja dostosowała również przepisy krajowe w zakresie systemów wsparcia dla wytwórców energii z OZE do zmienionego rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014 uznającego niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu (rozporządzenie GBER) i rozporządzenia UE 2019/943 w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej. W tym obszarze wprowadzono szereg zmian dostosowujących poszczególne systemy wsparcia wytwarzania energii z OZE (system taryf gwarantowanych i dopłat do ceny rynkowej – FiT i FiP, system aukcyjny) do przepisów ww. rozporządzeń, w tym związanych z obowiązkami sprzedawcy zobowiązanego.

Zmiany nastąpiły również w zakresie wydawania zezwoleń w obszarze OZE dotyczących instalowanych na budynkach instalacji OZE wykorzystujących do wytwarzania energii energię promieniowania słonecznego (instalacje PV na budynkach) oraz wchodzących w ich skład magazynów energii elektrycznej, pomp ciepła, urządzeń i instalacji niezbędnych do przyłączenia do sieci danej instalacji OZE oraz nadbudowy, rozbudowy przebudowy lub remontu instalacji OZE. Dla ww. instalacji OZE doszło do skrócenia obowiązujących mak-

symalnych terminów postępowań dotyczących wydania warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej, wydania warunków przyłączenia instalacji do sieci ciepłowniczej, wydania decyzji o pozwoleniu na budowę w przedmiocie robót budowlanych, dokonania wpisu do rejestru wytwórców wykonujących działalność gospodarczą w małej instalacji OZE, wydania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej lub koncesji na wytwarzanie ciepła lub koncesji na magazynowanie energii elektrycznej.

## WNIOSKI

Ustawa z dnia 27 listopada 2024 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw wprowadziła znaczące zmiany w zasadach rozliczeń prosumentów korzystających z systemu net-billing oraz wyjaśniła i uprościła zasady stosowania rynkowych cen RCE i RCEm. Równocześnie stworzyła zachętę do przechodzenia prosumentów z rozliczeń na podstawie cen RCEm do rozliczeń z cenami RCE.

Ustawa zmodyfikowała także zasady wyliczania depozytów prosumenckich, zwiększając ich wartość o współczynnik 1,23. Zmiana objęła prosumentów rozliczanych zarówno według cen RCEm, jak i rozliczanych według cen RCE.

Pomimo starań podejmowanych przez TOE w trakcie jej przygotowywania ustawa nie zapewniła sprzedawcom rekompensat wzrostu kosztów rozliczania depozytów prosumentów wynikającego z zastosowania współczynnika 1,23.

## 10. Ustawa z dnia 21 lutego 2025 r. o zmianie ustawy o rynku mocy oraz niektórych innych ustaw

Ustawa z dnia 21 lutego 2025 r. o zmianie ustawy o rynku mocy oraz niektórych innych ustaw [32] zmienia m.in. ustawę z dnia 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 r. oraz w 2024 r. w zakresie zmiany terminu składania wniosku o rozliczenie rekompensaty przez podmiot uprawniony za okres od 1 lipca 2024 r. do 31 grudnia 2024 r. oraz ustawę z dnia 23 maja 2024 r. o bonie energetycznym oraz o zmianie niektórych ustaw w celu ograniczenia cen energii elektrycznej, gazu ziemnego i ciepła systemowego w zakresie terminu złożenia informacji o pomocy przez przedsiębiorcę, wobec którego stosowany był mechanizm ceny maksymalnej energii elektrycznej.

## WNIOSKI

Wydłużenie terminu złożenia informacji o pomocy przez MŚP ogranicza ryzyko niedochowania terminu na wykonanie obowiązków ustawowych. Przesunięcie terminu składania wniosku o rozliczenie rekompensaty przez podmiot uprawniony pozwoli Zarządcy Rozliczeń na sprawne dokonanie rozliczenia końcowego sprzedawców energii elektrycznej za stosowanie mechanizmu ceny maksymalnej w drugiej połowie 2024 r. oraz uwzględnienie przez sprzedawców wszystkich informacji o pomocy złożonych przez przedsiębiorców w wydłużonym terminie.

### 11. Ustawa z dnia 23 kwietnia 2025 r. o zmianie ustawy o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 r. oraz w 2024 r. w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej

Ustawa z dnia 23 kwietnia 2025 r. o zmianie ustawy o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 r. oraz w 2024 r. w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej [31] zmienia terminy:

- 1) rozpoczęcia obowiązywania zmienionych w taryfach dla sprzedawców z urzędu cen energii elektrycznej z 1 lipca 2025 r. na 1 października 2025 r.,
- 2) obowiązku złożenia wniosków taryfowych przez te przedsiębiorstwa energetyczne z 30 kwietnia 2025 r. na 31 lipca 2025 r. dla okresu od 1 października 2025 r. do 31 grudnia 2025 r.

## WNIOSKI

Przesunięcie terminu wejścia w życie zmienionych taryf dla energii elektrycznej pozwoli na pełniejsze odzwierciedlenie warunków rynkowych w tych taryfach, co w przypadku nieprzedłużenia mechanizmu ceny maksymalnej energii elektrycznej do końca 2025 r. przełożyłoby się bezpośrednio na koszty energii elektrycznej ponoszone przez gospodarstwa domowe w IV kwartale 2025 r.

### 12. Ustawa z dnia 21 maja 2025 r. o zmianie niektórych ustaw w związku z wprowadzaniem centralnego systemu informacji rynku energii i innych ustaw

W dniu 11 czerwca 2025 r. weszła w życie zasadnicza część przepisów ustawy z dnia 21 maja 2025 r. o zmianie niektórych ustaw w związku z wprowadzaniem centralnego systemu informacji rynku energii i innych ustaw [21], której kluczowym celem była zmiana ostatecznego terminu rozpoczęcia przez uczestników rynku elektroenergetycznego realizacji procesów za pośrednictwem Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii (CSIRE). Wcześniejsze przepisy przewidywały uruchomienie CSIRE już z 1 lipca 2025 r. Ustawa [21] nie wprowadza w tym zakresie żadnych dalszych modyfikacji (termin został już opóźniony o rok względem pierwotnie przyjętego<sup>6</sup>). Z początkiem lipca 2025 r. CSIRE zostało uruchomione. W uzasadnieniu do projektu ustawy nowelizującej podkreślono ogromną skalę tego przedsięwzięcia i związane z nim obciążenia organizacyjne, mające wpływ zarówno na Operatora Informacji Rynku Energii (OIRE), jak i na sprzedawców energii elektrycznej oraz OSD. Rozpoczęcie realizacji procesów za pośrednictwem CSIRE wymaga m.in. przebudowy lub utworzenia systemów teleinformatycznych i zapewnienia ich sprawnego funkcjonowania, co wiąże się z długotrwałymi działaniami testowymi i usprawniającymi. Zmiana dotychczasowego stanu prawnego była podyktowana potrzebą dostosowania harmonogramu prac wdrożeniowych, prowadzących do finalnego rozpoczęcia przeprowadzania procesów rynku energii z wykorzystaniem CSIRE, do rzeczywistych możliwości uczestników rynku i ma pozwolić na efektywne, skuteczne oraz bezpieczne zakończenie tych prac. Przesunięcie obowiązków ustawowych związanych z wymianą informacji i realizacją procesów poprzez przedmiotowy system było postulowane przez wielu uczestników rynku, w tym przez sprzedawców energii zrzeszonych w TOE. W ramach konsultacji publicznych TOE poparło projekt ustawy nowelizującej i podkreśliło konieczność możliwie najszybszego zakończenia prac legislacyjnych<sup>7</sup>. Ustawa nowelizująca przyznaje OSD, do którego sieci przyłączonych jest mniej niż 100 000 PPE, możliwość etapowego przystępowania do realizacji zadań z wykorzystaniem CSIRE. Pozostali OSD będą realizować procesy za pośrednictwem systemu od 19 października 2026 r. OSD, który spełnia wyżej wskazane kryterium liczby przyłączonych PPE, może złożyć OIRE oświadczenie o gotowości do rozpoczęcia realizacji tych zadań w jednym z trzech „okien czasowych”: od 1 lipca 2025 r., od 1 marca 2026 r. albo od 1 lipca 2026 r. Ostatecznym terminem rozpoczęcia realizacji procesów poprzez CSIRE będzie zaś 19 października 2026 r.

O zasadności wdrożonego rozwiązania z pewnością świadczy fakt, że na 30 czerwca 2025 r. tylko czterech OSD (tzw. OSDn, niezależnych, nieprzyłączonych do sieci OSP) złożyło OIRE oświadczenie o gotowości do realizacji swoich zadań za pośrednictwem CSIRE<sup>8</sup>. Co szczególnie istotne z punktu widzenia TOE, sprzedawcy energii elektrycznej i podmioty odpowiedzialne za bilansowanie handlowe będą związane oświadczeniem danego OSD o jego gotowości do korzystania z CSIRE, tj. w zakresie obsługiwanych PPE przyłączonych do sieci tego OSD również będą zobowiązani realizować swoje zadania ustawowe w zakresie wymiany informacji i realizacji procesów poprzez system. Ustawodawca nie przewidział dla sprzedawców energii analogicznego uprawnienia do etapowego przystępowania do realizacji zadań za pośrednictwem systemu. Wprowadzenie etapowego przystępowania do realizacji procesów rynku energii poprzez CSIRE determinowało jednoczesne zmodyfikowanie przepisów, których praktyczna realizacja jest bezpośrednio powiązana z funkcjonowaniem tego systemu. Z tej przyczyny ustawodawca zróżnicował zakres stosowania nowej regulacji o sprzedaży rezerwowej oraz przepisów o skróconym czasie zmiany sprzedawcy (24 h). Przepisy, do stosowania których niezbędna jest realizacja procesów za pośrednictwem CSIRE przez wszystkich jego użytkowników, będą stosowane tylko do PPE przyłączonych do sieci OSD wykonujących swoje zadania za pomocą tego systemu. W praktyce oznacza to, że całość regulacji będzie stosowana powszechnie od 19 października 2026 r. Ustawa nowelizująca dostosowała do zmienionego harmonogramu stosowania CSIRE również przepisy dotyczące prosumenta wirtualnego, wprowadzając jednocześnie zmiany uzupełniające zauważone dotychczas luki prawne. Pełne wdrożenie możliwości korzystania z systemu wsparcia dla prosumenta wirtualnego będzie możliwe od 20 października 2026 r., do tego czasu ze wskazanego mechanizmu będą mogli korzystać jedynie prosumenci, których miejsce przyłączenia instalacji OZE i miejsce dostarczania energii znajdują się na obszarze działania tego samego OSD.

## WNIOSKI

Dostosowanie terminu rozpoczęcia realizacji procesów rynku energii za pośrednictwem CSIRE do rzeczywistych możliwości poszczególnych użytkowników systemu, w tym OSD, należy ocenić pozytywnie. Odejście od modelu pełnego funkcjonowania CSIRE od 1 lipca 2025 r. przyczyni się do usprawnienia prac wdrożeniowych również po stronie spółek obrotu energią elektryczną, co stanowi oczekiwaną odpowiedź na postulaty uczestników rynku.

## P1. Projekt ustawy o zmianie niektórych ustaw w celu dokonania deregulacji w zakresie energetyki (UDER29)

W czerwcu 2025 r. do prac sejmowych został skierowany projekt ustawy o zmianie niektórych ustaw w celu dokonania deregulacji w zakresie energetyki (nr UDER29 w wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów oraz druk nr 1310 w Sejmie) [64]. Celem projektu ustawy jest wdrożenie zmian legislacyjnych w kierunku uproszczenia regulacji i lepszego ich dostosowania do potrzeb obywateli oraz przedsiębiorców. Proponowane zmiany są efektem pracy Rządowego Zespołu ds. Deregulacji powołanego przez Radę Ministrów w marcu 2025 r.

W przygotowanym projekcie ustawy zostały zaadresowane następujące zmiany w obszarze energetyki i środowiska:

- 1) uproszczenie rachunków za energię elektryczną dla gospodarstw domowych w taki sposób, aby było obowiązkowe dokonywanie odpowiedniego podsumowania rachunku, na którym byłyby widoczne tylko najważniejsze składniki kosztowe, na podstawie których w czytelny sposób każdy odbiorca energii elektrycznej w gospodarstwie domowym będzie wiedział, ile wynosi koszt obrotu energią elektryczną, koszt jej dystrybucji oraz łączna kwota do zapłaty;
- 2) zmiana podstawowej formy wymiany korespondencji pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi, odbiorcami, organami administracji publicznej oraz innymi podmiotami na postać elektroniczną (za pomocą środków komunikacji elektronicznej) z umożliwieniem złożenia oświadczenia przez jedną ze stron, skutkującego obowiązkiem zachowania postaci papierowej (lub tradycyjnej formy pisemnej);
- 3) optymalizacja procesu przyłączeniowego poprzez rozszerzenie zakresu rodzajów instalacji, które mogą korzystać z tzw. cable pooling o wszelkie instalacje wytwórcze oraz magazyny energii;
- 4) podniesienie progu mocy zainstalowanej elektrycznej obligującego do uzyskania koncesji na wytwarzanie z 1 MW do 5 MW, przy jednoczesnym:
  - umożliwieniu wytwarzania energii elektrycznej bez koncesji w instalacjach OZE o mocy nie większej niż 5 MW,
  - utworzeniu w miejsce rejestru wytwórców w małej instalacji rejestru wytwórców energii w instalacji odnawialnego źródła energii obejmującego małe instalacje oraz instalacje OZE o mocy od 1 do 5 MW, dla których zaprojektowane zostały ułatwienia w zakresie sprawozdawczości;
- 5) podniesienie progu mocy dla instalacji fotowoltaicznych dachowych oraz wolnostojących, które nie wymagają po-

<sup>8</sup> <https://www.pse.pl/lista-podmiotow-csire>

zwolenia na budowę, ze 150 kW do 500 kW, pod warunkiem że taka instalacja będzie służyć wyłącznie zaspokoleniu własnego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz nie zostanie zlokalizowana na terenie obszarowych form ochrony przyrody, parku narodowego i jego otuliny, rezerwatu przyrody i jego otuliny (jeżeli została wyznaczona), parku krajobrazowego i jego otuliny (jeżeli została wyznaczona), obszaru Natura 2000, obszaru chronionego krajobrazu, użytku ekologicznego i zespołu przyrodniczo-krajobrazowego.

Według danych na koniec czerwca 2025 r. projekt znajduje się na etapie prac sejmowych. Do projektu w ramach konsultacji publicznych i opiniowania zebrano liczne uwagi, w tym uwagi TOE, które częściowo zostały uwzględnione przez projektodawcę. Planowana w projekcie data wejścia w życie ustawy to zasadniczo 14 dni od dnia jej ogłoszenia.

## P2. Projekt nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne (UC84)

Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (w wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów UC84), opublikowano w Rządowym Centrum Legislacyjnym 24 marca 2025 r., zaś 14 kwietnia 2025 r. upłynął termin zgłaszania stanowisk w ramach konsultacji społecznych. Od tego czasu nie poczyniono widocznych kroków na ścieżce legislacyjnej.

Trzydziestosiedmiostronicowy projekt ma na celu zrealizowanie kamienia milowego Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększenia Odporności<sup>9</sup>. Ponadto ma on dostosować polski porządek prawny do szeregu unijnych aktów prawnych, m.in. dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1711 z dnia 13 czerwca 2024 r. zmieniającej dyrektywy (UE) 2018/2001 i (UE) 2019/944 w odniesieniu do poprawy struktury unijnego rynku energii elektrycznej [5]. Wskazać należy, że ustawodawca jest już „spóźniony”, bowiem dla większości przepisów dyrektywy termin transpozycji wyznaczono na 17 stycznia 2025 r.

Projekt UC84 wprowadza do prawa energetycznego także nowe rozwiązania. Obejmuje on bowiem szereg oczekiwanych przez branżę elektroenergetyczną, aczkolwiek kontrowersyjnych, przepisów dotyczących przyszłości funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego. Ustawodawca w uzasadnieniu do projektu UC84 podkreśla, że projekt ustawy zawiera szereg regulacji dotyczących zidentyfikowanych w toku prac i dialogu z sektorem energii optymalizacji wykorzystania istniejącej infrastruktury.

Mimo że większość zmian ma objąć szeroko pojęty proces przyłączenia do sieci, propozycje legislacyjne dotyczą także procedury sprzedaży energii.

Do prawa energetycznego ma zostać wprowadzona nowa siatka pojęciowa: (1) umowa na czas oznaczony z gwarancją stałej ceny; (2) elastyczna umowa o przyłączenie do sieci; (3) zorganizowana platforma obrotu oraz (4) definicje związane z REMIT II: informacja wewnętrzna; handel algorytmiczny; osoba zawodowo pośrednicząca w zawieraniu transakcji lub zawodowo realizująca transakcje; platforma informacji wewnętrznych; zarejestrowany mechanizm sprawozdawczy.

Sprzedawca, który obsługuje co najmniej 200 tys. odbiorców ma oferować sprzedaż energii elektrycznej zarówno na podstawie umowy z ceną dynamiczną, jak i umowy na czas oznaczony z gwarancją stałej ceny na co najmniej jeden rok do zainteresowanych tego typu „produktom” odbiorców.

Sprzedawca ma przekazywać odbiorcom końcowym – najpóźniej w dniu zawarcia umowy – w przystępnej i zrozumiałej formie informacje o cenie i opłatach, o tym, czy cena jest stała, czy dynamiczna, swoje dane kontaktowe (numer tel., adres e-mail) oraz informacje o sposobach płatności, promocjach i dodatkowych usługach. Sprzedawca ma także w sposób przejrzysty i zrozumiały informować odbiorcę końcowego o kosztach, korzyściach i ryzykach związanych z danym rodzajem umowy sprzedaży lub kompleksowej.

Jednym z najbardziej kontrowersyjnych rozwiązań jest transpozycja do Prawa energetycznego nowego obowiązku dla przedsiębiorców zajmujących się obrotem energią elektryczną – sporządzania strategii zabezpieczających, mających na celu ograniczenie ryzyka (tzw. strategii hedgingowych). Według projektu UC84 powinna być ona sporządzana co 3 lata, w terminie do 30 czerwca, i przekazywana do zatwierdzenia Prezesowi URE.

Strategia określa środki, które mają na celu: ograniczenie ryzyka braku rentowności umów z odbiorcami energii elektrycznej spowodowanego wystąpieniem zmian na hurtowym rynku energii elektrycznej, zapewnienie płynności przedsiębiorstwa energetycznego na rynku dnia następnego i rynku dnia bieżącego oraz zapewnienie ciągłości dostaw energii elektrycznej. Środkami tymi mają być: zawarcie umów PPA, umów na Rynku Terminowym, Rynku Dnia Następnego i Rynku Dnia Bieżącego oraz inne działania mające na celu ograniczenie ryzyka wstrzymania dostaw energii elektrycznej, określone w ustawie.

Szczególnie istotną kwestią dla przedsiębiorstw zajmujących się obrotem jest przyznanie Prezesowi URE kompetencji do przeprowadzenia kontroli i prowadzenia postępowania wyjaśniającego w sprawach dot. manipulacji na rynku, niezgodnego z prawem wykorzystania informacji wewnętrznej oraz realizacji obowiązków REMIT II.

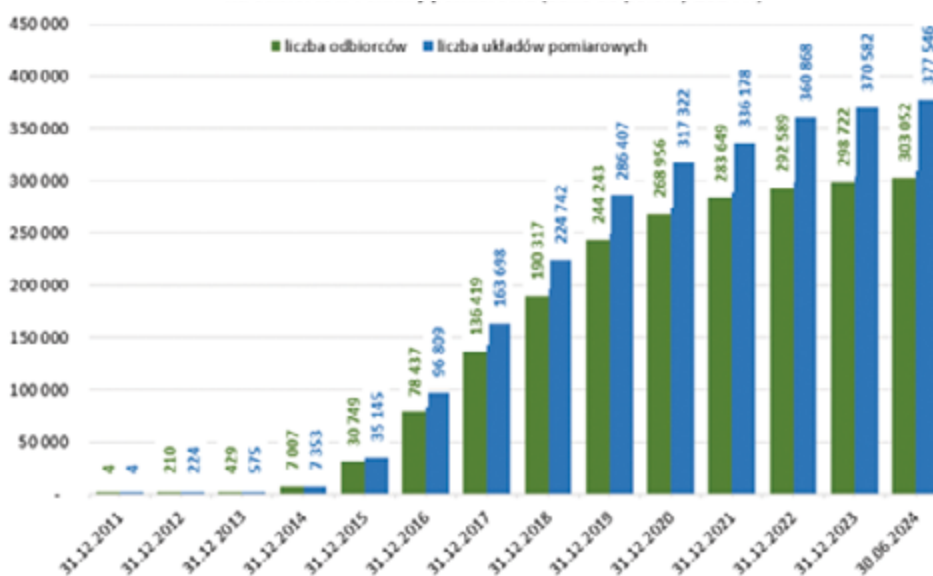
<sup>9</sup> <https://legislacja.gov.pl/projekt/12396003/katalog/13118081#13118081> (dostęp z 01.07.2025 r.)

### III. RYNEK GAZU

#### 1. Rynek detaliczny, obrót gazem – wybrane zagadnienia

W 2024 r., w porównaniu z latami poprzednimi, utrzymał się trend spadku liczby odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę paliwa gazowego (gazu). W 2024 r. obniżyła się także liczba zmian sprzedawcy gazu z prawie 11 tys. w 2022 r. do poniżej 6 tys.

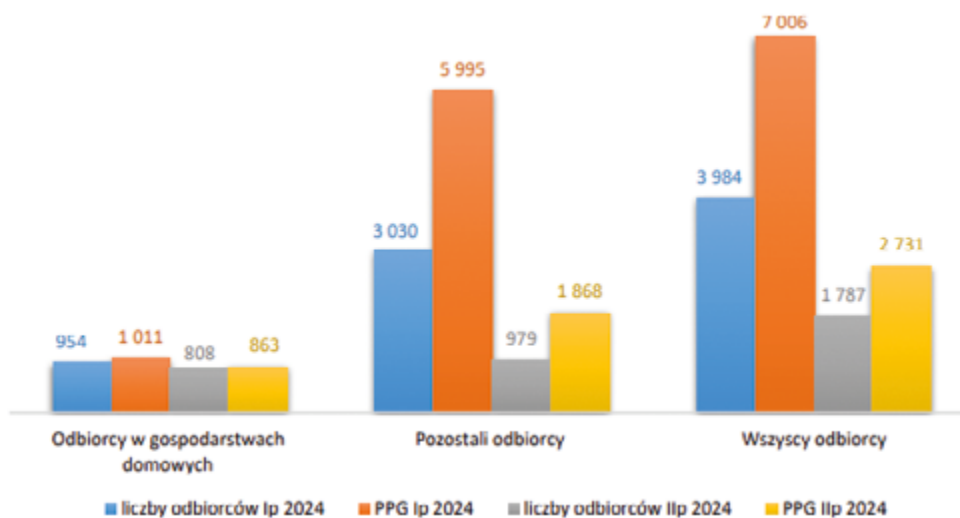
odbiorców w 2024 r. Od początku prowadzenia przez URE monitoringu zmian sprzedawcy do końca pierwszej połowy 2024 r. (od tego czasu Regulator nie aktualizuje zmian) odnotowano łącznie 303 052 zmiany sprzedawcy gazu, co przedstawiono za URE na rysunku poniżej.



Źródło: URE

Rysunek 4. Dynamika zmian sprzedawcy gazu (wg liczby przełączni) w podziale na odbiorców i układy pomiarowe na koniec pierwszej połowy 2024 r.

W poniższej tabeli przedstawiono liczbę zmian sprzedawcy (liczba odbiorców i PPG – punkty poboru gazu) w I i II półroczu 2024 r.



Źródło: URE

Rysunek 5. Liczba zmian sprzedawcy gazu ziemnego w I i II półroczu 2024 r.

W ramach przeprowadzonego szczegółowego postępowania kontrolnego Prezesa URE za rok 2024 dokonano analizy działalności łącznie 176 przedsiębiorstw zajmujących się obrotem paliwem gazowym. Spośród tej liczby 83 przedsiębiorstwa legitymujące się koncesją na obrót paliwami gazowymi (OPG) prowadziły sprzedaż gazu ziemnego wysokometanowego lub zaazotowanego do odbiorców końcowych. Ponadto dokonano analizy działalności 54 operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD, tu tzw. gazowych), z których 47 realizowało dostawy gazu ziemnego wysokometanowego lub zaazotowanego. W okresie: 2024 r. – pierwsza połowa 2025 r., Prezes URE cofnął koncesję OPG 4 podmiotom<sup>10</sup>.

W 2024 r. sprzedaż do odbiorców końcowych przyłączonych do sieci przesyłowej gazu ziemnego prowadziło 11 przedsiębiorstw spośród podmiotów posiadających koncesję na obrót paliwami gazowymi.

W roku 2024 przedsiębiorstwa obrotu posiadały łącznie 201 zawartych umów z OSD. Aktywną działalność sprzedażową w zakresie dostaw do gospodarstw domowych prowadziło 26 przedsiębiorstw, natomiast w zakresie dostaw do pozostałych odbiorców – 83 przedsiębiorstwa.

Na sieci Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. (PSG Sp. z o.o.) liczba zawartych umów z przedsiębiorstwami obrotu wyniosła 54. Spośród tych podmiotów 20 prowadziło sprzedaż gazu ziemnego do gospodarstw domowych, zaś 44 do pozostałych odbiorców.

Na dzień 31 grudnia 2024 r. do sieci OSD objętych badaniem URE odbiorców przyłączonych było łącznie 7 078 563, co odpowiadało liczbie 7 734 861 punktów poboru gazu (PPG). Dane zawarte w poniższych tabelach przedstawiają liczbę odbiorców gazu ziemnego wysokometanowego oraz zaazotowanego, z rozróżnieniem na gospodarstwa domowe oraz pozostałych odbiorców.

Tabela 4. Odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej gazu wysokometanowego

Grupy odbiorców	Gospodarstwa domowe		Pozostałych odbiorców	
	liczba	[%]	liczba	[%]
liczba odbiorców	6 516 869	97,15	191 118	2,85
liczba punktów poboru gazu (PPG)	7 050 107	96,04	290 688	3,96

Źródło: URE na podstawie danych z badania ankietowego

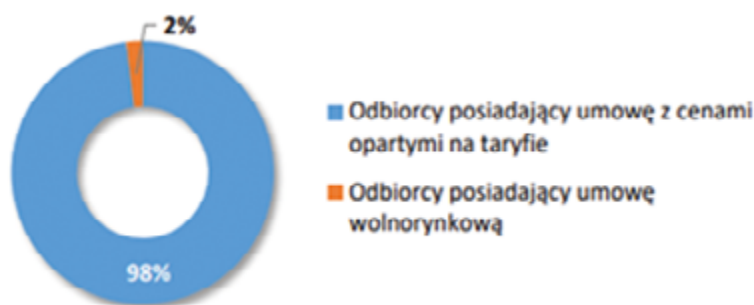
Tabela 5. Odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej gazu zaazotowanego

Grupy odbiorców	Gospodarstwa domowe		Pozostałych odbiorców	
	liczba	[%]	liczba	[%]
liczba odbiorców	355 650	95,97	14 926	4,03
liczba punktów poboru gazu (PPG)	373 905	94,88	20 166	5,12

Źródło: URE na podstawie danych z badania ankietowego

Jak wynika z powyższych danych, ponad 97% odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej stanowili odbiorcy z segmentu gospodarstw domowych.

Z informacji pozyskanych przez Prezesa URE od przedsiębiorstw obrotu paliwami gazowymi, przedstawionych na rysunku poniżej, wynika, że w 2024 r. 98% odbiorców nabywało gaz ziemny według cen określonych w taryfach zatwierdzonych przez Prezesa URE.

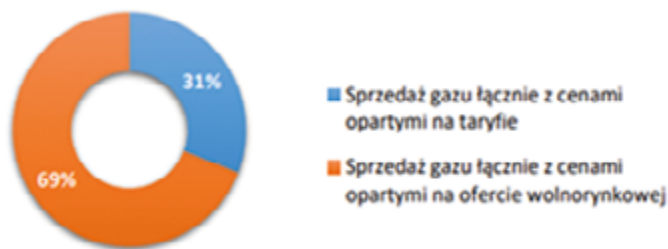


Źródło: URE na podstawie danych z badania ankietowego

Rysunek 6. Procent odbiorców posiadających umowę opartą na taryfie

<sup>10</sup> <https://rejstry.ure.gov.pl/c/3>

Udział procentowy wolumenu gazu sprzedanego po cenach z taryf zatwierdzonych przez Prezesa URE to 31%, co za URE przedstawia kolejny rysunek.

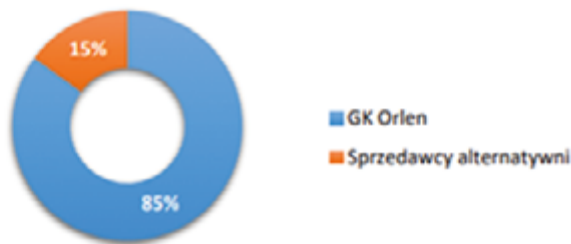


Źródło: URE na podstawie danych z badania ankietowego

**Rysunek 7.** Procent wolumenu gazu sprzedanego po cenach z taryf zatwierdzonych przez Prezesa URE

W roku sprawozdawczym całkowity wolumen sprzedaży paliwa gazowego wysokometanowego oraz zaazotowanego do odbiorców końcowych wyniósł 193 632 794 MWh, z czego największa część, tj. około 72%, została sprzedana odbiorcom innym niż gospodarstwa domowe, natomiast około 28% trafiło do odbiorców z segmentu gospodarstw domowych.

Rynek detaliczny gazu ziemnego (wysokometanowego oraz zaazotowanego) charakteryzuje się wysokim stopniem koncentracji. Udział podmiotów wchodzących w skład Grupy Kapitałowej Orlen w sprzedaży gazu ziemnego do odbiorców końcowych wyniósł, zgodnie z poniższym rysunkiem za URE, 85%. Poziom konkurencji pozostaje na niskim poziomie, co ogranicza efektywność rynkową.



Źródło: URE

**Rysunek 8.** Udział w sprzedaży gazu wysokometanowego i zaazotowanego w 2024 r. (według wolumenu sprzedanego gazu)

W 2024 r. cena paliwa gazowego nadal utrzymywała się na poziomie wyższym niż przed kryzysem energetycznym trwającym do 2022 r. W roku 2024 sprzedawcy paliw gazowych nadal byli zobligowani do przedkładania taryf do zatwierdzenia Prezesowi URE w odniesieniu do odbiorców wskazanych w art. 62b ustawy – Prawo energetyczne [56], w tym gospodarstw domowych. Termin zniesienia przedmiotowego obowiązku został przesunięty na rok 2028. Natomiast obowiązki zamrożenia cen paliwa gazowego i opłat związanych z dystrybucją obowiązywały do końca 2024 r. (szerzej o tym poniżej przy opisie uwarunkowań regulacyjnych).

W 2024 r. Prezes URE zatwierdził łącznie 85 taryf bądź zmian taryf dla przedsiębiorstw wykonujących działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami gazowymi.

W toku postępowania taryfowego Prezes URE zobowiązany jest w szczególności do weryfikacji, czy ceny oraz stawki opłat określone w przedłożonej taryfie zostały skalkulowane zgodnie z art. 45 ustawy – Prawo energetyczne [56], tj. czy zapewniają one pokrycie wyłącznie kosztów uzasadnionych oraz gwarantują należyty poziom ochrony interesów odbiorców końcowych przed nieuzasadnionym poziomem opłat.

Zgodnie z obowiązującymi przepisami taryfy sporządzane przez przedsiębiorstwa energetyczne w zakresie sprzedaży paliw gazowych podlegały zatwierdzeniu przez Prezesa URE wyłącznie

w odniesieniu do sprzedaży gazu ziemnego realizowanej na rzecz odbiorców w gospodarstwach domowych oraz odbiorców wykonujących zadania z zakresu użyteczności publicznej (dalej łącznie: „odbiorcy uprawnieni”).

