



Urząd Regulacji  
Energetyki

# RAPORT KRAJOWY

---

**PREZESA  
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI**

**2025**

*LIPIEC 2025*

*[www.ure.gov.pl](http://www.ure.gov.pl)*



# SPIS TREŚCI

---

<b>Wykaz skrótów używanych w tekście raportu .....</b>	<b>4</b>
<b>1. Słowo wstępne .....</b>	<b>7</b>
<b>2. Zmiany prawne i regulacyjne na rynku energii elektrycznej i gazu.....</b>	<b>8</b>
<b>3. Rynek energii elektrycznej .....</b>	<b>13</b>
3.1. Regulacja przedsiębiorstw sieciowych i funkcjonowanie techniczne systemu .....	13
3.1.1. Unbundling .....	13
3.1.2. Rozbudowa i optymalizacja pracy sieci .....	14
3.1.3. Taryfy przedsiębiorstw sieciowych .....	18
3.1.4. Bezpieczeństwo i niezawodność sieci .....	21
3.1.5. Monitorowanie bilansu podaży i popytu .....	27
3.1.6. Kwestie transgraniczne .....	38
3.1.7. Wdrażanie wytycznych i kodeksów sieci .....	42
3.1.8. Elektromobilność .....	48
3.2. Konkurencja i funkcjonowanie rynku .....	49
3.2.1. Rynek hurtowy .....	49
3.2.1.1. Monitorowanie cen, transparentność rynku oraz poziom otwartości na konkurencję .....	53
3.2.2. Rynek detaliczny .....	60
3.2.2.1. Monitorowanie cen, transparentność rynku oraz poziom otwartości na konkurencję .....	61
3.2.2.2. Ochrona konsumenta i rozstrzyganie sporów .....	70
<b>4. Rynek gazu ziemnego .....</b>	<b>77</b>
4.1. Regulacja przedsiębiorstw sieciowych .....	77
4.1.1. Taryfy za przyłączenie i dostęp do sieci gazowych i instalacji LNG .....	77
4.1.2. Bilansowanie systemu .....	90
4.1.3. Kwestie transgraniczne .....	91
4.1.4. Wdrażanie wytycznych i kodeksów sieci .....	102
4.2. Konkurencja i funkcjonowanie rynku .....	109
4.2.1. Rynek hurtowy .....	109
4.2.2. Rynek detaliczny .....	113
4.2.2.1. Monitorowanie cen, transparentność rynku oraz poziom otwartości na konkurencję .....	115
4.2.2.2. Ochrona konsumenta i rozstrzyganie sporów .....	120
4.3. Bezpieczeństwo dostaw .....	122

# WYKAZ SKRÓTÓW UŻYWANYCH W TEKŚCIE RAPORTU

ACER, Agencja	<i>Agency for the Cooperation of Energy Regulators</i> – Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki
dyrektywa 2009/73/WE	Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE (Dz. U. UE L 211/94 z późn. zm.)
dyrektywa 2019/944	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. U. UE L 158/125 z późn. zm.)
ENTSO-E	<i>The European Network of Transmission System Operators for electricity</i> – Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych energii elektrycznej
IRIESD	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej
IRIEIM	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Instalacji Magazynowych
IRIESP	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
NEMO	<i>Nominated Electricity Market Operator</i> – Wyznaczony Operator Rynku Energii Elektrycznej
nowelizacja ustawy o elektromobilności	ustawa z dnia 2 grudnia 2021 r. o zmianie ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2021 r. poz. 2269)
OGP Gaz-System S.A.	Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A.
OSD	Operator Systemu Dystrybucyjnego
OSM	Operator Systemu Magazynowania
OSP	Operator Systemu Przesyłowego
OZE	Odnawialne Źródła Energii
PGNiG OD Sp. z o.o.	PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.
Prezes URE	Prezes Urzędu Regulacji Energetyki
Prezes UOKiK	Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów
PSE S.A.	Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
PSG Sp. z o.o.	Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.
PPE	Punkt Poboru Energii
PPG	Punkt Poboru Gazu
rozporządzenie 715/2009	rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1775/2005 (Dz. U. UE L 211/36 z późn. zm.)

rozporządzenie 2015/1222	rozporządzenie Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Dz. Urz. UE L 197/24 z późn. zm.)
rozporządzenie 2016/631	rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz. U. UE L 112/1 z późn. zm.)
rozporządzenie 2016/1388	rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru (Dz. U. UE L 223/10)
rozporządzenie 2016/1447	rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1447 z dnia 26 sierpnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci określający wymogi dotyczące przyłączenia do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego (Dz. U. UE L 241/1)
rozporządzenie 2016/1719	rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1719 z dnia 26 września 2016 r. ustanawiające wytyczne dotyczące długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych (Dz. U. UE L 259/42 z późn. zm.)
rozporządzenie 2017/1485	rozporządzenie Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (Dz. U. UE L 220/1 z późn. zm.)
rozporządzenie 2017/2195	rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. U. UE L 312/6 z późn. zm.)
rozporządzenie 2017/2196	rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych (Dz. U. UE L 312/54 z późn. zm.)
rozporządzenie 2019/943	rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. U. UE L 158/54 z późn. zm.)
rozporządzenie 2024/1366	rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2024/1366 z dnia 11 marca 2024 r. uzupełniające rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 poprzez ustanowienie kodeksu sieci dotyczącego zasad sektorowych w zakresie aspektów cyberbezpieczeństwa w transgranicznych przepływach energii elektrycznej (Dz. U. UE L z 24.5.2024)
rozporządzenie REMIT	rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z dnia 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (Dz. U. UE L 326/1)
rozporządzenie BAL NC	rozporządzenie Komisji (UE) nr 312/2014 z dnia 26 marca 2014 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący bilansowania gazu w sieciach przesyłowych (Dz. U. UE L 91/15)
rozporządzenie CAM NC	rozporządzenie Komisji (UE) 2017/459 z dnia 16 marca 2017 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący mechanizmów alokacji zdolności w systemach przesyłowych gazu i uchylające rozporządzenie (UE) nr 984/2013 (Dz. U. UE L 72/1)
rozporządzenie INT NC	rozporządzenie Komisji (UE) 2015/703 z dnia 30 kwietnia 2015 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący zasad interoperacyjności i wymiany danych (Dz. U. UE L 113/13)
rozporządzenie NC TAR	rozporządzenie Komisji (UE) 2017/460 z dnia 16 marca 2017 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący zharmonizowanych struktur taryf przesyłowych dla gazu (Dz. U. UE L 72/29 z późn. zm.)
rozporządzenie systemowe elektroenergetyczne	rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2023 r. poz. 819 z późn. zm.)

rozporządzenie taryfowe gazowe	rozporządzenie Ministra Energii z dnia 15 marca 2018 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz. U. z 2021 r. poz. 280 z późn. zm.)
SGT EuRoPol GAZ S.A.	System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A.
TGE S.A.	Towarowa Giełda Energii S.A.
TPA	<i>Third Party Access</i> – Zasada Dostępu Strony Trzeciej do Sieci
UE	Unia Europejska
URE, Urząd	Urząd Regulacji Energetyki
ustawa z 20 maja 2021 r.	ustawa z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2021 r. poz. 1093 z późn. zm.)
ustawa z 5 sierpnia 2022 r.	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. z 2022 r. poz. 1723)
ustawa z 7 października 2022 r.	ustawa z dnia 7 października 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 roku oraz w 2024 roku w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej (Dz. U. z 2023 r. poz. 1704 z późn. zm.)
ustawa o środkach nadzwyczajnych	ustawa 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 (Dz. U. z 2024 r. poz. 1622 z późn. zm.)
ustawa z 15 grudnia 2022 r.	ustawa z dnia 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. oraz w 2024 r. w związku z sytuacją na rynku gazu (Dz. U. z 2024 r. poz. 303)
ustawa z 28 lipca 2023 r.	ustawa z dnia 28 lipca 2023 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2023 r. poz. 1681)
ustawa z 17 sierpnia 2023 r.	ustawa z dnia 17 sierpnia 2023 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2023 r. poz. 1762)
ustawa z 7 grudnia 2023 r.	ustawa z dnia 7 grudnia 2023 r. o zmianie ustaw w celu wsparcia odbiorców energii elektrycznej, paliw gazowych i ciepła (Dz. U. z 2023 r. poz. 2760)
ustawa z 23 maja 2024 r., ustawa o bonie energetycznym	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. z 2024 r. poz. 859 z późn. zm.)
ustawa z 21 listopada 2024 r.	ustawa z dnia 21 listopada 2024 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2024 r. poz. 1881)
ustawa – Prawo energetyczne, ustawa	ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2024 r. poz. 266 z późn. zm.)
ustawa o elektromobilności	ustawa z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz. U. z 2023 r. poz. 875 z późn. zm.)
ustawa o odnawialnych źródłach energii, ustawa o OZE	ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2023 r. poz. 1436 z późn. zm.)
ustawa o rynku mocy	ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2023 r. poz. 2131)
ustawa o zapasach	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. z 2023 r. poz. 1650 z późn. zm.)
WDB	Warunki Dotyczące Bilansowania

Stan prawny na 4 lipca 2025 r.

# 1. SŁOWO WSTĘPNE

---

*Szanowni Państwo,*

*niniejszy Raport Krajowy Prezesa URE oferuje kompleksowe ujęcie sytuacji na polskim rynku energii elektrycznej i gazu w 2024 r.*

*Rok 2024, podobnie jak lata poprzednie, cechował się dużą dynamiką wydarzeń. Mimo względnej stabilizacji cen surowców i energii elektrycznej, sektor energetyczny wciąż mierzył się z licznymi wyzwaniami wynikającymi z postępującej transformacji elektroenergetyki i ciepłownictwa w Polsce. Dodatkowo, zmienna sytuacja geopolityczna na świecie oraz sygnały płynące z samej Unii Europejskiej nieustannie stawiają pytania o pożądany kierunek i tempo zmian.*

*W 2024 r., m.in. w wyniku kompleksowych nowelizacji Prawa energetycznego i ustawy o odnawialnych źródłach energii z 2023 r., ponownie rozszerzono zakres kompetencji regulatora. Wprowadzone regulacje to kolejny krok na drodze transformacji energetycznej, tworzący warunki do rozwoju odnawialnych źródeł energii, technologii wodorowych oraz inicjatyw lokalnych.*

*Dokładny opis stanu rynku energii elektrycznej i gazu w Polsce oraz działań podejmowanych przez polskiego Regulatora w 2024 r. został szczegółowo przedstawiony w niniejszym Raporcie Krajowym Prezesa URE, przedkładanym Komisji Europejskiej i ACER. Tym samym Prezes URE wypełnia swój obowiązek sprawozdawczy, określony w prawie polskim i europejskim.*

## 2. ZMIANY PRAWNE I REGULACYJNE NA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ I GAZU

Podstawowym aktem prawnym określającym kompetencje Prezesa URE nadal pozostaje ustawa – Prawo energetyczne. Niemniej, na przestrzeni minionych lat, wiele innych obowiązków regulatora zostało określonych również w innych przepisach prawa, w tym regulacjach unijnych stosowanych wprost bez obowiązku ich implementacji do krajowego porządku prawnego. W rezultacie, zakres kompetencji Prezesa URE ulega ciągłym modyfikacjom i poszerzaniu. Dla wzmocnienia organu regulacyjnego, 30 października 2024 r. Prezes URE powołał Renatę Mroczek na stanowisko Wiceprezesa URE. W konsekwencji nastąpił też podział zadań organu – do bezpośrednich kompetencji Wiceprezesa URE należą zadania związane m.in. z rynkiem paliw ciekłych, odnawialnymi źródłami energii, efektywnością energetyczną, rynkiem ciepła czy opłatami koncesyjnymi.

Wzorem lat ubiegłych, w 2024 r. odbywały się intensywne prace legislacyjne – Prezes URE uczestniczył w opiniowaniu 97 projektów aktów prawnych prawa krajowego i europejskiego.

### 2.1. Zmiany prawne i regulacyjne

W 2024 r. nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne, dokonaną ustawą z 21 listopada 2024 r.<sup>1</sup>, stworzono ramy prawne dla funkcjonowania i rozwoju rynku wodoru na poziomie krajowym oraz zapewniono zgodność krajowych regulacji dotyczących wodoru ze Strategią wodorową UE.

W tym zakresie włączono wodór do kategorii paliw, poddając go reżimowi prawnemu paliw. Uregulowano prawa i obowiązki uczestników rynku wodoru oraz Prezesa URE<sup>2</sup>, przez wprowadzenie zasad certyfikowania i wyznaczania operatorów systemów wodorowych, określenie zakresu ich obowiązków oraz zasad rozdziału właścicielskiego<sup>3</sup>, a także wprowadzenie obowiązku świadczenia usług przesyłania, dystrybucji i magazynowania wodoru przez przedsiębiorstwa energetyczne<sup>4</sup>.

Ponadto wprowadzono obowiązek uzyskania koncesji na działalność związaną z magazynowaniem i obrotem wodorem oraz szczególne zasady stosowania, monitorowania i cofania przez Prezesa URE odstępstwa od obowiązków operatora systemu przesyłowego wodorowego i operatora systemu dystrybucyjnego wodorowego, od obowiązku zachowania niezależności pod względem formy prawnej, a także określono charakterystykę sieci wodorowej ograniczonej geograficznie.

W zakresie nowelizacji ustawy OZE wprowadzono definicję wodoru odnawialnego i objęto wodór odnawialny transportowany sieciami wodorowymi przez operatora systemu przesyłowego wodorowego, operatora systemu dystrybucyjnego wodorowego lub operatora systemu połączonych wodorowego gwarancjami pochodzenia.

<sup>1</sup> Ustawa zmieniała: ustawę z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane, ustawę z dnia 21 sierpnia 1997 r. o gospodarce nieruchomościami, ustawę o giełdach towarowych, ustawę z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska, ustawę z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko, ustawę z dnia 24 kwietnia 2009 r. o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu, ustawę OZE oraz ustawę o elektromobilności.

<sup>2</sup> Art. 4, art. 4ca, art. 4e<sup>3</sup>, art. 4j, art. 5, art. 7, art. 7a, art. 9c, art. 9h-9h<sup>2</sup> i art. 23 ustawy – Prawo energetyczne.

<sup>3</sup> Art. 9d ustawy – Prawo energetyczne.

<sup>4</sup> Art. 4 ustawy – Prawo energetyczne.

W celu zachowania spójności pojęć oraz liczby stacji wodoru oferujących do tankowania wyłącznie wodór odnawialny i wodór odnawialny pochodzenia niebiologicznego, dostosowano także ustawę o elektromobilności.

W konsekwencji powyższych zmian, zgodnie z art. 23 ustawy – Prawo energetyczne, do uprawnień Prezesa URE włączono m.in. wyznaczanie operatorów systemu przesyłowego wodorowego, systemu dystrybucyjnego wodorowego oraz monitorowania funkcjonowania systemu wodorowego. Rozszerzeniu uległ też zakres prowadzonych przez Prezesa URE rejestrów i wykazów, m.in. o rejestr operatorów wodorowych oraz wykaz podmiotów ubiegających się o wyznaczenie operatorem systemów wodorowych. Ponadto zwiększył się obszar objęty obowiązkiem uzyskania koncesji udzielanych przez Prezesa URE o działalność polegającą na magazynowaniu i obrocie wodorem, a także katalog kar wymierzanych przez Prezesa URE uczestnikom rynku wodoru.

W 2024 r. dzięki ustawie z dnia 27 listopada 2024 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw<sup>5</sup> wzmocniono rozwój energetyki prosumenckiej poprzez zmodyfikowanie mechanizmu rozliczeń prosumentów w systemie net-billing oraz dostosowanie przepisów krajowych do rozporządzeń i wytycznych Komisji Europejskiej.

Najistotniejsze zmiany uchwalone w ramach nowelizacji to:

- dostosowanie programów pomocowych dotyczących ulg dla odbiorców energochłonnych pod kątem obowiązku umarzania świadectw pochodzenia, ulg w opłacie OZE oraz ulg w opłacie kogeneracyjnej,
- uzupełnienie mechanizmu zapobiegającego kumulacji wsparcia<sup>6</sup>,
- wprowadzenie tzw. mechanizmu warunkowości, uzależniającego skorzystanie z ulg od ograniczenia emisji gazów cieplarnianych<sup>7</sup>,
- monitorowanie beneficjentów objętych obowiązkiem przeprowadzenia audytu energetycznego pod kątem realizacji zaleceń będących jego wynikiem,
- wprowadzenie opłaty wyrównawczej obliczanej przez odbiorców energochłonnych<sup>8</sup>.

Ponadto dostosowano systemy FIT i FIP w obszarze zastosowania progów określonych w art. 5 ust. 2 lit. b lub art. 5 ust. 4 rozporządzenia rynkowego oraz zastosowano regulacje, dzięki którym instalacje do 400/200 kW mają możliwość uzyskać prawo do gwarantowanego odbioru energii przez sprzedawcę zobowiązanego oraz zostać zwolnione z obciążeń finansowych w zakresie bilansowania handlowego.

Ustawa reguluje także sytuację prawną użytkowników systemów wsparcia, którzy wygrali aukcję z mocą poniżej 500 kW, z uwzględnieniem ograniczeń mocy w okresie od dnia wejścia w życie przepisów ustawy do 31 grudnia 2025 r. (ograniczenie do 400 kW) oraz po 1 stycznia 2026 r. (ograniczenie do 200 kW).

Wprowadzono także zmiany w ustawie OZE – do art. 168 wprowadzono nowe sankcje dla odbiorców przemysłowych oraz w ustawie o CHP – usunięto definicję paliw stałych i zastąpiono ją definicją paliw węglowych z enumeratywnym katalogiem tych paliw.

Aby dostosować przepisy krajowe do znowelizowanego rozporządzenia 2022/2577 dokonano także zmiany ustawy – Prawo energetyczne. Nowelizacja skraca termin na wydanie warunków przyłączenia dla instalowanych na budynku instalacji wykorzystujących energię promieniowania słonecznego do wytwarzania energii, a także – w zakresie koncesji na wytwarzanie – wprowadzono 30-dniowy termin na jej wydanie dla określonych instalacji OZE.

Dzięki art. 45aa ustawy o bonie energetycznym, Prezes URE zyskał dodatkowe kompetencje w zakresie wglądu do dokumentów oraz żądania przedstawienia dokumentów lub informacji od właściciela lub

<sup>5</sup> Dz. U. z 2024 r. poz. 1847.

<sup>6</sup> Art. 39a ust. 1a ustawy OZE.

<sup>7</sup> Art. 54a ust. 2 ustawy OZE.

<sup>8</sup> Art. 53a ustawy OZE.

zarządcy budynku wielolokalowego<sup>9</sup>, dotyczących wyposażenia lokali budynku wielolokalowego w przyrządy pomiarowe lub urządzenia umożliwiające rozliczanie kosztów ciepła według zużycia kosztów ogrzewania oraz zużycia ciepłej wody w tych lokalach, a także stosowania rozliczania kosztów według zużycia oraz wypełniania obowiązków informacyjnych<sup>10</sup>.

## Elektroenergetyka

Zgodnie z wprowadzeniem instytucji agregatora poprzez ustawę z 28 lipca 2023 r., w 2024 r. wpisano pierwszy podmiot do wykazu agregatorów – Photon Energy Trading PL Sp. z o.o. z Poznania.

Powyższa ustawa wprowadziła również inne istotne zmiany w ustawie – Prawo energetyczne. Nowelizacja miała na celu zwiększenie skuteczności regulacyjnej w zakresie planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych oraz energii. W konsekwencji rozszerzono uprawnienia Prezesa URE, umożliwiając mu większy wpływ na kształtowanie i realizację inwestycji priorytetowych poprzez wprowadzenie wytycznych rozwojowych oraz mechanizmów motywacyjnych. Zgodnie z ustawowym obowiązkiem, Prezes URE opublikował 31 lipca 2024 r. wytyczne co do kierunku rozwoju sieci i realizacji Inwestycji Priorytetowych dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych oraz wytyczne i zalecenia zapewniające jednolitą formę planów rozwoju – energia elektryczna<sup>11</sup>, w których określił pięć głównych kierunków rozwoju sieci.

13 czerwca 2024 r. weszło w życie rozporządzenie 2024/1366 definiujące europejski standard bezpieczeństwa cybernetycznego transgranicznych przepływów energii elektrycznej. Określa ono zasady dotyczące: oceny ryzyka w cyberprzestrzeni, minimalnych wspólnych wymogów oraz certyfikacji produktów i usług w zakresie cyberbezpieczeństwa, monitorowania, raportowania, a także zarządzania kryzysowego. Rozpoczęto prace legislacyjne nad przyjęciem tych przepisów w polskim systemie prawnym.

W związku z obowiązkiem wynikającym z rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1804 z dnia 13 września 2023 r. w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych i uchylenia dyrektywy 2014/94/UE<sup>12</sup>, opracowano ocenę potencjalnego wkładu dwukierunkowego ładowania w redukcję kosztów użytkowników i kosztów systemu oraz zwiększenia udziału energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w systemie elektroenergetycznym. Na podstawie informacji uzyskanych od OSP i OSD Prezes URE wskazał, że na obszarach działania poszczególnych operatorów nie występują punkty ładowania zarówno publiczne, jak i prywatne umożliwiające dwukierunkowe ładowanie<sup>13</sup>.

Od 14 czerwca 2024 r. zmieniły się zasady funkcjonowania rynku bilansującego (RB)<sup>14</sup>. Zmiany obejmują m.in. wprowadzenie nowej struktury podmiotowej i obiektowej, nowego katalogu usług bilansujących, rynkowych zasad pozyskiwania mocy bilansujących. Wprowadzony został również mechanizm wyceny i rozliczania rezerwy operacyjnej (ang. scarcity pricing). Ze względu na wprowadzone nowe zasady wyceny energii bilansującej i niezbilansowania oraz nowe zasady rozliczeń tych energii, nastąpiło faktyczne „uwolnienie” cen na rynku hurtowym energii elektrycznej. Warto również zaznaczyć, że wprowadzony został również 15-minutowy okres rozliczania energii bilansującej oraz niezbilansowania.

<sup>9</sup> O których mowa w art. 45a ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne.

<sup>10</sup> O których mowa w art. 45a ust. 4a i art. 45c ustawy – Prawo energetyczne.

<sup>11</sup> Biuletyn Branżowy URE – Energia elektryczna nr 189/2024, <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/inne-decyzje-informacj/4574,Inne-decyzje-informacje-sprawozdania-opublikowane-w-2024-r.html>

<sup>12</sup> Dz. U. UE L 234/1.

<sup>13</sup> <https://www.ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/edukacja-i-komunikacja/publikacje/udzial-oze-w-systemie-elektrooe/12018,Ocena-potencjalnego-wkladu-dwukierunkowego-ladowania-w-redukcje-kosztow-uzytownikow.html>

<sup>14</sup> Decyzje Prezesa URE z 27 września 2023 r. oraz 26 stycznia 2024 r., zatwierdzające nowe Warunki Dotyczące Bilansowania: <https://bip.ure.gov.pl/download/3/17483/bilansowanie.pdf>  
<https://bip.ure.gov.pl/download/3/17984/PolskieSieciElektroenergetyczne.pdf>

Z uwagi na utrzymującą się niestabilną sytuację na rynku energii, utrzymano zamrożenie cen energii elektrycznej dla odbiorców. W pierwszej połowie roku utrzymano ceny na poziomie z 2023 r., natomiast w drugiej połowie wprowadzono zasady zamrażania cen energii i przepisy o bonie energetycznym.

Z uwagi na wciąż dostrzegalny wzrost udziału OZE w miksie energetycznym, należy zaznaczyć, że w 2024 r. Prezes URE wydał pierwszą koncesję na wykonywanie działalności gospodarczej polegającej na wytwarzaniu energii elektrycznej w hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii<sup>15</sup>, składającej się z farmy fotowoltaicznej, turbin wiatrowych oraz magazynu energii.

## Gazownictwo

Podobnie jak w przypadku energii elektrycznej, również w sektorze gazu przedłużono systemy wsparcia odbiorców w gospodarstwach domowych oraz odbiorców realizujących ważne zadania z zakresu użyteczności publicznej. Do 30 czerwca 2024 r. maksymalna cena paliw gazowych dla odbiorców uprawnionych ustalona została na poziomie z 2022 r. tj. 200,17 zł/MWh, natomiast od 1 lipca 2024 r. – na poziomie ceny paliw gazowych zatwierdzonej w taryfie przedsiębiorstwa energetycznego, o którym mowa w art. 62c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne<sup>16</sup>.

W 2024 r. po raz pierwszy w taryfach przedsiębiorstw infrastrukturalnych gazowych było uwzględniane saldo konta regulacyjnego, którego mechanizm został wprowadzony rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 23 listopada 2023 r. zmieniającym rozporządzenie taryfowe gazowe<sup>17</sup>. Wprowadzenie tego konta dla energetycznych działalności infrastrukturalnych w zakresie paliw gazowych ma na celu zapewnienie stabilnych warunków prowadzenia działalności dla operatorów, a z drugiej strony chroni podmioty zamawiające usługi infrastrukturalne przed ponoszeniem nieuzasadnionych kosztów w przypadku, gdy rzeczywisty przychód operatora przewyższa planowany przychód zatwierdzony w taryfie, będący podstawą kalkulacji stawek opłat.

## 2.2. Wdrażanie pakietu „Czysta Energia dla Wszystkich Europejczyków” (CEP)

4 lipca 2019 r. weszło w życie rozporządzenie 2019/943, które zastąpiło rozporządzenie 714/2009<sup>18</sup>. Nie wpływa to jednak na obowiązywanie dotychczas przyjętych kodeksów sieci oraz wytycznych, a prace związane z ich wdrożeniem trwają nadal, zarówno po stronie OSP i NEMO, jak i po stronie organów regulacyjnych oraz ACER. Należy zauważyć, że rozporządzenie 2019/943 nałożyło na organy regulacyjne oraz ACER szereg nowych obowiązków regulacyjnych.

Art. 16 ust. 8 rozporządzenia 2019/943 nałożył obowiązek na OSP udostępniania uczestnikom rynku międzyobszarowych zdolności przesyłowych na poziomie nie niższym niż 70 proc. zdolności przesyłowych na danej granicy lub krytycznego elementu sieci, wyznaczonych z uwzględnieniem granic bezpieczeństwa pracy systemu. Ponieważ powyższe warunki nie były na chwilę wejścia w życie właściwych przepisów możliwe do spełnienia przez polskiego OSP, na podstawie art. 15 powyższego rozporządzenia został opracowany przez ówczesne Ministerstwo Energii we współpracy z Prezesem

<sup>15</sup> W rozumieniu definicji zawartej w art. 2 pkt 11a ustawy OZE, istotnie zmodyfikowanej postanowieniami ustawy z 17 sierpnia 2023 r.

<sup>16</sup> Taryfy PGNiG OD Sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi nr 15, <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe/4571,Taryfy-opublikowane-w-2024-r.html>

<sup>17</sup> Dz. U. z 2023 r. poz. 2582.

<sup>18</sup> Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 (Dz. U. UE.L 211/15 z późn. zm.).

URE oraz polskim OSP plan działania, przyjęty 17 grudnia 2019 r., określający poziom minimalnych zdolności przesyłowych na potrzeby obrotu międzystrefowego, które będą udostępniane uczestnikom rynku przez polskiego OSP od początku 2020 r. do końca 2025 r. Plan ten zawiera także harmonogram przyjmowania środków mających na celu osiągnięcie docelowego poziomu minimalnych zdolności w wysokości 70 proc. zdolności przesyłowych zgodnie z art. 16 ust. 8 rozporządzenia 2019/943.

Rozporządzenie 2019/943 w art. 16 ust. 9 przewiduje możliwość przyznania odstępstwa od obowiązku udostępniania międzystrefowych zdolności przesyłowych zgodnie z ust. 8 tego artykułu w przypadku gdy jest to konieczne do utrzymania bezpieczeństwa operacyjnego. W 2024 r. obowiązywała decyzja Prezesa URE z 21 grudnia 2023 r.<sup>19</sup> przyznająca PSE S.A. takie odstępstwo. 10 grudnia 2024 r. została wydana decyzja Prezesa URE na rok 2025<sup>20</sup>.

4 lipca 2024 r. Prezes URE, na podstawie art. 15 ust. 4 rozporządzenia 2019/943, zatwierdził wkład do sprawozdania OSP za rok 2023 z udostępniania zdolności przesyłowych zgodnie z trajektorią liniową określoną w planie działania<sup>21</sup>.

W 2024 r. regulator opracował sprawozdanie dotyczące mechanizmów redysponowania<sup>22</sup>, będące obowiązkiem wynikającym z rozporządzenia 2019/943. Stosownie do art. 13 ust. 4 rozporządzenia, przedmiotowe sprawozdanie zostało opracowane w oparciu o przedłożone po raz pierwszy raporty dotyczące mechanizmów redysponowania za 2023 r. otrzymane od OSP oraz OSD. Następnie sprawozdanie zostało przedłożone do ACER oraz opublikowane na stronie internetowej.

Regulator był także zaangażowany w sprawy procedowane przez ACER na podstawie przedmiotowego rozporządzenia.

---

<sup>19</sup> <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/11574,Decyzja-dotyczaca-przyznania-PSE-SA-odstepstwa-od-obowiazku-udostepniania-miedzy.html>

<sup>20</sup> <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/12313,Decyzja-zatwierdzajaca-odstepstwo-od-obowiazku-udostepniania-miedzystrefowych-zd.html>

<sup>21</sup> <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/12057,Decyzja-zatwierdzajaca-wklad-PSE-SA-do-sprawozdania-za-2023-r-z-udostepniania-zd.html>

<sup>22</sup> <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/edukacja-i-komunikacja/publikacje/sprawozdania-prezesa-ure-dotyc/12335,Sprawozdania-dotyczace-mechanizmow-redysponowania-w-Polsce.html>

## 3. RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ

### 3.1. Regulacja przedsiębiorstw sieciowych i funkcjonowanie techniczne systemu

#### 3.1.1. Unbundling

W świetle obowiązujących regulacji ustawy – Prawo energetyczne, operatorów systemów elektroenergetycznych i gazowych (zwanymi dalej: „operatorami systemów”) wyznacza Prezes URE w drodze decyzji:

- na wniosek właściciela sieci lub instalacji, o którym mowa w art. 9h ust. 1 ustawy,
- z urzędu w przypadkach określonych w art. 9h ust. 9 ustawy.

Zgodnie z brzmieniem art. 9d ust. 1d ustawy – Prawo energetyczne (obowiązującym w 2024 r.), operator systemu dystrybucyjnego będący w strukturze przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo pozostaje pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji niezależny od innych działalności niezwiązanych z dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej. Stosownie zaś do treści art. 9d ust. 1e ustawy, w celu zapewnienia niezależności operatora systemu dystrybucyjnego należy spełnić łącznie następujące kryteria niezależności:

- 1) osoby odpowiedzialne za zarządzanie operatorem systemu dystrybucyjnego nie mogą uczestniczyć w strukturach zarządzania przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo lub przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem, produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi lub przesyłaniem, wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną ani być odpowiedzialne, bezpośrednio lub pośrednio za bieżącą działalność w tym zakresie,
- 2) osoby odpowiedzialne za zarządzanie operatorem systemu dystrybucyjnego mają zapewnioną możliwość niezależnego działania,
- 3) operator systemu dystrybucyjnego ma prawo podejmować niezależne decyzje w zakresie majątku niezbędnego do wykonywania działalności gospodarczej, w zakresie dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej,
- 4) organ przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo nie może wydawać operatorowi systemu dystrybucyjnego poleceń dotyczących jego bieżącej działalności ani podejmować decyzji w zakresie budowy sieci lub jej modernizacji, w tym przy zagwarantowaniu środków na realizację wytycznych Prezesa URE, o których mowa w art. 16 ust. 1a, chyba że te polecenia lub te decyzje dotyczą działania operatora systemu dystrybucyjnego, które wykracza poza zatwierdzony plan finansowy lub inny równoważny dokument.

Dodatkowo operator systemu przesyłowego, operator systemu dystrybucyjnego oraz operator systemu połączonego nie mogą wykonywać działalności gospodarczej związanej z produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi lub energią elektryczną, ani jej wykonywać na podstawie umowy na rzecz innych przedsiębiorstw energetycznych.

Szczegółowe wymagania wobec operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych zawarte są również m.in. w art. 9d ust. 1i, 3-6 ustawy.

Zgodnie natomiast z art. 9d ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne, przepisów ust. 1d, 1e oraz ust. 1h-6 nie stosuje się m.in. do przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo obsługującego:

- mniej niż sto tysięcy odbiorców przyłączonych do systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego wchodzącego w skład tego przedsiębiorstwa,

– system dystrybucyjny elektroenergetyczny o rocznym zużyciu energii elektrycznej nieprzekraczającym 3 TWh w 1996 r., w którym mniej niż 5 proc. rocznego zużycia energii elektrycznej pochodziło z innych połączonych z nim systemów elektroenergetycznych.

Należy zwrócić uwagę, że ww. wyłączenia dotyczą przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo (jako całości), nie zaś poszczególnych podmiotów wchodzących w jego skład, co oznacza, że liczba odbiorców czy roczne zużycie energii, o których mowa w art. 9d ust. 7 pkt 1 i 2 ustawy, należy odnosić do oceny całej grupy kapitałowej, nie zaś do poszczególnych spółek będących jej częścią.

W Polsce działa jeden operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego – PSE S.A. Certyfikat spełniania kryteriów niezależności, określonych w art. 9d ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne został przyznany PSE S.A. 4 czerwca 2014 r. na okres do 31 grudnia 2030 r. Spełnianie kryteriów niezależności oraz warunków prowadzenia działalności koncesjonowanej i pełnienia funkcji OSP podlega monitoringowi i okresowemu badaniu. W 2024 r. nie stwierdzono nieprawidłowości w działaniu OSP.

W 2024 . – podobnie jak w latach poprzednich – na rynku energii elektrycznej funkcjonowało pięć dużych OSD, których sieci są bezpośrednio przyłączone do sieci przesyłowej (OSDp). Mają oni prawny obowiązek oddzielenia działalności dystrybucyjnej prowadzonej przez operatora systemu od innych rodzajów działalności niezwiązanych z dystrybucją energii elektrycznej (unbundling).

Ponadto na koniec 2024 r. działało 184 przedsiębiorstw wyznaczonych na OSD (tzw. OSDn) funkcjonujących w ramach przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo.

### 3.1.2. Rozbudowa i optymalizacja pracy sieci

#### Monitorowanie planów inwestycyjnych operatorów systemów przesyłowych

Przedsiębiorstwo energetyczne PSE S.A. wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania energii elektrycznej – będące jedynym operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego działającym na terytorium Polski, wyznaczonym przez Prezesa URE – realizuje zadania inwestycyjne zgodnie z uzgodnionym z Prezesem URE planem rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną. Projekt planu rozwoju tego operatora podlega uzgodnieniu z Prezesem URE działającym w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw energii. Prezes URE uzgadniając projekt planu rozwoju OSP weryfikuje przede wszystkim zgodność jego treści z ustawą i przepisami wykonawczymi do tej ustawy oraz z założeniami polityki energetycznej państwa, współpracując przy tym z właściwymi miejscowo zarządami województw, oraz dodatkowo uzgadnia nakłady inwestycyjne w takiej wysokości, aby koszty z nich wynikające mogły stanowić podstawę do kalkulacji taryfy z zachowaniem wymogu, o którym mowa w art. 16 ust. 10 ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym plan powinien zapewniać długookresową maksymalizację efektywności nakładów i kosztów ponoszonych przez przedsiębiorstwa energetyczne, tak aby nakłady i koszty nie powodowały w poszczególnych latach nadmiernego wzrostu cen i stawek opłat dla energii elektrycznej, przy zapewnieniu ciągłości, niezawodności i jakości dostaw.

W 2024 r. obowiązywał uzgodniony przez Prezesa URE w 2022 r. plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023–2032, w ramach którego zostały uzgodnione nakłady inwestycyjne do zrealizowania przez operatora systemu przesyłowego w tych latach na poziomie 36 619,4 mln zł (dane w cenach stałych z 2022 r.).

W ramach realizowanych zadań z zakresu monitorowania planów inwestycyjnych corocznie dokonywane są analizy wykonania wielkości planowanych na dany rok, których wyniki wykorzystywane są w procesie uzgadniania kolejnych edycji planów rozwoju lub ich aktualizacji. W sprawozdaniu z realizacji planu rozwoju za rok 2024 (do których przedkładania przedsiębiorstwa są zobowiązane na podstawie art. 16 ust. 18 ustawy – Prawo energetyczne), OSP poinformował o wykonaniu planowanych

nakładów inwestycyjnych na poziomie 2 016,6 mln zł (tj. w 64,7 proc., przy założonym na ten rok planie 3 118,2 mln zł).

### Ocena spójności planów inwestycyjnych operatorów systemów przesyłowych pod względem zgodności z planem rozwoju sieci o zasięgu unijnym

Prezes URE, uzgadniając projekt planu rozwoju OSP, weryfikuje również spójność tego planu z założeniami dziesięcioletniego planu rozwoju sieci o zasięgu unijnym „TYNDP”, opracowanego przez ENTSO-E. Kontrola spójności obu planów odbywa się przy każdej aktualizacji któregośkolwiek z wymienionych powyżej dokumentów.

OSP realizował w 2024 r. projekty inwestycyjne, dotyczące rozbudowy połączeń międzysystemowych oraz zwiększenia technicznych zdolności przesyłowych w ramach wymiany międzysystemowej, ujęte w dziesięcioletnim planie unijnym TYNDP 2022 i uwzględnione w planie rozwoju na lata 2025–2034, uzgodnionym z Prezesem URE 20 grudnia 2024 r. Były to:

- budowa stacji 400/220/110 kV Baczyna wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Krajnik-Plewiska oraz linii 220 kV Krajnik-Gorzów (TYNDP 230.1035),
- budowa linii 400 kV Mikułowa-Świebodzice wraz z rozbudową stacji 400/220/110 kV Świebodzice i stacji 400/220/110 kV Mikułowa (TYNDP 230.355),
- budowa linii 400 kV Baczyna-Krajnik (TYNDP 230.353),
- budowa linii 400 kV Baczyna-Plewiska (TYNDP 230.1232),
- budowa linii 400 kV Ostrołęka-Stanisławów wraz z rozbudową stacji 400 kV Stanisławów oraz stacji 400/220/110 kV Ostrołęka wraz z wprowadzeniem do stacji 400(220)/110 kV Wyszków (TYNDP 123.373),
- budowa linii 400 kV Piła Krzewina-Żydowo Kierzkowo (TYNDP 170.1662),
- modernizacja linii 400 kV Krajnik-Morzyczyn (TYNDP 170.1663),
- modernizacja linii 400 kV Morzyczyn-Dunowo-Słupsk-Żarnowiec (TYNDP 170.1664),
- budowa linii 400 kV Dunowo-Żydowo Kierzkowo (TYNDP 170.1661),
- modernizacja linii 400 kV Żarnowiec-Gdańsk I/Gdańsk Przyjaźń-Gdańsk Błonia (TYNDP 170.1665),
- budowa połączenia kablowego HVDC Polska-Litwa (TYNDP 170.1034).

Z powyższej listy zakończona została realizacja następujących projektów inwestycyjnych:

- budowa linii 400 kV Baczyna-Krajnik,
- budowa linii 400 kV Baczyna-Plewiska,
- budowa linii 400 kV Ostrołęka-Stanisławów wraz z rozbudową stacji 400 kV Stanisławów oraz stacji 400/220/110 kV Ostrołęka wraz z wprowadzeniem do stacji 400(220)/110 kV Wyszków,
- modernizacja linii 400 kV Krajnik-Morzyczyn,
- modernizacja linii 400 kV Morzyczyn-Dunowo.

Należy również wskazać, że zadanie „Modernizacja linii 400 kV Słupsk-Żarnowiec z budową odcinka linii 400 kV Choczewo – nacięcie linii Słupsk-Żarnowiec” ujęte w planie rozwoju ma szerszy zakres w porównaniu do TYNDP, w którym występuje tylko modernizacja istniejącej linii Słupsk-Żarnowiec.

Na podstawie oceny spójności poprzednich wersji planów inwestycyjnych OSP pod względem zgodności z planem rozwoju sieci o zasięgu unijnym, można stwierdzić możliwość wystąpienia nieznacznych niespójności o charakterze planistycznym, a wynikających m.in. z różnych terminów aktualizacji dokumentów objętych planem TYNDP oraz planem rozwoju OSP (w kolejnych aktualizacjach zazwyczaj będą wskazane najbardziej aktualne dane odnośnie bieżącego statusu projektu lub jego daty zakończenia), odległego terminu rozpoczęcia inwestycji (w planie krajowym projekty z odległą datą rozpoczęcia projektu przeważnie znajdują się w grupie „przygotowanie inwestycji”, gdzie podawane są ogólnikowe informacje najczęściej wyłącznie opisowe), których nie da się wyeliminować ogólnie. Zidentyfikowane niespójności są w miarę potrzeb wyjaśniane z OSP. Ponadto w projektach TYNDP zakres inwestycji nie ulega zmianie, mimo że niektóre z zadań inwestycyjnych składające się na ten projekt zostały już zakończone. Ten stan trwa do momentu

zakończenia całego projektu. W takich przypadkach zakończone inwestycje mogą już nie występować w planie rozwoju OSP.

## Inteligentne sieci elektroenergetyczne

Systemowe rozwiązania w zakresie systemu inteligentnego opomiarowania zostały wprowadzone w 2021 r. nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne. Na OSD nałożony został obowiązek zainstalowania do 31 grudnia 2028 r. liczników zdalnego odczytu skomunikowanych z systemem zdalnego odczytu w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 80 proc. łącznej liczby punktów poboru energii u odbiorców końcowych, w tym stanowiących co najmniej 80 proc. łącznej liczby punktów poboru energii u odbiorców końcowych w gospodarstwach domowych, posiadających układ pomiarowo-rozliczeniowy bez przekładników prądowych lub napięciowych, przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV.

Zrealizowane przez operatorów systemów dystrybucyjnych procesy modernizacyjne, zgodnie z uzgodnionymi z Prezesem URE planami rozwoju, doprowadziły do zauważalnych efektów w spadku wartości wskaźników SAIDI i SAIFI dla przedsiębiorstw dystrybucyjnych. Znaczący udział w tym celu miała wdrożona w 2015 r. regulacja jakościowa, która zakładała istotne obniżenie tych wskaźników w horyzoncie kilkuletnim.

W 2024 r. wskaźniki niezawodności dostaw energii elektrycznej w sieci większości największych OSD uległy nieznacznej poprawie. Uwzględniając łączne wyniki 5 OSD należy wskazać, że są one nieznacznie lepsze w odniesieniu do tych osiągniętych w 2023 r., odpowiednio o 2,64 proc. dla wskaźnika SAIDI oraz o 4,3 proc. dla SAIFI.

Wskaźnik SAIDI (dla przerw nieplanowanych z uwzględnieniem przerw katastrofalnych i planowanych) dla pięciu największych OSD wyniósł 202,27 min/odb. w 2024 r. i był niższy w stosunku do roku poprzedniego o 5,48 min/odb.

Wskaźnik SAIFI (dla przerw nieplanowanych z uwzględnieniem przerw katastrofalnych i planowanych) dla pięciu największych OSD wyniósł 2,72 szt./odb. w 2024 r. i był niższy w stosunku do roku poprzedniego o 0,12 szt./odb.

W 2024 r. w większości spółek najczęstszymi przyczynami awarii były niesprzyjające warunki atmosferyczne takie jak: burze, ulewne deszcze (w niektórych rejonach powodujące powodzie i podtopienia) lub intensywne opady śniegu i wichury, w wyniku których m.in. przewracały się drzewa powodujące trwałe uszkodzenia sieci elektroenergetycznych, takie jak m.in. zrywanie przewodów, łamanie słupów. Powodowało to liczne i poważne zniszczenia sieci elektroenergetycznej spółek na wszystkich poziomach napięcia i wynikające z nich przerwy w dostawach energii elektrycznej do znacznej części odbiorców. Ponadto często spotykanymi przyczynami awarii sieciowych, według spółek, jest pogorszący się stan parametrów poszczególnych elementów sieci dystrybucyjnej związany z procesem starzenia i zmęczeniem mechanicznym materiału, działania osób postronnych (np. kolizje drogowe), uszkodzenia mechaniczne kabli podczas prac budowlanych realizowanych w sąsiedztwie infrastruktury energetycznej, upadek drzew na linie napowietrzne podczas ich wycinki, udział zwierząt poprzez np. uszkodzenia izolacji kabli, powodowanie zwarcć na urządzeniach elektroenergetycznych, a także błędna obsługa urządzeń należących do klientów spółki, błędy wykonawcze i niedostateczna jakość dostarczanych przez dostawców urządzeń.

Z uwagi na realizację przez OSD wyłącznie projektów pilotażowych regulator nie tworzył narzędzi wyłącznie dedykowanych ocenie tych inwestycji (oceniana była łączna wykonana wielkość nakładów w relacji do planu, w ramach danej grupy aktywów energetycznych). Niemniej jednak, monitoring takich projektów odbywał się corocznie poprzez indywidualne raporty OSD lub przy okazji wykonania planu inwestycyjnego.

W świetle powyższego, w swoich sprawozdaniach z wykonania planu rozwoju za rok 2024, pięciu największych dystrybutorów energii elektrycznej poinformowało o:

- dominującym udziale nakładów (w nakładach ogółem) na inwestycje związane z inwestycjami sieciowymi, a więc służącymi wprost realizacji ustawowych obowiązków operatora systemu dystrybucyjnego i wypełnianiu obowiązków wynikających z posiadanej koncesji na świadczenie usług dystrybucji, w tym inwestycji związanych z przyłączeniem odbiorców i wytwórców energii elektrycznej oraz modernizacją i odtworzeniem istniejącego majątku, związanych z poprawą jakości usług i/lub wzrostem zapotrzebowania na moc. Inwestycje te ukierunkowane były zarówno na budowę nowych elementów sieci elektroenergetycznej, jak i modernizację elementów istniejących. Należy przy tym zaznaczyć, że zadania modernizacyjne w większości przypadków wiązały się ze zwiększeniem parametrów pracy sieci, podniesieniem jej funkcjonalności oraz zastosowaniem rozwiązań umożliwiających zmiany w zarządzaniu pracą sieci elektroenergetycznej,
- tym, że znaczącym czynnikiem kształtującym poziom zrealizowanych w 2024 r. nakładów była realizacja działań inwestycyjnych w obszarze przyłączenia do sieci,
- realizacji inwestycji koniecznych do przystosowania i przebudowy swojej sieci w celu realizacji zwiększającej się liczby przyłączy źródeł rozproszonych (w tym rynku prosumentów), OSDn, a także inwestycji związanych z rozwojem e-mobility,
- kontynuacji i jednoczesnej intensyfikacji działań związanych z zabudową w sieci urządzeń realizujących funkcje łączeniowe oraz urządzeń monitorujących stan i parametry elektryczne sieci, w celu osiągnięcia standardu „smart grid”. Dla pełnego wykorzystania funkcjonalności automatyki sieciowej i osiągnięcia optymalnych korzyści wynikających z automatyzacji równolegle realizowano działania związane ze zmianą aktualnej topologii sieci, których celem w perspektywie długoterminowej będzie dostosowanie sieci do możliwości dwustronnego zasilania stacji SN/nN,
- kontynuacji czynności zmierzających do poprawy efektywności działania, dalszej budowy, jak również rozwoju systemów informatycznych i telekomunikacyjnych oraz systematycznego wzmocnienia infrastruktury wspomagającej działalność dystrybucyjną poprzez nabycie środków transportu, w szczególności sprzętu specjalistycznego, narzędzi, a także budowę i modernizację zapleczy.

Priorytetem dla przedsiębiorstw w 2024 r. było jednak przyłączanie nowych podmiotów do sieci, zarówno odbiorców, jak i wytwórców oraz zapewnienie im możliwie najwyższego poziomu bezpieczeństwa energetycznego rozumianego jako bezprzerwowe dostarczanie energii o odpowiedniej jakości (wskaźniki SAIDI/SAIFI oraz odpowiedni poziom napięcia i częstotliwości).

Różnica wykonania nakładów inwestycyjnych w porównaniu do planów uzgodnionych wynikała między innymi z wykonania zadań inwestycyjnych niewystępujących w uzgodnionym planie rozwoju, a także znacznej zmiany harmonogramów lub wysokości nakładów uzgodnionych w obowiązującym planie rozwoju.

Pośród pięciu dużych OSD, dwa przedsiębiorstwa poniosły nakłady nieznacznie większe od uzgodnionych w swoich planach rozwoju. Pozostałe przedsiębiorstwa poniosły nakłady nieco niższe od tych uzgodnionych. Biorąc pod uwagę realizację planu rozwoju wszystkich dużych OSD należy podkreślić, że nakłady wykonane w stosunku do tych uzgodnionych zostały wykonane na poziomie prawie 97 proc.

Podstawowe różnice w planie rozwoju dotyczące realizacji zadań w 2024 r. w stosunku do planowanych wyniknęły z konieczności dostosowania działań przedsiębiorstwa do otoczenia rynkowego. Korekty w zakresie zmniejszenia bądź zwiększenia inwestycji następowały z różnych przyczyn tj.:

- wolniejszego lub szybszego rozwoju nowych osiedli,
- zaniechania przez inwestorów realizacji swoich obiektów,
- pojawienia się nowych inwestorów oczekujących realizacji przyłączenia w 2024 r.,
- wolniejszego od planowanego rozwoju usług,

- z opóźnień wynikających z braku opracowania dokumentacji projektowej, spowodowanego trudnościami z uzyskaniem zgody na lokalizację sieci elektroenergetycznych,
- barier administracyjnych, opóźnień w uzyskaniu dokumentów formalno-prawnych związanych z realizacją dużych zadań inwestycyjnych dotyczących rozwoju sieci,
- wzrostu cen materiałów i usług.

Zrealizowane przedsięwzięcia inwestycyjne miały na celu:

- zapewnienie prawidłowych parametrów dostarczanej energii elektrycznej u odbiorców,
- przyłączanie do sieci nowych podmiotów,
- stworzenie możliwości dla realizacji przyszłych przyłączeń i pokrycia zwiększonego zapotrzebowania mocy przez odbiorców istniejących,
- ograniczanie strat energii elektrycznej,
- zmniejszanie awaryjności urządzeń,
- poprawę niezawodności pracy sieci.

Podsumowując, działania podejmowane w ramach zrealizowanego planu rozwoju poszczególnych przedsiębiorstw nakierowane były głównie na zaspokojenie potrzeb klientów, zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego systemu, obniżenie wskaźników SAIDI, SAIFI i CRP oraz były zgodne ze strategiami spółek.

### 3.1.3. Taryfy przedsiębiorstw sieciowych

W 2024 r. Prezes URE prowadził postępowania w sprawie zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej dla:

- 1) operatora systemu przesyłowego – dla podmiotów korzystających z usługi przesyłania na podstawie umowy przesyłowej,
- 2) operatorów systemów dystrybucyjnych, którzy 1 lipca 2007 r. dokonali rozdziału działalności – dla odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnych na wszystkich poziomach napięć, czyli dla odbiorców przemysłowych, średniego i małego biznesu oraz gospodarstw domowych.

#### Zatwierdzanie taryfy dla operatora systemu przesyłowego (OSP)

Od 1 stycznia 2024 r. obowiązywała zatwierdzona 15 grudnia 2023 r. przez Prezesa URE taryfa operatora systemu przesyłowego – PSE S.A. We wrześniu 2024 r. Prezes URE wezwał PSE S.A. do przedłożenia wniosku o zatwierdzenie taryfy na 2025 r. w zakresie prowadzonej przez przedsiębiorstwo działalności. Przedsiębiorstwo złożyło wniosek pod koniec września 2024 r., a przedłożona taryfa została skalkulowana jako taryfa jednoroczna. W trakcie prowadzonego postępowania administracyjnego w sprawie taryfy PSE S.A. na 2025 r., analizie podlegały zarówno wybrane pozycje kosztowe, jak również wielkości energii i mocy stanowiące podstawę kalkulacji stawek opłat przesyłowych. Postępowanie w sprawie zatwierdzenia taryfy na 2025 r. zakończyło się wydaniem 17 grudnia 2024 r. decyzji przez Prezesa URE. Taryfa PSE S.A. wzrosła łącznie o 5,3 proc.

#### Zatwierdzanie taryf dla operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD)

Od 1 stycznia 2024 r. obowiązywały zatwierdzone 15 grudnia 2023 r. taryfy operatorów systemów dystrybucyjnych, którzy 1 lipca 2007 r. dokonali rozdziału działalności. Taryfy te, analogicznie jak to miało miejsce w ostatnich latach, skalkulowane zostały w oparciu o założenia opracowane wyłącznie na jeden rok. Również taryfy OSD na 2025 r., zostały skalkulowane na takich samych zasadach.

Wytyczne do kalkulacji taryf opisano w dokumencie „TARYFY OSD NA ROK 2025 (dotyczy OSD, którzy dokonali z dniem 1 lipca 2007 r. rozdzielenia działalności)” i wraz z załącznikami zostały one przekazane poszczególnym OSD w trakcie prowadzonych postępowań administracyjnych.

Dodatkowo, na stronie internetowej URE<sup>23</sup> została opublikowana informacja Prezesa URE o podstawowych założeniach przyjmowanych w procesie taryfowania sektora dystrybucji, w której zostały opisane kluczowe parametry uwzględnione w kalkulacji taryf OSD na 2025 r.

Kalkulacja taryf OSD na 2025 r. po raz kolejny została przeprowadzona przy uwzględnieniu częściowo dotychczasowych zasad wynikających z założeń przyjmowanych dla tych przedsiębiorstw, ale również nowych rozwiązań wypracowanych w trakcie prowadzonych konsultacji z przedstawicielami sektora dystrybucji.

Wnioski o zatwierdzenie taryf dla usług dystrybucji energii elektrycznej na 2025 r. zostały przedłożone przez pięciu największych operatorów systemów dystrybucyjnych, tj. PGE Dystrybucja S.A., TAURON Dystrybucja S.A., ENEA Operator Sp. z o.o., ENERGA-OPERATOR S.A. oraz Stoen Operator Sp. z o.o., pod koniec października 2024 r. Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje przedkładają Prezesowi URE taryfy oraz ich zmiany z własnej inicjatywy nie później niż w terminie dwóch miesięcy przed upływem okresu obowiązywania taryfy poprzedniej lub na żądanie Prezesa URE<sup>24</sup>. Prezes URE 17 grudnia 2024 r. zatwierdził taryfy dla usług dystrybucji energii elektrycznej na okres do 31 grudnia 2025 r. dla pięciu największych OSD.

W wyniku zatwierdzonych taryf, stawki opłat dystrybucyjnych dla odbiorców końcowych wzrosły średnio o 2,3 proc., przy czym w żadnym z pięciu OSD (PGE Dystrybucja S.A., TAURON Dystrybucja S.A., ENEA Operator Sp. z o.o., ENERGA-OPERATOR S.A. oraz Stoen Operator Sp. z o.o.) nie uległy wzrostowi średnie stawki w dystrybucji dla odbiorców grup taryfowych G, tj. dla odbiorców zużywających energię elektryczną m.in. na potrzeby gospodarstw domowych, pomieszczeń gospodarczych związanych z prowadzeniem gospodarstw domowych, lokali o charakterze zbiorowego mieszkania itd., szczegółowo wskazanych w taryfie przedsiębiorstwa. Należy zauważyć, że zasady kwalifikacji odbiorców do grup taryfowych są jednolite w skali kraju.

### Zatwierdzanie taryf dla przedsiębiorstw obrotu pełniących funkcje sprzedawców z urzędu

Od 1 stycznia 2024 r. obowiązywały zatwierdzone 15 grudnia 2023 r. przez Prezesa URE taryfy dla energii elektrycznej dla odbiorców grup taryfowych G dla czterech przedsiębiorstw obrotu pełniących funkcję sprzedawców z urzędu, tj. ENEA S.A., ENERGA-OBROT S.A., PGE Obrót S.A., TAURON Sprzedaż Sp. z o.o. Ponadto Prezes URE prowadził w 2024 r. postępowania w sprawie zatwierdzenia taryf dla przedsiębiorstw obrotu wykonujących zadania sprzedawcy z urzędu, w odniesieniu do odbiorców grup taryfowych G, które to przedsiębiorstwa zwolnione były z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, zgodnie z art. 49 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Na mocy przepisów znowelizowanej ustawy z 7 października 2022 r., przedsiębiorstwa te były zobowiązane do przedłożenia Prezesowi URE do zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej dla odbiorców grup taryfowych G, na okres od 1 stycznia 2024 r. do 31 grudnia 2024 r., w terminie do 12 stycznia 2024 r. Przedsiębiorstwa obrotu pełniące funkcję sprzedawców z urzędu tj. E.ON Polska S.A. oraz TAURON Sprzedaż GZE Sp. z o.o. przedłożyły wnioski w wymaganym prawem terminie, natomiast taryfa dla energii elektrycznej dla odbiorców grup taryfowych G na okres do 31 grudnia 2024 r. została zatwierdzona wyłącznie dla przedsiębiorstwa TAURON Sprzedaż GZE Sp. z o.o. Natomiast w dalszym ciągu prowadzone było postępowanie administracyjne w sprawie zatwierdzenia taryfy dla przedsiębiorstwa E.ON Polska S.A. ze względu na fakt, że wniosek przedsiębiorstwa w tej sprawie nie

<sup>23</sup> <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/zalozenia-dla-kalkulacji/12453,Informacja-w-sprawie-kalkulacji-taryf-OSD-na-2025-r.html>

<sup>24</sup> Art. 47 ustawy – Prawo energetyczne.

spełniał wymagań z art. 44-46 ustawy – Prawo energetyczne. We wrześniu 2024 r. została wydana przez Prezesa URE decyzja odmawiająca zatwierdzenia taryfy ustalonej przez to przedsiębiorstwo.

Z uwagi na obserwowaną w I połowie 2024 r. stabilizację sytuacji na rynku i obniżenie cen energii notowanych na TGE S.A., na początku maja 2024 r. Prezes URE wezwał przedsiębiorstwa obrotu pełniące funkcję sprzedawców z urzędu do skrócenia okresu obowiązywania taryf zatwierdzonych na 2024 r. do 30 czerwca 2024 r. oraz do przedłożenia wniosków o zatwierdzenie nowych taryf na okres od 1 lipca 2024 r. do 30 czerwca 2025 r. dla odbiorców grup taryfowych G.

13 czerwca 2024 r. weszła w życie ustawa o bonie energetycznym, która wprowadziła zmiany w ustawie z 7 października 2022 r. oraz ustawie o środkach nadzwyczajnych.

Znowelizowane przepisy ustawy z 7 października 2022 r. zobligowały przedsiębiorstwa obrotu sprzedające energię odbiorcom z grup taryfowych G do złożenia wniosków o zmianę taryf zatwierdzonych przez Prezesa URE na 2024 r., z okresem obowiązywania wydłużonym do 31 grudnia 2025 r. Również przedsiębiorstwa obrotu wykonujące zadania sprzedawcy z urzędu, w odniesieniu do odbiorców grup taryfowych G, które to przedsiębiorstwa zwolnione są z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia zgodnie z art. 49 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, zobowiązane zostały do wystąpienia do Prezesa URE z wnioskiem o zatwierdzenie albo o zmianę taryfy dla energii elektrycznej dla tych odbiorców na okres od 1 lipca 2024 r. do 31 grudnia 2025 r.

Wszystkie przedsiębiorstwa obrotu pełniące funkcję sprzedawców z urzędu i zobligowane do przedłożenia wniosków o zatwierdzenie taryf lub zmiany obowiązujących taryf w odniesieniu do odbiorców grup taryfowych G przedłożyły odpowiednie wnioski w wymaganym przepisami prawa terminie.

W efekcie prowadzonych postępowań administracyjnych, Prezes URE 28 czerwca 2024 r. zatwierdził, a następnie opublikował w BIP URE zmiany taryf dla energii elektrycznej dla odbiorców grup taryfowych G dla pięciu sprzedawców z urzędu (PGE Obrót, TAURON Sprzedaż, ENEA, ENERGA Obrót, TAURON Sprzedaż GZE), na okres do 31 grudnia 2025 r. W przypadku przedsiębiorstwa E.ON Polska S.A. prowadzone postępowanie administracyjne w sprawie zatwierdzenia taryfy nie zostało zakończone we wskazanym powyżej terminie. Postępowanie to zostało zakończone w październiku 2024 r. wydaniem przez Prezesa URE decyzji odmawiającej zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej ustalonej przez to przedsiębiorstwo z powodu stwierdzenia jej niezgodności z zasadami i przepisami, o których mowa w art. 44-46 ustawy – Prawo energetyczne. Zatwierdzone przez Prezesa URE ceny energii w zmianach taryf sprzedawców z okresem obowiązywania wydłużonym do 31 grudnia 2025 r. były niższe o 15,8 proc. w stosunku do taryf zatwierdzonych na 2024 r.

### **Zatwierdzanie taryf dla przedsiębiorstw tzw. energetyki przemysłowej**

Prezes URE, oprócz taryf dla operatora systemu przesyłowego, operatorów systemów dystrybucyjnych i sprzedawców pełniących funkcję sprzedawców z urzędu, zatwierdza również taryfy dla energii elektrycznej dla tzw. przedsiębiorstw energetyki przemysłowej, czyli dla przedsiębiorstw, które nie miały obowiązku rozdzielenia działalności związanej z dystrybucją i obrotem energią elektryczną. Taryfy te zatwierdzane są w zakresie działalności związanej z dystrybucją energii elektrycznej, w odniesieniu do odbiorców wszystkich grup taryfowych na wszystkich poziomach napięć, natomiast w zakresie działalności związanej z obrotem energią elektryczną – jedynie w odniesieniu do odbiorców zakwalifikowanych do grup taryfowych G przyłączonych do sieci danego przedsiębiorstwa.

### 3.1.4. Bezpieczeństwo i niezawodność sieci

#### Zasady bezpieczeństwa i niezawodności sieci

Zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej do odbiorców mają obowiązek:

- utrzymywać zdolność urządzeń, instalacji i sieci do realizacji dostaw paliw lub energii w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu obowiązujących wymagań jakościowych, oraz
- zapewniać wszystkim podmiotom, na zasadzie równoprawnego traktowania, świadczenie usług przesyłowych polegających na przesyłaniu paliw lub energii od wybranego przez te podmioty dostawcy paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, na zasadach i w zakresie określonych w ustawie.

Świadczenie usług przesyłowych nie może obniżać niezawodności dostarczania energii elektrycznej oraz jakości tej energii poniżej poziomu określonego odrębnymi przepisami, a także nie może powodować niekorzystnej zmiany cen oraz zakresu dostarczania paliw lub energii do innych podmiotów przyłączonych do sieci. Powyższe kwestie regulujące standardy dostaw energii do odbiorców wynikają z przepisów uzupełniających do ustawy, zawartych w rozporządzeniu systemowym elektroenergetycznym, które z kolei znalazły odzwierciedlenie w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej poszczególnych operatorów sieciowych. Operator systemu przesyłowego i operatorzy systemów dystrybucyjnych są obowiązani do opracowania instrukcji ruchu i eksploatacji sieci odpowiednio przesyłowej lub dystrybucyjnej<sup>25</sup>. Przywołane instrukcje podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE, a zawarte w nich metody, warunki, wymogi oraz zasady są wiążące dla operatorów sieci oraz użytkowników przyłączonych do sieci tych operatorów oraz stanowią część umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.

Niezawodność pracy sieci (rozumiana jako zdolność sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej do dostawy lub odbioru mocy i energii elektrycznej w określonych warunkach, miejscu i czasie) jest pochodną bezpieczeństwa elektroenergetycznego, o zapewnieniu którego decydują głównie: wielkość rezerwy mocy w systemie elektroenergetycznym oraz kompetencje i uprawnienia operatorów systemu. Za bezpieczeństwo elektroenergetyczne na rynkach energii elektrycznej odpowiedzialni są operatorzy systemów, każdy na terenie własnego obszaru działania:

- na rynku systemowym – operator systemu przesyłowego,
- na rynkach lokalnych – operatorzy systemów dystrybucyjnych.

Instrukcje opracowywane dla sieci elektroenergetycznych określają szczegółowe warunki korzystania z tych sieci przez użytkowników systemu oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju tych sieci. Dotyczą one m.in.: wymagań w zakresie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej i warunków, jakie muszą zostać spełnione dla jego utrzymania, a także wskaźników charakteryzujących jakość i niezawodność dostaw energii elektrycznej oraz bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej. Parametry jakościowe energii elektrycznej określone są w IRiESP.

#### Magazyny energii elektrycznej zintegrowane z siecią operatora systemu elektroenergetycznego

Art. 36 ust. 1 dyrektywy 2019/944 stanowi, że „Operatorzy systemów dystrybucyjnych nie mogą być właścicielami, tworzyć ani obsługiwać instalacji magazynowania energii, ani nimi zarządzać”. Art. 36 ust. 2 tej dyrektywy dopuszcza, by w drodze odstępstwa od ust. 1 państwa członkowskie mogły zezwolić operatorom systemów dystrybucyjnych na bycie właścicielem, tworzenie lub obsługę instalacji magazynowania energii, lub na zarządzanie takimi instalacjami, pod warunkiem,

<sup>25</sup> Obowiązek ten nie dotyczy podmiotów, o których mowa w art. 9d ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne.

że są one w pełni zintegrowanymi elementami sieci, a organ regulacyjny udzielił zgody<sup>26</sup>. Przepisy te na gruncie prawodawstwa polskiego zostały zaimplementowane do ustawy – Prawo energetyczne w art. 9d<sup>1</sup> ust. 1-8.

Ograniczenia związane z dysponowaniem przez operatorów systemów elektroenergetycznych (OSE) magazynami energii wynikają z założenia unijnego ustawodawcy, który przyjął konieczność utrzymania konkurencyjności na rynku energii elektrycznej w sposób efektywny ekonomicznie oraz pozbawiony dyskryminacji<sup>27</sup>. Regulacje blokujące dostęp OSE w zakresie korzystania z magazynów energii mają na celu zabezpieczyć rynek energii elektrycznej przed potencjalnym monopolem oraz pobudzić inwestycję w energetykę lokalną, skupioną w znacznej mierze na źródłach odnawialnych<sup>28</sup>. Zatem magazyn energii jako w pełni zintegrowany element sieci ma realizować funkcje i zadania sieci, a nie magazynu. Zgodnie z przyjętymi regulacjami usługi magazynowe OSE powinien, co do zasady, nabywać od podmiotów zewnętrznych.

