

2024



Urząd Regulacji
Energetyki

SPRAWOZDANIE Z DZIAŁALNOŚCI PREZESA URE

Warszawa, kwiecień 2025



SPIS TREŚCI

5	Wykaz skrótów używanych w Sprawozdaniu
13	Słowo wstępne Prezesa URE
16	I. PREZES URE – INSTYTUCJA REGULACYJNA
17	1. Status prawny i ustawowe obowiązki Prezesa URE
20	2. Nowy zakres kompetencyjny Prezesa URE
24	3. Funkcjonowanie Urzędu
24	3.1. Zatrudnienie
25	3.2. Budżet
27	II. ELEKTROENERGETYKA
28	1. Najważniejsze wydarzenia mające wpływ na działalność regulatora w 2024 r.
31	2. Wytwarzanie energii elektrycznej
31	2.1. Opis rynku
38	2.2. Regulowanie sektora wytwarzania przez Prezesa URE
38	2.2.1. Koncesjonowanie
40	2.2.2. Wytwórcy w małych instalacjach odnawialnych źródeł energii
45	2.2.3. Formy wsparcia wytwórców
45	2.2.3.1. Przedterminowe rozwiązanie kontraktów długoterminowych – KDT
47	2.2.3.2. Rynek mocy
48	2.2.3.3. Mechanizmy wsparcia odnawialnych źródeł energii
60	2.2.3.4. Mechanizmy wsparcia wysokosprawnej kogeneracji
65	2.2.4. Linie bezpośrednie
66	3. Magazynowanie energii elektrycznej
68	4. Funkcjonowanie rynku hurtowego i wymiana transgraniczna
68	4.1. Regulowanie sektora przez Prezesa URE
68	4.1.1. Koncesjonowanie spółek obrotu
69	4.1.2. Monitorowanie udostępniania użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych informacji przez operatora systemu przesyłowego i dystrybucyjnego
71	4.1.3. Monitorowanie obowiązków przedsiębiorstw energetycznych w zakresie opracowania planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach
73	4.2. Sprzedaż energii w poszczególnych segmentach
79	4.3. Budowa wspólnego rynku energii elektrycznej
88	4.4. Rynek bilansujący
93	4.5. Usługi Demand Side Response (DSR)

94	5. Wyznaczanie sprzedawców zobowiązanych
94	6. Rynek detaliczny i jego odbiorcy
94	6.1. Opis rynku
99	6.2. Spółki obrotu
100	6.3. Taryfy dla spółek obrotu oraz inne opłaty ponoszone przez odbiorców
107	6.4. Mechanizmy wsparcia odbiorców
107	6.4.1. Zamrożenie cen
108	6.4.2. Działania efektywnościowe
110	6.4.3. Odbiorcy przemysłowi w systemie wsparcia OZE i kogeneracji
113	6.4.4. Przyznawanie rekompensat dla przedsiębiorstw energochłonnych
114	6.4.5. Upusty w stawkach opłaty mocowej
115	6.5. Klastry energii
116	6.6. Obywatelskie społeczności energetyczne
117	6.7. Agregatorzy energii
117	6.8. Obowiązki nałożone na odbiorców rynku energii elektrycznej
120	6.9. Odbiorca na rynku
120	6.9.1. Porównywarka
122	6.9.2. Sprzedaż rezerwowa
123	6.9.3. Liczniki przedpłatowe
123	6.9.4. Wstrzymanie dostaw
123	6.9.5. Punkt Informacyjny dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych
124	6.9.6. Współpraca z UOKiK i innymi organizacjami
125	7. Przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej
125	7.1. Koncesjonowanie
126	7.2. Operatorzy systemów przesyłowych i dystrybucyjnych
126	7.3. Rola operatorów na rynku
126	7.3.1. Monitorowanie zmiany sprzedawcy
128	7.3.2. Programy Zgodności
130	7.4. Zamknięte systemy dystrybucyjne
131	7.5. Wyznaczanie przedsiębiorstwa energetycznego do pełnienia funkcji operatora ogólnodostępnej stacji ładowania oraz dostawcy usług ładowania
131	7.6. Taryfowanie
133	7.7. Instrukcje Ruchu i Eksploatacji Sieci
134	7.8. Uzgadnianie projektów planów rozwoju i monitorowanie realizacji tych planów
137	7.9. Warunki przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacja oraz problemy z tym związane
142	7.10. Inteligentne układy pomiarowo-rozliczeniowe
145	7.11. Prace nad rozwojem Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii
147	7.12. Standardy obsługi odbiorców
147	7.13. Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki
149	7.14. Ocena wpływu dwukierunkowego ładowania na redukcję kosztów użytkowników sieci i zwiększenie udziału OZE w systemie elektroenergetycznym
149	7.15. Mechanizmy redysponowania w Polsce
151	8. Bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej
151	8.1. Bilans mocy
164	8.2. Rynek mocy
166	8.3. Plany na wypadek zagrożeń bezpieczeństwa energetycznego
168	8.4. Europejska ocena wystarczalności zasobów (European Resources Adequacy Assessment ERAA – ERAA 2023)
168	8.5. Monitorowanie planów inwestycyjnych przedsiębiorstw energetycznych w nowe moce wytwórcze
170	8.6. Cyberbezpieczeństwo

171	9. Rozstrzyganie spraw spornych i skargi na działania przedsiębiorstw energetycznych
171	9.1. Rozstrzyganie sporów
174	9.2. Rozpatrywanie skarg
177	9.3. Monitorowanie skarg i reklamacji zgłaszanych przez odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych do przedsiębiorstw energetycznych
177	10. Odpisy na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny
178	11. Nowe kompetencje Prezesa URE
180	12. Okiem regulatora
183	III. GAZOWNICTWO
184	1. Najważniejsze wydarzenia mające wpływ na działalność regulatora w 2024 r.
184	2. Przepływy gazu ziemnego
185	3. Regazyfikacja i skraplanie gazu
190	4. Magazynowanie
197	5. Funkcjonowanie rynku hurtowego i wymiana transgraniczna
197	5.1. Regulowanie sektora przez Prezesa URE
199	5.2. Sprzedaż gazu w poszczególnych segmentach
203	5.3. Budowa wspólnego rynku gazu, wdrożenie kodeksów sieciowych
204	5.4. Projekty przepustowości przyrostowej
206	6. Rynek detaliczny i jego odbiorcy
206	6.1. Opis rynku
208	6.2. Spółki obrotu
208	6.3. Taryfowanie
210	6.4. Mechanizmy wsparcia odbiorców
211	6.5. Odbiorca na rynku
211	6.5.1. Sprzedaż rezerwowa
212	6.5.2. Wstrzymanie dostaw
212	6.5.3. Punkt Informacyjny dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych
213	7. Przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych
213	7.1. Koncesjonowanie
213	7.2. Operatorzy systemów przesyłowych i dystrybucyjnych
214	7.3. Rola operatorów na rynku
214	7.3.1. Certyfikaty niezależności
215	7.3.2. Monitorowanie zmiany sprzedawcy
216	7.3.3. Programy Zgodności
218	7.4. Zamknięte systemy dystrybucyjne
218	7.5. Taryfowanie
227	7.6. Instrukcje Ruchu i Eksploatacji Sieci
228	7.7. Uzgadnianie projektów planów rozwoju
236	7.8. Warunki przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacja oraz problemy z tym związane
237	7.9. Monitorowanie wypełniania zadań przez operatorów systemów przesyłowych, dystrybucyjnych w zakresie warunków dostępu do sieci
241	7.10. Kontrolowanie obowiązków właściciela sieci przesyłowej oraz operatora systemu przesyłowego gazowego, w tym monitorowanie powiązań i przepływu informacji między nimi
242	8. Bezpieczeństwo dostarczania paliw gazowych
242	8.1. Zatwierdzanie planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego
246	8.2. Weryfikacja lub ustalanie wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego
246	8.3. Monitorowanie wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Ustawa o zapasach
250	8.4. Bezpieczeństwo dostarczania gazu ziemnego

251	9. Rozstrzyganie spraw spornych i skarg na przedsiębiorstwa energetyczne
251	9.1. Rozstrzyganie sporów
252	9.2. Rozpatrywanie skarg
253	10. Przedterminowe rozwiązanie kontraktów długoterminowych – korekta kosztów gazu
254	11. Wsparcie o charakterze pomocy publicznej
255	12. Nowe kompetencje Prezesa URE
256	13. Okiem regulatora
258	IV. CIEPŁOWNICTWO
259	1. Najważniejsze wydarzenia mające wpływ na działalność regulatora w 2024 r.
261	2. Opis rynku
262	3. Regulowanie działalności przedsiębiorstw ciepłowniczych
262	3.1. Koncesjonowanie
263	3.2. Taryfowanie
266	4. Warunki przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacja oraz problemy z tym związane
267	5. Mechanizmy wsparcia odbiorców
268	6. Działania Prezesa URE adresowane do sektora – prace Zespołu URE ds. Ciepłownictwa
271	7. Nowe kompetencje Prezesa URE
272	8. Okiem regulatora
275	V. PALIWA CIEKŁE I BIOPALIWA CIEKŁE
276	1. Najważniejsze wydarzenia mające wpływ na działalność regulatora w 2024 r.
278	2. Opis rynku
279	3. Regulowanie działalności przedsiębiorstw paliwowych
279	3.1. Koncesjonowanie
280	3.2. Rejestr podmiotów przywożących
282	4. Monitorowanie runku paliw ciekłych i biopaliw ciekłych
284	5. Monitorowanie realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego
287	6. Monitorowanie realizacji Narodowego Celu Redukcyjnego
288	7. Kontrola przedsiębiorstw na rynku paliw ciekłych
291	8. Okiem regulatora
293	VI. REALIZACJA OBOWIĄZKÓW WYNIKAJĄCYCH Z ROZPORZĄDZENIA REMIT
311	VII. DZIAŁANIA EDUKACYJNO-INFORMACYJNE I WSPÓŁPRACA Z MEDIAMI
317	VIII. DZIAŁANIA PREZESA URE O CHARAKTERZE MIĘDZYNARODOWYM
321	IX. SĄDOWA KONTROLA DZIAŁALNOŚCI PREZESA URE
325	X. ANEKS

WYKAZ SKRÓTÓW UŻYWANYCH W SPRAWOZDANIU

Publikatory prawne podane są według stanu na 24 kwietnia 2024 r.

ACER, Agencja	Agency for the Cooperation of Energy Regulators – Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki
BIP URE	Biuletyn Informacji Publicznej URE, www.bip.ure.gov.pl
CEER	The Council of European Energy Regulators – Rada Europejskich Regulatorów Energii
CHP	Combined Heat and Power – kogeneracja energii cieplnej i elektrycznej
CSIRE	Centralny System Informacji o Rynku Energii
dyrektywa 2009/73/WE (utraciła moc 4 sierpnia 2024 r.)	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.)
dyrektywa EED	dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1791 z dnia 13 września 2023 r. w sprawie efektywności energetycznej oraz zmieniająca rozporządzenie (UE) 2023/955 (wersja przekształcona) (Dz. U. UE L 231/1)
dyrektywa ETS	dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/959 z dnia 10 maja 2023 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE ustanawiającą system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w Unii oraz decyzję (UE) 2015/1814 w sprawie ustanowienia i funkcjonowania rezerwy stabilności rynkowej dla unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (Dz. U. UE L 130/134)
dyrektywa RED II, dyrektywa 2018/2001	dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. U. UE L 328/82 z późn. zm.)
dyrektywa RED III, dyrektywa 2023/2413	dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniająca dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylająca dyrektywę Rady (UE) 2015/652

ENTSO-E	<i>The European Network of Transmission System Operators for electricity</i> – Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych energii elektrycznej
ENTSO-G	<i>The European Network of Transmission System Operators for gas</i> – Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych gazu
ERRA	<i>Energy Regulators Regional Association</i> – Regionalne Stowarzyszenie Regulatorów Energetyki
EU ETS	Europejski System Handlu Emisjami
GK PGNiG	Grupa Kapitałowa Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa
GK Orlen	Grupa Kapitałowa Orlen
GSP	Gas Storage Poland Sp. z o.o.
GUD	Generalna Umowa Dystrybucji
GUD-K	Generalna Umowa Dystrybucji dla Usługi Kompleksowej
GUS	Główny Urząd Statystyczny
IRiEIM	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Instalacji Magazynowych
IRiESD	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej
IRiESP	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej
JWCD	Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane
KDT	Kontrakty długoterminowe
KE	Komisja Europejska
KET	Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki
KOWR	Krajowy Ośrodek Wspierania Rolnictwa
Kpa	ustawa z dnia 14 czerwca 1960 r. Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. z 2024 r. poz. 572)
Kpc	ustawa z dnia 17 listopada 1964 r. Kodeks postępowania cywilnego (Dz. U. z 2024 r. poz. 1568 z późn. zm.)
KPEiK	Krajowy Plan w dziedzinie Energii i Klimatu
Kpk	ustawa z dnia 6 czerwca 1997 r. Kodeks postępowania karnego (Dz. U. z 2025 r. poz. 46 z późn. zm.)
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
LNG	<i>Liquefied Natural Gas</i> – Skroplony Gaz Ziemny
NEMO	<i>Nominated Electricity Market Operator</i> – Nominowany Operator Rynku Energii Elektrycznej
NFOŚiGW	Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej
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.
OIRE	Operator informacji rynku energii
Ordynacja podatkowa	ustawa z dnia 29 sierpnia 1997 r. Ordynacja podatkowa (Dz. U. z 2025 r. poz. 111)
OREO	Operator Rozliczeń Energii Odnawialnej S.A.
OSD	Operator Systemu Dystrybucyjnego
OSE	Operator Systemu Elektroenergetycznego
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.
PGNiG S.A.	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
PPE	Punkt Poboru Energii
PPG	Punkt Poboru Gazu
Prezes UOKiK	Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów
Prezes URE, regulator	Prezes Urzędu Regulacji Energetyki
PSE S.A.	Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
PSG Sp. z o.o.	Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.
PTPiREE	Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej

RB	rynek bilansujący
rozporządzenie 543/2013	rozporządzenie Komisji (UE) nr 543/2013 z dnia 14 czerwca 2013 r. w sprawie dostarczania i publikowania danych na rynkach energii elektrycznej, zmieniające załącznik I do rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 (Dz. U. UE L 163/1)
rozporządzenie 714/2009 (<i>utraciło moc 31 grudnia 2019 r.</i>)	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.)
rozporządzenie 715/2009 (<i>utraciło moc 5 lutego 2025 r.</i>)	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. U. 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)
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 2017/1938	rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2017/1938 z dnia 25 października 2017 r. dotyczące środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (UE) nr 994/2010 (Dz. U. UE L 280/1 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, NC ER	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)
rozporządzenie 2019/941	rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/941 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie gotowości na wypadek zagrożeń w sektorze energii elektrycznej i uchylające dyrektywę 2005/89/WE (Dz. U. UE L 158/1)
rozporządzenie 2019/942	rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/942 z dnia 5 czerwca 2019 r. ustanawiające Agencję Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (Dz. U. UE L 158/22 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 2022/2576 (<i>utraciło moc 31 grudnia 2024 r.</i>)	rozporządzenie 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 (Dz. U. UE L 335/1 z późn. zm.)

rozporządzenie 2022/2577	rozporządzenie Rady (UE) 2022/2577 z dnia 22 grudnia 2022 r. ustanawiające ramy służące przyspieszeniu wdrażania rozwiązań w zakresie energii odnawialnej (Dz. Urz. UE L 335/36 z późn. zm.)
rozporządzenie 2023/1804	rozporządzenie 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 (Dz. U. UE L 234/1)
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
rozporządzenie 2024/1789	rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1789 z dnia 13 czerwca 2024 r. w sprawie rynków wewnętrznych gazu odnawialnego, gazu ziemnego i wodoru, zmiany rozporządzeń (UE) nr 1227/2011, (UE) 2017/1938, (UE) 2019/942 i (UE) 2022/869 oraz decyzji (UE) 2017/684, a także uchylenia rozporządzenia (WE) nr 715/2009 (wersja przekształcona)
rozporządzenie BAL	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 CAM	rozporządzenie Komisji (UE) 2017/459 z dnia 16 marca 2017 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący mechanizmów alokacji zdolności w systemach przesyłowych gazu i uchyłające rozporządzenie (UE) nr 984/2013 (Dz. U. UE L 72/1)
rozporządzenie IO	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 tariff przesyłowych dla gazu (Dz. U. UE L 72/29)
rozporządzenie paliwowe	rozporządzenie Ministra Aktywów Państwowych z dnia 27 listopada 2019 r. w sprawie szczegółowego wykazu paliw ciekłych, których wytwarzanie, magazynowanie lub przeładunek, przesyłanie lub dystrybucja, obrót, w tym obrót z zagranicą, wymaga koncesji oraz których przywóz wymaga wpisu do rejestru podmiotów przywożących (Dz. U. z 2021 r. poz. 2336 z późn. zm.)
rozporządzenie pomiarowe	rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2022 r. w sprawie systemu pomiarowego (Dz. U. z 2022 r. poz. 788)
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 z późn. zm.)
rozporządzenie systemowe ciepłownicze	rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 15 stycznia 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemów ciepłowniczych (Dz. U. z 2007 r. Nr 16, poz. 92)
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 systemowe gazowe	rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz. U. z 2018 r. poz. 1158 z późn. zm.)
rozporządzenie taryfowe ciepłownicze	rozporządzenie Ministra Klimatu z dnia 7 kwietnia 2020 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło (Dz. U. z 2020 r. poz. 718 z późn. zm.)
rozporządzenie taryfowe elektroenergetyczne	rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 29 listopada 2022 r. w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. z 2024 r. poz. 904 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.)
rozporządzenie w sprawie wykonania obowiązku mocowego	rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 13 września 2024 r. w sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku wtórnym (Dz. U. z 2024 r. poz. 1389)
SGT EuRoPol GAZ S.A.	System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A.
SGU	Significant Grid User – znaczący użytkownik sieci, np. duży wytwórca lub odbiorca energii elektrycznej
SOKiK	Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów
TGE S.A.	Towarowa Giełda Energii S.A.
TOE	Towarzystwo Obrotu Energią
TPA	<i>Third Party Access</i> – Zasada Dostępu Strony Trzeciej do Sieci
UE	Unia Europejska
UOKiK	Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów
URE, Urząd	Urząd Regulacji Energetyki
ustawa – Prawo energetyczne, Prawo energetyczne	ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2024 r. poz. 266 z późn. zm.)
ustawa – Prawo przedsiębiorców	ustawa z dnia 6 marca 2018 r. – Prawo przedsiębiorców (Dz. U. z 2024 r. poz. 236 z późn. zm.)
ustawa z 22 lipca 2016 r.	ustawa z dnia 22 lipca 2016 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2016 r. poz. 1165 z późn. zm.)
ustawa z 7 czerwca 2018 r.	ustawa z dnia 7 czerwca 2018 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2018 r. poz. 1276 z późn. zm.)
ustawa z 9 listopada 2018 r.	ustawa z dnia 9 listopada 2018 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2018 r. poz. 2348)
ustawa z 31 lipca 2019 r.	ustawa z dnia 31 lipca 2019 r. o zmianie niektórych ustaw w celu ograniczenia obciążeń regulacyjnych (Dz. U. z 2019 r. poz. 1495 z późn. zm.)
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 23 lipca 2021 r.	ustawa z dnia 23 lipca 2021 r. o zmianie ustawy o rynku mocy oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2021 r. poz. 1505)
ustawa z 17 września 2021 r.	ustawa z dnia 17 września 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2021 r. poz. 1873)
ustawa z 2 grudnia 2021 r.	ustawa z dnia 2 grudnia 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2021 r. poz. 2271.)
ustawa z 26 stycznia 2022 r.	ustawa z dnia 26 stycznia 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców paliw gazowych w związku z sytuacją na rynku gazu (Dz. U. z 2022 r. poz. 202 z późn. zm.)
ustawa z 27 stycznia 2022 r.	ustawa z dnia 27 stycznia 2022 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2022 r. poz. 467)
ustawa z 9 lutego 2022 r. (<i>utraciła moc 30 kwietnia 2022 r.</i>)	ustawa z dnia 9 lutego 2022 r. o zmianie ustawy o systemie rekompensat dla sektorów i podsektorów energochłonnych (Dz. U. z 2022 r. poz. 469)
ustawa z 24 lutego 2022 r.	ustawa z dnia 24 lutego 2022 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 631)
ustawa z 9 czerwca 2022 r.	ustawa z dnia 9 czerwca 2022 r. o zmianie ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2022 r. poz. 1260)

ustawa z 5 sierpnia 2022 r.	ustawa z 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 15 września 2022 r.	ustawa z dnia 15 września 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach w zakresie niektórych źródeł ciepła w związku z sytuacją na rynku paliw (Dz. U. z 2024 r. poz. 1509 z późn. zm.)
ustawa z 29 września 2022 r.	ustawa z dnia 29 września 2022 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 2370 z późn. zm.)
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 2024 r. poz. 1288 z późn. zm.)
ustawa z 27 października 2022 r., 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 2025 r. poz. 204)
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 z późn. zm.)
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 z późn. zm.)
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 15 maja 2024 r.	ustawa z dnia 15 maja 2024 r. o zmianie niektórych ustaw związanych z funkcjonowaniem administracji rządowej (Dz. U. z 2024 r. poz. 834)
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 z 27 listopada 2024 r.	ustawa z dnia 27 listopada 2024 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2024 r. poz. 1847)
ustawa z 18 grudnia 2024 r.	ustawa z dnia 18 grudnia 2024 r. o zmianie niektórych ustaw w celu dostosowania do nomenklatury scalonej (Dz. U. z 2024 r. poz. 1946)
ustawa ADR	ustawa z dnia 23 września 2016 r. o pozasądowym rozwiązywaniu sporów konsumenckich (Dz. U. z 2016 r. poz. 1823)
ustawa covidowa	ustawa z dnia 2 marca 2020 r. o szczególnych rozwiązaniach związanych z zapobieganiem, przeciwdziałaniem i zwalczaniem COVID-19, innych chorób zakaźnych oraz wywołanych nimi sytuacji kryzysowych (Dz. U. z 2024 r. poz. 340 z późn. zm.)
ustawa MFW	ustawa z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. z 2025 r. poz. 498)
ustawa OZE	ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2024 r. poz. 1361 z późn. zm.)
ustawa o biopaliwach	ustawa z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (Dz. U. z 2024 r. poz. 20 z późn. zm.)
ustawa o cenach	ustawa z dnia 28 grudnia 2018 r. o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2018 r. poz. 2538 z późn. zm.)

ustawa o CHP	ustawa z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2024 r. poz. 639 z późn. zm.)
ustawa o dostępie do informacji publicznej	ustawa z dnia 6 września 2001 r. o dostępie do informacji publicznej (Dz. U. z 2022 r. poz. 902)
ustawa o efektywności energetycznej	ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2024 r. poz. 1047 z późn. zm.)
ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych	ustawa z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz. U. z 2024 r. poz. 1289 z późn. zm.)
ustawa o finansach publicznych	ustawa z dnia 27 sierpnia 2009 r. o finansach publicznych (Dz. U. z 2024 r. poz. 1530 z późn. zm.)
ustawa o giełdach towarowych	ustawa z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz. U. z 2024 r. poz. 910 z późn. zm.)
ustawa o obrocie instrumentami finansowymi	ustawa z dnia 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi (Dz. U. z 2024 r. poz. 722 z późn. zm.)
ustawa o petycjach	ustawa z dnia 11 lipca 2014 r. o petycjach (Dz. U. z 2018 r. poz. 870)
ustawa o pomocy publicznej	ustawa z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej (Dz. U. z 2025 r. poz. 468)
ustawa o prawach konsumenta	ustawa z dnia 30 maja 2014 r. o prawach konsumenta (Dz. U. z 2024 r. poz. 1796)
ustawa o rozwiązaniu KDT	ustawa z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. z 2022 r. poz. 311)
ustawa o rynku mocy	ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2023 r. poz. 2131 z późn. zm.)
ustawa o statystyce	ustawa z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. z 2024 r. poz. 1799)
ustawa o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw	ustawa z dnia 25 sierpnia 2006 r. o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw (Dz. U. z 2024 r. poz. 1209 z późn. zm.)
ustawa o systemie rekompensat	ustawa z dnia 19 lipca 2019 r. o systemie rekompensat dla sektorów i podsektorów energochłonnych (Dz. U. z 2024 r. poz. 1215)
ustawa o zamówieniach publicznych	ustawa z dnia 11 września 2019 r. – Prawo zamówień publicznych (Dz. U. z 2024 r. poz. 1320)
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 2024 r. poz. 1281)
WDB	Warunki dotyczące bilansowania na podstawie: rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. U. UE L 312/6 z późn. zm.)
zmiana ustawy o środkach nadzwyczajnych	ustawa z dnia 27 listopada 2024 r. o zmianie ustawy o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku oraz w 2024 roku oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2024 r. poz. 1831)



Szanowni Państwo,

przekazuję „Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2024 r.”, licząc, że jak co roku, będzie ono wartościową i inspirującą lekturą dla wszystkich osób zainteresowanych polskim rynkiem energii.

To już szóste roczne podsumowanie działalności Regulatora sektorowego, które sygnuję własnym podpisem. Choć w połowie 2024 r. formalnie upłynęła moja pięcioletnia kadencja na stanowisku Prezesa URE, to jednak wciąż mam zaszczyt pełnić tę funkcję. A biorąc pod uwagę stale rosnący zakres kompetencji i zadań realizowanych przez Urząd, tym bardziej cenię sobie fakt, że od 30 października 2024 r. w zarządzaniu działalnością Urzędu wspiera mnie Pani Wiceprezes, Renata Mroczek.

Rok 2024, tak jak lata poprzednie, charakteryzowała duża dynamika zdarzeń. Mimo względnej stabilizacji cen surowców energetycznych i energii elektrycznej, nie brakowało wyzwań związanych z przyspieszającą transformacją polskiej elektroenergetyki i ciepłownictwa. Jednocześnie zmienna sytuacja geopolityczna w różnych regionach świata, a także sygnały dochodzące z samej Unii Europejskiej, w dalszym ciągu każą stawiać pytania o pożądane kierunki czy tempo tego procesu.

Jako Prezes URE konsekwentnie opowiadałem się za przywróceniem mechanizmów rynkowych w energetyce. Podnosiłem również kwestię konieczności deregulacji sektora, w tym odstąpienia od wykonywania przez Regulatora zbędnych lub nieefektywnych obowiązków wprowadzonych w związku z kryzysem surowcowym, czego sztandarowym przykładem jest nadzorowanie jednostek sektora finansów publicznych w przestrzeganiu nałożonego na nie wymogu 10 proc. redukcji zużycia energii.

W czasach, kiedy tempo zmian wymaga szybkich oraz adekwatnych reakcji oraz działań angażujących wszystkich uczestników rynku, konstruktywny dialog i tworzenie platform współpracy są nieodzowne. W 2024 r. kontynuowaliśmy zainicjowany dwa lata wcześniej projekt Karty Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki. Zorganizowaliśmy pięć spotkań Komitetu Sterującego KET, które dotyczyły m.in. elektromobilności, cyfryzacji elektroenergetyki, a także kluczowej w kontekście transformacji energetycznej współpracy tego sektora z ciepłownictwem systemowym. W lipcu 2024 r. do porozumienia KET dołączyło kolejnych 18 operatorów, a do końca 2024 r. roku liczba sygnatariuszy karty sięgnęła 28 podmiotów.

W marcu 2024 r. opublikowana została Informacja Prezesa URE nr 15/2024, która stanowiła podstawę dalszych działań na rzecz rozwiązania problemu rosnącej liczby odmów określenia warunków przyłączenia wytwórców do sieci elektroenergetycznej, a także pełniejszego wykorzystania dostępnych mocy przyłączeniowych. W tym samym miesiącu, w siedzibie URE, zorganizowane zostało spotkanie z interesariuszami rynku energii poświęcone tej tematyce. Rozmawialiśmy m.in. o wykorzystaniu przyłączy do sieci w trybie komercyjnym, czy popularyzacji nowych rozwiązań, takich jak np. cable pooling. Efektem spotkania było zainicjowanie pracy zespołów eksperckich, których zadaniem było opracowanie rozwiązań dla wskazanych wyżej zagadnień.

Warto również zaznaczyć, że w ramach prac nad ujednoliceniem i usprawnieniem procesu wydawania warunków przyłączenia do sieci, mimo braku inicjatywy ustawodawczej, kilkakrotnie przedstawiliśmy stronie rządowej konkretne propozycje zmian legislacyjnych, dotyczące m.in. artykułów 7 i 8 ustawy Prawo energetyczne.

W 2024 r., m.in. na skutek kompleksowych nowelizacji Prawa energetycznego i ustawy o odnawialnych źródłach energii z 2023 r., po raz kolejny wzrósł zakres kompetencji Urzędu Regulacji Energetyki. Formalnie zaczęły funkcjonować nowe rejestry i wykazy prowadzone przez Prezesa URE, takie jak Rejestr Klastrow Energii, Wykaz agregatorów oraz Wykaz obywatelskich społeczności energetycznych.