Niestabilność geopolityczna oraz fundamentalne zmiany na rynku gazu ziemnego w Europie, a także coraz większy nacisk na dekarbonizację polegającą na odchodzeniu od wykorzystywania paliwa gazowego i zastępowania go gazami odnawialnymi, w szczególności wodorem, biometanem czy biogazem stawiają segment elektroenergetyki gazowej pod presją. Wahania cen surowców, wzrost inflacji oraz kosztu pieniądza, problemy z dostępnością wielu materiałów czy zaburzenia logistyki ich dostaw to jedne z wielu przeszkód utrudniających podejmowanie decyzji o inwestycjach w nowe moce wytwórcze (poniżej przy opisie uwarunkowań regulacyjnych przedstawiamy szerszy opis do rozwoju rynku biometanu).

Podobnie jak w 2023 r. jesteśmy świadkami znaczących zmian w sektorze energetycznym na całym świecie, co w połączeniu z ogromnymi napięciami geopolitycznymi wpływa na trudności prognozowania dalszego rozwoju sytuacji w branży oraz wpływa na utrzymanie wysokich cen paliw gazowych. Odbiorcy przemysłowi odczuwają to, ponieważ gospodarka unijna, w tym polska, przestaje być konkurencyjna.

## 2. Uwarunkowania infrastrukturalne

### Połączenia międzysystemowe

Dla bezpieczeństwa energetycznego kraju kluczowe znaczenie mają połączenia polskiego systemu gazowniczego z systemami krajów ościennych umożliwiające dywersyfikację kierunków zaopatrzenia w paliwo gazowe. Istniejące połączenia międzysystemowe pozwalają na import gazu z Danii, Niemiec, Litwy, Ukrainy, Słowacji, Czech oraz import LNG drogą morską przez terminal LNG w Świnoujściu. Eksport gazu z Polski do krajów ościennych możliwy jest przez dwukierunkowe punkty Faxe, Mallnow, GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS<sup>11</sup>, Santaka, Vyrava, GCP GAZ-SYSTEM/UA TSO oraz Cieszyn<sup>12</sup>.

Prowadzone w ostatnich latach inwestycje w rozbudowę połączeń międzysystemowych umożliwiły realizację strategii dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego do kraju oraz uniezależnienie się od dostaw ze Wschodu. Kluczowym projektem infrastrukturalnym o znaczeniu strategicznym, oddanym do użytku 1 października 2022 r., jest Baltic Pipe, który umożliwia m.in. dostęp do złóż gazu zlokalizowanych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. W punkcie Faxe, łączącym systemy przesyłowe Danii i Polski, całkowita przepustowość w kierunku Polski wynosi 10 mld m<sup>3</sup> rocznie oraz 3 mld m<sup>3</sup> rocznie w kierunku duńskim.

Kolejną strategiczną inwestycję, uruchomioną w maju 2022 r., stanowi interkonektor Polska–Litwa (GIPL). Przepustowość na połączeniu międzysystemowym Santaka w kierunku Litwy wynosi 2,4 mld m<sup>3</sup> oraz 1,9 mld m<sup>3</sup> rocznie w kierunku Polski. Z kolei w listopadzie 2022 r. operator po raz pierwszy udostępnił przepustowość w ramach aukcji mocy dobowych dla punktu Vyrava na granicy polsko-słowackiej. Interkonektor Polska–Słowacja umożliwia przesył gazu na poziomie 5,7 mld m<sup>3</sup> rocznie w kierunku Polski oraz 4,7 mld m<sup>3</sup> rocznie w kierunku Słowacji.

Poza uruchomionymi w ostatnich latach połączeniami międzysystemowymi istnieje możliwość importu paliwa gazowego do Polski z kierunku Niemiec poprzez punkt GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS oraz punkt Mallnow, z Czech przez punkt Cieszyn oraz poprzez terminal LNG w Świnoujściu. Z kierunku wschodniego import gazu może być realizowany z Ukrainy przez punkt GCP GAZ-SYSTEM/UA TSO.

Na początku grudnia 2024 r. GAZ-SYSTEM poinformował o udostępnieniu przepustowości ciągłej od 1 stycznia do 30 września 2025 r. w punkcie GCP GAZ-SYSTEM/UA TSO w kierunku Ukrainy, zamiast dotychczasowej oferty przerywanej. W maju 2025 r. oferta przepustowości ciągłej została przedłużona na rok gazowy 2025/2026.

Od 1 stycznia 2023 r. GAZ-SYSTEM S.A. nie udostępnia przepustowości w punktach Wysokoje oraz Tietierowka na granicy z Białorusią oraz punkcie Kondratki, tj. w fizycznym punkcie wejścia do polskiego odcinka gazociągu przesyłowego Jamał–Europa. Ponadto na koniec marca 2023 r. na wniosek operatora Prezes URE podjął decyzję o usunięciu punktów Wysokoje i Tietierowka z listy punktów właściwych Krajowego Systemu Przesyłowego oraz punktu Kondratki z listy punktów właściwych Systemu Gazociągów Tranzytowych, co związane jest z konfliktem zbrojnym w Ukrainie oraz nałożeniem sankcji na Białoruś i Federację Rosyjską.

Na przestrzeni ostatnich lat mamy do czynienia z postępującą dywersyfikacją źródeł i kierunków dostaw paliwa gazowego do Polski. W 2024 r. zaimportowano łącznie 170,39 TWh (15,53 mld m<sup>3</sup>, przeliczenie przy cieple spalania 39,5 MJ/m<sup>3</sup>) gazu ziemnego, co stanowiło wzrost o około 1% w porównaniu z 2023 r. Największy udział w strukturze importu miał gazociąg Baltic Pipe, którym przesłano 78,97 TWh gazu, co przekłada się na wzrost o 4% r/r. Drugim kluczowym źródłem pozyskania gazu był terminal LNG w Świnoujściu, odpowiadający za około 39% importu. Dostawy LNG w 2024 r. utrzymywały się na poziomie zbliżonym do poprzedniego i wyniosły 67,25 TWh.

Ponad dwukrotnie więcej gazu zaimportowano z kierunku ukraińskiego – dostarczono 13,24 TWh, co stanowi wzrost o 134% względem roku poprzedniego. Jednocześnie zmniejszył się udział dostaw z krajów UE w łącznym imporcie z 12% w roku 2023 do poziomu 6% w roku 2024. Wzrosły przepływy z Czech i Litwy, natomiast spadek wykorzystania infrastruktury odnotowano na połączeniach z Niemcami i Słowacją.

Przesył gazu ziemnego z Polski w 2024 r. realizowano głównie w kierunku litewskim przez punkt Santaka, który wyniósł 1,51 TWh, co stanowi spadek o 35% w porównaniu z rokiem 2023. Eksport w kierunku Niemiec i Słowacji utrzymywał się na poziomie marginalnym, wynoszącym łącznie 0,07 TWh. Z kolei wolumen eksportu na Ukrainę przez punkt GCP GAZ-SYSTEM/UA TSO spadł z 6,23 TWh w 2023 do zera w 2024 r.

W poniższej tabeli przedstawiono przepływy gazu na krajowych punktach wejścia/wyjścia.

<sup>11</sup> Zdolności bliskie zeru

<sup>12</sup> Dostępne tylko moce przerywane

Tabela 6. Faktyczna ilość przesłanego gazu na krajowych punktach wejścia/wyjścia

Punkt wejścia/wyjścia (w TWh)	2024	2023	Zmiana %
<b>Dostawy z UE</b>	<b>10,93</b>	<b>19,55</b>	<b>-44%</b>
GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS	5,49	9,62	-43%
Cieszyn	2,21	1,92	15%
Mallnow	0,53	4,30	-88%
Santaka (GIPL)	2,57	2,29	12%
Vyrava	0,11	1,41	-92%
<b>Baltic Pipe</b>	<b>78,97</b>	<b>76,15</b>	<b>4%</b>
<b>Dostawy ze Wschodu</b>	<b>13,24</b>	<b>5,67</b>	<b>134%</b>
GCP GAZ-SYSTEM/UA TSO	13,24	5,67	134%
<b>Regazyfikacja LNG</b>	<b>67,25</b>	<b>67,21</b>	<b>0%</b>
<b>Łączny import</b>	<b>170,39</b>	<b>168,58</b>	<b>1%</b>
<b>Eksport na Ukrainę</b>	<b>0,00</b>	<b>6,23</b>	<b>-100%</b>
<b>Eksport na Litwę</b>	<b>1,51</b>	<b>2,30</b>	<b>-35%</b>
<b>Pozostały eksport (Słowacja i Niemcy)</b>	<b>0,07</b>	<b>0,18</b>	<b>-61%</b>
<b>Import netto</b>	<b>168,8</b>	<b>159,9</b>	<b>6%</b>

Źródło: Zestawienie na podstawie danych OGP GAZ-SYSTEM S.A.

## Magazyny

Magazyny gazu stanowią istotny element infrastruktury wpływający na bezpieczeństwo energetyczne kraju w sektorze gazowym. Polska dysponuje 7 podziemnymi magazynami gazu wysokometanowego o łącznej pojemności czynnej około 37,5 TWh (3,3 mld m<sup>3</sup>). Operatorem systemu magazynowania dla tych instalacji magazynowych jest Gas Storage Poland Sp. z o.o. W dniu 28 czerwca 2024 r. 100% udziałów w spółce Gas Storage Poland zostało przejęte przez Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. Sprzedaż spółki była warunkiem fuzji ORLEN S.A. oraz PGNiG S.A. na podstawie postanowień decyzji Prezesa UOKiK z 16 marca 2022 r.

Usługa magazynowania jest udostępniana w ramach Grupy Instalacji Magazynowych Kawerna (w skład której wchodzi KPMG Mogilno oraz KPMG Kosakowo) i Sanok (PMG Swarzędz, PMG Brzeźnica, PMG Strachocina oraz PMG Husów), a także Instalacji Magazynowej PMG Wierzchowice.

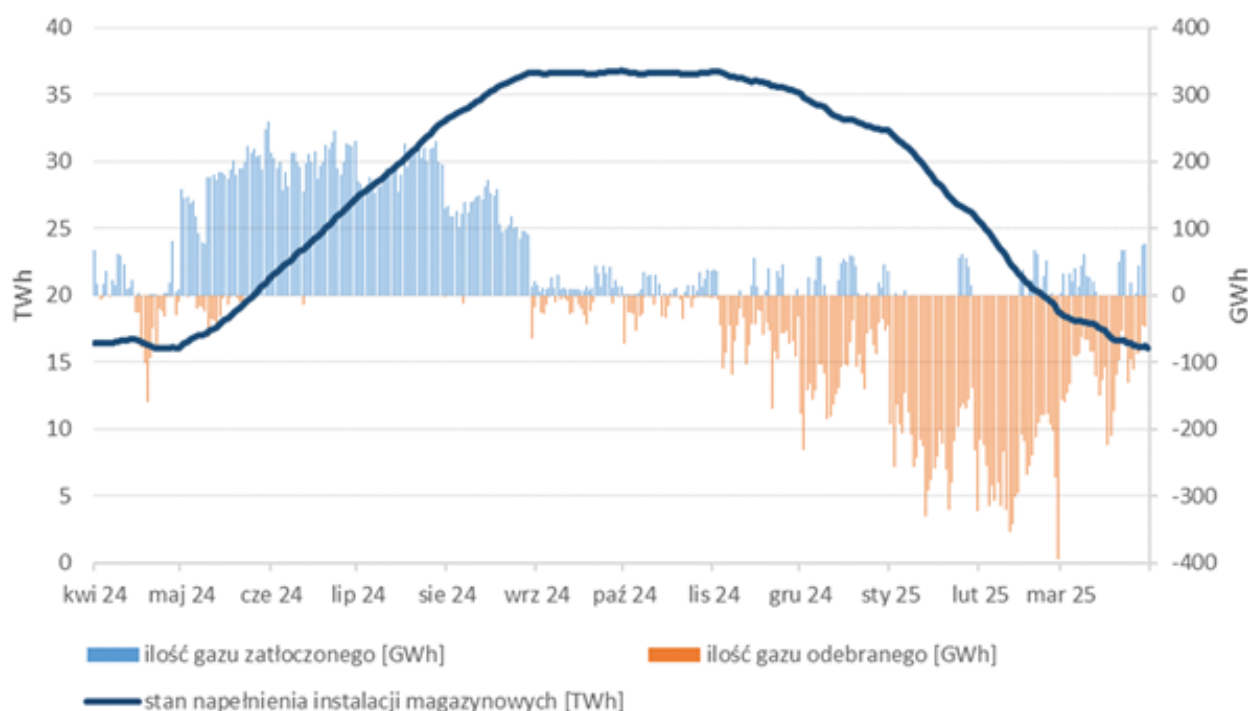
W 2023 r. powiększono pojemność PMG Strachocina o 100 mln m<sup>3</sup> (do 460 mln m<sup>3</sup>) oraz rozpoczęły się prace nad rozbudową podziemnego magazynu gazu w Wierzchowicach. W wyniku realizacji inwestycji pojemność czynna wzrosła o 800 mln m<sup>3</sup>, jak również zwiększą się moce zatłaczania oraz odbioru. Tym samym łączna pojemność krajowych magazynów osiągnie ponad 4 mld m<sup>3</sup> (wzrost o 25%). Zgodnie z informacją opublikowaną przez GSP 1 września 2023 r. planowane zakończenie inwestycji przypada na przełom lat 2025 i 2026.

Na koniec sezonu zimowego 2023/2024 (31 marca 2024 r.) w krajowych magazynach znajdowały się rezerwy gazu w wielkości 16,3 TWh (około 43% całkowitej pojemności), o 3,7 TWh mniej niż w analogicznym okresie poprzedzającego roku. Rok 2024 zakończył się wypełnieniem polskich magazynów wynoszącym około 86% całkowitej pojemności, co stanowi spadek o około 9 punktów procentowych względem rezerw gazu z poprzedniego roku. Poziom napełnienia instalacji magazynowych na koniec sezonu zimowego 2024/2025 sięgał 16,1 TWh (około 43% całkowitej pojemności).

Zgodnie z przyjętym rozporządzeniem przez Radę UE w czerwcu 2022 r. magazyny gazu w państwach członkowskich musiały zostać napełnione w co najmniej 80% ich pojemności do 1 listopada 2022 r. oraz w 90% do 1 listopada każdego kolejnego roku. Na dzień 1 listopada 2024 r. poziom zatłoczenia polskich instalacji magazynowych wynosił około 98%.

W maju 2025 r. Parlament Europejski przyjął projekt zmian do rozporządzenia dotyczącego magazynowania gazu. Propozycja zakłada przedłużenie unijnego systemu zapełniania magazynów do 31 grudnia 2027 r. oraz obniżenie celu napełniania z 90% do 83%, przy czym cel mógłby być osiągnięty w dowolnym momencie pomiędzy 1 października a 1 grudnia każdego roku. W przypadku niesprzyjających warunków rynkowych państwa członkowskie mogłyby zastosować odstępstwa, które łącznie nie mogą skutkować spadkiem zapasów poniżej 75%. Obecnie trwają negocjacje pomiędzy Parlamentem Europejskim i Radą UE, a finalny kształt przepisów ma zostać ustalony w kolejnych miesiącach.

Na rysunku poniżej przedstawiono wykorzystanie technicznej zdolności magazynowej gazu w Polsce w 2024/2025 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych AGSI

Rysunek 9. Wykorzystanie technicznej zdolności magazynowej gazu w Polsce w 2024/2025 r.

## LNG

Terminal LNG w Świnoujściu został oddany do użytku z końcem 2015 r. i rozpoczął działalność komercyjną w połowie 2016 r. Stanowi on jedną z największych i najważniejszych inwestycji w infrastrukturę gazową w ostatnich latach mającą na celu poprawienie bezpieczeństwa energetycznego Polski. Terminal pozwala na odbieranie skroplonego gazu (LNG) drogą morską z dowolnego kierunku na świecie. Jako pierwszy tego typu projekt w Europie Środkowo-Wschodniej otworzył możliwości wykorzystania go na obszarze regionalnym. Największe jednostki dostarczające LNG do Świnoujścia to tzw. Q-flexy, umożliwiają dostarczenie ładunku LNG, który po regazyfikacji dostarcza do sieci gazowej około 120 mln m<sup>3</sup> gazu. Z końcem 2024 r. zakończył się Program Rozbudowy Terminala w Świnoujściu. Po zakończeniu rozbudowy moc regazyfikacyjna instalacji wzrosła do 8,3 mld m<sup>3</sup> rocznie. Po oddaniu do użytku terminala FSRU w Gdańsku łączna przepustowość obu instalacji wyniesie około 14 mld m<sup>3</sup> rocznie. Obecnie ORLEN dysponuje portfelem kontraktów długoterminowych na dostawy LNG zarówno w formule DES, czyli z obowiązkiem sprzedawcy do dostawy LNG do portu wyładunku (umowy z Qatargas i Cheniere), jak i formule FOB, czyli z odbiorem ładunku z terminali skraplających (umowy z Venture Global i Port Arthur z grupy Sempra), do czego konieczna jest własna flota zbiornikowców LNG. W celu transportu LNG zakupionego na bazie FOB, spółka Orlen LNG Trading Limited

wyczarterowała osiem nowo budowanych zbiornikowców. Sześć jednostek od armatora Knutsen – *Lech Kaczyński*, *Grzyzna Gęsicka*, *Saint Barbara*, *Ignacy Łukasiewicz*, *Józef Piłsudski* oraz *Ignacy Jan Paderewski* zostało już odebranych, natomiast pozostałe dwie, które zostały wyczarterowane od spółki Maran Gas Maritime wejdą do użytku przed końcem 2025 r. Oprócz dostaw realizowanych w ramach umów długoterminowych, do Świnoujścia dostarczane są również ładunki pozyskiwane na rynku spotowym (SPOT), co wpływa na zwiększenie wykorzystania mocy regazyfikacyjnych terminala LNG w Świnoujściu. W okresie od 1 stycznia 2024 r. do 30 czerwca 2025 r. za pośrednictwem OLT zrealizowano 42 dostawy SPOT, w tym 5 zakupionych na bazie FOB. Dostawy FOB zostały zrealizowane przy wykorzystaniu wyczarterowanych zbiornikowców do przewozu LNG. Pierwsza taka dostawa miała miejsce w maju 2022 r.

W sumie w ww. okresie zaimportowano do Terminala LNG w Świnoujściu ponad 7,51 mln ton LNG.

W analizowanym okresie zrealizowano łącznie 101 dostaw, w tym:

- 59 na podstawie kontraktów długoterminowych,
- 42 dostawy SPOT.

Obecna przepustowość terminala LNG może okazać się niewystarczająca dla skorzystania przez zainteresowane importem podmioty, stąd potrzeba zwiększania krajowych mocy regazyfikacyjnych.

## Kluczowe projekty infrastrukturalne

### Terminal FSRU w Gdańsku

Trwa realizacja projektu, dzięki któremu w Polsce powstanie drugi terminal umożliwiający import LNG, tj. terminal FSRU (ang. Floating Storage Regasification Unit) w Gdańsku. Realizacja przedmiotowego projektu zwiększy bezpieczeństwo energetyczne Polski oraz państw regionu Europy Środkowo-Wschodniej. Zgodnie z opublikowanymi informacjami nowy terminal LNG umożliwi regazyfikację na poziomie co najmniej 6,1 mld m<sup>3</sup> rocznie, zaś jego uruchomienie, pod warunkiem podjęcia przez GAZ-SYSTEM S.A. pozytywnej ostatecznej decyzji inwestycyjnej oraz zrealizowania tej inwestycji w zakładanym terminie, planowane jest na 2028 r.

Inwestycja obejmuje następujące kluczowe elementy:

- 1) czarter pływającej jednostki FSRU o pojemności min. 170 tys. m<sup>3</sup> LNG, zdolnej do wyładunku LNG, procesowego składowania i regazyfikacji LNG na poziomie nie niższym niż 783,5 tys. m<sup>3</sup>/h. Poza tym jednostka ma mieć możliwość świadczenia usług dodatkowych w zakresie przeładunku LNG. W dniu 30 stycznia 2024 r. Gaz-System poinformował o dokonaniu wyboru najkorzystniejszej oferty na dostarczenie i obsługę FSRU, a tym samym armatora, z którym będzie uzgadniał warunki umowy czarterowej. ORLEN zamierza kontynuować rozmowy z firmą Mitsui O.S.K. Lines;
- 2) infrastrukturę umożliwiającą zacumowanie FSRU oraz odbiór LNG z jednostki, w tym stanowisko statkowe (nabrzeże) oraz falochron osłonowy;
- 3) gazociąg podmorski łączący FSRU z Krajowym Systemem Przesyłowym gazu;
- 4) gazociągi lądowe, które zapewnią możliwość odbioru gazu z terminala FSRU i rozprowadzenia po Krajowym Systemie Przesyłowym gazu;
- 5) w sierpniu 2023 r. zakończona została procedura udostępniania mocy terminala FSRU w Gdańsku, w efekcie której Orlen zarezerwował 100% oferowanych ilości.

### Projekt połączenia międzysystemowego Polska-Czechy (Stork II) w połączeniu z projektem Terminalu FSRU 2

Zainteresowanie powrotem do realizacji projektu gazociągu Stork II, jak i dostawami z drugiego pływającego terminalu LNG FSRU 2 w Gdańsku było wyrażone przez przedstawicieli rządu Czech podczas wizyty w Polsce w lutym 2023 r. Strona czeska deklarowała swój udział finansowy w projekcie FSRU 2.

Według oceny Gaz-System koncepcja posiadania w Zatoce Gdańskiej dwóch pływających terminali jest możliwa. Jeden dla realizacji dostaw na rynek krajowy, natomiast drugi zapewniający dostawy dla krajów sąsiednich, bez dostępu do morza, w tym Czech. Zakłada się regazyfikację Terminalu FSRU 2 na poziomie 4,6 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego rocznie.

W 2023 r. Gaz-System uruchomił procedurę Open Season FSRU 2 w celu uzyskania od uczestników rynku potwierdzenia zapotrzebowania na dodatkowe zdolności regazyfikacji poprzez złożenie wiążących, długoterminowych zamówień na usługę regazyfikacji Terminalu FSRU 2, co stanowić będzie podstawę dla operatora do uruchomienia projektu. Wówczas Gaz-System nie otrzymał zamówień na poziomie uzasadniającym realizację projektu FSRU 2.

W kwestii planowanego interkonektora Stork II aktualnie nie są jednoznacznie potwierdzone parametry techniczne ani jego termin realizacji.

### WNIOSKI

Zrealizowane działania infrastrukturalne zbudowały solidne fundamenty dla stabilności rynku i zdolności reagowania na globalne zawirowania, pozycjonując Polskę jako ważnego gracza w regionie, zdolnego do zabezpieczenia własnych potrzeb, a także wsparcia sąsiadów.

Kluczowym wyzwaniem w kolejnych latach dla polskiego sektora gazowego będzie zwiększanie konkurencyjności i rozwój efektywności rynku.

Osiągnięta dywersyfikacja i rozbudowa infrastruktury stanowią mocną bazę, ale teraz należy skupić się na optymalizacji jej wykorzystania i tworzeniu bardziej liberalnego oraz przejrzystego środowiska handlowego.

### 3. Wybrane uwarunkowania prawne na rynku gazu

#### Obowiązek zatwierdzania taryf gazowych

Od 1 października 2017 r. nie ma obowiązku stosowania taryf w rozliczeniach z odbiorcami biznesowymi. Natomiast do końca 2027 r. istnieje nadal obowiązek zatwierdzania i stosowania taryf na sprzedaż paliwa gazowego do odbiorców objętych ochroną taryfową, których obowiązują maksymalne ceny i stawki opłat.

#### Reakcja na wyjątkową sytuację na rynku gazu

W odpowiedzi na obserwowaną od jesieni 2021 r. sytuację na rynku gazu zostały podjęte działania, których celem było wzmocnienie bezpieczeństwa gazowego kraju oraz wsparcie odbiorców w związku z wysokimi cenami tego surowca.

Ustawa z dnia 2 grudnia 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne [49] – wprowadziła dla sprzedawców gazu możliwość rozłożenia wzrostu cen dla odbiorców taryfowych, poprzez częściowe uwzględnienie kosztów taryfowych zakupu paliwa gazowego w okresie do trzech lat.

Z uwagi na dalszy drastyczny wzrost cen gazu na rynkach hurtowych przepisy te okazały się niewystarczające. Dlatego Ustawa z dnia 26 stycznia 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców<sup>13</sup> paliw gazowych w związku z sytuacją na rynku gazu [48] (wraz z późniejszymi zmianami) od grudnia 2022 r. „zamroziła” cenę paliwa gazowego dla odbiorców objętych ochroną taryfową wskazanych w art. 62b ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne (zakres podmiotów objętych ochroną zmieniał się w czasie, co szczegółowo opisaliśmy w raporcie w poprzednim roku).

Obowiązek stosowania „zamrożonych” cen polegał na stosowaniu w rozliczeniach z odbiorcami cen za paliwo gazowe nie wyższych niż wynikające z taryfy sprzedawcy z urzędu. Wprowadzono także mechanizm tzw. mrożenia stawek opłat dystrybucyjnych określonych w taryfach OSD.

Rozwiązania osłonowe zostały utrzymane w 2023 r. (Ustawą z dnia 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu [43] i Ustawą z dnia 9 marca 2023 r. o zmianie ustawy o postępowaniu egzekucyjnym w administracji oraz niektórych innych ustaw [41]) oraz do dnia 30 czerwca 2024 r. (Ustawą z dnia 7 grudnia 2023 r. o zmianie ustaw w celu wsparcia odbiorców energii elektrycznej, paliw gazowych i ciepła [37], która przewidywała utrzymanie w pierwszym półroczu 2024 r. dotychczasowych mechanizmów osłonowych (m.in. cenę maksymalną paliwa gazowego oraz system rekompensat).

W drugim półroczu 2024 r. wprowadzono odmienne formy ochrony, zgodnie z Ustawą z dnia 23 maja 2024 r. o bonie energetycznym oraz o zmianie niektórych ustaw w celu ograniczenia cen energii elektrycznej, gazu ziemnego i ciepła systemowego [36] (ustawa o bonie). Głównym założeniem przedmiotowej ustawy było zminimalizowanie wzrostu cen dla grupy uprawnionych odbiorców paliw gazowych objętych dotąd ochroną wynikającą z interwencji państwa (cena maksymalna paliwa gazowego), przy zachowaniu tych cen na racjonalnym poziomie cenowym, a jednocześnie odciążenie budżetu państwa. Powyższa ustawa zaprzestała od dnia 1 lipca 2024 r. „mrożenia” ceny paliwa gazowego dla odbiorców objętych ochroną taryfową na poziomie 200,17 zł MWh. Przyjęte w niej rozwiązania zakładały, że od dnia 1 lipca 2024 r. do dnia 31 grudnia 2024 r. obowiązywało nowe znaczenie tzw. „ceny maksymalnej paliw gazowych”, która była równa cenie paliw gazowych zatwierdzonych w taryfie przedsiębiorstwa energetycznego, o którym mowa w art. 62c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne [56]. Przyjęta w ustawie forma ochrony uprawnionych odbiorców paliwa gazowego umożliwiła równe i solidarne poniesienie przez nich kosztów związanych ze zmianami cen na rachunkach przy równoczesnej minimalizacji wzrostu tych cen. Nowa forma ochrony skierowana była do grupy odbiorców węższej niż ta, która objęta była ochroną do dnia 30 czerwca 2024 r., tj. wyłącznie do odbiorców, o których mowa art. 62b ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne [56]. Oznaczało to, że nie przedłużono dotychczasowego wsparcia dla piekarni i cukierni w zakresie stosowania ceny maksymalnej w wysokości 200,17 zł MWh. Nie przedłużono również mechanizmu tzw. mrożenia stawek opłat dystrybucyjnych określonych w taryfach OSD.

W związku z wejściem w życie ustawy o bonie [36] dokonano tzw. rekalkulacji dotychczas obowiązującej taryfy przedsiębiorstwa energetycznego, o którym mowa w art. 62c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne [56]. Wobec powyższego w ustawie o bonie [36] ustawodawca przewidział, że:

- obowiązująca przed dniem 1 lipca 2024 r. taryfa przedsiębiorstwa energetycznego, o którym mowa w art. 62c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne [56], przestała obowiązywać z dniem 30 czerwca 2024 r.;
- przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w art. 62c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne [56], było zobowiązane do przedłożenia Prezesowi URE do zatwierdzenia nowej taryfy w terminie 7 dni od dnia wejścia w życie ustawy (tj. do dnia 20 czerwca 2024 r.);
- przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w art. 62c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne [56], zobowiązane

<sup>13</sup> do tej pory już tylko odbiorcy paliw gazowych w gospodarstwach domowych byli objęci ochroną taryfową

było do wprowadzenia do stosowania nowej taryfy od dnia 1 lipca 2024 r.;

- w przypadku gdy taryfa przestała obowiązywać zgodnie z powyższym, przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w art. 62c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, było zobowiązane do dnia 28 lutego 2025 r. przedstawić Prezesowi URE w celu weryfikacji informację zawierającą kwotę korekty wraz z uzasadnieniem. Zweryfikowaną przez Prezesa URE kwotę korekty w drodze decyzji przez niego wydanej w przypadku niewystarczającego odzyskania kosztów paliw gazowych – uwzględnia się w kolejnych taryfach zatwierdzanych dla tego przedsiębiorstwa energetycznego do dnia 31 grudnia 2027 r.

Dodatkowo sprzedawcy paliwa gazowego w rozliczeniach z odbiorcami stosowali do 31 grudnia 2024 r. stawki opłat inne niż cena paliwa gazowego, w wysokości nie wyższej niż obowiązujące w dniu 1 stycznia 2022 r.

Z tytułu stosowania tzw. ceny maksymalnej podmiotom uprawnionym przysługiwały rekompensaty.

Po 31 grudnia 2024 r. nie zostały wprowadzone ani nowe rozwiązania mające na celu ochronę odbiorców gazu ziemnego, ani nie zostały przedłużone dotychczasowe mechanizmy osłowne.

### Projekt przepisów deregulacyjnych w zakresie energetyki – ustawa – Prawo energetyczne

W celu uproszczenia regulacji i lepszego ich dostosowania do potrzeb obywateli oraz przedsiębiorców został opracowany i skierowany do Sejmu rządowy projekt ustawy o zmianie niektórych ustaw w celu dokonania deregulacji w zakresie energetyki [57]. Zgodnie z projektem ustawy zostanie zmieniona zasada prowadzenia korespondencji między przedsiębiorstwami energetycznymi, odbiorcami, organami administracji publicznej oraz innymi podmiotami w taki sposób, że podstawową drogą będzie forma elektroniczna (za pośrednictwem środków komunikacji elektronicznej lub w dedykowanym do obsługi odbiorców portalu internetowym). Jednocześnie odbiorca może zażądać, aby korespondencja była prowadzona w postaci papierowej, wówczas byłby zobowiązany do złożenia odpowiedniego oświadczenia. Przedsiębiorstwo energetyczne będzie zobowiązane pouczyć odbiorcę o możliwości rezygnacji z formy elektronicznej na rzecz papierowej. Zgodnie z obowiązującym art. 3a ustawy – Prawo energetyczne korespondencja między podmiotami jest wymieniana w postaci papierowej, dokumentowej, elektronicznej lub za pomocą środków komunikacji elektronicznej. Zmiana powoduje, że forma elektroniczna będzie tą wiodącą formą wymiany korespondencji, a forma papierowa dostępna po zawnioskowaniu odbiorcy. W przepisach przejściowych wskazano, że przed wejściem ww. zmian będzie stosowało się dotychczasowe zasady.