W 2024 r. Prezes URE wydał decyzje uznające magazyn energii za w pełni zintegrowany element sieci oraz wyraził zgodę, by operator systemu elektroenergetycznego go posiadał, budował, zarządzał nim i obsługiwał<sup>29</sup>. Decyzje były wydane na wniosek TAURON Dystrybucja S.A., Stoen Operator Sp. z o. o., ENEA Operator Sp. z o. o. i PGE Dystrybucja S.A. dla łącznie 32 magazynów energii elektrycznej. Dotyczą one magazynów energii o mocy do 150 kW, które mają być przyłączone do sieci niskiego napięcia oraz 2 magazynów o mocy do 8 MW, które mają być przyłączone do sieci średniego napięcia. Bezpieczeństwo pracy sieci ma stanowić wyłączny cel pracy wszystkich tych magazynów, w tym mają zapewniać ciągłość zasilania, parametry jakościowe energii elektrycznej oraz techniczne bilansowanie lokalne<sup>30</sup>. Instalacja tych magazynów energii umożliwi również efektywniejsze wykorzystanie źródeł odnawialnych oraz umożliwi uniknięcie inwestycji związanych z rozbudową infrastruktury sieciowej.

Ponadto, w 2024 r. Prezes URE wydał 5 decyzji odmawiających uznania magazynu energii za zintegrowany element sieci oraz umorzył jedno takie postępowanie na wniosek strony.

## Zarządzanie ograniczeniami

### *Zatwierdzanie zasad dostępu do infrastruktury transgranicznej, w tym zasad alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami*

Zasady dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi połączeń międzysystemowych są uregulowane w rozporządzeniu 2019/943 oraz w rozporządzeniu 2015/1222 (dotyczącym alokacji krótkoterminowej i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi) i rozporządzeniu 2016/1719 (dotyczącym alokacji długoterminowej).

W 2024 r. zdolności przesyłowe były wyznaczane i oferowane oddzielnie dla: profilu synchronicznego (obejmującego połączenia wzajemne z Niemcami, Czechami oraz Słowacją), połączenia stałoprądowego ze Szwecją, połączenia stałoprądowego z Litwą oraz dla połączeń z Ukrainą (połączenie promieniowe Zamość-Dobrotwór oraz połączenie synchroniczne Rzeszów-Chmielnicka). Na każdym z tych połączeń wykorzystywano metodę wyznaczania opartą na zdolnościach przesyłowych netto (Net Transfer Capacities – NTC)<sup>31</sup> z uwzględnieniem warunków bilansowych, przy czym:

- dla profilu synchronicznego wyznaczane były wartości NTC dla importu i eksportu dla potrzeb aukcji rocznej, aukcji miesięcznych (aukcje jawne, typu explicit) oraz w ramach procedur dnia bieżącego,

<sup>26</sup> Analogicznie operatorzy systemów przesyłowych – art. 54 dyrektywy 2019/944.

<sup>27</sup> Art. 1 dyrektywy 2019/944.

<sup>28</sup> Patrz pkt 62 i 63 preambuły dyrektywy 2019/944.

<sup>29</sup> Na podstawie art. 9d<sup>1</sup> ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne.

<sup>30</sup> Patrz art. 3 pkt 11ba ustawy – Prawo energetyczne.

<sup>31</sup> Metoda wyznaczania zdolności przesyłowych oparta na zasadzie szacowania i definiowania ex ante maksymalnej wymiany energii między graniczącymi ze sobą obszarami rynkowymi.

- dla profilu synchronicznego w obrębie horyzontu dobowego obowiązywała metoda Flow Based Approach (FBA)<sup>32</sup>. Od maja 2024 r. rozpoczęto wdrażanie tej metody w ramach procedury dnia bieżącego,
- dla połączeń ze Szwecją i Litwą wyznaczone były wartości NTC dla eksportu i importu dla potrzeb aukcji dobowych oraz w ramach procedury dnia bieżącego (handel ciągły),
- dla połączenia promieniowego Zamość-Dobrotwór wyznaczone były jedynie wartości NTC dla importu dla potrzeb przetargów miesięcznych (aukcje jawne typu explicit),
- dla połączenia synchronicznego Rzeszów-Chmielnicka od 15 maja 2023 r. wyznaczone były wartości NTC dla potrzeb przetargów miesięcznych (aukcje jawne typu explicit).

Krótkoterminowa alokacja zdolności przesyłowych na wszystkich granicach KSE z krajami członkowskimi UE odbywała się w ramach paneuropejskich mechanizmów jednolitego łączenia rynków dnia następnego oraz jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego (aukcje niejawne, typu implicit), zgodnie z rozporządzeniem 2015/1222.

W horyzoncie długoterminowym dla profilu synchronicznego udostępnianie zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej miało miejsce zgodnie z zatwierdzoną decyzją ACER Nr 03/2017 z 2 października 2017 r., z późniejszymi zmianami, zasadami alokacji dla horyzontu długoterminowego. Alokacja realizowana była w ramach skoordynowanych przetargów typu explicit, organizowanych przez Biuro Aukcyjne Joint Allocation Office S.A. (JAO).

Zdolności przesyłowe na połączeniu Polska-Ukraina (Zamość-Dobrotwór) udostępniane były w ramach aukcji jawnych (typu explicit) organizowanych w horyzoncie czasowym miesięcznym.

Na połączeniu Rzeszów-Chmielnicka, PSE S.A. udostępnia zdolności przesyłowe od połowy maja 2023 r. Początkowo zdolności przesyłowe były udostępniane w ramach procesu miesięcznych przetargów jednostronnych, a następnie od dnia 18 stycznia 2024 r. (dzień pierwszej dostawy), zdolności przesyłowe były udostępniane w ramach aukcji skoordynowanych, organizowanych przez Biuro Aukcyjne JAO.

#### *Przychody z alokacji zdolności przesyłowych na połączeniach z krajami UE i sposób ich wykorzystania w 2024 r.*

Wielkość przychodów z tytułu alokacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej na połączeniach z krajami UE w okresie od 1 stycznia do 31 grudnia 2024 r. wyniosła 879 021 200 zł. Organy regulacyjne, na podstawie rozporządzenia 2019/943, mają obowiązek publikować szczegółowe sprawozdanie z wykorzystania dochodów z ograniczeń. Prezes URE, czyniąc zadość wskazanemu obowiązkowi, opublikował 28 lutego 2025 r.<sup>33</sup> sprawozdanie za 2024 r.

#### *Usługi bilansowania systemu*

Zasady funkcjonowania mechanizmu bilansowania systemu elektroenergetycznego (tzw. rynek bilansujący – RB), zostały określone przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego w IRiESP oraz w Warunkach dotyczących bilansowania (WDB), opracowanych na podstawie art. 18 rozporządzenia 2017/2195. Zarówno IRiESP, jak i WDB podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE.

W 2024 r. nastąpiło wdrożenie II etapu reformy Rynku Bilansującego (RB) w Polsce. 14 czerwca 2024 r. weszły w życie nowe WDB, zatwierdzone przez Prezesa URE decyzjami z 27 września 2023 r. oraz 26 stycznia 2024 r. W odpowiednim zakresie zmieniona została także IRiESP.

<sup>32</sup> Metoda wyznaczania zdolności przesyłowych, w której wymiany energii między obszarami rynkowymi są ograniczone współczynnikami rozptyłu energii elektrycznej i dostępnymi marginesami na krytycznych elementach sieci.

<sup>33</sup> <https://www.ure.gov.pl/download/9/15293/informacjadotyczacawykrzychalokza2024.pdf>

Celem II etapu reformy RB było wzmocnienie mechanizmów rynkowych w taki sposób, by poprzez odpowiednie sygnały cenowe skłonić jego uczestników do zwiększenia elastyczności i dopasowania produkcji lub poboru energii do aktualnych potrzeb systemu elektroenergetycznego.

Zmodyfikowano mechanizm wyceny energii w czasie rzeczywistym poprzez skrócenie do 15 minut (z jednej godziny) okresów rozliczeniowych energii bilansującej oraz niezbilansowania. Uwzględniono w cenie energii wycenę rezerwy operacyjnej oraz koszty związane z utrzymaniem źródeł stabilizujących system.

Reforma zmieniła również strukturę podmiotową RB, w tym podział na Dostawców Usług Bilansujących oraz Podmioty Odpowiedzialne za Bilansowanie. Ponadto do udziału w RB zostały dopuszczone podmioty dysponujące minimalną mocą wytwórczą 0,2 MW, podczas gdy wcześniej uczestnicy musieli dysponować co najmniej 1 MW mocy. Wprowadzono również możliwość łączenia się mniejszych uczestników rynku w większe grupy, wspólnie uczestniczące w rynku.

Zmiany dotyczyły także struktury obiektowej RB oraz katalogu usług bilansujących. Pojawiły się nowe kategorie obiektów (Jednostki Bilansowe i Jednostki Grafikowe), a także nowe usługi bilansujące umożliwiające nie tylko pozyskiwanie energii elektrycznej, ale i mocy bilansujących.

Reforma dotyczyła również procesu planowania pracy krajowego systemu elektroenergetycznego oraz zasad zgłaszania OSP danych handlowych i technicznych przez uczestników rynku.

Ze względu na wprowadzone zmiany na rynku bilansującym, dane charakteryzujące funkcjonowanie rynku w 2024 r. zostały przedstawione w rozbiciu na okres od 1 stycznia do 13 czerwca 2024 r. oraz na okres od 14 czerwca do 31 grudnia 2024 r.

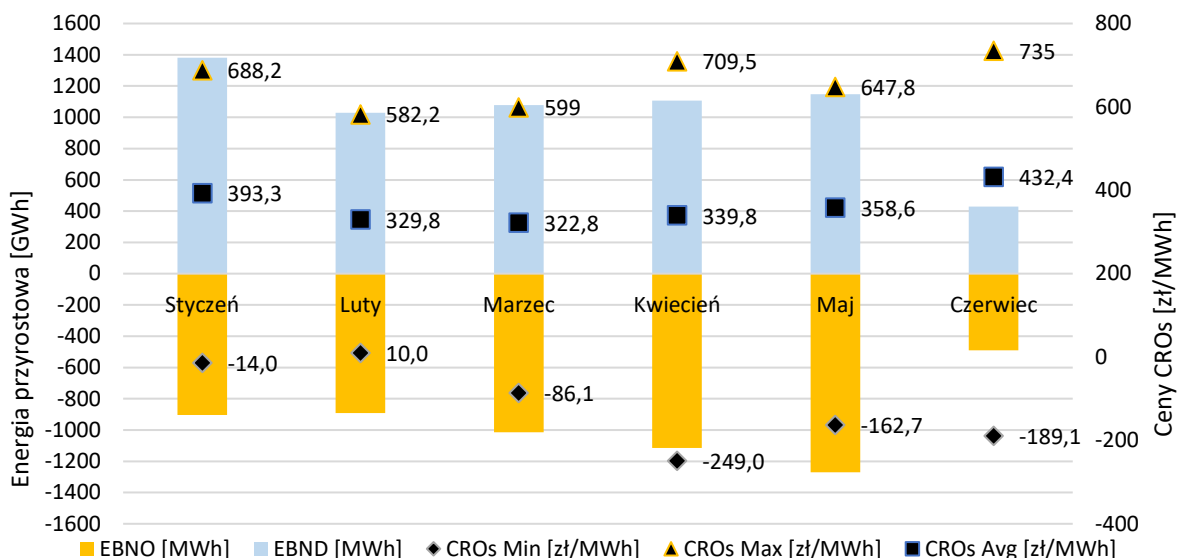
Do 13 czerwca 2024 r. w procesach rynku bilansującego uczestniczyło 149 podmiotów, w tym 29 wytwórców, 9 odbiorców końcowych, 11 odbiorców sieciowych, 91 przedsiębiorstw obrotu, 3 giełdy energii, 5 OSD oraz PSE S.A. jako OSP. Dane techniczno-handlowe były zgłaszane przez 53 operatorów rynku i dotyczyły 361 jednostek grafikowych.

Od 14 czerwca 2024 r. w procesach rynku bilansującego uczestniczyło 171 podmiotów: 13 dostawców usług bilansujących oraz 158 podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie, w tym 149 podmiotów prowadzących bilansowanie handlowe zasobów, 3 prowadzące giełdę lub pełniące funkcję giełdowej izby rozrachunkowej lub pełniących funkcję NEMO/CCP NEMO, 5 będących operatorem systemów dystrybucyjnych oraz PSE S.A. jako OSP. Dane techniczno-handlowe były zgłaszane przez 52 operatorów rynku i dotyczyły 97 jednostek grafikowych i 234 jednostek bilansowych.

Informacje o wolumenie i cenach energii bilansującej na Rynku Bilansującym są jednym z obszarów podlegających monitorowaniu przez Prezesa URE. Dane te przedstawiają poniższe rysunki. Należy mieć na względzie, że półroczne obowiązywanie nowych WDB w 2024 r., zakres zmian wprowadzonych reformą RB i konieczność dostosowania się jego uczestników do nowych warunków funkcjonowania na rynku powodują, że porównywanie danych z obu półroczy 2024 r. nie jest miarodajne.

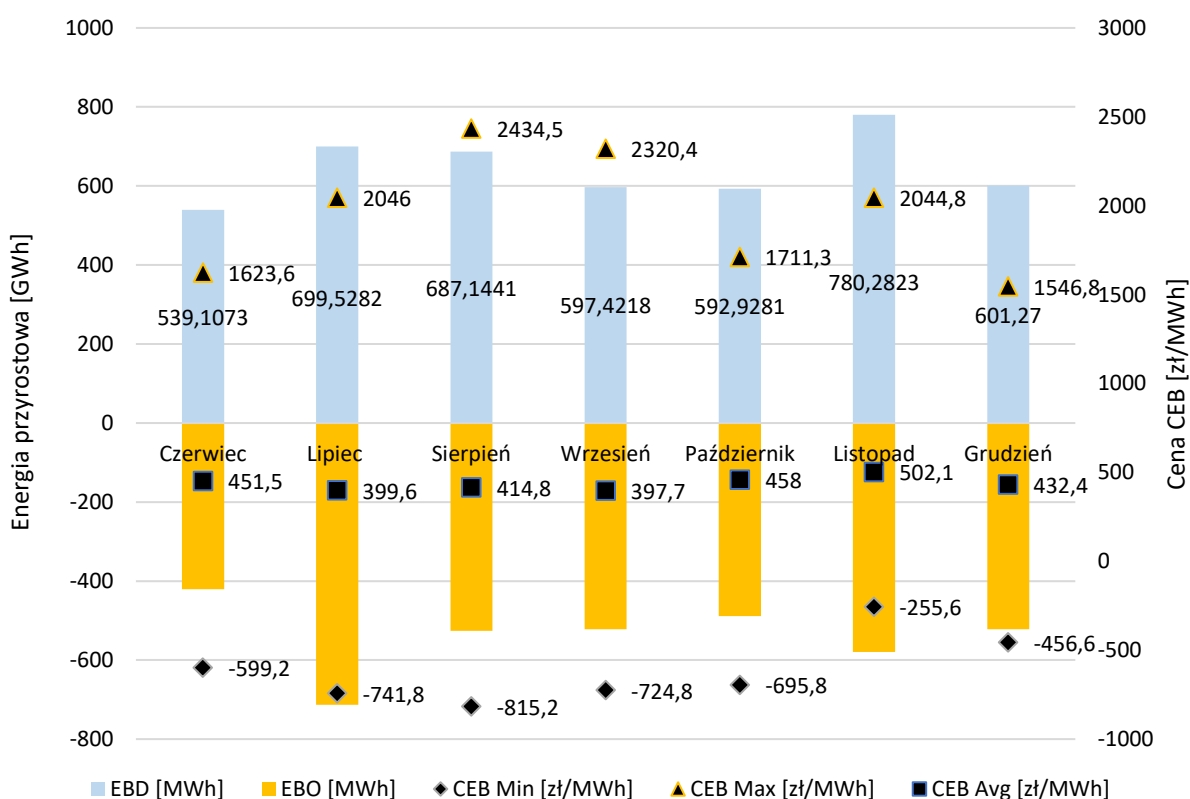
Na poniższych rysunkach przedstawiono informacje o wolumenie energii bilansującej oraz cenach energii na tym rynku w poszczególnych miesiącach 2024 r.

**Rysunek 1.** Ceny energii bilansującej (CROs) oraz energia bilansująca nieplanowana odebrana z RB (EBNO) oraz dostarczona na RB (EBND), w okresie 1 stycznia – 13 czerwca 2024 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

**Rysunek 2.** Ceny energii bilansującej (CEB) oraz energia bilansująca odebrana z RB (EBO) oraz dostarczona na RB (EBD) w okresie 14 czerwca – 31 grudnia 2024 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

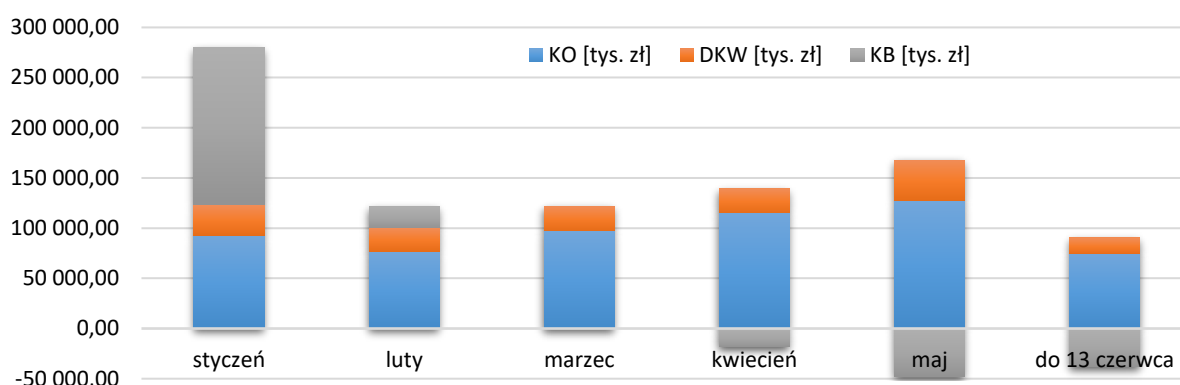
W przeważającej liczbie godzin okresu od 1 stycznia do 13 czerwca 2024 r. występowało przekontraktowanie uczestników rynku (zbyt duża ilość energii zakontraktowanej do wytworzenia lub zakupienia w stosunku do zapotrzebowania odbiorców), w przeciwieństwie do okresu od 14 czerwca do 31 grudnia 2024 r., kiedy występowało niedokontraktowanie rynku (niewystarczająca ilość energii

zakontraktowanej). Zaistniała zmiana jest zjawiskiem niekorzystnym dla bilansowania systemu elektroenergetycznego.

Koszty ograniczeń (KO) dla okresu od 1 stycznia do 13 czerwca 2024 r., wyznaczone zgodnie z definicją KO w WDB, wyniosły 583,5 mln zł, zaś dla okresu od 14 czerwca do 31 grudnia 2024 r. wyniosły 696,2 mln zł. Szczegółowe dane przedstawiono na rysunkach poniżej.

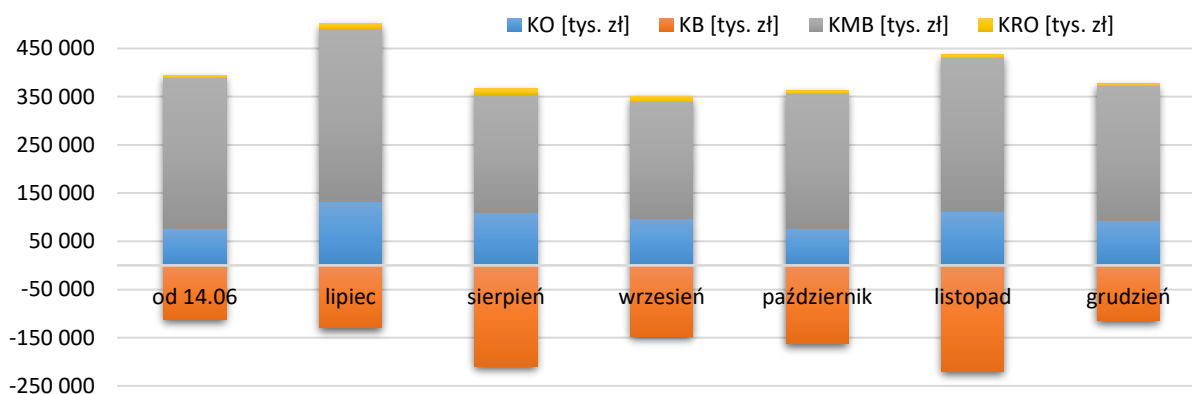
Dodatkowo na rysunkach przedstawiono dane dotyczące: kosztów bilansowania zapotrzebowania odbiorców (KB), kosztów wynikających z realokacji umów sprzedaży energii USE (DKW) oraz kosztów mocy bilansujących (KMB) i kosztów rezerwy operacyjnej (KRO).

**Rysunek 3.** Koszty bilansowania zapotrzebowania odbiorców (KB), koszty usuwania ograniczeń (KO) oraz koszty wynikające z realokacji USE (DKW) w okresie 1 stycznia – 13 czerwca 2024 r. [tys. zł]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

**Rysunek 4.** Koszty bilansowania zapotrzebowania odbiorców (KB), koszty usuwania ograniczeń (KO), koszty mocy bilansujących (KMB) oraz koszty rezerwy operacyjnej (KRO) w okresie 14 czerwca – 31 grudnia 2024 r. [tys. zł]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

## Cyberbezpieczeństwo

W Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej 24 maja 2024 r. opublikowano rozporządzenie 2024/1366, które weszło w życie 13 czerwca 2024 r. Rozporządzenie to określa europejski standard bezpieczeństwa cybernetycznego transgranicznych przepływów energii elektrycznej i definiuje m.in. zasady dotyczące:

- oceny ryzyka w cyberprzestrzeni,
- minimalnych wspólnych wymogów w zakresie cyberbezpieczeństwa,
- certyfikacji produktów i usług w zakresie cyberbezpieczeństwa,
- monitorowania wykonania postanowień tego rozporządzenia,

- raportowania,
- zarządzania kryzysowego.

Stosownie do art. 4 ust. 1 rozporządzenia 2024/1366, najwcześniej jak to możliwe i nie później niż do 13 grudnia 2024 r., każde państwo członkowskie wyznacza krajowy organ rządowy lub regulacyjny odpowiedzialny za wykonywanie zadań powierzonych mu na mocy tego rozporządzenia. Do czasu powierzenia właściwemu organowi zadań wynikających z rozporządzenia 2024/1366 zadania właściwego organu zgodnie z tym rozporządzeniem wykonuje organ regulacyjny wyznaczony przez każde państwo członkowskie na podstawie art. 57 ust. 1 dyrektywy 2019/944.

W 2024 r. podjęte zostały prace legislacyjne nad przyjęciem przepisów umożliwiających stosowanie rozporządzenia 2024/1366 w polskim systemie prawnym. W ramach zadań organu właściwego Prezes URE przedstawił ENTSO-E i organizacji zrzeszającej operatorów systemów dystrybucyjnych w UE (OSD UE) wykaz przepisów krajowych mających znaczenie dla aspektów cyberbezpieczeństwa w transgranicznych przepływach energii elektrycznej<sup>34</sup>.

Na podstawie art. 48 ust. 3 rozporządzenia 2024/1366 w lutym 2025 r. Prezes URE sporządził Wstępny wykaz podmiotów o dużym wpływie i podmiotów o krytycznym wpływie – w oparciu o zalecany wskaźnik wpływu na cyberbezpieczeństwo w odniesieniu do energii elektrycznej (ang.: Provisional Electricity Cybersecurity Impact Index<sup>35</sup>), opracowany przez ENTSO-E we współpracy z OSD UE, a następnie powiadomił podmioty wskazane w wykazie o tym, że zostały one uznane za podmioty o dużym wpływie lub podmioty o krytycznym wpływie.

### 3.1.5. Monitorowanie bilansu podaży i popytu

#### Monitorowanie planów inwestycyjnych przedsiębiorstw energetycznych w nowe moce wytwórcze

Prezes URE realizując zadania wynikające z ustawy – Prawo energetyczne w zakresie monitorowania bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej, przeprowadził w 2024 r. badanie planów inwestycyjnych wytwórców energii elektrycznej na lata 2024–2038 wypełniających obowiązek sporządzenia prognoz 15-letnich, zgodnie z art. 16 ust. 20 i 21 ustawy – Prawo energetyczne. Według tych przepisów, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 50 MW sporządza i przedkłada Prezesowi URE prognozy na okres 15 lat obejmujące w szczególności: ilości wytwarzanej energii elektrycznej, przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy istniejących lub budowy nowych źródeł, a także dane techniczno-ekonomiczne dotyczące typu i wielkości tych źródeł, ich lokalizacji oraz rodzaju paliwa wykorzystywanego do wytwarzania energii elektrycznej.

Do wykonania badania wykorzystane zostały opracowane przez URE ankiety, które zostały wypełnione i przesłane przez 106 przedsiębiorstw energetycznych i 15 grup kapitałowych.

Do 2038 r. badane przedsiębiorstwa energetyczne planują oddać do eksploatacji łącznie ponad 32,5 GW nowych mocy wytwórczych. Największe inwestycje planowane są w jednostki wytwórcze oparte o morskie farmy wiatrowe (11,1 GW), gaz ziemny (7,1 GW) oraz PV (6,8 GW). Dyspozycyjność części nowych mocy będzie więc zależna od warunków atmosferycznych i jednocześnie istotnie niższa niż dyspozycyjność wycofywanych z systemu jednostek konwencjonalnych opartych na węglu.

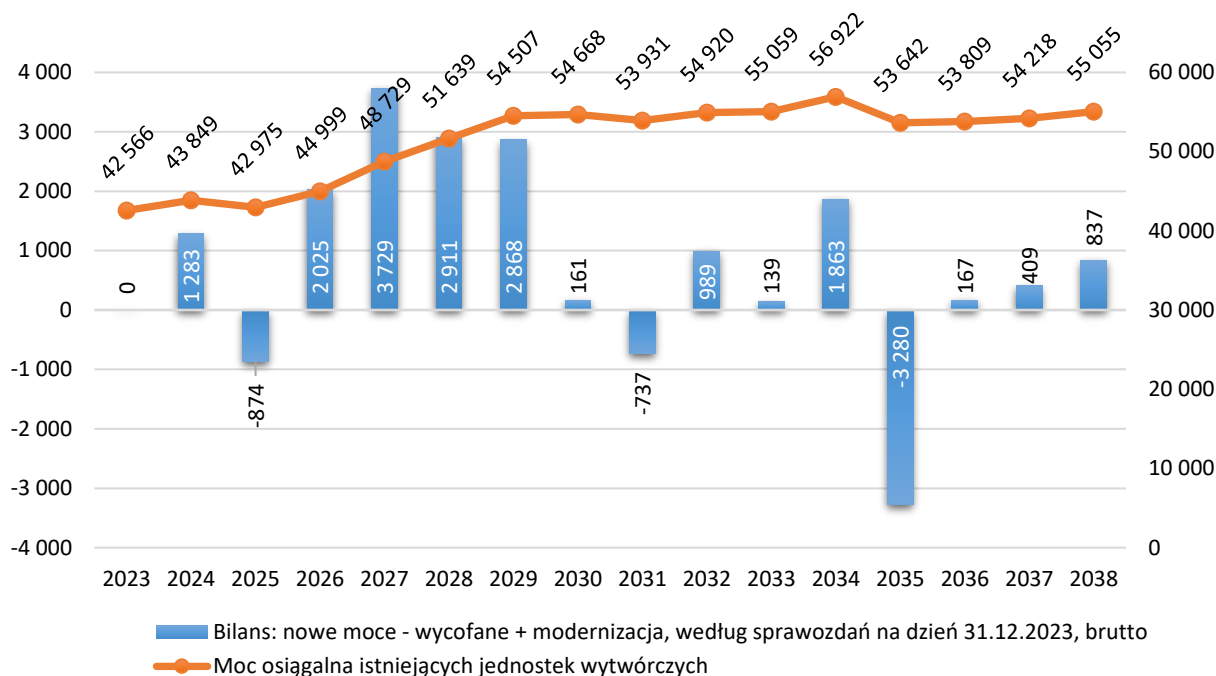
Jednocześnie w tym samym okresie badani wytwórcy planują wycofać z eksploatacji jednostki o mocy ok. 20 GW. Z systemu zostaną wycofane głównie jednostki wytwórcze wykorzystujące węgiel kamienny i węgiel brunatny. Jako główną przyczynę wycofania technologii węglowych wskazywano zużycie technologiczne i brak efektywności ekonomicznej.

<sup>34</sup> Art. 48 ust. 5 rozporządzenia 2024/1366.

<sup>35</sup> <https://member.eudsoentity.eu/publications/download/130>

Podsumowując zmiany w strukturze technologii paliwowych, pomiędzy 2024 a 2038 rokiem najbardziej zmniejszy się udział jednostek wytwórczych wykorzystujących węgiel kamienny (z ok. 21 GW do ok. 8,6 GW), natomiast największy przyrost odnotują farmy wiatrowe na morzu (z 0 GW do 11,1 GW) oraz jednostki gazowe (z ok. 3,5 GW do ok 10,6 GW).

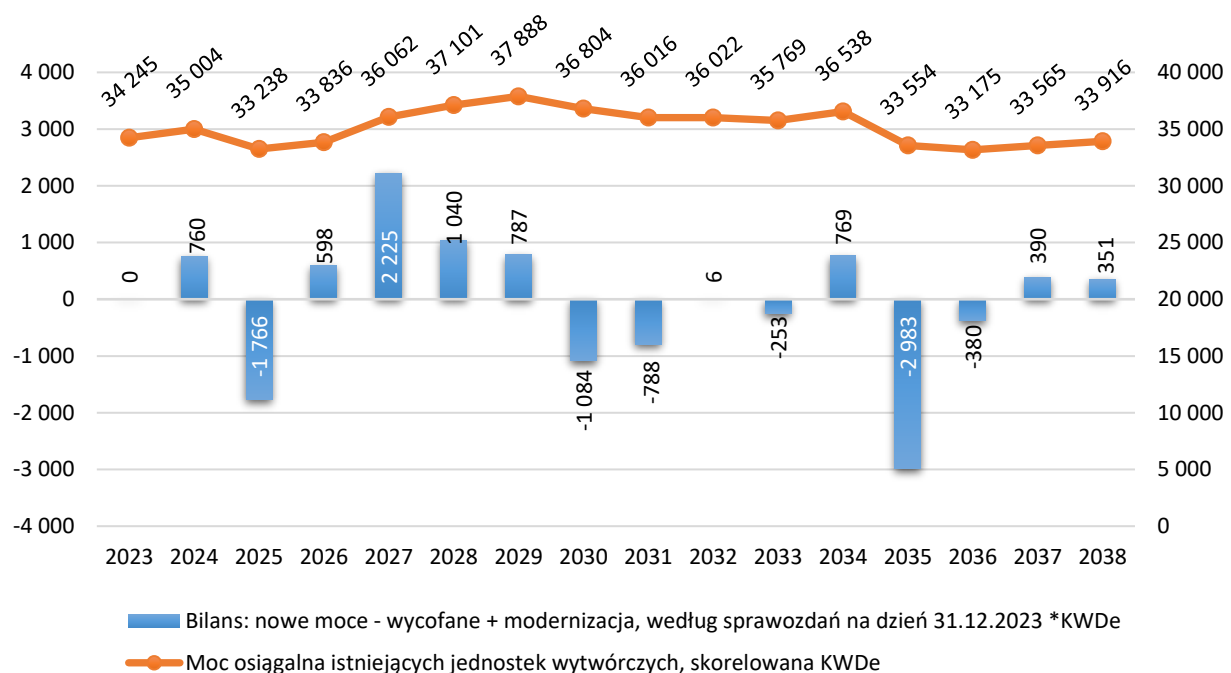
**Rysunek 5.** Plany inwestycyjne wytwórców na lata 2024–2038: bilans mocy wytwórczych



Źródło: URE na podstawie danych ankietowych.

Aby rzetelnie ocenić rzeczywisty bilans mocy wytwórczych, wynikających z działań podejmowanych przez badanych wytwórców, należy zastosować tzw. korekcyjne współczynniki dyspozycyjności (KWD), które wskazują dyspozycyjność źródeł w zależności od zastosowanej technologii paliwowej. W omawianej analizie współczynniki te dla źródeł wiatrowych i wykorzystujących energię słońca skorygowano dodatkowo do poziomu rzeczywistej dyspozycyjności dla operatora systemu przesyłowego w 2023 r.

Zastosowanie tych współczynników powoduje, że z planowanych nominalnie dodatkowych 32,5 GW mocy otrzymujemy ok. 18,1 GW mocy dyspozycyjnych. Do 2034 r. nie obserwujemy istotnego wzrostu mocy dyspozycyjnej, a po 2034 r. zauważalny jest realny spadek mimo znaczącego przyrostu mocy zainstalowanej.

**Rysunek 6.** Plany inwestycyjne wytwórców na lata 2024–2038: bilans mocy wytwórczych przy zastosowaniu KWDe

Źródło: URE na podstawie danych ankietowych.

## Działania związane z rynkiem mocy

W ramach mechanizmu zdolności wytwórczych, dostawcy zdolności wytwórczych w 2024 r. uzyskiwali dodatkowe przychody z tytułu gotowości do wytwarzania energii elektrycznej, a podmioty zapewniające redukcję zapotrzebowania – płatności za gotowość do zmniejszenia zużycia energii (DSR), wsparcie otrzymywały też magazyny energii.

**Tabela 1.** Środki wypłacone dostawcom mocy z tytułu realizacji kontraktów mocowych w latach 2021–2024<sup>36</sup>

Rok	Wypłaty netto [mln zł]
2021	5 328,1
2022	5 290,8
2023	5 469,1
2024	6 215,8
<b>Razem</b>	<b>22 303,7</b>

**Uwaga:** Dane dotyczące lat 2021–2023 różnią się wobec danych w Raporcie Krajowym Prezesa URE 2024 r. – pochodzą z innego źródła danych.

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Realizacja procesów rynku mocy w 2024 r. przebiegała terminowo oraz bez zakłóceń. Cztery aukcje dodatkowe na dostawy w każdym kwartale 2025 r. odbyły się 14 marca 2024 r., natomiast 12 grudnia 2024 r. – aukcja główna na rok dostaw 2029.

<sup>36</sup> Dane zestawione w tabeli to suma wynagrodzeń zleconych do wypłaty przez Zarządcę Rozliczeń S.A. dostawcom mocy z uwzględnieniem corocznej waloryzacji cen obowiązków mocowych w umowach wieloletnich oraz premii wypłaconych za dostarczenie mocy ponad skorygowany obowiązek mocy pomniejszona o zwroty wynagrodzeń wynikające z przepisów ustawy o rynku mocy (niedokonanie demonstracji, niespełnienie limitu emisji oraz korekty informacji będącej podstawą do wyliczenia obniżki wynagrodzenia w związku ze wsparciem w ramach innych systemów pomocy niż rynek mocy) oraz zwroty premii na skutek niespełnienia limitu emisji.

Oferowany w aukcji głównej przez dostawców mocy wolumen obowiązków mocowych na rok dostaw 2029 przewyższał o 113 proc. zapotrzebowanie na moc w aukcji głównej (wolumen oferowany – 11 545 MW, zapotrzebowanie – 5 424 MW). Dzięki tak dużej nadwyżce mocy oferowanej nad zapotrzebowaniem, aukcja zakończyła się dopiero w siódmej rundzie z ceną zamknięcia o 51 proc. mniejszą od ceny maksymalnej (cena zamknięcia aukcji 264,90 zł/kW/rok, cena maksymalna w aukcji głównej 537 zł/kW/rok).

Na tak wysoką podaż mocy wpływ miało zwiększenie ceny maksymalnej o 19 proc. w stosunku do aukcji na rok 2028. Tak znaczący wzrost stanowił czytelny sygnał dla potencjalnych dostawców mocy, że dla utrzymania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w przyszłości konieczne będą inwestycje w nowe moce. W efekcie suma mocy oferowanych przez nowe jednostki rynku mocy wytwórcze, które w ramach certyfikacji do aukcji głównej uzyskały certyfikaty uprawniające je do udziału w tej aukcji, wyniosła ok. 6,5 GW, co stanowiło wzrost o 76 proc. w stosunku do roku poprzedniego.

Realizując obowiązki wynikające z ustawy o rynku mocy, Prezes URE w 2024 r.:

- ogłosił ostateczne wyniki aukcji głównej na rok dostaw 2028<sup>37</sup>,
- ogłosił ostateczne wyniki aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały roku dostaw 2025<sup>38</sup>,
- wystąpił z wnioskiem do Ministra Klimatu i Środowiska dotyczącym wielkości zapotrzebowania na moc w aukcji głównej dla roku dostaw 2029 oraz w aukcjach dodatkowych dla roku dostaw 2026,
- przekazał Ministrowi Klimatu i Środowiska opinię dotyczącą parametrów aukcji głównej dla roku dostaw 2029 oraz parametrów aukcji dodatkowych dla roku dostaw 2026,
- wyznaczył wybrane godziny doby przypadające na godziny szczytowego zapotrzebowania na moc w systemie wyznaczone odrębnie dla kwartałów roku dostaw 2025<sup>39</sup>,
- skalkulował stawki opłaty mocowej na 2025 r.<sup>40</sup>,
- obliczył jednostkową stawkę kary za niewykonanie obowiązku mocowego obowiązującą w roku 2025<sup>41</sup>.

Stosownie do wymagań ustawy o rynku mocy, Prezes URE otrzymał od PSE S.A., informacje dotyczące:

- przebiegu certyfikacji ogólnej w 2024 r., certyfikacji do aukcji dla roku dostaw 2029, przebiegu aukcji dodatkowych na rok dostaw 2025 oraz przebiegu aukcji głównej na rok dostaw 2029,
- parametrów do aukcji głównej na rok dostaw 2029 oraz do aukcji dodatkowych na rok dostaw 2026.

Prezes URE zatwierdził następujące modyfikacje w Regulaminie rynku mocy<sup>42</sup>:

- decyzja z 5 lutego 2024 r. wprowadziła (i) zmiany dostosowujące Regulamin rynku mocy do przepisów ustawy o rynku mocy z uwzględnieniem przepisów ustawy z 28 lipca 2023 r.<sup>43</sup> oraz (ii) doprecyzowanie postanowień i wyjaśnienia wątpliwości interpretacyjnych związanych z procesami: certyfikacji, zastąpienia jednostek redukcji zapotrzebowania planowanych, wykonywaniem obowiązku mocowego, rozliczeniami oraz zasadami współpracy z OSD,
- decyzja z 31 lipca 2024 r. wprowadziła (i) zmiany dostosowujące Regulamin rynku mocy do WDB oraz (ii) doprecyzowanie zasad współpracy z OSD na potrzeby rozpatrzenia wniosku o wyznaczenie indywidualnego korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności,
- decyzja z 20 września 2024 r. wprowadziła zmiany Regulaminu rynku mocy wynikające z potrzeb zgłaszanych przez dostawców mocy, oraz z dotychczas zebranych doświadczeń związanych z problematyką spełnienia limitu emisji przez jednostki rynku mocy na etapie certyfikacji do aukcji,

<sup>37</sup> Informacja nr 2/2024 - Informacje Prezesa URE - Urząd Regulacji Energetyki

<sup>38</sup> Informacja nr 23/2024 - Informacje Prezesa URE - Urząd Regulacji Energetyki

<sup>39</sup> Informacja nr 55/2024 - Informacje Prezesa URE - Urząd Regulacji Energetyki

<sup>40</sup> Informacja nr 56/2024 - Informacje Prezesa URE - Urząd Regulacji Energetyki

<sup>41</sup> Informacja nr 71/2024 - Informacje Prezesa URE - Urząd Regulacji Energetyki

<sup>42</sup> Regulamin rynku mocy - Rynek mocy - BIP - Urząd Regulacji Energetyki (ure.gov.pl)

<sup>43</sup> Ustawa z dnia 28 lipca 2023 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2023 r. poz. 1681).

- zastąpienia jednostek redukcji zapotrzebowania planowanych oraz oświadczeń dotyczących spełnienia limitu emisji składanych po zakończeniu roku dostaw,
- decyzja z 23 grudnia 2024 r. wprowadziła zmiany Regulaminu modyfikujące wnioski o wpis do rejestru, doprecyzowujące termin na składanie wniosków o wydanie warunków przyłączenia dla jednostek fizycznych wytwórczych planowanych, precyzujące zasady pozwalające na zaklasyfikowanie jednostki rynku mocy jako potwierdzonej jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania z wykorzystaniem ważnego potwierdzenia wykonania testu redukcji zapotrzebowania oraz optymalizujące współpracę operatora z OSD przyłączonymi do sieci przesyłowej.

#### *Certyfikacja ogólna w 2024 r.*

W ramach certyfikacji ogólnej, właściciele jednostek fizycznych wytwórczych zarówno istniejących, jak i planowanych oraz jednostek redukcji zapotrzebowania planowanych, składają do operatora systemu przesyłowego wnioski o ich wpis do rejestru. Jest to warunkiem przystąpienia w danym roku do certyfikacji do aukcji głównej lub dodatkowych i utworzenia jednostki rynku mocy, bez której nie jest możliwy udział w aukcjach.

W związku z uchynieniem art. 11<sup>44</sup> ustawy o rynku mocy udział w certyfikacji ogólnej był dobrowolny.

W 2024 r. w ramach certyfikacji ogólnej złożono 2 984 wnioski o wpis do rejestru, tj. o 72 proc. więcej niż w 2023 r. Do rejestru rynku mocy wpisano 2 695 jednostek, tj. o 61 proc. więcej niż rok wcześniej. Moc osiągalna netto jednostek fizycznych wpisanych do rejestru opiewa na 97,8 GW (wzrost w porównaniu z rokiem poprzednim o 41 proc.)<sup>45</sup>.

#### *Certyfikacja do aukcji głównej w 2023 r. na rok dostaw 2028 oraz certyfikacja do aukcji głównej w 2024 r. na rok dostaw 2029*

**Tabela 2.** Dane dotyczące wydania certyfikatów w ramach przeprowadzonej certyfikacji do aukcji głównej w 2023 r. na rok dostaw 2028 i w 2024 r. na rok dostaw 2029

Jednostki Rynku Mocy	2023 r.	2024 r.
	[szt.]	[szt.]
<b>Jednostki wytwórcze istniejące, w tym:</b>	<b>107</b>	<b>120</b>
– będące magazynem energii elektrycznej	13	12
– pozostałe	94	108
<b>Modernizowane jednostki wytwórcze, w tym:</b>	<b>11</b>	<b>12</b>
– będące magazynem energii elektrycznej	2	1
– pozostałe	9	11
<b>Nowe jednostki wytwórcze, w tym:</b>	<b>74</b>	<b>191</b>
– będące magazynem energii elektrycznej	69	177
– pozostałe	5	14
<b>Jednostki redukcji zapotrzebowania</b>	<b>99</b>	<b>136</b>
<b>Jednostki składające się z jednostek fizycznych zagranicznych</b>	<b>68</b>	<b>71</b>
<b>RAZEM</b>	<b>359</b>	<b>530</b>

Źródło: URE.

<sup>44</sup> Art. 10 pkt 3 ustawy z dnia 28 lipca 2023 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2023 r. poz. 1681).

<sup>45</sup> Certyfikacja ogólna 2024 r.

**Tabela 3.** Obowiązki mocowe w aukcji głównej i rynku wtórnym na lata 2028 i 2029 oferowane w ramach przeprowadzonych certyfikacji w latach 2023 i 2024

Jednostki Rynku Mocy	2023 r.	2024 r.
	[MW]	[MW]
<b>Jednostki wytwórcze istniejące, w tym:</b>	<b>1 960</b>	<b>2 059</b>
– będące magazynem energii elektrycznej	735	911
– pozostałe	1 225	1 148
<b>Modernizowane jednostki wytwórcze, w tym:</b>	<b>1 315</b>	<b>1 540</b>
– będące magazynem energii elektrycznej	239	118
– pozostałe	1 076	1 421
<b>Nowe jednostki wytwórcze, w tym:</b>	<b>3 696</b>	<b>6 486</b>
– będące magazynem energii elektrycznej	3 139	4 914
– pozostałe	557	1 572
<b>Jednostki redukcji zapotrzebowania</b>	<b>1 984</b>	<b>1 816</b>
<b>Jednostki składające się z jednostek fizycznych zagranicznych</b>	<b>1 590</b>	<b>1 667</b>
<b>RAZEM</b>	<b>10 545</b>	<b>13 568</b>

Źródło: URE.

Aukcje dodatkowe na I, II, III i IV kwartał roku dostaw 2025 (odbyły się 14 marca 2024 r.)

**Tabela 4.** Dane dotyczące aukcji dodatkowych na wszystkie kwartały roku dostaw 2025

Kwartał roku dostaw 2025	Liczba ofert, które wygrały aukcję dodatkową	Sumaryczna wielkość obowiązków mocowych wynikająca z zawartych umów mocowych dla danego kwartału dostaw [MW]	Cena zamknięcia [zł/kW/rok]
I	85	3 144,653	389,38
II	56	1 142,555	143,72
III	32	524,569	143,73
IV	48	830,866	169,00

Źródło: URE.

Aukcja główna na rok dostaw 2029 (aukcja odbyła się 12 grudnia 2024 r.)

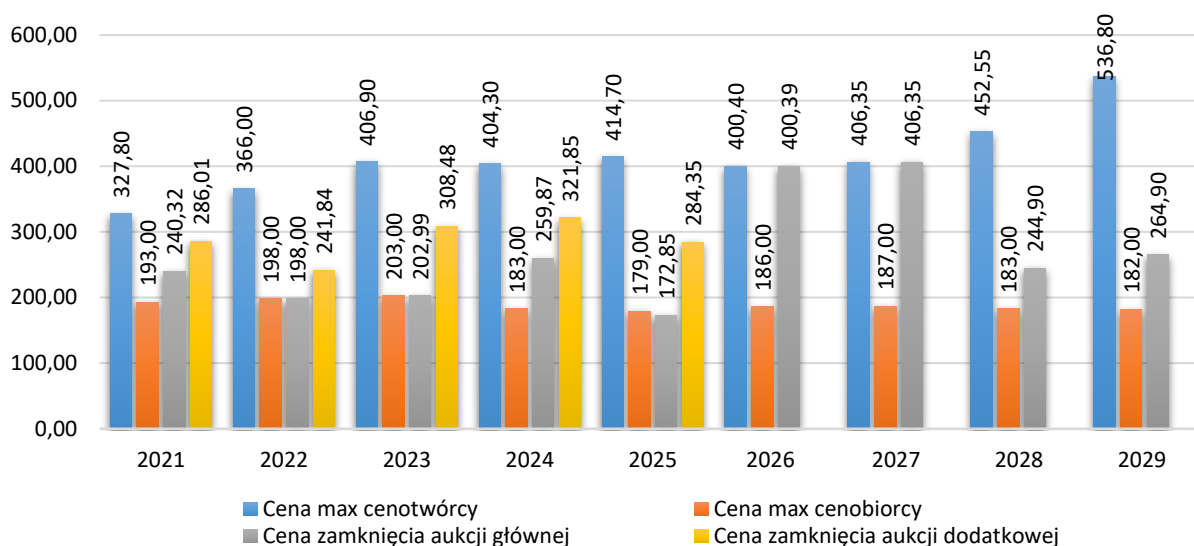
**Tabela 5.** Dane dotyczące aukcji głównej na rok dostaw 2029

	Liczba ofert, które wygrały aukcję główną	Sumaryczna wielkość obowiązków mocowych wynikająca z zawartych umów mocowych dla danego roku dostaw [MW]	Cena zamknięcia [zł/kW/rok]
Jednostki polskie	181	6 469,577	264,90
Jednostki zagraniczne ogółem w tym:	64	1 584,000	x
- strefa profilu synchronicznego	13	1 028,000	247,87
- system przesyłowy Królestwa Szwecji	51	556,000	264,90
<b>RAZEM</b>	<b>245</b>	<b>8 053,577</b>	<b>x</b>

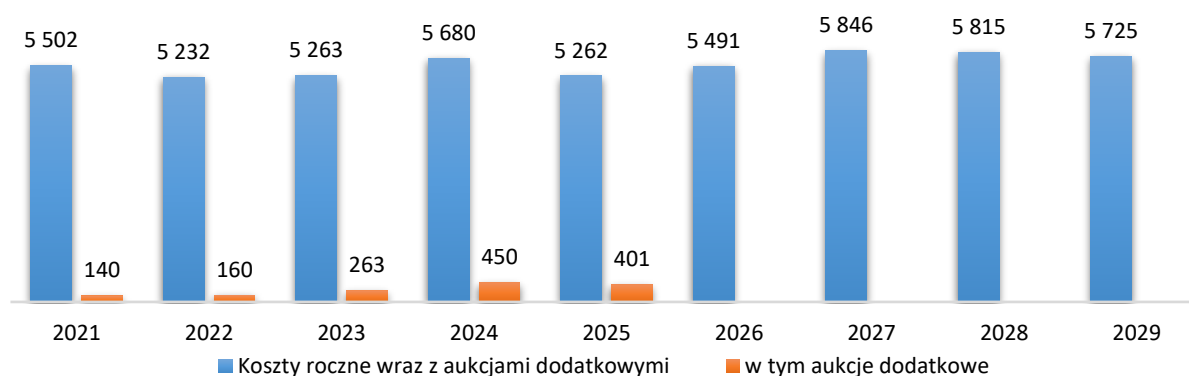
Źródło: URE.

Na rok dostaw 2029 łącznie zakontraktowano 20 159 MW, w tym 8 054 MW w aukcji głównej na rok dostaw 2029 oraz 12 105 MW w wyniku umów wieloletnich w aukcjach dla lat 2021–2028.

Sumaryczna wielkość obowiązków mocowych, wynikająca z zawarcia umów mocowych na więcej niż jeden rok dostaw w aukcji głównej organizowanej na rok dostaw 2029 wynosi 2 727 MW.

**Rysunek 7.** Ceny w aukcjach 2021–2029 [zł/kW/rok]

Źródło: URE na podstawie informacji PSE S.A.

**Rysunek 8.** Koszty roczne umów mocowych dla lat 2021–2029 [mln zł]<sup>46</sup>

Źródło: URE na podstawie informacji PSE S.A.

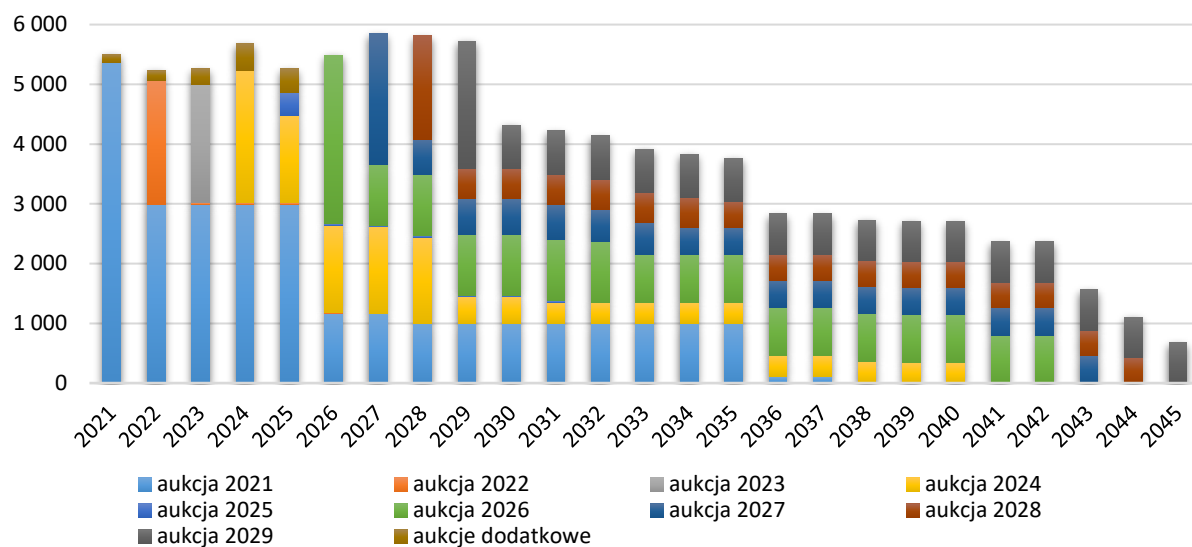
Koszty rynku mocy w latach 2025–2029 będą powiększone o koszty zakupu obowiązków mocowych w ramach aukcji dodatkowych<sup>47</sup>, uzupełniających<sup>48</sup> (w latach 2025–2028) oraz dogrywkowych, które mogą być przeprowadzone w przypadku, gdy po przeprowadzeniu aukcji głównej operator stwierdzi, że nie będzie zapewnione średnioterminowe lub długoterminowe bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych<sup>49</sup>.

<sup>46</sup> Przedstawione na wykresie koszty umów mocowych stanowią iloczyn obowiązków mocowych wynikających z umów zawartych w wyniku aukcji na rynku mocy oraz ich cen zamknięcia, nie uwzględniają corocznych waloryzacji cen w umowach wieloletnich. Koszty różnią się od przedstawionych w *Raporcie Krajowym Prezesa URE 2024 r.* ze względu na korektę wynikającą z rozwiązania niektórych umów.

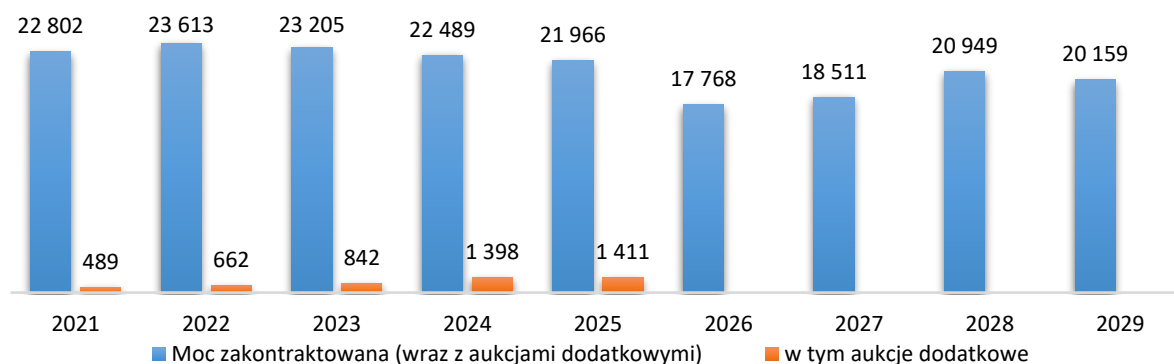
<sup>47</sup> Zgodnie z art. 29 ust. 4 ustawy o rynku mocy, aukcje dodatkowe przeprowadza się w roku poprzedzającym rok, na który przypadają okresy dostaw każdej z tych aukcji, przy czym aukcje dodatkowe dla wszystkich okresów dostaw odbywają się w tym samym czasie.

<sup>48</sup> Ustawa z dnia 24 stycznia 2025 r. o zmianie ustawy o rynku mocy (Dz. U. z 2025 r. poz. 159).

<sup>49</sup> Ustawa z dnia 21 lutego 2025 r. o zmianie ustawy o rynku mocy oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2025 r. poz. 290).

**Rysunek 9.** Koszty roczne umów mocowych na lata 2021–2045, zawarte w wyniku aukcji mocy, które odbyły się w latach 2018–2024 [mln zł]<sup>50</sup>

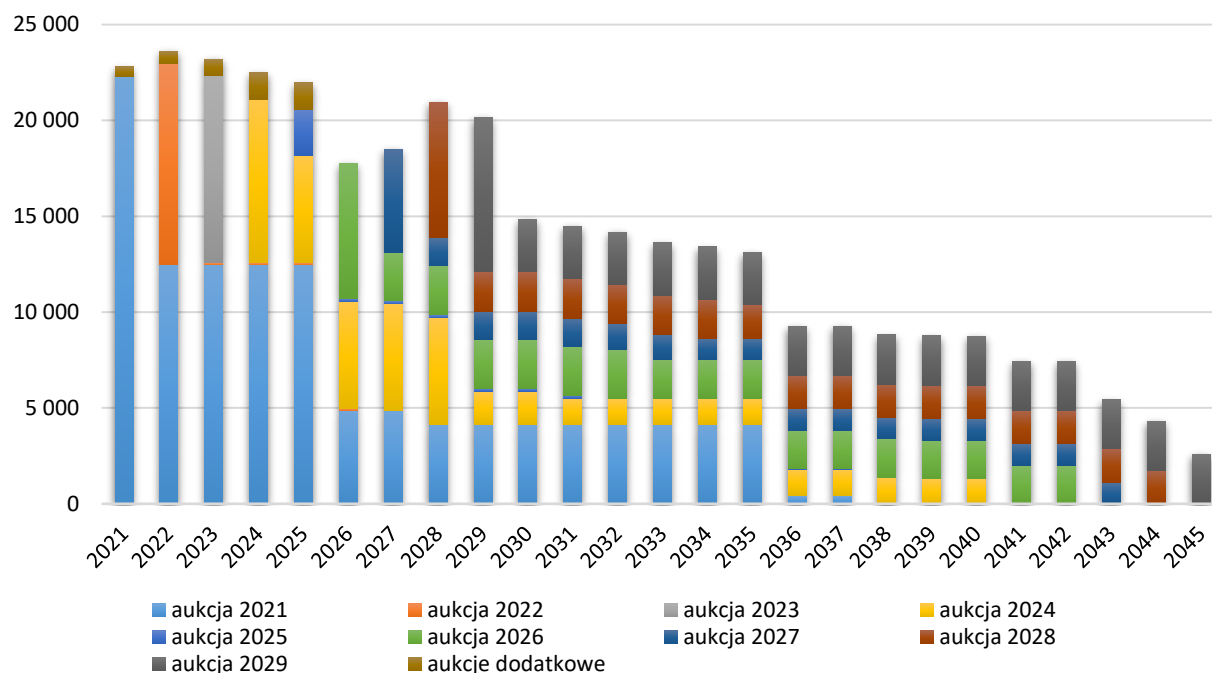
Źródło: URE na podstawie informacji PSE S.A.

**Rysunek 10.** Moc zakontraktowana dla lat 2021–2029 [MW]<sup>51</sup>

Źródło: URE na podstawie informacji PSE S.A.

<sup>50</sup> Przedstawione na wykresie koszty umów mocowych stanowią iloczyn obowiązków mocowych wynikających z umów zawartych w wyniku aukcji na rynku mocy oraz ich cen zamknięcia, nie uwzględniają corocznych waloryzacji cen w umowach wieloletnich. Koszty różnią się od przedstawionych w *Raporcie Krajowym Prezesa URE 2024 r.* ze względu na korektę wynikającą z rozwiązania niektórych umów.

<sup>51</sup> Wolumeny mocy różnią się od przedstawionych w *Raporcie Krajowym Prezesa URE 2024 r.* ze względu na korektę wynikającą z rozwiązania niektórych umów.

**Rysunek 11.** Moc zakontraktowana na lata 2021–2045, w wyniku aukcji mocy, które odbyły się w latach 2018–2024 [MW]<sup>52</sup>

Źródło: URE na podstawie informacji PSE S.A.

**Tabela 6.** Podsumowanie wyników aukcji na lata 2021–2029<sup>53</sup>

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Podaż mocy [MW]	25 505	12 534	13 301	11 914	2 851	7 000	5 000	8 000	12 000
Zapotrzebowanie na moc w aukcji głównej [MW]*	22 732	10 544	10 708	9 088	2 526	7 991	6 237	5 791	5 424
Moc zakontraktowana na aukcji głównej [MW]	22 313	10 492	9 779	8 507	2 367	7 051	5 379	7 071	8 054
Cena max cenotwórcy [zł/kW/rok]	327,80	366,00	406,90	404,30	414,70	400,40	406,40	452,60	536,80
Cena max cenobiorcy [zł/kW/rok]	193,00	198,00	203,00	183,00	179,00	186,00	187,00	183,00	182,00
Cena zamknięcia aukcji [zł/kW/rok]	240,32	198,00	202,99	259,87	172,85	400,39	406,35	244,90	264,90
Koszty roczne [mln zł]**	5 502	5 232	5 263	5 680	5 262	5 491	5 846	5 815	5 725
Koszty roczne wg OSR [mln zł]	3 979	3 819	3 529	3 789	3 909	3 959	3 839	-	-
Moc łączna zakontraktowana [MW]**	22 802	23 613	23 205	22 489	21 966	17 768	18 511	20 949	20 159

\* Zapotrzebowanie na moc określa dla każdego roku rozporządzenie w sprawie parametrów aukcji głównej.

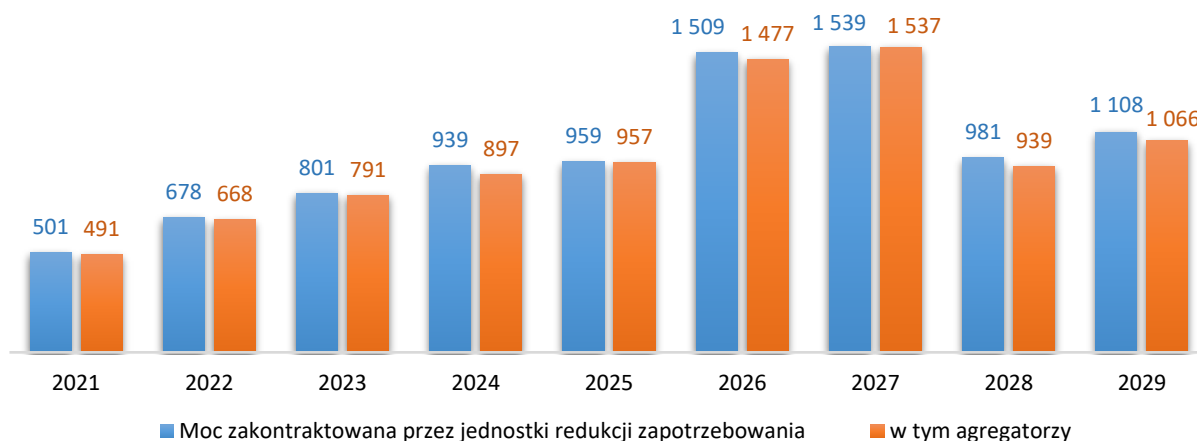
\*\* Uwzględniono aukcje dodatkowe oraz kontrakty wieloletnie.

Źródło: URE.

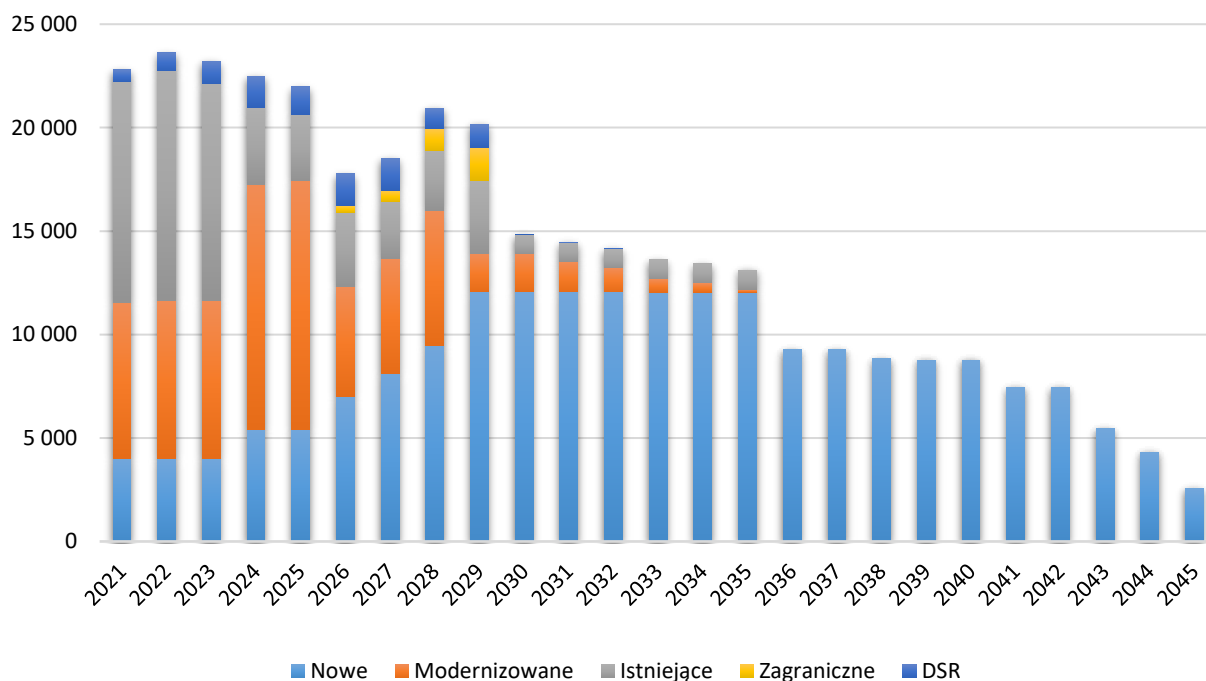
W wyniku aukcji na rynku mocy na lata 2021–2029 zawarto kontrakty, w ramach których sfinansowana zostanie budowa nowych jednostek wytwórczych oraz magazynów energii o mocy ok. 12,9 GW, w tym 6,5 GW są to jednostki, dla których decyzje inwestycyjne o uruchomieniu zapadły po wdrożeniu rynku mocy. W tym samym okresie zawarto kontrakty, w ramach których zmodernizowane zostanie 14,3 GW mocy wytwórczych.

<sup>52</sup> Wolumeny mocy różnią się od przedstawionych w *Raporcie Krajowym Prezesa URE 2024 r.* ze względu na korektę wynikającą z rozwiązania niektórych umów.

<sup>53</sup> Koszty roczne oraz wolumeny mocy różnią się od przedstawionych w *Raporcie Krajowym Prezesa URE 2024 r.* ze względu na korektę wynikającą z rozwiązania niektórych umów.

**Rysunek 12.** Udział agregatorów w mocy zakontraktowanej przez jednostki redukcji zapotrzebowania w aukcjach głównych na lata 2021–2029 [MW]<sup>54</sup>

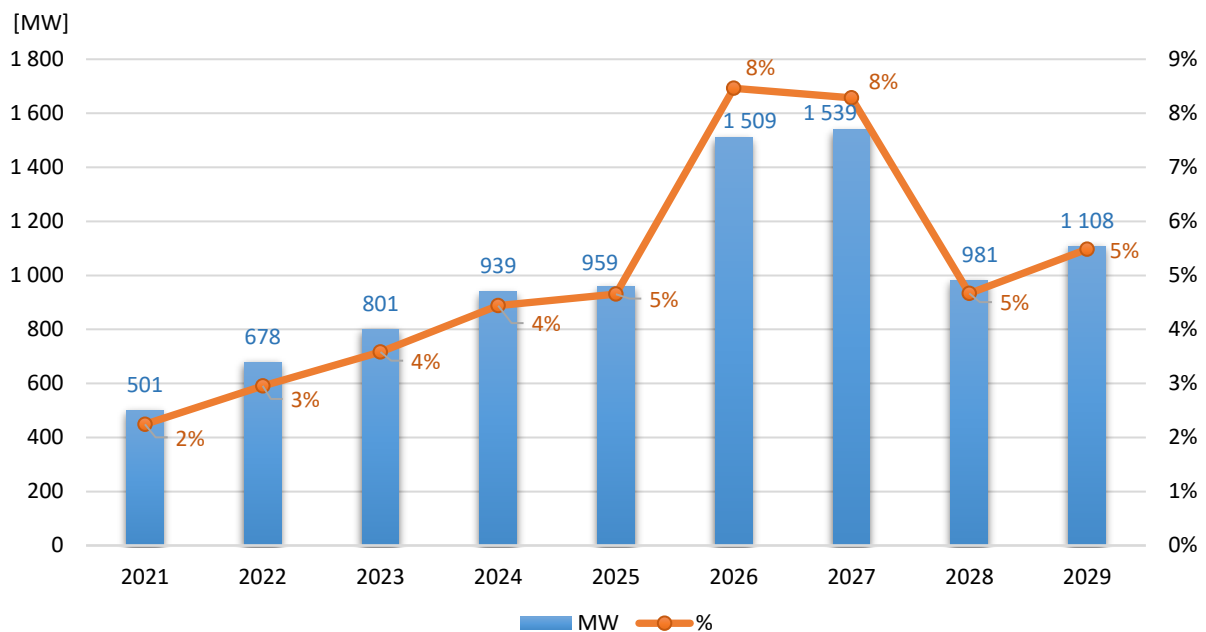
Źródło: URE na podstawie Informacji PSE S.A. o przebiegu aukcji głównych na lata 2021–2029.