7 marca 2024 r. Regulator udzielił też pierwszej koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii, którą otrzymał pilotażowy projekt wykonany w technologii Agro-Hydro-Energy, „Gaj Oławski 5 AHE”.

W ubiegłym roku po raz pierwszy ukazały się opracowanych przez URE raporty dotyczące: rozwoju polskiego rynku magazynowania energii, oceny potencjału dwukierunkowego ładowania pojazdów elektrycznych i jego wpływu na sieci, a także skali zjawiska redysponowania.

Pod koniec lipca 2024 r. Prezes URE, także po raz pierwszy, wydał wytyczne co do kierunku rozwoju sieci i realizacji Inwestycji Priorytetowych dla operatorów systemów dystrybucyjnych, które powinny zostać uwzględnione w planach rozwoju tych przedsiębiorstw. Realizacja wytycznych ma umożliwić OSD m.in. na uzyskanie dodatkowego zwrotu z nakładów poniesionych na inwestycje sieciowe.

Z punktu widzenia odbiorców indywidualnych niezwykle istotne było udostępnienie na stronach URE stale aktualizowanego zestawienia dostępnych na rynku ofert na sprzedaż energii elektrycznej, a także szeroko zakrojona, ogólnopolska kampania informacyjna dotycząca umów z ceną dynamiczną. Do wyjaśnienia korzyści i ryzyk związanych z nowym typem umów na sprzedaż energii elektrycznej udało nam się bezkosztowo zaangażować nie tylko media, ale także samorządy oraz przewoźników transportu publicznego.

Istotnym dla funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego wydarzeniem było wdrożenie w czerwcu ubiegłego roku drugiego etapu reformy rynku bilansującego, której głównym celem była poprawa wyceny energii elektrycznej na tym rynku i która zauważalnie zmieniła realia jego funkcjonowania.

Trzeba również wspomnieć o przygotowanej przez Regulatora ankiecie podsumowującej dotychczasowe funkcjonowanie rynku mocy, która została przekazana władzom wykonawczym i stała się jednym z elementów przekazanej na początku 2025 r., parlamentowi przez Ministra Klimatu i Środowiska, oceny funkcjonowania mechanizmu mocowego w latach 2018–2024.

Z perspektywy wspólnego rynku energii elektrycznej Unii Europejskiej ważnym wydarzeniem było wejście w życie w maju 2024 r. gruntownej nowelizacji rozporządzenia w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii, znanej jako REMIT II, która zwiększa zakres ochrony przed niedozwolonymi manipulacjami na hurtowym rynku energii UE.

Niewątpliwym powodem do satysfakcji jest znaczące ustabilizowanie sytuacji, po dwóch niezwykle dynamicznych latach, w sektorze ciepłownictwa systemowego, które w dużej mierze zostało osiągnięte dzięki pracy i zaangażowaniu pracowników URE, w tym Oddziałów Terenowych. Stabilizacja ta była przełożona m.in. na znaczący – w stosunku do 2023 r. – spadek liczby prowadzonych w Urzędzie postępowań i wydanych decyzji taryfowych dla przedsiębiorstw ciepłowniczych.

W zakresie regulacji rynku gazu ziemnego warto wspomnieć o wprowadzeniu konta regulacyjnego dla przedsiębiorstw prowadzących działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji i magazynowania paliw gazowych, a także skraplania gazu ziemnego i jego regazyfikacji, którego saldo będzie uwzględniane przy wyliczaniu obowiązujących je taryf.

W odniesieniu do rynku paliw ciekłych należy natomiast przypomnieć o wciąż nierozwiązanych problemach z nieprawidłowym funkcjonowaniem elektronicznego systemu sprawozdawczego Platforma Paliwowa, co znacząco utrudnia nadzorowanie przez Prezesa URE działalności podmiotów z tej branży.

Urząd Regulacji Energetyki w 2024 r. po raz kolejny zapewnił rekordowe wpływy do budżetu państwa: w ubiegłym roku wyniosły one blisko 310 mln zł i stanowiły 121 proc. założonego planu. Dochody w ponad 80 proc. pochodziły z opłat wnoszonych przez koncesjonowane przedsiębiorstwa energetyczne. Jednocześnie dochody przekazane przez URE do budżetu były prawie trzyipółkrotnie wyższe od środków wydatkowanych na utrzymanie Urzędu.

Niezmienne aktualny pozostaje postulat większego wsparcia finansowego Regulatora. Poszerzający się zakres odpowiedzialności i kompetencji, a także konieczność budowy nowych oraz modernizacji istniejących narzędzi teleinformatycznych niewątpliwie wymagają zwiększenia budżetu URE, tak aby

mógł on skutecznie realizować swoje zadania, bez ryzyka niedoborów kadrowych czy nieprawidłowego działania administrowanych systemów.

Szanowni Państwo, „Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki” zawiera wiele ważnych informacji obrazujących aktualną sytuację na rynku energii elektrycznej, ciepła oraz paliw ciekłych i gazowych. Zapewne i w tym roku publikacja ta będzie źródłem wielu interesujących analiz eksperckich i materiałów prasowych. Życzę Państwu zajmującej lektury.

Rafał Gawin, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki

Część I.

PREZES URE **– INSTYTUCJA REGULACYJNA**



Status prawny

Zatrudnienie

Budżet

Ustawowe obowiązki

1. STATUS PRAWNY I USTAWOWE OBOWIĄZKI PREZESA URE

Prezes URE od 1997 r. realizuje szeroko rozumianą regulację sektorów paliw i energii wpisaną w zakres polityki energetycznej Państwa. Organowi temu, jako niezależnemu regulatorowi, zostały powierzone zadania z zakresu reglamentacji i regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji, w tym w kontekście potrzeby zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, paliwowego i gazowego państwa. Szybkość zmian funkcjonowania szeroko postrzeganego rynku energetycznego wymusiła także zmiany w obowiązującym prawie, co znalazło odzwierciedlenie w przepisach intensyfikujących rozwój odnawialnych źródeł energii oraz zabezpieczających ciągłość dostaw paliw i energii do odbiorców.

Charakter i zakres kompetencji Prezesa URE ulega ciągłym modyfikacjom i poszerzaniu. Obecnie – na skutek m.in. postępującego rozwoju konkurencji na rynku energii i gazu – charakter zadań organu regulacyjnego ewoluuje w kierunku określonego w prawie europejskim, a w ślad za nim w prawie krajowym, podziału uprawnień i obowiązków pomiędzy bezpieczeństwem, rozwojem rynku i zrównoważonym rozwojem. Przybiera to zatem, oprócz działań *stricte* regulacyjnych, postać szeroko pojętego monitoringu funkcjonowania regulowanych sektorów, wsparcia istotnych aspektów ich rozwoju (m.in. promocja kogeneracji, efektywności energetycznej i odnawialnych źródeł energii), oraz zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, wsparcia przemysłów energochłonnych i elektromobilności, promowania konkurencji, kontroli i sprawozdawczości wynikającej m.in. z obowiązku realizacji współpracy międzynarodowej. Natomiast sukcesywne rozszerzenie kompetencji kontrolnych, skutkuje wyposażeniem Prezesa URE w uprawnienia typowo inspekcyjne czy wręcz „operacyjne” (REMIT). Pamiętać również należy, że na regulacje krajowe przekładają się zmiany uwarunkowań zewnętrznych związanych z polityką realizowaną przez Unię Europejską, które wraz z przyjętą krajową polityką energetyczną, determinują poszerzanie obszarów podlegających właściwości rzeczowej Prezesa URE.

W związku ze stale rosnącą liczbą zadań realizowanych przez Regulatora, pojawiła się potrzeba wzmocnienia składu Kierownictwa URE. Prezes URE po przeprowadzaniu otwartego naboru, powołał 30 października 2024 r. Renatę Mroczek na stanowisko Wiceprezesa URE. Nastąpiło to po przeszło dziesięcioletniej przerwie w obsadzie tego stanowiska (poprzedni Wiceprezes URE został odwołany z dniem 1 czerwca 2014 r.).

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. Wiceprezes URE zastępuje również Prezesa URE pod jego nieobecność.

Szczegółowy zakres obowiązków i kompetencji organu, za które odpowiada Wiceprezes, został określony w Regulaminie Organizacyjnym URE¹.

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.

Ustawa – Prawo energetyczne w ciągu dwudziestu siedmiu lat obowiązywania była wielokrotnie nowelizowana (kilkadziesiąt razy), dziesięciokrotnie też ogłoszono jej tekst jednolity. W roku sprawozdawczym miała miejsce kolejna istotna zmiana tej ustawy, jak również szereg pomniejszych, o czym niżej. Wielokrotne nowelizacje tej ustawy czynią jej strukturę, jak i poszczególne przepisy, coraz bardziej złożonymi, co skutkuje występowaniem licznych rozbieżności i wątpliwości interpretacyjnych na etapie

¹ <https://bip.ure.gov.pl/bip/status-prawny-i-kompete/10,Regulamin-organizacyjny-Urzedu-Regulacji-Energetyki.html>

postępowania administracyjnego, co następnie przekłada się na etap sporów sądowych. Ma to istotny wpływ na konieczność podejmowania decyzji nie tylko w złożonych stanach faktycznych, ale i prawnych.

Rok 2024 był kolejnym rokiem intensywnych prac legislacyjnych. Prezes URE uczestniczył w opiniowaniu 97 projektów aktów prawnych prawa krajowego i europejskiego. Prace nad niektórymi projektami nie zostały zakończone w roku sprawozdawczym i są kontynuowane w 2025 r.

W ubiegłym roku uchwalone zostały dwie bardzo obszerne nowelizacje ustawy – Prawo energetyczne i ustawy OZE, oraz kilkanaście nowelizacji pozostałych ustaw kształtujących podstawowe zadania realizowane przez Prezesa URE. Na trudności w stosowaniu prawa energetycznego *sensu largo* wpływa coraz bardziej zauważalny trend, polegający na umieszczaniu przepisów epizodycznych dotyczących omawianego obszaru w przepisach przejściowych bądź w przepisach niezwiązanych z szeroko rozumianym prawem energetycznym. Taką praktykę uznać należy za niepożądaną. Nadal widoczna jest tendencja do istotnego zwiększania obowiązków regulacyjnych i nakładania na Prezesa URE nowych zadań bez stosownego zabezpieczenia finansowania na poprawę możliwości realizacyjnych tych zadań. Powszechna stała się praktyka niezabezpieczenia środków na realizację nowych zadań skutkująca strukturalnym niedofinansowaniem organu. Przekłada się to nie tylko na brak możliwości pozyskania nowych pracowników i organizację miejsc pracy, ale także na chroniczny odpływ pracowników, którzy nabyli doświadczenie w obszarach regulowanych². Brak finansowania nowych zadań związany jest ponadto z brakiem możliwości opracowania i wdrożenia narzędzi informatycznych, co w efekcie może prowadzić do wydłużenia procedur.

Przepisy są niejednokrotnie sformułowane w sposób budzący wątpliwości interpretacyjne lub niepełny, np. nie zawierają terminu realizacji obowiązku, precyzyjnych przepisów intertemporalnych, czy sankcji za niewywiązywanie się z nałożonych obowiązków. Takie sytuacje skutkują wykonaniem obowiązków jedynie przez część adresatów, zaś Prezes URE nie ma wielokrotnie narzędzi regulacyjnych (nie tylko kadrowych) do wyegzekwowania tych obowiązków. Stanowi to zagrożenie zarówno dla działalności Prezesa URE, jak i adresatów tych norm. Utrwała się zatem tendencja polegająca na rozpraszaniu zadań regulatora w licznych ustawach odrębnych. W dalszym ciągu nasila się, obserwowane od kilku już lat, rozszerzanie kompetencji Prezesa URE w odrębnych aktach prawnych nieodnoszących się do zakresu objętego działaniami regulacyjnymi tego organu. Taka sytuacja powoduje, że przedsiębiorca staje się „ofiara stanu systemu prawnego, nadmiernej regulacji i panującej od lat hipertrofii prawa, skojarzonej zresztą z jego nieczytelnością. Nie ulega kwestii, iż powód działając w innej branży nie miał podstaw do przypuszczeń, iż jego sytuację będą kształtować przepisy prawa energetycznego – ustawy oraz aktów wykonawczych do niej.”³, na co coraz częściej zwracają uwagę sądy orzekające w sprawach z zakresu regulacji energetyki, zwłaszcza w stosunku do podmiotów nie prowadzących działalności *stricto* energetycznej.

Konsekwencją zmieniającego się postrzegania charakteru rynków energetycznych, kształtowanych modyfikowanymi nieustająco przepisami, jest zmiana nadzoru nad rynkami regulowanymi. Prezes URE musi stale zmieniać charakter nadzoru nad tymi rynkami. Zmieniające się warunki zewnętrzne skutkują modyfikacjami działań Prezesa URE, aby jak najpełniej realizował powierzone zadania. Coraz większą rolę odgrywa monitorowanie rynków regulowanych, a nie wyłącznie ich regulowanie. W minionym roku Prezesowi URE rozszerzono zakres zadań np. w obszarze wodoru, które mają na celu dostosowanie regulacji prawnych do zmian zachodzących na rynkach paliw i energii.

Szczegółowy opis powyższych działań zostanie przedstawiony w dalszej treści Sprawozdania.

Kompetencje Prezesa URE nadal są ulokowane w zróżnicowanych aktach prawnych, regulujących wyodrębnione segmenty rynku. Ze względu na podział kompetencyjny w ramach komórek organizacyjnych URE, poszczególne zadania wynikające z poniżej wymienionych ustaw zostały

² Szczegółowe informacje dotyczące zatrudnienia w URE oraz zgłaszanego przez Prezesa URE zapotrzebowania na etaty na realizację nowych zadań, znajdują się w Aneksie (tab. A4).

³ Tak Sąd Apelacyjny w Warszawie w wyrokach z: 30 grudnia 2024 r., sygn. akt VII AGa 265/24, 13 lutego 2025 r., sygn. akt VII AGa 1122/21.

szczegółowo opisane w dalszej części Sprawozdania, w tym miejscu wypada poprzestać jedynie na wskazaniu aktów prawnych zawierających kompetencje Prezesa URE:

- 1) ustawa – Prawo energetyczne,
- 2) ustawa OZE,
- 3) ustawa o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (MFW),
- 4) ustawa o rynku mocy,
- 5) ustawa o efektywności energetycznej,
- 6) ustawa o CHP,
- 7) ustawa o biopaliwach,
- 8) ustawa o zapasach,
- 9) ustawa o rozwiązywaniu KDT,
- 10) ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych,
- 11) ustawa o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw,
- 12) ustawa o statystyce,
- 13) ustawa o zamówieniach publicznych,
- 14) ustawa o systemie rekompensat,
- 15) ustawa ADR,
- 16) ustawa o obrocie instrumentami finansowymi,
- 17) ustawy epizodyczne o wsparciu odbiorców na rynkach paliw i energii.