### Prawo Unii Europejskiej wpływające na sprzedaż paliwa gazowego

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/959 z dnia 10 maja 2023 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE ustanawiającą system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w Unii oraz decyzję (UE) 2015/1814 w sprawie ustanowienia i funkcjonowania rezerwy stabilności rynkowej dla unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych [11] (ETS2) dokonała znaczącej reformy Europejskiego Systemu handlu Emisjami (ETS). Ustanowiła ona niezależny i równoległy do obowiązującego systemu handlu uprawnieniami do emisji system obejmujący budownictwo, transport drogowy oraz sektory dodatkowe. W ogólnym założeniu dyrektywa ustanawiająca ETS2 ma na celu zacieśnienie kontroli nad emisjami gazów cieplarnianych oraz przyspieszenie transformacji w kierunku gospodarki niskoemisyjnej w ramach tych sektorów. Dyrektywa wymaga jeszcze implementacji do polskiego porządku prawnego.

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1275 z dnia 24 kwietnia 2024 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków [6] ma na celu zwiększenie efektywności budynków poprzez poprawienie ich parametrów fizycznych. Rezultatem planowanych działań będzie doprowadzenie do redukcji zaopatrzenia w energię elektryczną i ciepło, a tym samym uzyskanie neutralności klimatycznej do 2050 r. Najważniejszymi założeniami powyższej dyrektywy jest stopniowe wycofywanie kotłów na paliwa kopalne, zakończenie programów ich finansowania czy też zeroemisyjność nowych budynków.

Dyrektywa 2024/1788 z dnia 13 czerwca 2024 r. w sprawie wspólnych zasad rynków wewnętrznych gazu odnawialnego, gazu ziemnego i wodoru [1] ma na celu ułatwienie dekarbonizacji systemów energetycznych UE poprzez integrację wykorzystania gazów odnawialnych i niskoemisyjnych, w szczególności wodoru. Koncentruje się m.in. na utworzeniu w pełni funkcjonalnych i zintegrowanych rynków wewnętrznych gazu ziemnego i wodoru, wspieraniu realizacji unijnych celów w zakresie klimatu czy wzmacnianiu prawa konsumentów i ochrony konsumentów na rynku gazu. W Dyrektywie [1] uwzględniono również ramy dekarbonizacji m.in. poprzez uwzględnienie zasad ułatwiających przejście z systemu opartego na gazie ziemnym na system oparty na gazach odnawialnych i niskoemisyjnych.

Zostało uchwalone nowe rozporządzenie 2024/1789 w dniu 13 czerwca 2024 r. w sprawie rynków wewnętrznych [1] gazu odnawialnego, gazu ziemnego i wodoru, którego celem jest zwiększenie udziału gazu odnawialnego i gazu niskoemisyjnego oraz wodoru w systemie energetycznym, umożliwiając odejście od kopalnego gazu ziemnego, a także umożliwienie gazowi odnawialnemu i niskoemisyjnemu oraz wodorni odegrania ważnej roli w osiągnięciu celów klimatycznych Unii na 2030 r. oraz neutralności klimatycznej do 2050 r.

## Programy bezwrotnych dofinansowań przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej w zakresie gazu ziemnego

W celu wykonania obowiązku efektywnościowego poprzez realizację przez podmioty zobowiązane programów bezwrotnych dofinansowań, przedsiębiorstwa zobowiązane mogą współfinansować przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej u odbiorców końcowych, a następnie uzyskane oszczędności energii finalnej uwzględnić w realizacji obowiązku efektywnościowego. W 2024 r. przedsięwzięcia te mogły polegać na wymianie urządzeń na zasilane gazem ziemnym. W rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 7 stycznia 2025 r. zmieniającym rozporządzenie w sprawie wartości referencyjnych oszczędności energii finalnej dla przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej oraz w sprawie sposobu obliczania tych wartości [57] nie zostały już uwzględnione rodzaje indywidualnych źródeł ciepła zasilanych gazem ziemnym. Jednakże w 2025 r. przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej mogą być realizowane zgodnie z dotychczasowymi zasadami, czyli w sposób umożliwiający wymianę urządzeń na te zasilane gazem ziemnym i wymienione w załączniku do ww. rozporządzenia. Ilość energii finalnej zaoszczędzonej poprzez przeprowadzenie tych przedsięwzięć może być uwzględnione w wykonaniu obowiązku efektywnościowego.

## Obowiązująca ustawa o zapasach obowiązkowych gazu ziemnego oraz projektowane zmiany

Zgodnie z Ustawą z dnia 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym [53] zapasy obowiązkowe gazu ziemnego utrzymywane są przez sprzedawców i odbiorców końcowych dokonujących przywozu gazu ziemnego do Polski.

Ustawa o zapasach [53] reguluje przedmiot obowiązku, terminy i sposób wyliczenia zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz warunki ich utrzymania, zarówno w kraju, jak i poza nim, a także procedury uruchomienia i rozliczenia zapasów, w tym ich uzupełnienia. Zgodnie z ustawą [53] podmioty utrzymujące zapasy obowiązkowe gazu ziemnego gwarantują, że zdolności przesyłowe zarezerwowane w celu dostarczenia tych zapasów do krajowego systemu przesyłowego będą wykorzystywane wyłącznie na te potrzeby. Dodatkowo ustawa szczegółowo reguluje warunki realizacji obowiązku w drodze tzw. usługi biletowej oraz zasady rozliczeń tranzytu gazu. Usługa biletowa umożliwia zlecenie realizacji tego obowiązku przedsiębiorstwom energetycznym.

Przepisy o zapasach obowiązkowych gazu ziemnego zostały zakwestionowane przez Komisję Europejską, która 27 listopada

2019 r. wystosowała uzasadnioną opinię, wskazując na możliwą niezgodność polskiego systemu bezpieczeństwa dostaw z przepisami unijnego rozporządzenia 2017/1938 [19]. Od kilku lat część członków TOE postuluje potrzebę zmiany ustawy o zapasach polegającą na:

- ograniczeniu obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego dostarczanego tylko do odbiorców chronionych lub
- zmianę modelu utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w zamian za opłatę celową wnoszoną przez spółki obrotu objęte przedmiotowym obowiązkiem (analogiczne rozwiązanie funkcjonuje w sektorze paliw płynnych), wskazując, że zmiany nie powinny jednak negatywnie wpływać na zachowanie bezpieczeństwa dostaw do wszystkich odbiorców końcowych<sup>14</sup>.

Wychodząc naprzeciw propozycji części oczekiwani TOE, Ustawa z dnia 26 stycznia 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców paliw gazowych w związku z sytuacją na rynku gazu [48] wprowadziła możliwość zlecenia wykonywania zadań w zakresie utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego Rządowej Agencji Rezerw Strategicznych.

Szereg zmian w ustawie o zapasach został również wprowadzony Ustawą z dnia 5 sierpnia 2022 r. o zmianie niektórych ustaw w celu wzmocnienia bezpieczeństwa gazowego państwa w związku z sytuacją na rynku gazu [47]. Ustawa wprowadziła m.in. definicję bezpieczeństwa gazowego kraju, powiązała krajowy system bezpieczeństwa dostaw z przepisami prawa UE (rozporządzenie 2017/1938) poprzez wprowadzenie zasad ogłaszania stanów kryzysowych wraz z organem odpowiedzialnym za działania w tym zakresie. Dodatkowo ustawa określiła zasady korzystania przez operatora systemu przesyłowego ze środków nierynkowych (uruchomienie zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz wprowadzenie ograniczeń w poborze gazu ziemnego). Ustawa ta przewidziała również wydłużenie okresu, w którym podmioty zobowiązane do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego powinny dostarczyć je do systemu gazowego – z 40 do 50 dni. W 2024 r. były prowadzone konsultacje projektu ustawy o zmianie ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym oraz niektórych innych ustaw (nr UC50) wraz z projektami rozporządzeń wykonawczych do nowego projektu ustawy. Nowy projekt ustawy uwzględnił kluczowe postulaty TOE, tj.:

- nadania nowej roli Rządowej Agencji Rezerw Strategicznych (RARS) polegającej na umiejscowieniu Agencji w systemie zapewniającym bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego;
- oparcia systemu bezpieczeństwa dostaw na zapasach strategicznych gazu ziemnego utrzymywanych przez RARS tworzonego i utrzymwanego z opłaty gazowej uiszczanej przez podmioty zobowiązane.

<sup>14</sup> szczególnie z uwagi na wstrzymanie dostaw gazu przez Gazprom Export, poczynwszy od 27 kwietnia 2022 r.

Jednocześnie TOE zgłosiło do tego projektu kluczowe uwagi w zakresie:

- sposobu wyznaczania ilości stanowiących podstawę do wyznaczenia wielkości zapasów strategicznych gazu, wskazując na konieczność przyjęcia ostrożnej metody wyznaczania wielkości zapasów strategicznych gazu ziemnego i brak przejrzystych kryteriów określania współczynnika korekcyjnego;
- sposobu wyznaczenia opłaty gazowej i jej maksymalnej wysokości (150 zł/MWh), wskazując na potrzebę zapewnienia przejrzystości w kalkulowaniu opłaty w formie zatwierdzania przez Prezesa URE;
- sposobu przenoszenia opłaty gazowej na odbiorców gazu jako odrębnej opłaty na fakturze przenoszonej przez właścicieli operatorów, tak jak to ma miejsce w przypadku opłat na rynku energii, np. opłaty mocowej, kogeneracyjnej, czy OZE.

W październiku 2024 r. została opublikowana kolejna wersja projektu zmian ustawy o zapasach, która nie uwzględniła uwag TOE, poza zmianą mechanizmu wyznaczania wysokości zapasów przez określenie sztywnej ich wielkości.

W dniu 6 maja 2025 r. do Sejmu RP wpłynął rządowy projekt ustawy o zmianie ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym oraz niektórych innych ustaw (druk nr 1239) [65] oraz został skierowany do pierwszego czytania w komisjach. Zgodnie z projektem ww. ustawy:

- podmiotami zobowiązanymi do ponoszenia opłaty gazowej będą operatorzy systemu gazowego, systemu skraplania gazu ziemnego, systemu magazynowania, w zakresie, w jakim wykorzystują gaz ziemny transportowany systemem gazu ziemnego wysokometanowego na potrzeby własne, a także podmioty będące zleceniodawcą usługi przesyłania gazu ziemnego, na rzecz którego gaz ziemny jest transportowany z systemu przesyłowego gazowego wysokometanowego do systemu dystrybucyjnego gazowego lub który odbiera gaz ziemny w punkcie wyjścia z systemu przesyłowego gazowego wysokometanowego do odbiorcy końcowego;
- opłata gazowa jest uiszczana po zakończonym miesiącu w terminie do 28 dnia następującego po miesiącu, za który jest należna, i jest obliczana jako iloczyn stawki opłaty gazowej (wysokość wskazana w rozporządzeniu wykonawczym do ustawy) oraz ilości gazu ziemnego odebranego w punktach wyjścia z systemu przesyłowego wysokometanowego do systemu dystrybucyjnego oraz w punktach wyjścia z systemu przesyłowego do odbiorcy końcowego oraz zużytej na potrzeby własne w instalacjach służących do przesyłania, dystrybucji, magazynowania lub skraplania gazu ziemnego przyłączonych do systemu przesyłowego gazowego;
- przedsiębiorstwa zobowiązane składają do RARS deklarację, w której wskazują ilości gazu ziemnego oraz wysokość opłaty gazowej za dany miesiąc, a także uiszczają opłatę gazową. Ope-

rator systemu przesyłowego przekazuje do RARS zestawienie ilości gazu ziemnego, które zostały odebrane w punktach wyjścia z systemu przesyłowego w rozbiciu na poszczególne przedsiębiorstwa zobowiązane w celu możliwości zweryfikowania danych przekazanych w deklaracjach przez podmioty zobowiązane;

- koszty ponoszone przez przedsiębiorstwa zobowiązane, w związku z uiszczaniem opłaty gazowej, są zaliczane do kosztów uzasadnionych ich działalności.

Zgodnie z projektem ustawy o zapasach nowy model utrzymania strategicznych zapasów gazu ziemnego ma obowiązywać od 1 października 2025 r.

W dniu 9 lipca 2025 r. na 38. posiedzeniu Sejmu RP uchwalono zmiany Ustawy z dnia 9 lipca 2025 r. o zmianie ustawy o zmianie ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym oraz niektórych innych ustaw (druk sejmowy nr 1239 został zmieniony zgodnie z nr druku 1414 i 1414-A), które odsunęły w czasie możliwości realizacji postulatów TOE prezentowanych od 2017 r. W konsekwencji projekt zmian utrzymuje dotychczasową treść ustawy o zapasach, wprowadzając jedynie następujące zmiany:

- wydłużenie okresu dostarczenia zapasów do 50 dni (nie 40 dni);
- pozostaje opcja utrzymania zapasów poza Polską za dodatkową zgodą właściwego ministra w trybie decyzji, ale bez obowiązku utrzymania rezerwacji przepustowości wyłącznie na potrzeby dostarczenia zapasów (z możliwością wykorzystania w celach komercyjnych);
- utrzymanie możliwości zlecenia usługi biletowej do RARS.

W dniu 11 lipca 2025 r. ustawę przekazano prezydentowi i marszałkowi Senatu. Zgodnie ze stanem prawnym na dzień 31 lipca 2025 r. trwa proces legislacyjny.

### Ograniczenia w poborze gazu ziemnego

Od 10 kwietnia 2021 r. obowiązuje rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 17 lutego 2021 r. w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego [60]. Regulacja ta uwzględnia szeroki zakres danych ujmowanych w planach ograniczeń oraz rozszerzoną grupę odbiorców objętych ograniczeniami, z uwzględnieniem katalogu podmiotów chronionych i wyłączonych, dla których wprowadzono szczegółowe zasady bezpieczeństwa dostaw. Specjalnym regulacjom podlegają elektrownie gazowe dostarczające moc wymaganą przez OSP (elektroenergetycznego – PSE S.A.) do bezpiecznego funkcjonowania tego systemu. Wprowadzono 12 stopni zasilania (w miejsce dotychczasowych 10), przy czym 12. stopień zasilania odpowiada zerowej godzinowej i dobowej wartości poboru przez wszystkich odbiorców gazu ziemnego, tak jak 11. stopień, ale z wyłączeniem niektórych odbiorców chronionych wskazanych w rozporządzeniu [60]. Rozporzą-

dzenie [60] reguluje mechanizm ustalania dopuszczalnej wielkości poboru w przypadku wprowadzenia ograniczeń oraz precyzuje sposób ogłaszania obowiązujących stopni zasilania, w szczególności poprzez wprowadzenie obowiązku ich podawania do wiadomości publicznej z dziesięciogodzinnym wyprzedzeniem. Zmienione obowiązki informacyjne mają umożliwić odbiorcom dostosowanie działania ich instalacji gazowych do zmniejszonego poboru gazu.

Rządowy projekt ustawy o zmianie Ustawy w zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym oraz niektórych innych ustaw [59] proponował przeniesienie uwarunkowań ograniczeń w poborze gazu ziemnego z ww. rozporządzenia do ustawy o zapasach, w szczególności przez wprowadzenie definicji odbiorcy chronionego, uszczegółowienie procedur postępowania na wypadek sytuacji nadzwyczajnej w dostawach gazu, o którym mowa w rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2017/1938 z dnia 25 października 2017 r. dotyczącym środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego [19], a także zmienia zasady opracowywania przez operatorów gazowych planów wprowadzenia ograniczeń. Wprowadza także obowiązek złożenia oświadczenia przez odbiorcę chronionego, z wyłączeniem odbiorców w gospodarstwach domowych, o podleganiu ochronie przed wprowadzeniem ograniczeń. Niezłożenie tego oświadczenia powoduje podleganie ograniczeniom. Ponadto przedsiębiorstwa wykonujące działalność gospodarczą polegającą na obrocie gazem ziemnym, w zakresie dotyczącym swoich odbiorców, są zobowiązane do przekazania operatorom informacji potrzebnych do opracowania planów ograniczeń, np. ilościach gazu ziemnego dostarczanego do odbiorców chronionych, do których dostarczają gaz ziemny, oraz są zobowiązane do przekazywania informacji o statusie odbiorcy, który złożył oświadczenie.

W toku konsultacji projektu zmiany ustawy o zapasach został opublikowany nowy projekt rozporządzenia Rady Ministrów w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego, który zaproponował dostosowanie treści obowiązującego rozporządzenia [60] do zmian wynikających z projektu zmiany ustawy o zapasach, w tym wzoru oświadczenia odbiorcy chronionego. W trakcie konsultacji projektu ustawy, w odniesieniu do uwag zgłoszonych do projektu rozporządzenia, wskazano, że projekt rozporządzenia ma charakter poglądowy, a uwagi zgłoszone podczas konsultacji zostaną przeanalizowane w odrębnym procesie legislacyjnym.

## Sprzedawca rezerwowy

W poprzednich latach obserwowaliśmy ryzyka w obszarze ciągłości i bezpieczeństwa dostarczania gazu ziemnego, szczególnie w gospodarstwach domowych. W 2024 r. sprzedaż rezerwowa lub sprzedaż z urzędu była uruchamiana na sieci dystrybucyjnej w stosunku do 263 odbiorców, a z kolei na sieci przesyłowej nie była uruchamiana<sup>15</sup>.

Operatorzy publikują dane dotyczące przedsiębiorstw energetycznych pełniących rolę sprzedawcy rezerwowego oraz sprzedawcy z urzędu na obszarach ich sieci. Sprzedaż rezerwowa jest uruchamiana w przypadku wygaśnięcia lub zaprzestania wykonywania umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej przez dotychczasowego sprzedawcę, a gdy odbiorca nie wskazał w umowie sprzedawcy rezerwowego, wówczas ciągłość dostarczania gazu do odbiorców końcowych zapewnia sprzedawca z urzędu.

Zgodnie z Ustawą z dnia 28 lipca 2023 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw [39], od dnia 1 lipca 2025 r. weszły zmiany w przepisach dotyczących sprzedaży rezerwowej i sprzedaży z urzędu. Zmiany dotyczą rozdzielenia przepisów sprzedaży rezerwowej dotyczącej paliwa gazowego od energii elektrycznej, a także skrócony został termin wypowiedzenia przez odbiorcę umowy sprzedaży rezerwowej paliwa gazowego – z miesięcznego terminu na 7-dniowy okres wypowiedzenia. Ponadto w przypadku zaprzestania sprzedaży paliwa gazowego przez przedsiębiorstwo energetyczne jest ono zobowiązane do poinformowania o tym nie tylko odbiorcy końcowego, sprzedawcy rezerwowego i odpowiedniego operatora systemu gazowego, ale także Prezesa URE.

## Obowiązujące rozporządzenia w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw ropy i gazu

Od 2017 r. obowiązuje rozporządzenie w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy, które ustala maksymalne udziały gazu ziemnego importowanego przez przedsiębiorstwo energetyczne z jednego źródła w danym roku kalendarzowym, które nie mogą być wyższe niż 70% – w latach 2017–2022, oraz 33% – w latach 2023–2026. Rozporządzenie reguluje definicje importu, nabycia wewnątrzspółnotowego oraz źródła (w zależności od sposobu dostarczania gazu ziemnego). Towarzystwo Obrotu Energią rozumie potrzebę realnej dywersyfikacji dostaw rozumianej jako zróżnicowanie źródeł dostaw paliwa gazowego, a nie jedynie realizowanych tras.

<sup>15</sup> Na podstawie danych zawartych w sprawozdaniu Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki za 2024 r., kwiecień 2025.

## Biometan-biogaz

Od ponad 20 lat prowadzone są prace w zakresie wykorzystania biogazu i biometanu oraz rozwoju rynku paliw odnawialnych. Już Polityka energetyczna Polski z 2004 r. podkreśliła rosnącą rolę odnawialnych źródeł energii, w tym biogazu. W przeciwieństwie do innych krajów UE (np. Dania, Niemcy, Francja), w Polsce nie rozwinął się rynek biometanu, który obecnie nie jest wtłaczany do sieci gazowej. Nie stworzono kompleksowych założeń regulacyjnych, ponieważ uregulowane zostały jedynie wybrane obszary nowego rynku. Poniżej przedstawiamy opis wybranych regulacji w 2024 r. oraz do czerwca 2025 r.

W ramach nowelizacji ustawy o OZE z dnia 17 sierpnia 2023 r. [38] w dniu 1 stycznia 2024 r. w życie weszły zasady wydawania gwarancji pochodzenia dla biometanu i biogazu przez Prezesa URE wraz z rejestrem gwarancji pochodzenia prowadzonym przez TGE. Zgodnie z nowelizacją rozporządzenia w sprawie szczególnych warunków funkcjonowania systemu gazowego [62] od dnia 23 kwietnia 2024 r. OSD w przypadku wprowadzania biometanu do sieci w wyznaczonym obszarze rozliczeniowym zapewnia, aby wyznaczona dla tego obszaru średnia wartość ciepła spalania paliw gazowych dla danej doby nie różniła się więcej niż o  $\pm 4\%$  od wartości ciepła spalania paliw gazowych określonej w którymkolwiek punkcie tego obszaru.

Zasady pomiarów, przeliczenia biogazu i biometanu na MWh oraz transportu w postaci CNG/LNG z wykorzystaniem innych środków niż sieci gazowe zostały uregulowane w rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 26 czerwca 2024 r. w sprawie wymagań dotyczących pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe [58].

W dniu 1 kwietnia 2025 r. weszła w życie zmiana ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych [32] zmieniająca zasady poświadczenia spełnienia kryterium ograniczenia emisji gazów cieplarnianych i kryteriów zrównoważonego rozwoju przez biokomponenty, w tym biometan i biogaz. Nowelizacja m.in.:

zwiększyła próg spełnienia kryterium ograniczenia emisji cieplarnianych do 65% w przypadku wytworzenia biokomponentów w instalacjach oddanych do eksploatacji od dnia 1 stycznia 2021 r., wprowadziła zasady certyfikacji paliw wytworzonych z pozostałości pochodzących z gruntów rolnych, a także dostosowała wymagania w zakresie systemu bilansu masy i dokumentów potwierdzających spełnienie kryteriów zrównoważonego rozwoju do rozwiązań wprowadzonych w RED III [9].

W zakresie pomocy publicznej udzielanej wytwórcom biometanu, w nowelizacji ustawy o OZE z dnia 27 listopada 2024 r. [35] zobligowano wytwórcę biometanu korzystającego z prawa do sprzedaży z pokryciem ujemnego salda do złożenia oświadczenia, że w jego instalacji nie wytwarzano wcześniej biometanu oraz że spełnia on kryteria zrównoważonego rozwoju. Określono także zasady monitorowania przyznanego wsparcia przez Prezesa URE. Ustawa [32] zobligowała także ww. wytwórcę biometanu do uwzględniania jedynie biometanu spełniającego kryteria zrównoważonego rozwoju oraz przedstawienia dowodu zrównoważoności.

Obecnie trwają prace nad kolejnym projektem ustawy zmieniającej ustawę o OZE [52] wprowadzającym system aukcji biometanu przeprowadzanej przez Prezesa URE dla instalacji biometanu o mocy do i powyżej 2 MWh/h dla biometanu wprowadzanego z tej instalacji do sieci gazowej. Cena referencyjna, maksymalne ilości i wartości biometanu, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji, zostaną określone w aktach wykonawczych.

Obecne regulacje nie adresują kluczowych zagadnień rozwoju rynku biometanu i biogazu. Z perspektywy TOE konieczne jest uregulowanie warunków obrotu biometanem/biogazem jako paliwo gazowe, wraz z towarzyszącymi im gwarancjami pochodzenia i potwierdzeniami spełnienia kryteriów zrównoważoności. Nadal nie posiadamy zdefiniowanego rynku paliw odnawialnych, natomiast warunki wtłoczenia do sieci tworzą istotne bariery rozwoju. Niestety nie został stworzony stabilny system wsparcia na etapie inwestycji oraz produkcji, transportu, sprzedaży i wykorzystania. W tej perspektywie należy oczekiwać uporządkowania regulacji oraz wsparcia ze strony publicznych interesariuszy rynku.

### Nadmierny zakres obowiązków sprawozdawczych w zakresie obrotu gazem ziemnym

Podmioty posiadające koncesje w zakresie obrotu paliwem gazowym w kraju i obrotu gazem ziemnym z zagranicy są zobowiązane do składania wielu sprawozdań/raportów/informacji cyklicznie oraz na żądanie organów administracji publicznej – Prezesa URE, ministerstw, ARE, GUS, często powielając te same dane. Towarzystwo Obrót Energiją, podobnie jak w poprzednich latach, postuluje uproszczenie i ujednoczenie procedur sprawozdawczych tak, aby obowiązki raportowe były przejrzyste i jednoznaczne, a dane nie były powielane, składane w tych samych jednostkach, do jednego organu, oraz aby ograniczyć liczbę raportów i sprawozdań do niezbędnego minimum.

### Inne bariery funkcjonowania na rynku gazu w Polsce

- Brak stabilnych i przewidywalnych celów oraz planów polityki energetycznej i regulacyjnej oraz tworzenia transparentnych i przejrzystych przepisów i ich interpretacji, ponieważ zmieniające się regulacje oraz ich interpretacja utrudniają możliwość długookresowego rozwoju rynku oraz gazowniczej działalności gospodarczej.
- Nadmierny zakres obowiązków regulacyjnych w zakresie obrotu gazem ziemnym oraz brak centralnego i przejrzystego mechanizmu sprawozdawczości.
- Niekorzystne i odbiegające od tych stosowanych w krajach ościennych warunki obrotu (krajowego i transgranicznego) i transportu (przesyłu, dystrybucji oraz regazyfikacji i magazynowania) paliw gazowych, które ograniczają rozwój płynnego rynku gazu. Postuluje się rozważenie wprowadzenia zmian obniżających koszty i ułatwiających obrót i transport gazu.
- Implementacja przepisów prawa UE odnoszących się do warunków sprzedaży i wykorzystania paliw gazowych (dyrektywa ETS2 [11], dyrektywa EPBD [6]).

## 4. Inne, wybrane zagadnienia

### Wiarygodność wskaźników rynkowych

Wiarygodne wskaźniki rynkowe mają istotne znaczenie zarówno dla uczestników rynku, jak i w procesach realizowanych przez Prezesa URE. Z tego też względu uczestnicy rynku oczekują podjęcia działań mających na celu rewizję oraz aktualizację przez TGE obecnie funkcjonującego modelu wyznaczania Dziennych Kursów Rozliczeniowych (DKR) w taki sposób, aby kursy wyznaczone przy użyciu nowego modelu dla kontraktów terminowych notowanych na OTF charakteryzowały się zwiększoną odpornością na próby manipulacji, spełniały zasadę braku arbitrażu, zapewniały rzetelność i wiarygodność informacji oraz w pełni odzwierciedlały bieżącą sytuację rynkową.

### „Maker-Taker”

Rekomendowany jest rozwój oferty TGE pod kątem poprawy płynności na rynku gazu, w szczególności kontynuacja działań ukierunkowanych na pozyskanie animatorów rynku, a także przegląd i weryfikacja wprowadzonego programu Maker-Taker dla obecnej oferty produktowej na rynku gazu celem zwiększenia płynności obrotu na rynku terminowym gazu ziemnego, a w konsekwencji utrzymania bezpieczeństwa obrotu na OTF oraz statusu OTF jako miejsca kształtowania się wiarygodnej ceny hurtowej gazu ziemnego. Istotnym, pozostaje fakt, że w okresie ostatniego roku brak było podmiotu na rynku gazu chętnego do podjęcia funkcji animacji na proponowanych przez TGE warunkach, co jednoznacznie wskazywało na brak atrakcyjności oferty.

### Rynek Instrumentów finansowych (RIF) na rynku gazu

Od kilku lat TGE planuje rozwój RIF dla gazu, dotychczasowy stan prac TOE ocenia jako etap wstępny, do którego zgłoszono szereg ryzyk (sposób rozliczenia obliża giełdowego dla gazu, brak ekwiwalentności dla instrumentów finansowych, brak wymuszenia likwidacji OTF pod kątem zmiany założeń, utrzymania fizyczności dostaw). Zgłoszone zastrzeżenia wymagają wyjaśnienia, umożliwiając dopracowanie kluczowych założeń RIF przy udziale przedstawicieli TOE. Z tego powodu TOE oczekuje możliwości aktywnego udziału w konsultacjach przy dalszych pracach w tym zakresie.

## IV. WYBRANE NOWE TRENDY W ENERGETYCE

### 1. Status wdrożenia neutralnej emisyjnie gospodarki wodorowej w Polsce i w Europie

#### Krystalizacja priorytetów na poziomie UE

Rok 2023 przyniósł szereg długo wyczekiwanych aktów prawnych wchodzących w skład pakietu Fit for 55<sup>16</sup>: takich jak dyrektywa RED III [9], rozporządzenie CBAM [11] czy rozporządzenie ReFuelUE Aviation [10]. Ten kompleksowy pakiet regulacji stwarzający stabilne warunki dla długoterminowego rozwoju gospodarki wodorowej w UE spotkał się ze zróżnicowanym odbiorem ze strony biznesu. Bardzo restrykcyjne i skomplikowane warunki zaliczania energii z OZE jako w pełni odnawialnej oraz rozbudowana i niespójna metodologia liczenia śladu węglowego paliw RFNBO (odnawialne paliwa pochodzenia niebiologicznego) i RCF (paliw węglowych pochodzących z recyklingu) wskazywane są jako największe czynniki limitujące rozwój projektów wodorowych w UE.

Jednocześnie poprzez szczegółowe cele i dedykowane regulacje prawne została wyznaczona hierarchia zastosowań wodoru RFNBO w gospodarce. Sektor przemysłu, w szczególności produkcja nawozów na bazie amoniaku oraz produkcja stali na bazie technologii DRI (Direct Reduced Iron – bezpośrednia redukcja rudy żelaza), będą największymi konsumentami wodoru RFNBO w perspektywie 2030 r. W sektorze transportu nastąpiła ewolucja priorytetów, bowiem transport drogowy wciąż będzie odpowiadał za większość popytu, jednak ambitne cele dla lotnictwa i frachtu morskiego oraz perspektywa wysokich kar wymagają inwestycji w dedykowane instalacje produkcji paliw syntetycznych typu: e-JET (lotnicze paliwa syntetyczne na bazie wodoru odnawialnego i niskoemisyjnego), e-amoniak i e-metanol, a w ślad za tym rozbudowę infrastruktury dystrybucyjnej. Co warto podkreślić, segment lotniczy i morski są pierwszymi, w których regulacje skupiły się na wyznaczeniu celów nie tylko dla dostawców paliw, ale również ich konsumentów.

#### Nowe mechanizmy wsparcia

W celu pobudzenia rynku w niektórych europejskich krajach oraz na poziomie samej UE wdrożono nowe mechanizmy wsparcia operacyjnego dla produkcji wodoru zero- i niskoemisyjnego. Holandia i Wielka Brytania zdecydowały się na kontrakty różnicowe, zaś Dania i UE w postaci Europejskiego Banku Wodorowego (EBW) wybrały stałą premię jako wsparcie przyznawane na 7–15 lat.

Pierwsza aukcja EBW spotkała się z dużym zainteresowaniem rynku. O podział budżetu 800 mln EUR ubiegały się 132 projekty z 17 krajów EOG, w tym 2 z Polski. Ostatecznie nagrodzono 7 projektów (5 z Półwyspu Iberyjskiego, 2 ze Skandynawii) na łączną kwotę 720 mln EUR. W efekcie aukcja osiągnęła tylko połowiczny sukces, gdyż przyznane wsparcie nie jest w stanie pokryć różnicy między kosztem produkcji wodoru RFNBO a kosztem wodoru konwencjonalnego i w efekcie powstała luka będą musieli pokryć odbiorcy końcowi. Dodatkowo aukcja potwierdziła potrzebę stworzenia koszyków geograficznych lub dedykowanych krajowych mechanizmów wsparcia, w przeciwnym razie projekty polskie (średni koszt 13,5 EUR/kg H<sub>2</sub>) nie mają szansy na konkurencję z projektami np. z Hiszpanii (5,3 EUR/kg H<sub>2</sub>) czy Finlandii (7,6 EUR/kg H<sub>2</sub>).