**Rysunek 13.** Wyniki aukcji na lata 2021–2029 w podziale na rodzaje jednostek [MW]<sup>55</sup>

Źródło: URE na podstawie informacji PSE S.A. Wolumen mocy dla lat 2021–2024 uwzględnia aukcje główne i dodatkowe.

<sup>54</sup> Wolumeny mocy różnią się od przedstawionych w *Raporcie Krajowym Prezesa URE 2024 r.* ze względu na korektę wynikającą z rozwiązania niektórych umów.

<sup>55</sup> Wolumeny mocy różnią się od przedstawionych w *Raporcie Krajowym Prezesa URE 2024 r.* ze względu na korektę wynikającą z rozwiązania niektórych umów.

**Rysunek 14.** Udział DSR w mocy zakontraktowanej w aukcjach głównych na lata 2021–2029

Źródło: URE na podstawie informacji PSE S.A.

## Inne działania w obszarze rynku mocy

### Europejska ocena wystarczalności zasobów 2023 (European Resources Adequacy Assessment 2023 – ERAA 2023)

Analiza ERAA ma na celu dostarczenie spójnej i porównywalnej bazy pozwalającej na identyfikację problemów z dostępnością mocy w systemach elektroenergetycznych europejskich operatorów systemów przesyłowych. Ocena ta przeprowadzana jest dla równoległych scenariuszy (z rynkami mocy oraz bez rynków mocy) i obejmuje horyzont 10 kolejnych lat. Pozwala na identyfikację długoterminowych, strukturalnych problemów w zapewnieniu pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną oraz dodatkowo dostarcza informacji odnośnie potrzeby funkcjonowania rynków mocy w obrębie UE. Ocenę wystarczalności zasobów na poziomie europejskim przeprowadza co roku ENTSO-E oraz przedkłada ACER do zatwierdzenia.

Europejska ocena adekwatności zasobów 2023 (ERAA 2023) została zatwierdzona Decyzją ACER 06/2024<sup>56</sup> z 2 maja 2024 r.

Agencja, przy współpracy z organami regulacyjnymi państw członkowskich, dokonała oceny ERAA 2023 w aspekcie jej zgodności z wymogami rozporządzenia 2019/943 oraz metodologii oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim, zatwierdzonej decyzją ACER 24/2020<sup>57</sup> i w efekcie uznano, że może stanowić obiektywną podstawę do oceny wystarczalności zasobów zgodnie z wymogami rozporządzenia 2019/943.

<sup>56</sup> [https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions/ACER\\_Decision\\_06-2024\\_ERAA\\_2023.pdf](https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions/ACER_Decision_06-2024_ERAA_2023.pdf)

<sup>57</sup> [https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions/ACER%20Decision%2024-2020%20on%20ERAA\\_1.pdf](https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions/ACER%20Decision%2024-2020%20on%20ERAA_1.pdf)

### 3.1.6. Kwestie transgraniczne

#### Monitorowanie współpracy technicznej pomiędzy operatorami z UE i krajów trzecich

W 2024 r. techniczne możliwości wymiany międzysystemowej określone były oddzielnie dla: profilu synchronicznego (połączenie z Niemcami, Czechami i Słowacją), połączeń ze Szwecją i Litwą, pracującej promieniowo linii 220 kV Zamość-Dobrotwór (Ukraina) oraz połączenia synchronicznego Rzeszów-Chmielnicka (Ukraina).

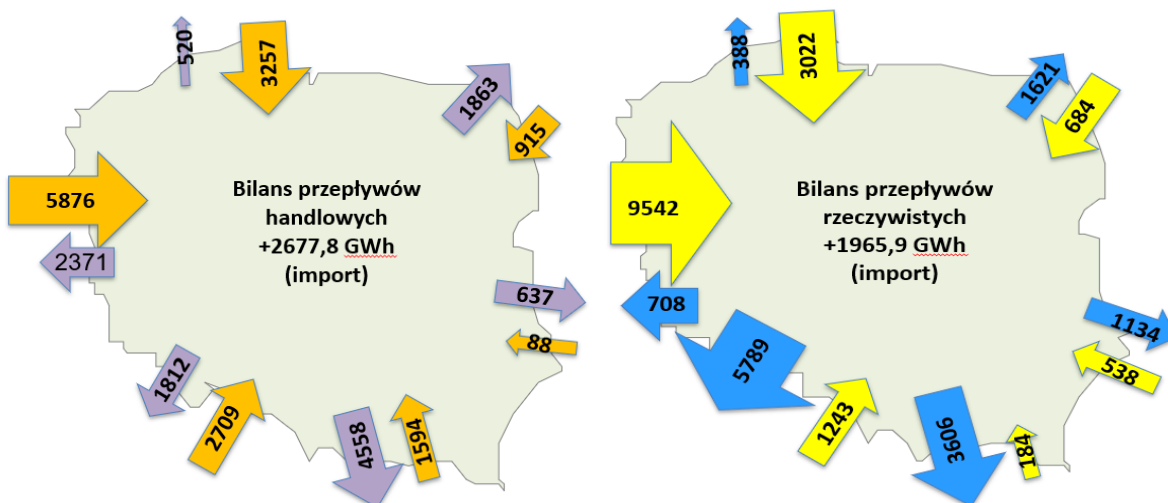
Obowiązujące zasady wyznaczania oraz alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami opisane zostały w punkcie 3.1.4. „Zatwierdzanie zasad dostępu do infrastruktury transgranicznej, w tym zasad alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami”.

W 2024 r., podobnie jak w latach wcześniejszych, były podejmowane międzyoperatorskie działania zaradcze, tj. środki o charakterze doraźnym mające na celu zapewnienie bezpiecznej pracy połączonych systemów. Działania te obejmowały wyłącznie redispatching dwustronny (nie było konieczności użycia redispatchingu wielostronnego), przy czym jego skala z niemieckim OSP 50 Hertz była zbliżona do poprzedniego roku.

#### Monitorowanie skoordynowanej wymiany międzysystemowej

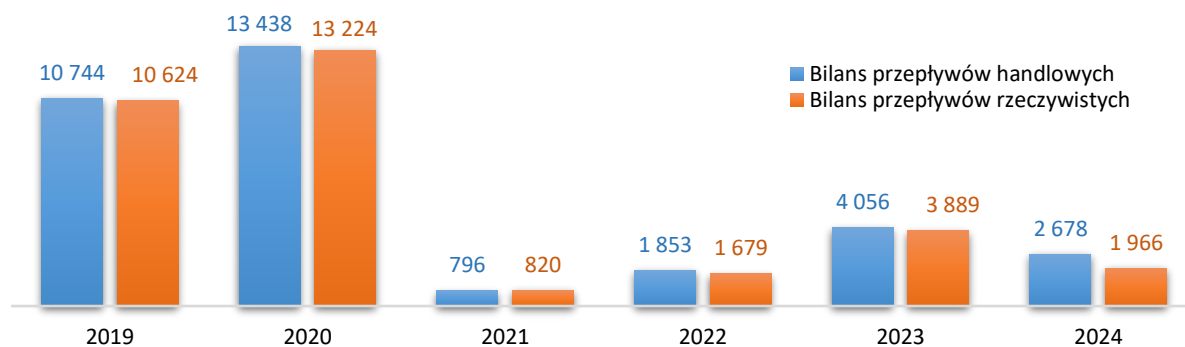
Poniżej przedstawiono bilans handlowy wymiany międzysystemowej energii elektrycznej oraz rzeczywiste przepływy energii z poszczególnych krajów do Polski i z Polski do innych krajów w 2024 r.

**Rysunek 15.** Bilans handlowych i rzeczywistych przepływów energii elektrycznej na połączeniach z innymi krajami w 2024 r. [GWh]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

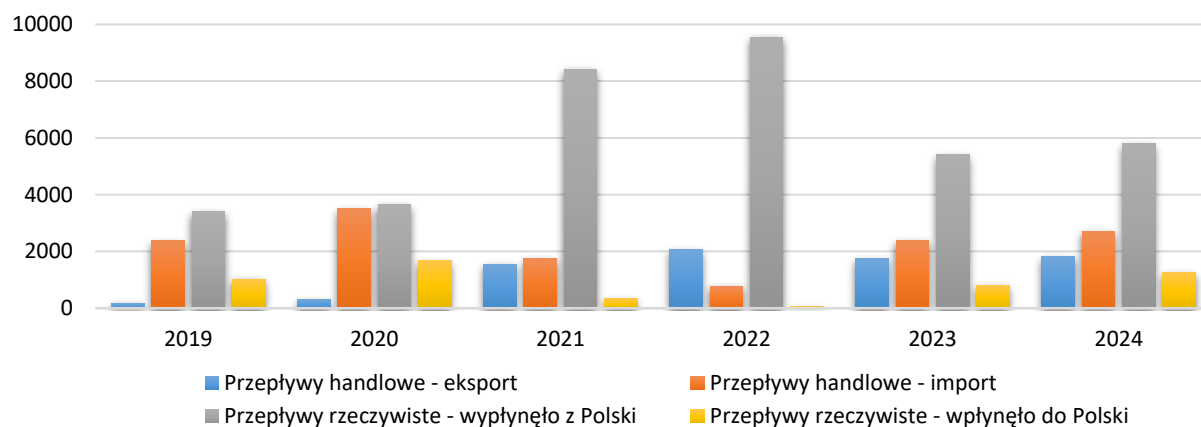
**Rysunek 16.** Porównanie bilansów przepływów handlowych i bilansów przepływów rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniach z innymi krajami (łącznie) w poszczególnych latach 2019–2024 [GWh]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

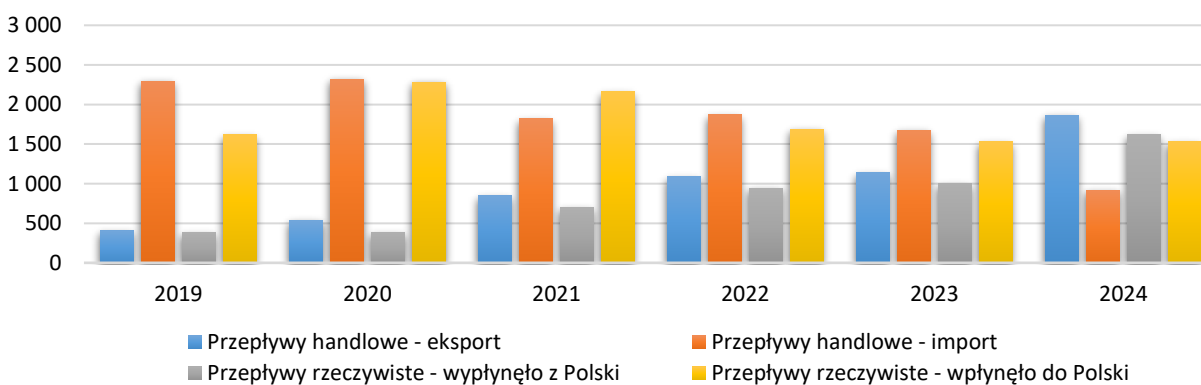
Poniżej przedstawiono rysunki porównujące dane w zakresie przepływów handlowych (osobno dla importu i eksportu) i przepływów rzeczywistych (osobno dla energii elektrycznej wypływającej z Polski i dla energii elektrycznej wpływającej do Polski) w podziale na poszczególne połączenia z sąsiednimi krajami, tj. na połączeniach Polski z Czechami, Litwą, Niemcami, Słowacją, Szwecją i Ukrainą.

**Rysunek 17.** Porównanie przepływów handlowych i rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniu Polski z Czechami w latach 2019–2024 [GWh]

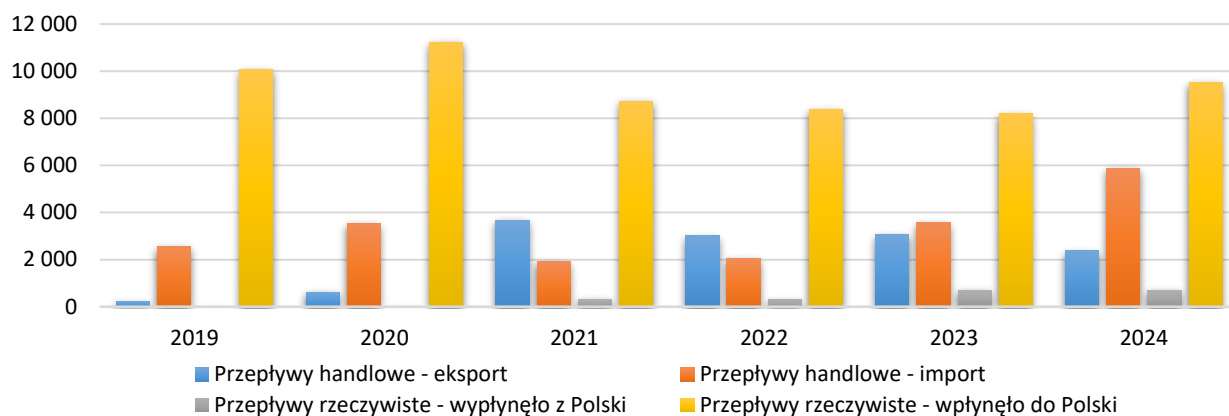


Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

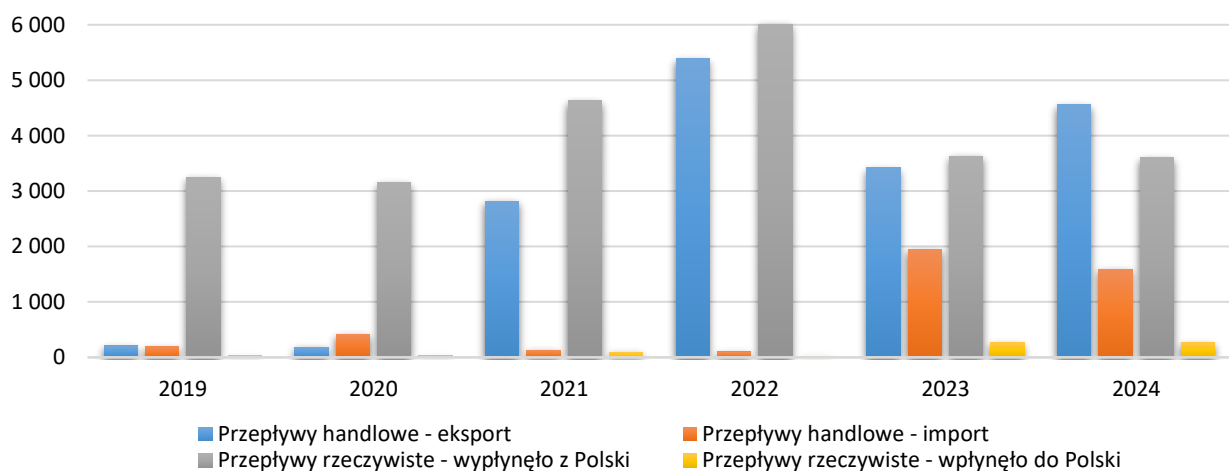
**Rysunek 18.** Porównanie przepływów handlowych i rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniu Polski z Litwą w latach 2018–2023 [GWh]



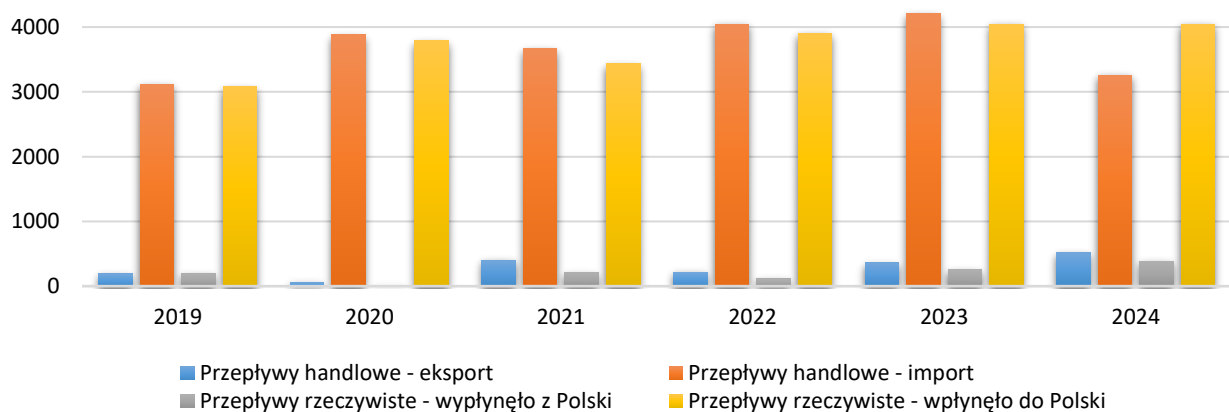
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

**Rysunek 19.** Porównanie przepływów handlowych i rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniu Polski z Niemcami w latach 2019–2024 [GWh]

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

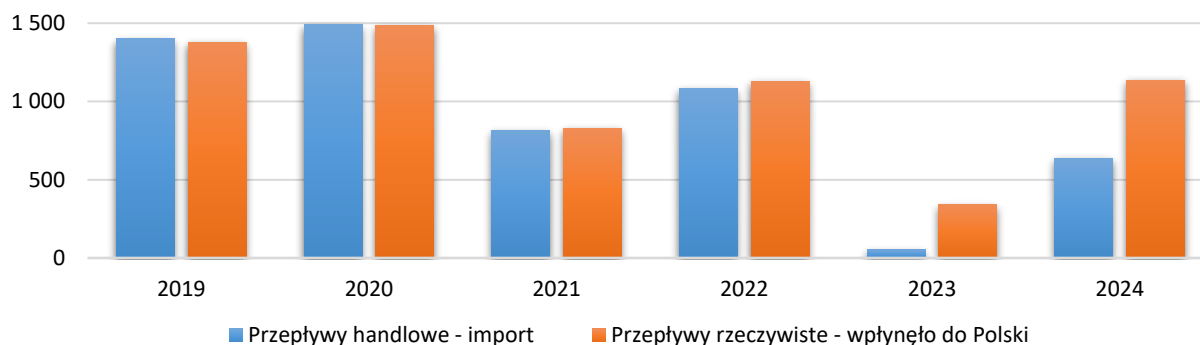
**Rysunek 20.** Porównanie przepływów handlowych i rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniu Polski ze Słowacją w latach 2019–2024 [GWh]

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

**Rysunek 21.** Porównanie przepływów handlowych i rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniu Polski ze Szwecją w latach 2019–2024 [GWh]

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

**Rysunek 22.** Porównanie przepływów handlowych i rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniu Polski z Ukrainą (wyłącznie dla importu i dla energii wypływającej z Polski) w latach 2019–2024 [GWh]



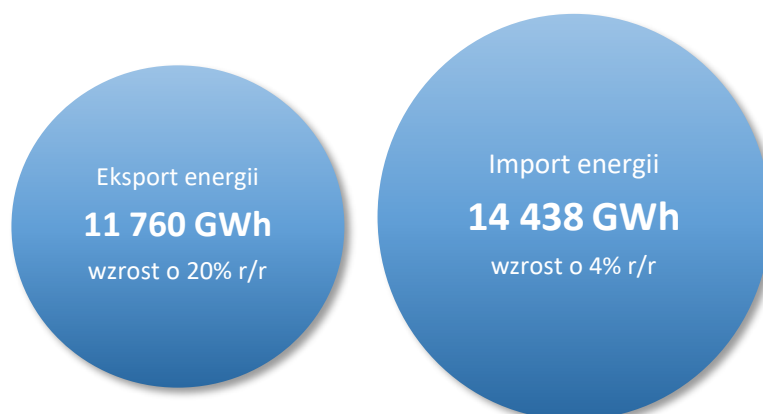
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Przy zestawieniu przepływów handlowych dotyczących importu oraz przepływów rzeczywistych na połączeniach z Ukrainą, uwagę zwraca duża różnica pomiędzy przepływami handlowymi a rzeczywistymi, które nie występowały przed 2023 rokiem. Jeżeli chodzi o przyczyny zaistnienia powyższych zjawisk, należy wskazać, że w maju 2023 r. uruchomiono połączenie synchronicznie 400 kV relacji Rzeszów-Chmielnicka, na którym występują przepływy kołowe w obu kierunkach, głównie przez Słowację oraz w mniejszym stopniu przez Czechy, a więc występują tu podobne zależności jak na pozostałych połączeniach synchronicznych. Na różnice w przepływach handlowych i rzeczywistych pomiędzy Polską a Ukrainą w 2024 r. wpływ miały także zawarte dostawy pomocy awaryjnej: w kierunku importowym 61,4 GWh, a w kierunku eksportowym 190,9 GWh.

Bilans handlowy – saldo na granicach Polski w 2024 r. – wyniósł 2 677,8 GWh (import). Eksport energii elektrycznej wyniósł łącznie 11 760,8 GWh i wzrósł o 20 proc. w porównaniu do roku poprzedniego. W 2024 r. wzrósł import – wyniósł łącznie 14 438,6 GWh względem 13 827,3 GWh w 2023 r. (wzrost o ponad o 4,4 proc. w porównaniu do roku poprzedniego).

Jednocześnie należy zwrócić uwagę na utrzymującą się od wielu lat istotną różnicę pomiędzy handlowymi i rzeczywistymi przepływami energii elektrycznej na granicach synchronicznych (Niemcy, Czechy, Słowacja), która jest skutkiem nieplanowych przepływów energii elektrycznej, przyczyniających się do ograniczenia zdolności przesyłowych oferowanych uczestnikom na tych granicach.

**Rysunek 23.** Import i eksport energii elektrycznej w 2024 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

## Monitorowanie ograniczeń w realizacji usług przesyłania w wymianie międzysystemowej spowodowanych brakiem mocy lub awariami sieciowymi w 2024 r.

W 2024 r. nie wystąpiły ograniczenia alokowanych zdolności przesyłowych w wymianie międzysystemowej.

### 3.1.7. Wdrażanie wytycznych i kodeksów sieci

**Tabela 7.** Obowiązujące rozporządzenia Komisji Europejskiej dotyczące budowy wspólnego rynku energii elektrycznej

Nazwa kodeksu sieci / wytycznych	Publikacja
Rozporządzenie Komisji (UE) 2015/1222 z 24 lipca 2015 r. ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi	Dz. Urz. UE L 197 z 25.07.2015, s. 24 ze zm.
Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1719 z 26 września 2016 r. ustanawiające wytyczne dotyczące długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych	Dz. Urz. UE L 259 z 27.09.2016, s. 42 ze zm.
Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2195 z 23 listopada 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania	Dz. Urz. UE L 312 z 28.11.2017, s. 6 ze zm.
Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1388 z 17 sierpnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru	Dz. Urz. UE L 223 z 18.08.2016, s. 10
Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci	Dz. Urz. UE L 112 z 27.04.2016, s. 1 ze zm.
Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1447 z 26 sierpnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci określający wymogi dotyczące przyłączenia do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego	Dz. Urz. UE L 241 z 8.09.2016, s. 1
Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/1485 z 2 sierpnia 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej	Dz. Urz. UE L 220 z 25.08.2017, s. 1 ze zm.
Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/941 z 5 czerwca 2019 r. w sprawie gotowości na wypadek zagrożeń w sektorze energii elektrycznej i uchylające dyrektywę 2005/89/WE	Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, s. 1
Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/942 z 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej	Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, s. 54 ze zm.
Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z 5 czerwca 2019 r. ustanawiające Agencję Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki	Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, s. 22 ze zm.

Źródło: URE.

W 2024 r. kontynuowane były prace nad projektem nowego kodeksu sieciowego dotyczącego odpowiedzi odbioru (ang. demand response). Kodeks będzie określał wymogi dotyczące odpowiedzi odbioru, w tym przepisy dotyczące agregacji, magazynowania energii, wytwarzania rozproszonego i ograniczania zapotrzebowania. Dodatkowo będzie określał obowiązki w zakresie zapewnienia dostawcom zasobów energetycznych i usług energetycznych dostępu do rynków energii elektrycznej, jak również będzie ułatwiał udzielanie zamówień na odpowiednie usługi przez operatorów systemów.

W ramach prowadzonych prac nad projektem kodeksu sieciowego dotyczącego odpowiedzi odbioru przygotowywane są również propozycje zmian w trzech powiązanych z nim regulacjach: rozporządzeniu 2017/2195, rozporządzeniu 2017/1485 oraz rozporządzeniu 2016/1388.

W pierwszym kwartale 2025 r. projekt zmian wyżej wskazanych aktów prawnych zostanie przekazany do Komisji Europejskiej.

Zgodnie z przepisami wyżej wskazanych w tabeli aktów prawnych organy regulacyjne Unii Europejskiej są odpowiedzialne za zatwierdzanie warunków i metod w nich określonych. Metody te można podzielić na europejskie, regionalne oraz krajowe i są opracowywane przez wyznaczonych operatorów rynku energii elektrycznej, ENTSO-E oraz operatorów systemów przesyłowych, których dotyczą wskazane metody, tzn. krajowe przez krajowych OSP, regionalne przez OSP danego regionu a europejskie przez wszystkich OSP. Analogicznie wygląda sytuacja z zatwierdzaniem metod przez organy regulacyjne, z wyłączeniem metod europejskich, wobec których wydanie decyzji spoczywa zawsze na ACER. W przypadku, gdy organy regulacyjne w ramach regionu nie są w stanie ustalić wspólnego stanowiska, ze względu na brak osiągnięcia porozumienia (wystarczy, że jeden organ regulacyjny się sprzeciwi) lub w przypadku upływu terminu wydania decyzji, taka metoda również podlega zatwierdzeniu przez ACER.

Decyzja ACER w zakresie ustalenia regionów wyznaczania zdolności przesyłowych (CCR)<sup>58</sup>, wydana na podstawie rozporządzenia 2015/1222, określiła ramy współpracy i wspólnej koordynacji w ramach poszczególnych regionów przez OSP i krajowe organy regulacyjne. Granice polskiego obszaru rynkowego są przypisane do trzech niezależnych CCR (Hansa – granica polsko-szwedzka, Core oraz Central Europe – granica polsko-niemiecka, polsko-czeska i polsko-słowacka, Baltic – granica polsko-litewska). Ponadto rozporządzenie 2017/2195 jako region wskazuje poza CCR także odpowiedni obszar geograficzny oraz obszar synchroniczny. Rozporządzenie 2017/1485 wyróżnia dodatkowo blok regulacyjny mocy i częstotliwości (blok LFC), który oznacza część obszaru synchronicznego lub cały obszar synchroniczny, fizycznie wydzielony przez punkty pomiaru w połączeniach wzajemnych z innymi blokami LFC, obejmujące co najmniej jeden obszar LFC, eksploatowane przez co najmniej jednego OSP wypełniającego obowiązki regulacji mocy i częstotliwości. Metody lub warunki zatwierdzone w 2024 r. na podstawie wyżej wymienionych aktów prawnych zostały określone w tabeli 8.

W zakresie handlu energią elektryczną na rynku dnia następnego oraz bieżącego, rozporządzenie 2015/1222 nałożyło na każde państwo członkowskie obowiązek wyznaczenia co najmniej jednego NEMO w każdym obszarze rynkowym na swoim terytorium. Rolą NEMO jest przede wszystkim kojarzenie i przydzielanie ofert sprzedaży i zakupu energii elektrycznej z całej UE w zakresie rynku dnia następnego oraz bieżącego, publikacja cen oraz prowadzenie rozrachunków i rozliczeń zawartych kontraktów. Ze względu na specyfikę działań rolę tę w praktyce pełni giełda energii. Powyższe rozporządzenie ustanowiło dwie metody dopuszczenia NEMO do oferowania usług obrotu energią w danym państwie członkowskim. W pierwszym wypadku NEMO może być wyznaczony przez organ regulacyjny do pełnienia roli NEMO w danym państwie członkowskim. W drugim przypadku, jeżeli dany NEMO jest wyznaczony w innym państwie członkowskim, może on na podstawie powiadomienia państwa członkowskiego (tzw. paszportu) pełnić funkcję NEMO. Obecnie w polskim obszarze rynkowym działa trzech NEMO: jeden wyznaczony NEMO – rolę wyznaczonego NEMO jako jedyna pełni obecnie Towarowa Giełda Energii S.A., która w 2023 r. ponownie została wyznaczona przez Prezesa URE na NEMO na kolejne 4 lata, tj. do 2 grudnia 2027 r., oraz dwóch NEMO paszportowych – EPEX SPOT SE oraz Nord Pool EMCO A.S.

W celu umożliwienia działania w polskim obszarze rynkowym więcej niż jednego NEMO, ustalenia wspólnych relacji pomiędzy NEMO a także ich relacji z OSP, konieczne było ustanowienie mechanizmu dotyczącego działania więcej niż jednego NEMO (z ang. MNA). Dzięki wdrożeniu tego mechanizmu możliwe jest m.in. kojarzenie ofert w ramach jednego procesu rynkowego a także rozliczanie ofert w oparciu o jednolitą cenę obowiązującą w polskim obszarze rynkowym bez względu na to, z usług którego NEMO dany uczestnik rynku skorzystał. Prezes URE zatwierdził MNA decyzją wydaną 5 czerwca 2017 r., która z późniejszymi zmianami aktualnie obowiązuje.

---

<sup>58</sup> Regiony wyznaczania zdolności przesyłowych zostały ustalone decyzją ACER numer 06/2016 z 17 listopada 2016 r. (opublikowaną na stronie internetowej ACER, ze zmianami).

**Tabela 8.** Metody lub warunki zatwierdzone w 2024 r. na podstawie rozporządzeń oraz wytycznych

Rozporządzenie	Warunki lub metody	Obszar	Akt zatwierdzający <sup>59</sup>
<b>Rozporządzenie 2015/1222</b>	Zmiana metody wyznaczania zdolności przesyłowych dnia bieżącego	region Core	Decyzja ACER 03/2024 z 14 marca 2024 r.
	Zmiana ustalenia regionów wyznaczania zdolności przesyłowych	UE	Decyzja ACER 04/2024 z 19 marca 2024 r.
	Zmiana algorytmu łączenia cen i algorytmu handlu ciągłego, w tym zbiorów wymogów do celów opracowania algorytmu	UE	Decyzja ACER 11/2024 z 23 września 2024 r.
	Zmiana metody wyznaczania planowanych wymian wynikających z jednolitego łączenia rynków dnia następnego	UE	Decyzja ACER 12/2024 z 25 września 2024 r.
	Zmiana wspólnej metody wyznaczania zdolności przesyłowych dnia następnego	region Core	Decyzja Prezesa URE z 23 lipca 2024 r.
	Zmiana metody wyznaczania zdolności przesyłowych dnia następnego i dnia bieżącego	region Baltic	Decyzja Prezesa URE z 21 listopada 2024 r.
	Zmiana metody podziału kosztów redysponowania i zakupów przeciwnych	region Hansa	Decyzja Prezesa URE z 4 grudnia 2024 r.
<b>Rozporządzenie 2017/2195</b>	Zmiana ram wdrażania dla europejskiej platformy wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną	UE	Decyzja ACER 08/2024 z 5 lipca 2024 r.
	Zmiana metody wyceny energii bilansującej i międzyobszarowych zdolności przesyłowych stosowane na potrzeby wymiany energii bilansującej lub obsługi procesu kompensowania niezbilansowań	UE	Decyzja ACER 09/2024 z 5 lipca 2024 r.
	Metoda wyznaczania międzyobszarowych zdolności przesyłowych dla horyzontów czasowych bilansowania	region Baltic	Decyzja Prezesa URE z 29 stycznia 2024 r.
	Metoda wyznaczania zdolności przesyłowych dla horyzontów czasowych bilansowania	region Core	Decyzja Prezesa URE z 4 marca 2024 r.
	Zmiana wspólnych zasad rozliczania mających zastosowanie do każdego przypadku planowanej wymiany energii między asynchronicznie połączonymi OSP prowadzącymi planową wymianę energii między obszarami synchronicznymi	obszar geograficzny obejmujący wszystkich asynchronicznie połączonych OSP prowadzących planową wymianę energii	Decyzja Prezesa URE z 26 marca 2024 r.

<sup>59</sup> Decyzje wydane przez ACER dostępne są stronie: <https://www.acer.europa.eu/documents/official-documents/individual-decisions>, natomiast decyzje wydane przez Prezesa URE na stronie <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje>

Rozporządzenie	Warunki lub metody	Obszar	Akt zatwierdzający <sup>59</sup>
	Zmiana wspólnych zasad rozliczania mających zastosowanie do wszystkich przypadków nieplanowanej wymiany energii między asynchronicznie połączonymi OSP	obszar geograficzny obejmujący wszystkich asynchronicznie połączonych OSP prowadzących planową wymianę energii	Decyzja Prezesa URE z 26 marca 2024 r.
<b>Rozporządzenie 2017/2196</b>	Zmiana wykazu SGU odpowiedzialnych za wdrożenie w swoich instalacjach środków wynikających z obowiązkowych wymogów określonych w rozporządzeniach (UE) 2016/631, (UE) 2016/1388 i (UE) 2016/1447 lub z przepisów krajowych oraz wykazu środków, które mają być wdrażane przez przedmiotowych SGU określonych przez OSP zgodnie z art. 11 ust. 4 lit. c) i art. 23 ust. 4 lit. c) rozporządzenia 2017/2196	PL	Decyzja Prezesa URE z 8 lipca 2024 r.
	Zmiana zasad zawieszania i przywracania działań rynkowych zgodnie z art. 36 rozporządzenia (UE) 2017/2196 oraz szczegółowych zasad rozliczania niezbilansowania i rozliczania energii bilansującej w okresie zawieszenia działań rynkowych, zgodnie z art. 39 rozporządzenia 2017/2196	PL	Decyzja Prezesa URE z 13 czerwca 2024 r.
<b>Rozporządzenie 2019/943</b>	Decyzja zatwierdzająca wkład PSE S.A. do sprawozdania do sprawozdania za 2023 r. z udostępniania zdolności przesyłowych	PL	Decyzja Prezesa URE z 4 lipca 2024 r.
	Odstępstwo dla PSE S.A. od obowiązku udostępniania międzystrefowych zdolności przesyłowych dnia następnego	PL	Decyzja Prezesa URE z 10 grudnia 2024 r.

Źródło: URE.

W lipcu 2024 r., na wniosek OSP, Prezes URE zatwierdził zmianę aktualnie obowiązującego dokumentu pt.: „Wykaz SGU odpowiedzialnych za wdrożenie w swoich instalacjach środków wynikających z obowiązkowych wymogów określonych w rozporządzeniach (UE) 2016/631, (UE) 2016/1388 i (UE) 2016/1447 lub z przepisów krajowych oraz wykaz środków, które mają być wdrażane przez przedmiotowych SGU określonych przez OSP zgodnie z art. 11 ust. 4 lit. c) i art. 23 ust. 4 lit. c) (Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych)”. Zmiana dotychczasowego Wykazu SGU wynikała z konieczności aktualizacji dokumentów: *Plan obrony systemu* i *Plan odbudowy* w zakresie Wykazu SGU w związku z wycofaniem z pracy modułów wytwarzania energii, jak i uruchomieniem modułów wytwarzania energii – klasyfikowanych jako istniejące i nowe moduły wytwarzania energii zgodnie z rozporządzeniem 2016/631.

W 2024 r. Prezes URE zatwierdził zmianę dokumentu *Zasady zawieszania i przywracania działań rynkowych oraz szczegółowe zasady rozliczania niezbilansowania i rozliczania energii bilansującej*

w okresie zawieszenia działań rynkowych na podstawie: art. 36 ust. 1 i art. 39 ust. 1 rozporządzenia 2017/2196. Zmiany miały na celu dostosowanie dokumentu do nowych zasad funkcjonowania rynku bilansującego, wprowadzonych Warunkami Dotyczącymi Bilansowania opracowanymi 14 września 2023 r. na podstawie rozporządzenia 2017/2195.

## Wdrażanie przyłączeniowych kodeksów sieci

W 2024 r. Prezes URE kontynuował działania związane z przyłączeniowymi Kodeksami Sieci (rozporządzenia: 2016/631, 2016/1388 oraz 2016/1447).

Rozporządzenie 2016/631 w części „tytuł III” określiło procedurę pozwolenia na użytkowanie na potrzeby przyłączenia nowych modułów wytwarzania energii, przy czym procedura przyłączania dotyczy każdego nowego modułu wytwarzania energii typu A, B, C i D. Stosownie do art. 33 rozporządzenia 2016/631, procedura pozwolenia na użytkowanie na potrzeby przyłączenia każdego nowego modułu wytwarzania energii typu D<sup>60</sup> obejmuje: (i) pozwolenie na podanie napięcia („EON”), (ii) tymczasowe pozwolenie na użytkowanie („ION”) <sup>61</sup> oraz (iii) ostateczne pozwolenie na użytkowanie („FON”). W procedurze tej przyznano organom regulacyjnym uprawnienie do przyznawania odstępstw na wniosek właściciela zakładu wytwarzania energii lub przyszłego właściciela zakładu wytwarzania energii, właściwego operatora systemu lub właściwego operatora systemu przesyłowego – od przepisu lub przepisów tego rozporządzenia.

W 2024 r. Prezes URE wydał 5 decyzji o przedłużeniu okresu, przez który właściciel modułu wytwarzania energii typu D może utrzymać status pozwolenia na użytkowanie „ION” – 2 decyzje odnosiły się do pozwolenia wydanego przez OSP, 3 decyzje do pozwolenia wydanego przez OSD. Informacje o decyzjach zostały zamieszczone w prowadzonym przez Prezesa URE, zgodnie z art. 64 rozporządzenia 2016/631, Rejestrze odstępstw od wymogów przyłączeniowych kodeksów sieciowych publikowanym na stronie internetowej URE<sup>62</sup> oraz zostały opublikowane na dedykowanym rejestrze odstępstw prowadzonym przez ACER<sup>63</sup>.

W kwietniu 2024 r. zakończyło się rozpoczęte w październiku 2023 r. monitorowanie wypełniania przez operatorów systemów elektroenergetycznych swoich obowiązków w zakresie wydawania tymczasowego pozwolenia na użytkowanie („ION”) na potrzeby przyłączenia każdego nowego modułu wytwarzania energii typu D przy uwzględnieniu procedury odstępstwa określonej w art. 60 rozporządzenia 2016/631. Monitorowaniem został objęty OSP oraz pięciu największych OSD. Po przeprowadzeniu tego monitorowania Prezes URE wszczął wobec trzech OSD postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej. W grudniu 2024 r. Prezes URE zakończył jedno z tych postępowań stwierdzając naruszenie obowiązku określonego w art. 60 rozporządzenia 2016/631 i wymierzył karę pieniężną. W pozostałych dwóch przypadkach postępowania nie zakończyły się w 2024 r.

Rozporządzenie 2016/631 w art. 3 ust. 1 przesądza, że co do zasady wymogi dotyczące przyłączenia stosuje się do nowych modułów wytwarzania energii uznanych za istotne, zgodnie z kryteriami określonymi w art. 5, jednakże art. 4 ust. 1 pkt a i b określają wyjątkowe przypadki, w których istniejące

---

<sup>60</sup> Do typu D zalicza się moduły wytwarzania energii o wartości mocy maksymalnej począwszy od 75 MW, a także wszystkie moduły wytwarzania energii, bez względu na ich moc maksymalną, jeśli napięcie w punkcie ich przyłączenia ma wartość co najmniej 110 kV.

<sup>61</sup> Pozwolenie ION uprawnia właściciela zakładu wytwarzania energii do eksploatacji modułu wytwarzania energii oraz wytwarzania energii poprzez wykorzystanie przyłączenia do sieci przez określony czas i wydawane jest przez właściwego operatora systemu pod warunkiem sfinalizowania procesu weryfikacji danych i analiz wymaganych na mocy art. 35 rozporządzenia 2016/631. Maksymalny okres, przez który właściciel zakładu wytwarzania energii może utrzymać status pozwolenia „ION”, wynosi 24 miesiące, przy czym art. 35 ust. 5 rozporządzenia 2016/631 dopuszcza możliwość przedłużenia tego okresu – jeżeli wniosek o przyznanie odstępstwa zostanie złożony do właściwego operatora systemu przed upływem ww. okresu zgodnie z procedurą odstępstwa ustanowioną w art. 60 rozporządzenia 2016/631.

<sup>62</sup> <https://bip.ure.gov.pl/bip/rejestry-i-bazy/rejestr-odstepstw-od-wymogow-p/4301,Rejestr-odstepstw-od-wymogow-przylaczeniowych-kodeksow-sieciowych.html>

<sup>63</sup> <https://aegis.acer.europa.eu/record/>

moduły wytwarzania energii podlegają wymogom określonym w tym rozporządzeniu. Zgodnie z tymi przepisami, istniejące moduły wytwarzania energii nie podlegają wymogom określonym w tym rozporządzeniu, za wyjątkiem przypadków, gdy moduł wytwarzania energii typu C lub D został zmodyfikowany w takim stopniu, że jego umowa przyłączeniowa musi zostać zmieniona w znacznym stopniu zgodnie z następującą procedurą:

- właściciele zakładów wytwarzania energii, którzy zamierzają przeprowadzić modernizację obiektu lub wymianę urządzeń, co ma wpływ na zdolności techniczne modułu wytwarzania energii, zgłaszają z wyprzedzeniem swoje plany do właściwego operatora systemu,
- jeżeli właściwy operator systemu jest zdania, że zakres modernizacji lub wymiany urządzeń jest taki, że konieczna jest nowa umowa przyłączeniowa, wówczas powiadamia właściwy organ regulacyjny lub, w stosownych przypadkach, państwo członkowskie, oraz
- właściwy organ regulacyjny lub, w stosownych przypadkach, państwo członkowskie decyduje o tym, czy konieczna jest zmiana obowiązującej umowy przyłączeniowej, czy też potrzebna jest nowa umowa przyłączeniowa oraz które wymogi niniejszego rozporządzenia mają zastosowanie.

W 2024 r. Prezes URE wydał 4 decyzje na podstawie art. 4 ust. 1 pkt a lit. iii rozporządzenia 2016/631.

Zgodnie z art. 4 ust. 1 pkt a i b rozporządzenia 2016/1388, wymogi określone w tym rozporządzeniu nie mają zastosowania do istniejących instalacji odbiorczych przyłączonych do systemu przesyłowego, istniejących instalacji dystrybucyjnych przyłączonych do systemu przesyłowego, istniejących systemów dystrybucyjnych, ani do istniejących jednostek odbiorczych, które są lub mogą być wykorzystywane przez instalację odbiorczą lub zamknięty system dystrybucyjny do świadczenia usług regulacji zapotrzebowania na rzecz właściwego operatora systemu lub właściwego OSP, chyba że:

- a) istniejąca instalacja odbiorcza przyłączona do systemu przesyłowego, istniejąca instalacja dystrybucyjna przyłączona do systemu przesyłowego, istniejący system dystrybucyjny lub istniejąca jednostka odbiorcza w ramach instalacji odbiorczej przyłączonej pod napięciem powyżej 1 000 V lub zamkniętego systemu dystrybucyjnego przyłączonego pod napięciem powyżej 1 000 V zostały zmodyfikowane w takim stopniu, że dotycząca ich umowa przyłączeniowa musi zostać zmieniona w znacznym stopniu zgodnie z następującą procedurą:
  - właściciele instalacji odbiorczych, OSD lub operatora zamkniętego systemu dystrybucyjnego (OZSD), którzy zamierzają przeprowadzić modernizację instalacji lub wymianę urządzeń, co ma wpływ na zdolności techniczne danej instalacji odbiorczej przyłączonej do systemu przesyłowego, instalacji dystrybucyjnej przyłączonej do systemu przesyłowego, systemu dystrybucyjnego lub jednostki odbiorczej, zgłaszają z wyprzedzeniem swoje plany do właściwego operatora systemu;
  - jeżeli właściwy operator systemu jest zdania, że zakres modernizacji lub wymiany urządzeń wymaga zawarcia nowej umowy przyłączeniowej, wówczas powiadamia właściwy organ regulacyjny lub, w stosownych przypadkach, państwo członkowskie; oraz
  - właściwy organ regulacyjny lub, w stosownych przypadkach, państwo członkowskie decyduje o tym, czy konieczna jest zmiana obowiązującej umowy przyłączeniowej, czy też potrzebna jest nowa umowa przyłączeniowa, oraz które wymogi określone w niniejszym rozporządzeniu mają zastosowanie lub
- b) organ regulacyjny lub, w stosownych przypadkach, państwo członkowskie postanawia objąć istniejącą instalację odbiorczą przyłączoną do systemu przesyłowego, istniejącą instalację dystrybucyjną przyłączoną do systemu przesyłowego, istniejący system dystrybucyjny lub istniejącą jednostkę odbiorczą wszystkimi lub niektórymi wymogami niniejszego rozporządzenia, na wniosek właściwego OSP zgodnie z ust. 3, 4 i 5.

W 2024 r. Prezes URE wydał jedną decyzję na podstawie art. 4 ust. 1 lit. a ppkt iii rozporządzenia 2016/1388, w której uznał potrzebę zawarcia nowej umowy przyłączeniowej oraz wskazał, który wymóg określony w tym rozporządzeniu ma zastosowanie – w związku z dokonaniem stosownego powiadomienia odbiorcy o planowanej modernizacji lub wymianie urządzeń mogącej mieć wpływ na

zdolności techniczne istniejącego systemu dystrybucyjnego przyłączonego do systemu innego niż system przesyłowy.

W listopadzie 2024 r. do URE wpłynęły dwa wnioski OSP: (i) o zatwierdzenie zmiany dokumentu pn. „Wymogi ogólnego stosowania wynikające z Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (NC RfG)” oraz (ii) o zatwierdzenie zmiany dokumentu pn. „Wymogi ogólnego stosowania wynikające z rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1447 z dnia 26 sierpnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci określający wymogi dotyczące przyłączenia do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego (NC HVDC)”. Zmiana dotychczasowych wymogów ogólnego stosowania wynikających z rozporządzenia 2016/631 wynika z potrzeb zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, w tym uwzględniając wzrost generacji OZE oraz biorąc pod uwagę rosnące znaczenie instalacji wytwórczych przyłączonych w szczególności do sieci niskiego i średniego napięcia. Natomiast zmiana dotychczasowych wymogów ogólnego stosowania wynikających z rozporządzenia 2016/1447 wynika z potrzeb zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, w tym uwzględniając wzrost generacji OZE oraz biorąc pod uwagę rosnące znaczenie instalacji wytwórczych instalowanych na morzu łączących się z KSE za pośrednictwem systemu HVDC<sup>64</sup>. Postępowania zakończyły się 15 maja 2025 r. wydaniem przez Prezesa URE decyzji zatwierdzającej „Wymogi ogólnego stosowania wynikające z Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (NC RfG) – Maj 2025 r.” oraz decyzji zatwierdzającej „Wymogi ogólnego stosowania wynikające z rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1447 z dnia 26 sierpnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci określający wymogi dotyczące przyłączenia do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego (NC HVDC) – Kwiecień 2025 r.”. Zatwierdzone wymogi wejdą w życie 1 grudnia 2025 r.

W ramach współpracy z Agencją, przedstawiciele URE uczestniczyli w pracach ACER nad zmianą rozporządzenia 2016/1447. W okresie od 17 czerwca do 8 września 2024 r. ACER przeprowadziła konsultacje publiczne zmian do tego rozporządzenia. Szczegóły dotyczące zmian kodeksów i przeprowadzonych konsultacji znajdują się na stronie internetowej ACER.

### 3.1.8. Elektromobilność

W nowelizacji ustawy o elektromobilności wprowadzono przepis zakazujący OSD bycia operatorem ogólnodostępnej stacji ładowania, właścicielem tej stacji lub dostawcą usługi ładowania. Wyjątkiem od tego przepisu jest przypadek, w którym OSD przeprowadził procedurę przetargową w celu sprzedaży ogólnodostępnych stacji ładowania w sposób otwarty, przejrzysty i niedyskryminacyjny. Zgodnie bowiem z art. 3a ust. 2 ustawy o elektromobilności, OSD może pozostać właścicielem ogólnodostępnej stacji ładowania w przypadku spełnienia łącznie następujących warunków:

- 1) w celu sprzedaży ogólnodostępnej stacji ładowania przeprowadził otwarty, przejrzysty i niedyskryminacyjny przetarg:
  - a) którego ogólne warunki, na jego wniosek, zostały zatwierdzone przez Prezesa URE, w drodze decyzji;
  - b) w wyniku którego nie została zawarta umowa sprzedaży tej stacji, w szczególności z uwagi na brak możliwości zapewnienia świadczenia usług ładowania niezwłocznie po nabyciu tej stacji i po rynkowych cenach,

---

<sup>64</sup> System HVDC oznacza system elektroenergetyczny przesyłający energię w formie prądu stałego o wysokim napięciu pomiędzy dwiema lub więcej szynami prądu przemiennego, zawierający co najmniej dwie stacje przekształtnikowe HVDC z liniami lub kablami przesyłowymi prądu stałego pomiędzy stacjami przekształtnikowymi HVDC.

2) podejmuje działania w celu zapewnienia, że w ogólnodostępnej stacji ładowania, której jest właścicielem, operator tej stacji realizuje obowiązek zapewnienia dostawcom usług ładowania dostęp do ogólnodostępnej stacji ładowania, na podstawie umowy zawartej na zasadach rynkowych.

Zgodnie z art. 24 ust. 4 nowelizacji ustawy o elektromobilności, w przypadku ogólnodostępnych stacji ładowania, dla których przed dniem wejścia w życie ustawy nowelizującej OSD nie wyłonił operatora ogólnodostępnej stacji ładowania zgodnie z art. 65 ust. 3 ustawy o elektromobilności, w brzmieniu dotychczasowym, operator ogólnodostępnej stacji ładowania wyznaczony zgodnie z art. 65 ust. 2 ustawy o elektromobilności, w brzmieniu dotychczasowym, wykonuje swoje zadania do czasu przekazania wykonywania zadań operatora ogólnodostępnej stacji ładowania innemu podmiotowi lub sprzedaży przez OSD ogólnodostępnej stacji ładowania.

W związku z poinformowaniem przez część OSD o sprzedaży ogólnodostępnych stacji ładowania w drodze przetargu, zostały wszczęte kolejne postępowania administracyjne w sprawie stwierdzenia bezprzedmiotowości decyzji o wyznaczeniu przedsiębiorstwa energetycznego do pełnienia funkcji operatora ogólnodostępnej stacji ładowania oraz dostawcy usług ładowania. W 2024 r. Prezes URE stwierdził bezprzedmiotowość decyzji dla 19 gmin: Płock, Olsztyn, Gdynia, Koszalin, Elbląg, Toruń, Włocławek, Gdańsk, Gliwice, Częstochowa, Sosnowiec, Bytom, Tychy, Dąbrowa Górnicza, Opole, Rybnik, Zabrze, Bielsko-Biała oraz Ruda Śląska.

## 3.2. Konkurencja i funkcjonowanie rynku

### 3.2.1. Rynek hurtowy

Wolumen krajowej produkcji energii elektrycznej brutto w 2024 r. ukształtował się na wyższym poziomie w stosunku do roku poprzedniego i wyniósł 166 990 GWh (wzrost o 2,1 proc. w porównaniu z 2023 r.). W omawianym okresie krajowe zużycie energii elektrycznej brutto wyniosło 168 956 GWh<sup>65</sup> i wzrosło o 0,9 proc. w porównaniu z 2023 r.

PKB w 2024 r., według szacunków GUS, wzrósł o 2,9 proc.<sup>66</sup> i był o 2 punkty procentowe wyższy niż wzrost krajowego zużycia energii.

W 2024 r. w krajowym bilansie przepływów fizycznych energii elektrycznej udział importu stanowił 8,3 proc. całkowitego przychodu, zaś udział eksportu wyniósł 7,3 proc. rozchodu energii elektrycznej.

W porównaniu z 2023 r., udział importu zmalał o (-) 0,1 punktu procentowego, zaś udział eksportu wzrósł o 1 punkt procentowy.

Struktura produkcji energii elektrycznej w 2024 r. zmieniła się w stosunku do poprzedniego roku w taki sposób, że zwiększył się udział wytwarzania w odnawialnych źródłach energii oraz w elektrowniach gazowych. W źródłach odnawialnych produkcja wzrosła o 3,76 punkty procentowe (z 21,52 proc. W 2023 r. do 25,28 proc w 2024 r.). W tym wzroście znaczną część stanowiły inne źródła odnawialne, w skład których głównie wchodzi segment energetyki PV.

W 2024 r. moc zainstalowana w krajowym systemie elektroenergetycznym wyniosła 72 188 MW, a moc osiągalna – 71 498 MW, co stanowi wzrost odpowiednio o 6,5 proc. oraz o 7,8 proc. w stosunku do 2023 r.<sup>67</sup>

<sup>65</sup> Nie uwzględniono autokonsumpcji ze względu na brak danych w tym obszarze.

<sup>66</sup> <https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/rachunki-narodowe/roczne-rachunki-narodowe/produkt-krajowy-brutto-w-2024-roku-szacunek-wstepny,2,14.html>

<sup>67</sup> Według stanu na 31 grudnia 2023 r. i 31 grudnia 2024 r., dane PSE S.A.

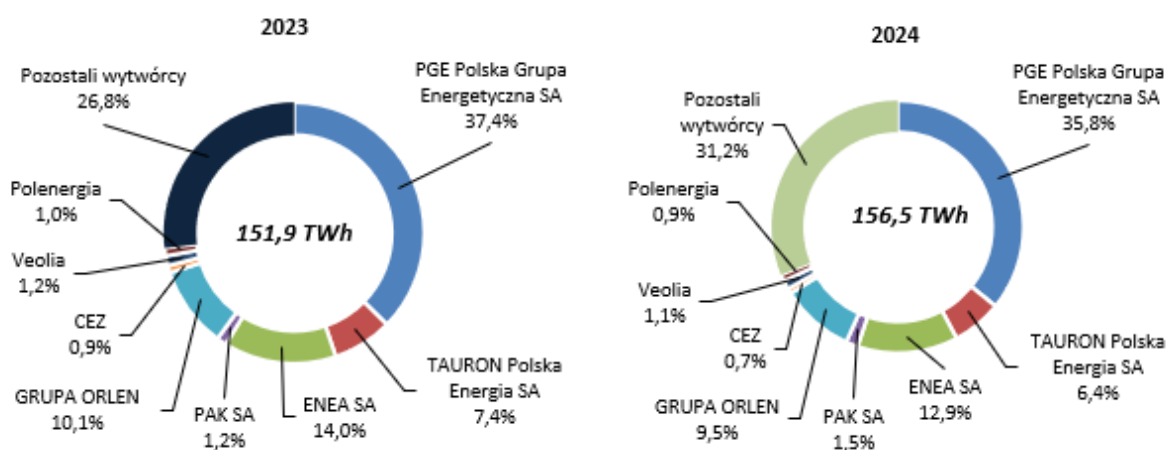
Średnie roczne zapotrzebowanie na moc ukształtowało się na poziomie 22 882 MW (wzrost o 0,3 proc. w stosunku do roku poprzedniego), przy maksymalnym zapotrzebowaniu na poziomie 28 494 MW (wzrost o 4,3 proc. w stosunku do roku poprzedniego).

Relacja mocy dyspozycyjnej do mocy osiągalnej w 2024 r. miała tendencję malejącą i wyniosła 50,9 proc. (zmniejszenie o (-) 1,1 punktu procentowego w stosunku do 2023 r.)<sup>68</sup>.

## Struktura podmiotowa hurtowego rynku energii

W 2024 r., podobnie jak w latach poprzednich, utrzymywała się tendencja spadkowa udziału wytwórców z największych grup kapitałowych w wolumenie energii wprowadzonej do KSE (PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. ENEA S.A., ORLEN S.A.). Tendencja ta jest wynikiem stopniowego zmniejszenia produkcji energii elektrycznej brutto w 2024 r. w porównaniu z 2023 r. pochodzącej z paliw kopalnych, które dominują w strukturach wytwarzania energii w tych grupach. Nadal grupa kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. miała największy udział w rynku energii w podsektorze wytwarzania energii elektrycznej<sup>69</sup>. Wskazać należy, że udział tej grupy z roku na rok spada mimo, iż wolumen energii wprowadzonej do sieci notuje odwrotną tendencję (wzrostową). Grupa ta, w badanym okresie, utrzymywała nadal pozycję lidera na rynku sprzedaży do odbiorców końcowych.

**Rysunek 24.** Udział grup kapitałowych w wolumenie energii elektrycznej wprowadzonej do sieci w latach 2023–2024 (przy uwzględnieniu struktury podmiotowej według stanu na 31 grudnia danego roku)



**Uwaga:** Do grupy „pozostałych wytwórców” zaliczono zarówno wytwórców funkcjonujących w grupach kapitałowych (np. Azoty, E.ON, FORTUM), jak i wytwórców działających samodzielnie na rynku wytwarzania energii elektrycznej, tj. poza grupami kapitałowymi. Wzrost udziału w 2024 r. tej grupy wytwórców wynika z istotnego wzrostu wytwarzania w instalacjach PV.

Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska i URE.

Wskaźnik udziału rynkowego trzech największych podmiotów, mierzony według energii wprowadzonej do sieci (uwzględniającej ilość energii dostarczonej przez wytwórców bezpośrednio do odbiorców końcowych oraz ilość energii elektrycznej oddanej z magazynu energii do KSE), w 2024 r.<sup>70</sup> utrzymywał tendencję spadkową i wyniósł 58,2 proc. (spadek o 3,2 punktu procentowego w porównaniu z 2023 r.). Wyraźny trend spadkowy, kolejny rok z rzędu, utrzymywał też wskaźnik udziału trzech największych wytwórców w mocy zainstalowanej – spadek o 2,2 punktu procentowego. W gronie trzech największych wytwórców pod względem wolumenu energii wprowadzonej do KSE,

<sup>68</sup> Dane na podstawie średnich rocznych wartości ze szczytu wieczornego dnia roboczych, dane PSE S.A.

<sup>69</sup> Udział liczony według wolumenu energii elektrycznej wprowadzonej do sieci. Przy czym przy obliczeniu tego wskaźnika uwzględniono strukturę podmiotową według stanu na 31 grudnia danego badanego roku.

<sup>70</sup> Przy obliczeniu wskaźników udziału rynkowego trzech największych podmiotów, zarówno według energii wprowadzonej do sieci, jak i według mocy zainstalowanej, uwzględniono strukturę podmiotową według stanu na 31 grudnia danego roku.

skupionych w grupach kapitałowych w badanym 2024 r., byli: PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., ENEA S.A. i Orlen S.A. Wytwórcy grupy kapitałowej TAURON Polska Energia S.A. drugi rok z rzędu występują na czwartej pozycji. Z kolei pod względem wielkości mocy zainstalowanej, w 2024 r. podobnie jak w 2023 r., do grupy trzech największych wytwórców należeli ci, którzy skupieni są w trzech grupach kapitałowych: PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., ENEA S.A. i TAURON Polska Energia S.A.

**Tabela 9.** Udziały w rynku i stan koncentracji podsektora wytwarzania\*

Rok	Liczba podmiotów, które dysponują przynajmniej 5% udziałem w zainstalowanych mocach	Liczba podmiotów, które dysponują przynajmniej 5% udziałem w energii wprowadzonej do sieci	Udział trzech największych podmiotów w mocach zainstalowanych [%]	Udział trzech największych podmiotów w energii wprowadzonej do sieci [%]	Wskaźnik HHI <sup>71</sup>	
					moc zainstalowana	energia wprowadzona do sieci
2022	4	4	48,3	66,1	1 156,7	2 088,1
2023	4	4	44,2	61,4	976,2	1 762,1
2024	4	4	42,0	58,2	915,1	1 597,7

\* Dla wszystkich podmiotów działających w sektorze wytwarzania, które są objęte obowiązkiem statystycznym, z uwzględnieniem mocy zainstalowanej i energii wprowadzonej do sieci ze źródeł wiatrowych i wodnych. Przy obliczeniu wskaźników udziału rynkowego trzech największych podmiotów oraz wskaźników HHI, zarówno według energii wprowadzonej do sieci, jak i według mocy zainstalowanej, uwzględniono strukturę podmiotów według stanu na 31 grudnia badanego roku.

Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska i URE.

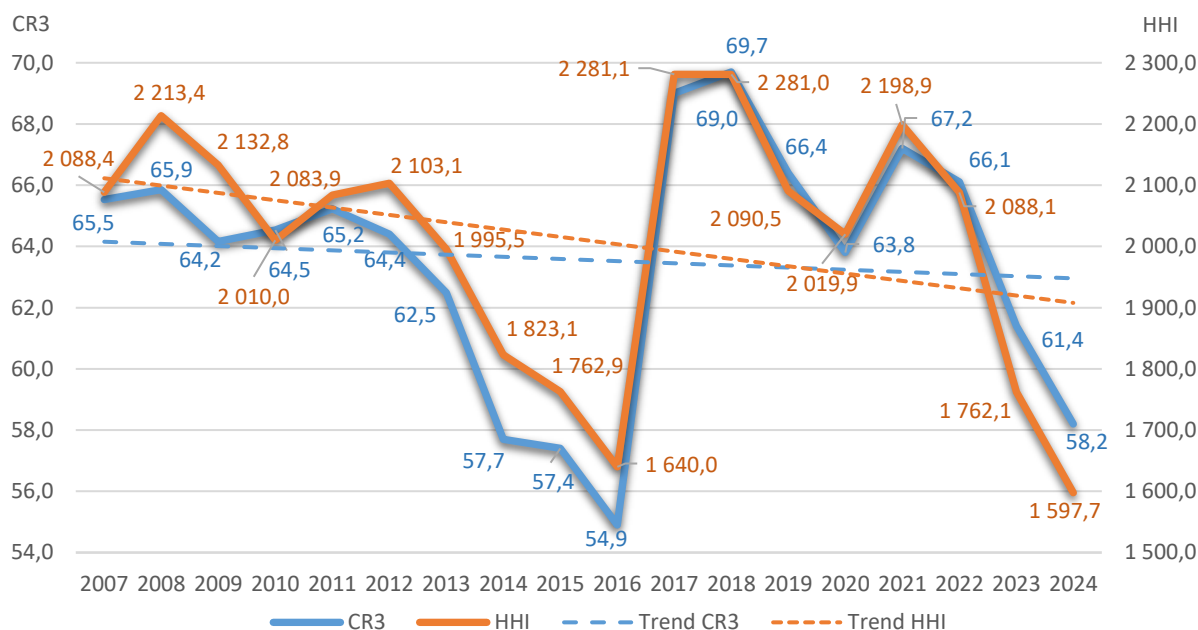
Wieloletni trend spadkowy, dotyczący w szczególności wskaźników HHI mierzonych według mocy zainstalowanej oraz według wolumenu energii wprowadzonej do sieci (uwzględniającej ilość energii dostarczonej przez wytwórców bezpośrednio do odbiorców końcowych oraz ilość energii elektrycznej oddanej z magazynu energii do KSE), w 2017 r. uległ istotnej zmianie, której intensywność obserwuje się również w 2024 r. Wskaźniki koncentracji, według mocy zainstalowanej oraz według energii wprowadzonej do sieci, kolejny rok utrzymywały tendencję spadkową (zmniejszyły się odpowiednio o: 6,3 proc. i 9,3 proc. w 2024 r. wobec 2023 r.).

Warto podkreślić, że poziom ww. wskaźników w 2024 r. wskazuje na to, że stopień koncentracji na rynku wytwarzania mieścił się w przedziale średniej koncentracji na rynku wytwarzania.

Zmiana wskaźnika koncentracji oraz wskaźnika udziału rynkowego trzech największych podmiotów w podsektorze wytwarzania w latach 2007–2024 została przedstawiona na rysunku poniżej.

<sup>71</sup> Wskaźnik Herfindahla-Hirschmana (HHI) określany jest jako suma kwadratów indywidualnych udziałów w rynku wszystkich przedsiębiorstw tworzących daną gałąź: HHI > 5 000 – koncentracja bardzo wysoka, HHI od 1 800 do 5 000 – koncentracja wysoka, HHI od 750 do 1 800 – koncentracja średnia, poniżej 750 – niska koncentracja (według „Raportu z postępów w tworzeniu wewnętrznego rynku energii elektrycznej i gazu”, Bruksela 2005 oraz J. Kamiński: „Metody szacowania siły rynkowej w sektorze energetycznym”, Polityka Energetyczna, Tom 12, Zeszyt 2/2, 2009).

**Rysunek 25.** Stan koncentracji podsektora wytwarzania oraz udziały w rynku największych podmiotów według energii wprowadzonej do sieci w latach 2007–2024



Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska i URE.

Odnośząc się do przedstawionych powyżej danych dotyczących koncentracji z ostatnich lat, należy zauważyć, że odzwierciedlają one dynamikę produkcji energii elektrycznej z paliw kopalnych oraz różnych źródeł odnawialnych. Do spadków obu wskaźników koncentracji przyczynia się w głównej mierze wzrost produkcji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, małych, rozproszonych, w krajowym bilansie wytwarzania energii oraz sukcesywny coroczny spadek produkcji z paliw kopalnych.

## Sprzedaż i zakup energii w poszczególnych segmentach

Struktura i mechanizmy funkcjonowania rynku hurtowego nie odbiegają od analogicznych struktur i mechanizmów, jakie ukształtowały się w większości innych państw europejskich, uznanych za rynki konkurencyjne. Uczestnicy rynku mają, na równych prawach, szeroki dostęp do różnych form zakupu i sprzedaży energii elektrycznej oraz dostęp do informacji dotyczących wolumenów i cen, po jakich kontraktowana i sprzedawana na rynku hurtowym jest energia elektryczna.

Poniższe zestawienia tabelaryczne przedstawiają kształtowanie się form zakupu i sprzedaży energii elektrycznej w segmentach wytwarzania i obrotu w latach 2022–2024.

**Tabela 10.** Formy sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców w latach 2022–2024 [TWh]

Rok	Przedsiębiorstwa obrotu	Rynki regulowane, w tym giełda energii	Rynek bilansujący	Eksport	Odbiorcy końcowi	Pozostała sprzedaż*
2022	29,7	99,9	11,2	0,0	2,8	1,5
2023**	38,7	69,1	12,0	0,0	2,1	0,2
2024	53,3	31,8	9,8	0,0	1,6	3,7

\* Pozostała sprzedaż obejmuje ilość energii elektrycznej sprzedawanej do OSP i OSD, do drobnych dystrybutorów lokalnych oraz do pozostałych odbiorców.

\*\* Dane zostały zmienione w porównaniu z danymi w Raplocie Prezesa URE za 2023 r. w związku ze skorygowaniem danych przez badane podmioty.

Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska i URE.

**Tabela 11.** Formy sprzedaży energii elektrycznej przez spółki obrotu w latach 2022–2024 [TWh]

Rok	Przedsiębiorstwa obrotu	Rynki regulowane, w tym giełda energii	Rynek bilansujący	Eksport	Odbiorcy końcowi	Pozostała sprzedaż*
2022	108,7	90,5	7,0	2,8	128,7	21,6
2023**	112,3	103,7	11,3	4,2	125,8	20,0
2024	135,5	69,3	8,0	2,7	125,3	23,4

\* Pozostała sprzedaż obejmuje ilość energii elektrycznej sprzedawanej do OSP i OSD, do drobnych dystrybutorów lokalnych, do przedsiębiorstw wytwórczych oraz do innych odbiorców.

\*\* Dane zostały zmienione w porównaniu z danymi w Raporcie Prezesa URE za 2023 r. w związku ze skorygowaniem danych przez badane podmioty.

Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska i URE.

### Zakup energii w poszczególnych segmentach

Poniższe zestawienia tabelaryczne przedstawiają kształtowanie się form zakupu energii elektrycznej w segmentach wytwarzania i obrotu w latach 2022–2024.

**Tabela 12.** Formy zakupu energii elektrycznej przez wytwórców w latach 2022–2024 [TWh]

Rok	Przedsiębiorstwa obrotu	Rynki regulowane, w tym giełda energii	Rynek bilansujący	Import	Pozostałe kierunki zakupu
2022	9,7	3,0	5,8	0,0	0,1
2023*	4,6	2,1	7,2	0,0	0,0
2024	5,1	2,0	5,0	0,0	0,0

\* Dane zostały zmienione w porównaniu z danymi w Raporcie Prezesa URE za 2023 r. w związku ze skorygowaniem danych przez badane podmioty.

Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska i URE.

**Tabela 13.** Formy zakupu energii elektrycznej przez przedsiębiorstwa obrotu w latach 2022–2024 [TWh]

Rok	Elektrownie	Instalacje odnawialnego źródła energii bezpośrednio (OZE)	Przedsiębiorstwa obrotu	Rynki regulowane, w tym giełda energii	Rynek bilansujący	Import	Inne kierunki zakupu	Sprzedawca zobowiązany**
2022	44,1	16,1	104,1	183,2	7,6	2,7	2,8	0,2
2023*	61,3	20,6	108,1	171,1	8,8	4,0	1,7	0,2
2024	90,2	21,0	131,7	104,6	10,0	2,5	3,5	0,2

\* Dane zostały zmienione w porównaniu z danymi w Raporcie Prezesa URE za 2023 r. w związku ze skorygowaniem danych przez badane podmioty.

\*\* Sprzedawca zobowiązany – obejmuje zakup energii elektrycznej pochodzącej z mikroinstalacji innych niż prosumenci oraz z instalacji innej niż mikroinstalacja.

Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska i URE.

#### 3.2.1.1. Monitorowanie cen, transparentność rynku oraz poziom otwartości na konkurencję

Kształtowanie się cen energii elektrycznej dostarczonej w 2024 r. obrazują trzy wskaźniki cenowe publikowane przez Prezesa URE, tj. średnia roczna i kwartalna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym oraz średnia kwartalna cena sprzedaży energii elektrycznej obliczona na podstawie art. 49aa ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne.

**Tabela 14.** Wskaźniki cenowe publikowane przez Prezesa URE.

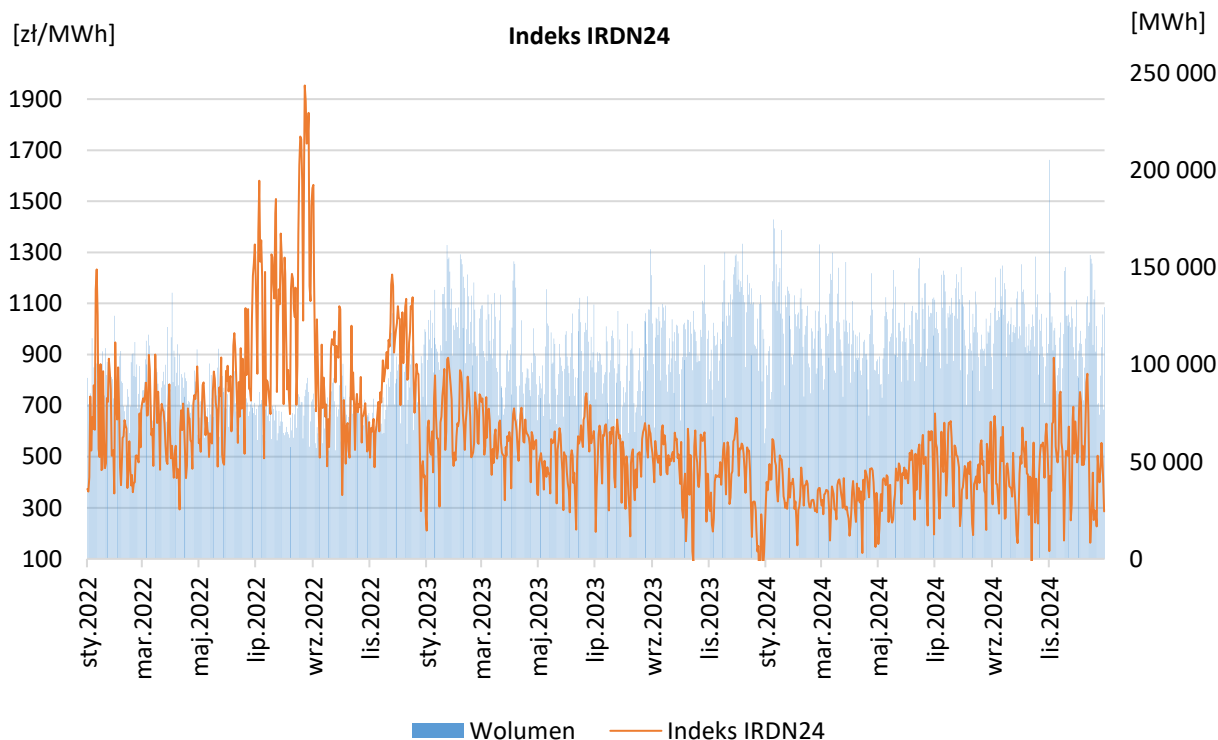
Wskaźnik	Rok 2024			
Cena energii elektrycznej dla odbiorcy w gospodarstwie domowym uwzględniająca opłatę za świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej [zł/kWh] <i>(zawiera podatek akcyzowy i nie zawiera VAT)</i>	0,8280			
Średnia roczna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym [zł/MWh]	518,81			
Średnia kwartalna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym [zł/MWh]	I kwartał 511,34	II kwartał 497,89	III kwartał 526,24	IV kwartał 537,53
Średnia kwartalna cena energii elektrycznej obliczona w oparciu o informacje o zawartych umowach lub porozumieniach dotyczących rozliczeń w grupach kapitałowych, na podstawie których przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej sprzedają, kupują lub rozliczają energię elektryczną [zł/MWh]	I kwartał 596,59	II kwartał 570,52	III kwartał 601,11	IV kwartał 595,05

Źródło: URE na podstawie danych TGE S.A., ARE S.A. oraz wytwórców energii elektrycznej.

## SPOT TGE S.A.

Na rysunku poniżej przedstawiono ceny energii elektrycznej na Rynku Dnia Następnego (RDN) prowadzonym przez TGE S.A., mierzone indeksem IRDN24. Indeks ten przedstawia średnią arytmetyczną cenę ze wszystkich transakcji, za wyjątkiem kontraktów blokowych, na sesji giełdowej RDN, liczoną po dacie dostawy dla całej doby.

**Rysunek 26.** Średniodobowe ceny energii elektrycznej w transakcjach SPOT mierzone indeksem IRDN24 [zł/MWh] oraz dzienny wolumen obrotu energią elektryczną na rynku RDN (bez kontraktów blokowych) [MWh] w poszczególnych miesiącach lat 2022–2024



Źródło: URE na podstawie danych TGE S.A.

Średnia ważona wolumenem cena energii elektrycznej na RDN w 2024 r. wyniosła 424,94 zł/MWh i była niższa względem 2023 r. o 108,67 zł/MWh, kiedy to cena ta wyniosła 533,62 zł/MWh.

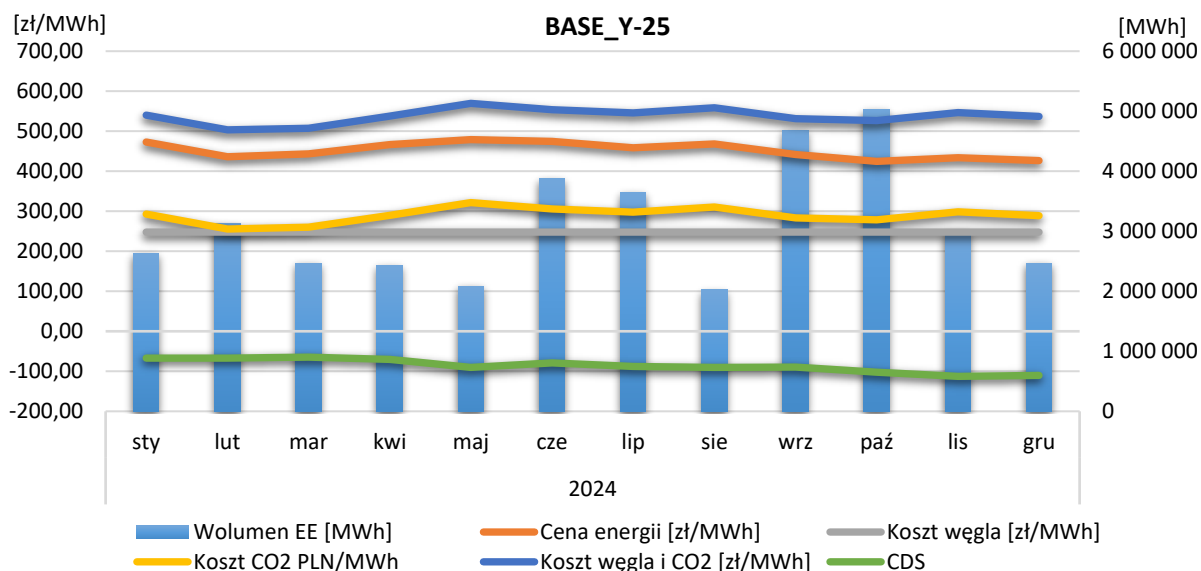
## Ceny na rynku RTT/RTPE OTF TGE S.A.

Odnotowano spadek cen energii elektrycznej na rynku terminowym prowadzonym przez TGE S.A., czego odzwierciedleniem jest spadek cen rok do roku kontraktów terminowych BASE\_Y (kontrakt roczny w dostawie pasmowej na kolejny rok). Średnioważona wolumenem cena transakcyjna kontraktu BASE\_Y-25 w całym 2024 r. ukształtowała się na poziomie 530,00 zł/MWh, podczas gdy rok wcześniej – dla analogicznych kontraktów terminowych BASE\_Y-24 wyniosła 642,19 zł/MWh.

Jednocześnie, średnia miesięczna cena kontraktów BASE\_Y-25 zawieranych w grudniu 2024 r. wyniosła 426,75 zł/MWh, podczas gdy średnia miesięczna cena analogicznych kontraktów BASE\_Y-24 zawieranych w grudniu 2023 r. wyniosła 491,72 zł/MWh. Oznacza to spadek ceny tych kontraktów o 13,21 proc.

Prezes URE w ramach ograniczonych środków prowadzi również cykliczny monitoring hurtowego rynku energii elektrycznej, w tym pod kątem komponentów mających wpływ na poziom cen energii elektrycznej, takich jak m.in. ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> oraz ceny węgla. W szczególności badaniem Prezesa URE został objęty poziom wskaźnika Clean Dark Spread (CDS)<sup>72</sup>.

**Rysunek 27.** Średniomiesięczny CDS na tle średniomiesięcznych cen energii elektrycznej – instrumentu BASE\_Y-25<sup>73</sup> notowanego na TGE S.A. w 2024 r. [zł/MWh]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE S.A., ICE, ARP.

## Przejrzystość hurtowego rynku energii – realizacja obowiązków wynikających z rozporządzenia REMIT

Uczestnicy hurtowego rynku energii, zgodnie z przepisami REMIT, podlegają zakazowi dokonywania manipulacji lub próby manipulacji na rynku, jak również prowadzenia handlu w oparciu o informację wewnętrzną.

<sup>72</sup>  $CDS = C_{EE} - (CP + C_{CO2})$ , gdzie: CDS – wskaźnik Clean Dark Spread;  $C_{EE}$  – cena energii elektrycznej netto w zł/MWh; CP – cena węgla przeliczona na koszt produkcji 1 MWh energii elektrycznej netto z węgla kamiennego w zł/MWh;  $C_{CO2}$  – cena uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> przeliczona na koszt emisji CO<sub>2</sub> przy produkcji netto 1 MWh energii elektrycznej w zł/MWh.

<sup>73</sup> Roczny kontrakt terminowy na dostawę energii elektrycznej, którego wykonanie przypada w 2025 r.

### *Nowe kompetencje Prezesa URE*

Rozporządzenie REMIT II<sup>74</sup> wprowadziło szereg nowych kompetencji oraz obowiązków dla Prezesa URE, przy czym ich szczegółowy zakres będzie znany dopiero po ich wdrożeniu do krajowego porządku prawnego w celu zapewnienia odpowiedniego stosowania rozporządzenia REMIT II.

Prezes URE, tak jak inne krajowe organy regulacyjne, został obciążony nowym, corocznym obowiązkiem sprawozdawczym na rzecz ACER dotyczącym rozwiązań, systemów i procedur PPAET<sup>75</sup> oraz ich skuteczności, a także dokonanej przez krajowe organy regulacyjne analizy podejrzanych transakcji oraz ich reakcji na niską jakość zgłaszania i niezgłaszanie podejrzanych transakcji, a także podjętych przez nie związanych z tym działań w zakresie egzekwowania i sankcji.

Co więcej, nowelizacja rozporządzenia REMIT zwiększyła obowiązki krajowych organów regulacyjnych, w tym Prezesa URE w zakresie nadzoru nad hurtowym rynkiem energii, współpracy z ACER i innymi krajowymi organami regulacji energetyki, organami nadzoru finansowego oraz Europejskim Urzędem Nadzoru Giełd i Papierów Wartościowych (ESMA), organami ds. ochrony konkurencji, organami podatkowymi oraz EUROFISC, a także innymi instytucjami na poziomie krajowym.

### *Rejestracja w krajowym rejestrze uczestników rynku*

Rejestracja uczestników polskiego rynku energii prowadzona jest przez URE za pośrednictwem Scentralizowanego Europejskiego Rejestru Uczestników Rynku Energii (ang. Centralised European Registry for Energy Market Participant – CEREMP<sup>76</sup>), przygotowanego przez ACER.

Na koniec 2024 r. w systemie CEREMP prowadzonym przez URE było zarejestrowanych 1 107 uczestników rynku (ok. 5,85 proc. wszystkich zarejestrowanych podmiotów). Wzrost liczby uczestników rynku zarejestrowanych przez URE w 2024 r. w porównaniu z 2023 r. wyniósł ok. 10,92 proc.

### *Raportowanie danych do ACER*

Raportowanie danych do ACER jest poprzedzone obowiązkiem rejestracji uczestników rynku w krajowym rejestrze tych uczestników. Raportowanie przez uczestników hurtowego rynku energii informacji o zawartych transakcjach oraz zleceniach<sup>77</sup> odbywa się za pośrednictwem podmiotów, które uzyskały nadany przez ACER status tzw. Registered Reporting Mechanism (RRM)<sup>78</sup>. Na koniec 2024 r. w Polsce trzy podmioty posiadały status RRM, tj.: TGE S.A., OGP Gaz-System S.A. oraz PSE S.A.

### *Publikowanie informacji wewnętrznych*

Na mocy znowelizowanego rozporządzenia REMIT, skuteczne wypełnianie obowiązku publikowania przez uczestników rynku informacji wewnętrznych może odbywać się tylko za pośrednictwem platform informacji wewnętrznych (IIP)<sup>79</sup>.

---

<sup>74</sup> 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.

<sup>75</sup> Ang. PPAET – Person Professionally Arranging or Executing Transactions – osoba zawodowo pośrednicząca w zawieraniu transakcji lub zawodowo realizująca transakcje.

<sup>76</sup> [https://www.acer-remit.eu/ceremp/home?nraShortName=20&lang=pl\\_PL](https://www.acer-remit.eu/ceremp/home?nraShortName=20&lang=pl_PL)

<sup>77</sup> Przekazywane dane gromadzone są przez ACER przy wykorzystaniu utworzonego w tym celu systemu ARIS (ACER REMIT Information System).

<sup>78</sup> *Registered Reporting Mechanism (RRM)* – w świetle art. 2 pkt 16 rozporządzenia REMIT od 7 maja 2024 r. „zarejestrowany mechanizm sprawozdawczy”, oznacza osobę prawną, która uzyskała zezwolenie na podstawie niniejszego rozporządzenia na zgłaszanie lub świadczenie usług polegających na zgłaszaniu Agencji szczegółowych informacji na temat transakcji, w tym zleceń transakcji, oraz podstawowych danych w imieniu własnym lub w imieniu uczestników rynku (przypis red.: z zastrzeżeniem przepisów art. 9a ust. 1 akapit 3 rozporządzenia REMIT).

<sup>79</sup> Patrz: art. 4 ust. 1 rozporządzenia REMIT.

Od 1 stycznia 2023 r. uczestnicy hurtowego rynku energii nie mogą już korzystać ze swoich internetowych stron jako rozwiązania zapasowego do publikowania informacji wewnętrznych. W przypadku sytuacji awaryjnych, uczestnicy rynku muszą korzystać wyłącznie z rozwiązań zapasowych udostępnianych przez daną IIP, w tym takich jak publikowanie informacji wewnętrznych poprzez inną IIP<sup>80</sup>.

Uczestnicy hurtowego rynku energii zobowiązani są do wskazania w krajowym rejestrze uczestników rynku CEREMP wybranych IIP, na których publikują wymagane informacje wewnętrzne.

W 2024 r. na liście ACER opublikowanej na stronie internetowej REMIT PORTAL<sup>81</sup>, wśród podmiotów ubiegających się o status prowadzonych przez te podmioty platform jako IIP oraz podmiotów, których platformy przeszły przynajmniej pierwszy etap oceny ACER, znajdowały się m.in. TGE S.A. prowadząca Giełdową Platformę Informacyjną (GPI)<sup>82</sup> w zakresie hurtowego rynku energii elektrycznej oraz OGP Gaz-System S.A. prowadząca od 2019 r. platformę w zakresie hurtowego rynku gazu oraz od 2021 r. także w zakresie hurtowego rynku energii elektrycznej – Gas Inside Information Platform (GIIP). Zarówno TGE S.A., jak i OGP Gaz-System S.A. przeszły pozytywnie wszystkie etapy oceny ACER.

### *Obowiązki osób zawodowo pośredniczących w zawieraniu transakcji lub zawodowo realizujących transakcje (PPAET)*

W świetle znowelizowanego rozporządzeniem REMIT II art. 15 rozporządzenia REMIT, nadzór nad hurtowym rynkiem energii w zakresie wykrywania potencjalnych naruszeń art. 3 (zakaz wykorzystywania informacji wewnętrznych), art. 4 (obowiązek podawania informacji wewnętrznej do wiadomości publicznej) lub art. 5 (zakaz manipulacji na rynku) rozporządzenia REMIT jest prowadzony przez 2 kategorie podmiotów, objętych łącznie wspólną definicją osób zawodowo pośredniczących w zawieraniu transakcji lub zawodowo realizujących transakcje (ang. PPAET – Person Professionally Arranging or Executing Transactions)<sup>83</sup>:

- osoby zawodowo pośredniczące w zawieraniu transakcji (ang. PPAT – Persons professionally arranging transactions) oraz
- osoby zawodowo realizujące transakcje (ang. PPET – Persons professionally executing transactions).

W 2024 r., tak jak w latach poprzednich, w Polsce osobami zawodowo pośredniczącymi w zawieraniu transakcji (PPAT) były trzy podmioty: TGE S.A., PSE S.A. oraz OGP Gaz-System S.A.

W 2024 r. nie zidentyfikowano na polskim rynku energii osób zawodowo realizujących transakcje (PPET), o których mowa w art. 15 ust. 2 rozporządzenia REMIT.

### *Powiadamianie o naruszeniach*

Osoby zawodowo pośredniczące w zawieraniu transakcji lub zawodowo realizujące transakcje (PPAET) mają obowiązek, na mocy art. 15 ust. 1 i 2 rozporządzenia REMIT, powiadamiać ACER i odpowiednie krajowe organy regulacyjne (w Polsce – Prezesa URE) o wszelkich potencjalnych

---

<sup>80</sup> Publikacja ACER pn. „REMIT Quarterly” (Issue No. 31 /Q4 2022), informacja pt. „Disclosure of inside information”; [https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/REMIT/REMIT%20Reports%20and%20Recommendations/REMIT%20Quarterly/REMITQuarterly\\_Q4\\_2022\\_1.0.pdf](https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/REMIT/REMIT%20Reports%20and%20Recommendations/REMIT%20Quarterly/REMITQuarterly_Q4_2022_1.0.pdf)

<sup>81</sup> <https://www.acer-remit.eu/portal/list-inside-platforms#>

<sup>82</sup> Giełdowa Platforma Informacyjna (GPI) funkcjonuje od 27 lutego 2014 r. i została utworzona przy współpracy przedstawicieli całego sektora elektroenergetycznego pod patronatem Prezesa URE.

<sup>83</sup> Zgodnie z art. 2 pkt 8a rozporządzenia REMIT „osoba zawodowo pośrednicząca w zawieraniu transakcji lub zawodowo realizująca transakcje” oznacza osobę prowadzącą zawodowo działalność w zakresie przyjmowania i przekazywania zleceń lub realizacji transakcji, których przedmiotem są produkty energetyczne sprzedawane w obrocie hurtowym.

Szczegółową koncepcję oraz obowiązki PPAET opisuje list otwarty ACER z 25 września 2024 r., pn. *Open letter on the designation of representatives by non-EU market participants and on the new obligations of persons professionally arranging or executing transactions (PPAETs), according to the revised REMIT* oraz rozdział 9 wytycznych ACER, pn. *“ACER Guidance on the application of Regulation (EU) No 1227/2011 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency”*, 6.1st Edition, 18 December 2024.

[https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Other%20Documents/6.1st\\_Edition\\_ACER\\_Guidance.pdf](https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Other%20Documents/6.1st_Edition_ACER_Guidance.pdf)

naruszeniach art. 3, 4 lub 5 rozporządzenia REMIT, przy czym nowe obowiązki PPAT wynikające z art. 15 ust. 1 zaczęły obowiązywać 7 maja 2024 r., a obowiązki PPET, wynikające z art. 15 ust. 2 zaczęły obowiązywać od 8 listopada 2024 r.

PPAET mają obowiązek powiadamiać ACER i odpowiednie krajowe organy regulacyjne o ww. potencjalnych naruszeniach niezwłocznie, a w każdym razie nie później niż w terminie czterech tygodni od dnia, w którym osoba ta dowiedziała się o wystąpieniu podejrzanego zdarzenia.

W 2024 r. dwóch polskich PPAT zgłosiło Prezesowi URE pięć przypadków podejrzenia dokonania przez uczestników hurtowego rynku energii manipulacji na rynku lub próby manipulacji na rynku.

W przypadku jednego powiadomienia w 2024 r. Prezes URE złożył zawiadomienie do prokuratury o podejrzeniu popełnienia przestępstwa manipulacji lub próby manipulacji na rynku energii elektrycznej, a w przypadku pozostałych czterech spraw będą one kontynuowane w 2025 r.

**Tabela 15.** Kategorie podmiotów wynikające z rozporządzenia REMIT

Stan na koniec 2024 r.	Unia Europejska	Polska
Uczestnicy rynku zarejestrowani w CEREMP	18 920	1 107
Registered Reporting Mechanisms (RRM)	107	3
Podmioty ubiegające się w ACER o status IIP oraz podmioty, które przeszły przynajmniej pierwszy etap oceny ACER* jako IIP	21	2
PPATs	brak zaktualizowanych danych	3
PPETs	brak danych	brak danych

\* Według stanu na koniec 2024 r. z wyłączeniem Centralnych Platform Przejrzystości (Central Transparency Platforms).

Źródło: Strona internetowa ACER – REMIT PORTAL.

### *Współpraca Prezesa URE z innymi organami regulacyjnymi oraz ACER w zakresie dotyczącym realizacji obowiązków wynikających z rozporządzenia REMIT*

W 2024 r. przedstawiciele Prezesa URE brali udział w pracach grup roboczych ACER, a także w spotkaniach dwustronnych z innymi organami regulacyjnymi. Poza dyskusjami dotyczącymi skuteczności nadzoru hurtowego rynku energii w kontekście m.in. handlu algorytmicznego, poruszane były kwestie nowelizacji rozporządzenia REMIT, którego implementacja do krajowych porządków prawnych stanowiła ważny aspekt pracy regulacyjnej w minionym roku. Przedmiotem dyskusji w ramach spotkań organizowanych przez ACER były także propozycje założeń do nowelizacji rozporządzenia wykonawczego 1348/2014<sup>84</sup> oraz załączników do tego rozporządzenia, która to nowelizacja miała zostać przyjęta przez Komisję Europejską do 8 maja 2025 r.

W kontekście nowelizacji rozporządzenia REMIT, przedmiotem dyskusji oraz opiniowania były m.in. kwestie dotyczące zakresu nowych uprawnień ACER, nowych obowiązków uczestników rynku, w szczególności z krajów trzecich, a także nowej definicji produktów energetycznych sprzedawanych w obrocie hurtowym, czy definicji zorganizowanej platformy obrotu. Współpraca odbywała się w formule spotkań on-line, jak i spotkań fizycznych, a także poprzez wymianę informacji i opinii w formie elektronicznej.

<sup>84</sup> 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 363/121).

### *Komunikacja z uczestnikami hurtowego rynku energii*

Najważniejsze informacje związane z rozporządzeniem REMIT są udostępniane na stronie internetowej URE<sup>85</sup>. Uczestnicy rynku mogą także przysyłać do Urzędu na dedykowaną skrzynkę e-mail<sup>86</sup> pytania dotyczące realizacji obowiązków wynikających z ww. rozporządzenia oraz z przepisów wykonawczych dotyczących procesu rejestracji w krajowym rejestrze uczestników rynku. Pracownicy URE wykonujący zadania związane z rozporządzeniem REMIT dostępni są również telefonicznie<sup>87</sup>. Z kolei ACER na swojej stronie internetowej prowadzi tzw. „REMIT Portal”<sup>88</sup> poświęcony wszelkim zagadnieniom zawartym w rozporządzeniu REMIT.

W 2024 r. ACER na swojej stronie internetowej „REMIT Portal” opublikowała aktualizacje swoich wytycznych oraz innych dokumentów<sup>89</sup>, dostosowując ich treść do przepisów rozporządzenia REMIT II oraz rozporządzenia 2024/1789.

Powiadomienia o podejrzeniu naruszenia przepisów rozporządzenia REMIT, uczestnicy hurtowego rynku energii, a także inne podmioty i instytucje, mogą zgłaszać poprzez prowadzoną przez ACER internetową platformę (Notification Platform<sup>90</sup>), a także, z wyjątkiem PPAETs, bezpośrednio do Prezesa URE, o czym mowa poniżej.

### *Postępowania wyjaśniające*

W ramach nadzoru hurtowego rynku energii w 2024 r., Prezes URE analizował 16 spraw związanych z podejrzeniem manipulacji lub próby manipulacji i/lub niezgodnym z prawem wykorzystywaniem informacji wewnętrznych, o których mowa w rozporządzeniu REMIT. Trzy zgłoszenia wpłynęły w 2022 r. i były kontynuowane w 2024 r., pięć spraw zgłoszono w 2023 r. i było kontynuowanych w 2024 r., pozostałe 8 spraw zgłoszono w 2024 r., z czego 1 pochodziła od osoby fizycznej, 1 od przedsiębiorcy, a 1 pochodziła z URE. Sześć z ww. 16 spraw zostało zgłoszonych za pośrednictwem prowadzonej przez ACER internetowej platformy dedykowanej do zgłaszania naruszeń przepisów rozporządzenia REMIT (Notification Platform), w tym 3 przez zagranicznego PPAT i 2 przez polskiego PPAT, który przesłał także te same STOR-y (raporty o podejrzanym transakcjach i zleceniach; z ang. STOR – Suspicious Transaction or Order Report) emailem bezpośrednio do Prezesa URE. Dziewięć z ww. 16 spraw zostało zgłoszonych przez polskich PPATs na podstawie art. 15 rozporządzenia REMIT, w tym 5 w 2024 r.

W 2024 r. Prezes URE złożył 2 zawiadomienia do Prokuratury o podejrzeniu popełnienia przestępstwa manipulacji lub próby manipulacji na rynku energii elektrycznej. Pierwsze z ww. zawiadomień dotyczyło jednej ze spraw zgłoszonej do Prezesa URE w 2024 r. przez polskiego PPAT oraz dodatkowo przez jeden z domów maklerskich na podstawie art. 51a ustawy o giełdach towarowych<sup>91</sup>. Drugie z ww. zawiadomień było następstwem przeprowadzonego w 2024 r. postępowania wyjaśniającego w sprawie dotyczącej podejrzenia dokonania manipulacji na rynku lub próby manipulacji na rynku, zarządzonego przez Prezesa URE na podstawie art. 23p ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne i dotyczyło sprawy zgłoszonej do Prezesa URE przez polskiego PPAT w 2022 r.

Pozostałe sprawy będą kontynuowane w 2025 r.

W maju 2024 r. Prokurator zatwierdził postanowienie o umorzeniu dochodzenia prowadzonego w wyniku złożenia przez Prezesa URE we wrześniu 2021 r. zawiadomienia o podejrzeniu popełnienia

<sup>85</sup> <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/prawo/prawo-wspolnotowe/remit/aktualnosci-remit>

<sup>86</sup> [REMIT.rejestracja@ure.gov.pl](mailto:REMIT.rejestracja@ure.gov.pl)

<sup>87</sup> <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/departamenty/9521,Departament-Monitorowania-Rynku.html?search=421604661983>

<sup>88</sup> <https://www.acer-remit.eu/portal/home>

<sup>89</sup> <https://www.acer.europa.eu/remit-documents>

<sup>90</sup> <https://www.acer-remit.eu/np/home>

<sup>91</sup> Zgodnie z art. 51a ust. 1 ustawy o giełdach towarowych, podmioty nadzorowane, o których mowa w art. 5 pkt 1, 2, 12 i 13 ustawy z dnia 29 lipca 2005 r. o nadzorze nad rynkiem kapitałowym, są obowiązane do niezwłocznego przekazania Prezesowi URE informacji o każdym uzasadnionym podejrzeniu manipulacji na rynku lub próby manipulacji na rynku.

przestępstwa określonego w art. 57a<sup>92</sup> ustawy – Prawo energetyczne. Prezes URE w czerwcu 2024 r. złożył zażalenie na powyższe postanowienie. Postanowieniem z listopada 2024 r. Sąd Rejonowy dla Warszawy-Śródmieścia w Warszawie – II Wydział Karny utrzymał w mocy zaskarżone ww. postanowienie Prokuratora.

W 2024 r. prowadzono 1 postępowanie w sprawie wymierzenia kary pieniężnej za nieprzekazywanie Agencji danych, o których mowa w art. 8 ust. 1 rozporządzenia 1227/2011, w terminie, o którym mowa w art. 7 rozporządzenia wykonawczego Komisji (UE) nr 1348/2014 – art. 56 ust. 1 pkt 40 ustawy – Prawo energetyczne, które w 2024 r. zakończyło się wymierzeniem kary pieniężnej.

### 3.2.2. Rynek detaliczny

Na koniec 2024 r. do krajowego systemu elektroenergetycznego przyłączeni byli odbiorcy energii elektrycznej posiadający łącznie 19 299 212 punktów poboru energii (PPE), z których 16 790 297 (87 proc.) stanowiły PPE odbiorców dokonujących zakupu energii w celu jej zużycia w gospodarstwie domowym (dane na podstawie badania ankietowego OSD, przeprowadzonego przez Prezesa URE). Pozostała grupa odbiorców końcowych to odbiorcy należący do grup taryfowych A, B i C. Grupy A i B stanowią odbiorcy zasilani z sieci wysokiego i średniego napięcia i są to tzw. odbiorcy przemysłowi, natomiast do grupy C należą odbiorcy przyłączeni do sieci niskiego napięcia, pobierający energię elektryczną dla celów prowadzonej działalności gospodarczej, tzw. odbiorcy biznesowi. Odbiorcy energii elektrycznej są uprawnieni do otrzymywania energii elektrycznej w sposób ciągły i niezawodny od wybranego sprzedawcy tej energii.

Na rynku energii elektrycznej funkcjonowało pięciu dużych OSD (tzw. OSDp), objętych obowiązkiem rozdziału (unbundlingu) prawnego, których sieci są bezpośrednio przyłączone do sieci przesyłowej oraz 184 przedsiębiorstwa wyznaczone OSD (tzw. OSDn), których nie dotyczył obowiązek rozdziału prawnego i których sieci nie mają bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową. W przypadku OSDn funkcjonujących w strukturach przedsiębiorstw pionowo skonsolidowanych wymagany prawem jest rozdział księgowy i rachunkowy oraz obowiązek oddzielenia działalności dystrybucyjnej prowadzonej przez operatora systemu od innych rodzajów działalności niezwiązanych z dystrybucją energii elektrycznej – unbundling organizacyjny.

Strona podażowa detalicznego rynku energii to sprzedawcy energii oferujący towar odbiorcom końcowym. W grupie tej znajduje się 6 sprzedawców funkcjonujących w ramach grup kapitałowych, wspólnie z operatorami systemów dystrybucyjnych, ale w ramach odrębnych osób prawnych. Druga grupa to sprzedawcy w podmiotach będących jednocześnie operatorami systemów dystrybucyjnych, a trzecia to niezależni sprzedawcy energii elektrycznej – podmioty niezwiązane z działalnością dystrybucyjną na terenie Polski.

W odniesieniu do odbiorców instytucjonalnych sprzedawcy nie mają obowiązku przedkładania Prezesowi URE do zatwierdzenia taryfy w obrocie energią elektryczną, natomiast taryfy dla gospodarstw domowych zatwierdzane są na wniosek sprzedawcy z urzędu i wyłącznie w odniesieniu do tych odbiorców, którzy nie decydują się zmienić sprzedawcy (sprzedaż w ramach obowiązku publicznoprawnego). Sprzedawcy z urzędu mogą jednak – poza sprzedażą energii z zastosowaniem cen i stawek określonych w taryfie – przedstawiać wszystkim odbiorcom, w tym wszystkim odbiorcom w gospodarstwach domowych, ofertę rynkową, ze swobodnie ukształtowaną ceną. W przypadku odbiorców w gospodarstwach domowych, przyłączonych do sieci operatora, na obszarze którego sprzedawcy realizują zadania sprzedawcy z urzędu, wybór taryfy czy oferty rynkowej zależy od

---

<sup>92</sup> Zgodnie z brzmieniem art. 57a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, obowiązującym w dacie podejrzanego zdarzenia, kto dokonuje manipulacji na rynku, podlega grzywnie do 2 500 stawek dziennych, karze ograniczenia wolności albo pozbawienia wolności od 3 miesięcy do lat 5. Jednocześnie, stosownie do art. 57a ust. 2 ww. ustawy, obowiązującym w dacie podejrzanego zdarzenia, kto wchodzi w porozumienie z inną osobą mającą na celu manipulację na rynku, podlega grzywnie do 1 000 stawek dziennych.

odbiorcy. W 2024 r. ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych pozostawały zamrożone na podstawie ustawy.

### 3.2.2.1. Monitorowanie cen, transparentność rynku oraz poziom otwartości na konkurencję

Wszyscy sprzedawcy dokonujący sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym są prawnie zobowiązani do zamieszczania na swoich stronach internetowych oraz udostępniania do publicznego wglądu w swojej siedzibie informacji o cenach sprzedaży oraz o warunkach ich stosowania. W przypadku dużych odbiorców przemysłowych/komercyjnych, przedsiębiorstwa obrotu zazwyczaj prezentują swoją ofertę w trybie indywidualnym. Ceny i inne warunki umów są każdorazowo negocjowane z odbiorcą i różnią się w zależności od okresu dostaw, wielkości czy stabilności poboru.

Średnie ceny energii elektrycznej w podziale na kryterium zużycia tej energii zostały przedstawione w tabeli poniżej.

**Tabela 16.** Liczba odbiorców, wolumen, wartość oraz średnie ceny energii elektrycznej stosowane do odbiorcy końcowego w zależności od kryterium zużycia

Kryterium zużycia	Liczba odbiorców	Wolumen [MWh]	Wartość [tys. zł]	Średnia cena [zł/MWh]
< 50 MWh	18 623 729	44 408 454	23 550 225	530,31
50 – 2 000 MWh	32 991	27 882 273	17 115 797	613,86
> 2 000 MWh	959	25 225 626	13 725 300	544,10
<b>Razem</b>	<b>18 657 678</b>	<b>97 516 353</b>	<b>54 391 322</b>	<b>557,77</b>

Źródło: Na podstawie ankiet kwartalnych od sześciu największych sprzedawców: PGE Obrót S.A., Energa Obrót S.A., ENEA S.A., E.ON Polska S.A., TAURON Sprzedaż Sp. z o.o. i TAURON Sprzedaż GZE Sp. z o.o.

W 2024 r., w porównaniu z 2023 r., dalszemu wzrostowi (o 0,69 proc.) uległa liczba odbiorców zużywających poniżej 50 MWh energii rocznie, w tym gospodarstw domowych, a jednocześnie dalej obniżył się (o 0,30 proc.) wolumen energii sprzedanej w tej grupie odbiorców. Średnia cena sprzedaży energii w tej grupie obniżyła się z 537,35 zł/MWh do 530,31 zł/MWh, tj. o 7 zł/MWh (1,31 proc.), a w rezultacie spadła o 1,61 proc. wartość energii sprzedanej w tej grupie odbiorców. Wartość sprzedaży spadła zresztą w każdej z grup odbiorców – najgłębszy spadek (o 31,86 proc.) odnotowany został w grupie największych odbiorców, w której na spadki liczby odbiorców (o 6,96 proc.) i wolumenu sprzedanej energii (o 6,07 proc.) nałożył się najznaczniejszy spadek średniej ceny sprzedaży (o 27,46 proc.). Średnia cena dla wszystkich kategorii odbiorców obniżyła się w 2024 r., w porównaniu do 2023 r., o 12,77 proc.

W tabeli poniżej przedstawione są dane dotyczące cen energii elektrycznej oraz opłat dystrybucyjnych w IV kwartale 2023 r. i 2024 r., dla odbiorców posiadających umowy kompleksowe. Spadek cen energii w IV kwartale 2024 r. odnotowano wyłącznie w grupie taryfowej A (26 proc.). W 2024 r. ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych nadal pozostawały zamrożone.

**Tabela 17.** Ceny za energię elektryczną i opłaty dystrybucyjne, stosowane wobec odbiorców posiadających umowy kompleksowe

Wyszczególnienie	IV kwartał 2023 r.			IV kwartał 2024 r.		
	średnia cena sprzedaży	w tym:		średnia cena sprzedaży	w tym:	
		opłata za energię elektryczną	opłata dystrybucyjna		opłata za energię elektryczną	opłata dystrybucyjna
	[zł/MWh]					
<b>Ogółem odbiorcy</b>	<b>895,45</b>	<b>547,07</b>	<b>348,39</b>	<b>952,30</b>	<b>560,60</b>	<b>391,60</b>
w tym: odbiorcy na WN (grupy A)	880,34	771,17	109,17	652,60	537,20	115,40
odbiorcy na SN (grupy B)	984,97	672,41	312,56	995,40	655,00	340,30
odbiorcy na nN (grupy C)	1 303,55	765,12	538,43	1 333,20	747,10	586,10
odbiorcy grup G	737,00	416,78	320,23	849,70	475,90	373,80
w tym: gosp. domowe	757,85	426,98	330,87	871,60	486,10	385,60

Źródło: URE na podstawie danych Ministerstwa Klimatu i Środowiska.

Średnia cena dla wszystkich grup odbiorców w IV kwartale 2024 r. ukształtowała się powyżej poziomu ceny z IV kwartału 2023 r. (wzrost o 6,35 proc.), przy czym cena energii jako towaru wzrosła o 2,47 proc., natomiast średni wzrost opłaty dystrybucyjnej w ujęciu kwartał do kwartału wyniósł nieco ponad 12,4 proc. W grupie największych odbiorców instytucjonalnych pobierających energię z sieci wysokich napięć (grupa taryfowa A) odnotowany został spektakularny spadek średnich cen energii elektrycznej o 30,34 proc., co nawet przy wzroście poziomu opłat dystrybucyjnych o 7,1 proc. przyniosło efekt w postaci obniżenia ceny energii z dostawą o 25,87 proc. W grupie pozostałych odbiorców instytucjonalnych cena energii jako towaru także obniżyła się (o ok. 2,5 proc.), jednakże wzrost opłat dystrybucyjnych na poziomie nieco przewyższającym 8,8 proc. spowodował, że ostatecznie koszt zaopatrzenia w energię (towar z usługą dystrybucji) był wyższy o 1,06 proc. dla odbiorców na średnim napięciu (grupa taryfowa B) i o 2,47 proc. dla odbiorców instytucjonalnych pobierających energię z sieci niskiego napięcia (grupa taryfowa C). W grupie taryfowej G, w tym w gospodarstwach domowych, odnotowano równoczesny wzrost cen energii jako towaru (o ponad 13,8 proc.) oraz wzrost stawek dystrybucji o ponad 16,5 proc., co przełożyło się na ponad 15-procentowy wzrost kosztu zaopatrzenia w energię w IV kwartale 2024 r., w porównaniu do IV kwartału 2023 r.

Rok 2024 cechowały dość istotne zmiany cen energii. Spadek ceny w grupie taryfowej A świadczyć może o stosunkowo silnym powiązaniu tych cen z cenami na rynku hurtowym, natomiast wzrost ceny energii w grupie taryfowej G spowodowany został podniesieniem pułapu zamrożonej ceny energii w ramach ochrony odbiorców przed nadmiernymi wzrostami cen w II półroczu 2024 r. Dynamika i poziom cen na koniec 2024 r. w grupach odbiorców nie objętych ochroną może być jedną z przesłanek decyzji o odejściu od stosowania, w odniesieniu do wybranych grup odbiorców, szczególnej ochrony w postaci stosowania odgórnie ustalonych cen energii i powrót do dobrej praktyki stosowania taryf zatwierdzonych przez Prezesa URE w odniesieniu do działalności będącej obszarem obowiązku publicznoprawnego (sprzedaż z urzędu, także sprzedaż rezerwowa) lub monopolu naturalnego (dystrybucja energii elektrycznej).

W 2024 r. Prezes URE rozpoczął monitorowanie stosunku cen detalicznych energii elektrycznej dla gospodarstw domowych do cen hurtowych stosownie do postanowień art. 23 ust. 2 pkt 18b lit. e ustawy – Prawo energetyczne. Poszczególne przedsiębiorstwa obrotu prowadzą różne polityki zakupowe, dlatego nie istnieje uniwersalny miernik ceny hurtowej odpowiedni dla sprzedaży energii elektrycznej gospodarstwom domowym. Ponieważ ponad 90 proc. odbiorców w gospodarstwach domowych korzysta z umów z ceną stałą lub strefową, optymalna strategia zakupowa przedsiębiorstwa obrotu powinna opierać się w dużym stopniu na kontraktach terminowych, które umożliwiają zabezpieczenie dostaw energii na dany rok z odpowiednim wyprzedzeniem. Dlatego jako wskaźniki ceny hurtowej Prezes URE przyjął ceny kontraktów typu futures (BASE-Y-24 i PEAK5-Y-24). Średnia ważona cena instrumentu BASE-Y-24 wynosiła 663,67 zł/MWh, a instrumentu PEAK5-Y-24 – 775,19 zł/MWh.

W związku z obowiązywaniem przepisów o „mrożeniu” cen sprzedaży energii elektrycznej dla gospodarstw domowych, cena dla tej grupy odbiorców wynosiła 412 zł/MWh (w ramach określonych limitów zużycia) w pierwszej połowie 2024 r. oraz 500 zł/MWh bez limitu zużycia w II połowie roku. W I połowie 2024 r. cena mrożona była niższa o 38 proc. od średniej ceny instrumentu BASE-Y-24 oraz o 47 proc. od średniej ceny instrumentu PEAK5-Y-24, natomiast w II połowie 2024 r. cena mrożona była niższa od ceny tych instrumentów odpowiednio o 25 proc. i 35 proc. Na podstawie badania rocznego spółek obrotu, Prezes URE obliczył ponadto średnią cenę energii elektrycznej (ważoną wolumenem) sprzedanej gospodarstwom domowym w 2024 r. Cena ta wynosiła 462,67 zł/MWh i była niższa o 30 proc. od średniej ceny instrumentu BASE-Y-24 oraz o 40 proc. od średniej ceny instrumentu PEAK5-Y-24.

## Zmiana sprzedawcy

Całkowita ilość energii elektrycznej dostarczonej w 2024 r. odbiorcom końcowym na warunkach rynkowych, tzn. po skorzystaniu z zasady TPA, wyniosła 82 935 793 MWh. W porównaniu z 2023 r., wolumen energii dostarczonej odbiorcom korzystającym z prawa wyboru sprzedawcy wzrósł o ponad 4,2 TWh. Udział energii dostarczonej takim odbiorcom końcowym w całkowitym wolumenie energii dostarczonej wzrósł w 2024 r. nieznacznie do 55,51 proc. z poziomu 55,39 proc. w roku poprzednim.

Z uzyskanych danych wynika, że w 2024 r. liczba odbiorców korzystających kiedykolwiek z prawa wyboru sprzedawcy wzrosła o 6,8 proc. w stosunku do 2023 r., przy czym w grupie odbiorców instytucjonalnych (grupy taryfowe A, B i C) zmiana ta wyniosła aż 16,78 proc., zaś w grupie taryfowej G (w tym gospodarstwa domowe) przyrost wyniósł 3,42 proc.

Rosnąca liczba odbiorców TPA (w ujęciu narastającym) nie świadczy o wzmożonym rozwoju rynku w ubiegłym roku, szczególnie w segmencie odbiorców instytucjonalnych. W celu sformułowania oceny w tym zakresie Prezes URE oblicza wskaźnik TPA za dany rok, rozumiany jako stosunek liczby zmian sprzedawcy do ogólnej liczby odbiorców. W 2024 r. wskaźnik ten wzrósł w porównaniu do poprzedniego roku i osiągnął wartość 0,24 (w 2023 r. wyniósł 0,11), nieznacznie przekraczając przy tym wartość z 2022 r. Mimo wzrostu, wskaźnik TPA nie osiąga wysokich wartości, czego przyczyn można upatrywać w utrzymującym się także w 2024 r. zamrożeniu cen energii dla gospodarstw domowych.

Z danych pozyskanych w monitoringu Prezesa URE (badanie sześciu największych sprzedawców) wynika, że w 2024 r. 55,51 proc. energii dostarczonej odbiorcom trafiło do odbiorców korzystających z prawa wyboru sprzedawcy. Według stanu na 31 grudnia 2024 r., 62,75 proc. odbiorców kupowało energię w oparciu o umowy z zatwierdzoną taryfą, pozostali zaś kupowali energię z cenami wynikającymi z ofert rynkowych.

W ramach swoich obowiązków, Prezes URE monitorował również występowanie restrykcyjnych praktyk umownych, w tym klauzul wyłączności, które mogą uniemożliwiać odbiorcom jednoczesne zawieranie umów z więcej niż jednym sprzedawcą lub ograniczać ich wybór w tym zakresie. W 2024 r. do Prezesa URE nie wpłynęły żadne skargi ani inne sygnały dotyczące występowania tego rodzaju praktyk.

## Interwencje

Prezes URE przeprowadził monitoring skarg i reklamacji zgłaszanych do przedsiębiorstw energetycznych przez odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych. Ogólna liczba skarg i reklamacji zmniejszyła się w 2024 r. w stosunku do roku poprzedniego, jednak nadal utrzymuje się ona na wysokim poziomie. W 2024 r. reklamację złożyło niemal 2 proc. wszystkich odbiorców w gospodarstwach domowych i aż 3,85 proc. prosumentów. Głównym tematem reklamacji (ponad 40 proc. zgłoszeń wszystkich odbiorców i ponad 50 proc. zgłoszeń prosumentów) były kwestie wystawiania rachunków i windykacji należności.

## Inteligentne opomiarowanie

Z obowiązków nałożonych na Polskę przez III pakiet dyrektyw rynkowych Unii Europejskiej, w szczególności dotyczących zapewnienia wszystkim odbiorcom energii elektrycznej dostępu do informacji umożliwiających praktyczne zarządzanie własnym zużyciem energii elektrycznej, wynika sukcesywna instalacja przez OSD oraz spółki obrotu energią elektryczną nowoczesnych systemów pomiarowo-rozliczeniowych.

Inteligentny system pomiarowo-rozliczeniowy to system elektroniczny, za pomocą którego można zmierzyć zużycie energii, uzyskując więcej informacji niż w przypadku konwencjonalnego licznika, a także przysyłać i otrzymywać dane przy wykorzystaniu łączności elektronicznej. Systemy te obejmują inteligentne liczniki energii elektrycznej odbiorców energii, infrastrukturę telekomunikacyjną, centralną bazę danych oraz system zarządzający. Zmiany na rynku energii w postaci wdrożenia inteligentnego systemu pomiarowego mają przynieść takie korzyści jak:

- wymianę informacji pomiędzy użytkownikami systemu oraz m.in. dokładniejsze prognozowanie generacji rozproszonej, – lepsze zarządzanie zużyciem energii elektrycznej,
- spersonalizowanie ofert dopasowanych do potrzeb danego klienta, czy też wdrożenie nowych usług odbiorcom końcowym (np. rozliczanie zużycia zgodnie z taryfą dynamiczną),
- obniżenie bariery wejścia na rynek nowych podmiotów świadczących usługi w sektorze elektroenergetycznym.

Na podstawie art. 11x ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne zostało wydane rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2022 r. w sprawie systemu pomiarowego<sup>93</sup>, w którym określono m.in. wymagania, jakie mają spełniać układy pomiarowo-rozliczeniowe w zakresie energii elektrycznej, dane pomiarowe oraz inne informacje rejestrowane przez licznik zdalnego odczytu, polecenia odbierane przez licznik zdalnego odczytu, a także warunki ich przesyłania, standardy komunikacji itd.

Zgodnie z harmonogramem prac wynikającym z art. 20 ustawy z 20 maja 2021 r.<sup>94</sup> sprzedawcy zobowiązani są do przekazania OSP informacji o punktach pomiarowych w terminie 39 miesięcy od dnia wejścia w życie ustawy – szczegółowy zakres informacji określony jest w IRiESP. Na OSD ciąży obowiązek<sup>95</sup> instalacji do 31 grudnia 2028 r. liczników zdalnego odczytu skomunikowanych z systemem zdalnego odczytu w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 80 proc. łącznej liczby punktów poboru energii u odbiorców końcowych, w tym stanowiących co najmniej 80 proc. łącznej liczby punktów poboru energii u odbiorców końcowych w gospodarstwach domowych, posiadających układ pomiarowo-rozliczeniowy bez przekładników prądowych lub napięciowych, przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, zgodnie z harmonogramem określonym w art. 11t ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne. Instalacja liczników zdalnego odczytu powinna odbyć się do 31 grudnia 2023 r. – w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 15 proc.<sup>96</sup>

W związku z powyższym Prezes URE w 2024 r. po raz pierwszy przeprowadził monitoring dotyczący stanu wyposażenia w inteligentne układy pomiarowo-rozliczeniowe w sieciach 193 OSD, według stanu na koniec grudnia 2023 r. Prezes URE dokonał weryfikacji spełnienia obowiązku zainstalowania liczników zdalnego odczytu wynikającego z art. 11t ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne. Na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 30d ustawy – Prawo energetyczne<sup>97</sup>, Prezes URE wszczął postępowania administracyjne wobec 22 OSD, którzy w przeprowadzonym badaniu wykazali brak aktywnych liczników zdalnego odczytu w wymaganej ilości 15 proc. liczby PPE przyłączonych do sieci o napięciu

<sup>93</sup> Dz. U. z 2022 r. poz. 788.

<sup>94</sup> Tj.: brzmienie art. 20 ustawy z 20 maja 2021 r. zostało zmienione ustawą z dnia 7 lipca 2023 r. o zmianie ustawy o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2023 r. poz. 1506), zmiana nie dotyczyła wskazanego terminu tj. 39 miesięcy.

<sup>95</sup> Art. 11t ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

<sup>96</sup> Stosownie do art. 11t ust. 2 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne.

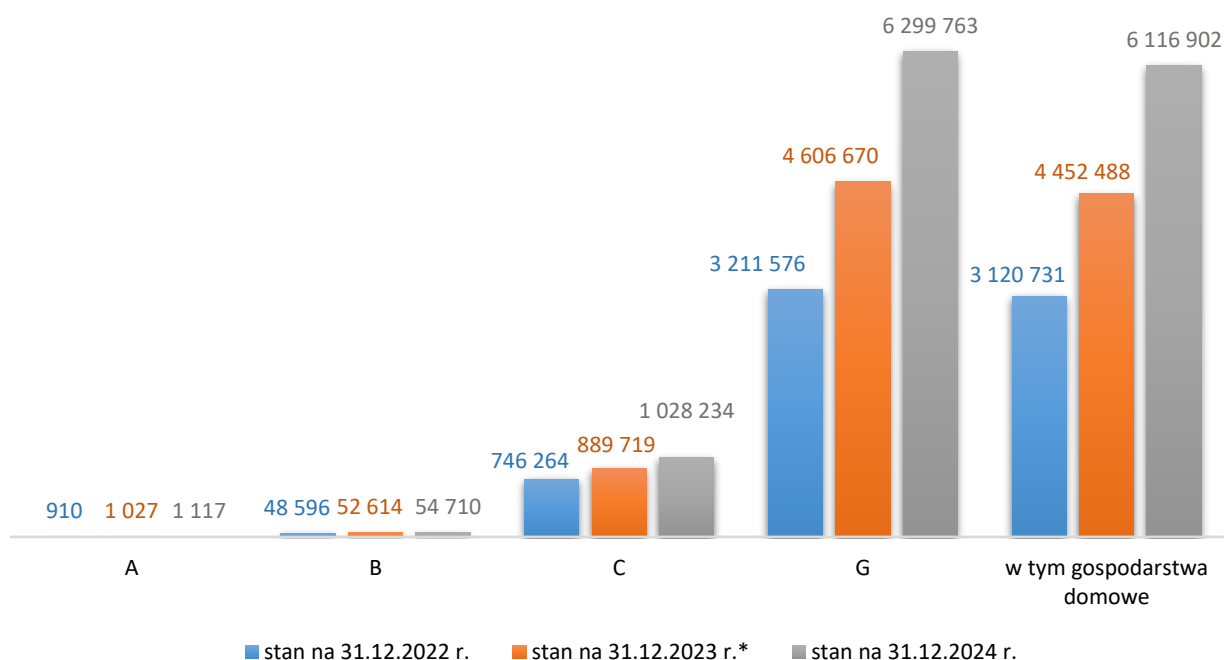
<sup>97</sup> Karze pieniężnej podlega ten, kto z nieuzasadnionych powodów nie instaluje liczników zdalnego odczytu zgodnie z harmonogramem określonym w art. 11t ust. 1-3 ustawy – Prawo energetyczne.

znamionowym nie wyższym niż 1 kV. Dla 11 OSD postępowania zostały umorzone, co uzasadnione było błędną interpretacją przez przedsiębiorców przepisów art. 11t ust. 1 i ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne. Spółki te posiadały na 31 grudnia 2023 r. liczniki zdalnego odczytu spełniające kryteria art. 11 t ust. 15 ustawy – Prawo energetyczne<sup>98</sup> w ilości co najmniej 15 proc., w konsekwencji postępowania w sprawie nałożenia kary pieniężnej wobec tych spółek stały się w całości bezprzedmiotowe. Dla pozostałych 11 OSD Prezes URE skorzystał z art. 56 ust. 6a ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym można odstąpić od wymierzenia kary, jeżeli stopień szkodliwości czynu jest znikomy, a podmiot zaprzestał naruszania prawa lub zrealizował obowiązek. W przypadku 8 OSD uzasadnione to było faktem zrealizowania wymogu instalacji 15 proc. liczników zdalnego odczytu w 2024 r. Jeden z OSD w 2024 r. dokonał zakupu odpowiedniej liczby liczników i był w trakcie ich montażu. Inny z kolei, na 31 grudnia 2023 r. oczekiwał na rozszerzenie koncesji na dystrybucję energii elektrycznej dla nowego obszaru jego działalności, na którym zainstalowane były liczniki zdalnego odczytu. Zdecydowana większość OSD informowała jednak, że w 2023 r. nie były dostępne na rynku liczniki spełniające kryteria ustawy – Prawo energetyczne, co było przyczyną opóźnień w ich zakupie i montażu. Również w przypadku kilku OSD argumentem była zła sytuacja finansowa w 2023 r. wynikająca z uwarunkowań zewnętrznych, w tym zmian przepisów regulujących rynek energii.

Kolejny monitoring stanu wyposażenia w inteligentne układy pomiarowo-rozliczeniowe według stanu na koniec 2024 r. został przeprowadzony na początku 2025 r.

Liczba układów pomiarowych typu smart (rozumianych jako systemy pomiarowe, umożliwiające automatyczne zbieranie, przechowywanie i transfer szczegółowych danych o zużyciu energii elektrycznej) w poszczególnych grupach taryfowych przedstawia się jak poniżej.

**Rysunek 28.** Liczba liczników inteligentnych (według grup taryfowych) – porównanie



\* Dane skorygowane ze względu na korektę danych przez operatorów za 2023 rok.

Źródło: URE.

<sup>98</sup> Na poczet wykonania przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego obowiązków instalacji liczników zdalnego odczytu (art. 11t ust. 1-3), ustawodawca umożliwił zaliczenie również liczników: (a) zainstalowanych lub zmodernizowanych do dnia wejścia w życie przepisów rozporządzenia pomiarowego oraz (b) instalowanych po dniu wejścia w życie przepisów ww. rozporządzenia, które zostały zakupione lub były objęte postępowaniem przetargowym wszczętym przed tym dniem.

Wskazane liczby dotyczą wszystkich liczników zdalnego odczytu, niezależnie od tego, czy spełniają one zastrzone normy, wyznaczone rozporządzeniem ws. systemu pomiarowego.

**Tabela 18.** Wyniki badania – stan wyposażenia odbiorców w liczniki zdalnego odczytu (LZO) według grup taryfowych – porównanie stan na 31 grudnia 2023 r. vs stan na 31 grudnia 2024 r.

Grupa taryfowa	OSD RAZEM							
	liczba PPE			liczba PPE z LZO				
	2023 r.	2024 r.	2024 vs 2023	2023 r.	2024 r.	2024 vs 2023	% LZO 2023	% LZO 2024
A	1 032	1 118	108%	1 027	1 117	109%	99,52%	99,91%
B	53 016	55 422	104%	52 614	54 710	104%	99,24%	98,72%
C	1 615 787	1 621 171	100%	889 719	1 028 234	116%	55,06%	63,43%
G	17 390 151	17 621 501	101%	4 606 670	6 299 763	137%	26,49%	35,75%
w tym gospodarstwa domowe	16 510 389	16 790 297	102%	4 452 488	6 116 902	137%	26,97%	36,43%
<b>SUMA</b>	<b>19 059 986</b>	<b>19 299 212</b>	<b>101%</b>	<b>5 550 030*</b>	<b>7 383 824</b>	<b>133%</b>	<b>29,12%*</b>	<b>38,26%</b>

\* Dane skorygowane ze względu na korektę danych przez operatorów za 2023 rok.

Źródło: URE na podstawie badania ankietowego operatorów.

**Tabela 19.** Wyniki badania – stan wyposażenia odbiorców w liczniki zdalnego odczytu (LZO) według grup taryfowych w podziale na liczniki spełniające minimalne wymogi rozporządzenia\* oraz liczniki (LZO) spełniające wymogi ustawy – Prawo energetyczne\*\*, porównanie stan na 31 grudnia 2023 r. vs stan na 31 grudnia 2024 r.

Grupa taryfowa	OSD RAZEM			
	LZO spełniające wymogi rozporządzenia*		LZO spełniających wymogi ustawy – Prawo energetyczne**	
	2023 r.	2024 r.	2023 r.	2024 r.
A	20,74%	26,74%	78,78%	73,17%
B	0,80%	5,04%	98,44%	93,68%
C	17,92%	26,32%	37,14%	37,11%
G	12,43%	20,33%	14,06%	15,43%
w tym gospodarstwa domowe	12,45%	20,74%	14,52%	15,69%
Suma C i G	12,82%	20,83%	16,02%	17,25%
<b>SUMA</b>	<b>12,87%</b>	<b>20,79%</b>	<b>16,25%</b>	<b>17,47%</b>

\* Liczniki, które spełniają co najmniej minimalne wymagania techniczno-funkcjonalne oraz minimalne wymagania dotyczące wskaźników jakości dostawy energii elektrycznej określone odpowiednio w Załącznikach nr 1 i 3 rozporządzenia pomiarowego.

\*\* Zaliczono tu liczniki (a) zainstalowane lub zmodernizowane do dnia wejścia w życie przepisów rozporządzenia pomiarowego oraz (b) instalowane po dniu wejścia w życie przepisów rozporządzenia, które zostały zakupione lub były objęte postępowaniem przetargowym wszczętym przed tym dniem.

Źródło: URE na podstawie badania ankietowego operatorów. Z analizy przeprowadzonego badania wynika, że przedsiębiorstwa w 2024 r. zrealizowały obowiązek instalacji liczników zdalnego odczytu w 38 proc., tj. o 9 proc. więcej niż w 2023 r.

Łącznie we wszystkich grupach odbiorców odsetek inteligentnych układów pomiarowych w stosunku do ogólnej liczby tych urządzeń wyniósł na koniec 2024 r. nieco ponad 38 proc., przy czym odbiorcy w grupach taryfowych A i B są prawie w 100 proc. wyposażeni w liczniki zdalnego odczytu. Wyzwaniem pozostanie jednak spełnienie norm technicznych podwyższonych w 2022 roku.

## Liczniki przedpłatowe

W przypadku przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego dopływ energii elektrycznej zostaje uruchomiony po wcześniejszym uiszczeniu z góry należności za porcję energii. Odbiorca (z reguły gospodarstwo domowe) decyduje o użyciu energii elektrycznej, a także ponosi opłaty stałe, niezależnie od tego, czy energia elektryczna jest przez niego pobierana. Wniosek o zainstalowanie przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego może złożyć odbiorca wrażliwy energii elektrycznej i wówczas operator obowiązany jest zainstalować taki licznik na własny koszt. Z wnioskiem takim mogą występować również inni odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwach domowych, jednak w takim przypadku to odbiorca ma obowiązek pokryć koszt jego instalacji. Ponadto licznik przedpłatowy może być zamontowany z inicjatywy przedsiębiorstwa energetycznego w sytuacji, gdy konsument: co najmniej dwukrotnie w ciągu kolejnych 12 miesięcy zwlekał z zapłatą za pobraną energię elektryczną albo świadczone usługi przez okres co najmniej jednego miesiąca, nie ma tytułu prawnego do nieruchomości, obiektu lub lokalu, do którego jest dostarczana energia elektryczna oraz gdy użytkuje nieruchomość, obiekt lub lokal w sposób uniemożliwiający cykliczne sprawdzanie stanu układu pomiarowo-rozliczeniowego. W takim przypadku koszty zainstalowania przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego także ponosi operator, a w razie braku zgody odbiorcy na montaż licznika przedpłatowego OSD może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej lub rozwiązać umowę.

Ponadto zainstalowanie przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego na koszt operatora jest możliwe w sytuacji, gdy konsument wystąpi z wnioskiem o wszczęcie postępowania przed Koordynatorem do spraw negocjacji działającym przy Prezesie URE w przedmiocie rozpatrzenia sporu dotyczącego dostarczania energii elektrycznej albo z wnioskiem o rozstrzygnięcie przez Prezesa URE sporu leżącego w kompetencjach tego organu. Według danych z jednorazowego badania rocznego, w systemie elektroenergetycznym Polski na koniec 2024 r. zainstalowane było 156 729 liczników przedpłatowych, z czego 152 510 u odbiorców w gospodarstwach domowych.

## Wstrzymanie dostaw energii

W 2024 r. doszło do wstrzymania dostaw energii elektrycznej do 180 794 odbiorców (biorąc pod uwagę liczbę PPE), co stanowi 0,94 proc. ogólnej liczby PPE. Liczba wstrzymań dostaw była niższa o 0,09 punktu procentowego w stosunku do 2023 r. Około 73,4 proc. przypadków wstrzymania dostaw energii dotyczyło odbiorców w gospodarstwach domowych, co stanowi wzrost o 3,1 punktu procentowego w stosunku do 2023 r.

Przyczyną prawie wszystkich tych zdarzeń (96,0 proc. ogółem, a 95,93 proc. w grupie gospodarstw domowych) był brak terminowej płatności za pobraną energię elektryczną. Zgodnie z przyjętymi w 2022 r. przepisami, przedsiębiorstwo energetyczne, którego odbiorca (wyłącznie gospodarstwa domowe) zalega z płatnością za usługi, przed wstrzymaniem dostaw informuje konsumenta o dostępnych rozwiązaniach alternatywnych, takich jak przedpłaty, audyt energetyczny, usługi doradcze w zakresie energii elektrycznej czy zarządzania długiem.

## Zapewnienie dostępu do danych dotyczących zużycia energii przez odbiorców

Zgodnie z przepisami ustawy – Prawo energetyczne, sprzedawcy energii elektrycznej zobowiązani są do informowania swoich odbiorców o ilości energii elektrycznej zużytej przez tych odbiorców w poprzednim roku oraz o miejscu, w którym dostępne są informacje o przeciętnym zużyciu energii elektrycznej dla danej grupy taryfowej, z której ci odbiorcy korzystali, jak również o środkach poprawy efektywności energetycznej i efektywnych energetycznie urządzeniach technicznych.

Ponadto przedsiębiorstwo energetyczne świadczące usługę dystrybucji energii albo sprzedawca energii, który świadczy usługę kompleksową wystawiając odbiorcy fakturę, w rozliczeniu dołączonym do faktury, powinien przedstawić informacje m.in. o:

- wielkości zużycia energii elektrycznej w okresie rozliczeniowym, na podstawie której została wyliczona kwota należności,
- sposobie dokonania odczytu układu pomiarowo-rozliczeniowego, czy był to odczyt fizyczny lub zdalny dokonany przez upoważnionego przedstawiciela przedsiębiorstwa energetycznego albo odczyt dokonany i zgłoszony przez odbiorcę,
- sposobie wyznaczenia wielkości zużycia energii elektrycznej w sytuacji, gdy okres rozliczeniowy jest dłuższy niż miesiąc i gdy pierwszy lub ostatni dzień okresu rozliczeniowego nie pokrywa się z datami odczytów układu pomiarowo-rozliczeniowego lub gdy w trakcie trwania okresu rozliczeniowego nastąpiła zmiana cen lub stawek opłat, albo o miejscu, w którym są dostępne te informacje,
- dopuszczalnym czasie przerw w dostarczaniu energii elektrycznej.