Należy również wskazać, że w 2024 r. Prezes URE realizował zadania wynikające z rozporządzeń unijnych, których wydanie miało na celu przyspieszenie procesu budowy wspólnego rynku energii elektrycznej oraz wspólnego rynku gazu tj.:

- 1) rozporządzenie 543/2013,
- 2) rozporządzenie 715/2009,
- 3) rozporządzenie 2015/1222,
- 4) rozporządzenie 2016/631,
- 5) rozporządzenie 2016/1388,
- 6) rozporządzenie 2016/1447,
- 7) rozporządzenie 2016/1719,
- 8) rozporządzenie 2017/1485,
- 9) rozporządzenie 2017/1938,
- 10) rozporządzenie 2017/2195,
- 11) rozporządzenie 2017/2196,
- 12) rozporządzenie BAL,
- 13) rozporządzenie CAM,
- 14) rozporządzenie IO,
- 15) rozporządzenie NC TAR,
- 16) rozporządzenie REMIT,
- 17) rozporządzenie 2019/941,
- 18) rozporządzenie 2019/942,
- 19) rozporządzenie 2019/943,
- 20) rozporządzenie 2022/869,
- 21) rozporządzenie 2022/2576.

2. NOWY ZAKRES KOMPETENCYJNY PREZESA URE

W 2024 r. miała miejsce istotna nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne, dokonana [ustawą z 21 listopada 2024 r.](#)⁴, która stworzyła ramy prawne dla funkcjonowania i rozwoju rynku wodoru na poziomie krajowym.

W tym zakresie włączono wodór do kategorii paliw, poddając go reżimowi prawnemu paliw. Rozszerzono definicje: (1) sprzedaży paliw, (2) zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną, paliwa gazowe, (3) wytwarzania, a także poszerzono zakres definicji paliw gazowych o domieszkę wodoru.

Doprecyzowano także definicję magazynowania energii odnoszącej się do innej postaci energii niż energia elektryczna. Wprowadzono definicje wodoru niskoemisyjnego, wodoru odnawialnego, wodoru odnawialnego pochodzenia niebiologicznego, sieci przesyłowej wodorowej, sieci dystrybucyjnej wodorowej, sieci wodorowej ograniczonej geograficznie, systemu wodorowego, użytkownika systemu wodorowego, przesyłania wodoru, dystrybucji wodoru, magazynowania wodoru, lokalnego magazynowania wodoru, instalacji magazynowej wodoru, małej instalacji magazynowej wodoru oraz operatora systemu przesyłowego wodorowego, operatora systemu dystrybucyjnego wodorowego, operatora systemu magazynowania wodoru i operatora systemu połączonego wodorowego, regulując tym samym podstawowe elementy infrastruktury i funkcjonowania rynku wodoru. Uregulowano prawa i obowiązki uczestników rynku wodoru oraz Prezesa URE⁵, przez wprowadzenie zasad certyfikowania i wyznaczania operatorów systemów wodorowych, określenie zakresu ich obowiązków oraz zasad rozdziału właścicielskiego⁶, a także wprowadzenie obowiązku świadczenia usług przesyłania wodoru, dystrybucji wodoru i magazynowania wodoru przez przedsiębiorstwa energetyczne⁷.

Umożliwiono działanie operatora systemu przesyłowego wodorowego albo operatora systemu połączonego wodorowego w ramach jednego podmiotu wspólnie z operatorem systemu przesyłowego gazowego, natomiast w zakresie dystrybucji stworzono możliwość udostępniania środków trwałych przez właścicieli sieci dystrybucyjnych gazowych, operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych, operatorów systemów dystrybucyjnych wodorowych innym operatorom systemów dystrybucyjnych wodorowych w ramach tej samej grupy przedsiębiorstw. Uregulowano także kwestie dotyczące magazynowania wodoru, a także instalacji magazynowych wodoru, w tym podmiotu odpowiedzialnego za eksploatację instalacji magazynowych wodoru. Wprowadzono obowiązek uzyskania koncesji na działalność związaną z magazynowaniem wodoru, z wyjątkiem lokalnego magazynowania wodoru w małych instalacjach magazynowych, obowiązek uzyskania wyznaczenia na operatora systemu magazynowania wodoru oraz obowiązek uzyskania wpisu do rejestru instalacji magazynowych wodoru, który został wprowadzony w celu zapewnienia właściwego monitorowania rozwoju rynku. Wprowadzono obowiązek uzyskania koncesji na działalność związaną z obrotem wodorem (wyjątkiem jest sytuacja, jeżeli roczna wartość obrotu nie przekracza równowartości 10 000 000 euro).

Nowelizacja wprowadziła także 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 określa charakterystykę sieci wodorowej ograniczonej geograficznie.

⁴ 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 i paliwach alternatywnych.

⁵ Art. 4, art. 4ca, art. 4e³, art. 4j, art. 5, art. 7, art. 7a, art. 9c, art. 9h-9h² i art. 23 ustawy – Prawo energetyczne.

⁶ Art. 9d ustawy – Prawo energetyczne.

⁷ Art. 4 ustawy – Prawo energetyczne.

Ustawa, poprzez krajowe normy prawne, daje podstawy do rozwoju w zakresie paliw wodorowych oraz zapewnia zgodność krajowych regulacji dotyczących wodoru ze Strategią wodorową UE.

W zakresie nowelizacji ustawy OZE wprowadzono definicję wodoru odnawialnego poprzez odwołanie do Prawa energetycznego i objęto wodór odnawialny transportowany sieciami wodorowymi przez operatora systemu przesyłowego wodorowego, operatora systemu dystrybucyjnego wodorowego lub operatora systemu połączonego wodorowego gwarancjami pochodzenia.

Ustawę o elektromobilności i paliwach alternatywnych dostosowano w zakresie definicji wprowadzonych w ustawie – Prawo energetyczne, celem zachowania spójności pojęć oraz liczby stacji wodoru oferujących do tankowania wyłącznie wódór odnawialny i wódór odnawialny pochodzenia niebiologicznego.

W konsekwencji powyższych zmian rozszerzeniu uległ zakres kompetencji Prezesa URE, co znalazło wyraz wprost w treści art. 23 ustawy – Prawo energetyczne. Zgodnie ze zmienionym brzmieniem tego przepisu, Prezes URE uzyskał dodatkowe uprawnienia do wyznaczania operatorów systemu przesyłowego wodorowego, systemu dystrybucyjnego wodorowego, operatora systemu magazynowania wodoru lub operatora systemu połączonego wodorowego (lub odmowy takiego wyznaczenia), kontrolowania parametrów jakościowych m.in. wodoru oraz monitorowania funkcjonowania systemu wodorowego. Rozszerzeniu uległ też zakres prowadzonych przez Prezesa URE rejestrów i wykazów o rejestr operatorów wodorowych, wykaz podmiotów ubiegających się o wyznaczenie operatorem systemów wodorowych, oraz podmiotów którym wyznaczenie cofnięto, wygaszono oraz wobec których umorzono postępowanie. 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.

Podkreślenia wymaga, że chociaż ustawa powyższa została ogłoszona w 2024 r., to większość przepisów weszła w życie w 2025 r.

Kolejną równie istotną nowelizacją kluczowych z punktu widzenia regulatora przepisów jest [ustawa z 27 listopada 2024 r.](#)⁸ wspierająca rozwój energetyki prosumenckiej poprzez zmodyfikowanie mechanizmu rozliczeń prosumentów w systemie net-billing oraz dostosowanie przepisów krajowych do rozporządzeń i wytycznych Komisji Europejskiej. Do najistotniejszych uchwalonych zmian należą:

- dostosowanie programów pomocowych dotyczących ulg dla odbiorców energochłonnych w odniesieniu do obowiązku umarzania świadectw pochodzenia, ulg w opłacie OZE oraz ulg w opłacie kogeneracyjnej,
- uzupełnienie mechanizmu zapobiegającego kumulacji wsparcia⁹,
- wprowadzenie tzw. mechanizmu warunkowości, uzależniającego skorzystanie z ulg od ograniczenia emisji gazów cieplarnianych¹⁰, który będzie można wypełnić: realizując przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej, dla których okres zwrotu nakładów nie przekracza 3 lat, lub zużywając na własne potrzeby min. 30 proc. bezemisyjnej energii, lub ponosząc wydatki na ograniczenie emisji,
- monitorowanie beneficjentów objętych obowiązkiem przeprowadzenia audytu energetycznego pod kątem realizacji zaleceń wynikających z audytu,
- wprowadzenie opłaty wyrównawczej, która będzie obliczana przez odbiorców energochłonnych¹¹.

Dostosowano systemy FIT i FIP w obszarze zastosowania progów określonych w art. 5 ust. 2 lit. b lub art. 5 ust. 4 rozporządzenia rynkowego, poprzez wprowadzenie ograniczeń w zakresie możliwego do otrzymania wsparcia w odniesieniu do instalacji służących do wytwarzania energii o mocy

⁸ Ustawę zmieniono także ustawy: z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane, ustawę – Prawo energetyczne, ustawę z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska, ustawę o CHP, ustawę MFW, ustawę z dnia 14 kwietnia 2023 r. o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie elektrowni szczytowo-pompowych oraz inwestycji towarzyszących oraz ustawę z dnia 17 sierpnia 2023 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw.

⁹ Art. 39a ust. 1a ustawy OZE.

¹⁰ Art. 54a ust. 2 ustawy OZE.

¹¹ Art. 53a ustawy OZE.

zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 400 kW, a dla instalacji uruchamianych po 1 stycznia 2026 r. – nie większej niż 200 kW.

Wprowadzono regulacje, zgodnie z którymi instalacje do 400/200 kW mogą uzyskiwać prawo do gwarantowanego odbioru energii przez sprzedawcę zobowiązanego oraz zostać zwolnione z obciążeń finansowych w zakresie bilansowania handlowego. W konsekwencji zmianie uległy artykuły ustawy OZE: w obszarze energii elektrycznej (art.: 39, 43, 70a, 70b, 70e, 79, 81-83, 92-94, 104) oraz w obszarze biometanu (art.: 83m, 83p-r).

Ustawa wprowadza przepisy przejściowe, regulujące 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).

W związku z rozszerzeniem obowiązków, do art. 168 ustawy OZE wprowadzono nowe sankcje uwzględniające sytuację, w której odbiorca przemysłowy nie uiścił opłaty wyrównawczej w obowiązującym terminie lub nie przekazał w terminie Prezesowi URE sprawozdania potwierdzającego wykonanie obowiązku ograniczenia emisji gazów cieplarnianych lub poprawy efektywności energetycznej.

Omawianą ustawą zmieniono także ustawę o CHP poprzez usunięcie definicji paliw stałych i zastąpienie jej definicją paliw węglowych z enumeratywnym katalogiem tych paliw. Zmiana ta, w zestawieniu z kolejnymi zmianami w obowiązujących przepisach odnoszących się do poszczególnych rodzajów wsparcia, ma na celu uniemożliwienie korzystania z pomocy, w ramach mechanizmu wsparcia energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, jednostek kogeneracji opalanych paliwami węglowymi.

Celem dostosowania przepisów krajowych do znowelizowanego rozporządzenia 2022/2577 dokonano także zmiany ustawy – Prawo energetyczne poprzez skrócenie terminu na wydanie warunków przyłączenia dla instalowanych na budynku instalacji wykorzystujących energię promieniowania słonecznego do wytwarzania energii, wyposażonych albo niewyposażonych w magazyn energii elektrycznej. W zakresie koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej lub koncesji na wytwarzanie ciepła lub koncesji na magazynowanie energii elektrycznej, wprowadzono 30-dniowy termin na jej wydanie dla instalowanych na budynku instalacji OZE wykorzystujących energię promieniowania słonecznego do wytwarzania energii o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW lub wchodzących w ich skład magazynów energii elektrycznej, w rozumieniu art. 3 pkt 10k ustawy – Prawo energetyczne o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 10 MW oraz dla pomp ciepła o mocy zainstalowanej większej niż 5 MW i nie większej niż 50 MW.

Ustawą o bonie energetycznym została dodana nowa kompetencja Prezesa URE, określona w art. 45aa ustawy – Prawo energetyczne stanowiąca, że Prezes URE ma prawo wglądu do dokumentów oraz żądania przedstawienia dokumentów lub informacji od właściciela lub zarządcy budynku wielolokalowego¹², 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 informacyjnych¹³.

Na uwagę zasługuje także [ustawa z 18 grudnia 2024 r.](#) Ustawa ta ma na celu dostosowanie regulacji krajowych do rozporządzenia wykonawczego Komisji (UE) 2024/2522 z dnia 23 września 2024 r. zmieniającego załącznik I do rozporządzenia Rady (EWG) nr 2658/87 w sprawie nomenklatury taryfowej i statystycznej oraz w sprawie Wspólnej Taryfy Celnej¹⁴. Nowelizacja ta wprowadziła zmianę kodu CN dla czystego oleju napędowego. Aktualny dla tego oleju napędowego kod CN 2710 19 43 został zastąpiony dwoma nowymi kodami:

¹² O których mowa w art. 45a ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne.

¹³ O których mowa w art. 45a ust. 4a i art. 45c ustawy – Prawo energetyczne.

¹⁴ Dz. Urz. UE L 2024/2522.

- 1) CN 2710 19 42 – dla oleju napędowego o zawartości węgla biogenicznego co najmniej 80 proc. masy,
- 2) CN 2710 19 44 – dla pozostałych olejów napędowych.

W wyniku tej ustawy, koniecznym się stało wydanie przez Prezesa URE ok. 3 500 decyzji zmieniających z urzędu koncesje na rynku paliw ciekłych w tym zakresie.