#### Rola wodoru w polskich dokumentach strategicznych

W Polsce obecnie prowadzone są prace nad aktualizacją KPEiK, gdzie w ślad za RED III, rola wodoru RFNBO jest w szczególności akcentowana w procesie dekarbonizacji sektora przemysłu i transportu, a w dłuższej perspektywie podkreślany jest potencjał przepływów międzysektorowych i magazynowania energii.

Dokument ten stawia trafną diagnozę odnośnie do niewystarczających krajowych zdolności produkcji wodoru RFNBO w perspektywie 2030 r. oraz formułuje wnioski co do konieczności zabezpieczenia znaczących wolumenów wodoru i pochodnych (jak amoniak) z importu. W KPEiK wiele uwagi poświęcono potrzebom kompleksowego wsparcia rozbudowy przeznaczonej dla wodoru i pochodnych infrastruktury przesyłowej, dystrybucyjnej i magazynowej, jak również terminali importowych i przeładunkowych, a działania te mają kontrybuować do celu zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego kraju. Dodatkowo pojawia się w nim propozycja stworzenia rodzimego mechanizmu wsparcia produkcji w postaci kontraktu różnicowego, narzędzia niezbędnego do poprawy konkurencyjności kosztowej krajowych inwestycji w tym obszarze. Skala niezbędnych inwestycji oraz liczne bariery administracyjne w obszarze planowania i zezwoleń wymagają aktywnego zaangażowania się właściwych ministerstw w koordynację i egzekucję kluczowych założeń KPEiK.

<sup>16</sup> <https://www.consilium.europa.eu/pl/policies/green-deal/fit-for-55/1>

## Inwestycje w infrastrukturę wodorową nabierają tempa

Pod koniec listopada 2023 r. jeden z kluczowych elementów powstającej europejskiej infrastruktury wodorowej – projekt Nordycko-Bałtyckiego Korytarza Wodorowego został wpisany na listę PCI (ang. Projects of Common Interest) i otrzymał status priorytetowego projektu inwestycyjnego w UE. Polski odcinek wodorociągu jest rozwijany przez spółkę GAZ-System i docelowo ma połączyć Finlandię i kraje bałtyckie z rynkami zbytu w Polsce i Niemczech. Obecnie projekt znajduje się na etapie wstępnego studium wykonalności, które ma m.in. zdefiniować takie kluczowe parametry, jak trasa, zakres i przepustowość. Zakładany termin uruchomienia wodorociągu to 2030 r. Równoległe GAZ-System opracowuje Wodorową Mapę Polski, która ma dać odpowiedź na skalę zapotrzebowania na wodór i jego pochodne, jej geograficzną dystrybucję w kraju oraz niezbędną do tego infrastrukturę przesyłową i dystrybucyjną.

W 2024 r. ogłoszono również wyniki naboru do programu CEF 2 AFIF (ang. Connecting Europe Facility Transport 2 Alternative Fuels Infrastructure Facility), który obejmował wsparcie w realizacji inwestycji w infrastrukturę paliw alternatywnych na sieci TEN-T (Transeuropejska sieć transportowa). W konkursie nagrodzono 7 polskich projektów na łączną kwotę 109,5 mln EUR, z czego 5 dotyczyło stacji ładowania pojazdów elektrycznych, a 2 przeznaczone były dla stacji tankowania wodoru. Większość budżetu, bo aż 77,2 mln EUR przypadło projektom wodorowym, natomiast dofinansowanie otrzymało łącznie 21 stacji, 5 należących do PAL-PCE oraz 16 do ORLEN S.A. Ponadto projekt ORLEN zakłada budowę dedykowanego hubu produkcyjnego wodoru RFNBO jakości tzw. automotive.

## Aspekt regulacyjny

Kluczowe znaczenie dla otoczenia regulacyjnego wodoru w Polsce ma Ustawa z dnia 21 listopada 2024 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (tzw. Prawo wodorowe)<sup>17</sup>, która weszła w życie 20 stycznia 2025 r. Główne elementy Prawa wodorowego obejmują:

- a) wprowadzenie w ustawie siatki podstawowych pojęć koniecznych do rozwoju i funkcjonowania rynku wodoru w Polsce w zakresie operatorów i systemów wodorowych;
- b) wprowadzenie definicji wodoru niskoemisyjnego, wodoru odnawialnego pochodzenia niebiologicznego oraz wodoru odnawialnego umożliwiających odmienne uregulowanie sytuacji rynkowej poszczególnych rodzajów wodoru;

- c) stworzenie ram pozwalających na międzysektorową działalność w zakresie gazu ziemnego i wodoru – wprowadzenie definicji i zasad funkcjonowania operatora systemu połączonego gazowo-wodorowego, umożliwiając tym samym wykonywanie działalności operatorskiej systemowej w zakresie gazu ziemnego, jak i wodoru w ramach jednego podmiotu, jako jedyne operatora systemu w zakresie przesyłania gazu ziemnego i wodoru;
- d) stworzenie zasad certyfikacji i wyznaczania operatorów wodorowych, określenie zakresu ich obowiązków oraz zasad rozdziału właścicielskiego;
- e) uregulowanie zasad koncesjonowania działalności związanej z obrotem i magazynowaniem wodoru.

Kluczowe znaczenie dla rozwoju rynku wodoru ma również dyrektywa RED III, która zakłada m.in.:

- podniesienie minimalnego udziału energii ze źródeł odnawialnych w transporcie w 2030 r. z 14% na: (i) 29% udziału energii z OZE lub (ii) 14,5 % redukcji intensywności emisji gazów cieplarnianych (podwojenie ambicji wynikających z dyrektywy RED II);
- łączny udział zaawansowanych biopaliw/biogazu oraz paliw RFNBO (tj. opartych na tzw. zielonym wodorze) w sektorze transportu na poziomie 1% w 2025 r. oraz 5,5 % w 2030 r., przy minimalnym udziale paliw RFNBO w 2030 r. na poziomie 1%;
- wprowadzenie celu przemysłowego dla paliw RFNBO w ramach wodoru wykorzystywanego w przemyśle na poziomie 42% w 2030 r. i 60% w 2035 r.

W dniu 10 lipca 2023 r. weszły w życie ponadto rozporządzenia delegowane do dyrektywy RED II, tj.: 2023/1184 [13] oraz 2023/1185 [12], regulujące wymagania, które warunkują możliwość certyfikacji wodoru jako RFNBO:

- zasady określające, kiedy energia elektryczna wykorzystana do produkcji wodoru może zostać zaliczona jako w pełni odnawialna;
- metodologia pozwalająca na weryfikację, czy uzyskany nośnik energii (RFNBO/RCF) spełnia wymóg 70% redukcji emisji GHG względem kopalnego odpowiednika.

Termin wdrożenia dyrektywy RED III do krajowego porządku prawnego upłynął 21 maja 2025 r. Powyższe wymagania wydają się wyjątkowo ambitne i mogą okazać się trudne do osiągnięcia w praktyce.

<sup>17</sup> <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU20240001881>

## 2. Możliwy rozwój spółdzielni energetycznych jako nowy trend na rynku energii elektrycznej

Spółdzielnie energetyczne to co do zasady lokalne, obywatelskie inicjatywy, choć często z dominującą rolą jednostek samorządu terytorialnego, najczęściej gmin. Zadaniem spółdzielni energetycznych, które najpełniej oddawałoby korzyści ekonomiczne wynikające z modelu rozliczeń, ale również realizowało cel, który stawia się spółdzielniom energetycznym, jest wysoki poziom zbilansowania wytwarzanej energii ze źródeł odnawialnych z poborem na potrzeby członków takiej spółdzielni, w odniesieniu do każdej godziny doby, docelowo również krótszych okresów, zgodnych z okresami rozliczania niezbilansowania.

Ramy prawne dla funkcjonowania spółdzielni energetycznych zostały ukształtowane w Ustawie o odnawialnych źródłach energii, w której to spółdzielnia energetyczna została zdefiniowana jako spółdzielnia w rozumieniu art. 1 § 1 ustawy z dnia 16 września 1982 r. – Prawo spółdzielcze (Dz. U. z 2024 r. poz. 593) albo spółdzielnia rolników w rozumieniu art. 4 ust. 1 ustawy z dnia 4 października 2018 r. o spółdzielniach rolników (Dz. U. z 2024 r. poz. 372), których przedmiotem działalności jest wytwarzanie energii elektrycznej lub biogazu, lub biogazu rolniczego, lub biometanu, lub ciepła w instalacjach odnawialnego źródła energii, obrót nimi lub ich magazynowanie, dokonywane w ramach działalności prowadzonej wyłącznie na rzecz tych spółdzielni oraz ich członków.

Znaczące przyśpieszenie rozwoju spółdzielni energetycznych nastąpiło w okresach od 2024 r., na co wpływ mogła mieć treść ustawy z dnia 17 sierpnia 2023 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw, która w wielu elementach doprecyzowała model i sposób rozliczeń spółdzielni energetycznej oraz jej członków, w tym relację ze sprzedawcą czy rodzaj zawieranych umów.

Analizując liczbę spółdzielni energetycznych oraz moc źródeł wytwórczych, jak również liczbę PPE wchodzących w skład spółdzielni energetycznych, należy zauważyć, bazując na danych z wykazu spółdzielni energetycznych prowadzonego przez KOWR<sup>18</sup>, iż na 31 grudnia 2023 r. było wpisanych do wykazu 19 takich podmiotów, z łączną mocą zainstalowaną jednostek wytwórczych na poziomie 4,87 MW, liczba członków

wynosiła 77, natomiast liczba PPE 470. Z kolei na 31 grudnia 2024 r. było wpisanych już 54 spółdzielni, z mocą zainstalowaną źródeł wytwórczych na poziomie 14,99 MW, liczba członków wzrosła do 196, a liczba PPE wyniosła 735.

Jednym z większych benefitów obecnie funkcjonującego modelu dla spółdzielni energetycznych jest sposób rozliczeń zbliżony dla prosumenckiego modelu net-meteringu opartego na systemie opustów, jednakże ze współczynnikiem korekty energii elektrycznej wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej na poziomie 0,4, pozwalając tym samym na dalsze wykorzystanie energii elektrycznej przez jej członków w wysokości 60%. W tym miejscu należy wskazać, iż mając na względzie argumentację, która stała za zmianą systemu rozliczeń dla prosumentów energii odnawialnej i przejście ww. prosumentów na model *net-billingu*, to podobny zakres argumentacji można zidentyfikować również w przypadku spółdzielni energetycznych, gdzie potrzeba rynkowej wyceny wprowadzanej energii elektrycznej wydaje się w pełni uzasadniona, szczególnie iż zdecydowana większość spółdzielni energetycznych, w części wytwarzania energii elektrycznej, oparta jest obecnie na instalacjach fotowoltaicznych.

Jedną z barier ograniczających jeszcze bardziej dynamiczny przyrost spółdzielni energetycznych jest wymóg, aby prowadziła ona działalność na obszarze gminy wiejskiej lub miejsko-wiejskiej w rozumieniu przepisów o statystyce publicznej lub na obszarze nie więcej niż 3 tego rodzaju gmin bezpośrednio sąsiadujących ze sobą. Trudno obecnie ocenić skutki ewentualnej zmiany i wprowadzenie modelu spółdzielni energetycznych, również na terenach obszarów miejskich.

Wydaje się, że spółdzielnie energetyczne już na trwałe stały się aktywnym uczestnikiem rynku i podmiotem aktywnie rozwijającym rozproszoną energetykę odnawialną. Z drugiej strony należy pamiętać, że opisywana forma działalności wymaga wyższego stopnia profesjonalizacji, w tym powołania nowego podmiotu prawnego, zapewnienia rozliczeń wewnętrznych pomiędzy członkami spółdzielni oraz zapewnienia rozliczeń wewnętrznych, które występują niezależnie od relacji zewnętrznej ze sprzedawcą energii. Niezależnie od powyższego należy jednak mieć na uwadze, iż docelowo również rozliczanie spółdzielni energetycznych powinno zmierzać do jak najbardziej rynkowych zasad funkcjonowania.

<sup>18</sup> Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa

## V. KSZTAŁTOWANIE SIĘ CEN ENERGII ELEKTRYCZNEJ, GAZU I ŚWIADECTW POCHODZENIA

### 1. Rynek Dnia Następnego energii elektrycznej

Kluczowymi czynnikami kształtującymi ceny na rynku SPOT w roku 2024 były:

- dalszy dynamiczny wzrost mocy zainstalowanej OZE w KSE,
- zmiana regulacji na rynku bilansującym (opisana szerzej w II rozdziale Raportu),
- wysoka zmienność cenowa na rynkach RDN i RDB,
- rekordowe ilości cen ujemnych na rynkach krótkoterminowych,
- wystąpienie długotrwałego zjawiska *dunkelflaute* w 4 kwartale roku.

Średnia cena TGE BASE dla Polski w 2024 r. wyniosła 416,26 PLN/MWh. Oznacza to spadek na poziomie 18,67% w porównaniu z rokiem poprzednim (511,81 PLN/MWh). Porównując

natomiast średnią cenę TGE BASE za rok 2024 do roku 2022 spadek ten wynosi aż 47,15% (787,63 PLN/MWh). Należy jednak pamiętać, że ze względu na zbrojną napaść Rosji na Ukrainę rok 2022 był rokiem specyficznym dla całej europejskiej energetyki.

Analizując godziny szczytowe, tzw. peakowe (od 8:00 do 22:00 w dni robocze), można zauważyć podobne zależności. Średnia cena PEAK w roku 2024 wynosiła 490,32 PLN/MWh. W porównaniu z rokiem 2023 (581,79 PLN/MWh) odnotowała 15,32% spadek. Natomiast w zestawieniu z rokiem 2022 (886,87 PLN/MWh) był to spadek aż o 44,71%.

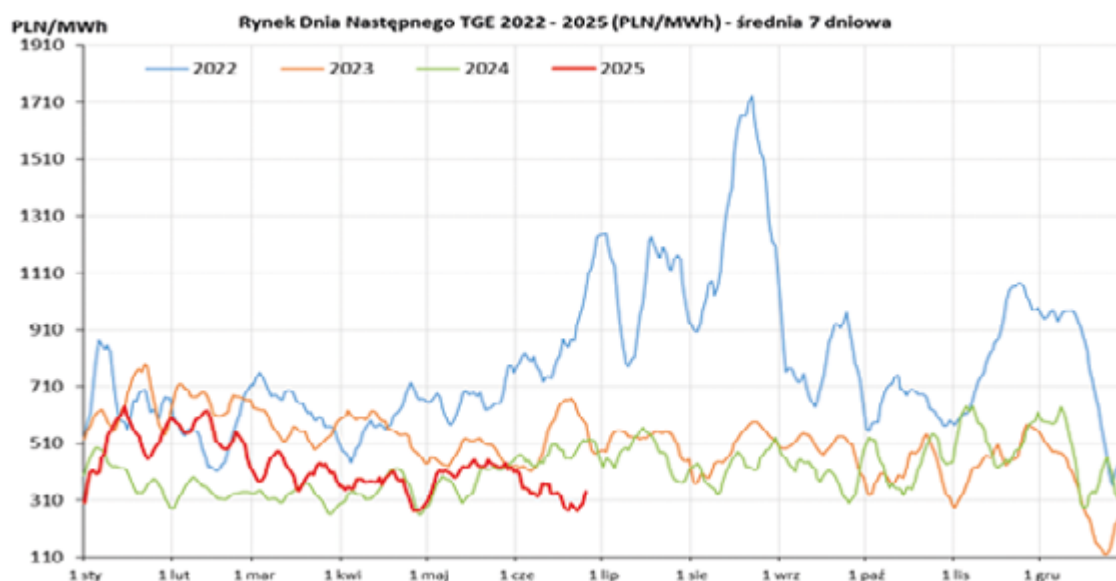
Średnia cena dla godzin pozaszczytowych – offpeakowych (tj. godzin 1:00–7:00, 23:00–00:00 oraz dni wolne) wyniosła w 2024 r. 375,48 PLN/MWh, co w porównaniu z rokiem 2023 daje spadek na poziomie 22%, a w porównaniu z rokiem 2022 spadek o 48,54%.

Zmienność cen produktów BASE, PEAK oraz OFFPEAK w latach 2021, 2022, 2023 przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 7. Różnica średnich cen produktów BASE, PEAK oraz OFFPEAK w latach 2022, 2023, 2024

Produkt/lata	2022	2023	2024
<b>BASE</b>	↓ 47,15%	↓ 18,67%	<b>416,26 PLN/MWh</b>
<b>PEAK</b>	↓ 44,71%	↓ 15,32%	<b>490,32 PLN/MWh</b>
<b>OFFPEAK</b>	↓ 48,54%	↓ 22,09%	<b>375,48 PLN/MWh</b>

Na poniższym wykresie z kolei przedstawiono 7-dniowe średnie ceny BASE na rynku SPOT za lata 2022–2025.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE

Rysunek 10. Średnia 7-dniowa cena na Rynku Dnia Następnego za lata 2022–2025

Analiza średnich cen BASE wyrażonych w PLN/MWh wykazuje wyraźne zmiany pomiędzy rokiem 2023 a 2024 w ujęciu kwartalnym. W I kwartale 2023 r. średnia cena wyniosła 615,61 PLN/MWh, natomiast w analogicznym okresie roku 2024 spadła do poziomu 356,28 PLN/MWh. Oznacza to różnicę wynoszącą 259,33 PLN/MWh, co odpowiada spadkowi o 42,1% rok do roku.

W II kwartale 2023 r. średnia cena ukształtowała się na poziomie 527,17 PLN/MWh, podczas gdy w Q2 2024 wyniosła 392,57 PLN/MWh. Różnica pomiędzy tymi wartościami wyniosła 134,60 PLN/MWh, co przekłada się na spadek o 25,6% w stosunku do roku poprzedniego.

W III kwartale 2023 r. odnotowano średnią cenę na poziomie 505,59 PLN/MWh. W analogicznym okresie 2024 r. wartość ta

wyniosła 436,42 PLN/MWh. Spadek ten wyniósł 69,17 PLN/MWh, co oznacza obniżkę o 13,7% rok do roku.

Kwartał IV 2024 r. przyniósł wzrost średniej ceny do poziomu 478,87 PLN/MWh, w porównaniu z 401,29 PLN/MWh w Q4 2023. Różnica wyniosła 77,58 PLN/MWh, co stanowi wzrost o 19,3% względem roku poprzedniego.

W ujęciu średniorocznym, cena BASE w 2023 r. wyniosła 512,42 PLN/MWh, natomiast w 2024 r. spadła do poziomu 416,04 PLN/MWh. Różnica roczna wynosi 96,38 PLN/MWh, co przekłada się na spadek o 18,8% w stosunku do roku wcześniejszego.

Średnie ceny obserwowane w kwartałach Q1, Q2, Q3, Q4 w latach 2023 i 2024 zestawiono w tabeli poniżej.

Tabela 8. Ceny produktów Q1, Q2, Q3, Q4 w latach 2023 i 2024 [PLN/MWh]

Kwartały/lata	2023	2024
<b>Q1</b>	<b>615,61 PLN/MWh</b>	<b>356,28 PLN/MWh</b>
<b>Q2</b>	<b>527,17 PLN/MWh</b>	<b>392,57 PLN/MWh</b>
<b>Q3</b>	<b>505,59 PLN/MWh</b>	<b>436,42 PLN/MWh</b>
<b>Q4</b>	<b>401,29 PLN/MWh</b>	<b>478,87 PLN/MWh</b>

Porównując średnie ceny BASE dla Niemiec, Francji i Węgier za lata 2022, 2023 i 2024, można zaobserwować wyraźną tendencję spadkową we wszystkich trzech krajach, jednak jej skala różni się w zależności od rynku. W przypadku Niemiec średnia roczna cena BASE w 2022 r. wyniosła 235,43 EUR/MWh. W kolejnym roku, 2023, cena ta spadła do poziomu 95,05 EUR/MWh, co oznacza obniżkę o 140,38 EUR/MWh, czyli o 59,6%. W roku 2024 tendencja spadkowa była kontynuowana, choć w mniej dynamicznym tempie – średnia cena osiągnęła poziom 79,57 EUR/MWh, co stanowi spadek o kolejne 15,48 EUR/MWh, czyli 16,3% rok do roku.

Francja charakteryzowała się jeszcze większą skalą spadków. W 2022 r. średnia cena BASE wynosiła tam 275,89 EUR/MWh, a w 2023 r. obniżyła się do poziomu 96,61 EUR/MWh. Różnica wyniosła 179,28 EUR/MWh, co odpowiada spadkowi rzędu 65,0%. W roku 2024 ceny we Francji spadły jeszcze bardziej – do poziomu 58,01 EUR/MWh, co oznacza redukcję o kolejne

38,60 EUR/MWh względem roku poprzedniego, czyli o 40,0%. Na tle Niemiec i Francji rynek węgierski wykazuje relatywnie mniejszą dynamikę zmian w ostatnim roku. W 2022 r. średnia cena BASE na Węgrzech wynosiła 271,64 EUR/MWh, spadając w 2023 r. do poziomu 106,62 EUR/MWh, co oznacza spadek o 165,02 EUR/MWh, czyli 60,7%. W 2024 r. odnotowano dalszy spadek, jednak już znacznie mniejszy – średnia cena wyniosła 100,81 EUR/MWh, co przekłada się na różnicę rzędu 5,81 EUR/MWh, a więc 5,5% rok do roku.

Dane te wskazują na kontynuację trendu spadkowego cen energii elektrycznej typu BASE w całej Europie Środkowo-Zachodniej w latach 2022–2024, przy czym najbardziej znaczące spadki wystąpiły na rynku francuskim, a najmniejszą zmienność odnotowano na rynku węgierskim w ostatnim analizowanym okresie.

W tabeli poniżej zestawiono zmienność cen produktów BASE dla Niemiec, Francji i Węgier.

Tabela 9. Różnice cen produktów BASE dla poszczególnych krajów

Kraj/lata	2022–2023	2022	2023
<b>Niemcy</b>	<b>↓ 59,6%</b>	<b>↓ 16,3%</b>	<b>79,57 €/MWh</b>
<b>Francja</b>	<b>↓ 65,0%</b>	<b>↓ 40,0%</b>	<b>58,01 €/MWh</b>
<b>Węgry</b>	<b>↓ 60,7%</b>	<b>↓ 5,5%</b>	<b>100,81 €/MWh</b>

W 2024 r. struktura krajowej produkcji energii elektrycznej uległa dalszym zmianom, pogłębiając trend transformacji obserwowany w poprzednich latach. Udział węgla w miksie energetycznym spadł do 57%, osiągając najniższy poziom w historii. W 2023 r. zmniejszył się z 73% do 63%. Dla porównania, w 2015 r. wynosił 83%, a w 2000 r. niemal 100%.

W miejsce węgla rosło znaczenie innych technologii, zwłaszcza gazu ziemnego. Jego udział w produkcji energii wzrósł z 7% w 2022 r. do 10% w 2023, a następnie do 11,6% w 2024. Wzrost ten wynikał z oddawania do użytku nowych jednostek gazowych oraz stabilizacji cen paliwa po wcześniejszych wahanach.

Odnotowano również dalszy wzrost udziału OZE, w szczególności wiatru na lądzie i fotowoltaiki (PV). W 2024 r. wyniósł on 29,6%, co oznaczało najwyższy poziom w historii. Tempo wzrostu było jednak wyraźnie niższe niż rok wcześniej – w 2023 r. udział OZE zwiększył się aż o 7 pkt proc. (z 20% do 27%), podczas gdy w 2024 wzrost wyniósł jedynie 2,6 pkt proc. Dla porównania w 2015 r. udział ten wynosił 13,2%. Mimo rekordowego wyniku udział OZE w Polsce pozostaje jednym z najniższych w Europie.

W poniższej tabeli zestawiono wolumen mocy zainstalowanej w OZE w 2023 oraz 2024 r.

Tabela 10. Wolumen mocy zainstalowanej w OZE w 2023 oraz 2024 r.

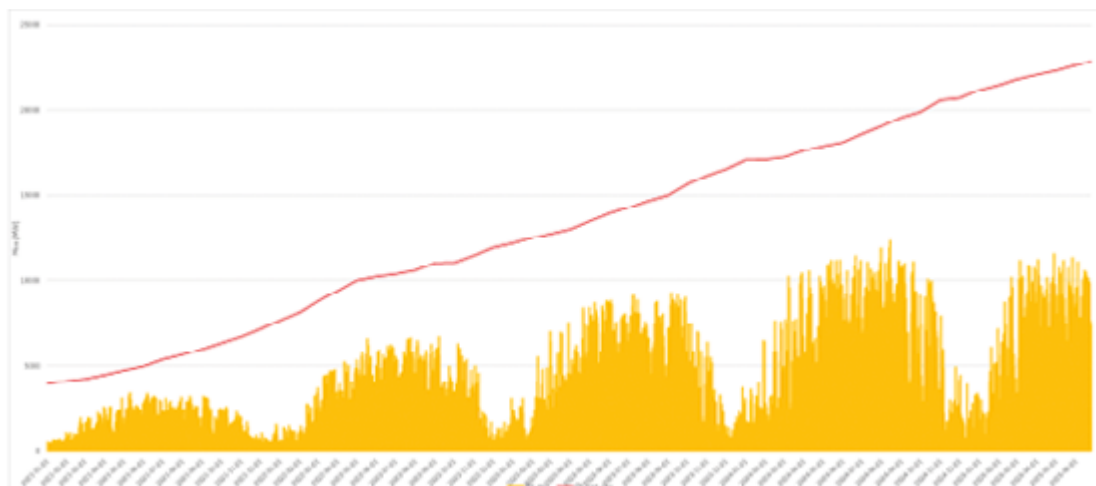
	Moc zainstalowana farm wiatrowych	Moc zainstalowana w PV
<b>Grudzień 2023</b>	<b>8236 MW</b>	<b>12 181 MW</b>
<b>Grudzień 2024</b>	<b>ok. 10 000 MW</b>	<b>ok. 21 000 MW</b>
<b>Przyrost</b>	<b>↑ ~21,4%</b>	<b>↑ ~72,4%</b>

Na poniższych wykresach przedstawiono zestawienia generacji OZE oraz przyrost ich mocy w KSE za lata 2021–2024. W ciągu analizowanego okresu widoczny jest systematyczny wzrost mocy zainstalowanej zarówno dla PV, jak i energetyki wiatrowej. W przypadku PV moc zainstalowana (czerwona linia) rośnie w sposób dynamiczny i niemal liniowy. Na początku 2024 r. moc zainstalowana przekracza 17 000 MW, by do końca roku wzrosnąć do około 21 000 MW. Warto zaznaczyć, że ponad połowę tej mocy stanowią instalacje prosumenckie, które nie uczestniczą bezpośrednio w rynku hurtowym.

Jeśli chodzi o energetykę wiatrową, moc zainstalowana również rośnie, choć znacznie wolniej niż w przypadku PV. W 2024 r. moc zainstalowana wiatru wzrasta z około 9000 MW na początku roku do nieco ponad 10 000 MW pod koniec

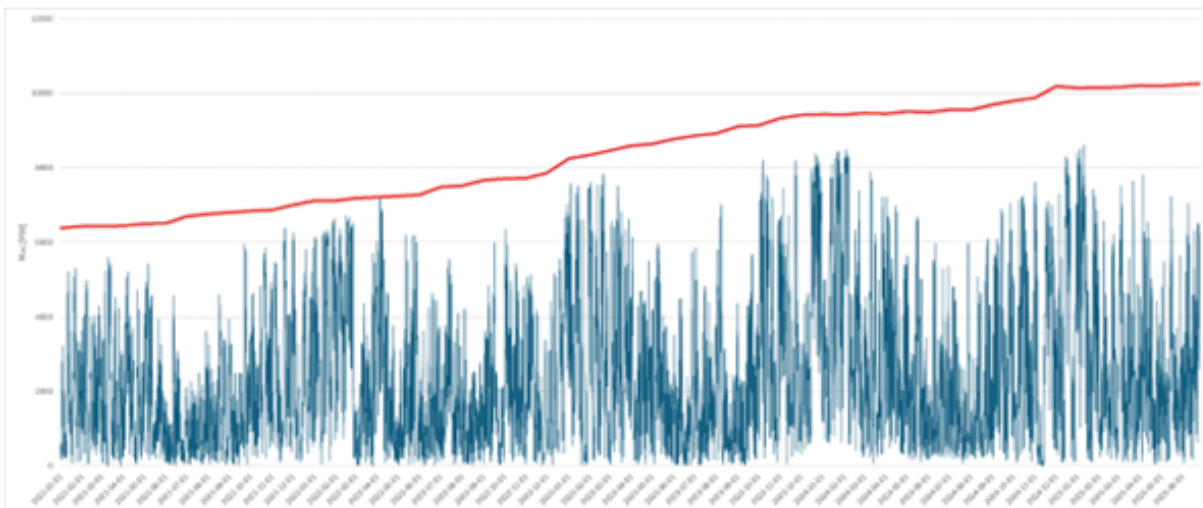
roku. W ciągu 2024 r. obserwuje się okresy o bardzo wysokiej generacji, zbliżonej do mocy zainstalowanej, przeplatane momentami niemal całkowitego braku produkcji. Mimo wzrostu mocy zainstalowanej ogólny charakter generacji pozostaje podobny – silne skoki mocy i brak sezonowości tak wyraźnej jak w przypadku PV.

Podsumowując, rok 2024 charakteryzował się znacznym przyrostem mocy zainstalowanej w fotowoltaice i umiarkowanym przyrostem w energetyce wiatrowej. Generacja z PV w 2024 r. była rekordowa w miesiącach letnich, co odzwierciedla rosnący potencjał tego źródła w miksie energetycznym. Z kolei wiatr nadal odgrywał istotną rolę, oferując niebagatelną produkcję w korzystnych warunkach, ale z dużą zmiennością dobową i tygodniową.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE

Rysunek 11. Zestawienie generacji solarnej oraz przyrostu mocy z PV w KSE za lata 2021–2024



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE

Rysunek 12. Zestawienie generacji wiatrowej oraz przyrostu mocy z wiatru w KSE za lata 2021–2024

W 2024 r. rynek energii elektrycznej w Polsce przeszedł znaczącą transformację, której kluczowym elementem była reforma rynku bilansującego, skutkująca znacznym zwiększeniem zmienności cen, deregulacja mechanizmów ofertowych, a także rosnąca presja ze strony operatora systemu na uczestników rynku w zakresie dokładniejszego bilansowania portfeli. Na całościowy obraz rynku miały wpływ nie tylko zmiany regulacyjne i strukturalne, ale również czynniki pogodowe, geopolityczne i techniczne. Rok ten pokazał, jak istotne jest precyzyjne prognozowanie pozycji, elastyczność i zdolność szybkiego reagowania na zmieniające się warunki – zarówno rynkowe, jak i fizyczne w systemie elektroenergetycznym.

Jednym z najważniejszych wydarzeń była reforma rynku bilansującego, której druga faza weszła w życie 14 czerwca 2024 r., szerzej opisana w II rozdziale Raportu.

Choć zmiany te miały charakter systemowy, ich wdrożenie okazało się problematyczne. W pierwszych tygodniach po uruchomieniu nowych mechanizmów rynek borykał się z wieloma wyzwaniami technicznymi – jak błędy w komunikacji z PSE, opóźnienia w publikacji danych oraz konieczność wielokrot-

nych korekt cen na rynku bilansującym. W niektórych przypadkach ceny nie odzwierciedlały rzeczywistej sytuacji systemowej – np. wysokie ceny występowały mimo nadpodaży mocy, co podważało zaufanie uczestników do jakości wdrożenia reformy. W kolejnych miesiącach sytuacja uległa poprawie i mechanizmy rynkowe lepiej odzwierciedlały rzeczywistość.