Dodatkowo, przedsiębiorstwo energetyczne nieodpłatnie udziela informacji w sprawie zasad rozliczeń, aktualnych taryf oraz zapewnia odbiorcy możliwość dostępu do informacji dotyczących rozliczeń dokonywanych w postaci elektronicznej a także do faktur elektronicznych.

### Wsparcie odbiorcy wrażliwego

W Polsce system ochrony odbiorcy wrażliwego wiąże się z systemem opieki społecznej. Wsparcie finansowe odbiorców wrażliwych zakłada wypłatę przez gminy dodatków energetycznych odbiorcom, którym przyznano dodatek mieszkaniowy (odbiorcy energii elektrycznej) lub ryczałt na zakup opału (odbiorcy paliw gazowych), a którzy są odpowiednio stroną umowy kompleksowej lub umowy sprzedaży energii elektrycznej lub paliw gazowych, i zamieszkują w miejscu dostarczania tej energii lub paliw.

### Programy Zgodności

Prezes URE zatwierdza programy, w których określone są przedsięwzięcia podejmowane w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu dystrybucyjnego (Programy Zgodności) zobowiązanych operatorów systemów dystrybucyjnych, i monitoruje prawidłową realizację zapisów tych programów. Za realizację Programu Zgodności w danej spółce dystrybucyjnej odpowiada Inspektor ds. zgodności. Inspektorzy zobowiązani są do przesłania, każdego roku do 31 marca, sprawozdań zawierających opis działań podjętych w roku poprzednim w celu realizacji Programów Zgodności<sup>99</sup>. Na podstawie analizy treści sprawozdań, wpływających do urzędu pism, zmieniających się przepisów oraz zmian faktycznych w obrębie rynku energii Prezes URE opracował i opublikował w 2019 r. nowe *Wytyczne do treści Programów zgodności opracowywanych przez operatorów systemów dystrybucyjnych i operatora systemu magazynowania (dalej: Wytyczne)*.

Na koniec 2024 r. pięciu operatorów systemów dystrybucyjnych realizowało Programy Zgodności w wersji dostosowanej do treści Wytycznych. W lipcu 2024 r. Prezes URE wydał decyzję zatwierdzającą Program Zgodności dla szóstego operatora systemu dystrybucyjnego, który stał się zobowiązanym do posiadania takiego Programu wskutek zmian organizacyjnych i właścicielskich w ramach grupy kapitałowej. Termin wejścia w życie tego Programu ustalony został na dzień 1 stycznia 2025 r. Co ciekawe, w przypadku tego przedsiębiorcy, będącego operatorem systemu dystrybucyjnego zarówno elektroenergetycznego, jak i gazowego, Program Zgodności objął swoimi postanowieniami jednocześnie oba te obszary.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych wypełnili obowiązek publikowania Programów Zgodności na swoich stronach internetowych.

Sprawozdania z realizacji Programów Zgodności za rok 2024 zostały przedłożone w ustawowym terminie do końca marca 2025 r. i zostały opublikowane na stronie internetowej URE.

---

<sup>99</sup> Zgodnie z art. 9d ust. 5a ustawy – Prawo energetyczne.

W 2024 r. we wszystkich spółkach operatorów przeprowadzono szkolenia dla nowo zatrudnianych pracowników, w terminie maksymalnie 30 dni od daty zatrudnienia. Przeszkoleni pracownicy składali oświadczenia o zapoznaniu się z postanowieniami Programu Zgodności i zobowiązaniu do ich stosowania. W przypadku OSD, którego Program Zgodności został dostosowany do treści Wytycznych w trakcie 2024 r. przeszkoleni zostali wszyscy pracownicy. Szkoleniu w zakresie Programów Zgodności podlegali także wszyscy lub wybrani pracownicy niektórych usługodawców, których zakres zadań stwarza ryzyko naruszenia zasady równoprawnego traktowania użytkowników systemu (np. usługi w zakresie pomiarów lub obsługi klienta). Usługodawcy w obszarach kluczowych z punktu widzenia zgodności, w niektórych przypadkach zobowiązali się do stosowania obowiązującego w OSD Programu Zgodności.

W ocenie inspektorów ds. zgodności, posiadają oni warunki do niezależnego działania. W 2024 r. doszło do zmiany personalnej na stanowisku Inspektora ds. zgodności w jednym OSD, w związku z awansem zawodowym poprzedniego Inspektora. Inspektorzy oceniają także, że rośnie świadomość znaczenia równoprawnego traktowania użytkowników systemu i znajomość zapisów Programów Zgodności wśród pracowników i członków zarządu poszczególnych spółek. O słuszności tej oceny świadczyć może rosnąca liczba zgłoszeń przypadków podejrzenia naruszenia zapisów Programu Zgodności przez osoby z wewnątrz spółek OSD. Przypadki takie pomagają we wczesnym wykryciu nieprawidłowości i zapobieżeniu jej lub ograniczeniu skutków w przypadku, gdy samemu zdarzeniu nie dało się już zapobiec.

W sprawozdaniach z realizacji Programów Zgodności za 2024 roku inspektorzy nie wskazali przypadków naruszenia postanowień Programu Zgodności. Niektóre zdarzenia opisane przez inspektorów, a budzące wątpliwości Prezesa URE są przedmiotem dalszych wyjaśnień.

W 2024 r. w URE nie odnotowano skarg dotyczących realizacji czy naruszenia zasad Programów Zgodności.

## **Dostępność porównywarki cen**

Prezes URE ma ustawowy obowiązek prowadzenia porównywarki ofert sprzedaży energii dla odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwie domowym i mikroprzedsiębiorców o przewidywanym rocznym zużyciu poniżej 100 000 kWh. Jednocześnie w celu zachowania aktualności danych o ofertach sprzedawcy zobowiązani zostali do przekazywania Prezesowi URE informacji o każdej zmianie oferty sprzedaży energii lub jej wycofaniu, a także o wprowadzeniu nowej oferty, w terminie siedmiu dni przed planowanym wprowadzeniem zmiany oferty (nowej oferty), jak również każdorazowo na wezwanie Prezesa URE, w terminie wskazanym w wezwaniu, jednak nie krótszym niż siedem dni od dnia jego doręczenia.

W 2024 r. Prezes URE udostępnił na stronie internetowej Urzędu narzędzie do porównywania ofert sprzedaży energii elektrycznej w postaci zestawienia Excel, w których szczegółowo przedstawiono dostępne na rynku oferty z cenami stałymi i strefowymi, a także oferty wolnorynkowe z cenami stałymi, indeksowanymi i oferty z ceną dynamiczną. Użytkownikom zapewniono możliwość przeszukiwania i sortowania ofert według wszystkich istotnych kryteriów, np. nazwy sprzedawcy, typu oferty, obszaru i terminu jej obowiązywania, cen energii, okresu wypowiedzenia umowy czy wysokości kar za jej przedterminowe rozwiązanie. W zakresie cen dynamicznych narzędzie umożliwia porównanie algorytmu tworzenia ceny i niektórych stałych elementów oferty (np. stosowania lub nie pułapu cenowego). Równocześnie Prezes URE kontynuował prace nad bardziej zaawansowanym technologicznie narzędziem porównywarki ofert.

W porównaniu do końca poprzedniego roku liczba sprzedawców prezentujących swoje oferty dla odbiorców w gospodarstwach domowych w porównywarce znacząco wzrosła (w grudniu 2023 r. oferty przedstawiło tylko 10 sprzedawców, zaś w 2024 r. najpowszechniejsza oferta – ze stałą ceną –

zamieszczona była w porównywarce przez 58 sprzedawców (366 ofert) dla gospodarstw domowych i przez 128 sprzedawców (388 ofert) dla mikroprzedsiębiorców.

W przypadku ofert z ceną dynamiczną (9 ofert dla gospodarstw domowych i 27 ofert dla mikroprzedsiębiorstw) porównywarka prezentuje algorytmy tworzenia ceny oraz informacje o stałych składnikach i ich wysokości (np. opłaty stałe, wysokość marży).

### 3.2.2.2. Ochrona konsumenta i rozstrzyganie sporów

#### Rozstrzyganie sporów

Prezes URE, na podstawie art. 8 ustawy – Prawo energetyczne, rozstrzyga, na wiosek strony, w sprawach spornych dotyczących:

- odmowy zawarcia:
  - umowy o przyłączenie do sieci, w tym dotyczących zwiększenia mocy przyłączeniowej;
  - umowy kompleksowej;
  - umowy sprzedaży energii elektrycznej;
  - umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii,
- nieuzasadnionego wstrzymania dostarczania energii,
- odmowy przyłączenia w pierwszej kolejności instalacji odnawialnego źródła energii lub infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego, lub ogólnodostępnej stacji ładowania,
- odmowy przyłączenia mikroinstalacji,
- nieprzyłączenia mikroinstalacji pomimo upływu terminu, o którym mowa w art. 7 ust. 8d<sup>7</sup> pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne,
- nieuzasadnionego ograniczenia pracy lub odłączenia od sieci mikroinstalacji,
- odmowy dokonania zmiany w umowie o przyłączenie do sieci instalacji odnawialnego źródła energii, w zakresie terminu dostarczenia po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej wytworzonej w tej instalacji.

W 2024 r. w URE rozpoznawanych było 1 577 wniosków o rozpoznanie sporu w zakresie energii elektrycznej. Dominowały wnioski dotyczące odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznej (głównie odnawialnych źródeł energii – 1 244 wnioski) oraz nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej (43 wnioski).

Nadto w 2024 r. rozstrzygane były także sprawy o rozstrzygnięcie sporu dotyczącego odmowy zawarcia umowy kompleksowej, a tym samym o ukształtowanie jej treści przez Prezesa URE w drodze decyzji administracyjnej, w sprawie odmowy zawarcia umowy sprzedaży i w sprawie odmowy zawarcia umowy świadczenia usług przesyłania lub dystrybucji. Rozpatrywano ponadto kilka sporów w sprawach odmowy zawarcia Generalnej Umowy Dystrybucyjnej (tzw. GUD), to jest umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, zawieranej pomiędzy operatorem systemu dystrybucyjnego a sprzedawcą energii elektrycznej w celu realizacji umowy sprzedaży energii elektrycznej zawartej pomiędzy sprzedawcą a odbiorcą przyłączonym do sieci tego operatora. W okresie sprawozdawczym rozpatrywane były również wnioski w sprawach spornych dotyczących odmowy przyłączenia magazynu energii do sieci elektroenergetycznej.

Do kompetencji regulatora należy też rozpoznawanie spraw spornych dotyczących odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej mikroinstalacji. Odnotowane w roku sprawozdawczym problemy z przyłączeniem mikroinstalacji do sieci dotyczyły aspektów technicznych, takich jak: brak gotowości urządzeń odbiorców do podłączenia do sieci, brak realizacji warunków technicznych wynikających z umowy w przypadku większej mocy mikroinstalacji w stosunku do mocy przyłączeniowej obiektu odbiorcy, odmowy przez odbiorcę łącznego ujęcia we wniosku o przyłączenie

mikroinstalacji mocy magazynu energii oraz mocy mikroinstalacji. W 2024 r. rozpatrywane były dwa wnioski dotyczące odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej mikroinstalacji. W jednym przypadku wydano decyzję o braku obowiązku przyłączenia mikroinstalacji do sieci elektroenergetycznej, w drugim – postanowienie o odmowie wszczęcia postępowania.

W przeważającej części wydawano decyzje rozstrzygające sprawy co do istoty sporu. Część prowadzonych postępowań spornych w 2024 r. zostało zakończone decyzjami o umorzeniu postępowania. W części spraw powodem umorzenia było dojście stron do porozumienia po wszczęciu postępowania przed Prezesem URE. Ponadto w części kierowanych do URE spraw spornych zwrócono wnioski lub pozostawiono je bez rozpoznania z uwagi na nieuzupełnienie przez wnioskodawców braków formalnych.

### **Inne podmioty pomagające odbiorcom w rozwiązywaniu sporów z przedsiębiorstwami energetycznymi**

Od maja 2017 r. przy Prezesie URE działa Koordynator do spraw negocjacji. Do zadań Koordynatora należy prowadzenie postępowań w sprawie pozasądowego rozwiązywania sporów między odbiorcami paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym a przedsiębiorstwami energetycznymi, agregatorem lub obywatelskimi społecznościami energetycznymi a także między prosumentami energii odnawialnej, prosumentami zbiorowymi energii odnawialnej oraz odbiorcami aktywnymi będącymi konsumentami a przedsiębiorstwami energetycznymi, agregatorem lub obywatelskimi społecznościami energetycznymi wynikłych z umów:

- 1) o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, gazowej lub ciepłowniczej, w tym przyłączenie mikroinstalacji,
- 2) o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub gazu ziemnego,
- 3) o świadczenie usług przesyłania i dystrybucji ciepła,
- 4) sprzedaży,
- 5) kompleksowych,
- 6) agregacji,
- 7) o świadczenie usług magazynowania energii elektrycznej.

Ponadto w Polsce działają Miejscy i Powiatowi Rzecznicy Konsumentów, do których mogą zgłaszać się odbiorcy ze skargami w indywidualnych sprawach, w tym w sprawach z zakresu energetyki. Do kompetencji Rzeczników Konsumentów należy m.in.: zapewnienie bezpłatnego poradnictwa konsumenckiego i informacji prawnej w zakresie ochrony interesów konsumentów, wytaczanie powództwa na rzecz konsumentów oraz wstępowanie za ich zgodą do toczącego się postępowania w sprawach o ochronę interesów konsumentów

### **Ochrona uzasadnionych interesów odbiorców**

Prezes URE konsekwentnie reaguje na sygnalizowane przez odbiorców nieprawidłowości, jednakże nie wszystkie zgłaszane przez odbiorców skargi leżą w kompetencjach Prezesa URE, do takich zaliczają się np. sprawy dotyczące:

- procesu zawierania umów, w szczególności przekazywania nierzetelnej informacji o ofercie, w tym o opłatach, warunkach umowy i związanymi z tym nieuczciwymi praktykami,
- stosowania przez przedsiębiorstwa energetyczne zapisów w umowach z odbiorcami dotyczących naliczania opłat z tytułu rozwiązania umowy przed upływem okresu, na jaki ta umowa została zawarta oraz pobieraniem tych opłat,
- informacji zamieszczanych na ulotkach doręczanych odbiorcom, dotyczących możliwości przeprowadzenia bezpłatnego audytu nieruchomości pod kątem montażu m.in. instalacji fotowoltaicznej, magazynu energii, pompy ciepła.

Dlatego też, w celu minimalizacji tego typu praktyk sygnalizowanych przez odbiorców oraz mając na uwadze treść art. 23 ust. 2 pkt 14 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE - w ramach współpracy z Prezesem UOKiK - przekazywał pisma odbiorców dotyczące wyżej wymienionej tematyki.

Jednocześnie Prezes URE współpracował z Rzecznikami Konsumentów, udzielając każdorazowo szczegółowych wyjaśnień w związku z pytaniami kierowanymi (głównie telefonicznie) do URE.

Prezes URE podejmuje także działania o charakterze zaradczym, prowadzące do zapobiegania pojawiania się podobnych problemów w przyszłości poprzez m.in. podnoszenie świadomości odbiorców – w tym zakresie główną rolę odgrywa funkcjonujący w URE Punkt Informacyjny dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych, do którego kompetencji należy wspieranie odbiorców, głównie poprzez udzielanie telefonicznych oraz pisemnych informacji na temat przysługujących praw, ale też obowiązków w relacjach odbiorców z przedsiębiorstwami energetycznymi.

Przepisy szeroko rozumianego prawa energetycznego rzadko różnicują odbiorców paliw gazowych i energii, wyodrębniając z nich odbiorców w gospodarstwie domowym. Istotne rozróżnienie w tym zakresie funkcjonuje w przepisach ustawy – Prawo energetyczne, dotyczących wstrzymania dostaw paliw gazowych lub energii (art. 6b ust. 1 i nast. ustawy – Prawo energetyczne).

Ochrona uzasadnionych interesów odbiorców w gospodarstwie domowym była realizowana m.in. poprzez udzielanie odbiorcom zagrożonym wstrzymaniem dostaw paliw gazowych bądź energii elektrycznej informacji odnośnie ich uprawnień wynikających z ustawy – Prawo energetyczne. Wskazane wyjaśnienia były udzielane zarówno w pisemnych postępowaniach skargowych, jak również na spotkaniach z odbiorcami oraz telefonicznie. Podejmowano też interwencje w przedsiębiorstwach energetycznych, mające na celu ustalenie stanu faktycznego, polubowne załatwienie sprawy, wyegzekwowanie od przedsiębiorstw przestrzegania obowiązujących procedur przed wstrzymaniem dostarczania paliw gazowych i energii lub też mające na celu zbliżenie stanowisk stron, celem uniknięcia wstrzymania lub doprowadzenia do szybkiego podjęcia dostaw. W sytuacjach, w których dochodziło do wstrzymania dostaw energii elektrycznej, prowadzone były – na wniosek – postępowania w sprawie rozstrzygnięcia sporu.

## Rozpatrywanie skarg

Skargi na przedsiębiorstwa energetyczne zgłaszane do URE przez odbiorców w gospodarstwach domowych są rozpatrywane przez poszczególne komórki organizacyjne URE. Wachlarz kwestii poruszanych przez odbiorców w 2024 r. był bardzo szeroki, a skargi często wielowątkowe. Prezes URE podejmował działania mające na celu wyjaśnienie zagadnień objętych zgłoszonymi skargami, które dotyczyły m.in. takich obszarów jak:

- przyłączenie do sieci: zgłaszane przez odbiorców skargi w tej kategorii dotyczyły głównie realizacji umów o przyłączenie do sieci,
- opomiarowanie: odbiorcy zgłaszali problemy z działaniem układów pomiarowo-rozliczeniowych, co bezpośrednio wpływało na rozliczenia i należności na fakturach,
- jakość dostaw: odbiorcy zgłaszali skargi na niedotrzymanie parametrów jakościowych, przy czym przeważająca większość skarg to zgłoszenia wpływające od prosumentów, którzy skarżyli się na nieprawidłową wartość napięcia w sieci i związane z tym problemy z działaniem mikroinstalacji fotowoltaicznych,
- nieuczciwe praktyki handlowe: odbiorcy informowali o działaniach sprzedawców energii elektrycznej, zgłoszenia te dotyczyły wprowadzania w błąd podczas zawierania umów,
- umowy i sprzedaż: zgłaszane przez odbiorców skargi w tej kategorii dotyczyły głównie realizacji umów, ich zmian oraz problemów z rozwiązaniem umowy i naliczaniem opłat sankcyjnych. Odbiorcy zgłaszali także nieprawidłowości związane z procesem zawierania umowy, w szczególności sygnalizowali problem nieprzekazywania przez pracowników biur obsługi klienta (sprzedawców)

- w momencie składania konsumentowi oferty pełnych informacji na temat związanych z nią kosztów oraz dodatkowych usług, które zawiera przedmiotowa umowa,
- rozpoczęcie dostaw lub wznowienie dostaw po przerwie: zgłaszane przez odbiorców skargi w tej kategorii dotyczyły głównie realizacji wznowienia dostaw po przerwie oraz opłaty za wznowienie dostaw,
  - wstrzymanie dostaw na skutek braku lub opóźnienia płatności: w tej kategorii odbiorcy zgłaszali skargi na niedotrzymanie przez przedsiębiorstwa procedury wstrzymania dostaw, w szczególności brak powiadomienia odbiorcy w gospodarstwie domowym o zamiarze wstrzymania dostaw,
  - wystawianie faktury/rachunki i windykacja: skargi w tej kategorii dotyczyły niejasnej treści faktur, poprawności rozliczeń, wysokości prognoz oraz podstaw do korygowania faktur,
  - cena/taryfa: odbiorcy zgłaszali skargi na złą kwalifikację do grupy taryfowej oraz skarżyli się na wysokość cen i stawek opłat za media, znacząca liczba skarg z tej kategorii dotyczyła niejasności wokół interpretacji i stosowania ustawowych instrumentów wpływających na wysokość cen i stawek opłat za energię elektryczną, paliwa gazowe i ciepło w 2024 r. oraz ich zmian,
  - rekompensaty: odbiorcy prosili o pomoc w uzyskaniu odszkodowań od przedsiębiorstw energetycznych,
  - zmiana sprzedawcy: odbiorcy skarżyli się na problemy z wejściem w życie nowej umowy po zmianie sprzedawcy, terminowością rozliczeń ze starym sprzedawcą,
  - obsługa klienta: w tej kategorii skargi dotyczyły najczęściej terminowości odpowiedzi na reklamacje, zwłoki w realizacji zgłoszeń i dyspozycji składanych przez odbiorców oraz problemów z nawiązaniem kontaktu telefonicznego z przedsiębiorstwem energetycznym (skargi zgłaszane telefonicznie),
  - mikrogeneracja/prosumpcja: zgłoszenia prosumentów dotyczyły problemów z przyłączeniem do sieci, zawieraniem umowy i rozliczeniem. Odbiorcy posiadający mikroinstalację zgłaszali także problemy z parametrami energii elektrycznej.

**Tabela 20.** Skargi na przedsiębiorstwa energetyczne (sprzedawców i operatorów systemów dystrybucyjnych) zgłaszane do URE przez odbiorców w gospodarstwach domowych

Rodzaj skargi	Energia elektryczna	Gaz
Przyłączenie do sieci	338	181
Opomiarowanie	190	30
Jakość dostaw	478	20
Nieuczciwe praktyki handlowe	29	0
Umowy i sprzedaż	544	54
Rozpoczęcie dostaw lub wznowienie dostaw po przerwie	31	1
Wstrzymanie dostaw na skutek braku lub opóźnienia płatności	111	19
Wystawianie faktury/rachunki i windykacja	1 506	234
Cena/taryfa	347	72
Rekompensaty	68	0
Zmiana sprzedawcy	26	10
Obsługa klienta	349	29
Mikrogeneracja/prosumpcja	716	
inne	111	20

Źródło: URE.

## Przeszkody i ograniczenia w rozwijaniu zużycia wytworzonej we własnym zakresie energii elektrycznej i obywatelskich społeczności energetycznych

Najbardziej istotnym obszarem rynku energii, w którym występuje autokonsumpcja energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii, jest energetyka prosumencka<sup>100</sup>. Na przestrzeni lat 2018–2024 odnotowano wzrost łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji prosumenckich z 0,35 GW do ponad 12,7 GW, natomiast liczba prosumentów wzrosła w tym okresie z 51 tys. do ponad 1 500 tys.

Zauważyć należy, że jeszcze w 2022 r. nastąpiła istotna zmiana sposobu rozliczania energii elektrycznej wytworzonej przez prosumentów. Dotychczas energia elektryczna wyprodukowana z instalacji fotowoltaicznej rozliczana była poprzez jej tzw. zbilansowanie z energią elektryczną zużytą w okresie rozliczeniowym (tzw. net-metering), a nadwyżka wytworzonej energii mogła być rozliczana w ciągu 12 miesięcy. W systemie net-metering sieć elektroenergetyczna pełniła rolę swoistego magazynu energii. Prosumenci, którzy zgłosili przyłączenie mikroinstalacji po 31 marca 2022 r., rozliczali się na starych zasadach jeszcze przez okres przejściowy 3 miesięcy. Od 1 lipca 2022 r. prosumentów tych obowiązuje nowy system, tzw. net-billing, polegający na rozliczaniu nadwyżek energii wprowadzanej do sieci według średniej ceny rynkowej energii z poprzedniego miesiąca kalendarzowego, a od 1 lipca 2024 r. z zastosowaniem taryf dynamicznych, czyli cen godzinowych. Istotną cechą nowego systemu rozliczeń stosowanego w energetyce prosumenckiej jest zwiększenie roli autokonsumpcji wytworzonej energii elektrycznej.

Wspomnieć również należy, że w 2023 r. wprowadzono nową możliwość rozliczeń dla prosumentów energii odnawialnej wytwarzających energię na potrzeby części wspólnej budynku wielolokalowego (np. wspólnotom mieszkaniowym, spółdzielniom mieszkaniowym). Opracowane rozwiązanie – instytucja „prosumenta lokatorskiego”, które weszło w życie 2 lipca 2025 r., umożliwi obniżenie kosztów utrzymania nieruchomości i rozszerza dotychczasowe możliwości oparte na instytucjach prosumenta zbiorowego oraz prosumenta wirtualnego.

W 2024 r. w drodze nowelizacji ustawy o odnawialnych źródłach energii wprowadzono kolejne modyfikacje usprawniające rozliczenia prosumenckie w systemie net-billing.

Efektom obserwowanego w ostatnich latach gwałtownego rozwoju energetyki prosumenckiej jest wystąpienie szeregu zjawisk wywołanych trudnościami w obszarze integracji mocy mikroinstalacji w krajowym systemie elektroenergetycznym. Obecna sytuacja spowodowana jest niedostateczną symetrią w ocenie potencjału rozwoju instalacji prosumenckich względem rozwiązań wprowadzanych do krajowego porządku prawnego, co w konsekwencji zrodziło potrzebę zmiany przepisów dotyczących energetyki prosumenckiej, modyfikujących istotnie charakter tego instrumentu. U podłoża tego zagadnienia leży kwestia możliwości zwiększenia elastyczności systemu elektroenergetycznego oraz poprawa funkcjonalności w zakresie sterowania, zarządzania siecią, a także automatyzacji procesów związanych z funkcjonowaniem sieci elektroenergetycznych.

Przepisy ustawy o odnawialnych źródłach energii zawierają również definicję klastra energii, rozumianego jako cywilnoprawne porozumienie obejmujące podmioty o różnym statusie prawnym i organizacyjnym, takie jak: osoby fizyczne, osoby prawne, uczelnie wyższe, instytuty naukowe i badawcze, jednostki samorządu terytorialnego, dotyczące wytwarzania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią z odnawialnych źródeł energii lub z innych źródeł lub paliw, na ograniczonym obszarze działania. Tego rodzaju sposób współdziałania w obszarze energetyki rozproszonej znajduje coraz większe uznanie, przyczyniając się do jej rozwoju na poziomie lokalnym. W 2023 r. zostały uchwalone przepisy doprecyzowujące m.in. definicję klastra energii, zasady

---

<sup>100</sup> Prosument – odbiorca końcowy wytwarzający energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby w mikroinstalacji (instalacji OZE o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 50 kW), pod warunkiem że w przypadku odbiorcy końcowego niebędącego odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, nie stanowi to przedmiotu przeważającej działalności gospodarczej.

współpracy biznesowej w ramach klastrów energii, zakres podmiotowy i przedmiotowy klastra energii oraz obszar działania klastra energii. Obecnie obowiązujące przepisy przewidują również szczególne usprawnienia administracyjno-prawne oraz dedykowany system wsparcia, z którego będą mogły skorzystać podmioty wpisane do nowego rejestru klastrów energii prowadzonego od 1 stycznia 2024 r. przez Prezesa URE. Regulacja zakłada również ścisłą współpracę klastrów energii z operatorami sieci dystrybucyjnych, której celem jest odciążenie krajowego systemu elektroenergetycznego<sup>101</sup>.

W 2023 r. do krajowego systemu prawnego wprowadzono – w drodze nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne – instytucje: obywatelskiej społeczności energetycznej oraz odbiorcy aktywnego.

Obywatelskie społeczności energetycznej są to podmioty posiadające zdolność prawną, których działalność opiera się na dobrowolnym i otwartym uczestnictwie i w których uprawnienia decyzyjne i kontrolne przysługują członkom, udziałowcom lub wspólnikom będącym wyłącznie osobami fizycznymi, jednostkami samorządu terytorialnego, mikroprzedsiębiorcami lub małymi przedsiębiorcami. Głównym celem obywatelskiej społeczności energetycznej ma być zapewnienie korzyści środowiskowych, gospodarczych lub społecznych dla ich członków, udziałowców, wspólników lub obszarów, na których Społeczność będzie prowadziła działalność.

Ustawa reguluje prawa i obowiązki takich podmiotów. Przedmiotem działalności obywatelskiej społeczności energetycznej może być wytwarzanie, dystrybucja, sprzedaż, zużywanie, agregacja lub magazynowanie energii, a także świadczenie usług w zakresie efektywności energetycznej, ładowania pojazdów elektrycznych lub świadczenie innych usług energetycznych swoim członkom lub udziałowcom. Jednocześnie odbiorca przystępujący do obywatelskiej społeczności energetycznej zachowuje pełnię praw konsumenckich.

Stworzenie ram prawnych działania obywatelskich społeczności energetycznych ma na celu umożliwienie odbiorcom końcowym energii elektrycznej bezpośredniego udziału w wytwarzaniu i dzieleniu się energią elektryczną z innymi odbiorcami. Celem wprowadzenia tego rozwiązania jest zapewnienie członkom społeczności przystępnej cenowo energii elektrycznej oraz zwiększenie efektywności energetycznej na poziomie gospodarstw domowych, dzięki zmniejszeniu zużycia energii elektrycznej i obniżeniu ceny jej dostaw.

Rozpoczęcie działalności przez obywatelską społeczność energetyczną wymaga wpisu do wykazu, który prowadzi Prezes URE. Zgodnie z nowymi przepisami mogą one funkcjonować od sierpnia 2024 r.

Z kolei odbiorcą aktywnym ma być taki odbiorca końcowy, który działając indywidualnie albo w grupie zużywa wytworzoną we własnym zakresie energię lub ją magazynuje, ewentualnie sprzedaje. Odbiorcą aktywnym może być też podmiot realizujący przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej, świadczący usługi systemowe lub usługi elastyczności, pod warunkiem, że powyższe aktywności nie są przedmiotem jego podstawowej działalności. Odbiorca aktywny może działać samodzielnie albo za pośrednictwem agregatora, ma również prawo do powierzenia innemu podmiotowi zarządzania instalacją tego odbiorcy.

Rozwój energetyki rozproszonej, w tym prosumenckiej, całkowicie zmienia charakter sektora dystrybucji. Dotychczasowa działalność operatorów systemów dystrybucyjnych była skoncentrowana głównie na zapewnieniu niezawodności dostaw energii czyli przede wszystkim na aspektach technicznych. Prawo unijne stwarza jednak nowe otoczenie regulacyjne, które pozycjonuje OSD w roli animatora rynku i to od ich sprawności w dużej mierze zależeć będzie jego dalsze funkcjonowanie. Dotyczy to również nowych inicjatyw, takich jak wyżej wspomniane obywatelskie społeczności energetyczne czy agregatorzy oferujący usługi polegające na redukcji zużycia energii elektrycznej przez odbiorców. Spółki dystrybucyjne powinny wspierać rozwój wszelkich form wspólnot, społeczności

---

<sup>101</sup> Według stanu na koniec 2024 r. do rejestru klastrów energii prowadzonego przez Prezesa URE wpisanych zostało sześć klastrów energii.

i klastrów, gdyż tylko dobrze zarządzana energetyka obywatelska będzie mogła stanowić wsparcie dla krajowego systemu elektroenergetycznego.

To niewątpliwie duże wyzwanie dla sektora – zarówno pod względem technicznym, inwestycyjnym, jak i organizacyjnym. Dlatego konieczne jest stworzenie rozwiązań systemowych, które zapewnią, że przyłączanie źródeł do sieci i wprowadzanie energii nie będzie ograniczone barierami technicznymi czy handlowymi. Integracja rynku powinna uwzględniać wytwórców energii odnawialnej, dostawców nowych usług energetycznych, magazynowanie energii i jej elastyczny odbiór. Coraz większą rolę odgrywać też będą usługi elastyczności, które zaprojektowane we właściwy sposób pozwolą zarówno konsumentom, jak i nowym uczestnikom rynku, w tym fleksumentom (wytwórcom świadczącym usługi elastyczności dla sieci dystrybucyjnej za pośrednictwem np. magazynów energii) udział w transformacji energetycznej.

Podsumowując należy wskazać, że identyfikacja oraz analiza barier rozwoju energetyki rozproszonej, obejmującej także sektor energetyki obywatelskiej, w tym prosumenckiej, pozwala na wyodrębnienie czterech głównych obszarów występowania tych barier:

1) bariery w obszarze ekonomiczno-finansowym:

- monopolistyczna pozycja właścicieli sieci energetycznych oraz brak regulacji nakładających obowiązków OSD do współpracy w zakresie tworzenia wspólnot energetycznych;
- wysoki koszt stabilizacji systemu elektroenergetycznego zawierającego instalacje OZE, spowodowany brakiem regulacji wspierających rozwiązania bilansowania lokalnego,

2) bariery w obszarze legislacyjno-regulacyjnym:

- nie w pełni wdrożone regulacje prawne dotyczące energetyki rozproszonej, a obowiązujące regulacje prawne nieodpowiadające w pełni na potrzeby interesariuszy lub budzące wątpliwości interpretacyjne;
- skomplikowane i długotrwałe procedury związane z przygotowaniem i realizacją procesu inwestycyjnego w branży OZE;
- brak regulacji wystarczająco motywujących do transformacji energetycznej opartej na szeroko rozumianej energetyce obywatelskiej oraz wprowadzenie takich regulacji, które nie mają przełożenia na rzeczywiste modele biznesowe;
- niepewność inwestorów spowodowana brakiem stabilności regulacyjnej,

3) bariery w obszarze społeczno-kulturowym:

- brak powszechnej wiedzy i edukacji w zakresie gospodarowania energią i nowoczesnych rozwiązań technicznych;
- ograniczony lokalny kapitał organizacyjny (m.in. niedostateczna specjalistyczna wiedza w temacie energetyki rozproszonej na poziomie jednostek samorządu terytorialnego, braki kadrowe);
- nieznanostwo korzyści technicznych i ekonomicznych wynikających z zastosowania instalacji OZE czy działań kolektywnych w zakresie zarządzania energią,

4) bariery w obszarze techniczno-technologicznym:

- niezadowalający stan techniczny infrastruktury energetycznej (w szczególności sieci dystrybucyjnych), wymagający znacznych nakładów na modernizację;
- niedostateczny poziom monitoringu stanu i pracy sieci elektroenergetycznych, brak możliwości bilansowania energii w czasie rzeczywistym, zbyt długi interwał agregacji danych;
- niewystarczający poziom sterowalności sieci, niski poziom rozwiązań podnoszących elastyczność sieci (m.in. rozwiązania typu *smart grid*), w tym układów zwiększających możliwość przyłączania nowych źródeł i poprawiających jakość dostaw energii.

Bariery te w pierwszej kolejności powinny być niwelowane w procesie tworzenia regulacji prawnych mających na celu promocję wykorzystywania energii elektrycznej, wytwarzanej przez jej konsumentów.

## 4. RYNEK GAZU ZIEMNEGO

### 4.1. Regulacja przedsiębiorstw sieciowych

#### 4.1.1. Taryfy za przyłączenie i dostęp do sieci gazowych i instalacji LNG

Przedsiębiorstwa gazownicze posiadające koncesje na przesyłanie, dystrybucję, magazynowanie paliw gazowych, skraplanie gazu ziemnego lub regazyfikację skroplonego gazu ziemnego prowadzą ww. działalność w oparciu o taryfy zatwierdzone przez Prezesa URE.

Warunkiem zatwierdzenia taryfy jest jej zgodność z przepisami ustawy – Prawo energetyczne oraz aktów wykonawczych do tej ustawy, w tym w szczególności rozporządzenia w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi, a także rozporządzeniem NC TAR (w przypadku taryf przesyłowych). W postępowaniach administracyjnych o zatwierdzenie taryf Prezes URE szczegółowo analizuje koszty, które stanowią podstawę kalkulacji stawek opłat zapewniając jednocześnie, aby nie występowało subsydiowanie skrośne między działalnością koncesjonowaną i niekoncesjonowaną oraz pomiędzy poszczególnymi rodzajami działalności koncesjonowanych. Podstawą oceny kosztów przyjmowanych do kalkulacji taryf są dane zawarte w sprawozdaniach finansowych. Ze względu na strukturę polskiego sektora gazu analizy porównawcze są wykorzystywane w ograniczonym zakresie. Taryfy zatwierdzone przez Prezesa URE są ogłaszane w Biuletynie Branżowym URE w terminie 14 dni od dnia zatwierdzenia. Przedsiębiorstwa gazownicze (z wyjątkiem taryf w zakresie przesyłania paliw gazowych, do których stosuje się rozporządzenie NC TAR) wprowadzają taryfy do stosowania nie wcześniej niż po upływie 14 dni i nie później niż 45 dni od dnia ich publikacji, natomiast przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem paliw gazowych wprowadzają taryfę do stosowania w terminie określonym przez Prezesa URE w decyzji o zatwierdzeniu tej taryfy, nie wcześniejszym niż po upływie 14 dni od jej opublikowania w Biuletynie Branżowym URE. W przypadku taryf w zakresie przesyłania paliw gazowych, ich publikacja następuje nie później niż na 30 dni przed coroczną procedurą aukcji zdolności rocznej.

Od decyzji Prezesa URE zatwierdzającej lub odmawiającej zatwierdzenia taryfy przedsiębiorstwu przysługuje odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, za pośrednictwem Prezesa URE, w terminie dwutygodniowym od dnia jej doręczenia. Przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych mają obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie do ich sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie, na zasadzie równoprawnego traktowania, o ile istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia i dostarczania tych paliw, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru.

Za przyłączenie do sieci przesyłowej gazowej pobierana jest opłata w wysokości odpowiadającej rzeczywistym nakładom poniesionym na realizację przyłączenia.

Natomiast podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci dystrybucyjnych (wysokich, podwyższonych, średnich i niskich ciśnień) uiszczają opłatę ustaloną na podstawie stawek opłat skalkulowanych przez operatorów sieci dystrybucyjnych i zawartych w ich taryfach zatwierdzanych przez Prezesa URE. Stawki te kalkulowane są na podstawie ¼ średniorocznych nakładów inwestycyjnych na budowę odcinków służących do przyłączenia tych podmiotów, określonych w planie rozwoju, opracowanym przez operatora systemu dystrybucyjnego. W przypadku przyłączania źródeł współpracujących z siecią oraz sieci przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych pobierana jest opłata na podstawie rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłącza.

Do kluczowych energetycznych przedsiębiorstw infrastrukturalnych w sektorze gazowym należą:

- OGP Gaz-System S.A. z siedzibą w Warszawie, pełniąc funkcję operatora:
  - systemu przesyłowego na sieci własnej i sieci gazociągów należących do przedsiębiorstwa SGT EuRoPol Gaz S.A.;
  - operatora systemu skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego (LNG),
- PSG Sp. z o.o. z siedzibą w Tarnowie – operator systemu dystrybucyjnego,
- Gas Storage Poland Sp. z o.o. z siedzibą w Dębogórze – operator systemu magazynowania.

### **OGP Gaz-System S.A. – taryfa dla przesyłania paliw gazowych siecią własną przedsiębiorstwa**

W 2024 r. w zakresie sieci własnej OSP była stosowana taryfa dla przesyłania paliw gazowych nr 17 OGP Gaz-System S.A., zatwierdzona przez Prezesa URE decyzją z 2 czerwca 2023 r. na okres od godziny 6:00 dnia 1 stycznia 2024 r. do godziny 6:00 dnia 1 stycznia 2025 r.<sup>102</sup>, zmieniona decyzją z 13 grudnia 2023 r.<sup>103</sup>

Podstawowe założenia do taryfy nr 17, to:

- podział przychodu na punkty wejścia i wyjścia odpowiada proporcji 45/55,
- stawki opłat za usługi przesyłowe zostały ustalone na punktach wejścia i wyjścia dla:
  - wysokometanowego gazu ziemnego (grupa E) i
  - zaazotowanego gazu ziemnego (grupa L, podgrupa Lw),
- rabat na wejściu z instalacji regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego – 100 proc.,
- rabat na wyjściach z instalacji magazynowych i na wyjściach do tych instalacji – 80 proc.,
- dla produktów przerywanych rabat ex-ante:
  - 6 proc. na połączeniach międzysystemowych z państwami UE i krajami trzecimi;
  - 2 proc. na połączeniach międzysystemowych;
  - 80 proc. dla usług wirtualnego przesyłania zwrotnego,
- oferowane usługi nieprzesyłowe:
  - sprężania (oferowane w systemie wysokometanowego gazu ziemnego, głównie w celu wsparcia dostaw gazu ziemnego z kopalń gazu);
  - redukcji ciśnienia (na punktach wyjścia).

W kalkulacji taryfy nr 17 uwzględnione zostały postanowienia decyzji Prezesa URE z 31 marca 2022 r. zatwierdzającej metodę wyznaczania cen referencyjnych nr 2/OGP w zakresie własnej sieci przesyłowej OGP Gaz-System S.A. na okres: od godziny 6:00 dnia 1 stycznia 2023 r. do godziny 6:00 dnia 1 stycznia 2025 r., stanowiącej załącznik do tej decyzji (Biuletyn Branżowy URE – Paliwa gazowe nr 39 (2556) z 10 maja 2022 r.) oraz Informacji nr 7/2023 w sprawie poziomu mnożników, współczynników sezonowych i rabatów, o których mowa w art. 28 ust. 1 lit. a)-c) Kodeksu taryfowego, uwzględnianych w kalkulacji taryf dla usług przesyłania paliw gazowych na okres od 1 stycznia 2024 r. do 31 grudnia 2024 r.<sup>104</sup>, wydanych na podstawie przepisów rozporządzenia NC TAR.

Decyzją z 13 grudnia 2023 r. została zatwierdzona zmiana taryfy nr 17 polegająca na aktualizacji stawek opłat za świadczone usługi przesyłania, usługi sprężania oraz usługi redukcji ciśnienia paliw gazowych w związku ze wzrostem kosztów zakupu usług magazynowania paliw gazowych oraz aktualizacją wartości zwrotu z zaangażowanego kapitału, w porównaniu do wartości prognozowanych przyjętych do kalkulacji taryfy.

<sup>102</sup> Biuletyn branżowy URE - Paliwa gazowe nr 69 (2733) - <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe/4365,Taryfy-opublikowane-w-2023-r.html>

<sup>103</sup> Biuletyn branżowy URE - Paliwa gazowe nr 126 (2790) - <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe/4365,Taryfy-opublikowane-w-2023-r.html>

<sup>104</sup> <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/mnozники-wspolczynnikow-sezonow/10658,Konsultacje-w-zakresie-rabatow-mnozownikow-i-wspolczynnikow-sezonowych-do-taryf-na.html>

Uzasadnieniem wnioskowanej zmiany w zakresie kosztu usług magazynowych była zmiana przepisów prawa, tj. art. 45 ust. 3c ustawy – Prawo energetyczne wprowadzonego ustawą z 28 lipca 2023 r., który stanowi, że „w kosztach działalności operatora systemu przesyłowego gazowego, o których mowa w ust. 1 pkt 1, uwzględnia się koszty poniesione w związku z wykonaniem umowy, o której mowa w art. 4c ust. 3”. Natomiast zmiana w zakresie aktualizacji wartości zwrotu z zaangażowanego kapitału wynikała z opublikowanej przez Prezesa URE 29 listopada 2023 r. Metodologii określania wskaźnika kosztu kapitału zaangażowanego dla operatorów systemów gazowych na lata 2024–2028<sup>105</sup>, w związku z faktem, że taryfa przedsiębiorstwa została zatwierdzona na okres od 1 stycznia 2024 r. do 1 stycznia 2025 r.

Decyzją z 3 czerwca 2024 r. Prezes URE zatwierdził taryfę dla przesyłania paliw gazowych nr 18 na okres od godziny 6:00 dnia 1 stycznia 2025 r. do godziny 6:00 dnia 1 stycznia 2026 r.<sup>106</sup>

Taryfa na 2025 r. została zatwierdzona w terminie wynikającym z postanowień art. 29 i art. 32 lit. a rozporządzenia NC TAR. W myśl tych przepisów publikacja m.in. stawek opłat przesyłowych dla najbliższego roku gazowego (2023/24) powinna mieć miejsce nie później niż 30 dni przed coroczną aukcją rocznej zdolności przesyłowej. Natomiast zgodnie z art. 11 ust. 4 rozporządzenia CAM NC coroczne aukcje rocznej zdolności przesyłowej rozpoczynają się w pierwszy poniedziałek lipca każdego roku.

Ustalona przez OGP Gaz-System S.A. taryfa zapewnia pokrycie planowanych kosztów wraz z uzasadnionym zwrotem z zaangażowanego kapitału. Taryfa ta została skalkulowana stosownie do wymagań rozporządzenia taryfowego gazowego oraz rozporządzenia NC TAR.

Jednocześnie, powyższą decyzją został uzgodniony stan konta regulacyjnego na 31 grudnia 2023 r. w kwocie (-) 157 289,77 tys. zł, oznaczającej poziom niewystarczająco odzyskanych przychodów, na którą składa się:

- a) poziom niewystarczająco odzyskanych przychodów wraz z przychodami z premii aukcyjnej dla usług przesyłania paliw gazowych w kwocie (-) 181 040,15 tys. zł,
- b) poziom nadmiernie odzyskanych przychodów dla usług nieprzesyłowych sprężania paliw gazowych w kwocie 4 240,06 tys. zł,
- c) poziom nadmiernie odzyskanych przychodów dla usług nieprzesyłowych redukcji ciśnienia paliw gazowych w kwocie 19 510,32 tys. zł.

Z powyższych kwot w kalkulacji taryfy na 2025 r. w zakresie usług przesyłania paliw gazowych, uwzględniono część stanu konta regulacyjnego, o którym mowa w pkt a), w kwocie (-) 18 104,01 tys. zł (co spowodowało wzrost przychodu przyjmowanego do kalkulacji stawek opłat), a w zakresie usług nieprzesyłowych całość stanu konta regulacyjnego, o którym mowa w pkt b) i c), co wpłynęło na spadek przychodu przyjmowanego do kalkulacji stawek dla usług nieprzesyłowych. Pozostałą część salda subkonta regulacyjnego dla usług przesyłania paliw gazowych w kwocie (-) 162 936,13 tys. zł pozostawiono do uwzględnienia w kalkulacji taryf na kolejne okresy.

W kalkulacji taryfy na 2025 r. uwzględnione zostały postanowienia decyzji Prezesa URE z 10 kwietnia 2024 r. zatwierdzającej Metodę wyznaczania cen referencyjnych nr 3/OGP w zakresie własnej sieci przesyłowej OGP Gaz-System S.A. na okres: od godziny 6:00 dnia 1 stycznia 2025 r. do godziny 6:00 dnia 1 stycznia 2027 r., stanowiącej załącznik do tej decyzji (Biuletyn Branżowy URE – Paliwa gazowe nr 50 (2847) z 11 kwietnia 2024) oraz Informacji nr 4/2024 w sprawie poziomu mnożników, współczynników sezonowych i rabatów, o których mowa w art. 28 ust. 1 lit. a)-c) Kodeksu taryfowego, uwzględnianych w kalkulacji taryf dla usług przesyłania paliw gazowych na okres od godziny 6:00 dnia

<sup>105</sup> <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/zalozenia-dla-kalkulacj-2/7834,Pismo-Prezesa-Urzedu-Regulacji-Energetyki-do-przedsiębiorstw-energetycznych.html>

<sup>106</sup> Biuletyn branżowy URE - Paliwa gazowe nr 62 (2859) - <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe/4571,Taryfy-opublikowane-w-2024-r.html>

1 stycznia 2025 r. do godziny 6:00 dnia 1 stycznia 2026 r.<sup>107</sup>, wydanych na podstawie przepisów Kodeksu taryfowego.

Taryfa zawiera stawki opłat przesyłowych (stawki stałe w gr/kWh/h za h) dla ciągłych rocznych usług przesyłania paliw gazowych świadczonych na punktach wejścia oraz wyjścia do/z systemu przesyłowego (dla gazu ziemnego wysokometanowego – grupa E i zaazotowanego – grupa L, podgrupa Lw), w tym dla gazu ziemnego wysokometanowego również na wejściach oraz wyjściach z/do podziemnych magazynów gazu.

Natomiast ceny bazowe standardowych produktów z zakresu przerywanej zdolności przesyłowej<sup>108</sup>, zgodnie z postanowieniami powyższej informacji nr 4/2024, będą obliczane poprzez pomnożenie cen bazowych danych standardowych produktów z zakresu zdolności ciągłej przez różnicę między 100 proc. i poziomem rabatu ex-ante:

- a) 6 proc. dla rocznych, kwartalnych, miesięcznych, dobowych i śróddziennych produktów z zakresu zdolności dla gazu E oferowanych na punktach połączeń międzysystemowych z krajami UE oraz z krajami trzecimi,
- b) 2 proc. dla produktów rocznych, kwartalnych, miesięcznych, dobowych i śróddziennych z zakresu zdolności dla gazu E i L oferowanych na wewnętrznych punktach wejścia/wyjścia.

W metodzie tej w rozliczeniach z użytkownikiem systemu przesyłowego stosowana jest cena bazowa produktu z zakresu zdolności przerywanej (uwzględniająca powyższy rabat) niezależnie od faktycznego wystąpienia ograniczenia przepustowości w danym punkcie. W przypadku wystąpienia przerwania użytkownik nie otrzymuje dodatkowego rabatu/bonifikaty.

Rabat ex-ante nie będzie stosowany dla usług wirtualnego przesyłania zwrotnego (tzw. rewersu wirtualnego)<sup>109</sup>, dla których na podstawie § 14 ust. 1 rozporządzenia taryfowego gazowego jest stosowany współczynnik 0,2 (rabat w wysokości 80 proc.).

W przypadku świadczenia usług przesyłania paliw gazowych, zarówno ciągłych, jak i przerywanych, w okresach krótszych niż rok, w rozliczeniach są stosowane określone w taryfie współczynniki korekcyjne, właściwe dla danego produktu z zakresu zdolności przesyłowej (kwartalnego, miesięcznego, dobowego i śróddziennego).

Ponadto w kalkulacji taryfy nr 18 (na 2025 r.), podobnie jak w przypadku taryf na 2023 i 2024 r., z działalności polegającej na przesyłaniu paliw gazowych zostały wyodrębnione usługi sprężania i usługi redukcji ciśnienia.

W taryfie na 2025 r. udział przychodów uzyskiwanych z opłat stałych, zarówno dla gazu wysokometanowego jak i zaazotowanego, wyniósł 100 proc. Przyjęty w kalkulacji taryfy podział przychodu na punkty wejścia i wyjścia odpowiada proporcji 45/55. Stawki na punktach wejścia i wyjścia z/do magazynów zostały ustalone z zastosowaniem rabatu równego 80 proc., tzn. stanowią one 20 proc. stawek przesyłowych na punktach wejścia i wyjścia z/do sieci przesyłowej gazu ziemnego wysokometanowego innych niż magazyny. Na punkcie wejścia do systemu przesyłowego z terminalu LNG stosowany jest rabat w wysokości 100 proc., skutkujący brakiem opłat za wprowadzenie gazu do systemu przesyłowego w tym punkcie.

<sup>107</sup> <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/2025-r-art-28-nc-tar/11270,Mnozники-wspolczynniki-sezonowe-i-rabaty-na-2025-r-art-28-NC-TAR.html>

<sup>108</sup> Zgodnie z definicją zawartą w art. 2 ust. 1 pkt 3 rozporządzenia 715/2009, zdolność oznacza maksymalny przepływ – wyrażony w normalnych metrach sześciennych na jednostkę czasu lub w jednostkach energii na jednostkę czasu – do którego użytkownik sieci jest uprawniony zgodnie z postanowieniami umowy przesyłowej.

<sup>109</sup> Usługa wirtualnego przesyłania zwrotnego została zdefiniowana w § 2 pkt 24 rozporządzenia taryfowego gazowego jako usługa świadczona na zasadach przerywanych przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem paliw gazowych, polegająca na umownym przesyłaniu paliw gazowych w kierunku przeciwnym do fizycznego przepływu paliw gazowych w jednokierunkowych fizycznych punktach wejścia do sieci przesyłowej, jednokierunkowych fizycznych punktach wyjścia z sieci przesyłowej lub wirtualnych punktach połączenia międzysystemowego.

**Tabela 21.** Dynamika zmian stawek opłat na punktach wejścia i punktach wyjścia dla produktów standardowych

Rodzaj punktu	Dynamika zmian stawek opłat [%]	
	zmiana taryfy 17 / taryfa 16	taryfa 18 / zmiana taryfy 17
E wejście	42,6	19,3
E wyjście	26,9	3,2
L wejście	5,7	-10,4
L wyjście	24,6	-17,7

Źródło: URE.

### OGP Gaz-System S.A. – taryfa dla przesyłania paliw gazowych siecią przesyłową należącą do Systemu Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A.

W 2024 r. stosowana była taryfa dla przesyłania paliw gazowych Polskiego Odcinka Systemu Gazociągów Tranzytowych Jamał-Europa nr 1/2024 zatwierdzona decyzją Prezesa URE z 2 czerwca 2023 r. na okres od 1 stycznia 2024 r. do 1 stycznia 2025 r.

W kalkulacji taryfy uwzględnione zostały postanowienia decyzji Prezesa URE z 31 marca 2022 r. zatwierdzającej Metodę wyznaczania cen referencyjnych nr 2/SGT w zakresie sieci przesyłowej będącej własnością przedsiębiorstwa energetycznego System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A. z siedzibą w Warszawie na okres: od godziny 6:00 dnia 1 stycznia 2023 r. do godziny 6:00 dnia 1 stycznia 2025 r., stanowiącej załącznik do tej decyzji oraz Informację Prezesa URE nr 7/2023 w sprawie poziomu mnożników, współczynników sezonowych i rabatów, o których mowa w art. 28 ust. 1 lit. a-c Kodeksu taryfowego, uwzględnianych w kalkulacji taryf dla usług przesyłania paliw gazowych na okres od 1 stycznia 2024 r. do 31 grudnia 2024 r., wydanych na podstawie przepisów Kodeksu taryfowego<sup>110</sup>. W kalkulacji taryfy uwzględniono także uwarunkowania dotyczące punktu Kondratki, wynikające z decyzji Prezesa URE z 28 marca 2023 r., w związku z konfliktem zbrojnym w Ukrainie i wprowadzeniem sankcji na Białoruś i Federację Rosyjską.

Podstawowe założenia do kalkulacji stawek opłat, to:

- podział przychodu na punkty wejścia i wyjścia odpowiada proporcji 50/50;
- dla produktów przerywanych rabat ex-ante wyniósł:
  - 10 proc. na połączeniach międzysystemowych;
  - 80 proc. dla usług wirtualnego przesyłania zwrotnego.

Decyzją z 1 marca 2024 r. została zatwierdzona zmiana nr 1 taryfy dla przesyłania paliw gazowych Polskiego Odcinka Systemu Gazociągów Tranzytowych Jamał-Europa nr 1/2024 w zakresie aktualizacji stawek opłat za świadczone usługi przesyłania paliw gazowych z uwagi na zmianę metodologii określania wskaźnika kosztu kapitału. Taryfa przedsiębiorstwa na 2024 r. została zatwierdzona 2 czerwca 2023 r., natomiast 29 listopada 2023 r. została opublikowana przez Prezesa URE „Metodologia określania wskaźnika kosztu kapitału zaangażowanego dla operatorów systemów gazowych na lata 2024–2028”. Zmiany w zakresie zwrotu z kapitału spowodowały konieczność aktualizacji taryfy na 2024 r.

Decyzją z 3 czerwca 2024 r. Prezes URE zatwierdził taryfę dla przesyłania paliw gazowych Polskiego Odcinka Systemu Gazociągów Tranzytowych Jamał-Europa nr 1/2025 na okres od godziny 6:00 dnia 1 stycznia 2025 r. do godziny 6:00 dnia 1 stycznia 2026 r.

W kalkulacji taryfy na 2025 r. uwzględnione zostały postanowienia decyzji Prezesa URE z 20 marca 2024 r. zatwierdzającej Metodę wyznaczania cen referencyjnych nr 3/SGT w zakresie sieci przesyłowej będącej własnością przedsiębiorstwa energetycznego System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A. z siedzibą w Warszawie na okres: od godziny 6:00 dnia 1 stycznia 2025 r. do godziny 6:00 dnia

<sup>110</sup> <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/10913,Informacja-nr-72023.html>

1 stycznia 2027 r., stanowiącej załącznik do tej decyzji<sup>111</sup> oraz Informacji Prezesa URE nr 4/2024 w sprawie poziomu mnożników, współczynników sezonowych i rabatów, o których mowa w art. 28 ust. 1 lit. a-c Kodeksu taryfowego, uwzględnianych w kalkulacji taryf dla usług przesyłania paliw gazowych na okres od godziny 6:00 dnia 1 stycznia 2025 r. do godziny 6:00 dnia 1 stycznia 2026 r., wydanych na podstawie przepisów Kodeksu taryfowego<sup>112</sup>. Główną zmianą wynikającą z Informacji Prezesa URE nr 4/2024 było obniżenie poziomu rabatu ex-ante dla przerywanych usług przesyłowych w 2025 r. do 6 proc. z 10 proc. w 2024 r.

W kalkulacji taryfy na 2025 r. uwzględniono także uwarunkowania dotyczące punktu Kondratki, wynikające z decyzji Prezesa URE z 28 marca 2023 r., w związku z konfliktem zbrojnym w Ukrainie i wprowadzeniem sankcji na Białoruś i Federację Rosyjską (punkt został usunięty z wykazu punktów właściwych).

Podstawowe założenia do kalkulacji stawek opłat, to:

- podział przychodu na punkty wejścia i wyjścia odpowiada proporcji 50/50;
- dla produktów przerywanych rabat ex-ante wyniósł:
  - 6 proc. na połączeniach międzysystemowych;
  - 80 proc. dla usług wirtualnego przesyłania zwrotnego.

**Tabela 22.** Dynamika zmian stawek opłat na punktach wejścia i punktach wyjścia

Rodzaj punktu	Dynamika zmian stawek opłat [%]	
	(taryfa 1/2024)/(taryfa 1/2023)	(taryfa 1/2025)/(taryfa 1/2024)
Wejście	17,45	141,00
Wyjście	14,68	152,77

Źródło: URE.

### Taryfa PSG Sp. z o.o. dla usług dystrybucji paliw gazowych

Decyzją z 15 grudnia 2023 r. Prezes URE zatwierdził taryfę nr 12 dla usług dystrybucji paliw gazowych<sup>113</sup> na okres do 31 grudnia 2024 r. Taryfa ta została wprowadzona do stosowania od 1 stycznia 2024 r. i spowodowała ona wzrost średnich płatności za usługi dystrybucji dla gazu ziemnego wysokometanowego o 5,02 proc., dla gazu ziemnego zaazotowanego (grupa L, podgrupa Lw) – o 5 proc., dla gazu ziemnego zaazotowanego (grupa L, podgrupa Ls) – o 4,75 proc. i dla gazu koksowniczego o 21,18 proc.

Jednocześnie 22 grudnia 2023 r. została ogłoszona ustawa z 7 grudnia 2023 r., która wydłużyła stosowanie stawek opłat za usługi dystrybucji paliw gazowych – uwzględnionych w ostatniej taryfie stosowanej w 2022 r. – do 30 czerwca 2024 r. dla odbiorców, o których mowa w art. 62b ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne. W zakresie paliw gazowych stosowne regulacje wynikały ze zmian wprowadzonych w ustawie z 15 grudnia 2022 r.

W konsekwencji przedsiębiorstwo wystąpiło o zmianę taryfy nr 12, polegającą na uzupełnieniu jej treści o stawki opłat dystrybucyjnych, które PSG Sp. z o.o. obowiązana była stosować dla odbiorców, o których mowa w art. 62b ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, od 1 stycznia do 30 czerwca 2024 r., tj. stawki uwzględnione w ostatniej taryfie stosowanej w 2022 r. (zgodnie z art. 3 ust. 7 ustawy z 15 grudnia 2022 r.).

Zatem w okresie od 1 stycznia 2023 r. do 30 czerwca 2024 r., pomimo zatwierdzenia taryf nr 11 i 12 ustalonych przez PSG Sp. z o.o., przedsiębiorstwo to zobligowane było do stosowania dla odbiorców,

<sup>111</sup> Biuletyn Branżowy URE – Paliwa gazowe nr 44 (2841) z 21 marca 2024 r., <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/inne-decyzje-informacje/4574,Inne-decyzje-informacje-sprawozdania-opublikowane-w-2024-r.html>

<sup>112</sup> <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogólne/komunikaty-prezesa-ure/11616,Informacja-nr-42024.html>

<sup>113</sup> <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe/4365,Taryfy-opublikowane-w-2023-r.html>

o których mowa w art. 62b ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, stawek opłat za usługi dystrybucji ustalonych w zmianie taryfy nr 10 dla usług dystrybucji paliw gazowych, zatwierdzonej 17 sierpnia 2022 r.

Korekta taryfy nr 12<sup>114</sup> polegała również na dostosowaniu jej treści do zmienionego brzmienia przepisów w zakresie kształtowania i kalkulacji taryf dla paliw gazowych – rozporządzeniem z 23 listopada 2023 r.<sup>115</sup> Minister Klimatu i Środowiska dokonał bowiem nowelizacji przepisów rozporządzenia taryfowego gazowego.

Z kolei decyzją z 16 grudnia 2024 r. Prezes URE zatwierdził taryfę nr 13<sup>116</sup> na okres do 31 grudnia 2025 r. Taryfa ta została wprowadzona do stosowania od 1 stycznia 2025 r. Spowodowała ona wzrost średnich płatności za usługi dystrybucji dla gazu ziemnego wysokometanowego (grupa E) – 24,49 proc., dla gazu ziemnego zaazotowanego (podgrupa Lw) – o 25,18 proc., dla gazu ziemnego zaazotowanego (podgrupa Ls) – o 24,47 proc. i dla gazu koksowniczego o 15,45 proc. W kalkulacji taryfy nr 13 po raz pierwszy została uwzględniona część salda konta regulacyjnego, o którym mowa § 10a rozporządzenia taryfowego gazowego, co znalazło wyraz w sentencji decyzji zatwierdzającej taryfę nr 13.

### Taryfa Gas Storage Poland Sp. z o.o. w zakresie świadczenia usług magazynowania paliw gazowych

W 2024 r. prowadzone były dwa postępowania administracyjne dotyczące taryf za usługi magazynowania. 29 kwietnia 2024 r. Prezes URE zatwierdził taryfę 1/2024 na okres do 31 marca 2025 r. łączna pojemność instalacji magazynowych, w porównaniu z pojemnością przyjętą do kalkulacji taryfy 1/2023 zmniejszyła się o 1,6 mln m<sup>3</sup> z uwagi na konwergencję w KPMG Kosakowo, jednak liczba oferowanych pakietów wzrosła o 1 pakiet (z uwagi na zmniejszenie pojemności wykorzystywanej przez Operatora Systemu Przesyłowego).

W trakcie 2024 r. zmieniały się zasady utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu. Na dzień zatwierdzania taryfy 1/2024, do 30 września 2024 r. obowiązywało okresowe wydłużenie dopuszczalnego czasu odbioru zapasów obowiązkowych gazu z instalacji magazynowych. Zgodnie bowiem z treścią art. 70d ustawy o zapasach (w brzmieniu nadanym ustawą z 5 sierpnia 2022 r.), do 30 września 2024 r. tzw. zapasy obowiązkowe gazu mogły być utrzymywane w instalacjach magazynowych, których parametry techniczne pozwalały dostarczyć całkowity ich wolumen do systemu gazowego w okresie nie dłuższym niż 50 dni. Od pierwszego października 2024 r., kryterium maksymalnego czasu odbioru miało wynosić ponownie 40 dni – zgodnie z pierwotnym brzmieniem art. 24 ust. 2 pkt 2 ustawy o zapasach. W praktyce różny maksymalny czas dostarczenia obowiązkowych zapasów gazu do systemu gazowego, przy tej samej pojemności czynnej instalacji magazynowych wiąże się z możliwością zaafferowania różnej struktury i wolumenu usług magazynowych. W efekcie taryfa 1/2024 zawierała dwa zestawy stawek opłat – Część A, która miała być stosowana w całym okresie obowiązywania przepisów wydłużających do 50 dni okres dostarczenia całkowitej ilości zapasów obowiązkowych gazu do systemu gazowego, oraz Część B – stosowaną od 1 października 2024 r. – w przypadku powrotu do przepisów wyznaczających możliwość dostarczenia całkowitej ilości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego zgromadzonych w instalacjach magazynowych do systemu gazowego w okresie nie dłuższym niż 40 dni.

W praktyce, mocą ustawy o bonie energetycznym – 50-dniowy okres dostarczenia do systemu gazowego całości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego z instalacji magazynowych, został wydłużony do 30 września 2025 r. – zatem Część B taryfy magazynowej nie została nigdy zastosowana.

W taryfie 1/2024 wielkość pojemności czynnej w pakiecie pozostała na niezmienionym poziomie, tj. 200 MWh. Nie zmieniła się również struktura oferowanych usług – OSM oferuje usługi ciągłe

<sup>114</sup> <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe/4571,Taryfy-opublikowane-w-2024-r.html>

<sup>115</sup> Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 23 listopada 2023 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz.U. z 2023 r. poz. 2582).

<sup>116</sup> <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe/4571,Taryfy-opublikowane-w-2024-r.html>

i przerywane, długoterminowe i krótkoterminowe, w postaci pakietu, pakietu elastycznego oraz UM Rozdzielonej oraz UM Reverse.

Średnia stawka za usługę magazynowania wzrosła o prawie 6,91 proc., przy czym stawki za usługi przerywane wzrosły średnio o 7,78 proc., a za usługi ciągłe o 6,41 proc. Zróżnicowanie dynamiki opłat za usługi ciągłe i przerywane jest kolejnym krokiem w kierunku realizacji wytycznych unijnych nakazujących uwzględnienie w wycenie usług przerywanych prawdopodobieństwa wystąpienia przerwy w świadczeniu tych usług.

12 grudnia 2024 r. Prezes URE zatwierdził zmianę taryfy 1/2024, która wynikała m.in. ze wzrostu – od 1 stycznia 2025 r. – kosztów zakupu usług przesyłania paliwa gazowego w związku z wprowadzeniem do stosowania od tego dnia nowej taryfy operatora gazociągów przesyłowych OGP Gaz-System S.A. Wzrost średnich opłat za usługi magazynowania wynikający z tej zmiany taryfy magazynowej wyniósł 2,13 proc.

### **OGP Gaz-System S.A. – taryfa dla usług regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego**

Od 1 stycznia 2024 r. w rozliczeniach z tytułu świadczonych przez OGP Gaz-System S.A. na Terminalu LNG im. Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu usług regazyfikacji LNG oraz usług dodatkowych stosowana była taryfa nr 9, zatwierdzona przez Prezesa URE decyzją z 15 grudnia 2023 r. na okres od 1 stycznia 2024 r. do 31 grudnia 2024 r.