Ostatnie lata przyniosły wiele zmian w zakresie kompetencji Prezesa URE, który nieustannie jest poszerzany o kolejne obowiązki w różnych obszarach. Zgodnie z obowiązującymi standardami i najlepszymi praktykami, w analizie oceny skutków regulacji (OSR) należy wskazać skutki proponowanych regulacji, w tym szacowane – według metody analizy kosztów – obciążenia związane z realizacją nowych zadań. URE przedstawiało rzetelnie szacunki (wraz z uzasadnieniem) skutków wprowadzanych przepisów. Ustawodawca niestety najczęściej nie zagwarantował Prezesowi URE środków na realizację nowych zadań (środków na utworzonych i wyposażenie stanowisk pracy dla pracowników mających realizować nowe obowiązki, ani środków na narzędzia potrzebne do wykonywania tych zadań (w tym informatyczne)). Dla przykładu realizacja tylko trzech ustaw¹⁵ wprowadzających najistotniejsze z punktu widzenia poszerzania obowiązków regulatora zmiany w Prawie energetycznym i ustawie OZE, wymagała w ocenie URE ponad 100 etatów, na utworzenie których nie przyznano środków finansowych.

Prezesowi URE nie zapewniono środków finansowych na realizację wielu nowych obowiązków, m.in. na:

- 1) prowadzenie porównywarki ofert sprzedaży energii dla odbiorców energii elektrycznej,
- 2) prowadzenie wykazu agregatorów,
- 3) prowadzenie wykazu obywatelskich społeczności energetycznych,
- 4) prowadzenie rejestru klastrów energii,
- 5) przeprowadzanie postępowania projektowego w ramach tzw. piaskownicy regulacyjnej, udzielanie odstępstw od stosowania przepisów, kontrola działań podmiotów, którym przyznano odstępstwa,
- 6) określanie wytycznych dotyczących kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych, które mają zostać uwzględnione w planach rozwoju sieci oraz kontrolowanie wykonywania realizacji planów rozwoju sieci w zakresie realizacji wytycznych,
- 7) rozpatrywanie zgłoszeń od odbiorców końcowych dot. naruszenia obowiązków przez operatorów systemu elektroenergetycznego,
- 8) wydawanie nowych gwarancji pochodzenia (wodór, biometan, ciepło, chłód),
- 9) realizację zadań związanych z przystąpieniem i uczestnictwem Prezesa URE w pracach stowarzyszenia Association of Issuing Bodies,
- 10) obsługę systemów wsparcia operacyjnego: aukcyjnego oraz FIT/FIP, a także rozszerzony zakres kontroli,
- 11) prowadzenie szerokiego monitoringu rynku detalicznego, o którym mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18b tj. monitorowanie:
 - a) poziomu i skuteczności otwarcia rynku i konkurencji na poziomie hurtowym i detalicznym, w tym na giełdach energii elektrycznej;
 - b) cen dla odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych, w tym przedpłatowej formy rozliczeń realizowanych za pomocą liczników zdalnego odczytu skomunikowanych z systemem pomiarowym;
 - c) zawierania i stosowania umów z cenami dynamicznymi energii elektrycznej, ofert sprzedawców energii elektrycznej, wpływu tych umów i ofert na ceny i stawki opłat dla odbiorców w gospodarstwach domowych, a także szacowanie ryzyk związanych z tymi umowami oraz publikowanie, w terminie do dnia 30 maja każdego roku, raportu z tego monitorowania;

¹⁵ Ustawa z 28 lipca 2023 r., ustawa z 17 sierpnia 2023 r., ustawa z 27 listopada 2024 r.

- d) opłat za usługi w zakresie utrzymania systemu elektroenergetycznego i wykonania tych usług;
 - e) stosunku cen stosowanych przez sprzedawców energii elektrycznej dla odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych do cen hurtowych energii elektrycznej;
 - f) kształtowania się taryf i opłat za świadczenie usług dystrybucyjnych;
 - g) skarg zgłaszanych przez odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych;
 - h) zakłóceń lub ograniczeń konkurencji, w tym przez dostarczanie stosownych informacji oraz przekazywanie Prezesowi UOKiK istotnych przypadków tych zakłóceń lub ograniczeń;
 - i) występowania restrykcyjnych praktyk umownych, w tym klauzul wyłączności, które mogą uniemożliwiać odbiorcom jednocześnie zawieranie umów z więcej niż jednym sprzedawcą lub ograniczać ich wybór w tym zakresie, a w przypadku gdy uzna to za konieczne, powiadamianie o takich praktykach Prezesa UOKiK;
 - j) usuwania nieuzasadnionych przeszkód i ograniczeń w rozwijaniu zużycia wytworzonej we własnym zakresie energii elektrycznej i rozwoju obywatelskich społeczności energetycznych,
 - k) realizacji projektów, o których mowa w art. 24d ust. 1;
 - l) funkcjonowania partnerskiego handlu energią z odnawialnych źródeł energii, w tym w zakresie prawnych i organizacyjnych barier jego rozwoju,
- 12) wydawanie zaleceń dotyczących zapewnienia zgodności cen sprzedaży energii elektrycznej z wymogami konkurencji,
 - 13) sporządzenie raportu z monitorowania wpływu umów z ceną dynamiczną na ceny i stawki opłat dla odbiorców w gospodarstwach domowych, a także szacowanie ryzyk związanych z tymi umowami,
 - 14) zapewnianie ustalenia zasad dotyczących zamawiania usług elastyczności oraz wymogów związanych z tymi usługami w uzgadnianych bądź zatwierdzanych dokumentach,
 - 15) żądanie zmiany umów o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej zawartych między sprzedawcą a operatorem, monitorowanie treści zawieranych umów,
 - 16) publikację szczegółowego wykazu linii bezpośrednich i ich parametrów technicznych wraz z obowiązkiem publikowania zmian danych zawartych w tym wykazie,
 - 17) zatwierdzanie taryf operatorów uwzględniających koszty wynikające z udzielanych zamówień na usługi elastyczności, w tym koszty technologii informacyjnych i komunikacyjnych, koszty infrastruktury oraz inne niezbędne koszty związane z udzielaniem zamówień na te usługi oraz dodatkową analizę kosztów związanych z planowanymi środkami na wypłatę odszkodowania w procesie taryfowym,
 - 18) realizację zadań dot. magazynów energii, tj. przeprowadzanie konsultacji dot. istniejących magazynów, wydawanie decyzji dot. przekazania magazynów, wydawanie decyzji dot. wyrażenia zgody na przeprowadzenie przez operatora procedury przetargowej.

Zaznaczenia wymaga, że rosnące obciążenie URE wynika nie tylko z nakładania nowych obowiązków, ale także z rosnącej liczby zadań (postępowań) realizowanych w ramach posiadanych już kompetencji.

3. FUNKCJONOWANIE URZĘDU

3.1. ZATRUDNIENIE

Urząd Regulacji Energetyki na koniec 2024 r. zatrudniał 423 osoby, w tym 271 kobiet i 152 mężczyzn. Wśród pracowników 378 osób (89,4 proc.) to członkowie korpusu służby cywilnej, których zatrudnienie reguluje ustawa z dnia 21 listopada 2008 r. o służbie cywilnej, 43 osoby (10,2 proc.) to pracownicy tzw. niemożnikowi, w tym Koordynator ds. negocjacji przy Prezesie URE i osoby zatrudnione na stanowiskach pomocniczych, robotniczych i obsługi, na podstawie przepisów ustawy z dnia

16 września 1982 r. o pracownikach urzędów państwowych, dwie osoby zajmujące kierownicze stanowiska państwowe według zasad określonych w ustawie z dnia 31 lipca 1981 r. o wynagrodzeniu osób zajmujących kierownicze stanowiska państwowe. Średnia wieku pracowników w Urzędzie w 2024 r. wyniosła 46 lat, średni ogólny staż pracy – ponad 15 lat, średni staż pracy w URE – ponad dziewięć lat.

Dodatkowe informacje dotyczące zatrudnienia w URE znajdują się w Aneksie (rys. A1-A2).

3.2. BUDŻET

Plan dochodów i wydatków na 31 grudnia 2024 r. dla części 50 – Urząd Regulacji Energetyki wynosił:

- dochody: 256 000 tys. zł,
- wydatki: 92 002 tys. zł.

Wykonanie budżetu Urzędu wyniosło:

- dochody przekazane do budżetu państwa: 309 735 tys. zł, tj. 121,0 proc. planu,
- wydatki ogółem: 89 769 tys. zł, tj. 97,6 proc. planu.

Dochody przekazywane przez URE do budżetu są o 245,0 proc. wyższe od środków wydatkowanych na utrzymanie Urzędu.

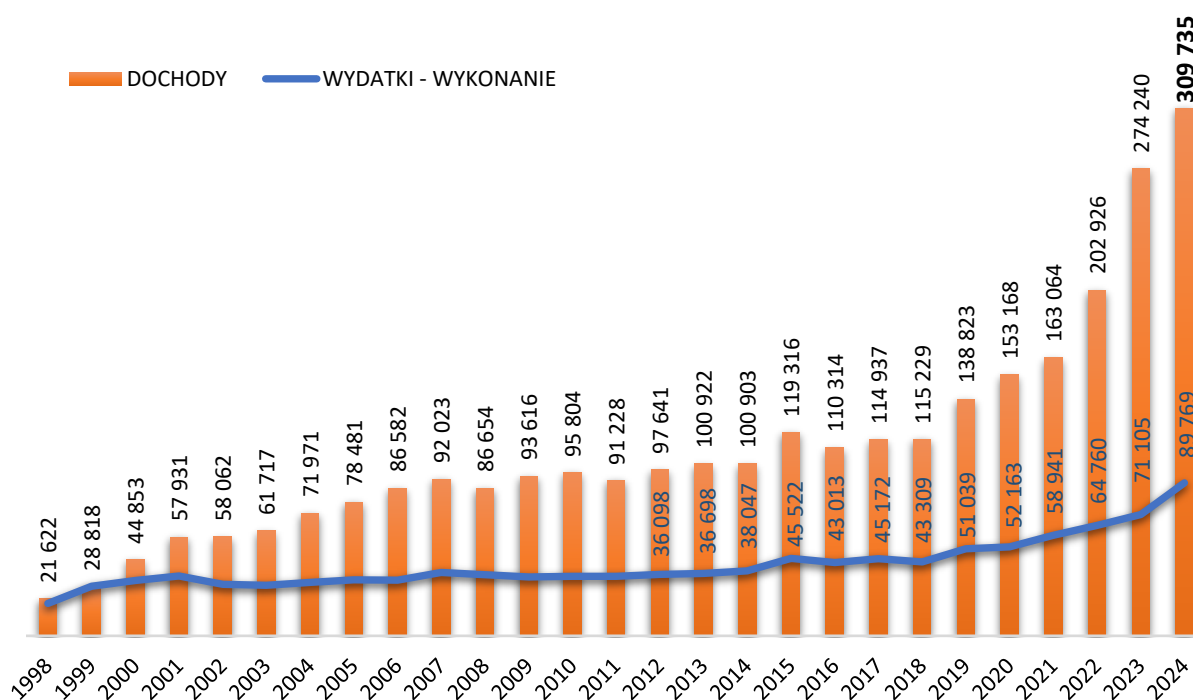
Dochody budżetu państwa wykonane przez URE

Na 2024 r. Urząd planował wykonanie dochodów w wysokości 256 000 tys. zł. Zrealizowano je w wysokości 309 735 tys. zł, tj. 121,0 proc. planu ogółem.

Dochody realizowane przez URE pochodzą głównie z corocznych opłat wnoszonych przez przedsiębiorstwa energetyczne, którym udzielono koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, magazynowania, przesyłania, dystrybucji oraz obrotu paliwami i energią i wynosiły 248 596 tys. zł, tj. 80,3 proc. dochodów ogółem oraz kar pieniężnych nakładanych przez Prezesa URE na przedsiębiorstwa energetyczne w wysokości 52 711 tys. zł, tj. 17,0 proc. dochodów ogółem.

Opłaty te są uzależnione od przychodów przedsiębiorstw energetycznych osiągniętych z działalności objętej koncesją. Opłaty koncesyjne mają ograniczenia kwotowe. Opłata minimalna wynosiła 1 000 zł, a maksymalna 2 500 000 zł, przy czym część podmiotów, którym Prezes URE udzielił koncesji, korzysta ze zwolnienia z wnoszenia opłaty (np. wytwarzanie energii w źródłach odnawialnych o mocy poniżej 5 MW).

Szczegółowe dane dotyczące struktury dochodów zawarte są w Aneksie (rys. A3).

Rysunek 1. Dochody odprowadzone przez URE do budżetu państwa oraz wydatki URE w latach 1998–2024 [tys. zł]

Źródło: URE.

Wydatki

W 2024 r. Urząd realizował wydatki budżetowe w rozdziale 75001 Urzędy naczelnych i centralnych organów administracji rządowej. Budżet URE na rok 2024 po zmianach, na 31 grudnia 2024 r., wynosił 92 002 tys. zł. Wykonanie wydatków wyniosło 89 769 tys. zł, tj. 97,6 proc. planu.

Największą pod względem wielkości realizacji pozycją wydatków bieżących Urzędu były wynagrodzenia wraz z pochodnymi, które wyniosły 66 131 tys. zł i stanowiły 73,7 proc. poniesionych wydatków ogółem oraz wydatki związane z najmem pomieszczeń biurowych w wysokości 9 250 tys. zł, tj. 10,3 proc. wydatków ogółem.

Wszystkie wydatki dokonywane były w sposób celowy i oszczędny, zgodnie z przyjętymi w Urzędzie procedurami umożliwiającymi terminową realizację zadań oraz w granicach kwot ustalonych w planie po zmianach. Umowy, których przedmiotem były dostawy towarów i usług, zawierane były na zasadach określonych w ustawie o zamówieniach publicznych.

Szczegółowe dane dotyczące struktury wydatków zawarte są w Aneksie (rys. A4, tab. A1).

Część II.

ELEKTROENERGETYKA

Wytwarzanie

Magazynowanie

Przesyłanie i dystrybucja

Rynek hurtowy

Bezpieczeństwo dostarczania energii

Rynek detaliczny

OZE, kogeneracja, energochłonność

Wymiana transgraniczna

1. NAJWAŻNIEJSZE WYDARZENIA MAJĄCE WPŁYW NA DZIAŁALNOŚĆ REGULATORA W 2024 R.

9 września 2024 r. do wykazu agregatorów wpisano pierwszy podmiot – Photon Energy Trading PL Sp. z o.o. z Poznania. Instytucję agregatora wprowadziła ustawa z 28 lipca 2023 r., nowelizująca Prawo energetyczne. Agregator to uczestnik rynku działający na rynku energii elektrycznej zajmujący się agregacją. Jest to działalność polegająca na łączeniu wielkości mocy lub energii elektrycznej oferowanej przez odbiorców, wytwórców energii elektrycznej lub posiadaczy magazynów energii elektrycznej, z uwzględnieniem zdolności technicznych sieci, do której są przyłączeni, w celu sprzedaży energii elektrycznej, świadczenia usług systemowych lub usług elastyczności na rynkach energii elektrycznej. Każdy podmiot, który chce świadczyć usługi agregacji, musi złożyć do Prezesa URE wniosek o wpis do prowadzonego przez niego wykazu. Więcej informacji na ten temat znajduje się w pkt 6.6.