Jednym z najbardziej widocznych skutków reformy był gwałtowny wzrost zmienności cen na rynku energii, zwłaszcza w segmencie bilansującym. Po zniesieniu limitów cenowych i kontroli marż w lipcu 2024 r., ceny zaczęły podlegać pełnej grze rynkowej. W rezultacie odnotowano bardzo duże wahania – ceny potrafiły spadać do poziomów ujemnych (np. -600 PLN/MWh) lub rosnąć do ekstremalnych wartości (nawet 1000 PLN/MWh w szczycie letnim). Szczególnie niestabilny był lipiec – jeden z pierwszych miesięcy działania reformowanego systemu – kiedy różnice cenowe pomiędzy kolejnymi 15-minutami dochodziły do kilkuset złotych.

Obecnym rekordem cen ujemnych na rynku SPOT jest poziom -500 PLN/MWh. Na rynku bilansującym najniższa zaobserwowana cena to 1296,45 PLN/MWh.



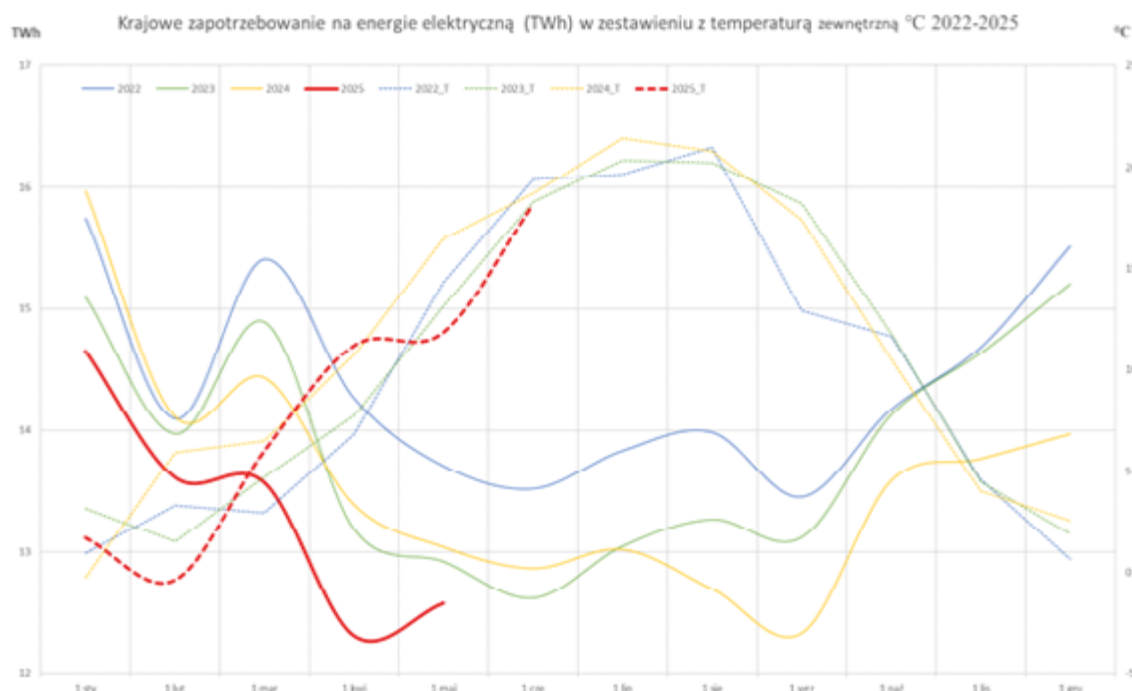
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE

Rysunek 13. Przykładowa zmienna godzinowa dla wybranego dnia na RDN

Istotnym czynnikiem wpływającym na bilans mocy w 2024 r. była fala upałów, która wystąpiła od drugiej połowy lipca do września. Wysokie temperatury znacząco zmniejszyły sprawność jednostek ciepłych, ograniczyły dostępność chłodzenia wodnego i zwiększyły awaryjność bloków konwencjonalnych. Szczególnie trudna była sytuacja w sierpniu, kiedy aż trzy duże bloki w południowej Polsce musiały ograniczyć moc lub zostały odstawione ze względu na przegrzanie instalacji lub ograniczenia. Jednocześnie wysokie zużycie energii elektrycznej przez

klimatyzację znacząco zwiększyło popyt – szczególnie w godzinach popołudniowych. Dodatkowo awaria infrastruktury przesyłowej w regionie Bałkanów (dotycząca Serbii i Rumunii) doprowadziła do ograniczeń w imporcie energii elektrycznej do Polski ze strony południowej – w efekcie jeszcze bardziej pogłębiło się ryzyko niedoboru mocy w kraju.

Poniższy wykres przedstawia krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną w zestawieniu ze średnią temperaturą zewnętrzną za lata 2022–2025.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE

Rysunek 14. Krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną (TWh) w zestawieniu z temperaturą zewnętrzną (°C) za lata 2022–2025

Istotnym czynnikiem w roku 2024 było dalsze wyłączenie jednostek konwencjonalnych w Niemczech. Odłączonych zostało 7 elektrowni na węgiel brunatny oraz 8 na węgiel kamienny o łącznej mocy 4,3 GW. Decyzja ta przełożyła się na pogłębienie ekstremów cenowych, które zaczęły pojawiać się na rynku SPOT oraz Intraday. W sytuacjach dużej nadpodaży ze źródeł odnawialnych, szczególnie w przypadkach z niskim zapotrzebowaniem odbiorców, pojawiają się ujemne ceny energii elektrycznej, osiągając nawet poziomy około -300 EUR/MWh. Z drugiej strony konieczność zapewnienia podaży w godzinach szczytowego zapotrzebowania, wymusza import energii oraz uruchamianie jednostek wytwórczych tylko na parę godzin, co przekłada się na wysokość cen na poziomie około 200 EUR/MWh.

W IV kwartale 2024 r. rynek stanął przed szczególnym wyzwaniem – tzw. zjawiskiem *dunkelflaute*, czyli długotrwałym okresem niskiej produkcji energii z OZE ze względu na jednoczesny brak wiatru i słońca. Średnia generacja wiatrowa w Polsce w IV kwartale 2024 r. była aż o 14,2% niższa niż w Q4 roku 2023. Doprowadziło to do wzrostu zapotrzebowania na rezerwy mocy

oraz większego zaangażowania elektrowni konwencjonalnych. Bezwietrzne warunki nie dotyczyły tylko Polski, co przyczyniło się również do problemów z importem energii elektrycznej na rynku SPOT. Widać to wyraźnie w posumowaniu cen kwartałów, gdzie Q4 w 2024 r. był jedynym kwartałem droższym od swojego odpowiednika w roku 2023.

Podsumowując, 2024 rok przyniósł pewnego rodzaju przemianę polskiego rynku energii. Reforma bilansowania, deregulacja cenowa i większa presja ze strony PSE ukształtowały środowisko, w którym uczestnicy muszą nie tylko efektywnie handlować, ale i bardzo precyzyjnie zarządzać portfelem oraz przewidywać realne potrzeby i możliwości produkcyjne. Jednocześnie rynek stał się bardziej podatny na krótkoterminowe wahania – co stanowi zarówno szansę, jak i ryzyko – szczególnie w okresach kryzysowych, takich jak *dunkelflaute*.

Wszystkie te czynniki złożyły się na zdecydowanie wymagający rok dla PSE i uczestników rynku energii. Operator coraz wyraźniej podkreślał potrzebę aktywnego i rzetelnego bilansowania własnych portfeli przez uczestników rynku.

W 2024 r. wprowadzone reformy, mimo licznych korzyści systemowych, unaocznily też istotne problemy techniczne i strukturalne – zarówno w obszarze wdrożeniowym, jak i funkcjonowania rynku w warunkach nadpodaży OZE oraz ich niewystarczającej ilości (Q4). Zmienność cen, wysokie koszty bilansowania, wyzwania pogodowe oraz awarie wystawiły cały system na ciężką próbę, a jednocześnie dały impuls do dalszej profesjonalizacji zarządzania portfelami, integracji z magazynami energii i rozwijania elastyczności po stronie odbiorców.

W pierwszej połowie 2025 r. rynek energii elektrycznej w Europie – w tym w Polsce – znalazł się pod silną presją kombinacji czynników pogodowych, geopolitycznych i regulacyjnych, które wspólnie kształtowały ceny energii i sytuację bilansową systemów elektroenergetycznych. Ten okres wyróżniał się wyjątkową zmiennością i dużym ryzykiem operacyjnym.

Jednym z kluczowych czynników była sytuacja meteorologiczna. Cała Europa, w tym Polska, doświadczyła wyjątkowo niskiej generacji wiatrowej – prędkości wiatru były istotnie niższe od średnich z poprzednich lat, co przełożyło się na zmniejszoną produkcję z farm wiatrowych. W praktyce zmusiło to systemy energetyczne do zwiększonego wykorzystania jednostek konwencjonalnych, przede wszystkim gazowych i węglowych, co naturalnie zwiększało koszty produkcji energii.

Na te trudności pogodowe nałożyły się poważne napięcia geopolityczne i decyzje regulacyjne. Polityka administracji Donalda Trumpa w USA wywierała presję na UE, a sam Trump zagroził nałożeniem taryf celnych sięgających 50% na towary z UE, w tym również na sektor energetyczny, co wywołało ostrą reakcję Brukseli i przygotowanie propozycji odwetowych ceł na amerykańskie produkty. Sankcje wobec Rosji zostały przez UE dodatkowo zaostrzone, a jednocześnie pojawiły się sygnały o możliwym złagodzeniu restrykcji wobec Iranu przez USA, co mogłoby zmienić kierunki dostaw ropy na globalnym rynku.

W odpowiedzi na te wyzwania UE kontynuowała realizację programu REPowerEU, koncentrując się na przyspieszonym rozwoju OZE, magazynów energii, hydroenergetyki oraz modernizacji infrastruktury przesyłowej. Celem było nie tylko zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego, ale także uniezależnienie się od paliw kopalnych importowanych spoza UE. Wszystko to wprowadziło niepewność na rynku surowców energetycznych i spowodowało zwiększoną zmienność, zwłaszcza na rynku gazu ziemnego. W efekcie cena gazu na rynku europejskim (TTF) wzrosła o około 20% w pierwszych miesiącach roku, co bezpośrednio przełożyło się na wyższe koszty wytwarzania energii elektrycznej.

Dodatkowym wstrząsem dla rynku był blackout na Półwyspie Iberyjskim, który wystąpił pod koniec kwietnia, na kilka godzin odcinając od sieci około 30 GW mocy oraz zmuszając operatorów europejskich do zwiększenia eksportu awaryjnego w celu stabilizacji systemów energetycznych. To zdarzenie tymczasowo podbiło ceny rezerw i pokazało słabości infrastruktury

przesyłowej w warunkach stresu pogodowego i rosnącego popytu.

Podsumowując, pierwsze półrocze 2025 r. było okresem, w którym ceny energii elektrycznej w Europie i Polsce kształtowały się pod wpływem wyjątkowo niskiej produkcji z OZE, wysokich wiosennych temperatur, napięć geopolitycznych związanych z polityką USA i sankcjami na gaz oraz strukturalnych ograniczeń rynku. W rezultacie system energetyczny był zmuszony do intensywnego wykorzystania jednostek konwencjonalnych i rezerwowych, co prowadziło do wysokich kosztów bilansowania i utrzymywania bezpieczeństwa pracy systemu.

## 2. Rynek Terminowy energii elektrycznej

Kluczowe czynniki Rynku Terminowego w 2024 i połowie 2025 r. stanowiły:

- zakończenie ograniczenia marż wytwórców,
- wdrożenie nowych warunków bilansowania KSE,
- wzrost zmienności z uwagi na światowe czynniki polityczne,
- wzrost zmienności na rynku SPOT oraz dalszy rozwój źródeł OZE.

Wraz z uspokojeniem nastrojów z poprzednich lat (2022 i 2023), po ataku wielkoskalowym Rosji na Ukrainę ceny zarówno na rynku gazu, jak i węgla ustabilizowały się, co przełożyło się na mniejsze wahania na Rynku Terminowym. Dodatkowo ciepła zima zmniejszyła ryzyko braku utrzymania wystarczających zapasów gazu w Europie Zachodniej. Ceny towarów (gazu i uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>) pozostawały w trendzie spadkowym do końca lutego. Ceny uprawnień spadły z poziomów 76 EUR/t do 52 EUR/t, gaz TTF z 32 EUR/MWh do poziomu 23 EUR/MWh. Do tendencji spadkowej na początku 2024 r. przyczyniły się zarówno warunki atmosferyczne, jak i działania funduszy inwestycyjnych, które zajmowały ujemną pozycję netto, niższe niż się spodziewano zapotrzebowanie na energię elektryczną oraz brak utrudnień w importowaniu gazu LNG z USA.

Cena kontraktu BASE Y-25 pozostawała w trendzie spadkowym, pomimo wyraźniej korekty trwającej od marca do czerwca. Swoje maksymalne poziomy (530 PLN/MWh) osiągnęła w pierwsze dniach handlu 2024 r., swoje minimum osiągnęła około 404 PLN/MWh, pod koniec lutego, gdzie zaczęła się korekta spadków do poziomu 485 PLN/MWh pod koniec czerwca. Średnia z całego roku wyniosła 453 PLN/MWh, a w ostatnich sesjach handlu w 2024 r., dostawy dla roku 2025 r. były wyceniane na poziomie 424 PLN/MWh.

Do kluczowych czynników prospadkowych można zaliczyć:

- spadek cen na rynkach ościennych, umożliwiający import energii;
- dalszy spadek kosztów wytwarzania energii w źródłach konwencjonalnych;

- dalszy rozwój mocy w sektorze OZE (wzrost ok. 18%, 6 GW r/r), przekładający się na zwiększoną presję na wytwórców z paliw kopalnianych;
- implementacja cen ujemnych i coraz częste ich występowanie na rynku SPOT;
- warunki atmosferyczne, umożliwiające spokojne zatłaczanie magazynów gazu.

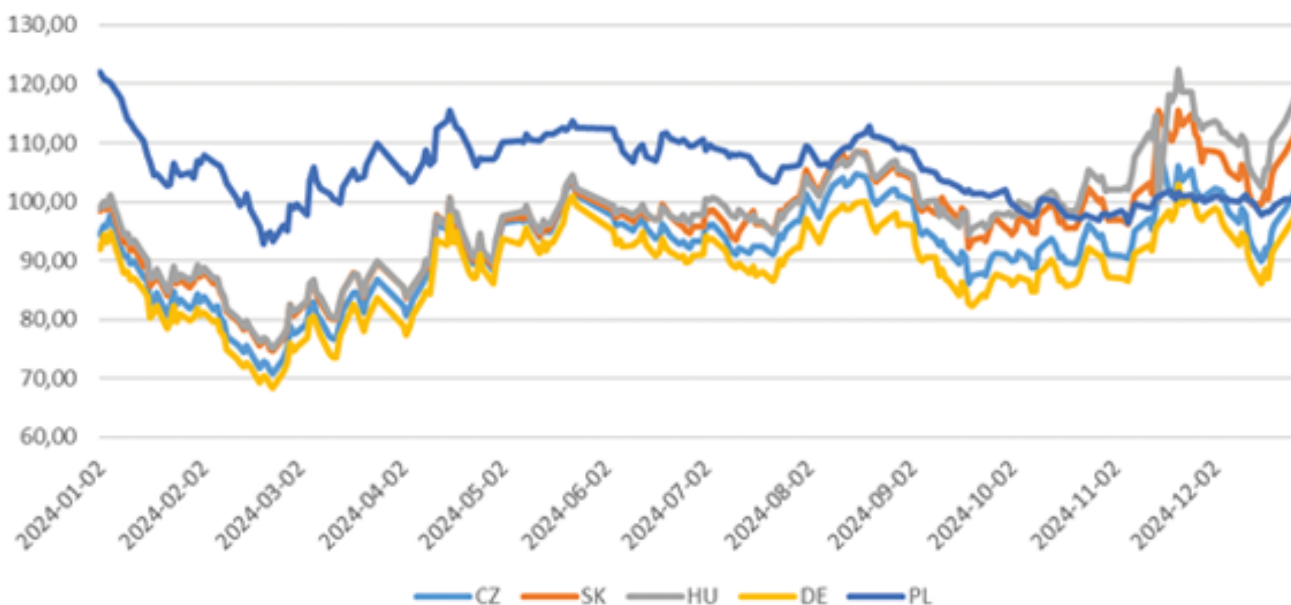
Ze znaczących zmian wpływających na wycenę energii w Polsce warto wspomnieć o wdrożeniu nowych zasad bilansowania przy jednoczesnym zaprzestaniu limitowania marż wytwórców oraz rozpoczęciu rozliczeń na rynku bilansującym w okresach 15-minutowych (zmiany na rynku bilansującym szerzej opisano w rozdziale I pkt 6). Zmiana ta wpłynęła na wzrost zmienności i spadek stabilności cen, które zaczęły w lepszy sposób odzwierciedlać sytuację bilansową w systemie elektroenergetycznym. Nowe zasady bilansowania zostały wprowadzone w połowie czerwca 2024 r., ale prace korygujące ceny rynku bilansującego pojawiają się wciąż w 2025 r., więc rynek pozostaje w trybie „nauki” nowych zasad. Zauważalnym efektem wdrożenia nowych WDB był wzrost wyceny dostaw energii w godzinach peakowych (dni robocze w godz. 8–22), które zaczęły być wyceniane wyżej w stosunku do dostaw w kontraktach BASE (wszystkie godziny doby). Naturalnym efektem nowych zasad działania rynku będzie wyższa wycena godzin/tygodni/miesiący/kwartałów z małym udziałem OZE oraz prosumentów oddających do sieci nadwyżki z generacji przydomowych instalacji OZE. Dlatego też rynek zaczyna wyceniać kontrakty na kwartał I oraz IV wyżej niż na kwartał II oraz III. Na początku 2024 r. wycena dostaw

energii w kwartale III była wyższa niż w kwartale IV, pomimo mniejszych teoretycznych możliwości produkcji z PV oraz zmiany strukturalnej zachowania prosumentów, w kwartale III oddają energię do sieci, a w kwartale IV pobierają, zwiększając zapotrzebowanie w godzinach peakowych.

Dodatkowymi czynnikami wpływającymi na zmienności wycen kontraktów, które pojawiły się już w 2025 r. były rozpoczęcie wojen handlowych, wprowadzenie lub sugerowanie wprowadzenia ceł pomiędzy Chinami a USA oraz Europą a USA, co przekładało się na gwałtowne spadki w momentach ich ogłoszenia lub wzrosty, gdy były odkładane. Wzrost niepewności co do polityki gospodarczej przyczynia się do zwiększonych wahań na rynku towarowym oraz spadku przewidywalności co do kształtowania się cen.

Drugim czynnikiem były informacje o możliwym zakończeniu inwazji Rosji na Ukrainę oraz podpisanie zawieszenia broni lub rozejmu. Niestety do końca czerwca 2025 r. takie zdarzenie nie zaistniało, a dodatkowo pojawiły się większe napięcia na Bliskim Wschodzie oraz deficyt mogący skutkować brakiem wystarczającej ilości gazu w Ukrainie.

Cena kontraktu BASE Y-25 na rynkach europejskich spadała do przełomu lutego i marca 2024 r. Trend wzrostowy utrzymywał się od tego momentu aż do końca roku 2025 na wszystkich rynkach europejskich (poza Polską). Z uwagi na nowe regulacje rozwój OZE i coraz częstsze problemy z wyeksportowaniem nadwyżek z Polski korelacja z pozostałymi krajami uległa osłabieniu.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE

Rysunek 15. Cena kontraktu BASE Y-25 na rynkach europejskich

### 3. Rynek Praw Majątkowych

Rynek Praw Majątkowych (RPM) dla energii elektrycznej wytworzonej w OZE oraz świadectw efektywności energetycznej funkcjonuje na podstawie regulacji prawnych nakładających obowiązek uzyskania i umarzania świadectw pochodzenia lub wnoszenia opłaty zastępczej w odpowiedniej proporcji do wolumenu energii zużywanej przez odbiorców końcowych. Zasadniczo obowiązek ten realizuje przedsiębiorstwo energetyczne, odbiorca przemysłowy oraz w określonych przypadkach odbiorca końcowy, towarowy dom maklerski i dom maklerski. Odbiorcy przemysłowi, z uwagi na szczególne uwarunkowania i charakterystykę prowadzonej działalności gospodarczej, mogą korzystać z przywileju realizacji pomniejszonego poziomu obowiązku w zakresie uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectw pochodzenia wydanych dla energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach OZE. Lista odbiorców przemysłowych jest publikowana na stronach internetowych URE.

Nałożone na wspomniane wyżej podmioty obowiązki są elementem systemu wsparcia producentów energii elektrycznej z tego typu źródeł oraz podmiotów działających w obszarze poprawy efektywności energetycznej.

Na poziomy i zmienność cen praw majątkowych na rynku wpływa przede wszystkim kształtowanie się relacji podaży i popytu, będących pochodną poziomu nałożonego obowiązku. Rynek Praw Majątkowych (RPM) jest również bardzo podatny na wszelkiego rodzaju informacje o planowanych oraz zamierzonych zmianach legislacyjnych. Duże znaczenie dla wyznaczania górnych poziomów cen mają wysokości jednost-

kowych opłat zastępczych dla poszczególnych produktów. Nie bez znaczenia pozostaje również możliwość (lub jej brak) wniesienia opłat zastępczych w miejsce przedstawienia Prezesowi URE do umorzenia stosownej ilości świadectw pochodzenia lub świadectw efektywności energetycznej.

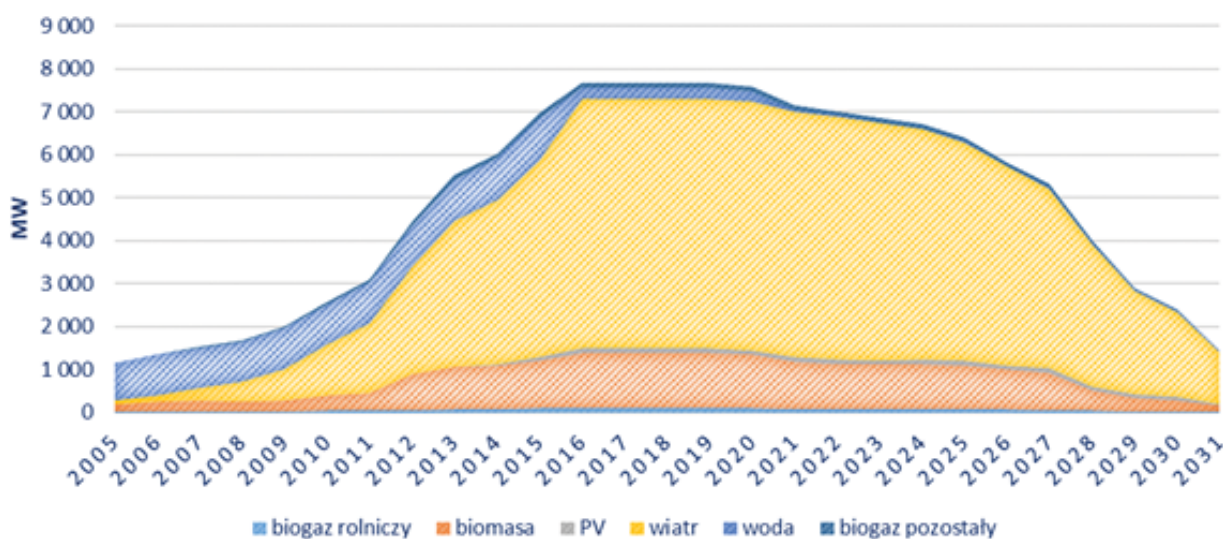
Poziomy obowiązek na rok 2025 oraz poszczególne jednostkowe opłaty zastępcze (jOz) wynoszą:

- dla energii wytworzonej w odnawialnych źródłach – PMOZE\_A, tzw. prawa majątkowe „zielone” – obowiązek na poziomie 8,5% sprzedaży odbiorcom końcowym; jOz – 60,27 PLN/MWh (125% średniej ceny z roku poprzedniego m.in., art. 47 ust. 3 pkt 2 ustawy o OZE);
- dla energii wytworzonej z biogazu rolniczego – PMOZE-BIO, tzw. prawa majątkowe „błękitne” – obowiązek na poziomie 0,5% sprzedaży odbiorcom końcowym; jOz – 300,03 PLN/MWh;
- dla świadectw efektywności energetycznej – PMEF, tzw. prawa majątkowe „białe” – obowiązek: 1,5%; jOz – 2 216,20 PLN/toe.

#### Prawa majątkowe PMOZE\_A („zielone”)

Rynek certyfikatów PMOZE\_A od 2016 r. jest tzw. rynkiem zamkniętym (nie wchodzi do niego nowe źródła OZE). Ponadto po upływie 15-letniego okresu wsparcia jednostki tracą wsparcie w postaci certyfikatu, co w konsekwencji oznacza kurczenie się z roku na rok tego rynku (rysunek poniżej). Dla instalacji OZE będących w systemie certyfikacyjnym od samego początku jego utworzenia (2005 r.), 2015 r. był ostatnim rokiem, w którym otrzymywały one wsparcie w postaci certyfikatu PMOZE\_A. Zgodnie z obowiązującymi regulacjami w 2031 r. zostaną wydane i rozliczone ostatnie certyfikaty PMOZE\_A.

Notowania BASE Y-25

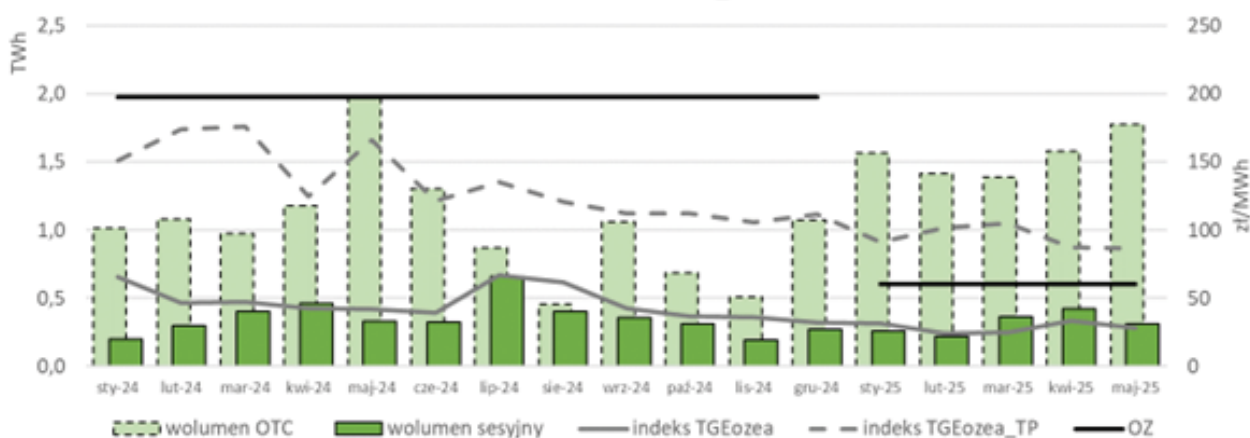


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE

Rysunek 16. Rozwój mocy OZE w systemie certyfikacyjnym

O poziomie wywiązania się z ustawowego [52] obowiązku umorzenia stosownych praw majątkowych lub wniesienia opłaty zastępczej (OZ) decyduje Ministerstwo Klimatu i Środowiska, które w ramach wydawanego co roku rozporządzenia (jako tzw. aktu wykonawczego do ustawy) informuje do 30 sierpnia o tych poziomach. Dla roku 2025 było to 8,5% (wzrost z 5% obowiązku z roku 2024). Niewielki wzrost obowiązku w stosunku do roku 2024 i utrzymanie go na relatywnie niskim poziomie w stosunku do lat ubiegłych ma na celu ograniczenie wpływu na wzrost cen energii dla odbiorców końcowych. Dodatkowo przychody z rynku energii dla właścicieli OZE były wyraźnie wyższe niż w latach ubiegłych, tym samym dodatkowe wsparcie w postaci przychodów ze sprzedaży praw majątkowych było mniej zasad-

ne. Obowiązek dla roku 2025 został opublikowany w sierpniu 2024 r. i był poprzedzony dwoma projektami rozporządzeń, które zakładały obowiązek kolejno na poziomie 12,5% i 12% dla roku 2025. Projekty zawierały też (o co wnioskowało TOE) wielkości obowiązku dla lat 2026 i 2027, ale nie pojawiły się one niestety w finalnej wersji rozporządzenia. Po publikacji tego rozporządzenia można było zaobserwować spadek cen PMOZE\_A (patrz rysunek poniżej). Cena oscylowała w przedziale 40–20 PLN/MWh, w tzw. trendzie bocznym do czerwca 2025 r. Do końca sierpnia 2025 r. rynek będzie wyczekiwał publikacji nowego rozporządzenia z określeniem wysokości obowiązków na rok 2026 i lata następne, co będzie skutkowało ukształtowaniem się nowego trendu cenowego na kolejny okres.

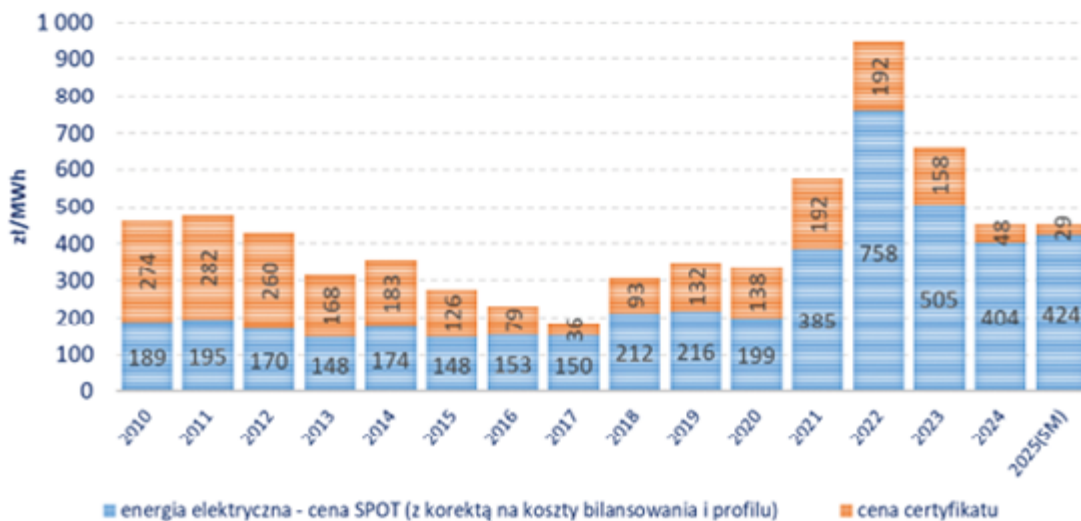


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE

Rysunek 17. Notowania PMOZE\_A (indeksy cenowe i wolumeny dla praw majątkowych „zielonych”)

Rynek certyfikatów PMOZE\_A jest ściśle powiązany z rynkiem energii elektrycznej, a przychód z tytułu wyprodukowania

1 MWh w tym systemie stanowi sumę ceny energii elektrycznej oraz ceny certyfikatu, co przedstawiono na rysunku poniżej.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE

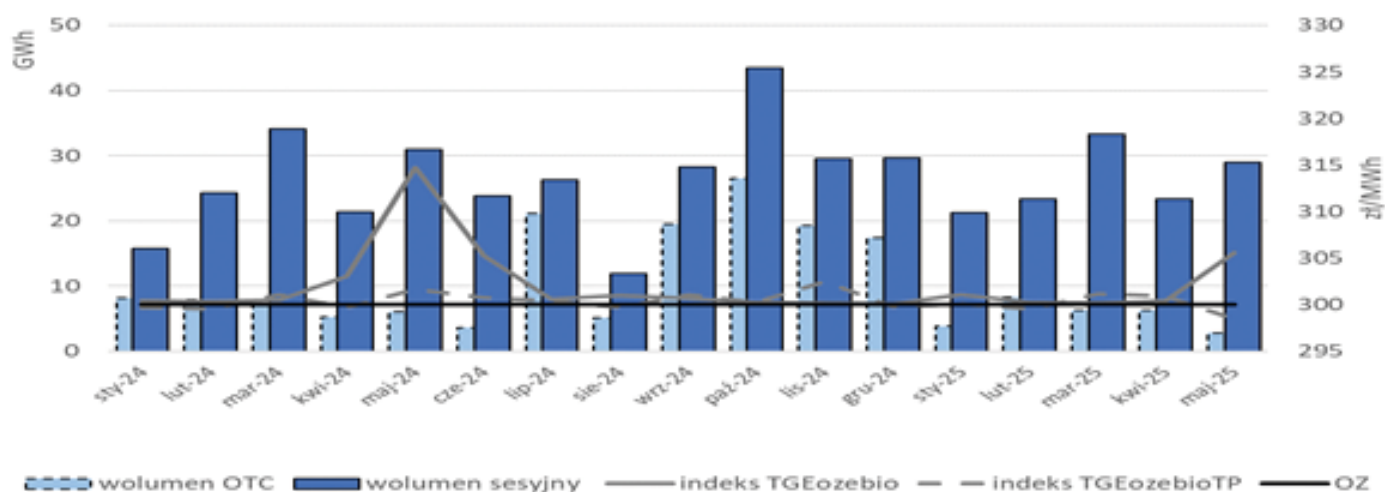
Rysunek 18. Przychody w instalacjach OZE w systemie certyfikacyjnym

Instalacje OZE w systemie certyfikacyjnym są zdecydowanym beneficjentem zawirowań na rynku energii elektrycznej. Nawet po uwzględnieniu kosztu bilansowania i profilu przychody w 2024 r. były na relatywnie wysokim poziomie, głównie za sprawą rosnących cen EUA oraz paliw. W 2024 r. łączne przychody z energii elektrycznej oraz certyfikatów PMOZE\_A oscylowały na poziomie 450 zł/MWh i sytuacja na podobnym poziomie utrzymuje się w pierwszym półroczu 2025 r.