Decyzją z 16 grudnia 2024 r. Prezes URE zatwierdził taryfę dla usług regazyfikacji LNG nr 10 na okres od 1 stycznia 2025 r. do 31 grudnia 2025 r. Zatwierdzenie taryfy nr 10 skutkowało wzrostem średniej stawki za usługi regazyfikacji o 6,8 proc. w porównaniu do średniej stawki obliczonej na podstawie taryfy obowiązującej (dla wartości mocy umownej i ilości gazu po regazyfikacji przyjętych do kalkulacji zatwierdzonej taryfy), natomiast stawka za przeładunek gazu LNG na autocysterny spadła o 28,5 proc. Powyższa zmiana stawek wynikała ze wzrostu kosztów związanego z zakończeniem programu rozbudowy terminala (głównie amortyzacji, usług obcych, podatków i opłat, wynagrodzeń oraz zwrotu z kapitału) oraz wzrostu zamówionej mocy umownej regazyfikacji, ilości gazu ziemnego po regazyfikacji i przeładowanego na autocysterny (o ponad 80 proc.), w porównaniu do wartości uwzględnionych w kalkulacji taryfy nr 9.

W taryfie nr 10, podobnie jak w taryfie poprzedniej, zostały ustalone stawki opłat (stałej i zmiennej) za pakietowe usługi regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego obejmujące: wyładunek LNG z tankowca, procesowe składowanie w zbiornikach, regazyfikację i oddanie paliwa gazowego do systemu przesyłowego oraz stawki opłat za usługi w zakresie przeładunku LNG na autocysterny. Usługi regazyfikacji LNG mogą być świadczone jako długoterminowe – w okresie dłuższym niż rok oraz usługi krótkoterminowe – w okresie co najmniej jednej doby gazowej. Ponadto w taryfie zostały ustalone stawki opłat za usługi rozdzielone, tj.: rozdzielone procesowe składowanie LNG oraz rozdzieloną moc umowną regazyfikacji, które będą świadczone w uzupełnieniu do usług pakietowych. W taryfie na 2025 r., oprócz dotychczasowych stawek opłat, zostały również skalkulowane stawki opłat dla nowych usług dodatkowych: załadunku małej skali, załadunku dużej skali, przeładunku z gazowca na inne gazowce (ang. transshipment) oraz tankowania statków wykorzystujących LNG do napędu (tzw. bunkrowanie). Nowe usługi dodatkowe będą oferowane od 1 stycznia 2025 r. w związku z zakończeniem programu rozbudowy terminala LNG, tj. oddaniem do użytkowania III zbiornika LNG oraz infrastruktury na nowym nabrzeżu.

Kalkulacja taryfy OGP Gaz-System S.A. została przeprowadzona na podstawie planowanych rocznych kosztów działalności wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału, w oparciu o zasadę tzw. „gas-in-kind”, zgodnie z którą OGP Gaz-System S.A. nie uwzględnia w taryfie kosztów zakupu gazu zużywanego w procesie regazyfikacji. Koszt ten ponosi bezpośrednio Zlecający Usługą Regazyfikacji, akceptując fakt, że odbiera z Terminalu mniej gazu (w MWh) niż do niego wprowadza (w MWh).

W postępowaniu administracyjnym w sprawie taryfy nr 10, stosownie do § 10a ust. 1 rozporządzenia taryfowego gazowego, dokonano uzgodnienia salda konta regulacyjnego dla innych operatorów w zakresie świadczonych usług regazyfikacji oraz usług dodatkowych na 31 grudnia 2023 r. w kwocie (-) 5 587,16 tys. zł, na którą składa się poziom przychodów odzyskanych w nadmiernym stopniu dla usług regazyfikacji LNG w kwocie (-) 3 039,65 tys. zł oraz poziom przychodów odzyskanych w nadmiernym stopniu dla usług dodatkowych przeładunku LNG na autocysterny w kwocie (-) 2 547,51 tys. zł.

W kalkulacji taryfy dla usług regazyfikacji LNG nr 10 uwzględniono część salda konta regulacyjnego, o którym mowa powyżej w kwocie (-) 3 039, 65 tys. zł, tj. całość salda subkonta regulacyjnego dla usług regazyfikacji (co nastąpiło poprzez zmniejszenie przychodu przyjętego do kalkulacji stawek opłat za świadczone usługi regazyfikacji). Natomiast w zakresie usług dodatkowych przeładunku LNG na autocysterny postanowiono nie uwzględniać salda subkonta regulacyjnego prowadzonego dla tych usług w kalkulacji taryfy na 2025 r. i tym samym całość salda w kwocie (-) 2 547,51 tys. zł pozostawić do rozliczenia w kolejnych taryfach, stosownie do § 10a ust. 3 rozporządzenia taryfowego gazowego.

### **Monitorowanie dostępu do magazynowania, pojemności magazynowych gazociągów i do innych usług pomocniczych**

Działalność w zakresie magazynowania gazu ziemnego w Polsce prowadzi Gas Storage Poland Sp. z o.o. z siedzibą w Dębogórz. Spółka jest operatorem systemu magazynowania gazu ziemnego, udostępnia zdolności magazynowe w następujących instalacjach magazynowych oraz grupach instalacji magazynowych:

- Grupa Instalacji Magazynowych Kawerna (GIM Kawerna) obejmująca KPMG Mogilno i KMPG Kosakowo,
- Grupa Instalacji Magazynowych Sanok (GIM Sanok) obejmująca PMG Husów, PMG Strachocina, PMG Swarzów oraz PMG Brzeźnica,
- Instalacja Magazynowa PMG Wierzchowice.

### **Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Instalacji Magazynowych**

Operator systemu magazynowania zarządza instalacjami gazu ziemnego w oparciu o Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Instalacji Magazynowych (IRiEIM), zatwierdzoną przez prezesa URE. Zgodnie z przepisami ustawy – Prawo energetyczne<sup>117</sup>, IRiEIM określa w szczególności:

- procedury zawierania umów o świadczenie usług magazynowania,
- procedury udostępniania i przydzielania zdolności magazynowych,
- sposób zarządzania ograniczeniami systemu gazowego,
- kryteria bezpieczeństwa funkcjonowania instalacji,
- sposób postępowania w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa zaopatrzenia w paliwa gazowe,
- procedury postępowania w przypadku awarii,
- warunki współpracy pomiędzy operatorem systemu magazynowania a operatorami innych systemów gazowych,
- procedury przekazywania informacji pomiędzy operatorami systemów oraz pomiędzy operatorem systemu magazynowania a odbiorcami,
- parametry jakościowe paliw gazowych oraz standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu gazowego,
- charakterystykę usług dla zatłaczania paliw gazowych do instalacji magazynowych lub grup tych instalacji,
- charakterystykę usług dla odbioru paliw gazowych z instalacji magazynowych lub grup tych instalacji.

W 2024 r. Prezes URE zatwierdził Zmianę nr 1 IRiEIM, która weszła w życie 6 września 2024 r. Powodem zmiany IRiEIM była konieczność zapewnienia usług magazynowych o parametrach

---

<sup>117</sup> Zgodnie z art. 9g ust. 3a ustawy – Prawo energetyczne.

spełniających wymagania ustawy o zapasach obowiązkowych gazu ziemnego, dotyczące maksymalnego okresu dostarczenia gazu ziemnego z instalacji magazynowych do systemu przesyłowego gazowego. Zmiana nr 1 IRiEIM wygasła 29 stycznia 2025 r.

Decyzja Prezesa URE z 5 września 2024 r. zatwierdzająca zmianę nr 1 IRiEIM jest dostępna w Biuletynie URE<sup>118</sup>, zaś aktualna IRiEIM dostępna jest na stronie Gas Storage Poland Sp. z o.o.

### Parametry instalacji magazynowych w 2024 r.

**Tabela 23.** Praca instalacji magazynowych w 2024 r. (stan na 1 stycznia 2025 r. na godz. 6:00)

Nazwa i rodzaj magazynu			Rodzaj magazynowanego	Pojemność czynna		Ilość gazu pobrana z magazynu	Ilość gazu zatłoczona do magazynu	Stan magazynowy minimalny	Stan magazynowy maksymalny	Stan na godz. 6:00 dnia 1 stycznia 2025	
				[mln m <sup>3</sup> ]	[GWh] <sup>2)</sup>						[GWh]
GIM Kawerna <sup>1)</sup>	KPMG Mogilno	w kavernach solnych	876,12	580,92	9 762,86	6 471,4	7 410,0	6 764,8	6 341,4	9 365,3	8 779,6
	KPMG Kosakowo			295,20							
GIM Sanok <sup>1)</sup>	PMG Brzeźnica	w szczypanym złożu gazu wysokometanowego	1 150,0	100,0	13 001,2	1 126,0	9 037,6	8 763,7	4 294,3	13 037,5	11 420,6
	PMG Husów			500,0		5 650,0					
	PMG Strachocina			460,0		5 211,8					
	PMG Swarzędów			90,0		1 013,4					
PMG Wierzchowice <sup>1)</sup>		w szczypanym złożu gazu zaazotowanego	1 300,00	14 729,0	12 041,5	9 574,5	5 076,4	14 656,7	12 179,5		
<b>Razem</b>			<b>3 326,12</b>	<b>37 493,06</b>	<b>28 489,0</b>	<b>25 103</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>32 379,8</b>		

<sup>1)</sup> Rozliczenia usług magazynowania paliwa gazowego prowadzone są wyłącznie dla GIM Kawerna, GIM Sanok oraz Instalacji Magazynowej PMG Wierzchowice.

<sup>2)</sup> Pojemność czynna instalacji magazynowej [w GWh] określona po prognozowanym cieple spalania.

<sup>3)</sup> Stan magazynowy maksymalny uwzględniający stan napętnienia instalacji określany po rzeczywistym cieple spalania.

Źródło: Gas Storage Poland Sp. z o.o.

<sup>118</sup> <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/inne-decyzje-informacji/4574,Inne-decyzje-informacje-sprawozdania-opublikowane-w-2024-r.html>

**Tabela 24.** Maksymalne moce zatlaczania oraz maksymalne moce odbioru do/z instalacji magazynowych w 2024 r.

Grupa Instalacji Magazynowych/Instalacja Magazynowa		Maksymalne moce zatlaczania		Maksymalne moce odbioru	
		od godz. 00:00 dnia 1.01.2024 r. do godz. 24:00 dnia 31.12.2024 r.			
		[m <sup>3</sup> /h]	[MWh/h]	[m <sup>3</sup> /h]	[MWh/h]
GIM Kawerna	Instalacja Magazynowa KPMG Mogilno	500 000	5 571,00	1 150 000	12 815,00
	Instalacja Magazynowa KPMG Kosakowo				
GIM Sanok	Instalacja Magazynowa PMG Husów	434 667	4 907,92	478 000	5 389,60
	Instalacja Magazynowa PMG Strachocina				
	Instalacja Magazynowa PMG Swarzędów				
	Instalacja Magazynowa PMG Brzeźnica				
Instalacja Magazynowa PMG Wierzchowice		400 000	4 480,00	600 000	6 600,00

Źródło: Gas Storage Poland Sp. z o.o.

W 2024 r. Gas Storage Poland Sp. z o.o. nie dysponowała zdolnościami instalacji magazynowych zwolnionymi z dostępu stron trzecich, na podstawie decyzji Prezesa URE wydanych w trybie art. 4i ustawy – Prawo energetyczne (zwolnienia z zasady TPA nowej infrastruktury).

**Tabela 25.** Zdolności magazynowe oferowane przez Gas Storage Poland Sp. z o.o. w 2024 r. w trybie wniosku

Instalacja magazynowa	Rodzaj UM	Liczba pakietów	Pojemność czynna	Moc zatlaczania	Moc odbioru	Początek okresu objętego ofertą	Koniec okresu objętego ofertą
			[MWh]	[MWh/h]	[MWh/h]		
<b>Zdolności magazynowe na warunkach ciągłych</b>							
IM PMG Wierzchowice	Długoterminowa, w formie Pakietów, Pakietów Elastycznych lub UM Rozdzielonej	18 179	3 635 800	1 508,857	3 926,664	15.04.2024 godz. 6:00	15.04.2025 godz. 6:00
GIM Sanok		12 463	2 492 600	1 084,281	2 579,841	15.04.2024 godz. 6:00	15.04.2025 godz. 6:00
GIM Kawerna		33 904	6 780 800	4 441,424	8 882,848	15.04.2024 godz. 6:00	15.04.2025 godz. 6:00
		275	55 000	36,025	72,050	1.08.2024 godz. 6:00	1.08.2025 godz. 6:00
		Krótkoterminowa, w formie UM Rozdzielonej	-	-	20,099	44,377	1.08.2024 godz. 6:00
<b>Zdolności magazynowe na warunkach przerywanych</b>							
IM PMG Wierzchowice	Długoterminowa, w formie Pakietów, Pakietów Elastycznych lub UM Rozdzielonej	44 744	8 948 800	3 803,240	5 682,488	15.04.2024 godz. 6:00	15.04.2025 godz. 6:00
GIM Sanok		50 194	10 038 800	4 115,908	5 220,176	15.04.2024 godz. 6:00	15.04.2025 godz. 6:00
GIM Kawerna		8 155	1 631 000	1 215,095	2 797,165	15.04.2024 godz. 6:00	15.04.2025 godz. 6:00
	Krótkoterminowa, w formie Pakietów, Pakietów Elastycznych lub UM Rozdzielonej	1 525	305 000	227,225	523,075	01.08.2024 godz. 6:00	01.04.2025 godz. 6:00
	300	60 000	191,250	476,075	11.10.2024 godz. 6:00	01.01.2025 godz. 6:00	
		1 050	210 000	213,000	504,575	01.01.2025 godz. 6:00	01.04.2025 godz. 6:00

Źródło: Zestawienie URE na podstawie danych Gas Storage Poland Sp. z o.o.

W 2024 r. Gas Storage Poland Sp. z o.o. nie oferowała zdolności magazynowych w trybie aukcji.

Wypełniając obowiązki w zakresie publikacji danych, wynikające w szczególności z art. 15 ust. 1, art. 17 ust. 2 oraz art. 19 rozporządzenia 715/2009, Gas Storage Poland Sp. z o.o. publikuje na swojej stronie internetowej szereg informacji:

- szczegółowe informacje dotyczące mechanizmów alokacji zdolności instalacji magazynowych, w tym oferowanych przez siebie usług i stosowanych warunków wraz z informacjami technicznymi potrzebnymi użytkownikom instalacji magazynowych do uzyskania skutecznego dostępu do instalacji magazynowych (informacje o oferowanych usługach, kalkulator pozwalający na dokładne zapoznanie się z oferowanymi usługami, opis instalacji magazynowych, planowane i nieplanowane przestoje, zasady tworzenia i utrzymywania zapasu obowiązkowego gazu ziemnego, dostępnych niewykorzystanych mocy instalacji magazynowej w ramach usługi śróddziennej – publikowanych w ciągu kilku minut od pojawienia się niewykorzystanych nominalnych mocy zatłaczania i nominalnych mocy odbioru oraz informacje dotyczące rynku wtórnego),
- informacje liczbowe o zakontraktowanej i dostępnej zdolności instalacji magazynowych,
- informacje o ilości gazu w każdej instalacji magazynowej lub w grupie instalacji magazynowych, ilościach gazu wprowadzonych i pobranych, jak również o dostępnej zdolności instalacji magazynowych, w tym w odniesieniu do instalacji zwolnionych z dostępu stron trzecich. Informacje te w języku polskim i angielskim są dostępne na stronie internetowej Gas Storage Poland Sp. z o.o.: <https://ipi.gasstoragepoland.pl/pl/strona-glowna/>.

Gas Storage Poland Sp. z o.o. prezentuje informacje w zestandaryzowany sposób za pośrednictwem ujednoliconej mapy strony w postaci Transparency Template, opracowanej w ramach GIE (GSE) po konsultacjach z ACER.

Realizację obowiązku wynikającego z art. 22 rozporządzenia 715/2009 określały postanowienia IRiEIM, umożliwiające wtórny obrót zdolnościami magazynowymi. W 2024 r. nie zgłoszono do Gas Storage Poland Sp. z o.o. ofert zbycia na rynku wtórnym zamówionych przez zleceniodawcę usługi magazynowej zdolności magazynowych.

## **Monitorowanie wypełniania zadań przez operatora systemu skraplania gazu ziemnego**

Prezes URE monitoruje wypełnianie zadań przez Operatora Systemu Skraplania Gazu Ziemnego (Operatora Systemu LNG), przede wszystkim w ramach postępowania w przedmiocie zatwierdzenia Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Instalacji Skroplonego Gazu Ziemnego oraz corocznego badania funkcjonowania operatora.

Zgodnie z art. 9g ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, operator systemu skraplania gazu ziemnego jest obowiązany do opracowania instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji skroplonego gazu ziemnego. W 2024 r. OGP Gaz-System S.A., po przeprowadzeniu konsultacji z uczestnikami rynku, przedłożyła do zatwierdzenia projekt zmiany Instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji skroplonego gazu ziemnego zlokalizowanej w Świnoujściu wraz z informacją o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia. Przyczyną wprowadzenia zmian w Instrukcji jest drugi etap rozbudowy Terminalu LNG, skutkujący udostępnieniem nowych usług i funkcjonalności. Zmiany mają również na celu optymalizację wykorzystania zdolności Terminalu. Operator wskazał, że w wyniku realizacji Programu rozbudowy Terminalu LNG w Świnoujściu istotnie została zwiększona dostępna moc regazyfikacji: z poziomu 6 370 890 kWh/h (przy wykorzystaniu 4 +1 regazyfikatorów, w filozofii redundancji n+1) do poziomu 10 579 502 kWh/h (przy wykorzystaniu 6 +1 regazyfikatorów). Jako nowe usługi, które ma świadczyć Operator wskazać należy usługi bunkrowania statku LNG, załadunek LNG oraz transshipment.

Decyzją z 19 grudnia 2024 r. Prezes URE ustalił termin wejścia w życie Instrukcji na 1 stycznia 2025 r. Decyzja dostępna jest w Biuletynie Informacji Publicznej URE<sup>119</sup>.

Operator Systemu LNG w 2024 r. świadczył usługi regazyfikacji paliwa gazowego (długookresowe oraz krótkoterminowe, tzw. spot) oraz usługi dodatkowe. Usługa regazyfikacji ma charakter pakietowy i w jej ramach operator zapewnia użytkownikowi wyładunek LNG z tankowca, procesowe składowanie, regazyfikację LNG oraz dostarczenie paliwa gazowego do punktu wyjścia z Terminalu LNG. Natomiast w ramach usług dodatkowych Operator Systemu LNG świadczy usługi przeładunku LNG na autocysterny, rozdzielonego procesowego składowania oraz udostępniania rozdzielonej mocy umownej.

Na podstawie ankiet monitorowano działalność OGP Gaz-System S.A. w zakresie świadczenia usług skraplania oraz realizacji obowiązków operatora skraplania gazu ziemnego w 2024 r., w tym w szczególności:

1. Procedury oferowania usług przez Operatora Systemu LNG w podziale na usługi regazyfikacji o charakterze długookresowym i typu *spot*, a także usługi dodatkowe i sposób informowania o tych procedurach.
2. Wymagania Operatora odnośnie przedstawienia przez użytkowników sieci odpowiednich gwarancji wiarygodności finansowej.
3. Zainteresowanie uczestników rynku gazu ziemnego usługami Operatora Systemu LNG.
4. Zakupy gazu ziemnego przez Operatora Systemu LNG na potrzeby własne.
5. Zakres oraz sposób realizacji obowiązków informacyjnych związanych z pełnieniem funkcji Operatora Systemu LNG, wskazanych w art. 15 ust. 1, art. 17 ust. 2 i art. 19 rozporządzenia 715/2009, w tym w szczególności:
  - publikowania informacji dotyczących niedyskryminacyjnych i przejrzystych mechanizmów alokacji zdolności,
  - publikowania szczegółowych informacji dotyczących oferowanych usług i stosowanych warunków wraz z informacjami technicznymi potrzebnymi użytkownikom instalacji LNG do uzyskania skutecznego dostępu do tych instalacji,
  - publikowania informacji liczbowych o zakontraktowanej i dostępnej zdolności instalacji LNG,
  - publikowania informacji na temat ustalania, metod obliczania i struktury taryf w odniesieniu do instalacji LNG.
6. Sposób realizacji obowiązków związanych z prowadzeniem i przechowywaniem dokumentacji przez Operatora Systemu LNG<sup>120</sup>.
7. Działania Operatora Systemu LNG podejmowane w celu zagwarantowania swobodnego handlu prawami do zdolności w sposób przejrzysty i niedyskryminacyjny<sup>121</sup>.
8. Czy Operator Systemu LNG prowadzi działania w celu rozwoju rynku wtórnego (tzw. *secondary trading*).
9. Czy i jakie działania planuje podjąć operator Systemu LNG w związku z wymogami wynikającymi z art. 12 i art. 13 rozporządzenia Rady (UE) 2022/2576 z dnia 19 grudnia 2022 r. w sprawie zwiększenia solidarności dzięki lepszej koordynacji zakupów gazu, wiarygodnym poziomom odniesienia cen i transgranicznej wymianie gazu<sup>122</sup> (rozporządzenie 2022/2576).

<sup>119</sup> <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/inne-decyzje-informacyj/4574,Inne-decyzje-informacje-sprawozdania-opublikowane-w-2024-r.html>

<sup>120</sup> Art. 20 rozporządzenia 715/2009.

<sup>121</sup> Art. 22 rozporządzenia 715/2009.

<sup>122</sup> Dz. U. UE L 335/1 z późn. zm.

## Parametry instalacji skroplonego gazu ziemnego w 2024 r.

Tabela 26. Terminal LNG w liczbach – rok 2024

Nazwa i rodzaj instalacji LNG	Maksymalna wielkość rozładunku LNG [mln m <sup>3</sup> ] [MWh]	Maksymalna dobową ilość gazu wprowadzona do sieci krajowej [m <sup>3</sup> /d] [MWh/d]	Zdolność przeznaczona na cele handlowe [mln m <sup>3</sup> ] [MWh]		Pojemność zbiorników LNG [mln m <sup>3</sup> ]	Ilość importowanego LNG [m <sup>3</sup> LNG/r] [TWh/r]	Maksymalna zdolność techniczna [TWh/h]
			całkowita zaoferowana	zarezerwowana			
Terminal LNG w Świnoujściu – Instalacja do rozładunku, procesowego składowania i regazyfikacji LNG	300 000 m <sup>3</sup> LNG	33 641 m <sup>3</sup> LNG/d	712 500 Nm <sup>3</sup> /h	712 500 Nm <sup>3</sup> /h	320 000 m <sup>3</sup> LNG 184,52 mln Nm <sup>3</sup>	11 105 151 m <sup>3</sup> LNG/r 70,22 TWh/r	820 000 Nm <sup>3</sup> /h 0,009165140 TWh/h
	172,98 mln Nm <sup>3</sup>	19 680 tys. m <sup>3</sup> /d	0,001218 mln Nm <sup>3</sup> /h	0,001218 mln Nm <sup>3</sup> /h			
	2 058 000 MWh	219 963 MWh/d	7 963,61 MWh/h	7 963,61 MWh/h			
Terminal LNG w Świnoujściu – Instalacja do załadunku LNG na autocysterny			3 660 000 MWh/rok	3 660 000 MWh/rok			180 m <sup>3</sup> LNG/h 0,0012348 TWh/h

Źródło: URE na podstawie danych OGP Gaz-System S.A.

### 4.1.2. Bilansowanie systemu

Bilansowanie systemu gazowego jest realizowane przez OSP w ramach świadczonych usług przesyłania paliw w trzech obszarach bilansowania. W skład tzw. Krajowego Systemu Przesyłowego (KSP) wchodzi dwa obszary: (i) obszar bilansowania gazu wysokometanowego (KSP E) oraz (ii) obszar bilansowania gazu zaazotowanego (KSP Lw). Polski odcinek gazociągu Jamał-Europa Zachodnia (SGT) jest trzecim, odrębnym obszarem bilansowania. Obszar bilansowania gazu wysokometanowego w Krajowym Systemie Przesyłowym i obszar bilansowania SGT łączy punkt właściwy systemu przesyłowego – tzw. Punkt Wzajemnego Połączenia (PWP), przez który istnieje możliwość przesyłania gazu ziemnego. Bilansowanie fizyczne (operacyjne) jest realizowane przez OSP w celu zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania i integralności systemu przesyłowego. Natomiast bilansowaniem handlowym jest działalność OSP polegająca na określaniu i rozliczaniu wielkości niezbilansowania wynikającego z różnicy pomiędzy ilościami paliwa gazowego dostarczonego i odebranego w danym obszarze bilansowania przez użytkowników systemu.

Zasady bilansowania operatora systemu przesyłowego zostały uregulowane w IRiESP, która podlega zatwierdzeniu przez Prezesa URE. Instrukcja zawiera wyodrębnioną część dotyczącą bilansowania systemu oraz zarządzania ograniczeniami systemowymi. W IRiESP została wyznaczona platforma na której OSP jest uprawniony do kupowania i sprzedawania gazu. Jest to rynek prowadzony przez TGE S.A. IRiESP reguluje również sposób określenia ceny za niezbilansowanie dobowe. Użytkownicy systemu, w tym odbiorcy, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci operatora systemu przesyłowego gazowego lub korzystający ze świadczonych przez niego usług, obowiązani są stosować się do warunków i wymagań oraz procedur postępowania i wymiany informacji określonych w IRiESP. IRiESP stanowi część umowy o świadczenie usług przesyłania paliw gazowych lub umowy kompleksowej.

Prezes URE monitorował wykonanie obowiązków informacyjnych wynikających z rozporządzenia BAL NC oraz IRiESP o czym informuje w punkcie 4.1.4 Wdrażanie wytycznych i kodeksów sieci w zakresie realizacji obowiązków z rozporządzenia BAL NC.

### 4.1.3. Kwestie transgraniczne

#### Zasady dostępu do infrastruktury transgranicznej, w tym zasady alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami

Zasady alokacji zdolności przesyłowej wynikające z rozporządzenia 715/2009, jak i z przepisów rozporządzenia CAM NC, regulującego zasady przydziału przepustowości w punktach połączeń międzysystemowych oraz zasady współpracy operatorów systemów przesyłowych w tym procesie, zostały uregulowane w IRiESP KSP oraz IRiESP SGT opracowanych przez OSP, a następnie zatwierdzonych przez Prezesa URE. Jako mechanizm alokacji zdolności rozporządzenie CAM NC przewiduje procedurę aukcyjną z wykorzystaniem platformy internetowej przeznaczonej do rezerwacji zdolności ciągłej i przerywanej w punktach połączeń międzysystemowych. Przepustowość oferowana w tych punktach powinna być powiązana<sup>123</sup>. We wszystkich punktach połączeń międzysystemowych stosuje się ten sam model aukcji dotyczący danego standardowego produktu z zakresu zdolności<sup>124</sup>. Procesy aukcyjne rozpoczynają się jednocześnie, a zdolność alokowana jest niezależnie od każdego innego procesu aukcyjnego, z wyjątkiem tzw. zdolności konkurujących.

Operator systemu przesyłowego podejmuje działania pozwalające na eliminowanie możliwości powstawania ograniczeń systemowych, w tym m.in.:

- na etapie rozpatrywania wniosków o przydział przepustowości lub zatwierdzania prognozy przydziału przepustowości, analizuje możliwości realizacji nowych umów tak, aby nie powodowały one obniżenia poziomu bezpieczeństwa dostaw oraz jakości paliwa gazowego dostarczanego dotychczasowym użytkownikom systemu,
- w przypadku gdy istnieją możliwości realizacji usług przesyłania, oferuje dostępną przepustowość zgodnie z postanowieniami IRiESP,
- w przypadku braku możliwości realizacji usług przesyłania na zasadach ciągłych, OSP udostępnia, o ile to możliwe, usługi przesyłania na zasadach przerywanych,
- planuje prace w systemie tak, aby nie powodować ograniczeń, a jeśli wystąpienie ograniczeń w związku z prowadzonymi pracami jest konieczne, dokłada starań, aby zminimalizować ich skutki.

W 2024 r. Prezes URE prowadził działania monitorujące mające potwierdzić prawidłowe realizowanie przepisów dotyczących zarządzania ograniczeniami systemowymi.

OSP udostępnia uczestnikom rynku maksymalną zdolność w punktach właściwych systemu. Zgodnie z art. 16 ust. 3 rozporządzenia 715/2009 OSP oferuje niewykorzystane zdolności na rynku pierwotnym na zasadach ciągłych i na zasadach przerywanych – w przypadku występowania ograniczeń kontraktowych, a także umożliwia użytkownikom sieci odsprzedaż bądź udostępnienie na podstawie innego tytułu prawnego niewykorzystywanej zakontraktowanej zdolności na rynku wtórnym. W 2024 r. 42 oferty zakończyły się transakcjami odsprzedaży o łącznym wolumenie 8 235 072 MWh.

OSP, stosownie do art. 18 rozporządzenia 715/2009 oraz punktu 3 załącznika I do niego, publikuje informacje potrzebne użytkownikowi do korzystania z oferowanych przez OSP usług.

W ramach zarządzania ograniczeniami kontraktowymi na połączeniach transgranicznych operator systemu przesyłowego wdrożył procedury, zgodne z Wytycznymi w Załączniku I (pkt 2.2.) do rozporządzenia 715/2009. Mają one na celu zapobieganie powstawaniu oraz niwelowanie istniejących ograniczeń kontraktowych w punktach połączeń międzysystemowych z sąsiadującymi państwami członkowskimi UE:

<sup>123</sup> Zgodnie z definicją w art. 3 pkt 12 rozporządzenia CAM NC, „zdolność powiązana” oznacza oferowany na zasadach ciągłych standardowy produkt z zakresu zdolności, obejmujący odpowiednie zdolności w punktach wejścia i wyjścia po obu stronach każdego punktu połączenia międzysystemowego.

<sup>124</sup> Zgodnie z definicją w art. 3 pkt 4 rozporządzenia CAM NC „standardowy produkt z zakresu zdolności” oznacza określoną ilość zdolności przesyłowej w określonym czasie w danym punkcie połączenia międzysystemowego.

- mechanizm nadsubskrypcji i wykupu (*Oversubscription and buy-back scheme – OS&BB*),
- mechanizm oparty na długoterminowej zasadzie „wykorzystaj lub strać” (*Long-term use-it-or-lose-it mechanism – LT UIOLI*),
- mechanizm rezygnacji z zakontraktowanej zdolności (*Surrender of contracted capacity*),
- mechanizm udostępniania zdolności ciągłej z jednodniowym wyprzedzeniem na zasadzie „wykorzystaj lub strać” (*Firm day-ahead use-it-or-lose-it mechanism – FDA UIOLI*).

Zdolność wynikająca z procedury nadsubskrypcji w określonych punktach KSP i SGT powinna być na bieżąco publikowana na stronie OSP w sytuacji istnienia w tych punktach ograniczeń kontraktowych. W 2024 r. nie zaistniały okoliczności skutkujące udostępnieniem przepustowości w ramach mechanizmu nadsubskrypcji i wykupu. W 2024 r. OSP nie stwierdził także potrzeby zastosowania wobec długoterminowych przydziałów przepustowości procedury opartej na długoterminowej zasadzie „wykorzystaj lub strać” (long-term UIOLI). Nie stwierdzono również konieczności wprowadzenia mechanizmu udostępniania zdolności ciągłej z jednodniowym wyprzedzeniem na zasadzie „wykorzystaj lub strać” (FDA UIOLI). Użytkownik ma możliwość rezygnacji z przydzielonej przepustowości na zasadach ciągłych w fizycznych punktach wejścia lub wyjścia na połączeniach z systemami przesyłowymi sąsiednich krajów oraz w Punkcie Wzajemnego Połączenia. W 2024 r. zgłoszono rezygnację z zakontraktowanej zdolności o wartości 1 617 kWh/h w ramach dwóch produktów rocznych.

Zdolności przerywane były oferowane przez operatora systemu przesyłowego zgodnie z rozporządzeniem CAM NC. Na podstawie rozporządzenia 2022/2576, Prezes URE wydał decyzję z dnia 31 marca 2023 r. w sprawie wprowadzenia mechanizmu, o którym mowa w art. 14 ust. 7 lit. c ww. rozporządzenia, dotyczącego zarządzania nie w pełni wykorzystywanymi zdolnościami przesyłowymi gazociągów w punktach połączeń międzysystemowych. Mechanizm ten stanowił, że niewykorzystywana przepustowość jest oferowana przez OSP ponownie na rynku poprzez produkty przerywane dnia następnego i śróddzienne w punktach połączeń wzajemnych pomiędzy:

- a) Krajowym Systemem Przesyłowym (KSP) a sąsiadującymi z KSP systemami przesyłowymi (systemami wejścia-wyjścia),
- b) Systemem Gazociągów Tranzytowych (SGT) a sąsiadującymi z SGT systemami przesyłowymi (systemami wejścia-wyjścia).

Prezes URE podjął ww. decyzję po wnikliwym zbadaniu sytuacji na rynku polskim w zakresie zasad udostępniania przepustowości w punktach połączeń wzajemnych, w tym przedłożonej przez OSP, zgodnie z art. 14 ust. 7 rozporządzenia 2022/2576, analizy potencjalnych skutków wprowadzenia mechanizmu proponowanego w ramach art. 14 ust. 1-6 ww. rozporządzenia, gdzie wskazano domyślny nowy mechanizm udostępniania nie w pełni wykorzystanych przepustowości ciągłych. W ocenie Prezesa URE, w realiach polskiego rynku gazu, spośród rozwiązań zaproponowanych w art. 14 rozporządzenia 2022/2576, mechanizm alternatywny, o którym mowa w art. 14 ust. 7 lit. c), w sposób najbardziej optymalny pozwalał realizować cel art. 14 ww. rozporządzenia, jakim miało być skuteczniejsze wykorzystanie zdolności przesyłowych oraz przyspieszenie wprowadzenia do obrotu niewykorzystywanych długoterminowych zdolności przesyłowych.

Podejmując ww. decyzję Prezes URE wziął także pod uwagę, zgodnie z art. 14 ust. 8 rozporządzenia 2022/2576, opinię regulatorów sąsiadujących państw członkowskich, spośród których żaden nie wniósł sprzeciwu wobec planu wprowadzenia w Polsce mechanizmu wskazanego w art. 14 ust. 7.

Wprowadzony mechanizm obowiązywał do 31 grudnia 2024 r.

## Współpraca między krajowymi organami regulacyjnymi

W związku z ukończeniem procesu budowy połączeń krajowego systemu przesyłowego gazu ziemnego z systemami sąsiednich państw członkowskich UE, tj. Danii, Słowacji i Litwy, w 2024 r. nie prowadzono dodatkowych uzgodnień w tym zakresie z krajowymi organami regulacyjnymi innych

państw UE. Współpraca transgraniczna w okresie sprawozdawczym była realizowana na płaszczyźnie stałych grup roboczych ACER oraz Rady Europejskich Regulatorów Energii (CEER), których URE jest członkiem.

## **Monitorowanie planów inwestycyjnych i ocena ich spójności ze wspólnotowym planem rozwoju**

Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych są obowiązane do sporządzenia dla obszaru swojego działania planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na te paliwa<sup>125</sup>.

Ustawa z 21 listopada 2024 r. zmieniła w ustawie – Prawo energetyczne termin na przedłożenie projektu planu rozwoju OSP i OSD do uzgodnienia z Prezesem URE, który aktualnie określono do 30 kwietnia, oraz wprowadziła obowiązki uzgadniania z Prezesem URE projektów planów rozwoju przez OSD i OSP zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją wodoru sieciami wodorowymi.

Celem ustawy jest likwidacja barier rozwojowych rynku wodoru, poprzez ograniczenie niepewności regulacyjnej. W ustawie z 21 listopada 2024 r. zdefiniowano kluczowe pojęcia z obszaru wodoru, uregulowano prawa i obowiązki uczestników rynku wodoru oraz Prezesa URE, m.in. przewidziano zasady certyfikacji i wyznaczania operatorów systemów wodorowych, określono zakres ich obowiązków oraz zasad rozdziału właścicielskiego. Wprowadzono przy tym przepis, zgodnie z którym operator systemu przesyłowego gazowego, do czasu transpozycji dyrektywy w sprawie wspólnych zasad rynków wewnętrznych gazu odnawialnego, gazu ziemnego oraz wodoru, z mocy prawa jest operatorem systemu wodorowego, pod warunkiem złożenia wniosków w sprawie wyznaczenia operatora systemu przesyłowego wodorowego oraz o udzielenie odstępstwa od obowiązku w obszarze unbundlingu. Wskazano ponadto, że obowiązki operatora systemu przesyłowego wodorowego w szczególności obejmują sporządzanie planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na wodór oraz uczestnictwo w europejskiej sieci operatorów sieci wodorowych (ENNOH). Ustawa została przyjęta z końcem 2024 r. i jej wdrażanie rozpocznie się w kolejnym roku, tym samym w 2024 r. plany rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na wodór nie były przedkładane.

Uzgadnianie projektów planów rozwoju ma na celu zapewnienie zgodności projektu planu z przepisami prawa oraz założeniami polityki energetycznej państwa. Plany rozwoju – ze względu na wieloletni cykl inwestowania oraz zaangażowanie znacznych środków finansowych (dużą kapitałochłonność), które powodują długookresowe konsekwencje finansowe dla przedsiębiorstwa i jego odbiorców – mają bezpośrednie przełożenie na poziom przyszłych taryf przedsiębiorstwa. Uzgadnianie projektów planów rozwoju pozostaje zatem w ścisłym związku z wydawaniem decyzji w sprawie zatwierdzenia taryf.

W procesie uzgadniania planów rozwoju weryfikowana jest także spójność przewidzianych działań z dziesięcioletnim planem rozwoju sieci o zasięgu wspólnotowym (TYNDP). Dokument ten ma za zadanie wytyczać kierunki i zapewniać spójność realizowanych celów energetycznych na poziomie unii europejskiej w zakresie bezpieczeństwa dostaw, cen energii a także zrównoważonego rozwoju.

Plany rozwoju są także podstawowym źródłem wiedzy o zamierzeniach inwestycyjnych przedsiębiorstwa w zakresie planowanych inwestycji służących przyłączeniu nowych odbiorców, jak też o przedsięwzięciach niezbędnych do utrzymania właściwego poziomu niezawodności i jakości świadczonych usług sieciowych.

---

<sup>125</sup> Zgodnie z art. 16 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Obowiązek przedkładania projektów planów rozwoju do uzgodnienia z Prezesem URE w 2024 r.<sup>126</sup> dotyczył ośmiu operatorów:

- 1) OGP Gaz-System S.A. – w zakresie części B, to jest rozwoju infrastruktury przesyłowej będącej własnością SGT EuRoPol GAZ S.A., na której OGP Gaz-System S.A. pełni funkcję operatora,
- 2) G.EN. Operator Sp. z o.o. – jako prawnie wydzielonego operatora systemu dystrybucyjnego gazowego,
- 3) sześciu operatorów niepodlegających obowiązkowi wydzielenia prawnego (tzw. małych operatorów).

#### *Operator systemu przesyłowego (OGP Gaz-System S.A.)*

Plan rozwoju OGP Gaz-System S.A. składa się z dwóch części:

- części A, która dotyczy rozwoju infrastruktury przesyłowej będącej jej własnością oraz
- części B, która dotyczy rozwoju infrastruktury przesyłowej będącej własnością SGT EuRoPol GAZ S.A., na której OGP Gaz-System S.A. pełni funkcję operatora w formule niezależnego operatora systemu (ang. Independent System Operator, ISO)<sup>127</sup>.

Część A tego planu rozwoju zgodnie z art. 16 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne podlega aktualizacji co 2 lata, natomiast część B, zgodnie z art. 16 ust. 3 ustawy – corocznej aktualizacji.

W 2024 r. obowiązywał plan rozwoju operatora sieci przesyłowej OGP Gaz-System S.A. pn. „Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2024–2033”<sup>128</sup> (dalej: „KDPR”), który Prezes URE uzgodnił 8 lutego 2024 r. Wyciąg z uzgodnionego KDPR dostępny jest na stronie<sup>129</sup> internetowej OSP.

W projekcie KDPR na lata 2024–2033 w części A, OGP Gaz-System S.A. planuje dalszą rozbudowę sieci przesyłowej, która poza zapewnieniem dużego stopnia dywersyfikacji źródeł i kierunków przesyłania gazu umożliwi dostęp do konkurencyjnych rynków. W wyniku dotychczasowej rozbudowy krajowego systemu przesyłowego oraz zakończeniu realizacji budowy nowych połączeń transgranicznych, zwiększeniu uległa jego zdolność przesyłowa. W efekcie zrealizowania działań rozwojowych nastąpiła całkowita zastępowalność technicznych zdolności importowych ulokowanych na wschodniej granicy. Obecnie, poza zapewnieniem dywersyfikacji kierunków dostaw, istotne stało się stworzenie technicznych możliwości dostępu do nowych źródeł dostaw. OGP Gaz-System S.A., odpowiadając na tę potrzebę, planuje dalszą poprawę stopnia dywersyfikacji kierunków i źródeł dostaw w oparciu o technologię LNG.

Zakładane w projekcie planu zasadnicze zadania w latach 2024–2033 przedstawiają się następująco:

- 1) wybudowanie 1 357 km gazociągów przesyłowych oraz powiązanych z nimi obiektów systemowych. Realizowane gazociągi stanowią uzupełnienie trzech projektów strategicznych zakończonych w latach 2021–2022: Korytarz N-S, GIPL i Baltic Pipe. Ponadto przewiduje się realizację zadań zapewniających integrację sieci przesyłowych będących własnością OGP Gaz-System S.A. z sieciami, będącymi własnością SGT EuRoPol GAZ S.A., na której OGP Gaz-System S.A. pełni funkcję operatora w formule niezależnego operatora systemu. W wyniku realizacji zadań ujętych w KDPR 2024-2033 łączna długość sieci przesyłowej powinna wzrosnąć do ok. 13,6 tys. km,
- 2) budowa gazociągów o średnicy od DN500 do DN1000, przy czym gazociągi DN1000 stanowią będą elementy programów strategicznych, tj. Programu FSRU i Korytarza Centrum – Wschód. Z kolei

<sup>126</sup> Zgodnie z art. art. 16 ust. 14a ustawy – Prawo energetyczne plany rozwoju przedkładane są do uzgodnienia z Prezesem URE w cyklach dwuletnich.

<sup>127</sup> W związku z art. 1 pkt 26 lit. a ustawy z 20 maja 2021 r.

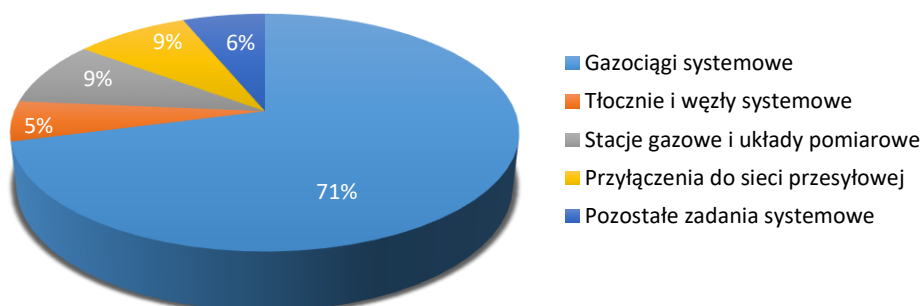
<sup>128</sup> Wyciąg z planu rozwoju jest dostępny na stronie internetowej: <https://www.gaz-system.pl/pl/system-przesylowy-rozwoj-systemu-przesylowego/krajowe-plany-rozwoju.html>

<sup>129</sup> <https://www.gaz-system.pl/pl/system-przesylowy-rozwoj-systemu-przesylowego/krajowe-plany-rozwoju.html>

gazociągi o mniejszych średnicach są planowane do realizacji w grupie pozostałych zadań, obejmujących m.in. zadania mniejsze oraz zadania związane z przyłączaniem do sieci przesyłowej,

3) budowa i rozbudowa tłoczni, w ramach której planowany jest przyrost mocy tłoczni o 44 MW (rozbudowa tłoczni Kędzierzyn i Hołowczyce, budowa tłoczni Lwówek).

**Rysunek 29.** Struktura nakładów inwestycyjnych zrealizowanych w 2024 r.



Źródło: OGP Gaz-System S.A.

W 2024 r. OGP Gaz-System S.A. realizowała zadania inwestycyjne w systemie przesyłowym w dwóch podstawowych obszarach:

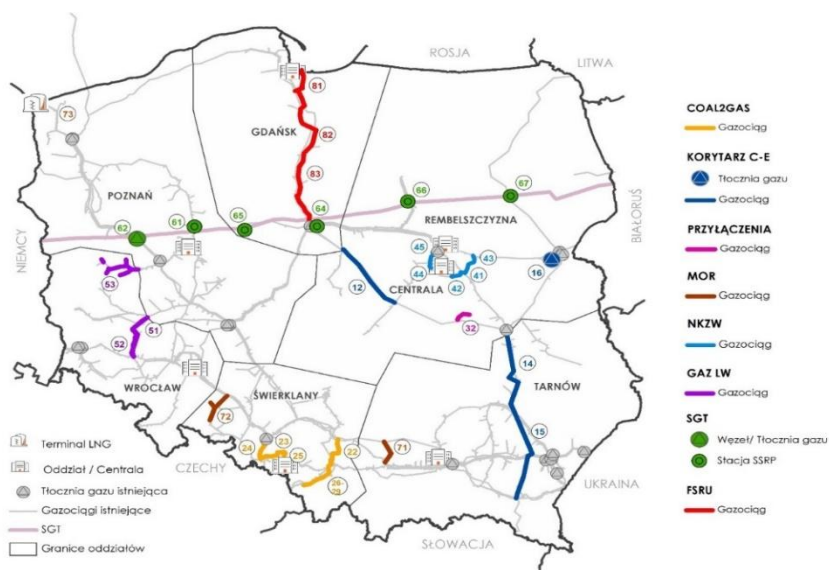
- obszar rozwoju: budowa nowych obiektów systemowych oraz modernizacja istniejących, mające na celu zwiększenie możliwości technicznych systemu przesyłowego,
- obszar bezpieczeństwa: zadania modernizacyjne i odtworzeniowe, wynikające z potrzeb technicznych lub eksploatacyjnych.

Stopień realizacji inwestycji pod względem finansowym przez OGP Gaz-System S.A. na krajowy system przesyłowy wyniósł ok. 40 proc. w stosunku do poziomu nakładów uzgodnionych na 2024 r.

W przedmiotowym roku OGP Gaz-System S.A. zakończyła budowę i oddała do eksploatacji:

- gazociąg Gustorzyn – Wronów etap II Leśniewice – Rawa Mazowiecka o długości 100 km i średnicy DN 1000 mm,
- gazociąg Oświęcim – Tworzeń o długości 44 km i średnicy DN 700 mm wraz z
- Systemową Stacją Redukcyjno-Pomiarową (SSRP) Oświęcim o przepustowości 300 000 m<sup>3</sup>/h.

**Rysunek 30.** Mapa inwestycji kluczowych, stan na 31 grudnia 2024 r.



Źródło: OGP Gaz-System S.A.

Tabela 27. Inwestycje kluczowe – stan na 31 grudnia 2024 r.

Lp.	Podział portfela SWZI	Nr na mapie (zał.2)	Nazwa projektu (inwestycji/zadania)	Dane podstawowe	Oddział	Etap projektu
1	PROGRAM CENTRUM-WSCHÓD	12	<b>GAZOCIĄG GUSTORZYN – WRONÓW</b> Etap II Leśniewice – Rawa Mazowiecka	DN=1000 L=100 km MOP 8,4 MPa	Rembelszczyzna	Zakończone
2	PORTFEL COAL2GAS	23	<b>GAZOCIĄG RACIBÓRZ – OŚWIĘCIM</b> Etap I: Racibórz-Rybnik	DN=700 L= 38,7 km MOP 8,4 MPa	Świerklany	Budowa
3		24	<b>GAZOCIĄG POLSKA – CZECHY</b> Etap I: Kędzierzyn-Racibórz	DN=1000 L= 37 km MOP 8,4 MPa	Świerklany	Budowa
4		25	<b>GAZOCIĄG PRZYŁĄCZENIOWY PGE RYBNIK</b>	DN=500 L=4.5 km MOP 8,4 MPa	Świerklany	Budowa
5		22	<b>GAZOCIĄG OŚWIĘCIM – TWORZEŃ WRAZ Z SSRP OŚWIĘCIM</b>	DN=700/500 L=44/0,6 km MOP 8,4 MPa	Świerklany	Zakończone
6		26	<b>GAZOCIĄG SKOCZÓW – KOMOROWICE – OŚWIĘCIM</b> Etap II: Wilamowice – Oświęcim	DN=500 L=20,1 km MOP 8,4 MPa	Świerklany	Projektowanie
7		27	<b>GAZOCIĄG SKOCZÓW – KOMOROWICE – OŚWIĘCIM</b> Etap III: Komorowice – Wilamowice	DN=500 L=11,4 km MOP 8,4 MPa	Świerklany	Projektowanie
8		28a	<b>GAZOCIĄG SKOCZÓW – KOMOROWICE – OŚWIĘCIM</b> Etap IV a: od ZZU Komorowice (bez ZZU) do Stare Bielsko	DN=500 L=4,5 km MOP 8,4 MPa	Świerklany	Projektowanie
9		28b	<b>GAZOCIĄG SKOCZÓW – KOMOROWICE – OŚWIĘCIM</b> Etap IV b: od Stare Bielsko do ZZU Wapienica (bez ZZU)	DN=500 MOP 8,4 MPa L=4,0 km	Świerklany	Projektowanie
10		29	<b>GAZOCIĄG SKOCZÓW – KOMOROWICE – OŚWIĘCIM</b> Etap V: Pogórze – Wapienica	DN=500 L= 17,3 km MOP 8,4 MPa	Świerklany	Projektowanie

Lp.	Podział portfela SWZI	Nr na mapie (zał.2)	Nazwa projektu (inwestycji/zadania)	Dane podstawowe	Oddział	Etap projektu
11	PORTFEL KORYTARZ C-E	14	GAZOCIĄG WRONÓW – ROZWADÓW	DN=1000 L=119,8 km MOP 8,4 MPa	Tarnów	Projektowanie
12		15	GAZOCIĄG ROZWADÓW – STRACHOCINA	DN=1000 L=161,6 km MOP 8,4 MPa	Tarnów	Projektowanie
13		16	TG HOŁOWCZYCE NOWY AGREGAT SPRĘŻAJĄCY (NASH)	Agr. Spręż = 1 szt. Moc= do 13 MW	Rembelszczyzna	Projektowanie
14	PORTFEL PRZYŁĄCZENIA	32	PRZYŁĄCZENIE EC KOZIENICE W ŚWIERŻACH GÓRNYCH	DN=700 L= 20 km MOP 8,4 MPa	Rembelszczyzna	Projektowanie
15	PORTFEL MOR	71	GAZOCIĄG WĘŻERÓW-PRZEWÓZ WRAZ Z SSRP PRZEWÓZ	DN=700 L=45 km MOP 8,4 MPa	Tarnów	Budowa
16		72	GAZOCIĄG LEWIN BRZESKI – NYSA WRAZ Z ODGAŁĘZIENIAMI	DN=500/150/100 L=41/10,1/1,6 km MOP 8,4 MPa	Świerklany	Projektowanie
17	PORTFEL NKZW	45	GAZOCIĄG REMBELSZCZYŻNA – MORY	DN=700 L= 28,5 km MOP 8,4 MPa	Rembelszczyzna	Budowa
18		41	GAZOCIĄG WOLA KARCZEWSKA – KARCZEW	DN=500 L=14,4 km MOP=8,4 MPa	Rembelszczyzna	Projektowanie
19		42	GAZOCIĄG KARCZEW – GASSY	DN=400 L= 1,8 km MOP=8,4 MPa	Rembelszczyzna	Projektowanie
20		43	GAZOCIĄG STANISŁAWÓW (MIŃSK MAZOWIECKI) – WOLA KARCZEWSKA	DN=700 L=38 km MOP=8,4 MPa	Rembelszczyzna	Projektowanie
21		44	GAZOCIĄG MORY – REGULY	DN=400 L= 5,2 km MOP=8,4 MPa	Rembelszczyzna	Projektowanie
22	PORTFEL GAZ LW	51	GAZOCIĄG KOTOWICE – HM LEGNICA Odcinek północny (KOTOWICE – KRZECZYN)	DN=300 L= 37,9 km MOP=8,4 MPa	Wrocław	Projektowanie
23		52	GAZOCIĄG KOTOWICE – HM LEGNICA Odcinek południowy (KRZECZYN – HM LEGNICA)	DN=300 L= 25,8 km MOP=8,4 MPa	Wrocław	Projektowanie

Lp.	Podział portfela SWZI	Nr na mapie (zał.2)	Nazwa projektu (inwestycji/zadania)	Dane podstawowe	Oddział	Etap projektu
24		53	<b>GAZOCIĄG NOWE TŁOKI – SULECHÓW</b> (RAKONIEWICE – ŚWIEBODZIN)	DN=300/150/100 L=42,9/23,6/10,6 km MOP=8,4 MPa	Wrocław	Budowa
25	PORTFEL SGT	61	<b>SSRP DŁUGA GOŚLINA</b>	DN=500 MOP=8,4 MPa Q=250 tys. m <sup>3</sup> /h	Poznań	Budowa
26		62	<b>TG LWÓWEK</b>	DN=1000 MOP=8,4 MPa Q(dwukier)= 1600 tys. m <sup>3</sup> /h Agr. Spręż = 3 szt. Moc=24 MW	Poznań	Projektowanie
27		64	<b>SSRP WŁOCŁAWEK</b>	DN=1000 Q(dwukier)= 1000 tys. m <sup>3</sup> /h	Gdańsk	Projektowanie
28		65	<b>SSRP WYDARTOWO</b>	DN=700 MOP=8,4 MPa Q(dwukier)= 1200 tys. m <sup>3</sup> /h	Gdańsk	Budowa
29		66	<b>SSRP CIECHANÓW-PAWŁOWO</b>	DN=700 MOP 8,4 MPa Q=250 tys. m <sup>3</sup> /h	Rembelszczyzna	Projektowanie
30		67	<b>SSRP ZAMBRÓW</b>	DN=700 Q=1000 tys. m <sup>3</sup> /h	Rembelszczyzna	Projektuj i buduj
31	PORTFEL FSRU	81	<b>GAZOCIĄG KOLNIK – GDAŃSK POM 1</b>	DN1000 L= 34 km MOP 8,4 MPa	Gdańsk	Budowa
32		82	<b>GAZOCIĄG GARDEJA – KOLNIK POM 2</b>	DN1000 L= ok. 88 km MOP 8,4 MPa	Gdańsk	Budowa
33		83	<b>GAZOCIĄG GUSTORZYN – GARDEJA POM 3</b>	DN1000 L= ok. 128 km MOP 8,4 MPa	Tarnów	Budowa

Źródło: OGP Gaz-System S.A.

W ramach Planu Remontowego w 2024 r. ujęto 273 zadania, w tym 145 planowanych do zakończenia w 2024 r., z czego zrealizowano 140 (96,6 proc.). Efektem rzeczowym przeprowadzonych remontów była:

- likwidacja 93 wycieków gazociągów,
- wymiana 2 164 m gazociągów,
- wymiana 48 sztuk armatury,
- usunięcie 2 nieszczelności na gazociągach,
- naprawa 19 elementów ochrony antykorozyjnej, 31 urządzeń obiektów gazowych,

- wykonanie 76 prac ogólnobudowlanych,
- likwidacja 3 stacji gazowych.

Finansowa realizacja Planu Remontowego w 2024 r. wyniosła 95,7 mln zł, co stanowi 92 proc. planu. Zadania remontowe niezakończone w 2024 r. (133), będą kontynuowane zgodnie z harmonogramem w 2025 r.

W zakresie Części B KDPR na lata 2024–2033 OGP Gaz-System S.A. przedstawiła zadania inwestycyjne na sieci przesyłowej będącej własnością przedsiębiorstwa energetycznego – SGT EuRoPol GAZ S.A., na której pełni ona funkcję operatora w formule ISO (dalej: infrastruktura SGT).

W tym zakresie dodać należy, że decyzją z 17 listopada 2010 r. Prezes URE z urzędu wyznaczył OGP Gaz-System S.A. operatorem systemu przesyłowego gazowego na znajdującym się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej odcinku gazociągu Jamał – Europa Zachodnia, którego właścicielem jest SGT EuRoPol GAZ S.A., na okres do 31 grudnia 2025 r., a następnie – mocą ustawy z dnia 24 lutego 2022 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne<sup>130</sup>, okres ten został wydłużony do 6 grudnia 2068 r. Dodatkowo na podstawie art. 9 ust. 1 ww. ustawy koncesja SGT EuRoPol GAZ S.A. na przesyłanie paliw gazowych została wygaszona z dniem 1 stycznia 2023 r. W kontekście projektu planu rozwoju istotne jest także, że obecna umowa między OGP Gaz-System S.A. a SGT EuRoPol GAZ S.A. o powierzenie obowiązków operatora na polskim odcinku Systemu Gazociągów Tranzytowych Jamał – Europa Zachodnia obejmuje okres od 1 stycznia 2023 r. do 6 grudnia 2068 r.<sup>131</sup> Umowa ta uwzględnia zmiany w zakresie kierunków przesyłania gazu infrastrukturą SGT oraz podmiotów zlecających usługi. W związku z tym zmianie uległ zakres powierzonego majątku adekwatnie do zmiany sposobu wykorzystywania infrastruktury SGT po 1 stycznia 2023 r. W szczególności spod zakresu powierzenia wyłączona została infrastruktura zbędna obecnie dla przesyłania gazu, w tym w szczególności tłocznie gazu SGT (majątek SGT niepodlegający powierzeniu). Wspomniana zamiana zakresu umowy powierzenia skutkuje zmniejszeniem majątku zarządzanego przez OGP Gaz-System S.A., a tym samym zmniejszeniem ilości zadań inwestycyjnych, koniecznych do ujęcia w planie rozwoju i realizacji przez tego Operatora.

Zadania inwestycyjne w infrastrukturze SGT w KDPR Część B na lata 2024-2033 mają charakter modernizacyjno-odtworzeniowy i służą zapewnieniu bezpieczeństwa, ciągłości, niezawodności i optymalizacji przesyłania gazu zgodnie z udostępnionymi zdolnościami przesyłowymi. Zakres przewidywanych inwestycji przedmiotowego planu obejmuje 3 zadania imienne odseparowania majątku powierzonego (dalej: Majątek SGT) od majątku SGT, który nie podlega powierzeniu. Ponadto uwzględnia zbiorczo zadania związane z modernizacją: (i) stacji gazowych i układów pomiarowych, (ii) systemów łączności, (iii) systemów IT i (iv) obiektów SGT. Przedmiotowy plan zakłada utrzymanie istniejących zdolności przesyłowych Majątku SGT na kierunku zachód – wschód, oraz jego dostosowanie do funkcjonowania w nowym kształcie po wydzieleniu w ramach umowy powierzenia.

#### *Operator systemu magazynowania paliw gazowych (Gas Storage Poland Sp. z o.o.)*

Zgodnie z art. 16<sup>1</sup> ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne<sup>132</sup>, Prezes URE uzgadnia z OSM plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na pojemności instalacji magazynowych na okres 10 lat, działając w porozumieniu z Ministrem właściwym do spraw energii. Plan ten podlega aktualizacji co 2 lata.

<sup>130</sup> Dz. U. z 2022 r. poz. 631.

<sup>131</sup> Umowa o powierzenie obowiązków operatora systemu przesyłowego na znajdującym się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej odcinku Systemu Gazociągów Tranzytowych Jamał – Europa Zachodnia, będąca załącznikiem do decyzji Prezesa URE z 29 sierpnia 2022 r.

<sup>132</sup> Przepis wprowadzony 21 grudnia 2022 r. zgodnie z art. 37 pkt 5 ustawy z 15 grudnia 2022 r.

Zgodnie z art. 16<sup>1</sup> ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, plan rozwoju OSM uwzględnia:

- miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego,
- politykę energetyczną państwa,
- plan działań zapobiegawczych opracowywany zgodnie z art. 15fa ust. 2,
- plan rozwoju sporządzony przez operatora systemu przesyłowego gazowego, o którym mowa w art. 16 ust. 2.

Plan rozwoju OSM obejmuje również, na podstawie art. 16<sup>1</sup> ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne w szczególności:

- inwestycje w zakresie modernizacji, rozbudowy albo budowy instalacji magazynowych,
- przewidywany sposób finansowania inwestycji,
- przewidywane przychody niezbędne do realizacji inwestycji,
- planowany harmonogram realizacji inwestycji.

W 2024 r. Gas Storage Poland Sp. z o.o. (jedyne przedsiębiorstwo energetyczne w Polsce o statusie OSM), nie przedkładała Prezesowi URE do uzgodnienia kolejnego projektu planu rozwoju. Termin na sporządzenie i przedłożenie Prezesowi URE kolejnego planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na pojemności instalacji magazynowych to 31 marca 2025 r.<sup>133</sup>

### Prace prowadzone przez OGP Gaz-System S.A. w zakresie budowy połączeń międzysystemowych

W ostatnich kilku latach zrealizowane zostały znaczące projekty inwestycyjne o podstawowym znaczeniu dla bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do Polski, dotyczące utworzenia nowych połączeń transgranicznych lub rozszerzenia funkcjonalności połączeń istniejących, co umożliwiło pełne uniezależnienie się od dostaw z kierunku wschodniego. Projekty te, dotyczące zrealizowanych do 2022 r. połączeń międzysystemowych, zostały omówione w poprzednich raportach. W obecnym planie rozwoju zadania kluczowe obejmują gazociągi mające na celu zapewnienie funkcjonowania układu gazowego w nowym układzie zasilania, przede wszystkim z kierunku północnego – poprzez bramę północną z gazociągu Baltic Pipe i z terminala LNG w Świnoujściu. Nowe zadania w przeważającej mierze przewidują realizację gazociągów umożliwiających rozprowadzenie gazu z kierunku północnego wewnątrz kraju oraz zasilanie nowych odbiorców, obejmujących w szczególności nowe źródła wytwórcze energii elektrycznej zasilane gazem ziemnym. Jak już wskazano we wcześniejszej części Raportu, wśród nowych zadań należy również wymienić zadania umożliwiające pracę gazociągu jamalskiego będącego własnością SGT EuRoPol GAZ S.A., na której OGP Gaz-System S.A. pełni funkcję operatora w formule niezależnego operatora systemu, w nowym układzie zasilania, umożliwiające jego pełną integrację z infrastrukturą przesyłową należącą do drugiego ze wskazanych podmiotów.

Proces rozbudowy połączeń transgranicznych był i obecnie również jest wspierany programami unijnymi dotyczącymi tzw. Projektów wspólnego zainteresowania (ang. *project of common interest*, *PCI*). Status projektu wspólnego zainteresowania jest przyznawany w drodze ustaleń pomiędzy przedsiębiorstwem zamierzającym podjąć się jego realizacji a państwem członkowskim (ew. przedsiębiorstwami i państwami członkowskimi), z udziałem instytucji unijnych (w szczególności Komisji Europejskiej). Jako projekty PCI mogą być uznane kluczowe transgraniczne projekty infrastrukturalne, łączące systemy energetyczne państw członkowskich UE, które mają pomóc UE w osiągnięciu jej polityki energetycznej i celów klimatycznych: przystępnej cenowo, bezpiecznej i zrównoważonej energii dla wszystkich obywateli oraz długoterminowej dekarbonizacji gospodarki zgodnie z porozumieniem paryskim.

Należy jednak zauważyć, że proces wspierania gazowych projektów przez Komisję Europejską uległ zmianom. Począwszy od szóstej listy PCI wsparcie możliwe jest na odmiennych zasadach: znacząco

<sup>133</sup> Art. 6 ust. 3 pkt 2 ustawy z 5 sierpnia 2022 r.

ograniczono możliwość dofinansowania projektów bazujących na pozyskiwaniu energii z paliw kopalnych tj. ropy i gazu ziemnego, a także przekierowano unijne wsparcie na morskie sieci energetyczne, infrastrukturę wodorową oraz tzw. sieci inteligentne. Projekty gazowe będą mogły otrzymać wsparcie UE, ale tylko do 2029 r. i pod warunkiem, że zostaną dostosowane do przesyłania lub magazynowania wodoru albo biometanu. Obowiązujące obecnie rozporządzenie TEN-E przewiduje możliwość przyznania statusu PCI dla inwestycji umożliwiających powstawanie zintegrowanej europejskiej infrastruktury wodorowej poprzez realizację projektów w zakresie przesyłania i magazynowania wodoru oraz instalacji służących do odbioru i regazyfikacji skroplonego wodoru lub wodoru przenoszonego w innych substancjach chemicznych (np. amoniaku). Zmiany w procesie przyznawania statusu PCI są zbieżne z celami obniżenia emisyjności gospodarki UE określonymi w perspektywie roku 2030 i uwzględniają wnioski płynące z Europejskiego Zielonego Ładu.

W rezultacie w obszarze gazu ziemnego w 2024 r. nie było krajowego projektu o statusie PCI. 28 listopada 2023 r. Komisja Europejska opublikowała listę inwestycji, które uzyskały status projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania w sektorze energetycznym. Na listę wpisany został projekt budowy Nordycko-Bałtyckiego Korytarza Wodorowego, obejmującego część krajową, której realizację planuje OGP Gaz-System S.A. Projekt ten ma za zadanie umożliwić przesyłanie wodoru z Finlandii przez państwa bałtyckie i Polskę do Niemiec. W tym celu operatorzy systemów przesyłowych gazu: Gaz-System (Polska), Gasgrid Finland (Finlandia), Elering (Estonia), Conexus Baltic Grid (Łotwa), Amber Grid (Litwa) i ONTRAS (Niemcy) podpisali porozumienie o współpracy oraz zainicjowali prace nad wstępnym studium wykonalności. Nordycko-Bałtycki Korytarz Wodorowy ma za zadanie wzmocnić bezpieczeństwo energetyczne regionu, zmniejszyć zależność od importowanej energii kopalnej i stworzyć szybką ścieżkę dekarbonizacji w znaczących sektorach gospodarki, w tym np. w przemyśle, transporcie, elektroenergetyce i ciepłownictwie by spełnić cele REPowerUE 2030. W pierwszej fazie projektu przeprowadzone zostanie wstępne studium wykonalności, na podstawie którego zostanie podjęta decyzja o kontynuacji rozwoju projektu i dalszych działaniach w kwestii m.in. zaprojektowania, budowy i uruchomienia sieci przesyłowej.

Projekty PCI mogą korzystać z najlepszych praktyk, wynikających z rozporządzenia TEN-E, co oznacza m.in. możliwość skorzystania z przyspieszonego procesu uzyskiwania pozwoleń. Przy spełnieniu określonych warunków status PCI umożliwi także ubieganie się o dofinansowanie w ramach instrumentu „Łącząc Europę” (ang. Connecting Europe Facility – CEF).

Realizacja projektów posiadających status PCI oraz ubiegających się o wsparcie w tej procedurze podlega bieżącemu monitorowaniu przez Prezesa URE w ramach uzgadniania projektów planów rozwoju oraz corocznych ankiet walidacyjnych w toku prac ACER.