Ustawa z 28 lipca 2023 r. wprowadziła również inne istotne zmiany w ustawie – Prawo energetyczne. Nowelizacja miała m.in. na celu zwiększenie skuteczności regulacyjnej w zakresie planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych oraz energii. Nowelizacja rozszerzyła uprawnienia Prezesa URE, umożliwiając mu większy wpływ na kształtowanie i realizację inwestycji priorytetowych poprzez wprowadzenie wytycznych rozwojowych oraz mechanizmów motywacyjnych, w tym systemu wynagradzania za realizację kluczowych przedsięwzięć infrastrukturalnych. Realizując ustawowy obowiązek, Prezes URE opublikował 31 lipca 2024 r.¹⁶ wytyczne Prezesa URE co do kierunku rozwoju sieci i realizacji Inwestycji Priorytetowych dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych oraz wytyczne i zalecenia zapewniające jednolitą formę planów rozwoju – energia elektryczna (o których mowa w art. 16 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne), w skład których weszły:

- 1) Wytyczne Prezesa URE co do kierunku rozwoju sieci i realizacji Inwestycji Priorytetowych dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych:
 - „Wytyczne Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki co do kierunku rozwoju sieci i realizacji Inwestycji Priorytetowych dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych”,
- 2) Wytyczne i zalecenia zapewniające jednolitą formę planów rozwoju – energia elektryczna:
 - „Wytyczne dotyczące zawartości planu rozwoju oraz jego aktualizacji w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną”;
 - „Kwestionariusz projektu planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2026–2031 uzupełniony o raport z wykonania planu rozwoju – Instrukcja”.

Publikacja wytycznych przez Prezesa URE stanowi istotny element nowego podejścia regulacyjnego, którego celem jest zapewnienie spójnego, ukierunkowanego i skutecznego rozwoju infrastruktury energetycznej w Polsce. Dokumenty te wyznaczają ramy strategicznego planowania inwestycji przez operatorów systemów dystrybucyjnych, wskazując priorytety zgodne z kierunkami polityki energetycznej państwa. Jednocześnie umożliwiają zastosowanie narzędzi motywacyjnych w tym mechanizmów premiowania które mają wspierać realizację inwestycji uznanych za kluczowe z punktu widzenia interesu publicznego. W efekcie wytyczne Prezesa URE stają się nie tylko instrumentem nadzoru, lecz także ważnym narzędziem kształtowania tempa i kierunków transformacji sektora dystrybucji energii elektrycznej, przyczyniając się do zwiększenia przejrzystości i przewidywalności całego procesu regulacyjnego.

W opublikowanych wytycznych Prezes URE określił pięć głównych kierunków rozwoju sieci, definiując tym samym kluczowe obszary inwestycji priorytetowych:

- 1) Rozwój sieci niezbędny dla przyłączenia OZE, magazynów ee, e-mobility (w tym zwiększenie przepustowości sieci),

¹⁶ 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>

- 2) Zmiana struktury sieci WN i SN z napowietrznej na kablową,
- 3) Cyfryzacja i automatyzacja,
- 4) Liczniki Zdalnego Odczytu,
- 5) Przyłączenia Klientów.

Podział ten jest zgodny z głównymi kategoriami inwestycyjnymi określonymi w Karcie Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki, która stanowi porozumienie między regulatorem sektora energetycznego a operatorami systemów dystrybucyjnych. W ocenie Prezesa URE w szczególności cyfryzacja i automatyzacja odgrywają kluczową rolę w rozwoju sieci dystrybucyjnych.

Przyjęte obszary inwestycyjne wyznaczają strategiczne kierunki rozwoju sieci. Konkretnie inwestycje – zarówno zadania imienne, jak i grupy zadań – realizowane w ramach tych obszarów, będą na etapie uzgadniania planu rozwoju przez operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) kwalifikowane jako inwestycje priorytetowe.

Dodatkowo, w opublikowanych wytycznych Prezes URE określił szczegółowe zasady uwzględniania inwestycji priorytetowych w kalkulacji przychodu regulowanego OSD. W rozdziale 3 wytycznych, dotyczącym zwrotu z kapitału, zapisano, że w przychodzie regulowanym uwzględnianym w kalkulacji taryfy – poza standardowym zwrotem z kapitału obliczonym na podstawie obowiązującej metodyki ustalania wartości regulacyjnej aktywów i zwrotu z zaangażowanego kapitału – zostanie uwzględniona dodatkowa premia (zwrot). Premia ta będzie związana z realizacją inwestycji priorytetowych oraz poziomem wkładu własnego, a jej wysokość zostanie wyznaczona zgodnie z zasadami określonymi w wytycznych.

W Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej 24 maja 2024 r. opublikowano rozporządzenie 2024/1366, które weszło w życie 13 czerwca 2024 r. Określa ono [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 tego rozporządzenia, najwcześniej jak to możliwe i nie później niż do 13 grudnia 2024 r., każde państwo członkowskie miało wyznaczyć 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 2024 r. Prezes URE zrealizował obowiązek wynikający z rozporządzenia 2023/1804 w zakresie opracowania [oceny potencjalnego wkładu dwukierunkowego ładowania](#) w redukcję kosztów użytkowników i kosztów systemu oraz zwiększenia udziału energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w systemie elektroenergetycznym. Stosownie do art. 15 ust. 4 rozporządzenia, oceny dokonano na podstawie informacji uzyskanych od OSP i OSD. Wykazała ona, że na obszarach działania poszczególnych operatorów nie występują punkty ładowania zarówno publiczne, jak i prywatne umożliwiające dwukierunkowe ładowanie. Opracowanie zostało udostępnione na stronie internetowej URE¹⁷.

Prezes URE w 2024 r. zrealizował obowiązek wynikający z rozporządzenia 2019/943 w zakresie sporządzenia sprawozdania dotyczącego [mechanizmów redysponowania](#). 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 URE¹⁸.

¹⁷ <https://www.ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/edukacja-i-komunikacja/publikacje/udzial-oze-w-systemie-elektroe/12018,Ocena-potencjalnego-wkladu-dwukierunkowego-ladowania-w-redukcje-kosztow-uzytown.html>

¹⁸ <https://www.ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/edukacja-i-komunikacja/publikacje/sprawozdania-prezesa-ure-dotyc/12335,Sprawozdania-dotyczace-mechanizmow-redysponowania-w-Polsce.html>

Od 14 czerwca 2024 r. zmieniły się zasady funkcjonowania **rynku bilansującego (RB)**¹⁹. Zmiany obejmują m.in. wprowadzenie nowej struktury podmiotowej RB, nowej struktury 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 elektrycznej²⁰. Warto również zaznaczyć, że wprowadzony został również 15-minutowy okres rozliczania energii bilansującej oraz niezbilansowania.

W pierwszej połowie 2024 r. utrzymano **zamrożenie cen energii elektrycznej** na poziomie z 2023 r., natomiast w drugiej połowie roku wprowadzono zasady zamrażania cen energii i przepisy o bonie energetycznym, mającym na celu wsparcie gospodarstw domowych. Z kolei w listopadzie 2024 r. rząd ogłosił plan przedłużenia zamrożenia cen energii dla gospodarstw domowych na 2025 r.

Działania te ukierunkowane są na ochronę odbiorców przed gwałtownymi wzrostami cen energii, ale jednocześnie stanowią wyzwanie dla stabilności finansowej przedsiębiorstw energetycznych. Stanowią one także przejaw ingerencji w kompetencje Prezesa URE w zakresie zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej. Konieczność utrzymania zamrożenia cen energii świadczy o niestabilności rynku energetycznego w Polsce.

Wciąż dostrzegalny jest wyraźny **wzrost udziału OZE w miksie energetycznym**, w szczególności energii wiatrowej i fotowoltaicznej. Powyższe wiąże się z koniecznością dokonywania modernizacji istniejącej infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej, co nieodłącznie wiązać się musi z poniesieniem dużych nakładów finansowych na przestrzeni wielu lat.

W kontekście powyższego Prezes URE stanął przed wyzwaniem pogodzenia interesów przedsiębiorstw energetycznych (zatwierdzenia taryf na poziomie gwarantującym możliwość realizacji wspomnianych inwestycji) z ochroną odbiorców przed nadmiernym wzrostem kosztów energii elektrycznej.

W związku z wejściem w 2024 r. do oferty sprzedawców energii elektrycznej mechanizmu rozliczenia sprzedaży tej energii w oparciu o tzw. **cenę dynamiczną**, Prezes URE przeprowadził szeroką kampanię informacyjną w tym zakresie (m.in. na stronie internetowej²¹).

Ponadto w 2024 r. Prezes URE wydał **pierwszą koncesję** na wykonywanie działalności gospodarczej polegającej na wytwarzaniu energii elektrycznej w **hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii**²², składającej się z farmy fotowoltaicznej, turbin wiatrowych oraz magazynu energii.

¹⁹ 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>

²⁰ Rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 27 września 2022 r. zmieniającym rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2022 r. poz. 2007) zostały wprowadzone zmiany polegające na dodaniu w § 19 pkt 4-6 regulujących kwestie związane funkcjonowaniem ceny MaxCO, które przestały obowiązywać w dacie rozpoczęcia obowiązywania nowych Warunków Dotyczących Bilansowania.

²¹ <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/edukacja-i-komunikacja/kampania-edukacyjna-ure-nt-umo/-12383,Rachunki-za-energie-elektryczna-kampania-edukacyjna-URE-nt-umow-z-cena-dynamiczn.html>

²² W rozumieniu definicji zawartej w art. 2 pkt 11a ustawy OZE, istotnie zmodyfikowanej postanowieniami ustawy z 17 sierpnia 2023 r.

2. WYTWARZANIE ENERGII ELEKTRYCZNEJ

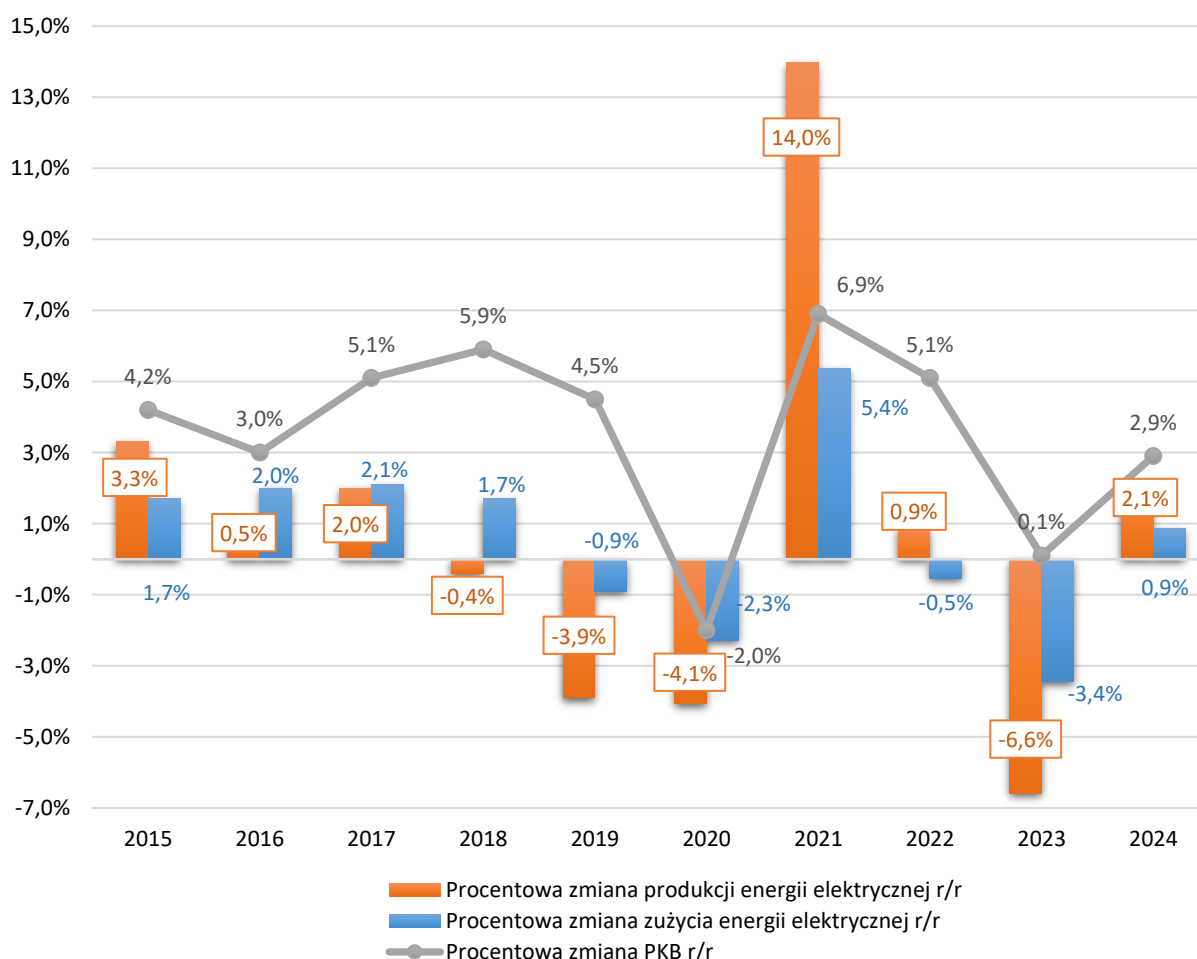
2.1. OPIS RYNKU

Wielkość i struktura wytwarzania energii elektrycznej

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 GWh²³ i wzrosło o 0,9 proc. w porównaniu z 2023 r.

PKB w 2024 r., według wstępnych szacunków GUS, wzrósł o 2,9 proc.²⁴ i był o 2 punkty procentowe wyższy niż wzrost krajowego zużycia energii.

Rysunek 2. Zmiany krajowej produkcji i zużycia energii elektrycznej na tle zmian PKB w latach 2015–2024



Uwaga: Dane dotyczące PKB za lata poprzednie w niniejszym dokumencie mogą różnić się od analogicznych danych w Sprawozdaniach wcześniejszych ze względu na weryfikację poziomu PKB dokonywaną przez GUS.

Źródło: URE na podstawie danych GUS i PSE S.A.

²³ Nie uwzględniono autokonsumpcji ze względu na brak danych w tym obszarze.