### Prawa majątkowe PMOZE-BIO („błękitne”)

Prawa majątkowe „błękitne” są przyznawane producentom energii w biogazowniach rolniczych. W 2024 i 2025 r. obowiązek zakupu świadectw pochodzenia energii z biogazu rolniczego wynosił 0,5%. W związku z niedoborem certyfikatów na rynku ceny świadectw PMOZE-BIO kształtują się zazwyczaj powyżej

jednostkowej opłaty zastępczej, która odpowiada jej maksymalnej wysokości wynoszącej 300,03 PLN/MWh. W okresach poprzedzających termin umorzenia certyfikatów (maj, czerwiec) cena PMOZE-BIO zwykle zaczyna przewyższać opłatę zastępczą co jest spowodowane w dużej mierze wzmożonym zainteresowaniem zakupem tego produktu pod umorzenie roku n-1. Nie wszystkie podmioty zobowiązane do umorzenia tych certyfikatów są zainteresowane wnoszeniem opłaty zastępczej, w szczególności jeżeli dotyczy to niewielkiego wolumenu. Kupują świadectwa w cenie przewyższającej opłatę zastępczą, „podbijając” w ten sposób cenę na rynku. Na przełomie maja i czerwca 2025 r. odnotowano wzrost średnich cen na sesjach do poziomów o 15 PLN/MWh wyższych od obowiązującej opłaty zastępczej. W pozostałych miesiącach omawianego okresu ceny kształtowały się na poziomie zbliżonym do opłaty zastępczej.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE

Rysunek 19. Notowania PMOZE-BIO (indeksy cenowe i wolumeny dla praw majątkowych „błękitnych”)

### Prawa majątkowe PMEF („białe”)

Rynek certyfikatów efektywnościowych charakteryzuje się niedoborem certyfikatów. Istniejąca podaż nie jest w stanie zaspokoić popytu.

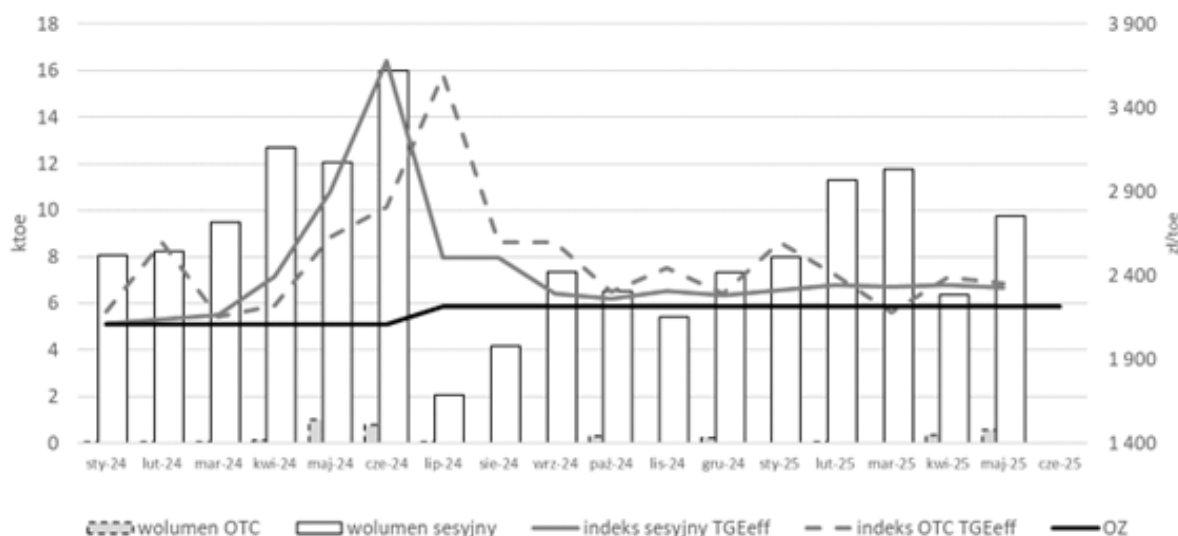
Dla roku 2024 na rynku funkcjonują lub funkcjonowały dwa indeksy dla praw majątkowych „białych”, tj.:

- PMEF-2024 – świadectwa efektywności energetycznej wydawane dla zakończonych inwestycji (poza systemem przetargowym) – wygasły z dniem 30 czerwca 2025 r. Na TGE nie odnotowano obrotu tym instrumentem.
- PMEF\_F – świadectwa efektywności energetycznej wydawane zgodnie z ustawą z dnia 20 maja 2016 r. z późn. zmianami, które nie mają daty wygaśnięcia.

Dla roku 2025 sytuacja jest analogiczna:

- PMEF-2025 – świadectwa efektywności energetycznej wydawane dla zakończonych inwestycji (poza systemem przetargowym) – z terminem wygaśnięcia z dniem 30 czerwca 2026 r. Na TGE nie odnotowano obrotu tym instrumentem na dzień sporządzania niniejszego dokumentu.
- PMEF\_F – świadectwa efektywności energetycznej wydawane zgodnie z ustawą z dnia 20 maja 2016 r. z późn. zmianami, które nie mają daty wygaśnięcia.

Rynek certyfikatów „efektywnościowych” charakteryzuje się permanentną nadwyżką popytu nad podażą.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE

Rysunek 20. Notowania PMEF\_F (indeksy cenowe i wolumeny dla praw majątkowych „białych”)

Certyfikaty „białe” typu PMEF\_F nie mają terminu ważności, a ich cena kształtowała się powyżej opłaty zastępczej (dla 2025 roku = 2216,20 PLN/toe). Cena tego certyfikatu w ostatnich miesiącach jest powyżej opłaty zastępczej o około 5% i przybiera wartość opłaty zastępczej roku następnego. W roku 2025 w okresie poprzedzającym termin umorzeń nie odnotowano skokowego wzrostu ceny tego waloru, jak to miało miejsce w latach ubiegłych. Trzeba mieć na uwadze, że zgodnie z zapisami ustawy o efektywności energetycznej skomplikował się proces ewentualnego uiszczania opłaty zastępczej. Opłatę zastępczą zobowiązany podmiot może uiścić, jeżeli w transakcjach sesyjnych nie nabył odpowiednich certyfikatów na rynku z uwagi na fakt, że cena tych praw była wyższa niż wysokość opłaty zastępczej lub z uwagi na niewystarczającą liczbę ofert sprzedaży tych praw. Na rynku istnieje przekonanie, że w momencie kiedy podmiot nie jest w stanie udowodnić, iż w każdy dzień handlu na rynku wskazanych certyfikatów składał zlecenia to w konsekwencji uiszczenie w momencie rozliczenia opłaty zastępczej nie jest możliwe. Sytuacja ta spowodowała, że przy niedoborze certyfikatów na rynku po zakończonym roku kalendarzowym, za który należy umorzyć certyfikat, podmiot zobowiązany do nabycia i umorzenia certyfikatu jest zmuszony zapłacić cenę bez górnego limitu.

#### 4. Rynek gwarancji pochodzenia (Guarantees of Origin – GoO)

##### Gwarancje pochodzenia w Polsce

Obrót gwarancjami pochodzenia prowadzony jest na TGE i obejmuje OZE (wiatr, energię promieniowania słonecznego,

energię geotermalną, energię geotermalną, energię hydrotermalną, hydroenergię, energię fal, prądów i pływów morskich, energię otrzymywaną z biomasy, biogazu, biogazu rolniczego oraz z biopłynów) oraz wysokosprawną kogenerację.

Pod koniec roku 2023 TGE zmieniło sposób prowadzenia Rejestru Gwarancji Pochodzenia (RGP). Gwarancje Pochodzenia (GP) są wydawane maksymalnie za okresy 6-miesięczne, a ich ważność od okresu, za który zostały wydane, wynosi 12 miesięcy na dalszą odsprzedaż i 18 miesięcy na przekazanie do odbiorcy końcowego. Wprowadzone zmiany w RGP mają na celu ujednoczenie zarządzania GP.

Jedynym dostępnym wskaźnikiem ceny jest indeks TGE, jednak nie oddaje on aktualnych cen GP. W indeksie tym, pojawiają się bowiem zarówno kontrakty świeżo zawarte SPOT po cenach rynkowych, jak i kontrakty historyczne zawierane po dużo wyższych cenach. Jest tam także duża różnorodność technologii wytwarzania (GP z biomasy są mniej atrakcyjne dla klientów, więc są tańsze i zaniżają nieco wartość indeksu). Dużo bardziej miarodajnym źródłem ceny jest rynek OTC i na podstawie tego segmentu oraz notowań GP na rynkach europejskich można pozyskać aktualną cenę dla roku bieżącego oraz lat następnych.

Od roku 2020 obserwujemy nieustanny wzrost zainteresowania GP, skokowe jednak zainteresowanie przypada na przełom roku 2022/2023. Coraz więcej podmiotów chce wykazać, że ich produkcji jest oparta tylko na energii zeroemisyjnej. Zainteresowanie przekłada się również na cenę, która wzrosła i w tym okresie wynosiła ponad 20 PLN/MWh. W roku 2024 cena zaczęła jednak spadać i aktualnie w czerwcu 2025 r. mieści się w przedziale 2–5 PLN/MWh w zależności od roku produkcji.

## Gwarancje Pochodzenia w Europie

Zrównoważony rozwój przedsiębiorstw jest coraz ważniejszym czynnikiem warunkującym funkcjonowanie szeroko rozumianego biznesu. Dlatego też, aby wesprzeć przedsiębiorstwa w odpowiedzialności za zrównoważony rozwój z poszanowaniem środowiska, wprowadzając tzw. Taksonomię UE (rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852 w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje, potocznie nazwane Taksonomią UE) oraz dyrektywę CSRD (Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) w sprawie sprawozdawczości przedsiębiorstw w zakresie zrównoważonego rozwoju 2022/2464), UE nałożyła na przedsiębiorstwa wiele wymogów związanych z finansowym i niefinansowym raportowaniem w kontekście realizacji celów zrównoważonego rozwoju. Nowymi obowiązkami w Polsce od 2025 r. zostaną objęte przedsiębiorstwa zatrudniające powyżej 500 pracowników, jak i część podmiotów z sektora MŚP. W tym kontekście instrumenty finansowe w postaci gwarancji pochodzenia zasługują na szczególną uwagę ponieważ służą do wskazania odbiorcy końcowemu, że określona część energii elektrycznej została wyprodukowana w OZE, co pozwala na ograniczenie tzw. śladu węglowego, a tym samym wypełnienie podjętego zobowiązania transformacji energetycznej poprzez konieczność raportowania ESG (ang. Environmental, Social and Corporate Governance).

Gwarancje pochodzenia (ang. Guarantees of Origin – GoO) w UE pojawiły się w 2001 r. w ramach dyrektywy RED (ang. Renewable Energy Directive). Obecnie handel gwarancjami pochodzenia w głównej mierze odbywa się na platformie prowadzonej przez AIB (Association of Issuing Bodies) w ramach systemu EECS (European Energy Certificate System). System ten jest gwarantem ustrukturyzowanego handlu gwarancjami z uwzględnieniem wysokiej transparentności i efektywności kosztowej, natomiast samo działanie systemu polega na centralizacji wszystkich narodowych rejestrów gwarancji pochodzenia, których według stanu na połowę 2024 r. jest 30 z 37 krajów. W tym miejscu należy nadmienić, że rynek gwarancji pochodzenia w przeciwieństwie np. do rynku EU ETS posiada ograniczenie w postaci terminu zapadalności gwarancji, co w naturalny sposób stymuluje popyt i podaż instrumentu, ograniczając tym samym wprowadzenie narzędzi regulujących ceny.

Nie ulega wątpliwości fakt, że uczestnictwo w AIB zapewnia transparentność, co bez wątpienia będzie istotne dla przedsiębiorstw zobowiązanych do raportowania w ramach dyrektywy CSRD, dodatkowo wysoka podaż gwarancji wpływa na ograniczenie możliwości nieoczekiwanych wzrostów cenowych (stabilizację ceny). Kolejnym atutem aktywnego uczestnictwa w AIB jest również standaryzacja szeroko rozumianego handlu, a tym samym efektywnego zarządzania rynkiem, przy równoczesnym wzroście zainteresowania inwestorów, producentów OZE, jak również odbiorców zagranicznych.

Polska do połowy 2025 r., mimo podjętych także przez TOE krajowych działań względem Regulatora, nie została członkiem AIB, co oznacza, że nie jest uczestnikiem rynku europejskiego, a jedynie cały czas pozostaje w roli obserwatora. W ramach ustawy o OZE Prezes URE zyskał możliwość decydowania o tym, czy i kiedy przystąpić do AIB. URE na swojej stronie internetowej wskazuje na pozytywny aspekt przystąpienia do AIB<sup>19</sup>. Dodatkowo należy wskazać, że przedłużający się okres absencji Polski na rynku międzynarodowym prowadzi do hermetyzacji uczestników rynku w naszym kraju, jak również przedsiębiorstw dbających o swój ekologiczny wizerunek, które deklarują transformację energetyczną. Wykorzystanie GoO przez przedsiębiorstwa może spowodować ograniczenie nakładów ponoszonych z tytułu budowy instalacji OZE, które niekoniecznie są głównym zadaniem biznesowym danego podmiotu gospodarczego, co w konsekwencji prowadzi do uzyskania pozytywnych impulsów inwestycyjnych w sektorze wytwórczym, jak również w przedsiębiorstwach deklarujących transformację poprzez ograniczenie nakładów na własne źródła wytwórcze.

Połączenie rynku gwarancji pochodzenia funkcjonującego w Polsce z systemem AIB w zakresie transparentności oraz płynności może być bez wątpienia pozytywnym czynnikiem dla rozwoju handlu gwarancjami pochodzenia w Polsce. Dodatkowo należy również wskazać, że przedmiotowe połączenie może stać się istotną wartością dodaną dla podmiotów gospodarczych chcących zredukować swój ślad węglowy. Niewątpliwie pozytywnym czynnikiem uczestnictwa w AIB jest również zakończenia hermetyzacji rynku gwarancji pochodzenia w Polsce. Ostatecznie należy wskazać, że przystąpienie Polski do systemu AIB jest kluczowe z punktu widzenia rozwoju rynku gwarancji pochodzenia.

<sup>19</sup> <https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/aktualnosci/11326,Nowelizacja-ustawy-o-OZE-nowe-systemy-wsparcia-wazne-rozwiazania-dla-energetyki-.html>

## 5. Kształtowanie się cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>

W 2024 r. średnia cena uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> była niższa o ponad 18 EUR/t niż w 2023 r. Po silnych spadkach kursu na początku 2024 r. i osiągnięciu minimum w I kwartale 2024 r., w kolejnych okresach obserwowaliśmy odwrócenie trendu i stopniowy wzrost cen EUA. Maksimum okresu – 81,79 EUR/t (rynek SPOT) – osiągnięte 31 stycznia 2025 r., było najwyższą

wartością od listopada 2023 r. Wzrost był efektem przewagi czynników pro wzrostowych: niższe ceny EUA pobudziły popyt w sektorze przemysłowym, a niekorzystne warunki pogodowe ograniczyły produkcję OZE, zwiększając wykorzystanie źródeł konwencjonalnych.

Analizując poszczególne kwartały okresu od stycznia 2024 r. do września 2024 r., zmienność cenowa EUA była wyższa niż rok wcześniej, natomiast w kolejnych kwartałach uległa wyraźnemu ograniczeniu rok do roku, co przedstawiono w poniższej tabeli.

Tabela 11. Statystyki opisowe cen zamknięcia EUA SPOT

Okres	Q1 2024	Q2 2024	Q3 2024	Q4 2024	Q1 2025	Q2 2025
Średnia cena SPOT [EUR/t]	59,60	67,94	67,41	65,84	73,35	68,94
Wartość minimalna	50,50	55,76	62,21	59,87	65,79	59,89
Wartość maksymalna	74,57	74,41	72,17	70,95	81,79	75,00
Rozstęp	24,07	18,65	9,96	11,08	16,00	15,11
Odchylenie standardowe	5,50	4,18	2,64	2,69	4,61	3,79
Współczynnik zmienności	9,23%	6,16%	3,92%	4,08%	6,28%	5,49%

Źródło: Opracowanie własne na podstawie notowań giełdy ICE



Źródło: Opracowanie własne na podstawie notowań giełdy ICE

Rysunek 21. Notowania na rynku uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> [EUR/t]

Notowania instrumentu EUA na rynku SPOT na początku 2024 r. charakteryzował dynamiczny spadek. W drugim dniu sesyjnym ww. roku została osiągnięta najwyższa wartość kwartalna uprawnień – 74,57 EUR/t, a następnie przez 37 dni sesyjnych obserwowano trend spadkowy. W rezultacie 23 lutego cena osiągnęła roczne minimum – 50,50 EUR/t – najniższy poziom od czerwca 2021 r. Kolejne miesiące przyniosły serię wzrostów kursu EUA, luty zakończył się z ceną 54,16 EUR/t, marzec 59,98 EUR/t, kwiecień 66,75 EUR/t, maj 72,38 EUR/t. Zatem pod koniec maja ceny SPOT powróciły do po-

ziomu obserwowanego na początku roku i zarazem osiągnęły najwyższe wartości dla II kwartału z kursem maksymalnym 74,41 EUR/t. Czerwiec 2024 rozpoczął korektę kursu EUA, ustalając miesięczne minimum 65,33 EUR/t w przedostatnim dniu II kwartału. Najważniejszymi czynnikami cenotwórczymi EUA (pro- spadkowymi) w I półroczu 2024 r. były: ograniczone zapotrzebowanie na uprawnienia ze strony energetyki i przemysłu, wysoka generacja energii z OZE, większa (rok do roku) liczba uprawnień oferowana na aukcjach oraz ceny gazu. Natomiast do czynników pro- wzrostowych należały

– wykup tańszych uprawnień przez sektor przemysłowy, odwrócenie tzw. pozycji krótkich zajmowanych przez fundusze inwestycyjne (co zwiększyło popyt) oraz odwrócenie trendu cen gazu na wzrostowy. Korekta z ostatniego miesiąca II kwartału zapoczątkowała ruch boczny, który trwał do końca 2024 r. Okres ten charakteryzowała niska zmienność oraz stabilizacja cen w przedziale 59,87–72,17 EUR/t. Na początku III kwartału cena EUA kontynuowała czerwcową korektę i zanotowała 22 lipca dołek na poziomie 63,63 EUR/t. Następnie rynek zaczął odrabiać straty i 1 sierpnia przebił cenę 70 EUR/t. Do końca miesiąca kurs EUA poruszał się w okolicach tej granicy, osiągając kwartalny szczyt 19 sierpnia. Następnie we wrześniu wystąpiła lokalna korekta kursu, która sprowadziła notowania 19 września do kwartalnego minimum – 62,21 EUR/t. Najważniejszymi czynnikami ustalającymi opisany stan notowań były wahania ceny gazu i węgla kamiennego, brak oznak ożywienia gospodarczego przemysłu w UE, a także aktywne modulowanie strategii inwestycyjnych przez fundusze inwestycyjne.

W ostatnim kwartale 2024 r. czynnikami wpływającymi na ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> były głównie korelacja cen do emisji z cenami na rynku gazu ziemnego, ponownie brak ożywienia gospodarczego w UE, a także rozpoczęcie sezonu grzewczego i niepewność w zakresie dostaw gazu. Pierwsza sesja IV kwartału zamknęła się, z ceną 63,11 EUR/t. Dnia 8 października kurs uprawnień zamknął się na poziomie 59,87 EUR/t i było to kwartalne minimum. Następnie ceny zaczęły stopniowo wzrastać. Do końca października 2024 r. ceny zamknięcia EUA SPOT wzrosły maksymalnie do poziomu 66,93 EUR/t. Kolejny miesiąc rozpoczął się ceną 63,57 EUR/t, a 21 listopada zanotowano miesięczne maksimum ceną 69,79 EUR/t. W grudniu 2024 r. na ceny dodatkowy wpływ miała zmniejszona podaż uprawnień związana ze zmniejszeniem liczby dni, w których prowadzone były aukcje pierwotne uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Pierwsza grudniowa sesja zamknęła się ceną 68,73 EUR/t, a kolejne sesje korygowały cenę do 62,33 EUR/t, by następnie obrać kierunek wzrostowy i zamknąć rok ceną 70,95 EUR/t.

W styczniu 2025 r. kurs EUA kontynuował wzrosty, a czynnikami mającymi na to wpływ były zmiany cen gazu oraz warunki atmosferyczne – słaba wietrzność i niskie temperatury powietrza powodowały większe wykorzystanie energii pochodzącej ze źródeł konwencjonalnych. Pierwsza sesja I kwartału zamknęła się ceną 73,14 EUR/t, a 8 stycznia wyniosła 70,18 EUR/t i było to miesięczne minimum. Najwyższy kurs EUA w styczniu wystąpił ostatniego dnia miesiąca i wyniósł 81,79 EUR/t, było to zarazem maksimum I kwartału i półrocza. Następnie rynkowe ceny EUA rozpoczęły spadki i na sesji 26 lutego kurs

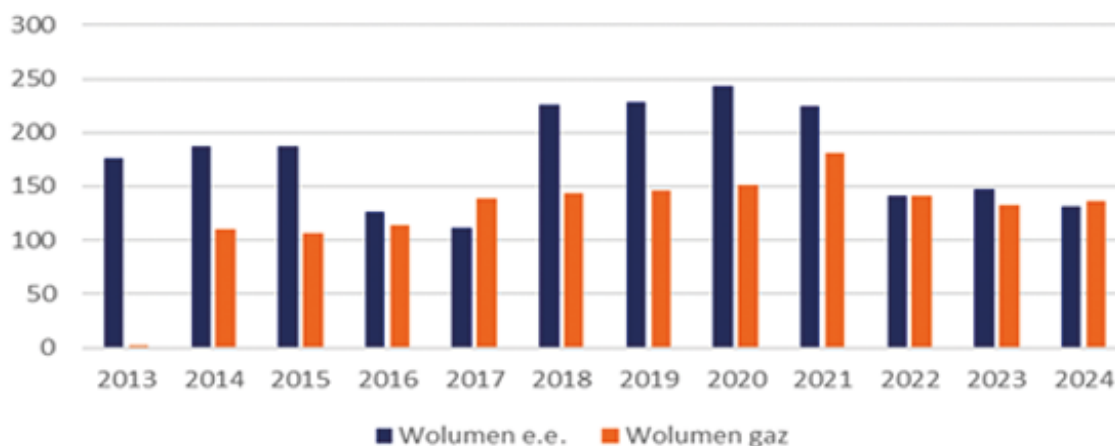
zamknięcia przebił barierę 70,00 EUR/t i wyniósł 69,40 EUR/t. W marcu 2025 r. ceny ustabilizowały się i oscylowały w granicach 65,79–71,89 EUR/t, gdzie dolna granica była kwartalnym minimum wyceny instrumentu. Na ruchy cen w lutym oraz marcu wpłynęły: korelacja cen EUA z cenami na rynku gazu, nowe regulacje unijne dotyczące planu przyspieszenia rozwoju OZE, zmniejszenie wymogów magazynowania gazu w UE, a także plany ustanowienia ceł importowych komunikowane przez USA.

Pierwsza sesja drugiego kwartału br. zamknęła się ceną 68,52 EUR/t. Kolejne dni przyniosły serię sesji spadkowych, co 9 kwietnia doprowadziło do osiągnięcia dołka cenowego z kursem 59,89 EUR/t – najniższej wartości II kwartału. W kolejnych tygodniach obserwowaliśmy umiarkowane wzrosty, kwiecień zamknął się sesją z kursem 65,54 EUR/t, 7 maja cena przekroczyła barierę 70,00 EUR/t, a następnie do końca miesiąca oscylowała w granicach 69,35–72,34 EUR/t. Notowania czerwcowe rozpoczęły się od sesji zamkniętej na poziomie 69,97 EUR/t, a cena EUA pomimo drobnych korekt rosła, osiągając 13 czerwca kwartalny szczyt z kursem 75 EUR/t. W trakcie II kwartału br. ceny uprawnień były kształtowane głównie przez: korelację z cenami gazu, napięcia handlowe pomiędzy USA i Chinami oraz USA i UE, wzrost emisji w sektorze energetycznym, a także niekorzystne prognozy pogodowe dla sektora OZE.

Rynek uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> mimo czasowego obniżenia poziomu cen pozostaje wysoce zmienny i wrażliwy na czynniki zarówno regulacyjne, jak i rynkowe. Ma to bezpośredni wpływ na wycenę energii elektrycznej w Polsce. Nie ulega wątpliwości, że regulacja EU ETS konsekwentnie zmierza do dekarbonizacji gospodarek UE i pozostaje kluczowym narzędziem w tym procesie. W związku z powyższym nie należy oczekiwać utrzymywania się niskich cen w długim okresie, nawet w warunkach osłabienia gospodarczego w UE.

## 6. Rynek gazu

W 2024 r. łączny wolumen obrotu na Rynku Terminowym (RTPG) oraz rynkach spotowych (RDBg oraz RDNg) TGE wyniósł 136,695 TWh. Wolumen obrotu na TGE w podziale na rynki gazu ziemnego i energii elektrycznej w kolejnych latach przedstawiono na rysunku poniżej.

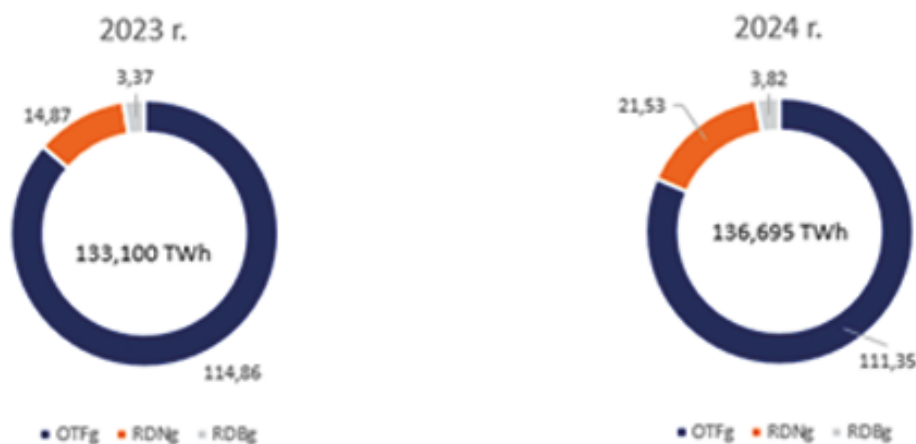


Źródło: Opracowanie na podstawie danych TGE

Rysunek 22. Wolumen obrotu na TGE w podziale na rynki gazu ziemnego i energii elektrycznej w kolejnych latach

Wolumen obrotu gazem od 2017 r. utrzymuje się na zbliżonym poziomie, z wyjątkiem roku 2021. Porównując rok 2024 do 2023 r. obroty na rynku SPOT wzrosły o 45%. Miesięczne obroty gazem wykazują sezonowość tego rynku. Listopad i grudzień ponownie były miesiącami o największym obrocie

na rynkach spotowych gazu. Tradycyjnie najmniejsza płynność rynków spotowych występuje w miesiącach letnich, co wynika m.in. z niższego zapotrzebowania na gaz spowodowanego wyższymi temperaturami oraz ograniczonym zapotrzebowaniem w segmencie elektrociepłowni.



Źródło: Opracowanie na podstawie danych TGE

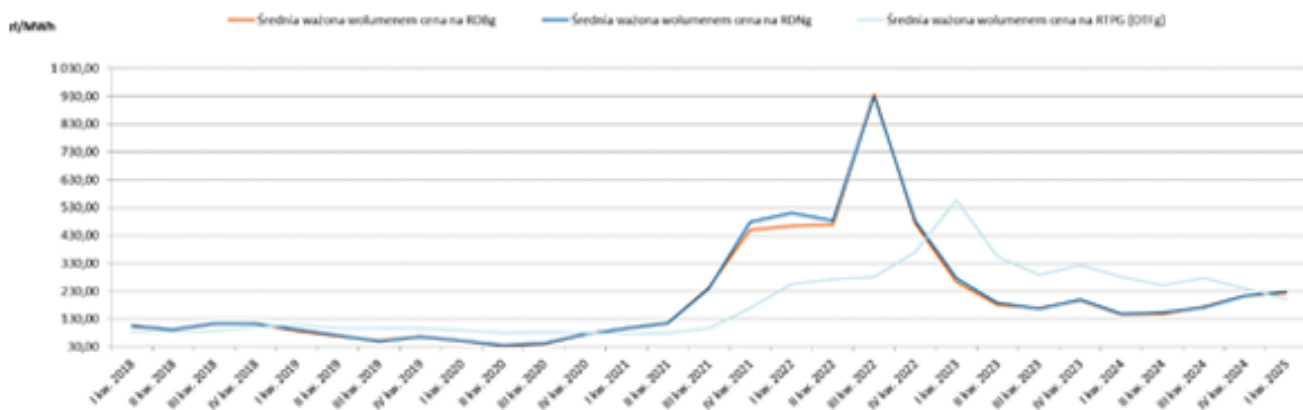
Rysunek 23. Wolumen obrotu gazem na TGE w podziale na poszczególne rynki w kolejnych latach

Poniższy rysunek przedstawia publikowane przez Prezesa URE w ramach monitoringu hurtowego rynku gazu ziemnego średnioważone wolumenem kwartalne ceny gazu dostarczonego w wyniku realizacji kontraktów zawartych na Rynku Dnia Następnego, Rynku Dnia Bieżącego i Zorganizowanej Platformie Obrotu (OTF) prowadzonych przez TGE od 2018 r. do I kwartału 2025 r.

Nagłe, znaczące ograniczenia podaży gazu ziemnego mające miejsce latem 2022 r., spowodowane przede wszystkim spad-

kiem bądź całkowitym wstrzymaniem dostaw gazu ziemnego z Rosji (Nord Stream 1, rozszczelnienie i wyciek metanu z instalacji Nord Stream 2 we wrześniu 2022 r.) skutkowało bardzo dużym wzrostem cen na europejskim rynku hurtowym, w tym na skorelowanym z nim rynku krajowym. W kolejnych miesiącach, po początkowym szoku cenowym, hurtowe ceny zaczęły się obniżać m.in. na skutek wysokich stanów magazynowych, wzrostu dostaw LNG<sup>20</sup>. Obecnie poziom cen zbliżył się do poziomu sprzed wybuchu wojny w Ukrainie.