OGP Gaz-System S.A. w obszarze gazu ziemnego zgłosiła do TYNDP 2024 projekt rozbudowy terminalu LNG w Świnoujściu, połączenie Polska – Czechy (STORK II), umożliwienie przesyłu zwrotnego na połączeniu Polska – Czechy w Cieszynie, FSRU w Zatoce Gdańskiej i korytarz północ-południe we wschodniej Polsce. Z kolei w obszarze wodoru zostały zgłoszone : (1) krajowa sieć szkieletowa wodoru: Pomierania Green Hydrogen Cluster, Autostrada Wodorowa – odcinek północny, Autostrada Wodorowa – odcinek południowy, Interkonektor Polska-Niemcy, (2) Nordycko-Bałtycki Korytarz Wodorowy, (3) Baltic Sea Hydrogen Collector – przyłączenie do polskiego systemu wodorowego, (4) Magazyn wodoru w Damasławku, (5) Terminal amoniakowy w Gdańsku. Projekty dotyczące wodoru mogą ubiegać się o status PCI w ramach kolejnych postępowań.

### **Skargi na operatora systemu przesyłowego, magazynowego, LNG lub dystrybucyjnego, odnoszące się do obowiązków tych operatorów wynikających z przepisów dyrektywy 2009/73/WE**

Prezes URE jest organem odpowiedzialnym za rozpatrywanie skarg na przedsiębiorstwa energetyczne, którą może złożyć każdy podmiot. W takiej sytuacji Prezes URE ocenia czy działalność danego przedsiębiorstwa naruszyła przepisy aktów powszechnie obowiązującego prawa tj.

rozporządzeń UE, ustaw, rozporządzeń krajowych lub wydane przez Prezesa URE decyzje, w tym np. instrukcje ruchu i eksploatacji sieci.

#### 4.1.4. Wdrażanie wytycznych i kodeksów sieci

##### Rozporządzenie NC TAR

W 2024 r. kontynuowane były działania związane z realizacją obowiązków wynikających z rozporządzenia NC TAR. Rozporządzenie to weszło w życie 6 kwietnia 2017 r. za wyjątkiem przepisów rozdziałów VI i VIII, które są stosowane od 1 października 2017 r. oraz rozdziałów II, III i IV, stosowanych od 31 maja 2019 r. Rozporządzenie NC TAR jest jednym z tzw. „kodeksów sieci”, których procedura opracowania i uchwalenia została przewidziana w art. 6 rozporządzenia 715/2009<sup>134</sup>, wiąże ono w całości i jest stosowane bezpośrednio we wszystkich krajach członkowskich Unii Europejskiej.

Celem tej regulacji jest zwiększenie transparentności procesu ustalania taryf za przesyłanie gazu oraz ujednoczenie ich struktur na obszarze UE. Rozporządzenie NC TAR wprowadza obowiązki konsultacyjne i publikacyjne w zakresie metodologii kalkulacji i parametrów technicznych przyjmowanych do kalkulacji taryf przesyłowych, co ma zapewnić użytkownikom unijnych systemów przesyłania gazu większą przewidywalność poziomu opłat oraz ich porównywalność.

Wdrożenie kodeksu powinno przyczynić się do większej integracji europejskiego rynku gazu, zwiększenia bezpieczeństwa dostaw i rozwoju połączeń międzysystemowych, co z kolei może poprawić konkurencyjność europejskich przedsiębiorstw i obniżenie rachunków za gaz dla gospodarstw domowych.

Wzmocnieniu stabilności finansowej operatorów systemów przesyłowych gazu ma służyć wprowadzone przez rozporządzenie NC TAR tzw. konto regulacyjne (ang. regulatory account). Dzięki jego stosowaniu możliwe jest rozliczenie i uwzględnienie w kalkulacji taryf za usługi przesyłania paliw gazowych na kolejne lata, różnicy pomiędzy przychodami planowanymi przed rozpoczęciem roku taryfowego i przychodami rzeczywiście zrealizowanymi przez operatora systemu przesyłowego w tym okresie w ramach uzgadniania konta regulacyjnego, o którym mowa w art. 20 rozporządzenia NC TAR. Dzięki temu mechanizmowi ryzyko przenoszenia na użytkowników systemu przesyłowego skutków nietrafionych prognoz w zakresie m.in. planowanych zamówień zdolności przesyłowej długoterminowej lub krótkoterminowej zostało wyeliminowane. Dotychczas dokonano uzgodnienia stanu konta regulacyjnego dla OGP Gaz-System S.A. w zakresie sieci własnej na 31 grudnia 2019 r., 31 grudnia 2020 r., 31 grudnia 2021 r., 31 grudnia 2022 r. oraz 31 grudnia 2023 r. Natomiast w zakresie sieci należącej do przedsiębiorstwa SGT EuRoPol GAZ S.A. saldo konta regulacyjnego zostało po raz pierwszy uzgodnione na 31 grudnia 2023 r. Obszerniejsze informacje w tej sprawie zostały zamieszczone w decyzjach zatwierdzających taryfy dla usług przesyłania paliw gazowych, dostępnych na stronie internetowej Urzędu. Należy również podkreślić, że rozwiązania dotyczące konta regulacyjnego zamieszczone w rozporządzeniu NC TAR, prawdopodobnie były inspiracją dla ustawodawcy krajowego do wprowadzenia analogicznych rozwiązań dla „innych operatorów” w rozporządzeniu taryfowym gazowym (§ 10 ust. 6 i § 10a).

W 2024 r. stosowane były: Metoda wyznaczania cen referencyjnych nr 2/OGP w zakresie własnej sieci przesyłowej OGP Gaz-System S.A. na okres: od godziny 6:00 dnia 1 stycznia 2023 r. do godziny 6:00 dnia 1 stycznia 2025 r.<sup>135</sup> oraz Metoda wyznaczania cen referencyjnych nr 2/SGT w zakresie sieci przesyłowej będącej własnością przedsiębiorstwa energetycznego System Gazociągów Tranzytowych

<sup>134</sup> Art. 8 ust. 6 lit. k rozporządzenia 715/2009 został zastąpiony przez art. 71 ust. 2 lit. d rozporządzenia 2024/1789. Zgodnie bowiem z art. 88 rozporządzenia 2024/1789, odesłania do uchylonego rozporządzenia 715/2009, odczytuje się jako odesłania do rozporządzenia 2024/1789, zgodnie z tabelą korelacji w załączniku III do tego rozporządzenia.

<sup>135</sup> <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/metody-wyznaczania-cen-referen-1/10196,Decyzje-Prezesa-URE-w-sprawie-metod-wyznaczania-cen-referencyjnych-stosowanych-w.html>

EuRoPol GAZ S.A. z siedzibą w Warszawie na okres: od godziny 6:00 dnia 1 stycznia 2023 r. do godziny 6:00 dnia 1 stycznia 2025 r.<sup>136</sup>

W postępowaniach administracyjnych w sprawie zatwierdzenia powyższych metod wyznaczania cen referencyjnych zostały wykorzystane wyniki konsultacji przeprowadzonych przez OGP Gaz-System S.A. w okresie 31 sierpnia – 31 października 2021 r., dotyczących lat 2023–2024 w zakresie własnej sieci przesyłowej<sup>137</sup> oraz sieci przesyłowej będącej własnością SGT EuRoPol GAZ S.A.<sup>138</sup>

W dniach 31 sierpnia – 31 października 2023 r. OSP prowadził kolejne konsultacje dotyczące metod wyznaczania cen referencyjnych na lata 2025–2026, obejmujących elementy określone w art. 26 ust. 1 rozporządzenia NC TAR, odrębnie w zakresie własnej sieci przesyłowej OGP Gaz-System S.A.<sup>139</sup> oraz w zakresie sieci przesyłowej będącej własnością przedsiębiorstwa energetycznego SGT EuRoPol GAZ S.A.<sup>140</sup> Do przeprowadzania powyższych konsultacji OSP został wyznaczony przez Prezesa URE decyzją z 16 lipca 2018 r., na podstawie art. 5 ust. 1, art. 26 ust. 1 i art. 27 ust. 1 rozporządzenia NC TAR.

Po ich zakończeniu OGP Gaz-System S.A. opublikowała uzyskane odpowiedzi i ich podsumowanie. Natomiast stosownie do postanowień art. 27 ust. 3 rozporządzenia NC TAR, ACER opublikował oraz przesłał do Urzędu oraz OGP Gaz-System S.A. wnioski z analiz dokumentów konsultacyjnych, przeprowadzonych zgodnie z ust. 2 ww. przepisu<sup>141, 142</sup>.

Wyniki powyższych konsultacji zostały uwzględnione w decyzjach Prezesa URE zatwierdzających metody wyznaczania cen referencyjnych na lata 2025–2026 dla sieci własnej OGP Gaz-System S.A. oraz sieci przedsiębiorstwa SGT EuRoPol GAZ S.A.:

- a) z 10 kwietnia 2024 r. zatwierdzającej *Metodę wyznaczania cen referencyjnych nr 3/OGP w zakresie własnej sieci przesyłowej Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A. na okres: od godziny 6:00 dnia 1 stycznia 2025 r. do godziny 6:00 dnia 1 stycznia 2027 r.*, stanowiącej załącznik do tej decyzji (Biuletyn Branżowy URE – Paliwa gazowe nr 50 (2847) z 11 kwietnia 2024 r.) oraz
- b) z 20 marca 2024 r. zatwierdzającej *Metodę wyznaczania cen referencyjnych nr 3/SGT w zakresie sieci przesyłowej będącej własnością przedsiębiorstwa energetycznego System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A. z siedzibą w Warszawie na okres: od godziny 6:00 dnia 1 stycznia 2025 r. do godziny 6:00 dnia 1 stycznia 2027 r.*, stanowiącej załącznik do tej decyzji (Biuletyn Branżowy URE – Paliwa gazowe nr 44 (2841) z 21 marca 2024 r.).

Powyższe decyzje zostały ogłoszone na stronie internetowej URE<sup>143</sup> oraz przesłane do ACER i Komisji Europejskiej. Metody wyznaczania cen referencyjnych są również dostępne w wersji angielskiej<sup>144</sup>.

W okresie od 21 października do 23 grudnia 2024 r. Prezes URE po raz siódmy konsultował<sup>145</sup> kwestie, o których mowa w art. 28 rozporządzenia NC TAR, dotyczące m.in. mnożników, współczynników sezonowych, poziomów rabatów na punktach wejścia z terminalu LNG oraz rabatów stosowanych w celu obliczenia cen bazowych standardowych produktów z zakresu zdolności

<sup>136</sup> <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/metody-wyznaczania-cen-referen-1/10196,Decyzje-Prezesa-URE-w-sprawie-metod-wyznaczania-cen-referencyjnych-stosowanych-w.html>

<sup>137</sup> <https://www.gaz-system.pl/pl/dla-klientow/uslugi-w-ksp/taryfa-ksp/nc-tar.html>

<sup>138</sup> <https://www.gaz-system.pl/pl/dla-klientow/uslugi-w-sgt/taryfa-sgt/nc-tar.html>

<sup>139</sup> <https://www.gaz-system.pl/pl/dla-mediow/komunikaty-prasowe/2023/sierpień/31-08-2023-konsultacje-metodologii-dla-krajowego-systemu-przesylowego-na-okres-2025-2026.html>

<sup>140</sup> <https://www.gaz-system.pl/pl/dla-mediow/komunikaty-prasowe/2023/sierpień/31-08-2023-konsultacje-metodologii-dla-systemu-gazociagow-tranzytowych-na-okres-2025-2026.html>

<sup>141</sup> [https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/2024\\_analysis\\_report\\_Poland.pdf](https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/2024_analysis_report_Poland.pdf)

<sup>142</sup> [https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/2023\\_analysis\\_report\\_Poland\\_TGPS.pdf](https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/2023_analysis_report_Poland_TGPS.pdf)

<sup>143</sup> <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/inne-decyzje-informacj/4574,Inne-decyzje-informacje-sprawozdania-opublikowane-w-2024-r.html>

<sup>144</sup> <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/metody-wyznaczania-cen-referen-2>

<sup>145</sup> <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/mnozники-wspolczynniki-sezonow-1/12236,Mnozники-wspolczynniki-sezonowe-i-rabaty-na-2026-r-art-28-NC-TAR.html>

przerywanej. Konsultacje dotyczyły sieci OGP Gaz-System S.A. oraz sieci przesyłowej będącej własnością SGT EuRoPol GAZ S.A.

18 lutego 2025 r. Prezes URE wydał i opublikował Informację nr 9/2025 w sprawie poziomu mnożników, współczynników sezonowych i rabatów, o których mowa w art. 28 ust. 1 lit. a)-c) Kodeksu taryfowego, uwzględnianych w kalkulacji taryf dla usług przesyłania paliw gazowych na okres od godziny 6:00 dnia 1 stycznia 2026 r. do godziny 6:00 dnia 1 stycznia 2027 r.<sup>146</sup> Postanowienia powyższej Informacji będą uwzględnione w kalkulacji taryf na 2026 r. dla sieci OGP Gaz-System S.A. oraz sieci przesyłowej będącej własnością SGT EuRoPol GAZ S.A.

Należy wskazać na dwie główne zmiany, dla 2026 r. w porównaniu do 2025 r., wprowadzone w powyższej informacji.

Pierwsza dotyczy rezygnacji w 2026 r. ze stosowania współczynników sezonowych w zakresie sieci własnej OGP Gaz-System S.A. oraz obniżenia mnożników, dla poszczególnych produktów z zakresu zdolności przesyłowej: kwartalnych z 1,27 do 1,10; miesięcznych z 1,45 do 1,25 oraz dobowych i śróddziennych z 2,20 do 1,95. Zmiany te powinny przyczynić się do zwiększenia wykorzystania systemu przesyłowego (wzrost rezerwacji mocy krótkoterminowych), m.in. dzięki większej zbieżności z mnożnikami stosowanymi przez operatorów systemów przesyłowych z krajów sąsiednich, którzy w większości również nie stosują współczynników sezonowych. Dzięki temu ujednociono podejście dla sieci własnej OGP Gaz-System S.A. i dla sieci SGT EuRoPol GAZ S.A. (takie same wartości mnożników i brak współczynników sezonowych).

Druga zmiana dotyczy wprowadzenia stopniowej redukcji rabatu na punkcie wejścia do systemu przesyłowego gazu ziemnego z terminalu LNG w Świnoujściu, z aktualnie stosowanego poziomu 100 proc. do 70 proc. w 2026 r.

Przeprowadzone analizy wskazywały, że aktualnie rabat w wysokości 100 proc. nie jest konieczny w celu zapewnienia konkurencyjności gazu ziemnego sprowadzanego do Polski w postaci LNG i jego obniżenie nie wpłynie na obniżenie bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do Polski. Natomiast skutek obniżenia rabatu na punkcie wejścia z terminala LNG (od 1 stycznia 2026 r.) użytkownicy systemu przesyłowego korzystający z pozostałych punktów wejścia będą ponosili niższe opłaty za wejście do systemu przesyłowego, gdyż nie będzie konieczności odzyskiwania przychodu traconego wskutek tego rabatu, z którego korzysta jedynie użytkownik terminalu LNG. Zmiana ta może wpłynąć pozytywnie na rozwój rynku gazu ziemnego w Polsce, z korzyścią dla odbiorców w gospodarstwach domowych oraz biznesowych.

Dodatkowe informacje w tym przedmiocie znajdują się w Dokumencie konsultacyjnym dostępnym na stronie internetowej Urzędu<sup>147</sup>.

Stosownie do art. 28 ust. 2 rozporządzenia NC TAR ww. konsultacje przeprowadza się w każdym okresie taryfowym. W myśl definicji zawartej w art. 3 pkt 23 Kodeksu taryfowego, okres taryfowy oznacza okres, w którym obowiązuje określony poziom ceny referencyjnej, trwający co najmniej jeden rok i nie dłużej niż okres regulacyjny. W związku z tym, że taryfy dla usług przesyłania paliw gazowych są zatwierdzane na okres 12 miesięcy, przedmiotowe konsultacje są przeprowadzane każdego roku. Prezes URE wydał i opublikował 9 stycznia 2024 r. Informację<sup>148</sup> dotyczącą poprzednich konsultacji, o których mowa w art. 28 ust. 1 lit. a)-c) rozporządzenia NC TAR. Postanowienia powyższej Informacji zostały uwzględnione w kalkulacji taryf na 2025 r.

<sup>146</sup> <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/mnozники-wspolczynniki-sezonow-1/12236,Mnozники-wspolczynniki-sezonowe-i-rabaty-na-2026-r-art-28-NC-TAR.html>

<sup>147</sup> <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/mnozники-wspolczynniki-sezonow-1/12236,Mnozники-wspolczynniki-sezonowe-i-rabaty-na-2026-r-art-28-NC-TAR.html>

<sup>148</sup> <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/2025-r-art-28-nc-tar/11270,Mnozники-wspolczynniki-sezonowe-i-rabaty-na-2025-r-art-28-NC-TAR.html>

## Rozporządzenie CAM NC

Zgodnie z rozporządzeniem CAM NC, operator systemu przesyłowego udostępnia maksymalną zdolność techniczną w punktach połączeń międzysystemowych. OSP przeprowadza regularnie analizy zdolności technicznych w wyżej wymienionych punktach w celu maksymalizacji zdolności udostępnianych uczestnikom rynku. Wypełniając postanowienia art. 6 CAM NC, OSP uzgadnia wyniki wyżej wymienionych analiz z operatorami systemów współpracujących zgodnie z rozporządzeniem.

Poniższa tabela przedstawia zestawienie przepływów gazu ziemnego w poszczególnych punktach połączeń międzysystemowych z uwzględnieniem zdolności ciągłych i przerywanych w 2024 r.

**Tabela 28.** Przepływy gazu ziemnego w punktach połączeń międzysystemowych w 2024 r. (w tym w systemie SGT) [MWh/rok]

Nazwa operatora systemu	Kraj operatora	Miejsce połączenia	Kierunek dostaw	Całkowita zdolność przesyłowa		Zarezerwowane zdolności przesyłowe		Niezarezerwowane zdolności przesyłowe		Niewykorzystane zarezerwowane zdolności przesyłowe		Przesył zrealizowany – zdolności ciągłe i przerywane
				ciągła	przerywana	ciągłe	przerywane	ciągłe	przerywane	ciągłe	przerywane	
OSGT Gaz-System S.A.	Polska /SGT	Punkt Wzajemnego Połączenia (we)	Polska	101 593 311	30 591 211	439 298	0	101 154 013	30 591 211	30 536	0	408 762
OSGT Gaz-System S.A.	Polska	Punkt Wzajemnego Połączenia (wy)	Polska /SGT	0	101 593 311	0	0	0	101 593 311	0	0	0
ONTRAS	Niemcy	GCP GAZ-SYSTEM/ ONTRAS (we)	Polska	17 825 371	12 732 408	6 271 629	0	11 553 742	12 732 408	778 718	0	5 492 911
ONTRAS	Niemcy	GCP GAZ-SYSTEM/ ONTRAS (wy)	Niemcy	31 833	17 825 371	48	0	31 785	17 825 371	24	0	24
GasNet s.r.o.	Czechy	Branice Czechy	Polska	15 838	15 838	0	0	15 838	15 838	0	0	3 162
Net4Gas	Czechy	Cieszyn (we)	Polska	6 621 945	6 596 262	6 349 304	0	272 641	6 596 262	4 105 712	0	2 243 592
Net4Gas	Czechy	Cieszyn (wy)	Czechy	0	6 621 945	0	0	0	6 621 945	0	0	28 056
GasNet, s.r.o.	Czechy	Zlate Hory	Polska	49 413	231 851	0	0	49 413	231 851	0	0	0
GasNet, s.r.o.	Czechy	Zlate Hory	Czechy	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eustream	Słowacja	Vyrava (we)	Polska	63 662 040	6 366 204	49 080	0	63 612 960	6 366 204	6 366 204	49 080	49 080
Eustream	Słowacja	Vyrava (wy)	Słowacja	52 888 464	5 288 846	11 269	0	52 877 195	5 288 846	11 248	0	21
LLC Gas TSO of Ukraine	Ukraina	GCP GAZ-SYSTEM/ UA TSO (we)	Polska	49 629 600	49 133 304	13 101 462	0	36 528 138	49 133 304	163 203	0	12 938 259
LLC Gas TSO of Ukraine	Ukraina	GCP GAZ-SYSTEM/UA TSO (wy)	Ukraina	0	54 040 668	264	1 545 600	0	52 495 068	0	1 538 136	7 464
AB Amber Grid	Litwa	Santaka (we)	Polska	21 253 327	6 893 833	2 732 812	0	18 520 515	6 893 833	184 391	0	2 548 421
AB Amber Grid	Litwa	Santaka (wy)	Litwa	25 226 652	19 000 670	2 568 545	0	22 658 107	19 000 670	1 080 510	0	1 488 035
Energinet	Dania	FAXE (Baltic Pipe wejście)	Polska	117 802 224	78 912 250	93 676 698	0	24 125 526	78 912 250	14 693 932	0	78 982 766
Energinet	Dania	FAXE (Baltic Pipe wyjście)	Dania	33 842 468	3 384 247	3 646	0	33 838 822	3 384 247	1 383	0	2 263
GASCADE Gastransport GmbH	Niemcy	Mallnow SGT (we)	Polska	101 593 311	21 999 387	439 298	0	101 154 013	21 999 387	30 536	0	408 762
GASCADE Gastransport GmbH	Niemcy	Mallnow SGT (wy)	Niemcy	0	101 593 311	0	0	0	101 593 311	0	0	0

Źródło: Analiza własna URE na podstawie danych z OGP Gaz-System S.A.

Zdolność powiązana w 2024 r. była oferowana w punktach połączeń międzysystemowych: Cieszyn (połączenie z Czechami), FAXE (połączenie z Danią), Santaka (połączenie z Litwą), Vyrava (połączenie ze Słowacją), Mallnow rewers (połączenie z Niemcami), GCP Gaz-System Ontras (połączenie z Niemcami) oraz punkt PWP (połączenie krajowego systemu przesyłowego z systemem tranzytowym). Proces zamawiania przepustowości w 2024 r. odbywał się na platformie aukcyjnej GSA i RBP, i przebiegał bez zakłóceń.

## Projekty przepustowości przyrostowej

### PROJEKT INCREMENTAL 2023–2025 Polska-Ukraina

#### Geneza projektu

W Raporcie z oceny zapotrzebowania rynku (MDAR)<sup>149</sup> oceniono niewiążące zgłoszenia otrzymane w ramach przeprowadzonej od 3 lipca do 28 sierpnia 2023 r. oceny zapotrzebowania rynku. Niewiążące zgłoszenia zapotrzebowania otrzymane przez Gaz-System i LLC „Gas Transmission System Operator of Ukraine” (dalej: „GTSOU”) były tożsame i wyniosły 4 181 150 [(kWh/h)/rok] dla kierunku z Polski do Ukrainy, na lata gazowe 2029/2030 – 2044/2045.

Na podstawie wyników MDAR dla procesu przepustowości przyrostowej rozpoczynającego się w 2023 r. pomiędzy polskim systemem przesyłowym gazu i ukraińskim systemem gazu, opublikowanych na stronach internetowych obu OSP 23 października 2023 r., operatorzy rozpoczęli fazę przygotowania projektu na podstawie art. 27 rozporządzenia CAM NC.

W wyniku przeprowadzonych analiz technicznych OGP Gaz-System S.A. oraz GTSOU zaproponowali realizację projektu przepustowości przyrostowej w obecnym punkcie połączenia międzysystemowego GCP Gaz-System/UA TSO (w kierunku UA) pomiędzy Polską a Ukrainą. Biorąc pod uwagę poprzedni proces przepustowości przyrostowej 2021–2023 oraz na podstawie zgłoszeń otrzymanych w ramach procedury incremental 2023–2025, OGP Gaz-System S.A. i GTSOU uwzględnili ten sam poziom przepustowości przyrostowej, tj. 3 869 863 kWh/h<sup>3</sup> oraz rozwiązanie techniczne, które zostało zatwierdzone przez krajowe organy regulacyjne w 2023 r.

Zważywszy na dojrzałość rozwiązania technicznego, które stanowiło podstawę decyzji krajowych organów regulacyjnych w 2023 r., obaj operatorzy systemów przesyłowych zadeklarowali gotowość do przeprowadzenia aukcji w lipcu 2024 r. Aukcja przepustowości przyrostowych dla granicy pomiędzy obszarami rynkowymi Polska-Ukraina<sup>150</sup> odbyła się 1 lipca 2024 r. zgodnie z informacją opisaną w punkcie „Zakończenie procesu Incremental 2023-2025 Polska-Ukraina” poniżej. Takie podejście miało na celu umożliwienie zaplanowania procesu inwestycyjnego bezpośrednio po zakończeniu fazy projektowej.

W ramach konsultacji publicznych<sup>151</sup> wstępnej propozycji projektu, uruchomionych przez OGP Gaz-System S.A. oraz GTSOU zgodnie z rozporządzeniem CAM NC, które trwały od 30 października do 30 listopada 2023 r., ani OGP Gaz-System S.A. ani GTSOU nie otrzymali uwag do projektu przepustowości przyrostowej oraz do ogólnych zasad i warunków udziału oraz uzyskania dostępu do przepustowości w wiążącej fazie alokacji przepustowości przyrostowej na granicy Polska-Ukraina.

<sup>149</sup> Raport z badania zapotrzebowania rynku na przepustowość przyrostową pomiędzy polskim systemem przesyłowym gazu i ukraińskim systemem przesyłowym gazu z 23.10.2023 r. Raport jest dostępny na stronie internetowej Gaz-System S.A. pod adresem: <https://www.gaz-system.pl/pl/dla-klientow/konsultacje-rynkowe/procedura-incremental.html>

<sup>150</sup> Wyniki aukcji można znaleźć na stronie internetowej Platformy GSA: <https://gsaplatform.eu/>

<sup>151</sup> Informacja pn.: „GAZ-SYSTEM oraz LLC „GAS TRANSMISSION SYSTEM OPERATOR OF UKRAINE” uruchamiają konsultacje dotyczące projektu przepustowości przyrostowej pomiędzy systemami przesyłowymi Polski i Ukrainy” wraz z projektami do pobrania dostępna jest na stronie internetowej Gaz-System S.A. pod adresem: <https://www.gaz-system.pl/pl/dla-klientow/konsultacje-rynkowe/procedura-incremental.html>

### Złożenie formalnego wniosku do regulatora

Wniosek przedsiębiorstwa energetycznego OGP Gaz-System S.A. pt. „Wniosek Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz – System S.A. o zatwierdzenie projektu przepustowości przyrostowej na granicy Polska – Ukraina” został złożony do Prezesa URE i przyjęty jako kompletny 8 stycznia 2024 r.

Proces został przeprowadzony zgodnie z rozporządzeniem CAM NC na podstawie wniosków o zatwierdzenie projektu przepustowości przyrostowej zatwierdzonych decyzjami odpowiednich krajowych organów regulacyjnych – dla OGP Gaz-System S.A. decyzją Prezesa URE z 26 kwietnia 2024 r. oraz dla GTSOU decyzją ukraińskiego organu regulacyjnego (National Energy and Utilities Regulatory Commission of Ukraine – NEURC) z 30 kwietnia 2024 r.

Powiązany poziom oferty w wysokości 3 095 890 kWh/h/y miał zostać udostępniony dla rynku od roku gazowego 2030/2031 i być oferowany w ramach aukcji zdolności rocznej na okres 15 lat. Przedmiotowo istotne elementy propozycji projektu, określone w art. 28 ust. 1 rozporządzenia CAM NC, zostały ustalone w koordynacji z NEURC.

### Zakończenie procesu Incremental 2023–2025 Polska-Ukraina

W aukcji przepustowości przyrostowych dla granicy pomiędzy obszarami rynkowymi Polska-Ukraina, która odbyła się 1 lipca 2024 r., OGP Gaz-System S.A. i GTSOU udostępnili wspólny poziom przepustowości przyrostowej oferowanej jako przepustowość powiązana w punkcie połączenia międzysystemowego GCP Gaz-System/UA TSO. Uczestnicy rynku nie dokonali wiążących wskazań dla przepustowości przyrostowej. Wobec powyższego test ekonomiczny, przy zerowej rezerwacji mocy, z założenia ma wynik negatywny. Zgodnie z art. 22 ust. 3 rozporządzenia CAM NC w przypadku, gdy żaden poziom oferty nie skutkuje pozytywnym wynikiem testu ekonomicznego, dany proces uzyskiwania zdolności przyrostowej zostaje zakończony.

**Tabela 29.** Decyzje Prezesa URE wydane w procesie incremental w 2024 r.

Wnioskodawca/podmiot zobowiązany	Przedmiot decyzji	Podstawa prawna
OGP Gaz-System S.A.	Wniosek OGP Gaz-System S.A. o zatwierdzenie propozycji projektu przepustowości przyrostowej na granicy Polska-Ukraina	art. 28 ust. 1 rozporządzenia CAM NC <sup>152</sup>
OGP Gaz-System S.A.	Zobowiązanie dla przedsiębiorstwa energetycznego OGP Gaz-System S.A. do przeprowadzenia testu ekonomicznego dla poziomu oferty 3.095.890 kWh/h projektu przepustowości przyrostowej dla granicy obszarów rynkowych Polska-Ukraina w części przezeń realizowanej, po uzyskaniu wiążących zobowiązań użytkowników sieci w zakresie kontraktowania zdolności przyrostowej	art. 22 ust. 1 rozporządzenia CAM NC

Źródło: URE

### Realizacja obowiązków z rozporządzenia BAL NC

W ramach obszaru bilansowania gazu ziemnego wysokometanowego E, w 2024 r. OGP Gaz-System S.A. podejmowała działania bilansujące na TGE S.A. w ramach standardowych produktów krótkoterminowych, w ramach których dokonała zakupu 597 GWh (60 działań bilansujących) oraz sprzedaży 611 GWh (97 działań bilansujących).

<sup>152</sup> <https://www.ure.gov.pl/pl/paliwa-gazowe/europejski-rynek-gazu-1/decyzje/11922,Rynek-gazu-Prezes-URE-zatwierdzil-projekt-przepustowosci-przyrostowej-dla-polacz.html>

W ramach obszaru bilansowania SGT oraz Lw, OGP Gaz-System S.A. w 2024 r. nie podejmowała działań bilansujących na TGE S.A.

W 2024 r. Prezes URE – podobnie jak w latach uprzednich – wyraził zgodę na prowadzenie obrotu gazem na sąsiadujących obszarach bilansowania oraz na przesyłanie gazu do i z tych obszarów bilansowania w celu realizacji zadań w zakresie bilansowania<sup>153</sup>. Przy czym w 2024 r. OSP nie podejmował działań bilansujących na sąsiednim obszarze bilansowania.

W punkcie połączenia międzysystemowego Branice na granicy polsko-czeskiej stosowane były usługi bilansujące. Zasady ich stosowania zostały zawarte w art. 8 rozporządzenia BAL NC oraz umowie na świadczenie tych usług, która jest zawierana przez operatora systemu przesyłowego po przeprowadzeniu niedyskryminacyjnej procedury przetargowej. W ramach usług bilansujących w punkcie wejścia Branice, w 2024 r. dostarczono 3,1 GWh.

OGP Gaz-System S.A. kontynuowała stosowanie mechanizmu zapewnienia neutralności kosztowej wprowadzonego przez OSP 1 czerwca 2020 r. na mocy decyzji Prezesa URE z 27 maja 2020 r. zatwierdzającej „Mechanizm zapewnienia neutralności kosztowej działań bilansujących Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A.”. Dokument ten określa metody kalkulacji opłat związanych z neutralnością kosztową działań bilansujących operatora.

Decyzją z 8 listopada 2024 Prezes URE zatwierdził metodę kalkulacji opłat związanych z neutralnością bilansowania, zawartej w dokumencie „Mechanizm zapewnienia neutralności kosztowej działań bilansujących Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A. zgodnie z Rozporządzeniem Komisji (UE) nr 312/2014 z dnia 26 marca 2014 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący bilansowania gazu w sieciach przesyłowych”. Zmiany weszły w życie 1 lutego 2025 r. o godz. 06:00.

Zasady dotyczące bilansowania określone w IRIESP i IRIESP SGT, w tym metodyka kalkulacji opłat za niezbilansowanie oraz dodatkowe informacje w zakresie bilansowania, dostępne są w zakładce Bilansowanie na stronie Operatora.

Operator przekazuje Zleceniodawcom Usługi Przesyłania (ZUP) informacje dotyczące ilości dostarczanych i odbieranych podczas doby gazowej – informacja na temat szacunkowej wartości niezbilansowania jest dostarczana poszczególnym ZUP indywidualnie poprzez System Wymiany Informacji (SWI):

- dla pierwszych 4 godzin danej doby gazowej informacja przekazywana ZUP do godz. 14:00 danej doby gazowej,
- dla pierwszych 8 godzin danej doby gazowej informacja przekazywana ZUP do godz. 18:00 danej doby gazowej,
- dla danej doby gazowej informacja przekazywana ZUP do godz. 12:00 następnej doby gazowej.

ZUP otrzymuje w SWI wartości alokacji operatywnej dla wszystkich punktów wejścia i punktów wyjścia, w których ma przydzieloną, jak również informację o statusie niezbilansowania.

Ponadto OGP Gaz-System S.A. udostępnia ZUP prognozy OSD w zakresie mierzonych rzadziej niż codziennie ilości odbieranych przez ZUP (prognoza w dobie D-1 jest przekazywana do godziny 13:00, dwie aktualizacje prognozy w trakcie doby są udostępniane do godz. 14:00 oraz 20:00 danej doby gazowej).

Dane rozliczeniowe dotyczące ilości dostarczanych i odbieranych przez ZUP są przekazywane niezwłocznie po zakończeniu miesiąca, którego rozliczenie dotyczy.

---

<sup>153</sup> GAZ-SYSTEM otrzymał zgodę Prezesa URE na obrót gazem na sąsiadujących obszarach bilansowania - Decyzje - Urząd Regulacji Energetyki

## Rozporządzenie INT NC

W 2024 r. OGP Gaz-System S.A kontynuowała współpracę z operatorami: czeskim NET4GAS s.r.o., niemieckimi GASCADE Gastransport GmbH i Ontras Gastransport GmbH, ukraińskim LLC „Gas Transmission System Operator of Ukraine”, litewskim AB Amber Grid, słowackim Eustream a.s. oraz duńskim Energinet SOV zgodnie z zapisami umów międzyoperatorskich.

W 2024 r. spółka kontynuowała wypełnianie następujących obowiązków zgodnie z rozporządzeniem INT NC:

- publikowanie punktów w których obowiązują aktualne porozumienia operatorskie o prowadzenie konta operatorskiego OBA<sup>154</sup>,
- realizacja porozumień o prowadzenie konta operatorskiego OBA zawierających szczegółowe ustalenia dotyczące: zasad procesu sprawdzania zgodności nominacji, zasad alokacji ilości gazu, procedury komunikacji w przypadku zdarzeń wyjątkowych,
- wspieranie wspólnych rozwiązań w zakresie elektronicznej wymiany informacji związanych z realizacją umów przesyłowych, która jest oparta na standardzie elektronicznej wymiany dokumentów (EDI), w wersji opracowanej dla gazownictwa o nazwie EDIG@S<sup>155</sup>,
- wspieranie wspólnych rozwiązań w zakresie wymiany danych w oparciu o protokół AS4<sup>156</sup>,
- publikowanie danych dobowych (zgodnie z art. 16 rozporządzenia INT NC) dla każdego punktu połączenia międzysystemowego dot. liczby Wobbego oraz ciepła spalania<sup>157</sup>.

Wszystkie informacje ww. udostępniane są również w języku angielskim.

## 4.2. Konkurencja i funkcjonowanie rynku

### 4.2.1. Rynek hurtowy

#### Pozyskanie i przepływ gazu ziemnego

Zakupy gazu z zagranicy na potrzeby odbiorców w Polsce, w ilości 168,5 TWh, uzupełniane były gazem pochodzącym ze źródeł krajowych w ilości 37,8 TWh. Całkowite dostawy gazu z zagranicy obejmowały import oraz nabycie wewnątrzspółnotowe. Zmiana stanu zapasów gazu ziemnego wynosiła 8,1 TWh.

Przez polski system przesyłowy przepłynęło 225,0 TWh gazu wysokometanowego i 9,1 TWh gazu zaazotowanego. Poniższa tabela prezentuje najważniejsze kierunki przepływu gazu w systemie przesyłowym.

**Tabela 30.** Bilans przepływów handlowych\* gazu wysokometanowego poprzez Krajowy System Przesyłowy oraz System Gazociągów Tranzytowych i gazu zaazotowanego poprzez Krajowy System Przesyłowy w 2024 r. [TWh]

Rodzaj Gazu		Gaz wysokometanowy	Gaz zaazotowany
<b>Wejście do systemu razem</b>		<b>225,0</b>	<b>9,1</b>
z tego:	kopalnie i odazotownie	19,5	1,9
	magazyny	34,0	0,0
	dostawy spoza UE	12,9	0,0
	dostawy z UE	89,7	0,0
	terminal LNG	67,3	0,0
	inne (wejścia z dystrybucji)	1,6	7,2

<sup>154</sup> <https://www.gaz-system.pl/pl/dla-klientow/informacje-rynkowe/wymiana-danych.html>

<sup>155</sup> <https://www.gaz-system.pl/pl/dla-klientow/informacje-rynkowe/wymiana-danych.html>

<sup>156</sup> <https://www.gaz-system.pl/pl/dla-klientow/informacje-rynkowe/wymiana-danych.html>

<sup>157</sup> <https://swi.gaz-system.pl/publications/sgt/gcv/daily>

Rodzaj Gazu		Gaz wysokometanowy	Gaz zaazotowany
<b>Wyjście z systemu razem</b>		<b>225,0</b>	<b>9,1</b>
z tego:	mieszalnie i odazotownie	0,0	0,8
	magazyny	28,0	0,0
	do sieci dystrybucyjnej	142,5	8,1
	do odbiorców końcowych na sieci przesyłowej	52,2	0,2
	dostawy do UE [MWh]	1,5	0,0
	dostawy poza UE	0,0	0,0
	potrzeby własne operatora (w tym zmiana stanu kont operatorskich)	0,8	0,0

\* Dane dotyczą ilości gazu wprowadzonego do sieci oraz odebranego z sieci przesyłowej na skutek realizacji umów przesyłowych przez OSP. Dane te mogą się różnić od przepływów fizycznych w systemie.

Źródło: URE na podstawie danych OGP Gaz-System S.A.

## Obrót gazem ziemnym

Na koniec 2024 r. koncesję na obrót paliwami gazowymi posiadało 185 podmiotów wobec 178 na koniec 2023 r. (85 przedsiębiorstw aktywnie uczestniczyło w obrocie gazem ziemnym, 100 przedsiębiorstw było nieaktywnych). Przedsiębiorstwa obrotu gazem spoza GK Orlen pozyskały 73,2 TWh gazu ziemnego. Dane dotyczące zakupu i sprzedaży gazu przez spółki obrotu znajdują się w tabeli poniżej. Wielkość pozyskania gazu nie uwzględnia pozyskania na potrzeby własne przez spółki obrotu objęte monitorowaniem, w tym pozyskania gazu przez przedsiębiorstwa energetyczne będące jednocześnie dużymi odbiorcami końcowymi.

**Tabela 31.** Wolumeny gazu pozyskiwanego i sprzedawanego w ramach obrotu hurtowego przez ankietowane przedsiębiorstwa obrotu w 2024 r. [TWh]

	łącznie	GK Orlen	Pozostałe spółki obrotu
Pozyskanie gazu (zakup i wydobywanie)	<b>417,5</b>	344,2	73,2
Hurtowa sprzedaż gazu	<b>139,9</b>	119,3	20,6

Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska oraz URE.

## Giełda gazu ziemnego

Sprzedaż i zakup paliw gazowych na polskim rynku hurtowym odbywa się przede wszystkim na rynku giełdowym prowadzonym przez TGE S.A. (Rynek Towarów Giełdowych – RTG oraz od 1 maja 2020 r. – Zorganizowana Platforma Obrotu – OTF). Uczestnikami rynku giełdowego są głównie przedsiębiorstwa obrotu paliwami gazowymi oraz najwięksi odbiorcy końcowi, którzy mogą działać samodzielnie po zawarciu stosownej umowy z TGE S.A., stając się członkami odpowiednio RTG i OTF, lub też za pośrednictwem domów maklerskich lub innych podmiotów posiadających status członka RTG oraz OTF ze swojej własnej grupy kapitałowej mogących zawierać transakcje na rzecz innych podmiotów należących do tej samej grupy kapitałowej.

Obrót giełdowy odbywa się poprzez zawieranie umów sprzedaży (transakcji) pomiędzy członkami RTG i OTF.

W 2024 r. TGE S.A. prowadziła następujące rynki sprzedaży paliw gazowych: Rynek Dnia Bieżącego (RDBg), Rynek Dnia Następnego (RDNg) oraz Rynek Terminowy Produktów z dostawą gazu ziemnego (RTPG) Zorganizowanej Platformy Obrotu (OTF).

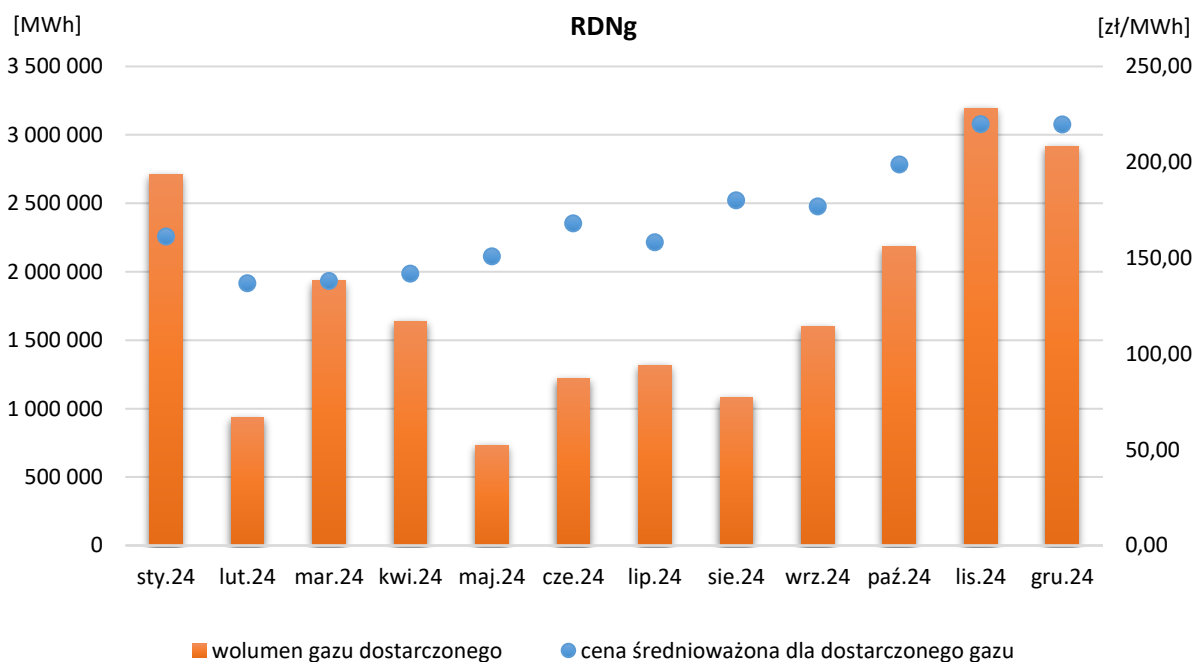
Przedmiotem obrotu na RTPG OTF była dostawa gazu w jednakowej ilości we wszystkich godzinach okresu dostawy zgodnym ze standardem instrumentu (tygodniowy, miesięczny, kwartalny, sezonowy i roczny).

Przedmiotem obrotu na RDNg jest dostawa gazu w jednakowej ilości we wszystkich godzinach dnia dostawy. Jest to instrument typu *base*, a jeden kontrakt odpowiada dostawie 1 MWh gazu w każdej godzinie dnia dostawy. Obrót jest prowadzony przez jeden dzień poprzedzający datę dostawy, w systemie notowań ciągłych. Ponadto przedmiotem obrotu na tym rynku są instrumenty weekendowe z okresem dostawy od godz. 6:00 w sobotę do godz. 6:00 w poniedziałek (weekend gazowy) w jednakowej ilości 1 MWh dla każdej godziny terminu wykonania kontraktu. Notowania instrumentu weekendowego odbywają się na dwa dni poprzedzające okres dostawy.

Obrót na RDBg prowadzony jest w systemie notowań ciągłych.

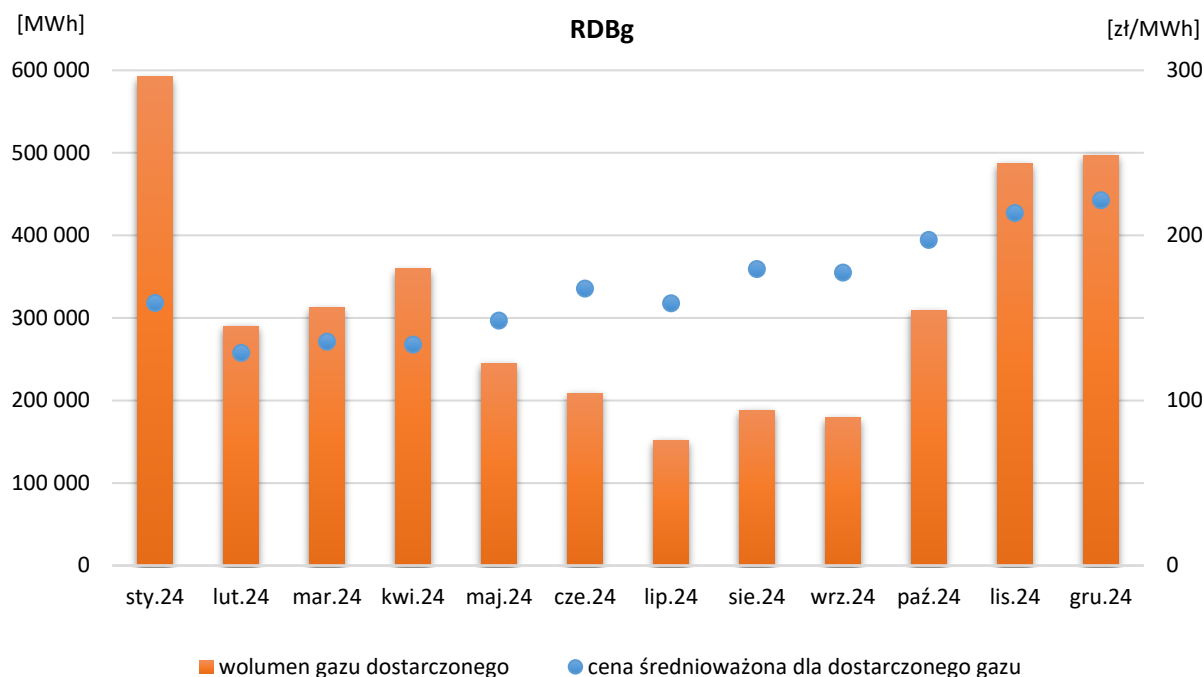
Poniższe rysunki pokazują wolumen oraz cenę dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na rynku dnia następnego, bieżącego i na rynku instrumentów terminowych z dostawą gazu (RTPG OTF).

**Rysunek 31.** Wolumen oraz średnioważona miesięczna cena dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na Rynku Dnia Następnego gazu (RDNg) w 2024 r.



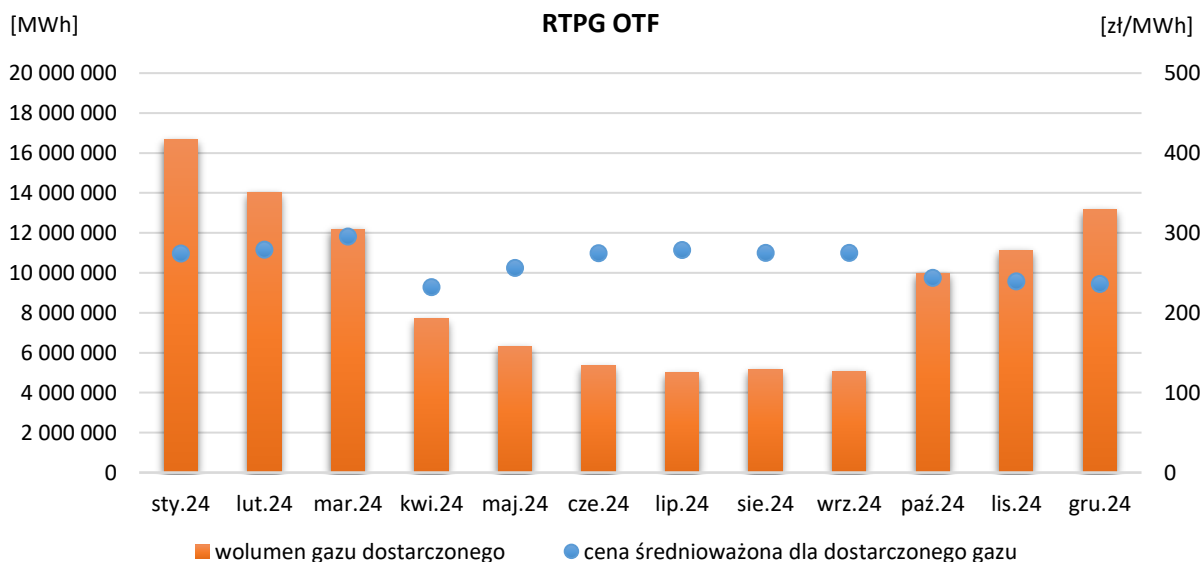
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE S.A.

**Rysunek 32.** Wolumen oraz średnioważona miesięczna cena dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na Rynku Dnia Bieżącego gazu (RDBg) w 2024 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE S.A.

**Rysunek 33.** Wolumen oraz średnioważona miesięczna cena dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na Rynku Terminowym Towarowym i Rynku Terminowym Produktów z dostawą gazu (RTPG) na OTF, których realizacja następowała w 2024 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE S.A.

W 2024 r. w wyniku realizacji kontraktów zawartych na TGE S.A., w całym okresie notowania danego rodzaju kontraktu dostarczono 136 948 385 MWh gazu ziemnego po średniej cenie 247,03 zł/MWh (21 477 760 MWh na rynku RDNg po średniej cenie 179,06 zł/MWh, 3 821 712 MWh na rynku RDBg po średniej cenie 172,32 zł/MWh i 111 648 913 MWh na rynku terminowym po średniej cenie 262,67 zł/MWh).

## Obrót gazem ziemnym wysokometanowym w punkcie wirtualnym OTC

Prezes URE monitorował również transakcje zawierane w punkcie wirtualnym na rynku pozagiełdowym. Zgodnie z definicją z IRiESP OGP-Gaz System S.A., jest to punkt w danym obszarze bilansowania systemu przesyłowego o niesprecyzowanej fizycznej lokalizacji, w którym następuje obrót paliwem gazowym. W wyniku realizacji kontraktów zawartych w tym punkcie na rynku OTC, niezależnie od daty zawarcia kontraktu, w 2024 r. dostarczono 25,0 TWh gazu ziemnego po średniorocznej ważonej cenie 190,30 zł/MWh. Ceny w poszczególnych kwartałach kształtują się jak w poniższej tabeli.

**Tabela 32.** Porównanie średnich cen gazu ziemnego z kontraktów sprzedaży w punkcie wirtualnym OTC i sprzedaży poprzez TGE S.A. w poszczególnych kwartałach 2024 r. [zł/MWh]

	I kwartał	II kwartał	III kwartał	IV kwartał
Średnie ceny z kontraktów sprzedaży w punkcie wirtualnym OTC z dostawą w danym okresie	180,41	172,59	192,15	215,81
Średnie ceny z kontraktów sprzedaży poprzez TGE S.A. z dostawą w danym okresie	263,41	233,05	252,29	233,71

Źródło: URE.

### 4.2.2. Rynek detaliczny

Rynek detaliczny gazu rozumiany jest jako rynek sprzedaży do odbiorców końcowych, niezależnie od ilości nabywanego paliwa.

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

W 2024 r. spółki obrotu miały podpisane 201 umów z operatorami systemów dystrybucyjnych (OSD). Aktywną działalność sprzedażową prowadziło 26 spółek w zakresie dostaw do gospodarstw domowych oraz 82<sup>158</sup> spółki w zakresie dostaw do pozostałych odbiorców.

Na sieci PSG Sp. z o.o. liczba podpisanych umów z firmami obrotu wyniosła 54. Spośród nich, 20 spółek sprzedawało gaz ziemny do gospodarstw domowych, a 44 do pozostałych odbiorców.

Do sieci OSD, objętych badaniem, przyłączonych było 7 078 563 odbiorców (7 734 861 PPG) na 31 grudnia 2024 r. Poniższe tabele przedstawiają dane o liczbie odbiorców gazu ziemnego wysokometanowego i zaazotowanego, podzielone na gospodarstwa domowe oraz pozostałych odbiorców.

**Tabela 33.** Odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej gazu wysokometanowego

Grupy odbiorców	Gospodarstwa domowe		Pozostali odbiorcy	
	liczba	[%]	liczba	[%]
liczba odbiorców	6 516 869	97,15	191 118	2,85
liczba punktów poboru gazu [PPG]	7 050 102	96,04	290 688	3,96

Źródło: URE na podstawie danych z badania ankietowego.

<sup>158</sup> Dana zmieniona w stosunku do Sprawozdania z działalności Prezesa URE w 2024 r. w związku z korektą danych przez spółki obrotu.

**Tabela 34.** Odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej gazu zaazotowanego

Grupy odbiorców	Gospodarstwa domowe		Pozostali odbiorcy	
	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 widać z powyższych danych, ponad 97,09 proc. przyłączonych do sieci dystrybucyjnej odbiorców to odbiorcy w gospodarstwach domowych.

W roku sprawozdawczym całkowita sprzedaż paliwa gazowego wysokometanowego i zaazotowanego do odbiorców końcowych przyłączonych do sieci, na podstawie danych przekazanych przez spółki obrotu, wyniosła 192 468 123 MWh<sup>159</sup>, z czego najwięcej bo aż 71,63 proc.<sup>160</sup> trafiło do odbiorców innych niż odbiorcy w gospodarstwach domowych, a 28,37 proc.<sup>161</sup> do gospodarstw domowych.

Struktura sprzedaży kształtowała się następująco uwzględniając udział GK Orlen.

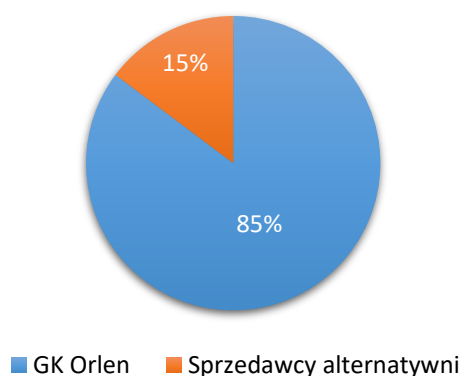
**Tabela 35.** Struktura sprzedaży gazu wysokometanowego i zaazotowanego do odbiorców końcowych przyłączonych do sieci w 2024 r.<sup>162</sup>

Sprzedaż do odbiorców końcowych gazu wysokometanowego i zaazotowanego [MWh]	GK Orlen	Sprzedawcy alternatywni	Suma
Sprzedaż gazu do odbiorców końcowych przez spółki obrotu działające na terenie kraju w tym do:	<b>164 055 604</b>	<b>28 412 519</b>	<b>192 468 123</b>
gospodarstw domowych	52 815 353	1 788 806	54 604 159
pozostałych odbiorców	111 240 251	26 623 714	137 863 964

Źródło: URE na podstawie danych z badania ankietowego.

**Rysunek 34.** Udział w sprzedaży gazu wysokometanowego i zaazotowanego w 2024 r. (według wolumenu sprzedanego gazu)

Sprzedaż gazu do odbiorców końcowych przez spółki obrotu działające na terenie kraju, w tym do:



Źródło: URE.

Rynek detaliczny gazu ziemnego (wysokometanowego i zaazotowanego) charakteryzuje silna koncentracja. Udział podmiotów z GK Orlen w sprzedaży gazu do odbiorców końcowych wyniósł 85 proc.

<sup>159</sup> j.w.

<sup>160</sup> j.w.

<sup>161</sup> j.w.

<sup>162</sup> j.w.

#### 4.2.2.1. Monitorowanie cen, transparentność rynku oraz poziom otwartości na konkurencję

##### Taryfy dla paliw gazowych

W 2024 r. Prezes URE zatwierdził 85 taryf lub zmian taryf dla przedsiębiorstw prowadzących działalność w zakresie obrotu paliwami gazowymi (tj. sprzedaży paliw gazowych odbiorcom, o których mowa w art. 62b ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne).

W postępowaniu o zatwierdzenie taryfy/zmiany taryfy Prezes URE zobowiązany jest w szczególności zbadać czy ceny i stawki opłat w niej ustalone zostały skalkulowane zgodnie z art. 45 ustawy – Prawo energetyczne, tj. czy zapewniają pokrycie wyłącznie kosztów uzasadnionych, jak również gwarantują ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym ich poziomem.

Taryfy ustalana przez przedsiębiorstwa energetyczne w zakresie sprzedaży gazu ziemnego podlegały zatwierdzeniu przez Prezesa URE w przypadku gdy gaz sprzedawany był do odbiorców w gospodarstwach domowych oraz wyspecyfikowanych odbiorców realizujących ważne zadania z zakresu użyteczności publicznej<sup>163</sup>.

W związku z ustawą z 15 grudnia 2022 r., ceny paliw gazowych zatwierdzone przez Prezesa URE w taryfach/zmianach taryf nie miały zastosowania dla odbiorców uprawnionych z uwagi na zamrożenie cen paliw gazowych oraz stawek opłat. Dla odbiorców uprawnionych w 2024 r.:

- 1) cena gazu zamrożona została:
  - do 30 czerwca 2024 r. na poziomie 200,17 zł/MWh<sup>164</sup>;
  - od 1 lipca 2024 r. na poziomie ceny paliw gazowych zatwierdzonej w taryfie PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. nr 15 w zakresie obrotu paliwami gazowymi<sup>165</sup>,
- 2) stawka opłaty abonamentowej została zamrożona na poziomie obowiązującym 1 stycznia 2022 r.<sup>166</sup>,
- 3) stawki opłat za świadczenie usług dystrybucji paliw gazowych zostały zamrożone do 30 czerwca 2024 r. na poziomie stawek dystrybucyjnych z taryfy operatora systemu dystrybucyjnego, stosowanej 31 grudnia 2022 r.<sup>167</sup>

Wobec powyższego, w 2024 r. ceny paliw gazowych zatwierdzone przez Prezesa URE w taryfach/zmianach taryf nie miały zastosowania dla odbiorców uprawnionych z uwagi na zamrożenie cen paliw gazowych – o ile były wyższe od ustalonej ceny maksymalnej paliw gazowych. W przypadku ustalenia w taryfie wyższych cen paliw gazowych niż maksymalna cena paliw gazowych, przedsiębiorstwa prowadzące działalność w zakresie obrotu paliwami gazowymi uzyskiwały rekompensatę ze środków budżetowych z tytułu zredukowanych przychodów, w związku ze stosowaniem ceny maksymalnej.

W 2024 r. Prezes URE, w ramach realizacji swoich obowiązków, na podstawie art. 14 ust. 2 ustawy z 15 grudnia 2022 r., wezwał 14 przedsiębiorstw energetycznych do zmiany taryf poprzez obniżenie cen paliw gazowych. Wezwanie to wynikało z ówczesnej sytuacji na rynku gazu (spadek cen). W wyniku powyższych działań, wnioski o zmianę taryf poprzez obniżenie cen paliw gazowych złożyło 13 podmiotów. Obniżone ceny w zatwierdzonych zmianach miały zastosowanie do ustalenia wysokości możliwych do otrzymania rekompensat (jeśli były wyższe niż w taryfie PGNiG OD Sp. z o.o.). Co istotne, w związku z postanowieniami ustawy z 15 grudnia 2022 r., ceny ze zmienionej taryfy miały zastosowanie od dnia złożenia do Prezesa URE wniosku o jej zmianę.

<sup>163</sup> Art. 62b ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne.

<sup>164</sup> Art. 3 ust. 1 pkt 1 ustawy z 15 grudnia 2022 r.

<sup>165</sup> Art. 3 ust. 1 pkt 2 ustawy z 15 grudnia 2022 r.

<sup>166</sup> Art. 3 ust. 6 ustawy z 15 grudnia 2022 r.

<sup>167</sup> Art. 3 ust. 7 ustawy z 15 grudnia 2022 r.

Z punktu widzenia odbiorców uprawnionych kluczowe znaczenie miała taryfa PGNiG OD Sp. z o.o., ponieważ stosowana jest do rozliczania ponad 90 proc. odbiorców.

W 2024 r. Prezes URE prowadził 4 postępowania dla ww. przedsiębiorstwa. Dwa z nich zostały umorzone:

- decyzją Prezesa URE z 2 lipca 2024 r. umarzającą postępowanie administracyjne w sprawie *zmiany Taryfy PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi nr 13* ustalonej przez przedsiębiorstwo energetyczne PGNiG OD Sp. z o.o. w związku z faktem, że wniosek spółki w tej sprawie dotyczył skrócenia terminu obowiązywania *Taryfy PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi nr 13*, która na podstawie art. 63a ust. 1 ustawy z 15 grudnia 2022 r. przestała obowiązywać 30 czerwca 2024 r.,
- decyzją Prezesa URE z 5 lipca 2024 r. umarzającą postępowanie administracyjne w sprawie zatwierdzenia *Taryfy PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi nr 14* ustalonej przez spółkę, w związku z zatwierdzeniem przez Prezesa URE decyzją z 27 czerwca 2024 r. taryfy PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi nr 15, na okres od 1 lipca 2024 r. do 30 czerwca 2025 r., w trybie art. 63a ust. 2 ustawy z 15 grudnia 2022 r., dalsze prowadzenie postępowania administracyjnego w sprawie zatwierdzenia taryfy PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi nr 14 stało się bezprzedmiotowe.

Jedno postępowanie dotyczyło zmiany taryfy PGNiG OD Sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi nr 13 w związku z pismem Prezesa URE, w którym działając na mocy art. 47 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne oraz art. 14 ust. 2 ustawy z 15 grudnia 2022 r. wezwał PGNiG OD Sp. z o.o. do przedłożenia wniosku o zmianę taryfy w zakresie obrotu paliwami gazowymi nr 13.

29 lutego 2024 r. Prezes URE zatwierdził *Zmianę nr 1 Taryfy PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi nr 13*. Ceny gazu w zmienionej taryfie spadły o 8,54 proc. (z poziomu 318,14 zł/MWh do poziomu 290,97 zł/MWh).

Zatwierdzona zmiana nr 1 taryfy PGNiG OD Sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi nr 1a nie miała wpływu na wysokość płatności kompleksowej netto odbiorców uprawnionych do 30 czerwca 2024 r. Od poziomu taryf uzależniona była natomiast wysokość rekompensat, które były wypłacane przedsiębiorcom.

13 czerwca 2024 r. weszła w życie ustawa o bonie energetycznym, która wprowadziła zmiany w ustawie z 15 grudnia 2022 r., ustanawiając m.in. mechanizm „zamrożenia cen” gazu obowiązujący w okresie od 1 lipca 2024 r. do 31 grudnia 2024 r.

W związku z art. 63a pkt 1 ustawy z 15 grudnia 2022 r., *Taryfa PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi nr 13*, przestała obowiązywać 30 czerwca 2024 r.

Zatem mając na uwadze art. 63a pkt 2 ustawy z 15 grudnia 2022 r., PGNiG OD Sp. z o.o. 19 czerwca 2024 r. przedłożyła wniosek o zatwierdzenie *Taryfy PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi nr 15*. na okres od 1 lipca 2024 r. do 30 czerwca 2025 r.

27 czerwca 2024 r. Prezes URE zatwierdził ustalaną przez PGNiG OD Sp. z o.o. *Taryfę PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi nr 15* na okres do 30 czerwca 2025 r.

Wysokość cen gazu w taryfie zatwierdzonej dla spółki PGNiG OD Sp. z o.o. na obrót paliwami gazowymi dla odbiorców uprawnionych jest niższa o ok. 17,6 proc. od zatwierdzonej w zmianie nr 1 taryfy nr 13. Cena gazu w nowej taryfie dla grup taryfowych od W-1 do W-4 obniży się do 239,65 zł/MWh a dla grupy W-5 do 239,18 zł/MWh, podczas gdy w taryfie obowiązującej do 30 czerwca 2024 r. wynosi odpowiednio 290,97 zł/MWh i 290,40 zł/MWh.

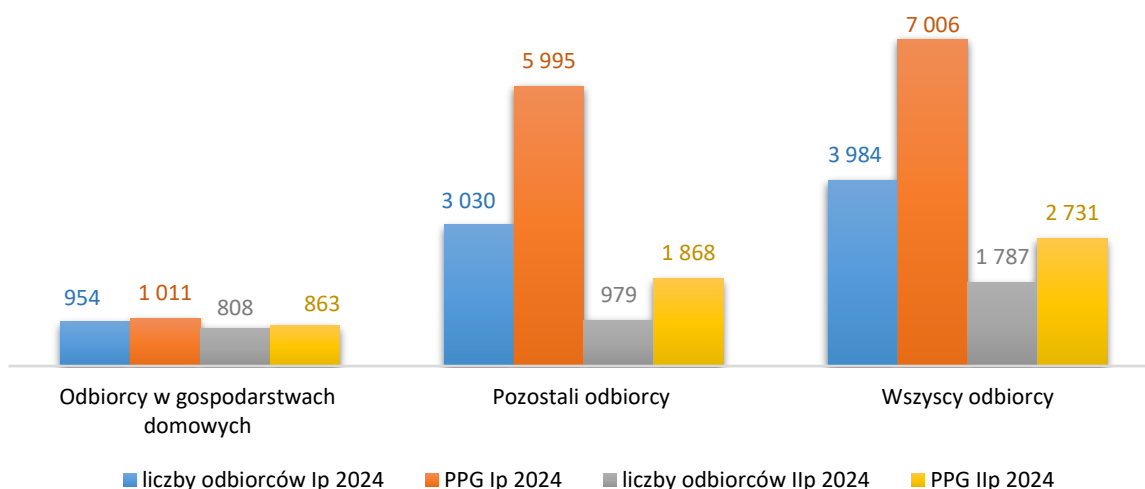
W przypadku PGNiG OD Sp. z o.o., od 1 lipca 2024 r. skończyło się mrożenie cen sprzedaży gazu dla odbiorców uprawnionych, w tym odbiorców gospodarstw domowych. W przypadku pozostałych sprzedawców paliw gazowych, w okresie od 1 lipca do 31 grudnia 2024 r. ceną zamrożenia była cena gazu w zatwierdzonej taryfie PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi nr 15.

Stawki opłat abonamentowych – w okresie od 1 lipca do 31 grudnia 2024 r. – były stosowane w wysokości nie wyższej niż obowiązujące 1 stycznia 2022 r.