²⁴ <https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/rachunki-narodowe/roczne-rachunki-narodowe/produkt-krajowy-brutto-w-2024-roku-szacunek-wstepny,2,14.html>

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 elektrycznej²⁵. W porównaniu z 2023 r., udział importu zmalał o (-) 0,1 punktu procentowego, zaś udział eksportu wzrósł się o 1 punkt procentowy.

Tabela 1. Struktura produkcji, krajowe saldo przepływów fizycznych w wymianie transgranicznej oraz zużycie energii elektrycznej w latach 2023–2024 [GWh]*

Wyszczególnienie	Wytwarzanie [GWh]			Struktura wytwarzania [%]	
	2023 r.	2024 r.	dynamika** [%]	2023 r.	2024 r.
Produkcja energii elektrycznej ogółem brutto w kraju, w tym:	163 629	166 990	102,05	100,00	100,00
w elektrowniach zawodowych	128 420	124 781	97,17	78,48	74,72
wodnych	3 592	3 057	85,11	2,20	1,83
cieplnych	124 828	121 724	97,51	76,29	72,89
na węglu kamiennym	76 607	69 112	90,22	46,82	41,39
na węglu brunatnym	34 571	35 844	103,68	21,13	21,46
gazowych	13 650	16 768	122,84	8,34	10,04
Elektrownie inne odnawialne	13 209	17 334	131,23	8,07	10,38
Elektrownie wiatrowe	22 000	24 874	113,06	13,45	14,90
Oddanie z magazynu energii elektrycznej***	6	74	1 233,33	-	-
Energia wprowadzona przez prosumentów energii odnawialnej do sieci***	6 932	8 800	126,95	-	-
Saldo wymiany zagranicznej****	3 889	1 966	50,55	-	-
Krajowe zużycie energii elektrycznej brutto	167 518	168 956	100,86	-	-
Pobór przez magazyn energii elektrycznej***	7	135	1 928,57	-	-
Energia pobrana przez prosumentów energii odnawialnej z sieci***	10 321	11 795	114,28	-	-

* Prezentowane wielkości są wyznaczane na podstawie pomiarów zbieranych przez OSP w czasie bieżącego prowadzenia ruchu KSE. Dlatego w niektórych przypadkach mogą one różnić się od ostatecznych danych przedstawianych przez przedsiębiorstwa energetyczne dla celów statystycznych.

** 2024 r./2023 r.; 2023 r. = 100.

*** Art. 4 ust. 1 ustawy OZE – na podstawie danych od przedsiębiorstw obrotu; dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska i URE. Dane o prosumentach mogą różnić się od analogicznych danych w Sprawozdaniu z 2023 r. ze względu na korektę danych przez badane podmioty.

**** Saldo dodatnie oznacza przewagę przepływów do Polski.

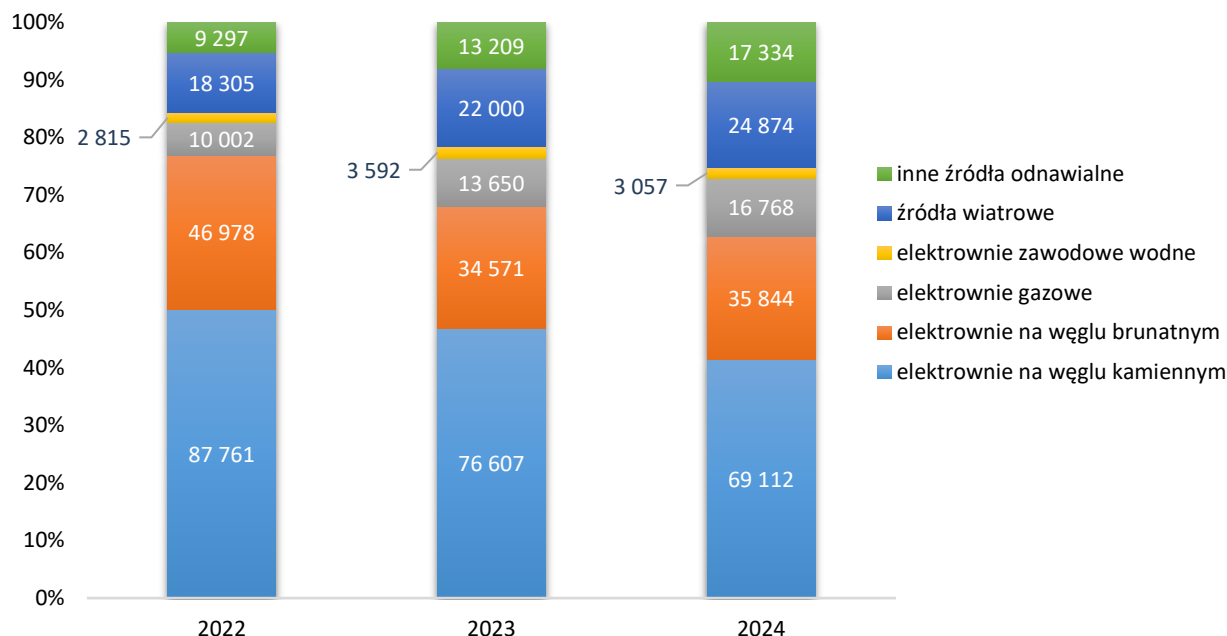
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A. oraz publikacji „Sytuacja w Elektroenergetyce, nr 4 (129), IV kwartały 2024”, Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Agencja Rynku Energii S.A.

Struktura produkcji energii elektrycznej w 2024 r. zmieniła się w stosunku do poprzedniego roku – zwiększył się udział wytwarzania w odnawialnych źródłach energii oraz w elektrowniach gazowych.

²⁵ Bilans handlowy wymiany międzysystemowej został opisany w pkt 4.2. w części „Kontrolowanie realizacji obowiązków w zakresie warunków dostępu do sieci”.

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.

Rysunek 3. Porównanie struktury produkcji energii elektrycznej w latach 2022–2024 [GWh]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

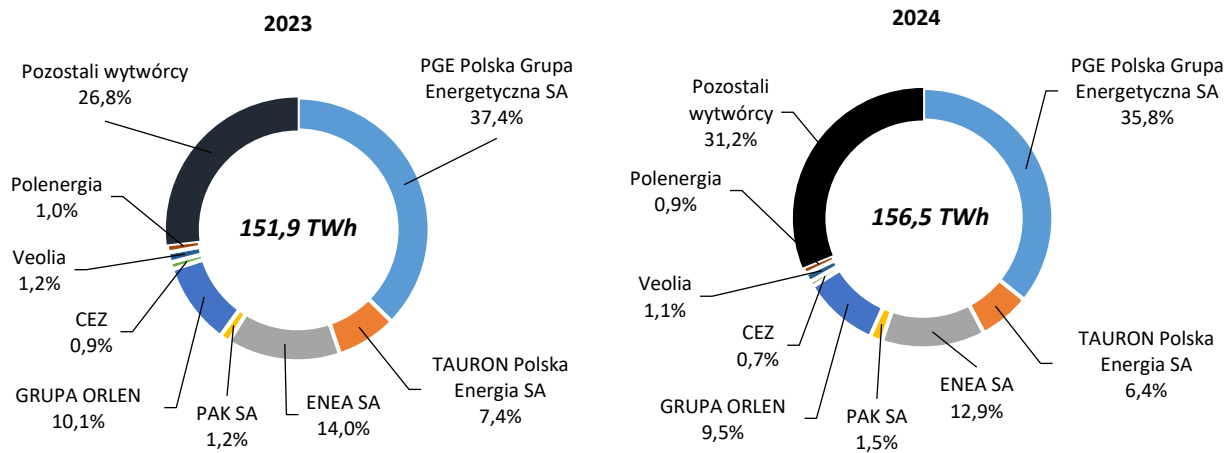
W 2024 r. zarówno moc zainstalowana, jak i moc osiągalna w KSE wzrosły, odpowiednio o: 6,5 proc. oraz o 7,8 proc. w stosunku do 2023 r.

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 elektrycznej²⁶. Wskazać należy, że udział tej grupy z roku na rok spada mimo, że wolumen energii wprowadzonej do sieci notuje odwrotną tendencję (wzrostową). Grupa ta, w badanym okresie, utrzymywała nadal pozycję lidera na rynku sprzedaży do odbiorców końcowych.

²⁶ 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.

Rysunek 4. 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.²⁷ 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, 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.

²⁷ 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 2024 r.

Tabela 2. 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 ²⁸	
					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.

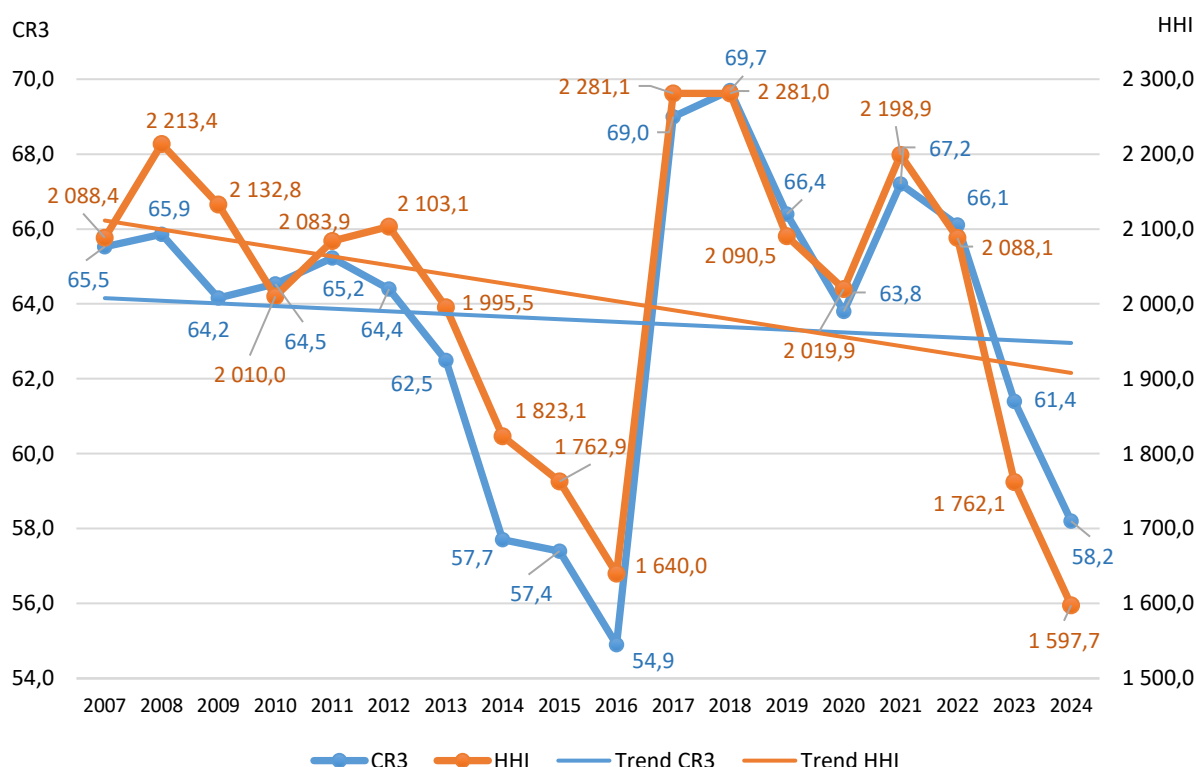
Wieloletni trend spadkowy, dotyczący w szczególności wskaźników HHI, mierzonych według mocy zainstalowanej oraz według wolumenu energii wprowadzonej do sieci (uwzględniającej ilość energii dostarczonej przez wytwórców bezpośrednio do odbiorców końcowych oraz ilość energii elektrycznej oddanej z magazynu 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.

²⁸ 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 5. 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.

Odnosząc 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.

Prosumenci

Na podstawie przekazanych Prezesowi URE, przez operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, sprawozdań rocznych zawierających m.in. informacje o: łącznej ilości energii elektrycznej wprowadzonej przez prosumenta do sieci, łącznej ilości energii elektrycznej sprzedanej sprzedawcy zobowiązanemu, która została wytworzona z odnawialnego źródła energii w mikroinstalacji i wprowadzona do sieci dystrybucyjnej, rodzaju mikroinstalacji oraz jej mocy zainstalowanej elektrycznej, przygotowany został zbiorczy raport obejmujący dane dotyczące mikroinstalacji, w tym mikroinstalacji prosumenckich²⁹. Poniżej przedstawiono najważniejsze informacje dotyczące wytwarzania energii elektrycznej w mikroinstalacjach odnawialnych źródeł energii.

Na koniec 2024 r. w Polsce funkcjonowało ponad 1 544 tys. mikroinstalacji (w tym 1 522 655 mikroinstalacji użytkowanych przez prosumentów), których łączna moc zainstalowana elektryczna wyniosła ponad 12,7 GW (w tym 12,045 GW przypadło prosumentom), a łączna produkcja energii elektrycznej wprowadzonej z tych instalacji do sieci OSD w 2024 r. wyniosła ponad 8,5 TWh (w tym 8,318 TWh przypadło prosumentom).

²⁹ Raport dostępny na stronie BIP URE – <https://bip.ure.gov.pl/bip/o-urzedzie/zadania-prezesa-ure/raport-oze-art-6a-ustaw/3793,Raport-dotyczacy-energii-elektrycznej-wytworzonej-z-OZE-w-mikroinstalacji-i-wpro.html>

Jednocześnie operatorzy systemów elektroenergetycznych dystrybucyjnych odnotowali w 2024 r. pojawienie się trzech mikroinstalacji użytkowanych przez prosumentów zbiorowych energii odnawialnej, których łączna moc zainstalowana elektryczna wyniosła 0,113 MW, a łączna produkcja energii elektrycznej wprowadzonej z tych instalacji do sieci OSD w 2024 r. to 87,768 MWh.

Warto podkreślić, że za dynamiczny rozwój mikroinstalacji w ostatnich latach prawie w 100 proc. odpowiadają prosumenckie instalacje fotowoltaiczne.