<sup>20</sup> European gas market trends and price drivers – 2023, ACER Market Monitoring Report, October 2023



Źródło: Opracowanie na podstawie danych TGE

Rysunek 24. Średnioważone wolumenem kwartalne ceny gazu po dostawie dla rynków RDBg, RDNg, RTPG

### Rynek SPOT

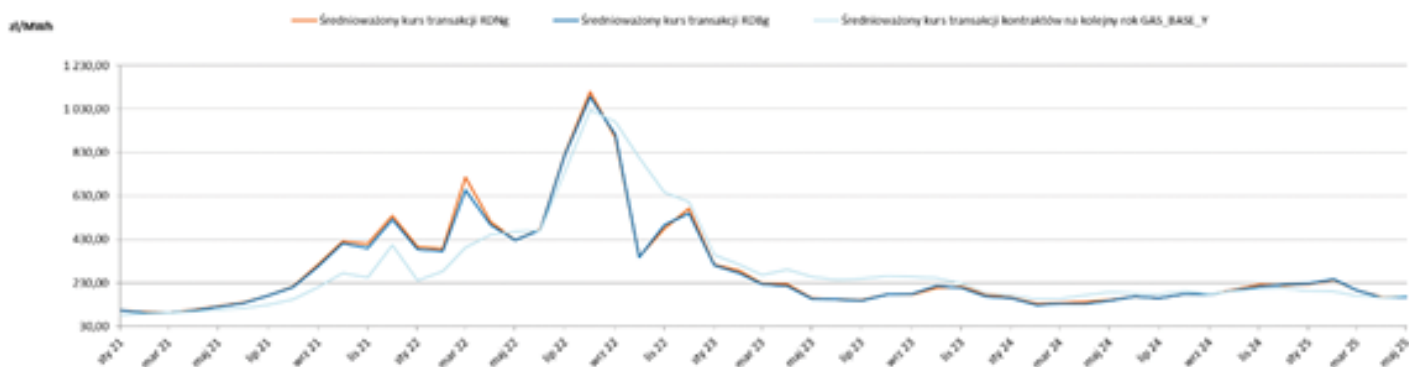
Na TGE w 2024 r. poza styczniem ceny spotowe gazu wykazywały trend wzrostowy. W lutym 2024 r. średnioważony kurs transakcji na rynku RDBg wynosił 128,94 zł/MWh, a na rynku RDNg 134,79 zł/MWh. W grudniu 2024 r. średnioważony kurs transakcji na rynku RDBg wyniósł 221,32 zł/MWh, a na rynku RDNg 219,70 zł/MWh. Rok zamknął się na rynku spotowym – RDNg średnimi cenami wyższymi niż na początku roku o około 63%, a na RDBg wyższymi o 72%.

Miesiącem o największej płynności w 2024 r. okazał się listopad, kiedy łączny obrót na RDNg i RDBg wyniósł 3,71 TWh. Najmniejsza płynność została odnotowana w maju, kiedy obrót na obu rynkach nie przekroczył 0,98 TWh.

### Rynek Terminowy – RTPG (OTF)

Analizując kontrakt roczny z dostawą w 2025 r. – GAS\_BASE\_Y-25 na przestrzeni całego 2024 r. średnioważony kurs transakcji tego kontraktu osiągnął maksimum w grudniu i wyniósł 203,76 PLN/MWh. Natomiast w analogicznym okresie tj. grudniu 2023 r. cena tego kontraktu wyniosła 182,33 zł/MWh (wzrost o około 12%).

Średnie ceny ważone wolumenem dla kontraktu terminowego z dostawą w następnym roku, tj. GAS\_BASE\_Y-25 i GAS\_BASE\_Y-26 oraz dla Rynku Dnia Następnego i Bieżącego gazu zostały przedstawione na poniższym rysunku.

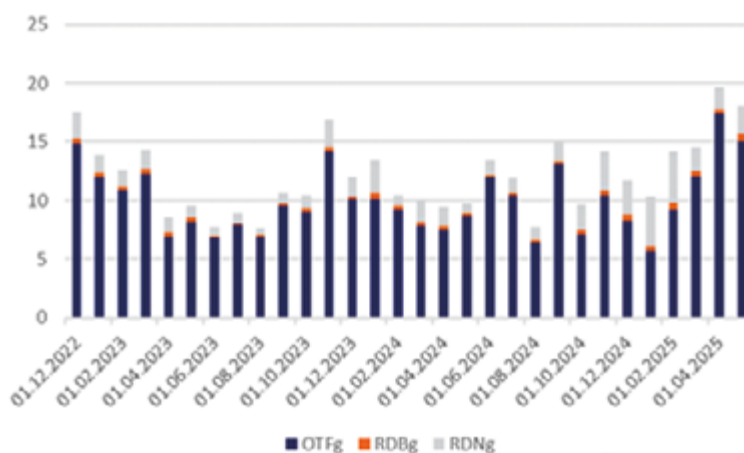


Źródło: Opracowanie na podstawie danych TGE

Rysunek 25. Średnie ważone wolumenem miesięczne ceny gazu kontraktów terminowych GAS\_BASE oraz SPOT na Towarowej Giełdzie Energii z dostawą w 2022, 2023, 2024 i pierwszych 4 miesiącach 2024 r. (bez aukcji)

Całkowity wolumen obrotu w 2024 r. na RTPG (OTF) wyniósł ponad 111,35 TWh (zanotowano spadek o 3,1% porównując z 2023 r. Na Rynku Terminowym TGE zrealizowano ponad 81% całkowitego obrotu gazu na TGE w 2024 r. Tradycyjnie największy wolumen został odnotowany na kontrakcie rocznym z do-

stawą w roku następnym (w tym przypadku w 2025). Największy obrót na Rynku Terminowym produktów z dostawą gazu ziemnego odnotowano we wrześniu 2024 r., tj. ponad 13,18 TWh, najmniejszy zaś w sierpniu – wynoszący około 6,48 TWh.



Źródło: Opracowanie na podstawie danych TGE

Rysunek 26. Średnie miesięczne wolumeny obrotu gazem na TGE w okresie od 2022 do czerwca 2024 r.

Zdecydowana większość obrotu realizowana jest na Rynku Terminowym, na podstawie którego uczestnicy rynku tworzą swoje długoterminowe portfele. Rynek spotowy wykorzystują głównie do bilansowania swoich portfeli, dostosowując krótkoterminowe potrzeby do długoterminowych kontraktów. Może to być szczególnie istotne, gdy zużycie gazu odbiega od wcześniejszych prognoz. Niemniej jednak warto zauważyć, iż od października 2024 do lutego 2025 r. odnotowano istotny wzrost udziału obrotu na rynkach spotowych (szczególnie RDNg) w całym obrocie na rynku gazu TGE, co jest powiązane ze zwiększeniem wielkości wytwarzania energii elektrycznej i/lub ciepłej z gazu ziemnego.

### Ceny gazu na rynku polskim i europejskim

Od początku 2024 r. do połowy 2025 r. ceny SPOT gazu ziemnego na rynku polskim i niemieckim były odpowiednio 7% oraz 10% niższe niż w 2023 r. Ceny gazu oferowanego na TGE na Rynku Dnia Następnego były średnio wyższe niż w niemieckim hubie THE o około 14% w 2024 r. i o 9% w pierwszej połowie

2025 r. (dane do 9 czerwca). Średni spread pomiędzy ceną gazu na TGE na Rynku Dnia Następnego a THE wyniósł 4,77 EUR/MWh w 2024 r. i 3,63 EUR/MWh w pierwszej połowie 2025 r. Spread pomiędzy polskim i niemieckim rynkiem zmniejszył się w wyniku zlikwidowania dodatkowej opłaty „gas storage neutrality charge” pobieranej na punktach międzysystemowych w Niemczech. Ta dodatkowa opłata, która została wprowadzona w październiku 2022 r., będąca de facto opłatą za przesył gazu ziemnego opuszczającego niemiecką sieć, została początkowo ustalona na poziomie 0,59 EUR/MWh, a następnie była wielokrotnie zwiększana. W 2024 r. wynosiła 1,86 EUR/MWh oraz 2,50 EUR/MWh odpowiednio w pierwszej i drugiej połowie roku. Spadek spreadu niwelował wzrost kosztów taryfowych na granicy polsko-niemieckiej.

Minimalna wartość spreadu dla analizowanego okresu wystąpiła w kwietniu 2024 r. i wyniosła -0,66 EUR/MWh (wartość ujemna wystąpiła zaledwie 2 razy). Maksymalna wartość spreadu wystąpiła w lutym 2025 r. i wyniosła 10,64 EUR/MWh.



Źródło: Opracowanie na podstawie danych TGE i THE

Rysunek 27. Kwotowania SPOT TGE i THE w latach 2024–2025

Ceny gazu od początku 2024 r. były w trendzie spadkowym wynikającym z łagodnej zimy oraz malejących obaw dotyczących podaży gazu ziemnego z regionu Bliskiego Wschodu. Wybuch wojny

między Izraelem oraz Hamasem spowodował wzrost napięć w całym regionie oraz potencjalnie zagrażał eksportowi LNG z Kataru do Europy.

Trend spadkowy został przełamany w marcu 2024 r. w wyniku licznych awarii w norweskiej infrastrukturze gazowej oraz kroków prawnych mających na celu ograniczenie podaży rosyjskiego gazu rurociągowego do Europy, m.in. zapewnienia Ukrainy o nieprzedłużeniu umowy tranzytowej z Rosją oraz ogłoszenie planu rezygnacji z rosyjskich paliw kopalnych zgodnie z RePowerEU do 2027 r.

Ze względu na wzrost znaczenia importu gazu z Norwegii rynek stał się bardzo wrażliwy na wszelkie zakłócenia w norweskiej infrastrukturze, co było widoczne m.in. podczas awarii w norweskim zakładzie przetwórstwa gazu Nyhamna na przełomie maja i czerwca 2024 r., która spowodowała wzrost cen o ponad 10%. Dodatkowym czynnikiem wzrostów notowań gazu ziemnego w Europie były obawy dotyczące potencjalnego wstrzymania dostaw gazu z Rosji do Austrii w efekcie zmian w sposobie płatności za dostarczony surowiec.

W lipcu 2024 r. ceny w europejskich hubach weszły w trend boczny. Średnie notowania na polskim i niemieckim rynku spadły o odpowiednio 6% i 5% w stosunku do czerwca. Spokój na rynku nie potrwał długo. W sierpniu w wyniku zajęcia części obwodu kurskiego przez wojska ukraińskie doszło do kolejnych gwałtownych wzrostów. Pod kontrolą ukraińską znalazła się stacja Sudża – krytyczny element infrastruktury wciąż obsługujący dostawy rosyjskiego gazu do Europy. Sezon letni 2024 r. zakończył się jednak z dobrymi nastrojami uczestników rynku: magazyny gazu zostały wypełnione w 94%, popyt w sezonie letnim spadł rok do roku o 4%, a podaż z Norwegii, pomimo awarii, wzrosła.

W sezonie zimowym 2024/2025 sytuacja fundamentalnie uległa zmianie. Wyższy popyt spotkał się z niższą podażą. Już w drugim miesiącu sezonu w UE wystąpiło tzw. *dunkelflaute*, tj. okres bardzo niskiej generacji z elektrowni wiatrowych oraz źródeł fotowoltaicznych. Dodatkowo temperatury niższe od prognozowanych powodowały wzrost zapotrzebowania na ogrzewanie. W ciągu zimy wystąpiły 3 ochłodzenia: listopadowe, styczniowe oraz lutowe, które bezpośrednio kreowały kolejne fale wzrostowe cen SPOT i budziły coraz większe obawy o bezpieczeństwo gazowe Europy. Poziom magazynów gazu we wskazanych miesiącach spadał w trakcie ochłodzeń o odpowiednio 8 p.p., 12 p.p. oraz 7 p.p. Długoterminowy trend wzrostowy został odwrócony w połowie lutego 2025 r. po poprawie warunków pogodowych, które utrzymały się do końca zimy.

W kwietniu ceny nadal spadały. Cieplesza pogoda zmniejszała popyt i pozwalała na rozpoczęcie zatłaczania magazynów. Dodatkowo instytucje UE rozpoczęły dyskusję na temat łagodniejszych celów uzupełniania magazynów, a Stany Zjednoczone podniosły dla większości państw świata, co doprowadziło do oczekiwań niższego wzrostu globalnego PKB. Wszystko to osłabiło ceny. Notowania na głównych europejskich rynkach od maja weszły w trend boczny, który może zakończyć atak Izraela na Iran dokonany w nocy z 12 na 13 czerwca.

Na dzień sporządzania raportu notowania intraday głównych indeksów wzrosły o 5%. Gorąca wojna w regionie Bliskiego Wschodu może zagrozić stronie podażowej gazu ziemnego, co bez wątpienia jest silnym czynnikiem pro wzrostowym.



Źródło: Opracowanie na podstawie danych operatorów przesyłowych

Rysunek 28. Podaż gazu ziemnego w UE w latach 2020–2025

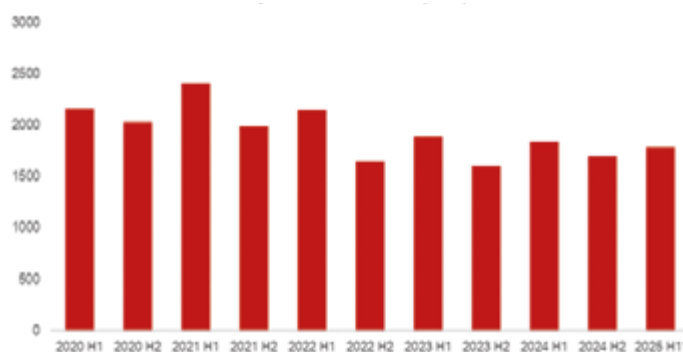
W 2024 r. import rosyjskiego rurociągowego gazu ziemnego do Europy utrzymywał się na niskim i stabilnym poziomie. Był to ostatni rok obowiązywania umowy tranzytowej między Ukrainą i Rosją.

Strona ukraińska nie podpisała kolejnej umowy umożliwiającej tranzyt przez jej terytorium od 2025 r. co skutkowało całkowitym zatrzymaniem importu gazu ziemnego z tego kierunku do Europy.

Import LNG w 2024 r. odnotował silny spadek względem 2023 r., wynoszący 20%. Niski poziom regazyfikacji wynikał ze spadku popytu na gaz na Starym Kontynencie oraz ze stosunkowo niewielkiej ilości gazu, którą należało zatłoczyć do podziemnym magazynów, aby osiągnąć 90% cel zatłoczenia przed zimą. Od początku 2025 r. obserwujemy wyraźny wzrost regazyfikacji w europejskich terminalach. Import LNG w pierwszej połowie 2025 r. jest na dobrej drodze do wyrównania rekordowego pod tym względem pierwszego półrocza 2023 r. Uruchomienie dwóch nowych eksportowych terminali LNG w USA (Plaquemines LNG oraz Golden Pass LNG) wpły-

nęło pozytywnie na możliwość pozyskiwania większej ilości dostaw do Europy.

W 2024 r. import z kierunku norweskiego wzrósł o 8% co odpowiada niespełna 90 TWh dodatkowej podaży. Jednakże warto pamiętać o tym, że w referencyjnym 2023 r. miały miejsce nasilone, bardziej niż zazwyczaj, prace konserwacyjne. Niektóre prace zostały przesunięte z 2022 r., aby maksymalnie zwiększyć podaż z Norwegii w obliczu kryzysu gazowego wywołanego pełnoskalową inwazją Rosji na Ukrainę. Wydobycie krajowe w Holandii kontynuuje swój systematyczny spadek. W 2024 r. zmniejszyło się o 15%.

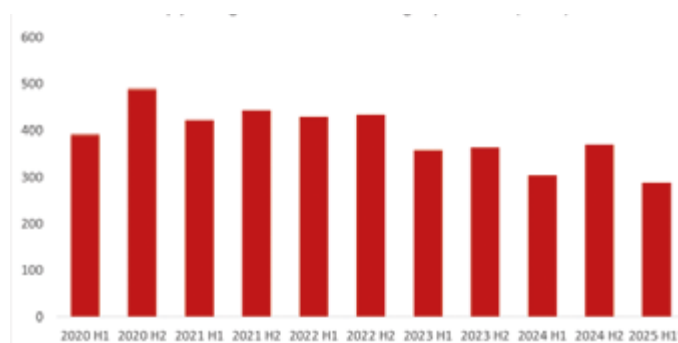


Źródło: Opracowanie na podstawie danych operatorów przesyłowych

Rysunek 29. Popyt na gaz w UE w latach 2020–2025

Popyt w 2024 i 2025 r. jest stabilny z oznakami delikatnego ożywienia. W 2024 r. zużycie gazu ziemnego zwiększyło się o 40 TWh w stosunku do 2023 r. Wzrost zapotrzebowania rok do roku wynikał z niekorzystnej pogody w drugiej połowie 2024 r., która była zdecydowanie mniej łaskawa (niskie tem-

peratury, niska wietrzność) od warunków z drugiej połowy 2023 r. Jednocześnie rekomendowany przez Komisję Europejską 15% poziom redukcji zużycia gazu ziemnego w UE został spełniony z zapasem wynoszącym 2 p.p.



Źródło: Opracowanie na podstawie danych operatorów przesyłowych

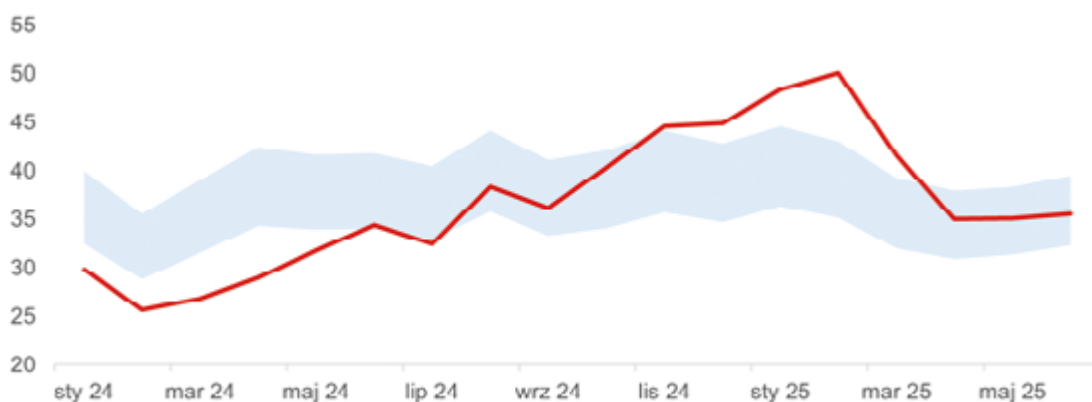
Rysunek 30. Popyt na gaz dla elektroenergetyki w UE w latach 2019–2024

Dynamiczny rozwój odnawialnych źródeł energii zmniejsza przestrzeń dla generacji termicznej w systemie elektroenergetycznym, co w szczególności oddziałuje na bloki CCGT będące w większości źródłami krańcowymi. Jednakże niska wietrzność w drugiej połowie 2024 r. spowodowała, pierwszy raz w analizowanym okresie, wzrost generacji gazowej rok do roku o symboliczne 2%. Niekorzystne warunki wystąpiły również w pierwszych miesiącach 2025 r. zwiększając przestrzeń dla sterowalnych źródeł, w tym dla gazu.

Bloki gazowe na rynku energii elektrycznej konkurują również z blokami węglowymi. O miejscu w miksie energetycznym decydują koszty zmienne generacji, które w dużej mierze są uzależnione od ceny surowców energetycznych oraz ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Od stycznia do lipca 2024 r. notowania europejskiego benchmarku TTF znajdowały się poniżej korytarza CGS (coal-gas switching), co oznacza przewagę ekonomiczną bloków gazowych nad blokami węglowymi. Dalszy wzrost cen gazu z jednoczesnym

utrzymaniem korytarza CGS na stabilnym poziomie doprowadził do okresu konkurencji pomiędzy technologiami od sierpnia do października 2024 r., a następnie do przewagi bloków węglowych od listopada 2024 r. do marca 2025 r. Po przesi-

leniu cen gazu krzywa TTF ponownie znalazła się wewnątrz korytarza CGS od kwietnia 2025 r. do końca analizowanego okresu, tj. do czerwca 2025 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych ICE

Rysunek 31. Cena gazu ziemnego na TTF względem korytarza CGS w latach 2024–2025

## 7. Ceny nośników energii – uwarunkowania globalne rynku węgla kamiennego i ropy

### Węgiel kamienny

Rok 2024 na rynku węgla można uznać za kontynuację stabilizacji, którą obserwowaliśmy w 2023 r. po kryzysie wywołanym agresją Rosji na Ukrainę w lutym 2022 r. Jednak pomimo silnej ekspansji OZE oraz zaostrożaniu w wybranych regionach świata polityki klimatycznej w kierunku dekarbonizacji gospodarek zapotrzebowanie na węgiel kamienny w 2024 r. było rekordowe. W Azji notowane są wzrosty zużycia węgla zarówno w gospodarce, jak i podsektorze wytwarzania energii elektrycznej, natomiast na drugim biegunie znajduje się Europa, która na skutek przyjętej polityki klimatycznej odchodzi od węgla na rzecz OZE i energetyki zeroemisyjnej. Prognozy Międzynarodowej Agencji Energii (MAE) wskazują, że w kolejnych latach światowe zużycie węgla będzie rosło, a jego szczyt prognozowany jest przed rokiem 2030.

Średnia cena rocznego kontraktu kontynuacyjnego węgla energetycznego w portach ARA w 2024 r. wyniosła 4,59 USD/GJ i była o 0,46 USD/GJ niższa w odniesieniu do średniej ceny tego kontraktu w 2023 r. Spadek o ponad 9% cen węgla w portach ARA był skorelowany ze zmianami cen paliwa węglowego, jakie w 2024 r. obserwowaliśmy w Polsce, przy czym niskie tempo spadku cen węgla w Polsce w 2023 r. zostało w 2024 r. znacząco przyspieszone. Średnia wartość indeksu PSCMI1 wyniosła 22,22 PLN/GJ i była niższa niż w 2023 r. o 10,30 PLN/GJ, co stanowi spadek w ujęciu rocznym aż o 31,7%.

Średnia cena rocznego kontraktu kontynuacyjnego dla węgla w portach ARA w I kwartale 2024 r. ukształtowała się na poziomie 4 USD/GJ i była o blisko 21% niższa w porównaniu ze średnią ceną tego kontraktu w 2023 r. Trendy cenowe na rynku polskim były podobne, natomiast tempo spadku cen było szybsze. Średnia wartość indeksu PSCMI1 w I kwartale 2024 r. wyniosła 22,89 PLN/GJ i była niższa niż w 2023 r. o 9,59 PLN/GJ, co stanowi spadek o prawie 29,5%.

W porównaniu z latami 2022–2023, sytuacja na międzynarodowym rynku węgla w I kwartale 2024 r. była stabilna. Na początku roku ceny węgla w portach ARA spadły poniżej 4 USD/GJ na skutek niskiego popytu oraz rosnących zapasów spowodowanych ponadnormatywną generacją z OZE oraz wyższymi od średnich sezonowych temperaturami. Wsparciem dla niskich cen węgla były także ceny gazu ziemnego. W II połowie kwartału ceny węgla w portach ARA zaczęły rosnąć ze względu na zdarzenia losowe: USA nałożyły sankcje na węgiel rosyjski, w Baltimore uderzenie statku spowodowało zawalenie mostu, blokując eksport z terminali Consol i Curtis Bay Pier.

Średnia cena rocznego kontraktu kontynuacyjnego dla węgla w portach ARA w II kwartale 2024 r. wyniosła 4,72 USD/GJ i była o 0,33 USD/GJ niższa w stosunku do średniej ceny tego kontraktu w 2023 r. (spadek o 6,5%). W tym samym czasie średnia wartość indeksu PSCMI1 wyniosła 22,68 PLN/GJ i była niższa od średniej wartości indeksu PSCMI1 w 2023 r. o 9,84 PLN/GJ (spadek o 30,3%).

Trend wzrostowy na europejskim rynku węgla zapoczątkowany w lutym 2024 r. trwał do połowy kwietnia 2024 r., aby przejść do trendu bocznego i „pozostać” w nim do końca I półrocza 2024 r.

Głównym czynnikiem podtrzymującym ceny węgla było zwiększone zapotrzebowanie na węgiel ze strony dużych gospodarek azjatyckich, zwłaszcza Indii i Chin. W tym samym czasie w Europie nie odnotowano zwiększonego popytu, co miało wpływ na nieznaczne spadki cen węgla w portach ARA z początkiem maja. Spadki cen nie były długotrwałe i w drugiej połowie II kwartału 2024 r. nastąpił powrót cen do poziomów obserwowanych na początku kwietnia za sprawą obaw o podaż gazu ziemnego z Norweskiego Szelfu Kontynentalnego.

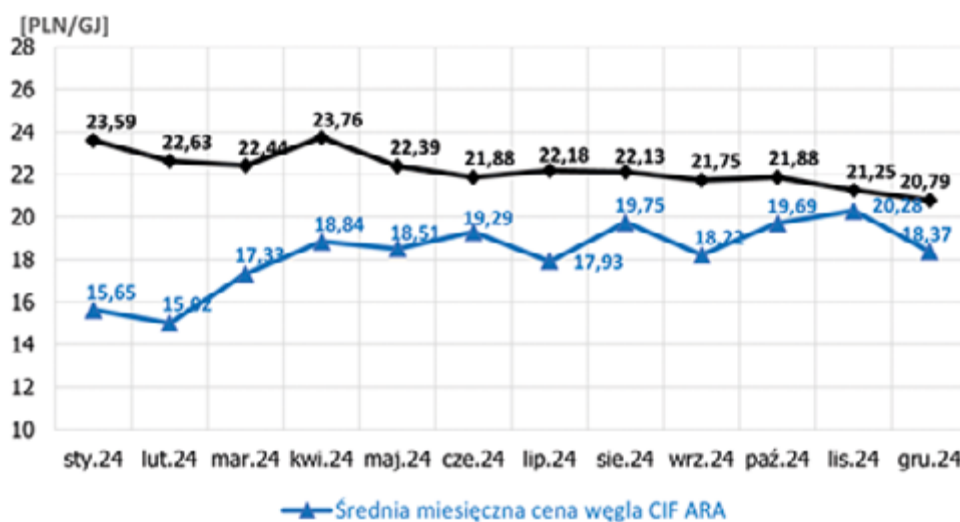
W III kwartale 2024 r. średnia cena rocznego kontraktu kontynuacyjnego ukształtowała się na poziomie 4,78 USD/GJ i była o 0,27 USD/GJ niższa w stosunku do średniej ceny tego kontraktu w poprzednim roku (spadek o 5,3%). Na rynku krajowym wartość indeksu PSCMI1 w III kwartale 2024 r. wyniosła 22,02 PLN/GJ i była niższa niż w 2023 r. o 10,5 PLN/GJ (spadek o 32,3%).

Na poziom cen węgla w portach ARA latem 2024 r. miały wpływ zakłócenia podaży, które przyczyniły się do wzrostu cen do 5,23 USD/GJ w połowie sierpnia. Wsparciem dla nich była pogłębiająca się niestabilność na Bliskim Wschodzie oraz stojący pod znakiem zapytania dalszy tranzyt rosyjskiego gazu przez Ukrainę. Po sierpniowych wzrostach do połowy września 2024 r. obserwowaliśmy korektę cen do poziomu około 4,50 USD/GJ za sprawą: niższej aktywności kupujących, wzrostu produkcji energii ze źródeł odnawialnych w Niemczech

oraz spadających cen gazu. Ostatnia dekada września charakteryzowała się dynamicznym wzrostem cen do poziomu 4,97 USD/GJ na zamknięciu miesiąca na skutek wzrostu popytu przed zbliżającym się sezonem grzewczym.

W ostatnim kwartale 2024 r. średnia cena rocznego kontraktu kontynuacyjnego ukształtowała się na poziomie 4,82 USD/GJ i była o 0,23 USD/GJ niższa od średniej ceny tego kontraktu w poprzednim roku (spadek o blisko 4,6%). W IV kwartale 2024 r. w Polsce indeks PSCMI1 wyniósł 21,31 PLN/GJ i był niższy niż w 2023 r. o 11,2 GJ (spadek o 34,5%).

Na początku IV kwartału 2024 r. na ceny węgla w portach ARA wpływ miały obawy o podaż LNG wynikające z eskalacji konfliktu na linii Izrael–Iran, które w powiązaniu z utrzymującą się niepewnością co do kontynuacji tranzytu gazu z Rosji do UE przez terytorium Ukrainy spowodowały wzrosty cen gazu ziemnego. Ponadto ceny węgla na początku IV kwartału podtrzymywane były dość niskimi zapasami w portach ARA oraz wzrostem generacji jednostek węglowych w Niemczech. W listopadzie, oprócz przytoczonych czynników ceny węgla podtrzymywane były spadkiem stanów magazynów gazu oraz czynnikami pogodowymi. W grudniu ceny węgla w portach ARA spadły za sprawą ograniczonego popytu oraz spadków notowanych na rynku gazu. Stabilizacja cen była wspierana korzystnymi warunkami pogodowymi w Europie oraz stabilnymi zapasami w portach ARA.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych ARP S.A. oraz danych z platformy LSEG Eikon

Rysunek 32. Notowania węgla CIF ARA oraz polski indeks PSCMI\_1 w 2024 r.

### Ropa naftowa

W 2024 r. oraz w I połowie 2025 r. ceny ropy Brent na giełdzie ICE wahały się w przedziale od około 64 USD/bbl do około 90 USD/bbl w trendzie spadkowym, co przedstawiono na rysunku poniżej.

Średnia cena dtd Brent w I półroczu 2024 r. wynosiła około 84,06 USD/bbl. Do kwietnia 2024 r. notowania były w trendzie rosnącym, a szczytowy poziom osiągnęły na początku miesiąca (notowanie dzienne 5 kwietnia 2024 r. 93,31 USD/bbl).



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych giełdy ICE

Rysunek 33. Średnie ceny ropy Brent w 2023 r.

Czynnikami, które miały wpływ na wzrost cen w pierwszym okresie były:

- napięcia generowane przez konflikt na Bliskim Wschodzie,
- sankcje międzynarodowe nałożone na Rosję w związku z wojną rosyjsko-ukraińską,
- ataki rebeliantów Huti z Jemenu na statki handlowe na Morzu Czerwonym.

Dodatkowym wsparciem dla cen była polityka cięć podaży organizacji OPEC+. W dniu 3 marca 2024 r. organizacja zapowiedziała przedłużenie obowiązujących dobrowolnych cięć o 3 miesiące, tj. do końca czerwca br.

Spadek notowań w okresie kwiecień–czerwiec 2024 r. był determinowany głównie przez:

- nadzieje na zawieszenie broni w Strefie Gazy;
- niepewność co do prognoz silnego popytu w Chinach oraz niski import surowców do chińskich rafinerii;
- znaczne przekroczenie limitów produkcji wyznaczonych przez OPEC+ przez Irak i Kazachstan;
- przedłużenie zezwoleń na kontynuację działalności w Wenezueli dla niektórych firm z sektora naftowego (pomimo ograniczeń nałożonych na krajowy sektor naftowy z 18 kwietnia 2024 r.).

Czerwcowy szczyt notowań był zbieżny z decyzją OPEC+ (z 2 czerwca 2024 r.), zgodnie z którą od października 2024 r. w ciągu 12 miesięcy, państwa członkowskie miały stopniowo wycofywać się z tzw. dobrowolnych cięć produkcji (2,2 mln bbl/d) przy zachowaniu dotychczasowych cięć do końca 2025 r.