### Zmiana sprzedawcy

Prezes URE systematycznie monitoruje stopień faktycznego korzystania z prawa wyboru sprzedawcy przez odbiorców paliw gazowych. Analiza danych za 2024 r. wskazuje, że w pierwszej połowie roku odnotowano znacznie większą dynamikę zmian sprzedawców niż w drugim półroczu, zwłaszcza wśród odbiorców innych niż gospodarstwa domowe. Ponadto widoczny jest wzrost liczby zmian liczonych na podstawie PPG. Sugeruje to, że pojedynczy odbiorca może posiadać wiele PPG w różnych lokalizacjach w kraju, a zmiana sprzedawcy dotyczyła wielu tych punktów.

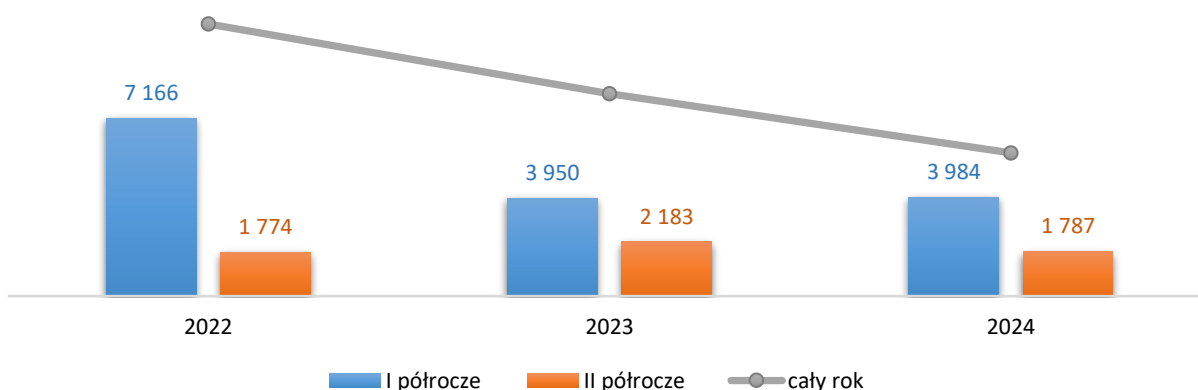
**Rysunek 35.** Liczba zmian sprzedawcy gazu ziemnego w I i II półroczu 2024 r.



Źródło: URE.

Poniższy rysunek ukazuje tendencję spadkową w liczbie zmian sprzedawców na przestrzeni ostatnich trzech lat<sup>168</sup>. Co więcej, interesującym spostrzeżeniem jest fakt, że w każdym roku zmiany sprzedawcy były znacznie częstsze w pierwszej połowie roku niż w drugiej.

**Rysunek 36.** Liczba zmian sprzedawcy gazu w latach 2022–2024



Źródło: URE.

<sup>168</sup> W badaniu za rok 2024 przyjęto nową metodologię. Niemniej dane pokazują trend jaki jest obserwowany od kilku lat.

## Programy Zgodności

Zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne obowiązek przyjęcia Programu Zgodności nałożony jest na operatorów systemu dystrybucyjnego oraz operatorów systemu magazynowania funkcjonujących w strukturach przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, o których mowa w art. 9d ust. 1d i 1f ustawy – Prawo energetyczne. Obowiązek ten realizowany jest poprzez przedłożenie Prezesowi URE Programu Zgodności. Obowiązek powyższy nie znajduje zastosowania do operatorów systemu dystrybucyjnego, o których mowa w art. 9d ust. 7 i 7a, tj. operatorów spełniających przesłanki określone w tych przepisach, w szczególności dotyczące liczby odbiorców przyłączonych do systemu dystrybucyjnego gazowego.

W 2024 r. obowiązywał zatwierdzony Program Zgodności operatora systemu dystrybucyjnego – PSG Sp. z o.o. Dodatkowo, 26 lipca 2024 r. Prezes URE wydał dla Energomedia Sp. z o.o. decyzję o zatwierdzeniu Programu Zgodności i ustalił termin jego wejścia w życie na 1 stycznia 2025 r.

Decyzją z 22 lutego 2024 r. Prezes URE zatwierdził zmianę Programu Zgodności operatora systemu magazynowania. Powodem zmian było zatwierdzenie przez Prezesa URE decyzją z 27 października 2023 r. IRiEIM dla przedsiębiorstwa.

Decyzją z 29 października 2024 r. Prezes URE uchylił decyzję zatwierdzającą Program Zgodności OSM. 28 czerwca 2024 r. nastąpiło przejście 100 proc. udziałów Gas Storage Poland Sp. z o.o. na OGP Gaz-System S.A., a zatem operator przestał pozostawać w strukturach przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo.

Operatorzy wypełnili obowiązek publikowania Programów na swoich stronach internetowych. Sprawozdania z realizacji Programów Zgodności za rok 2024 zostały przedłożone w ustawowym terminie – do końca marca 2025 r. i opublikowane na stronie internetowej URE<sup>169</sup>.

Analiza treści sprawozdań, szczególnie sprawozdania przedłożonego przez Inspektora ds. zgodności PSG Sp. z o.o., wskazuje na rosnące znaczenie Programu oraz roli Inspektora. We wszystkich oddziałach PSG Sp. z o.o. funkcjonują Koordynatorzy ds. Programów Zgodności, monitorujący przestrzeganie reguł zgodności oraz ściśle współpracujący z Inspektorem przy rozpatrywaniu spraw o zasięgu lokalnym. Ponadto realizują obowiązek szkoleniowy wobec nowozatrudnionych pracowników w jednostkach terenowych spółki.

Inspektor ds. zgodności Gas Storage Poland Sp. z o.o. podejmował działania edukacyjno-szkoleniowe dotyczące Programu Zgodności. Głównym celem szkoleń było zapoznanie pracowników z treścią regulacji z obszaru zgodności, ze szczególnym naciskiem na cel i zakres Programu zgodności, nałożonych obowiązków oraz grożących sankcji w razie ich naruszenia. Wszyscy pracownicy poddani szkoleniu złożyli oświadczenia potwierdzające zapoznanie się z Programem zgodności z jednoczesnym zobowiązaniem do bezwzględnego przestrzegania postanowień w nim zawartych.

Jednym z głównych celów działalności Inspektorów było monitorowanie przestrzegania zasady równego i niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu przez pracowników Spółki. Działalność Inspektorów w znaczącej mierze opierała się na wydawaniu opinii i stanowisk. Inspektorzy ds. zgodności zajmowali się także wykładnią postanowień Programów Zgodności, poradnictwem, konsultacjami, interpretacją przepisów i obsługą zgłoszeń w przypadkach wymagających wyjaśnienia. Inspektorzy interpretowali postanowienia Programów, prezentując ryzyka oraz rekomendacje dotyczące sposobu rozstrzygnięcia poszczególnych spraw wraz z argumentacją za podjęciem lub zaniechaniem określonego działania.

W 2024 r. działalność Inspektora ds. zgodności PSG Sp. z o.o. dotyczyła głównie następujących obszarów merytorycznych: ICT, cyberbezpieczeństwo, zakupy, projekty, wdrożenie regulacji

---

<sup>169</sup> <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/inne-decyzje-informacja/4771,Inne-decyzje-informacje-sprawozdania-opublikowane-w-2025-r.html>

holdingowych, ochrona informacji poufnych, kontroling, inwestycje, komunikacja, rozwój sieci gazowej, obsługa klienta oraz badania i rozwój. Działania podejmowane przez Inspektora były ukierunkowane na budowanie świadomości pracowników w obszarze zgodności, kształtowanie prawidłowych relacji z kontrahentami oraz doskonalenie istniejących mechanizmów. Inspektor określał właściwe zachowania wobec interesariuszy zgodnie z rolą, jaką PSG Sp. z o.o. odgrywa na rynku, tj. neutralnego operatora umożliwiającego rozwój konkurencji w segmencie sprzedaży paliwa gazowego. Przestrzeganie zasad równości i niedyskryminacji w prowadzeniu działalności dystrybucyjnej stanowi priorytet dla Spółki.

Inspektor uzgadniał udział PSG Sp. z o.o. w projektach realizowanych w GK ORLEN. W ramach tych działań wskazywał na warunki udziału Spółki lub przedstawiał oraz wyjaśniał przeszkody o charakterze formalnym lub merytorycznym, które uniemożliwiały zaangażowanie się w dane przedsięwzięcie holdingowe. Część działalności Inspektora w odniesieniu do relacji w przedsiębiorstwie zintegrowanym pionowo dotyczyła opiniowania dopuszczalnego zakresu wdrożenia regulacji holdingowych, czyli regulacji opracowanych przez przedsiębiorstwo macierzyste przeznaczonych do stosowania przez wszystkie lub większość podmiotów w holdingu.

Przez cały okres sprawozdawczy Inspektor ds. zgodności Gas Storage Poland Sp. z o.o. był aktywnie zaangażowany w proces monitorowania działań związanych – z jednej strony z wejściem spółki do nowej grupy kapitałowej, z drugiej zaś – z realizacją warunku z decyzji dotyczącego wyzbycia się kontroli nad operatorem systemu magazynowania przez nowego właściciela i możliwości udostępnienia informacji dotyczących OSM na potrzeby realizacji środka zaradczego. Inspektor był zaangażowany w opiniowanie próśb i zapytań oraz weryfikował możliwości udostępnienia określonych danych dotyczących Spółki. Inspektor na bieżąco wspierał zarówno zarząd spółki i kadrę zarządzającą, jak i pracowników w ocenie możliwości przyjęcia przez OSM regulacji obowiązujących w GK Orlen, choć w okresie sprawozdawczym – z uwagi na planowane wyjście z GK Orlen – coraz mniej regulacji było kierowanych do Gas Storage Poland Sp. z o.o. Te, które spółka otrzymała, były poddawane systemowi weryfikacji zgodności z zasadami zawartymi w Programie zgodności, w szczególności zaś w zakresie kryteriów niezależności OSM i obowiązujących w spółce procedur wewnętrznych.

Operatorzy podejmowali również działania w celu zapewnienia bezpieczeństwa i ochrony informacji sensytywnych.

Jak wynika ze sprawozdań, Inspektorzy ds. zgodności na bieżąco monitorują przestrzeganie Programów Zgodności. Mieli zapewnione warunki do niezależnego działania w spółce i umożliwiony bezpośredni kontakt z zarządem. Postanowienia Programu Zgodności w 2024 r. były realizowane prawidłowo. W 2024 r. ani u OSM, ani u OSD nie stwierdzono przypadków naruszenia zasady równego i niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników, ani wystąpienia konfliktu interesów w rozumieniu Programu Zgodności. Do Inspektorów ds. zgodności i Prezesa URE nie wpłynęły także żadne skargi dotyczące naruszania postanowień Programu Zgodności, jak również nie odnotowano zawiadomień o podejrzeniu wystąpienia konfliktu interesów.

## **Wstrzymanie dostaw**

W 2024 r., na podstawie danych od OSD, doszło do wstrzymania dostaw dla 38 241 odbiorców gazu ziemnego wysokometanowego i zaazotowanego (46 483 PPG), z czego 88,52 proc. stanowili odbiorcy w gospodarstwach domowych. Przyczyną większości przypadków wstrzymania dostaw był brak terminowej płatności za odebrany gaz ziemny (68,75 proc.), a dla gospodarstw domowych było to aż 73,35 proc.

Na sieci przesyłowej nie doszło do wstrzymania dostaw.

#### 4.2.2.2. Ochrona konsumentów i rozstrzyganie sporów

##### Rozstrzyganie sporów

Prezes URE, na podstawie art. 8 ustawy – Prawo energetyczne, rozstrzyga, na wiosek strony, w sprawach spornych dotyczących:

- odmowy zawarcia:
  - umowy o przyłączenie do sieci, w tym dotyczących zwiększenia mocy przyłączeniowej;
  - umowy kompleksowej;
  - umowy sprzedaży;
  - umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych;
  - umowy o świadczenie usługi skraplania gazu ziemnego,
- nieuzasadnionego wstrzymania dostarczania paliw gazowych.

Na przedsiębiorstwie energetycznym spoczywa publicznoprawny obowiązek zawierania umów o przyłączenie do sieci gazowej, jeżeli spełnione są przesłanki ustawowe, a mianowicie jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia i odbioru, podmiot żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru oraz dysponuje tytułem prawnym do korzystania z nieruchomości, obiektu lub lokalu, do których paliwa gazowe mają być dostarczane. Konsekwencją istnienia publicznoprawnego obowiązku przyłączenia do sieci, w razie sporu co do istnienia tego obowiązku, jest ukształtowanie umowy o przyłączenie, z ustaloną wysokością opłaty za przyłączenie określonej na podstawie art. 7 ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne.

W zakresie rozstrzygania spraw spornych, o których mowa w art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, w okresie sprawozdawczym Prezes URE rozpatrywał 432 wnioski w zakresie paliw gazowych. Liczba wniosków o rozstrzygnięcie ww. sporów, które wpłynęły w 2024 r., w stosunku do poprzedniego okresu, pozostała na tym samym poziomie. Dominowały wnioski dotyczące rozstrzygnięcia sporu o odmowę zawarcia umowy przyłączenia do sieci gazowej (w tym dotyczące zwiększenia mocy) - w 2024 r. rozpatrzono 231 takich wniosków. Podobnie jak w latach poprzednich, część sporów dotyczyła kwestii wstrzymania dostaw, głównie w związku z zaległościami w płatnościach (10 wniosków). Procedowano również jeden spór dotyczący odmowy zawarcia umowy świadczenia usług dystrybucji gazu oraz jeden spór dotyczący odmowy zawarcia umowy kompleksowej.

Wydane w 2024 r. decyzje administracyjne rozstrzygające sprawy co do istoty sporu (132) w znacznej większości potwierdziły nieistnienie po stronie OSD publicznoprawnego obowiązku przyłączenia do sieci gazowej. W większości tych przypadków brak obowiązku przyłączenia przez przedsiębiorstwo wynikał z braku istnienia warunków ekonomicznych, pozwalających na przyłączenie. W niektórych przypadkach osiągnięto w toku postępowania porozumienie pomiędzy stronami, co do treści umowy o przyłączenie do sieci, w skutek czego postępowania administracyjne były umarzone (63 sprawy). W pozostałych przypadkach sprawy zakończyły się odmową wszczęcia postępowania, pozostawieniem wniosku bez rozpoznania lub zwrotem wniosku.

W prowadzonych postępowaniach o rozstrzygnięcie sporu w sprawie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci gazowej, nadal problematycznym dla regulatora był sposób prezentowania przez OSD dokonanej analizy techniczno-ekonomicznej, polegający na braku wskazywania w niej współczynnika IRR.

##### Inne podmioty pomagające odbiorcom w rozwiązywaniu sporów z przedsiębiorstwami energetycznymi

Od maja 2017 r. przy Prezesie URE działa Koordynator do spraw negocjacji. Do zadań Koordynatora należy prowadzenie postępowań w sprawie pozasądowego rozwiązywania sporów między odbiorcami

paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym a przedsiębiorstwami energetycznymi, agregatorem lub obywatelskimi społecznościami energetycznymi, a także między prosumentami energii odnawialnej, prosumentami zbiorowymi energii odnawialnej oraz odbiorcami aktywnymi będącymi konsumentami a przedsiębiorstwami energetycznymi, agregatorem lub obywatelskimi społecznościami energetycznymi wynikłych z umów:

- o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, gazowej lub ciepłowniczej, w tym przyłączenie mikroinstalacji,
- o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub gazu ziemnego,
- o świadczenie usług przesyłania i dystrybucji ciepła,
- sprzedaży,
- kompleksowych,
- agregacji,
- o świadczenie usług magazynowania energii elektrycznej.

Ponadto w Polsce działają Miejscy i Powiatowi Rzecznicy Konsumentów, do których mogą zgłaszać się odbiorcy ze skargami w indywidualnych sprawach, w tym w sprawach z zakresu energetyki. Do kompetencji Rzeczników Konsumentów należy m.in.: zapewnienie bezpłatnego poradnictwa konsumenckiego i informacji prawnej w zakresie ochrony interesów konsumentów, wytaczanie powództwa na rzecz konsumentów oraz wstępowanie za ich zgodą do toczącego się postępowania w sprawach o ochronę interesów konsumentów

### **Ochrona uzasadnionych interesów odbiorców**

Kompetencje Prezesa URE w zakresie ochrony konsumentów opisane zostały w punkcie 3.2.2.

### **Zapewnienie dostępu do danych dotyczących zużycia**

Zgodnie z przepisami ustawy – Prawo energetyczne, sprzedawcy paliw gazowych zobowiązani są do informowania swoich odbiorców o ilości paliw gazowych, zużytych przez tych odbiorców w poprzednim roku oraz o miejscu, w którym dostępne są informacje o przeciętnym zużyciu paliw gazowych dla danej grupy taryfowej, z której ci odbiorcy korzystali, jak również o środkach poprawy efektywności energetycznej i efektywnych energetycznie urządzeniach technicznych.

Ponadto przedsiębiorstwo energetyczne, dokonujące rozliczenia z tytułu odebranych paliw gazowych lub wykonanych usług związanych z ich dostarczaniem, podaje odbiorcy, wraz z rozliczeniem odpowiednio dla rodzaju rozliczeń, następujące informacje:

- stany wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego na początku i na końcu okresu rozliczeniowego, określone w [m<sup>3</sup>] – w przypadku odbiorców pobierających paliwa gazowe w ilości nie większej niż 110 kWh/h,
- zużycie paliw gazowych w okresie rozliczeniowym, wyrażone w [m<sup>3</sup>],
- wartość współczynnika konwersji,
- zużycie paliw gazowych w okresie rozliczeniowym, wyrażone w [kWh],
- czy wskazane zużycie jest zużyciem rzeczywistym, prognozowanym czy też ustalonym w przypadku braku możliwości odczytu wskazania układu pomiarowo-rozliczeniowego – na podstawie średniodobowego zużycia paliwa gazowego przez odbiorcę, ustalonego na podstawie prawidłowo zmierzonego poboru tego paliwa w porównywalnym okresie, pomnożonego przez liczbę dni w okresie, którego dotyczy rozliczenie,
- ilość pozostałego do zużycia paliwa gazowego lub kwotę, jaka pozostała do wykorzystania z uprzednio wniesionej opłaty – w przypadku odbiorców, u których zainstalowano przedpłatowy układ pomiarowo-rozliczeniowy,

- porównanie zużycia paliw gazowych przez odbiorcę końcowego, pobierającego paliwa gazowe w ilości nie większej niż 110 kWh/h, w okresie, którego dotyczy rozliczenie, ze zużyciem paliw gazowych w analogicznym okresie w roku poprzednim,
- cenę paliw gazowych, stawki opłat przesyłowych lub dystrybucyjnych oraz stawkę opłaty abonamentowej aktualnie stosowane w rozliczeniach za dostawę paliw gazowych do odbiorcy końcowego,
- miejsce publikacji analiz w zakresie przeciętnego zużycia paliw gazowych przez odbiorców, pobierających paliwa gazowe w ilości nie większej niż 110 kWh/h, oraz informacji o środkach poprawy efektywności energetycznej,
- grupę taryfową.

Dodatkowo, przedsiębiorstwo energetyczne zapewnia odbiorcy możliwość dostępu do elektronicznej formy informacji w zakresie rozliczeń i wystawionych mu faktur.

### 4.3. Bezpieczeństwo dostaw

W 2024 r. zmienił się polski organ właściwy w sprawach związanych z bezpieczeństwem dostarczania paliw gazowych. W pierwszej części roku organem tym był minister właściwy do spraw energii, którego rolę pełnił Minister Klimatu i Środowiska. Z dniem 1 lipca 2024 r., zgodnie z art. 12 ust. 2a ustawy – Prawo energetyczne, w związku z art. 11a ust. 1 pkt 5 ustawy o działach administracji rządowej<sup>170</sup>, kompetencje dotyczące surowców energetycznych i paliw, w tym bezpieczeństwa dostaw surowców energetycznych i paliw zostały przypisane do Ministra Przemysłu, pełniącego funkcję ministra właściwego do spraw gospodarki surowcami energetycznymi. Minister działa również jako organ właściwy w rozumieniu rozporządzenia 2017/1938, tj. jako organ odpowiedzialny za wdrożenie określonych w ww. rozporządzeniu środków służących zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego.

Stosownie do art. 49a ust. 1 ustawy o zapasach, w przypadku wystąpienia przesłanek, o których mowa w art. 11 ust. 1 lit. a albo b rozporządzenia 2017/1938, minister właściwy do spraw gospodarki surowcami energetycznymi, po otrzymaniu informacji od operatora systemu gazowego lub operatora systemu połączonego gazowego, ogłasza, w drodze rozporządzenia, stan kryzysowy, o którym mowa w art. 11 ust. 1 lit. a albo b tego rozporządzenia, biorąc pod uwagę przewidywany brak możliwości pokrycia zapotrzebowania odbiorców na gaz ziemny.

Stosownie zaś do art. 49a ust. 2 ustawy o zapasach, stan nadzwyczajny, o którym mowa art. 11 ust. 1 lit. c rozporządzenia 2017/1938, minister właściwy do spraw gospodarki surowcami energetycznymi ogłasza, w drodze rozporządzenia, po otrzymaniu informacji od operatora systemu gazowego lub operatora systemu połączonego gazowego o wystąpieniu co najmniej jednej z poniższych sytuacji:

- 1) zagrożenia bezpieczeństwa gazowego państwa,
- 2) zakłóceń w dostarczaniu gazu ziemnego do systemu gazowego,
- 3) gwałtownego, nieprzewidzianego uszkodzenia lub zniszczenia urządzeń, instalacji lub sieci, powodującego przerwę w ich używaniu lub utratę ich właściwości zagrażającą bezpieczeństwu funkcjonowania systemu gazowego,
- 4) nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego

biorąc pod uwagę konieczność zapewnienia nieprzerwanych dostaw gazu ziemnego do odbiorców.

W przypadku ogłoszenia stanu nadzwyczajnego, operator systemu gazowego podejmuje niezbędne działania mające na celu zapewnienie lub przywrócenie prawidłowego funkcjonowania systemu

---

<sup>170</sup> Ustawa z dnia 4 września 1997 r. o działach administracji rządowej (Dz. U. z 2022 r. poz. 2512, z późn. zm.) i wejściem w życie ustawy z dnia 15 maja 2024 r. o zmianie niektórych ustaw związanych z funkcjonowaniem administracji rządowej (Dz. U. z 2024 r. poz. 834), która zmieniła tą ustawę.

gazowego (art. 51 ust. 1 ustawy o zapasach). Do działań tych należy w szczególności zwrócenie się przez operatora systemu przesyłowego gazowego lub operatora systemu połączonego gazowego do ministra właściwego do spraw gospodarki surowcami energetycznymi o wyrażenie zgody na uruchomienie zapasów obowiązkowych gazu ziemnego lub o skierowanie do Rady Ministrów wniosku o wprowadzenie ograniczeń w poborze gazu ziemnego (art. 51 ust. 1a ustawy o zapasach).

Uwzględniając pojęcie bezpieczeństwa gazowego państwa zdefiniowane w art. 2 ust. 1 pkt 1a ustawy o zapasach, jako stan umożliwiający bieżące i perspektywiczne pokrycie zapotrzebowania odbiorców na gaz ziemny, w określonej wielkości i czasie, w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, w stopniu umożliwiającym prawidłowe funkcjonowanie gospodarki – bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego jest tym obszarem przedmiotowego bezpieczeństwa, które w ramach regulacji ustawowych monitoruje również Prezes URE.

Prowadzone w 2024 r. monitorowanie bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych ukierunkowane było na te obszary funkcjonowania rynku, które odnosiły się szczególnie do zagadnień dotyczących:

- **koncesji**

Koncesje na obrót gazem ziemnym z zagranicą są wydawane z uwzględnieniem dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego oraz bezpieczeństwa energetycznego. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem gazem ziemnym z zagranicą jest obowiązane do dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy (art. 32 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne). Ponadto w 2024 r. w koncesjach na obrót gazem ziemnym z zagranicą zamieszczany był warunek dotyczący obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego. W ramach postępowania o udzielenie koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą Prezes URE weryfikuje także, czy wnioskodawca złożył oświadczenie, zawierające zobowiązanie do przestrzegania obowiązku dywersyfikacyjnego.

- **dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy**

Prezes URE w 2024 r. kontynuował monitoring przestrzegania przepisów rozporządzenia Rady Ministrów z 24 kwietnia 2017 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy<sup>171</sup> przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające w 2022 r. koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą. Monitoringiem objętych zostało 27 podmiotów. Również w 2024 r. Prezes URE rozpoczął weryfikację prawidłowego wypełniania obowiązku dywersyfikacyjnego dotyczącego 2023 r. przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające w 2023 r. koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą.

- **taryf**

Pośrednią metodą monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych jest taryfowanie przedsiębiorstw infrastrukturalnych. W trakcie procesu taryfowego rozstrzygany jest zakres finansowania majątku (przesyłowego, dystrybucyjnego, magazynowego oraz instalacji skroplonego gazu ziemnego), niezbędnego dla dostarczania paliw do odbiorców. Wielkość nakładów inwestycyjnych na majątek sieciowy, wysokość kwot przeznaczanych na remonty i modernizację tego majątku, decydują o jego stanie fizycznym, czyli bezpieczeństwie operacyjnym. Kwestia zatwierdzenia taryf została przedstawiona bliżej w pkt 4.1.1 oraz 4.2.2.1.

- **zatwierdzania planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego przez operatorów**

Rada Ministrów, na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki surowcami energetycznymi może wprowadzić, w drodze rozporządzenia, na czas oznaczony, na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części ograniczenia, biorąc pod uwagę znaczenie odbiorców dla gospodarki i funkcjonowania państwa, w szczególności zadania wykonywane przez tych odbiorców oraz okres, na

---

<sup>171</sup> Dz. U. z 2017 r. poz. 902

jaki będą wprowadzane te ograniczenia<sup>172</sup>. W tym miejscu należy podkreślić, że wprowadzenie ograniczeń w poborze gazu ziemnego przez Radę Ministrów może mieć miejsce jedynie w sytuacjach szczególnych, tj. w przypadku ogłoszenia stanu nadzwyczajnego, o którym mowa w art. 49a ust. 2<sup>173</sup> ustawy o zapasach oraz gdy inne działania mające przywrócić stan bezpieczeństwa gazowego państwa okazałyby się niewystarczające. Wprowadzenie ww. ograniczeń ma pozwolić na osiągnięcie oszczędności gazu ziemnego wystarczającej dla zapewnienia bezpieczeństwa gazowego państwa oraz zagwarantować odbiorcom chronionym dostawy gazu w zakontraktowanych ilościach, pomimo obowiązywania ograniczeń w poborze gazu ziemnego.

Operatorzy systemów przesyłowych gazowych, operatorzy systemów dystrybucyjnych gazowych oraz operatorzy systemów połączonych gazowych lub przedsiębiorstwa energetyczne pełniące funkcję operatorów są obowiązani do opracowania planów wprowadzania ograniczeń<sup>174</sup>. Podmioty te, na mocy art. 58 ust. 17 ustawy o zapasach, aktualizują corocznie plany wprowadzania ograniczeń i przedkładają je, do 15 listopada danego roku, do zatwierdzenia w drodze decyzji.

Plany wprowadzania ograniczeń opracowane przez operatorów lub przedsiębiorstwa energetyczne pełniące funkcję operatorów, określają maksymalne godzinowe i dobowe ilości poboru gazu ziemnego przez poszczególnych odbiorców przyłączonych do ich sieci, dla poszczególnych stopni zasilania. Na mocy art. 58 ust. 3 ustawy o zapasach oraz § 6 ust. 6 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 17 lutego 2021 r. w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego<sup>175</sup>, podmioty opracowujące plany wprowadzania ograniczeń informują odbiorców o ustalonej dla nich w zatwierdzonym planie wprowadzania ograniczeń maksymalnej ilości poboru gazu ziemnego w poszczególnych stopniach zasilania. Wielkości te, określone w zatwierdzonych planach wprowadzania ograniczeń, stają się integralną częścią umów sprzedaży, umów o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji gazu ziemnego oraz umów kompleksowych, w rozumieniu art. 5 ust. 2 pkt 1 i 2 oraz ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne.

W stosunku do 2023 r. liczba podmiotów zobowiązanych do przedłożenia planu wprowadzenia ograniczeń w poborze gazu ziemnego zmniejszyła się o dwa.

Różnica pomiędzy liczbą funkcjonujących operatorów w kraju, a liczbą wniosków o zatwierdzenie planu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego wynika z faktu, że przedsiębiorstwa pełniące funkcje operatorów systemów gazów innych niż ziemny (np. gazu koksowniczego, wodoru, biometanu) nie są objęte stosownym obowiązkiem. Ustawa o zapasach dotyczy bowiem wyłącznie gazu ziemnego, podczas gdy ustawa – Prawo energetyczne również innych rodzajów paliw gazowych oraz traktowanego od nich w sposób odrębny wodoru. Ponadto należy mieć na względzie, że po uzyskaniu statusu operatora systemu sieciowego niezbędne jest podjęcie dalszych działań umożliwiających faktyczne rozpoczęcie działalności, tak więc operator systemu gazu ziemnego, faktycznie prowadzący działalność koncesjonowaną, posiadający zatwierdzoną taryfę i mający zawarte

---

<sup>172</sup> Zgodnie z art. 56 ust. 1 ustawy o zapasach. Przepis został zmieniony ustawą z 15 maja 2024 r., we wcześniejszym stanie prawnym kompetencja do złożenia stosownego wniosku do Rady Ministrów należała do ministra właściwego ds. energii.

<sup>173</sup> Stan nadzwyczajny, o którym mowa w art. 11 ust. 1 lit. c rozporządzenia 2017/1938, minister właściwy do spraw gospodarki surowcami energetycznymi ogłasza, w drodze rozporządzenia, po otrzymaniu informacji od operatora systemu gazowego lub operatora systemu połączonego gazowego o wystąpieniu co najmniej jednej z poniższych sytuacji:

- 1) zagrożenia bezpieczeństwa gazowego państwa,
- 2) zakłóceń w dostarczaniu gazu ziemnego do systemu gazowego,
- 3) gwałtownego, nieprzewidzianego uszkodzenia lub zniszczenia urządzeń, instalacji lub sieci, powodującego przerwę w ich używaniu lub utratę ich właściwości zagrażającą bezpieczeństwu funkcjonowania systemu gazowego,
- 4) nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego

– biorąc pod uwagę konieczność zapewnienia nieprzerwanych dostaw gazu ziemnego do odbiorców. Przepis został zmieniony ustawą z 15 maja 2024 r., we wcześniejszym stanie prawnym kompetencja do złożenia stosownego wniosku do Rady Ministrów należała do ministra właściwego ds. energii.

<sup>174</sup> Zgodnie z art. 58 ust. 1 ustawy o zapasach.

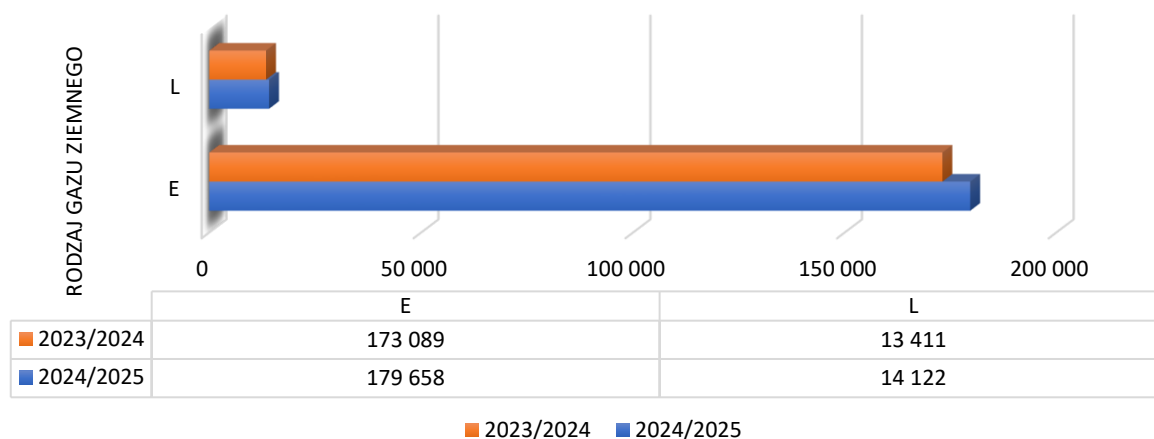
<sup>175</sup> Dz. U. z 2021 r. poz. 549, dalej: „rozporządzenie o ograniczeniach”.

umowy dystrybucyjne może ubiegać się o zatwierdzenie planu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego.

Plany wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego przedkładane były do zatwierdzenia przez Prezesa URE w oparciu o obowiązujące przepisy ustawy o zapasach i rozporządzenia o ograniczeniach oraz o informacje dedykowane ww. planom zamieszczone na stronie URE, w tym przykładowy wzór planu ograniczeń. W związku ze zmianą trybu wprowadzania ograniczeń i przeniesieniem części kompetencji w tym obszarze z ministra właściwego ds. energii na ministra właściwego ds. gospodarki surowcami energetycznymi, zgodnie z ustawą z 15 maja 2024 r., kwestie te zostały uwzględnione w treści planów przedkładanych w 2024 r.

W 2024 r. Prezes URE zatwierdził 26 planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego na sezon 2024/2025. Postępowania w sprawie pozostałych planów ograniczeń były kontynuowane na początku 2025 r. W zatwierdzonych planach ograniczeń na sezon 2024/2025 ujęto łącznie 193 780 odbiorców, tj. o ok. 4 proc. więcej niż w planach ograniczeń zatwierdzonych na sezon 2023/2024. Oznacza to odwrócenie tendencji odnośnie liczby odbiorców, jako że w planach zatwierdzonych na okres 2023/24 ujęto mniej o ok. 9 proc. odbiorców niż w planie poprzedzającym.

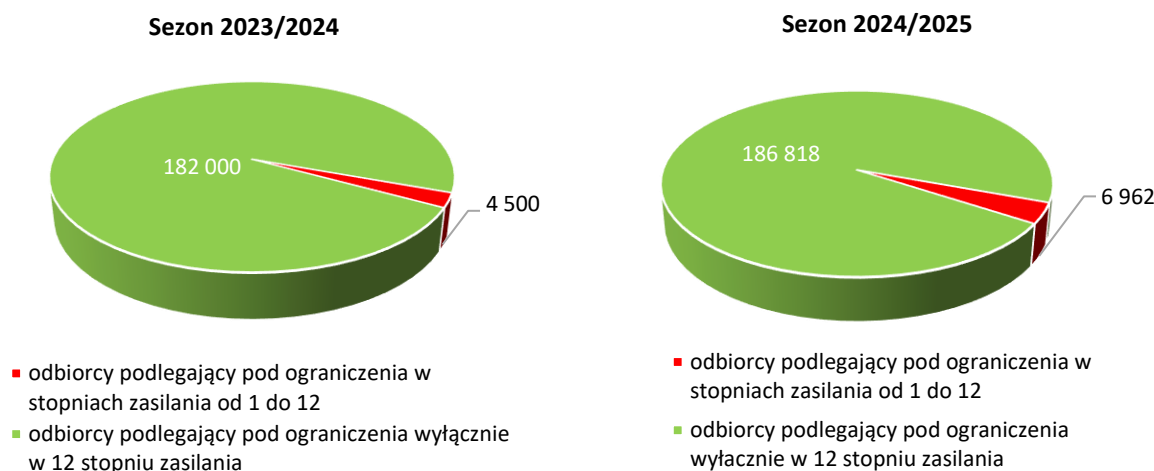
**Rysunek 37.** Liczba odbiorców poszczególnych rodzajów gazu ziemnego ujęta w planach ograniczeń zatwierdzonych na sezon 2023/2024 i 2024/2025



Źródło: URE na podstawie danych z planów ograniczeń.

Zdecydowana większość odbiorców (186 818; 96 proc.) ujętych w obecnie zatwierdzonych planach, podlega ograniczeniom jedynie w przypadku wprowadzenia ostatniego – 12. stopnia zasilania. Pozostali odbiorcy (6 962), podlegają ograniczeniom w stopniach zasilania od 1 do 12, jednakże pełen zakres ograniczeń z obowiązkiem redukcji stopni pośrednich pomiędzy 2 a 10 stopniem zasilania dotyczy jedynie 728 największych odbiorców gazu ziemnego. W nawiązaniu do powyższego, w przypadku odbiorców innych niż odbiorcy chronieni, których moc umowna określona w umowie, o której mowa w art. 5 ust. 2 oraz ust. 3 i 4 ustawy – Prawo energetyczne, jest mniejsza niż 5 500 kWh/h, zgodnie z § 7 ust. 10 rozporządzenia, wielkość poboru gazu ziemnego określona w stopniach zasilania od trzeciego do dziewiątego równa jest wielkości poboru w drugim stopniu zasilania, tj. średniej godzinowej i dobowej ilości gazu ziemnego, jaką pobierał odbiorca w danym punkcie wyjścia z systemu gazowego w okresie od 1 lipca roku poprzedzającego do 30 czerwca roku, w którym został opracowany plan, z wyłączeniem dni, dla których pobór dobowy w punkcie wyjścia z systemu gazowego był równy 0 kWh/dobę.

**Rysunek 38.** Liczba odbiorców ujętych w planach ograniczeń podlegających pod ograniczenia w stopniach zasilania od 1 do 12 oraz wyłącznie w przypadku wprowadzenia 12 stopnia zasilania w sezonie 2023/2024 i 2024/2025



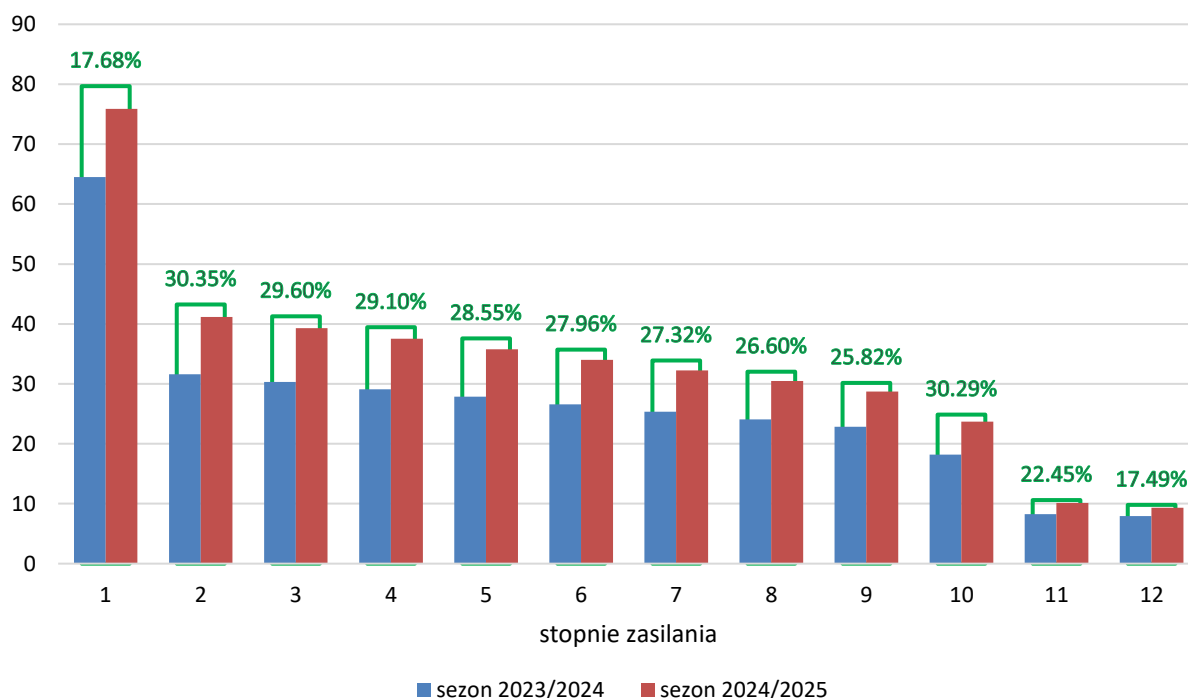
Źródło: URE na podstawie danych z planów ograniczeń.

Zarówno wielkość sumarycznej mocy umownej odbiorców podlegających ograniczeniom w poszczególnych stopniach planu (1 stopień zasilania), jak i sumaryczne wielkości poboru gazu ziemnego w stopniach zasilania od 2 do 10, odbiorców ujętych w planach ograniczeń na sezon 2024/2025 uległy zwiększeniu w stosunku do sezonu 2023/2024. Należy przy tym zauważyć, że wielkość sumarycznej mocy umownej wzrosła w znacznie mniejszym stopniu niż sumaryczne wielkości poboru gazu ziemnego w stopniach zasilania od 2 do 10.

Przyczyną takiego stanu jest znaczące zwiększenie poborów gazu ziemnego w okresie referencyjnym, uwzględnianym do ustalania poszczególnych stopni zasilania od 2 do 10, w odniesieniu do okresu wcześniejszego (tj. w okresie od 1 lipca 2023 r. do 30 czerwca 2024 r. odnosząc to do okresu 1 lipca 2022 r. do 30 czerwca 2023 r.). Ponadto ma znaczenie, że 1 stopień nie jest ustalany na bazie danych historycznych, a bieżących i w poprzednim planie były widoczne wzrosty mocy umownej przy niższej historii poboru. W poprzednim planie ograniczeń, opracowywanym na okres 2023/2024 mieliśmy do czynienia z sytuacją, w której moce umowne (a więc 1 stopień) uległy zwiększeniu, podczas gdy stopnie zasilania od 2 do 10 były niższe niż w poprzedzającym go planie. Przyczyna takiego stanu wynikała z faktu, że w okresie referencyjnym (historia poboru) brany pod uwagę przy opracowaniu planów ograniczeń na sezon 2023/2024 ceny gazu ziemnego znajdowały się na istotnie wysokim poziomie, co wynikało z trwającego konfliktu zbrojnego pomiędzy Federacją Rosyjską a Ukrainą, co w konsekwencji przełożyło się na ograniczenie zużycia przez odbiorców końcowych.

Z kolei niższe wzrosty sumarycznych wielkości poboru gazu ziemnego w stopniach zasilania 11 i 12, odbiorców ujętych w planach ograniczeń na sezon 2024/2025 wynikają z faktu, że na te wielkości nie ma wpływu historia poboru. Co do zasady zależą one od zmian wielkości mocy umownych przypisanych do odbiorców nie podlegających ograniczeniom w stopniach zasilania 11 i 12.

**Rysunek 39.** Sumaryczne maksymalne dobowe ilości poboru gazu ziemnego E w [mln m<sup>3</sup>/dobę] w sezonie 2023/2024 i 2024/2025 przez odbiorców innych niż odbiorcy chronieni, podlegających pod ograniczenia w stopniach zasilania od 1 do 12



Źródło: URE.

Podobnie jak w latach poprzednich, w 2024 r. Prezes URE udzielał odpowiedzi na zapytania odbiorców ujętych w ww. planach. Należy wskazać, że zarówno skala zapytań, jak i rodzaj wątpliwości wskazywanych przez odbiorców potwierdzały postrzeganie przez nich warunków realizacji dostaw jako bardziej przewidywalnych, co oznacza stabilizację warunków działalności i odchodzenie od warunków kryzysowych. Stan taki potwierdza również, że odbiorcy końcowi gazu ziemnego zdążyli się już przyzwyczaić do zasad opracowywania planów wprowadzania ograniczeń w poborze, wprowadzonych w 2021 r. i że proces ten nie budzi już takich obaw jak we wcześniejszych okresach, kiedy to wnosili o (i) objęcie ich ochroną (częściową lub pełną) w zakresie stosowania ewentualnych ograniczeń w poborze gazu ziemnego, (ii) zmiany wielkości zatwierdzonych maksymalnych mocy poboru w danym stopniu zasilania itp.

W nawiązaniu do powyższego należy zauważyć, że rozporządzenie o ograniczeniach przedstawia ściśle określony i zamknięty zbiór odbiorców chronionych, którzy nie podlegają pod ograniczenia w poborze gazu ziemnego w stopniach zasilania od 1 do 12 oraz w stopniach od 1 do 11 (odbiorcy chronieni podlegający pod ograniczenia wyłącznie w 12. stopniu zasilania), zaś Prezes URE nie ma kompetencji w zakresie rozszerzania tej grupy odbiorców. Wielkości poszczególnych stopni zasilania określone są zaś, co do zasady, na podstawie § 7 ww. rozporządzenia, który w znacznej mierze bazuje na historii poboru gazu ziemnego danego odbiorcy.

W 2024 r. nie wprowadzono ograniczeń w poborze gazu ziemnego na terenie kraju lub jego części. Ostatnie zastosowanie procedury wynikającej z omawianych przepisów miało miejsce w 2009 r.

- **uzgadniania projektów planu rozwoju sieciowych przedsiębiorstw gazowniczych**

Uzgodnianie z Prezesem URE projektów planu rozwoju sieci pozwala przedsiębiorstwom zajmującym się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych na zabezpieczenie odpowiednich środków finansowych na planowane zadania inwestycyjne, w tym na zadania związane z utrzymaniem właściwego poziomu niezawodności i jakości świadczonych usług sieciowych, które mają bezpośredni wpływ na bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych. Monitorowanie realizacji zadań

wynikających z planów rozwoju w 2023 r. uwidoczniło dalszy postęp prac mających na celu dywersyfikację źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego, tj. działań przyczyniających się do liberalizacji rynku oraz bezpośrednio wpływających na wzrost poziomu bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do Polski. W tym kontekście szczególne znaczenie ma rozbudowa zdolności importowych w zakresie skroplonego gazu ziemnego realizowana w ramach projektu budowy nowego terminalu FSRU w Zatoce Gdańskiej, powiększenie dotychczasowych możliwości regazyfikacyjnych terminalu w Świnoujściu oraz szereg zadań inwestycyjnych prowadzonych wewnątrz krajowego systemu przesyłowego, takich jak program budowy Korytarza Północ-Południe, umożliwiające odpowiednie rozprowadzenie gazu wewnątrz terytorium Polski oraz pomiędzy obsługiwanyimi połączeniami transgranicznymi. Istotną kwestią jest w tym kontekście również uczestnictwo polskiego operatora przesyłowego w europejskich inicjatywach związanych z rozwojem wspólnego rynku paliw odnawialnych, takich jak Nordycko-Bałtycki Korytarz Wodorowy.

Szczegółowe informacje dotyczące realizacji przez przedsiębiorstwa energetyczne, operatora systemu przesyłowego i operatorów systemów dystrybucyjnych obowiązków wynikających z art. 16 ust. 1 i ust. 13 ustawy – Prawo energetyczne, przedstawione zostały w pkt 4.1.2.

- **utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego**

Zapasy obowiązkowe gazu ziemnego utrzymywane są w okresie od 1 października danego roku do 30 września roku następnego. Opisując zagadnienia związane z utrzymywaniem zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w 2024 r., można zatem wydzielić dwa podokresy: od początku roku do 30 września i od 1 października do końca roku.

Do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego (dalej: „obowiązek zapasowy”) zobowiązane są dwie kategorie podmiotów (zwane dalej „podmiotami zobowiązanymi”):

- a) przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą, zwane dalej „przedsiębiorstwami” oraz
- b) podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego, zwane dalej „podmiotami”.

Do pierwszej kategorii kwalifikują się przedsiębiorstwa posiadające koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą.

Do drugiej kategorii zasadniczo zalicza się podmioty, które sprowadzają gaz ziemny na terytorium RP w ramach nabycia wewnątrzwspólnotowego lub importu na cele inne niż obrót tym gazem. Przykładowo, podmiotami dokonującymi przywozu gazu ziemnego są odbiorcy dokonujący przywozu gazu ziemnego na własny użytek, w tym przedsiębiorstwa wykonujące działalność w zakresie przesyłania lub dystrybucji gazu ziemnego, sprowadzające gaz na cele związane z własną działalnością sieciową.

Ustawa o zapasach w 2024 r. przewidywała realizację obowiązku zapasowego w trzech różnych formułach:

- a) na podstawie umowy magazynowania z OSM krajowym,
- b) na podstawie umowy magazynowania z OSM zagranicznymi,
- c) w ramach tzw. umowy biletowej z przedsiębiorstwem energetycznym prowadzącym działalność w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub obrotu paliwami gazowymi (zleceniobiorca). Umowa biletowa polega na umożliwieniu podmiotom zobowiązanym zlecenie wykonania obowiązku utworzenia i utrzymania zapasów obowiązkowych innemu przedsiębiorstwu energetycznemu. Możliwe jest utworzenie zapasu na paliwie gazowym zarówno należącym do zleceniodawcy, jak i zleceniobiorcy. Tak utworzone zapasy można utrzymywać zarówno w kraju, jak i za granicą.

Zadania Prezesa URE wynikające z ustawy o zapasach odnosiły się m.in. do ustalenia lub weryfikacji wolumenu zapasów obowiązkowych, wyrażenia zgody lub odmowy wyrażenia zgody na zawarcie umowy biletowej, kontrolowania podmiotów zobowiązanych w zakresie prawidłowości realizacji

obowiązku zapasowego, sankcjonowania nieprawidłowości. Monitorowanie wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego obejmuje zatem zarówno czynności poprzedzające rozpoczęcie wykonywania obowiązku, jak i jego realizację.

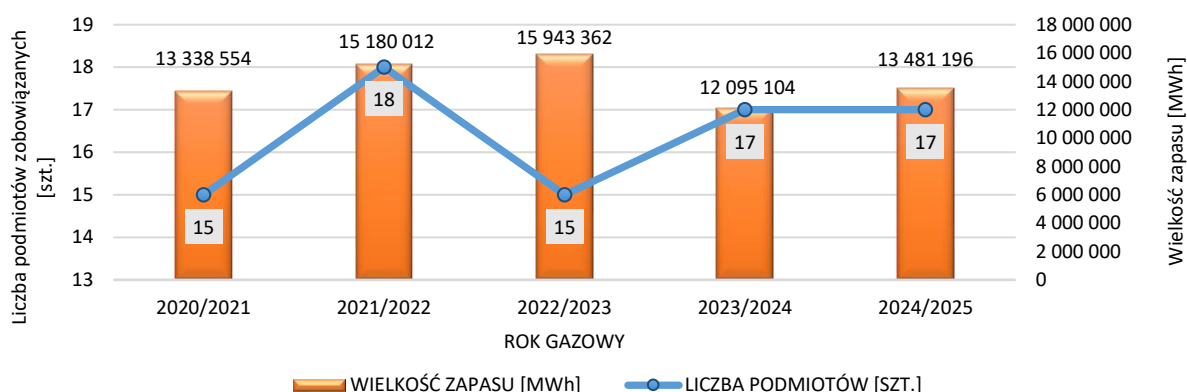
W 2024 r. dla obydwu okresów obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych, tj. do 30 września 2024 r. i od 1 października 2024 r., liczba podmiotów zobowiązanych do realizacji obowiązku zapasowego była taka sama jak w 2023 r., natomiast wzrosła łączna wysokość utworzonych zapasów obowiązkowych.

Prezes URE zweryfikował oraz ustalił zapasy obowiązkowe gazu ziemnego, na okres od 1 października 2024 r. w łącznej wysokości 13 481 196 MWh, co oznacza o ok. 11,5 proc. wzrost zatwierdzonej wielkości zapasów obowiązkowych względem wielkości zapasów zatwierdzonych dla poprzedniego okresu rocznego. Liczba podmiotów zobowiązanych do utrzymywania zapasów w okresie od 1 października 2024 r. pozostała taka sama (17).

W 2024 r. nie uruchamiano zapasów obowiązkowych.

Zakres obowiązku zapasowego tj. całkowita ilość ustalonych zapasów obowiązkowych dla podmiotów zobowiązanych w latach 2020–2025 przedstawia poniższy wykres.

**Rysunek 40.** Wielkość zatwierdzonych zapasów obowiązkowych gazu ziemnego



Źródło: Opracowanie własne URE.

W 2024 r. prowadzono prace nad zmianą ustawy o zapasach (druk UC50), zmierzające do zastąpienia obecnego modelu utrzymywania zapasów obowiązkowych innym rozwiązaniem. W pierwszej połowie roku prace były prowadzone w ramach Ministerstwa Klimatu i Środowiska, jako ministerstwa wiodącego, a następnie w związku ze zmianą zasad funkcjonowania administracji rządowej, w dalszej części roku były kontynuowane pod kierunkiem Ministerstwa Przemysłu.

Celem tych prac było zapewnienie bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego na poziomie takim samym jak obecnie, przy jednoczesnym zmniejszeniu obciążeń administracyjnych dla uczestników rynku, w szczególności dla importerów i handlowców magazynujących gaz ziemny poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej. Projekt ustawy zakłada, że od kolejnego okresu podmioty zobowiązane na mocy obecnych przepisów do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego nie będą podlegać pod ten obowiązek, a zadanie tworzenia i utrzymywania strategicznych zapasów gazu przejmie Rządowa Agencja Rezerw Strategicznych (RARS). Zakupy gazu ziemnego i koszty jego magazynowania przez RARS miałyby być finansowane ze specjalnego funduszu, zasilanego z comiesięcznej opłaty płaconej przez przedsiębiorstwa zlecające usługę przesyłania gazu. RARS miałby kupować gaz na giełdzie a także w trybie przetargów, aukcji lub zamówień publicznych. W rezultacie o podleganiu pod obowiązek związany z utrzymywaniem zapasów obowiązkowych nie decydowałby fakt przywozu gazu ziemnego do Polski oraz saldo przywozu i wywozu w okresie referencyjnym, uwzględnianym do ustalenia wielkości zapasów obowiązkowych. Ponadto realizacja obowiązku w nowym wymiarze co do zasady miałaby być sprowadzona wyłącznie do wymiaru finansowego i nie wiązałaby się z zamawianiem jakichkolwiek usług przez podmioty zobowiązane. Projekt ustawy, pomimo znacznego zaawansowania, w 2024 r. nie przeszedł pełnej ścieżki legislacyjnej.

- **umowy biletowe**

Rok 2024 był ósmym rokiem, w którym podmioty zobowiązane miały możliwość realizacji obowiązku zapasowego poprzez zawarcie tzw. umowy biletowej, o której mowa w art. 24b ustawy o zapasach. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą i podmiot dokonujący przywozu gazu ziemnego mogą zlecić, na podstawie umowy, wykonywanie zadań w zakresie utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego innemu przedsiębiorstwu energetycznemu wykonującemu działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub przedsiębiorstwu energetycznemu wykonującemu działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami gazowymi<sup>176</sup>. Podstawowe wymogi, co do treści takiej umowy, zawarto w art. 24b ust. 3 ustawy o zapasach. Dodatkowo, ustawa ta wskazuje, że w przypadku gdy zapasy obowiązkowe gazu ziemnego, utrzymywane zgodnie z art. 24b ust. 1, nie stanowią majątku przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub podmiotu dokonującego przywozu gazu ziemnego, zlecającego utrzymywanie tych zapasów, umowa powinna zawierać także postanowienia gwarantujące zlecającemu prawo nabycia tych zapasów w okresie jej obowiązywania oraz określać sposób ustalania ceny odsprzedaży tych zapasów<sup>177</sup>.

Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą i podmiot dokonujący przywozu gazu ziemnego (jako podmioty zobowiązane do realizacji obowiązku zapasowego), przed zawarciem umowy biletowej są obowiązane do przedłożenia projektu tej umowy Prezesowi URE oraz uzyskania zgody na jej zawarcie<sup>178</sup>. Prezes URE, w drodze decyzji, wyraża zgodę albo odmawia wyrażenia zgody na zawarcie umowy, w terminie 30 dni od dnia otrzymania kompletnego wniosku o wyrażenie zgody na zawarcie umowy<sup>179</sup>. Prezes URE odmawia wyrażenia zgody na zawarcie umowy biletowej jeżeli: (1) projekt tej umowy nie zawiera postanowień, o których mowa w art. 24b ust. 3 ustawy o zapasach, (2) lokalizacja lub parametry techniczne instalacji magazynowych i sieci gazowych, do których instalacje te są przyłączone, nie zapewniają możliwości dostarczenia całkowitej ilości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego do systemu gazowego w okresie nie dłuższym niż 50 dni<sup>180</sup>.

Wydłużenie wymaganego okresu dostarczenia całkowitych ilości zapasu obowiązkowego do systemu gazowego z wcześniejszych 40 do 50 dni jest rozwiązaniem wprowadzonym w 2022 r. na mocy

<sup>176</sup> Art. 24b ust. 1 ustawy o zapasach.

<sup>177</sup> Art. 24b ust. 4 ustawy o zapasach.

<sup>178</sup> Art. 24b ust. 6 ustawy o zapasach.

<sup>179</sup> Art. 24b ust. 7 ustawy o zapasach.

<sup>180</sup> Przesłanki odmowy wyrażenia zgody na zawarcie umowy przez Prezesa URE określa art. 24b ust. 8 ustawy.

art. 70d ustawy o zapasach. Zmiana ta miała za zadanie umożliwić bardziej elastyczne zarządzanie zdolnościami magazynowymi. Rozwiązanie jest ograniczone czasowo, wydłużenie ww. okresu obowiązuje do 30 września 2025 r.

W przypadku realizacji obowiązku zapasowego w oparciu o umowy biletowe, w 2024 r., podobnie jak rok wcześniej, szczególne znaczenie miało efektywne prowadzenie postępowań administracyjnych, gdyż zawarcie stosownej umowy warunkowane jest wyrażeniem przez Prezesa URE zgody na jej zawarcie w formie decyzji, a ta powinna być wydana w terminie 30 dni od dnia otrzymania kompletnego wniosku<sup>181</sup>.

Zgodnie z powyższym, po uprzednim przedłożeniu projektów umów biletowych przez zainteresowane przedsiębiorstwa i podmioty, Prezes URE w drodze decyzji wydał zgody na zawarcie dziesięciu umów biletowych (lub aneksów do obowiązujących umów biletowych) podmiotom zobowiązanym. Żaden z dziesięciu przedłożonych Prezesowi URE w 2024 r. wniosków o wyrażenie zgody na zawarcie umowy biletowej na sezon 2024/2025 nie spotkał się z odmową. W sezonie 2024/2025 wszystkie zawarte umowy w przedmiocie utrzymywania zapasów w formule biletowej dotyczyły utrzymywania zapasów na terytorium kraju.

- **obowiązki sprawozdawcze związane z utrzymywaniem zapasów obowiązkowych**

Ustawowym narzędziem monitorowania obowiązków związanych z utrzymywaniem zapasów obowiązkowych gazu ziemnego są postanowienia art. 27 ust. 2 pkt 1 i 2 ustawy o zapasach.

Zgodnie z tymi przepisami, przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą i podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego były zobowiązane do przedłożenia informacji o rzeczywistej wielkości utrzymywanych zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz miejscu ich magazynowania, według stanu na 15 września 2024 r. – do 20 września 2024 r.

Ponadto podmioty wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą i podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego zobowiązane były w terminie do 15 maja 2024 roku<sup>182</sup> przedstawić ministrowi właściwemu do spraw gospodarki surowcami energetycznymi i Prezesowi URE informacje o: (1) działaniach podjętych w celu zapewnienia bezpieczeństwa paliwowego państwa w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub przywozu gazu ziemnego w okresie od 1 stycznia do 31 grudnia poprzedniego roku oraz (2) realizacji obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego.

Zakres oczekiwanych informacji, dotyczących działań podejmowanych w celu zapewnienia bezpieczeństwa paliwowego państwa w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą oraz realizacji obowiązku zapasowego, a przekazywanych na podstawie art. 27 ust. 2 pkt 2 ustawy o zapasach, został wskazany na stronie internetowej URE w zakładce paliwa gazowe<sup>183</sup>. Wyżej wymieniona informacja zwraca uwagę na fakt, że obowiązek informacyjny odnoszony jest przez ustawodawcę do pojęcia bezpieczeństwa paliwowego państwa (rozumianego jako stan umożliwiający bieżące pokrycie zapotrzebowania odbiorców na ropę naftową, produkty naftowe i gaz ziemny, w określonej wielkości i czasie, w stopniu umożliwiającym prawidłowe funkcjonowanie gospodarki – art. 2 ust. 1 pkt 1 ustawy o zapasach) i przez to obowiązek ten ma szerszy zakres, niż tylko bezpośrednio związany z dokonaniem przywozu gazu ziemnego, dokonaniem obrotu gazem ziemnym z zagranicą, czy też tylko z realizacją obowiązku utrzymywania zapasów gazu ziemnego.

Dla okresu rozpoczynającego się 1 października 2024 r., informacje dotyczące realizacji obowiązku zapasowego były pozyskiwane przez Prezesa URE na podstawie ankiety dedykowanej wybranym przedsiębiorstwom podlegającym pod stosowny obowiązek.

<sup>181</sup> Art. 24a i n. ustawy o zapasach.

<sup>182</sup> Obowiązek cykliczny, wynikający z art. 27 ust. 2 pkt 2 ustawy o zapasach.

<sup>183</sup> <https://www.ure.gov.pl/pl/paliwa-gazowe/zapasy-obowiazkowe-gazu-ziemne/11860,Zapasy-obowiazkowe-gazu-ziemnego.html>

W omawianym okresie – podobnie jak w latach ubiegłych – monitorowanie wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego było realizowane z wykorzystaniem informacji od podmiotów zobowiązanych, zgodnie z ww. zakresem, jak również informacji przekazywanych przez te podmioty we wnioskach kierowanych do Prezesa URE w innych sprawach, bądź dokumentach przekazywanych w wykonaniu innych obowiązków, np. przekazywaniu informacji o realizacji umów dotyczących zakupu gazu ziemnego z zagranicy na podstawie art. 49c ustawy – Prawo energetyczne. Informacje pochodziły również od innych podmiotów, m.in. operatora systemu przesyłowego, operatorów systemów dystrybucyjnych i operatora systemu magazynowania, innych przedsiębiorstw obrotu, a także organów administracji (np. organów celnych na podstawie art. 25 ust. 11 ustawy o zapasach). W celu identyfikacji podmiotów zobowiązanych do realizacji przedmiotowego obowiązku (podmioty, które zadeklarowały przywóz gazu ziemnego w ww. okresie) wykorzystano dane z zasobów URE, OSP oraz Ministerstwa Finansów.

Przeprowadzany w wyżej opisany sposób monitoring wykazał, że:

- z obowiązku zapasowego kończącego się 30 września 2024 r. wywiązało się 17 podmiotów zobowiązanych do utworzenia zapasów obowiązkowych, w tym 16 przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą oraz 1 podmiot dokonujący przywozu gazu ziemnego,
  - z obowiązku terminowego utworzenia zapasów obowiązkowych na 1 października 2024 r. wywiązało się 16 podmiotów zobowiązanych do utworzenia zapasów obowiązkowych (z 17, którym zapasy obowiązkowe zostały zweryfikowane), w tym 15 przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą oraz 1 podmiot dokonujący przywozu gazu ziemnego,
  - w jednym przypadku stwierdzono niewywiązanie się z obowiązku przekazania w wymaganym terminie do 15 maja 2024 r. informacji o ustalonej wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego na okres od 1 października 2024 r. do 30 września 2025 r. Prezesowi URE w celu jej weryfikacji, w związku z czym wymierzono karę pieniężną. W tym przypadku wymagana informacja o ustalonej wielkości zapasów obowiązkowych gazów ziemnego wpłynęła po ustawowym terminie,
  - jedno przedsiębiorstwo nie utworzyło zapasu obowiązkowego (w związku z tym wymierzono wobec przedsiębiorstwa karę pieniężną, o której mowa w art. 63 ust. 1 pkt 1 ustawy o zapasach). W przypadku tym zapas obowiązkowy w wymaganej ilości utworzono ze zwłoką,
  - w jednym przypadku stwierdzono niewywiązanie się z obowiązku przekazania Prezesowi URE w wymaganym terminie tj. do 20 września 2024 r. informacji o rzeczywistej wielkości utrzymywanych zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz miejscu ich magazynowania, według stanu na 15 września 2024 r. W związku z powyższym 3 grudnia 2024 r. wydano decyzję o nałożeniu kary pieniężnej
  - w przypadkach, gdzie stwierdzono naruszenia, podjęte działania przyczyniły się do zaprzestania naruszania przepisów ustawy o zapasach i nieprawidłowości zostały ostatecznie wyeliminowane.
- **agregowania informacji przekazywanych Prezesowi URE przez operatora systemu przesyłowego gazowego na podstawie art. 24 ust. 3b, art. 24a ust. 4 oraz art. 52a ust. 1 ustawy o zapasach**

Zgodnie z art. 24 ust. 3b ustawy o zapasach w przypadku stwierdzenia, że parametry techniczne instalacji magazynowych nie zapewniają możliwości dostarczenia zapasów obowiązkowych gazu ziemnego do systemu gazowego w okresie nie dłuższym niż 50 dni, operator systemu przesyłowego gazowego lub operator systemu połączonego gazowego powiadamia o tym fakcie Prezesa URE w terminie 7 dni.

W roku sprawozdawczym 2022 r. wyżej wskazany okres dostarczenia gazu ziemnego do systemu gazowego został wydłużony do 50 dni na mocy art. 70d ustawy o zmianie niektórych ustaw w celu wzmocnienia bezpieczeństwa gazowego państwa w związku z sytuacją na rynku gazu<sup>184</sup>. Regulacja ta obowiązywała przez cały 2024 r. Prezes URE w roku 2024 nie otrzymał od operatora systemu przesyłowego gazowego informacji przekazanych w trybie art. 24 ust. 3b ustawy o zapasach, z czego należy wnioskować, że parametry techniczne instalacji magazynowych w 2024 r. zapewniały możliwości dostarczenia zapasów obowiązkowych gazu ziemnego do systemu gazowego w odpowiednim okresie.

Z kolei stosownie do art. 24a ust. 4 ustawy o zapasach operator systemu przesyłowego gazowego lub operator systemów połączonych gazowych powiadamia Prezesa URE o fakcie wykorzystania zdolności przesyłowych zarezerwowanych na potrzeby dostarczania całkowitych ilości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego utrzymywanych poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej krajowej na inne potrzeby w terminie 7 dni od stwierdzenia tego faktu. W 2024 r. OGP Gaz-System S.A. nie informował Prezesa URE o wykorzystaniu przez podmioty zobowiązane zdolności przesyłowych dedykowanych dostarczeniu zapasów obowiązkowych gazu ziemnego utrzymywanych poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej do krajowej sieci przesyłowej na inne potrzeby.

Natomiast zgodnie z art. 52a ust. 1 ustawy o zapasach operator systemu przesyłowego gazowego lub operator systemu połączonego gazowego po zakończeniu każdej doby gazowej, w której uruchomiono zapasy obowiązkowe gazu ziemnego, do godziny 12:00, przekazuje Prezesowi URE informacje o:

- a) terminie i ilości uruchomionych zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w tej dobie gazowej oraz instalacjach magazynowych, z których zostały uruchomione,
- b) przedsiębiorstwach energetycznych i podmiotach, o których mowa w art. 52 ust. 7 pkt 1, od których zostały odebrane zapasy obowiązkowe gazu ziemnego w tej dobie gazowej.

W 2024 r. Prezes URE nie otrzymał od operatora systemu przesyłowego gazowego informacji przekazanych w trybie art. 52a ust. 1 ustawy o zapasach, ze względu na brak konieczności uruchomienia zapasów obowiązkowych.

---

<sup>184</sup> Dz. U. z 2022 r. poz. 1723.