Notowania dtd Brent w II półroczu 2024 r. oscylowały na średnim poziomie około 77,56 USD/bbl. Charakterystyczna dla tego okresu była niejednorodność „sentymentów” rynkowych. Czynniki wsparcia ceny ropy na początku analizowanego okresu były: napięta sytuacja na Bliskim Wschodzie, zintensyfikowane ataki dronów na rosyjską infrastrukturę energetyczną oraz ataki bojowników Huti na statki w rejonie Morza Czerwonego. Po tym okresie cena dtd Brent weszła w okres spadku – ze średniego poziomu około 85,31 USD/bbl w lipcu notowania obniżyły się do około 74,33 USD/bbl we wrześniu (średnia). Rynek koncentrował się na nadpodaży surowca. Wzrost produkcji krajów spoza OPEC+ skutkowało zaburzeniem bilansu, a przewaga przechylała się na stronę konsumenta. Czynniki presji dla ceny dtd Brent okazały się niepokój o sytuację gospodarczą w Chinach, jak również oczekiwania rynkowe co

do wzrostu podaży z kierunku krajów OPEC+ od października do grudnia 2024 r.

Pierwsza połowa 2025 r. to ceny dtd Brent na średnim poziomie 71,96 USD/bbl – cena swoje maksimum osiągnęła w styczniu 2025 r., odnotowując 3–4-dolarowy spadek każdego miesiąca, do maja 2025 r. W maju notowania osiągnęły swoje minimum – poziom średni w tym miesiącu to 64,22 USD/bbl.

Wpływ na trwającą serię spadków ceny miały: polityka Donalda Trumpa – presja prezydenta USA na zwiększanie produkcji ropy w USA (poprzez deregulację i reformę pozwoleń) w celu obniżenia cen; wywieranie na OPEC presji obniżenia cen poprzez racjonalne „uwalnianie” ograniczeń produkcyjnych; próby zakończenia konfliktu Ukraina–Rosja, jak również niestabilna polityka celna (marzec 2025 r. cofnięcie decyzji o nałożeniu sztywnych ceł na energię i inne towary importowane z Kanady i Meksyku).

Presja na ceny ropy wynikała również z:

- decyzji ośmiu krajów OPEC+ (z początku marca 2025 r.) o kontynuacji cięć podaży surowca i wycofywania 2,2 mln bbl/d w kolejnych 18 miesiącach (poczynając od kwietnia 2025 r.);
- słabszych niż zakładano prognoz tempa rozwoju gospodarczego w Chinach; w ocenie Międzynarodowej Agencji Energetycznej (IEA, International Energy Agency) popyt na paliwa kopalne w Chinach osiągnął już swój szczyt – w ubiegłym roku zapotrzebowanie na destylaty lekkie i średnie było na poziomie 8,1 mln bbl/d, co stanowi wynik słabszy o 200 tys. bbl/d od roku 2021;
- obniżenia prognoz wzrostu konsumpcji ropy przez EIA – o 310 tys. bbl/d do 730 tys. bbl/d w 2025 r.; agencja spodziewa się wzrostu globalnej produkcji ropy o 340 tys. bbl/d, co stanowi spadek o 40% w porównaniu z poprzednią prognozą;
- obniżenia prognoz wzrostu globalnego popytu na ropę przez OPEC – o 1,3 mln bbl/d w 2025 r. i o 1,28 mln bbl/d w 2026 r.

Dopiero wydarzenia z połowy czerwca 2025 r. spowodowały wzrost notowań do poziomów niewidzianych od początku roku, w okolice 80 USD/bbl. Atak Izraela na kluczowe obiekty infrastruktury militarnej i energetycznej Iranu (w nocy z 12 na 13 czerwca) zagroził bezpieczeństwu przepływów handlowych w tym regionie. Napięcia w cieśninie Ormuz spowodowały wzrost kosztów transportu i zwiększyły ryzyko związane z tranzytem przez ten region.

## VI. PROPOZYCJE DZIAŁAŃ KRÓTKO- I DŁUGOTERMINOWYCH

### Działania krótkoterminowe (DK). Energia elektryczna

- 1.DK. Odejście (od początku 2026 r.) od „zamrożenia” cen energii elektrycznej dla całej grupy odbiorców końcowych energii elektrycznej.
- 2.DK. Wylimitowanie wątpliwości interpretacyjnych dotyczących zasad obliczenia odpisu na fundusz.
- 3.DK. Kontynuacja prac nad poszukiwaniem nowych obszarów i produktów w działalności TGE zmierzających do zwiększenia efektywności funkcjonowania i płynności rynku giełdowego.
- 4.DK. Przegląd mechanizmu rynku mocy pod kątem jego zdolności do efektywnej gospodarczo realizacji tych celów i odpowiednia modyfikacja dotychczasowych rozwiązań.
- 5.DK. Stały monitoring rynku uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, rynku gazu i ropy.
- 6.DK. Monitoring i prace nad projektem kolejnej nowelizacji Prawa energetycznego (UC84).
- 7.DK. Analiza przywrócenia sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej poprzez giełdę (tzw. obliga giełdowego) w nowych warunkach.
- 8.DK. Ograniczenie interwencji państwa na rynku energii elektrycznej w sytuacji zagrożenia tylko do odbiorców wrażliwych/gospodarstw domowych. W przypadku interwencji państwa w sytuacji zagrożenia stosowanie ograniczonych w czasie regulacji oraz określenie transparentnych i odpowiadających rzeczywistości zasad uznawania przez Prezesa URE kosztów uzasadnionych (nie tylko energia elektryczna, ale również koszty własne działalności obrotowej).

### Działania długoterminowe (DD). Energia elektryczna

- 1.DD. Dążenie do całkowitego uwolnienia cen energii elektrycznej dla odbiorców w gospodarstwach domowych z uwzględnieniem uwarunkowań zmieniającego się rynku energii. Wypracowanie systemu wsparcia dla odbiorców dotkniętych ubóstwem energetycznym/wraż-

liwych przez system pomocy społecznej, a nie poprzez taryfy/cenniki sprzedawców energii elektrycznej.

- 2.DD. Realizacja przyjętych zmian modelu pomiarowo-rozliczeniowego, w tym wymiana liczników na liczniki zdalnego odczytu, wdrożenie CSIRE oraz dalsza digitalizacja procesów rynku energii elektrycznej.
- 3.DD. Przebudowa modelu rynku energii elektrycznej z uwzględnieniem doświadczeń lat 2021–2025 oraz zapisów/uwarunkowań Energy Market Design.
- 4.DD. Nowe możliwości rozwoju na rynku energii elektrycznej: agregatorzy, usługi elastyczności, odbiorcy aktywni prosumenci (zbiorowi, wirtualni itp.), obywatelskie społeczności energetyczne, spółdzielnie energetyczne, umowy cPPA.

### Działania długoterminowe (DD). Energia elektryczna i paliwo gazowe

- 1.DD. Nowe zadania i role oraz produkty po stronie spółek obrotu po wdrożeniu do polskiego porządku prawnego Pakietu Czysta energia dla wszystkich Europejczyków, pakietu unijnego Fit for 55, Electricity Market Design, Paktu dla czystego przemysłu oraz Planu działania na rzecz przystępnych cen energii.
- 2.DD. Zdefiniowanie strategii i roli poszczególnych uczestników rynku, ministerstw, Regulatora w zakresie obowiązkowych działań wspierających osiągnięcie przez Polskę celu neutralności klimatycznej do 2050 r.
- 3.DD. Zmniejszenie niepewności na rynku uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> związanej z niedookreśleniem działań w horyzoncie długoterminowym.
- 4.DD. Monitoring przez uczestników rynku zmian aktów prawnych z zakresu regulacji finansowych w celu dostosowania się do potencjalnych zmian.
- 5.DD. Uproszczenie obowiązków sprawozdawczych i ograniczenie liczby raportów na rynku energii elektrycznej i gazu do niezbędnego minimum ze wskazaniem jednego podmiotu gromadzącego wszystkie sprawozdania (np. URE).
- 6.DD. Zapewnienie środków finansowych (o co corocznie Prezes URE zabiega podczas prac legislacyjnych) adekwatnych (zwiększonych) do zwiększających się obowiązków Regulatora.

## Działania krótkoterminowe (DK). Gaz

- 1.DK. Zgodnie ze stanowiskiem Operatora deklaracje złożone przez uczestników w ramach procedury Open Season Terminalu FSRU 2 wskazują na możliwość kontynuowania rozmów w przyszłości, zaś sam projekt Terminalu FSRU 2 będzie podlegał dalszym analizom.
- 2.DK. Z uwagi na przedłużające się prace nad projektem nowelizacji ustawy o zapasach TOE wskazuje na potrzebę pilnej ich finalizacji w celu zapewnienia stabilności zasad na rynku gazu.
- 3.DK. Intensyfikacja działań zmierzających do wyegzekwowania wprowadzania przez TGE nowego modelu wyznaczania DKR.
- 4.DK. Wsparcie obrotu biogazem/biometanem poprzez promowanie stworzenia ram rynku umożliwiającego handel w EU wraz z m.in. implementacją rejestru dokumentów stanowiących podstawę do rozliczenia redukcji śladu węglowego w celu osiągnięcia neutralności klimatycznej.
- 5.DK. Podjęcie z PSE rozmów nt. alokacji kosztów związanych z zapewnieniem oczekiwanej przez operatora elastyczności gazowych jednostek wytwórczych.
- 6.DK. Wystąpienie do GSP z wnioskiem o przeprowadzenie wśród uczestników rynku ankiety dot. zwiększenia mocy i pojemności magazynowych.

## Działania długoterminowe (DD). Paliwo gazowe

- 1.DD. Wsparcie możliwości produkcji i obrotu biometanem/biogazem w celu osiągnięcia przez Polskę celu neutralności klimatycznej do 2050 r.
- 2.DD. Zdefiniowanie strategii i roli poszczególnych uczestników rynku, ministerstw, regulatora w zakresie obowiązkowych działań wspierających osiągnięcie przez Polskę celu neutralności klimatycznej do 2050 r.
- 3.DD. Wystąpienie z inicjatywą podjęcia przez regulatorów wsparcia uczestników rynku w zakresie konsultacji oraz interpretacji nowelizowanych aktów prawnych powiązanych z MIFID, EMIR, REMIT itp.
- 4.DD. Uproszczenie obowiązków sprawozdawczych i ograniczenie liczby raportów na rynku energii elektrycznej i gazu do niezbędnego minimum za wskazaniem jednego podmiotu gromadzącego wszystkie sprawozdania (np. URE).
- 5.DD. Jednoznaczne zdefiniowanie miejsca paliwa gazowego (w tym odnawialnych paliw gazowych) w procesie dekarbonizacji, w tym rozwój obszarów i sposobów wykorzystywania gazu ziemnego w postaci CNG i LNG.
- 6.DD. Analiza hurtowego rynku gazu ziemnego w Polsce w celu rozwoju regionalnego hubu gazowego.

## VII. ZASTOSOWANE SKRÓTY I OZNACZENIA

ACER	– Agency for the Cooperation of Energy Regulators	MSR	– Market Stability Reserve, Mechanizm Rezerwy Stabilizacyjnej
AG	– aukcja główna	MŚP	– mikroprzedsiębiorcy, mali i średni przedsiębiorcy
AIB	– Association of Issuing Bodies	OIRE	– Operator Informacji Rynku Energii
bbf	– baryłka ropy naftowej	OSD	– Operator Systemu Dystrybucyjnego
CBAM	– Carbon Border Adjustment Mechanism Mechanizm – dostosowywanie mechanizmu cel nałożonych na towary sprowadzane na rynek unijny z krajów, które nie podejmują wysiłków w celu ograniczania emisji CO <sub>2</sub>	OSP	– Operator System Przesyłowego – PSE SA
CEEAG	– The Climate, Energy and Environmental Aid Guidelines	OTF	– Organised Trading Facility – zorganizowana platforma obrotu
CEF 2 AFIF	– Connecting Europe Facility Transport 2 Alternative Fuels Infrastructure Facility	OZE	– odnawialne źródła energii
CSIRE	– Centralny System Informacji Rynku Energii	OSR	– ocena skutków regulacji
DRI	– Direct Reduced Iron – bezpośrednia redukcja rudy żelaza	PCI	– Projects of Common Interest
DSR	– Demand – Side Response – zarządzanie stroną popytową	PM	– prawa majątkowe
DUB	– dostawca usług bilansujących	PMOZEA-BIO	– świadectwa potwierdzające wytworzenie energii elektrycznej z biogazu rolniczego
EBI	– Europejski Bank Inwestycyjny	POB	– podmiot odpowiedzialny za bilansowanie
EBW	– Europejski Bank Wodorowy	PPE	– punkt poboru energii
e-JET	– lotnicze paliwa syntetyczne na bazie wodoru odnawialnego i niskoemisyjnego	PSE S.A.	– Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
EMD	– Electricity Market Design, Model rynku energii elektrycznej	RB	– rynek bilansujący
ESG	– Environmental, Social and Corporate Governance	RCF	– paliwa węglowe pochodzące z recyklingu
EOG	– Europejski Obszar Gospodarczy	RCL	– Rządowe Centrum Legislacji
EU ETS	– European Union Emission Trading Scheme – wspólnotowy system handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych	RFNBO	– odnawialne paliwa pochodzenia niebiologicznego
FRR	– rezerwa odbudowy częstotliwości	REMIT	– rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady nr 1227/2011 z dnia 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii
FCR	– rezerwa utrzymania częstotliwości	RDB	– Rynek Dnia Bieżącego
GoO	– Guarantees of Origin	RDN	– Rynek Dnia Następnego
H1	– Half 1, pierwsza połowa roku	RDNg	– Rynek Dnia Następnego Gazu
H2	– Half 2, druga połowa roku	RPM	– Rynek Praw Majątkowych
JRM	– Jednostki Rynku Mocy	RTTg	– Rynek Terminowy Towarowy Gazu
KE	– Komisja Europejska	RUS	– regulacyjne usługi systemowe
KSE	– Krajowy System Elektroenergetyczny	RR	– rezerwa zastępcza
LRF	– Linear Reduction Factor, liniowy współczynnik redukcji emisji	TEN-T	– Transeuropejska Sieć Transportowa
		TGE	– Towarowa Giełda Energii S.A.
		TOE	– Towarzystwo Obrotu Energią
		toe	– tona oleju ekwiwalentnego
		TTF	– Title Transfer Facility, średnia cena referencyjna gazu
		UE	– Unia Europejska
		URE	– Urząd Regulacji Energetyki

## VIII. MATERIAŁY ŹRÓDŁOWE

### Ustawodawstwo unijne

- [1] Rozporządzenie 2024/1789 z dnia 13 czerwca 2024 r. w sprawie rynków wewnętrznych gazu odnawialnego, gazu ziemnego i wodoru (Dz. Urz. UE L, 2024/1788 z 15.07.2024)
- [2] Dyrektywa 2024/1788 z dnia 13 czerwca 2024 r. w sprawie wspólnych zasad rynków wewnętrznych gazu odnawialnego, gazu ziemnego i wodoru (Dz. Urz. UE L, 2024/1789 z 15.07.2024)
- [3] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1747 z dnia 13 czerwca 2024 r. zmieniające rozporządzenie (UE) 2019/942 i (UE) 2019/943 w odniesieniu do poprawy struktury unijnego rynku energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 2024/1747 z 26.6.2024)
- [4] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1735 z dnia 13 czerwca 2024 r. w sprawie ustanowienia ram środków na rzecz wzmocnienia europejskiego ekosystemu produkcji technologii neutralnych emisyjnie i zmieniające rozporządzenie (UE) 2018/1724 (Dz. Urz. UE L 2024/1735 z 26.6.2024)
- [5] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1711 z dnia 13 czerwca 2024 r. zmieniająca dyrektywy (UE) 2018/2001 i (UE) 2019/944 w odniesieniu do poprawy struktury unijnego rynku energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 2024/1711 z 26.6.2024)
- [6] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1275 z dnia 24 kwietnia 2024 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków (Dz. Urz. UE L 2024/1275 z 8.5.2024)
- [7] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1106 z dnia 11 kwietnia 2024 r. w sprawie zmiany rozporządzeń (UE) nr 1227/2011 i (UE) 2019/942 w odniesieniu do poprawy ochrony Unii przed manipulacjami na hurtowym rynku energii (Dz. Urz. UE L 2024/110 z 17.4.2024)
- [8] Rozporządzenie Komisji (UE) 2023/2831 z dnia 13 grudnia 2023 r. w sprawie stosowania art. 107 i 108 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej do pomocy de minimis (Dz. Urz. UE L 2023/2831 z 15.12.2023)
- [9] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniająca dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylająca dyrektywę Rady (UE) 2015/652 (Dz. Urz. UE L, 2023/2413 z 31.10.2023)
- [10] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2405 z dnia 18 października 2023 r. w sprawie zapewnienia równych warunków działania dla zrównoważonego transportu lotniczego (Dz. Urz. UE L, 2023/2404 z 31.10.2023)
- [11] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/959 z dnia 10 maja 2023 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE ustanawiającą system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w Unii oraz decyzję (UE) 2015/1814 w sprawie ustanowienia i funkcjonowania rezerwy stabilności rynkowej dla unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (Dz. Urz. UE L 130 z dnia 16 maja 2023 r., str. 134 i n.)
- [12] Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2023/1185 z dnia 10 lutego 2023 r. uzupełniające dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 poprzez ustanowienie minimalnego progu ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w przypadku pochodzących z recyklingu paliw węglowych oraz poprzez określenie metodyki oceny ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, uzyskanego dzięki odnawialnym ciekłym i gazowym paliwom transportowym pochodzenia niebiologicznego oraz pochodzącym z recyklingu paliwom węglowym (Dz. Urz. UE L 157 z 20 czerwca 2023 r., str. 20 i n.)
- [13] Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2023/1184 z dnia 10 lutego 2023 r. uzupełniające dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 przez ustanowienie unijnej metodyki określającej szczegółowe zasady produkcji paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego (Dz. Urz. UE L 157 z 20 czerwca 2023 r., str. 11 i n.)
- [14] Rozporządzenie Rady (UE) 2022/1854 z dnia 6 października 2022 r. w sprawie interwencji w sytuacji nadzwyczajnej w celu rozwiązania problemu wysokich cen energii (Dz. Urz. UE L 261 z dnia 7 października 2021 r., str. 1 i n.)
- [15] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE (Dz. Urz. UE. L 158 z dnia 14 czerwca 2019 r., str. 54 i n.)
- [16] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE. L 158 z dnia 14 czerwca 2019 r., str. 125 i n.)
- [17] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. Urz. UE. L 328 dnia 21 grudnia 2018 r. str. 82 i n.)
- [18] Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowa-

- nia (Dz. Urz. UE. L 312 z dnia 28 listopada 2017 r., str. 6 i n.)
- [19] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2017/1938 z dnia 25 października 2017 r. dotyczące środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (UE) nr 994/2010 (Dz. Urz. UE. L 280 z dnia 28 października 2017 r., str. 2 i n.)
- [20] Porozumienie paryskie (Dz. Urz. UE. L 282/4 z dnia 19 października 2016 r.)
- [21] Decyzja Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/1814 z dnia 6 października 2015 r. w sprawie ustanowienia i funkcjonowania rezerwy stabilności rynkowej dla unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych i zmiany dyrektywy 2003/87/WE (Dz. Urz. UE. L 264 z dnia 9 października 2015 r., str. 1 i n.)
- [22] Rozporządzenie Wykonawcze Komisji (UE) nr 1348/2014 z dnia 17 grudnia 2014 r. w sprawie przekazywania danych wdrażające art. 8 ust. 2 i 6 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (Dz. Urz. UE L 363 z dnia 18 grudnia 2014 r., str. 121 i n.)
- [23] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/94/UE z dnia 22 października 2014 r. w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych (Dz. Urz. UE. L 307 z dnia 28 października 2014 r., str. 1 i n.)
- [24] Rozporządzenie Komisji (UE) nr 651/2014 z dnia 17 czerwca 2014 r. uznające niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu (Dz. Urz. UE. L 187 z dnia 26 czerwca 2014 r., str. 1 i n.)
- [25] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/65/UE z dnia 15 maja 2014 r. w sprawie rynków instrumentów finansowych oraz zmieniająca dyrektywę 2002/92/WE i dyrektywę 2011/61/UE (Dz. Urz. UE. L 173 dnia 12 czerwca 2014 r. str. 349 i n.)
- [26] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 596/2014 z dnia 16 kwietnia 2014 r. w sprawie nadużyć na rynku (rozporządzenie w sprawie nadużyć na rynku) oraz uchylające dyrektywę 2003/6/WE Parlamentu Europejskiego i Rady i dyrektywy Komisji 2003/124/WE, 2003/125/WE i 2004/72/WE (Dz. Urz. UE L 173 z dnia 12 czerwca 2014 r., str. 1 i n.)
- [27] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z dnia 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (Dz. Urz. UE L 326 z dnia 8 grudnia 2011 r. str. 1 i n.)
- [28] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/31/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla oraz zmieniająca dyrektywę Rady 85/337/EWG, Euratom, dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2000/60/WE, 2001/80/WE, 2004/35/WE, 2006/12/WE, 2008/1/WE i rozporządzenie (WE) nr 1013/2006 (Dz. Urz. UE. L 140 z dnia 5 czerwca 2009 r., str. 114 i n.)
- [29] Open letter on the implications of the revision of Regulation (EU) No 1227/2011 on REMIT data reporting aspects and notification obligations. ACER, Ljubljana, 16 April 2024

### Ustawodawstwo polskie oraz projekty nowych ustaw i rozporządzeń

- [30] Ustawa z dnia 21 maja 2025 r. o zmianie niektórych ustaw w związku z wprowadzaniem centralnego systemu informacji rynku energii i innych ustaw (Dz.U. 2025 r. poz. 759).
- [31] Ustawa z dnia 23 kwietnia 2025 r. o zmianie ustawy o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 r. oraz w 2024 r. w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej (Dz.U. 2025 poz. 565)
- [32] Ustawa z dnia 21 lutego 2025 r. o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. 2025, poz. 303)
- [33] Ustawa z dnia 21 lutego 2025 r. o zmianie ustawy o rynku mocy oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. 2025 poz. 290)
- [34] Ustawa z dnia 27 listopada 2024 r. o zmianie ustawy o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 r. oraz w 2024 r. oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. 2024 poz. 1831)
- [35] Ustawa z dnia 27 listopada 2024 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. 2024 poz. 1847)
- [36] Ustawa z dnia 23 maja 2024 r. o bonie energetycznym oraz o zmianie niektórych ustaw w celu ograniczenia cen energii elektrycznej, gazu ziemnego i ciepła systemowego (Dz.U. 2024 poz. 859 z późn. zm.)
- [37] Ustawa z dnia 7 grudnia 2023 r. o zmianie ustaw w celu wsparcia odbiorców energii elektrycznej, paliw gazowych i ciepła (Dz.U. 2023 poz. 2760)
- [38] Ustawa z dnia 17 sierpnia 2023 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. 2023 poz. 1762)
- [39] Ustawa z dnia 28 lipca 2023 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. 2023 poz. 1681)
- [40] Ustawa z dnia 16 czerwca 2023 r. o zmianie ustawy – Prawo geologiczne i górnicze oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. 2023 poz. 2029)
- [41] Ustawa z dnia 9 marca 2023 r. o zmianie ustawy o postępowaniu egzekucyjnym w administracji oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. 2023 poz. 556 z późn. zm.)
- [42] Ustawa z dnia 8 lutego 2023 r. o zmianie ustawy o szczególnych rozwiązaniach w zakresie niektórych źródeł ciepła w związku z sytuacją na rynku paliw oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. 2023 poz. 295)

- [43] Ustawa z dnia 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu (Dz.U. 2022 poz. 2687 z późn. zm.)
- [44] Ustawa z dnia 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 r. (Dz.U. 2022 poz. 2243 z późn. zm.)
- [45] Ustawa z dnia 7 października 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej 2023 r. w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej (Dz.U. 2022 poz. 2127 z późn. zm.)
- [46] Ustawa z dnia 29 września 2022 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. 2022 poz. 2370 z późn. zm.)
- [47] Ustawa z dnia 5 sierpnia 2022 r. o zmianie niektórych ustaw w celu wzmocnienia bezpieczeństwa gazowego państwa w związku z sytuacją na rynku gazu (Dz.U. 2022 poz. 1723)
- [48] Ustawa z dnia 26 stycznia 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców paliw gazowych w związku z sytuacją na rynku gazu (Dz.U. 2022 r. poz. 202 z późn. zm.)
- [49] Ustawa z dnia 2 grudnia 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz.U. 2021 poz. 2271)
- [50] Ustawa z dnia 21 lutego 2019 r. zmieniająca ustawę o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw, ustawę – Prawo ochrony środowiska, ustawę o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji, ustawę o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw oraz ustawę o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz.U. 2019 poz. 412)
- [51] Ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. 2025 r. poz. 610)
- [52] Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. 2024 poz. 1361 z późn. zm.)
- [53] Ustawa z dnia 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym (Dz.U. 2024 poz. 1281)
- [54] Ustawa z dnia 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi (Dz.U. 2021 poz. 328 z późn. zm.)
- [55] Ustawa z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz.U. 2022 poz. 170 z późn. zm.)
- [56] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz.U. 2024 poz. 266 z późn. zm.)
- [57] Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 7 stycznia 2025 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie wartości referencyjnych oszczędności energii finalnej dla przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej oraz w sprawie sposobu obliczania tych wartości (Dz.U. 2025 nr 38)
- [58] Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 26 czerwca 2024 r. w sprawie wymagań dotyczących pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe (Dz. U. 2024, poz. 974)
- [59] Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. 2023 poz. 819 z późn. zm.)
- [60] Rozporządzenie Rada Ministrów z dnia 17 lutego 2021 r. w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego (Dz.U. 2021 poz. 549)
- [61] Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 24 kwietnia 2017 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy (Dz.U. 2017 poz. 902)
- [62] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz.U. 2010 nr 133 poz. 891 z późn. zm.)
- [63] Ustawa z dnia 25 czerwca 2025 r. o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (druk sejmowy nr 1130, Senat 17 lipca 2025 r. wniośł drukiem nr 1493 poprawki do ustawy)
- [64] Rządowy projekt ustawy o zmianie niektórych ustaw w celu dokonania deregulacji w zakresie energetyki z dnia 27 maja 2025 r. (druk sejmowy nr 1310, 25 lipca 2025 r. ustawę przekazano marszałkowi Senatu, Senat nie wniośł do niej poprawek, 28 lipca 2025 r. ustawę przekazano prezydentowi)
- [65] Rządowy projekt ustawy o zmianie ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym oraz niektórych innych ustaw (druk sejmowy nr 1239, Senat 31 lipca 2025 r. wniośł drukiem nr 1585 poprawki do ustawy)
- [66] Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw z dnia 12 marca 2025 r. (nr UC84 w wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów)

### Materiały źródłowe (pozostałe)

- [67] Raport z monitorowania zawierania i stosowania umów z cenami dynamicznymi. Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa, maj 2025
- [68] Stanowisko TOE dotyczące oceny jakości bilansowania krajowego systemu elektroenergetycznego – opinia i analiza TOE, Warszawa, 7 maja 2025 r.
- [69] Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2024 r. Warszawa, kwiecień 2025
- [70] Ocena jakości bilansowania handlowego krajowego systemu elektroenergetycznego w okresie od 14.06.–31.12.2024 r. PSE, Konstancin-Jeziorna, 25 marca 2025 r.
- [71] Podsumowanie działalności TGE w 2024 r. TGE, Warszawa, 7 stycznia 2025 r.
- [72] Rynek energii elektrycznej i gazu w Polsce – stan na 30 czerwca 2024 r. Raport TOE 2024. Warszawa, 12 sierpnia 2024 r.
- [73] Polski Plan Wdrażania reform rynku energii elektrycznej. Ministerstwo Klimatu, Warszawa, 14 maja 2020 r.

### Strony internetowe

- [74] [www.cire.pl](http://www.cire.pl)
- [75] [www.montel.com](http://www.montel.com)
- [76] [www.opec.org](http://www.opec.org)
- [77] [www.pgnig.pl](http://www.pgnig.pl)
- [78] [www.polskirynekwegla.pl](http://www.polskirynekwegla.pl)
- [79] [www.pse.pl](http://www.pse.pl)
- [80] [www.rcl.gov.pl](http://www.rcl.gov.pl)
- [81] [www.toe.pl](http://www.toe.pl)
- [82] [www.tge.pl](http://www.tge.pl)
- [83] [www.gov.pl/web/klimat](http://www.gov.pl/web/klimat)
- [84] [www.ure.gov.pl](http://www.ure.gov.pl)

## IX. RADA ZARZĄDZAJĄCA TOE XVIII KADENCJI

### **Skład Rady Zarządzającej TOE XVIII kadencji (na dzień 30 czerwca 2025 r.):**

- kol. Grzegorz Kinelski – Prezes Rady Zarządzającej
- kol. Janusz Moroz – Wiceprezes Rady Zarządzającej
- kol. Beata Stępniaik- Wiceprezes Rady Zarządzającej
- kol. Grzegorz Wiliński – Wiceprezes Rady Zarządzającej
- kol. Arkadiusz Wronka – Wiceprezes Rady Zarządzającej
- kol. Dariusz Bliźniak
- kol. Krzysztof Bonk
- kol. Krzysztof Czajka
- kol. Rafał Domaszewski
- kol. Marek Krzysteczko
- kol. Tomasz Krzyżewski
- kol. Rafał Kucharski
- kol. Mateusz Madejski
- kol. Agnieszka Martyniuk
- kol. Leszek Mrazek
- kol. Rafał Soja
- kol. Iwona Ustach

### **Pracownicy biura TOE:**

- kol. Monika Gasiuk
- kol. Daniel Borkowski
- kol. Marek Kulesa

## X. ZESPÓŁ DS. OPRACOWANIA RAPORTU

- Białczak Sławomir – PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.
- Bentkowski Łukasz – PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.
- Borkowski Daniel – Legal Partner
- Brożek Andrzej – Polenergia Obrót S.A.
- Czerniak Paulina – ENEA Trading sp. z o.o.
- Eliszewska Anna – Kancelaria Radcy Prawnego Anna Eliszewska
- Gabrysiak Anna – ENEA Trading sp. z o.o.
- Gieras Maciej – Ekovoltis Sp. z o.o.
- Gładki Tomasz – PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o.
- Gochnio Waldemar – Członek TOE
- Goliniewski Grzegorz – PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.
- Gościcki Paweł – ENERGA – Obrót S.A.
- Graczyk Wojciech – E.ON Polska S.A.
- Hawranek Paweł – HAWRANEK Kancelaria Radców Prawnych Sp. p.
- Jurgielaniec Robert – PGE Dom Maklerski S.A.
- Kakareka Rafał – Polenergia Obrót S.A.
- Krzysteczko Marek – Polenergia Obrót S.A.
- Kukurba Michał – Polenergia Obrót S.A.
- Kulesa Marek – TOE – przewodniczący
- Kurzak Janusz – Enteneo Energy Trading Sp. z o.o.
- Lebek Witold – TAURON Polska Energia S.A.
- Malec Andrzej – E.ON Polska S.A.
- Naczyński Daniel – PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.
- Nalepka Patryk – TAURON Polska Energia S.A.
- Nowak Daniel – Elektra S.A.
- Obniski Witold – E.ON Polska S.A.
- Pająk Andrzej – ENEA Trading sp. z o.o.
- Pawłowicz Karol – ENERGA – Obrót S.A.
- Pogorzelski Grzegorz – ORLEN S.A.
- Polek Daria – Polenergia Obrót S.A.
- Sznycer Michał – MGS Kancelaria Radców Prawnych i Adwokatów
- Thlon Michał – Uniwersytet Ekonomiczny w Krakowie
- Tomaszewicz Andrzej – PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.
- Andreeva Luba – Photon Energy
- Wągrocki Mikołaj – ENEA Trading sp. z o.o.
- Wiliński Grzegorz – PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.
- Wronka Arkadiusz – TAURON Polska Energia S.A.
- Żukowski Piotr – PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o.
- zespół autorski ORLEN S.A.



Towarzystwo Obrotu Energią

ul. Krucza 16/22  
00-526 Warszawa

tel. 22 827 57 93

e-mail: [toe@toe.pl](mailto:toe@toe.pl)  
[www.toe.pl](http://www.toe.pl)