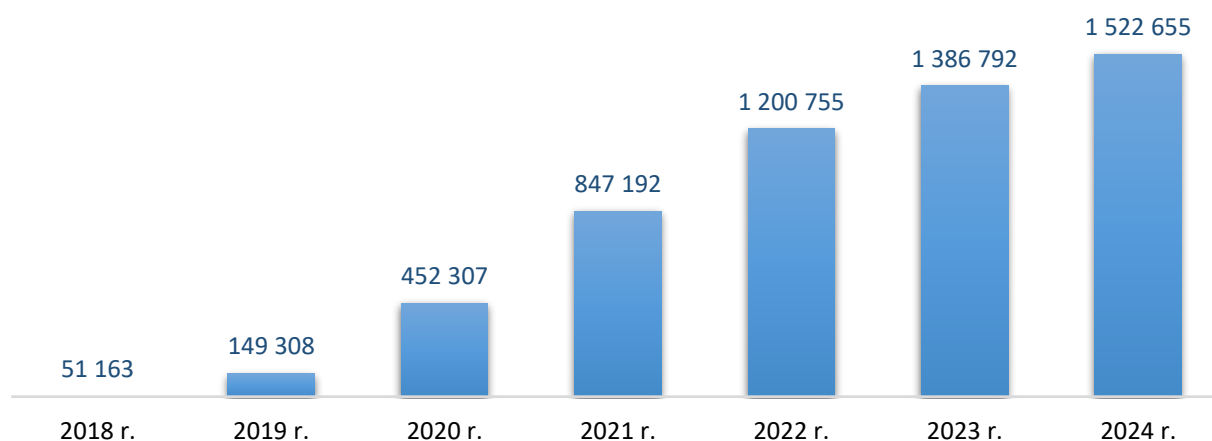
Należy jednocześnie zauważyć, że dynamika przyrostu liczby mikroinstalacji w ostatnich latach zmniejszyła się z ok. 41 proc. w 2022 r. i z ok. 15 proc. w 2023 r. do ok. 10 proc. w 2024 r. W konsekwencji znalazło to swoje odzwierciedlenie w spadku dynamiki wzrostu ilości energii wprowadzanej do sieci przez wszystkie mikroinstalacje z ok. 109 proc. w 2022 r., ok. 27 proc. w 2023 r. oraz do ok. 17 proc. w 2024 r.

Tabela 3. Liczba prosumentów, moc zainstalowana instalacji prosumenckich oraz ilość energii elektrycznej wprowadzonej przez prosumentów do sieci³⁰

Nazwa operatora systemu dystrybucyjnego	Liczba prosumentów [szt.]	Łączna ilość energii elektrycznej wprowadzonej przez prosumentów do sieci [MWh]	Łączna moc zainstalowana instalacji prosumenckich [MW]
ENEA Operator Sp. z o.o.	188 456	1 054 754,824	1 686,505
ENERGA-OPERATOR S.A.	290 234	1 678 296,185	2 450,098
Energoserwis Kleszczów Sp. z o.o.	1 428	7 588,674	11,376
PGE Dystrybucja S.A.	566 805	2 920 162,181	4 060,103
Stoen Operator Sp. z o.o.	17 545	75 589,590	167,877
TAURON Dystrybucja S.A.	455 954	2 464 370,881	3 609,511
Pozostali	2 233	117 483,685	59,985
SUMA	1 522 655	8 318 246,019	12 045,455

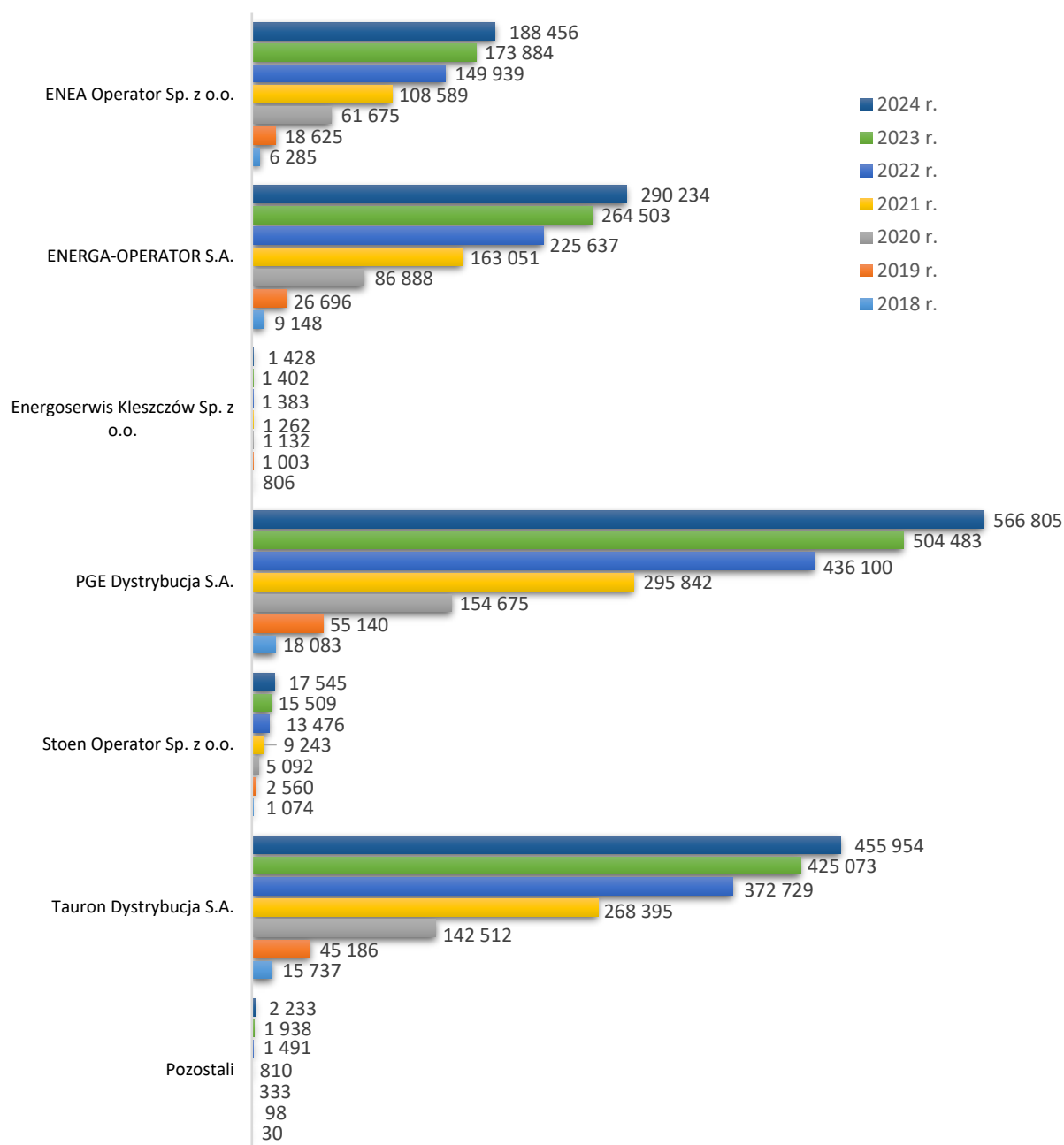
Źródło: URE.

Rysunek 6. Liczba prosumentów w latach 2018–2024



Źródło: opracowanie własne URE na podstawie danych OSD.

³⁰ Dane, o których mowa w art. 6a ust. 1 pkt 1a ustawy OZE.

Rysunek 7. Liczba prosumentów przyłączonych do sieci poszczególnych OSD w latach 2018–2024

Źródło: opracowanie własne URE na podstawie danych OSD.

2.2. REGULOWANIE SEKTORA WYTWARZANIA PRZEZ PREZESA URE

2.2.1. Koncesjonowanie

Zgodnie z obowiązującym w 2024 r. brzmieniem art. 32 ustawy – Prawo energetyczne, uzyskania koncesji wymagało³¹ wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej, z wyłączeniem: wytwarzania energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej

³¹ <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/jak-uzyskac-koncesje/energia-elektryczna/2248,Wytwarzanie.html>

nieprzekraczającej 50 MW niezaliczanych do instalacji odnawialnych źródeł energii lub do jednostek kogeneracji, a także z wyłączeniem wytwarzania energii elektrycznej w mikroinstalacji³² lub w małej instalacji³³, wytwarzania energii elektrycznej wyłącznie z biogazu rolniczego, w tym w kogeneracji, wyłącznie z biopłynów w rozumieniu ustawy OZE, energii elektrycznej wprowadzonej do sieci trakcyjnej przyłączonej do sieci dystrybucyjnej operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego albo sieci dystrybucyjnej operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w następstwie hamowania pojazdów, o których mowa w art. 5h ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Pod pojęciem kogeneracji rozumie się równoczesne wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej lub mechanicznej w trakcie tego samego procesu technologicznego³⁴. Koncesjonowaniu podlega zatem każda działalność gospodarcza w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w jednostkach kogeneracji – zwanych CHP (z ang. Combined Heat and Power) bez względu na wielkość mocy zainstalowanej jednostki, czy też ilości energii wytworzonej w takiej jednostce – za wyjątkiem mikroinstalacji (OZE) lub małych instalacji (OZE) oraz jednostek wytwarzających energię elektryczną z biogazu rolniczego, wyłącznie z biogazu rolniczego w kogeneracji oraz wyłącznie z biopłynów stanowiących instalacje odnawialnego źródła energii w odniesieniu do których wymagane jest uzyskanie wpisu do rejestru działalności regulowanej, tj.:

- rejestru wytwórców energii w małej instalacji (prowadzonego przez Prezesa URE),
- rejestru wytwórców biogazu rolniczego oraz rejestru wytwórców biopłynów (prowadzonych przez Dyrektora Generalnego KOWR).

Koncesję może otrzymać wnioskodawca mający siedzibę lub miejsce zamieszkania na terytorium państwa członkowskiego Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej, państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym lub Turcji³⁵. Ustawa – Prawo energetyczne formułuje warunki, które musi spełniać wnioskodawca, aby otrzymać koncesję oraz wskazuje okoliczności uniemożliwiające otrzymanie koncesji³⁶.

Dla stwierdzenia istnienia obowiązku koncesyjnego konieczne jest ustalenie, czy dany przedsiębiorca zamierza wykonywać działalność gospodarczą w rozumieniu definicji zawartej w art. 3 ustawy – Prawo przedsiębiorców. Zgodnie z tym przepisem działalnością gospodarczą jest zorganizowana działalność zarobkowa, wykonywana we własnym imieniu w sposób ciągły. W przypadku wykonywania działalności gospodarczej polegającej na wytwarzaniu energii elektrycznej, jej istotą jest sprzedaż wytworzonej energii³⁷.

Ponadto, kto zamierza wykonywać działalność gospodarczą polegającą m.in. na wytwarzaniu energii elektrycznej, podlegającą koncesjonowaniu, albo zmienić jej zakres, może ubiegać się o wydanie promesy koncesji albo promesy zmiany koncesji³⁸. Promesa stanowi swego rodzaju przyrzeczenie udzielenia bądź zmiany koncesji. W okresie ważności promesy nie można odmówić udzielenia koncesji na działalność określoną w promesie albo jej zmiany, chyba że uległ zmianie stan

³² Pod pojęciem *mikroinstalacji* należy rozumieć instalację odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 50 kW, przyłączonej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV albo o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu nie większej niż 150 kW, w której łączna moc zainstalowana elektryczna jest nie większa niż 50 kW (art. 2 pkt 19 ustawy OZE).

³³ Pod pojęciem *małej instalacji* należy rozumieć instalację odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 50 kW i nie większej niż 1 MW, przyłączonej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV albo o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu większej niż 150 kW i mniejszej niż 3 MW, w której łączna moc zainstalowana elektryczna jest większa niż 50 kW i nie większa niż 1 MW (art. 2 pkt 18 ustawy OZE w brzmieniu obowiązującym od 30 października 2021 r.).

³⁴ Art. 3 pkt 33 ustawy – Prawo energetyczne.

³⁵ Zgodnie z art. 33 ust. 1 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne.

³⁶ Art. 33 ust. 1, 3 i 3d, art. 43 ust. 1-7 ustawy – Prawo energetyczne.

³⁷ Por. art. 3 pkt 6a ustawy – Prawo energetyczne.

³⁸ Zgodnie z art. 43 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

faktyczny lub prawny podany we wniosku o wydanie promesy³⁹. W promesie ustala się okres jej ważności, z tym że nie może on być krótszy niż 6 miesięcy⁴⁰. Pomimo tego, że prawodawca nie określił górnej granicy ważności promesy, to biorąc pod uwagę funkcję tego dokumentu, w praktyce wydawany jest on na przewidywany okres realizacji inwestycji. Promesa nie daje prawa do prowadzenia działalności w zakresie, w którym wymagane jest posiadanie koncesji. Nie można zatem w oparciu o to rozstrzygnięcie wnioskować o wypłatę premii gwarantowanej lub premii kogeneracyjnej indywidualnej, o których mowa w ustawie o CHP, czy skutecznie żądać odbioru energii elektrycznej. Promesa może być natomiast dokumentem ułatwiającym przedsiębiorstwu uzyskanie finansowania planowanej inwestycji, a także uzyskanie w przyszłości koncesji, ponieważ na etapie wnioskowania o promesę przedsiębiorca musi zgromadzić określone dokumenty.

Szczegółowe dane dotyczące koncesjonowania⁴¹ znajdują się w Aneksie (tab. A5).

Wytwarzanie energii elektrycznej

1 250

ważnych koncesji na koniec 2024 r.

395

wydane koncesje i promesy

194

zmiany koncesji i promes

20

cofnięć i wygaśnień koncesji i promes

Tabela 4. Instalacje OZE (instalacje objęte koncesją Prezesa URE albo wpisem do rejestru wytwórców energii w małej instalacji), według stanu na 31 grudnia 2024 r.

Rodzaj instalacji OZE*	Sumaryczna moc zainstalowana [MW]	Liczba instalacji
Instalacje wykorzystujące biogaz	147,281	237
Instalacje wykorzystujące biomasę	1 448,193	62
Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	8 556,441	6 241
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	10 522,449	1 454
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	984,588	499
Instalacje spalania wielopaliwowego **	13 559,173	34
Instalacje wykorzystujące wodór odnawialny	0,999	1
łącznie	35 219,124	8 528

* Nie uwzględnia mikroinstalacji oraz danych dotyczących instalacji wytwarzających energię elektryczną z biogazu rolniczego wpisanych do rejestru prowadzonego przez Dyrektora Generalnego KOWR.

** Ze względu na różne przedziały procentowego udziału biomasy (w całkowitym strumieniu paliwa), w odniesieniu do tych instalacji, podano wartości całkowite mocy zainstalowanej.

Źródło: URE.

2.2.2. Wytwórcy w małych instalacjach odnawialnych źródeł energii

Działalność gospodarcza polegająca na wytwarzaniu energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w małej instalacji, od 2015 r. jest działalnością regulowaną w rozumieniu ustawy – Prawo przedsiębiorców i wymaga wpisu do rejestru wytwórców wykonujących działalność gospodarczą w zakresie małych instalacji (zwanego dalej „Rejestrem”). Rejestr prowadzi Prezes URE, który

³⁹ Art. 43 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne.

⁴⁰ Op. cit.

⁴¹ Aktualne treści koncesji oraz informacje o decyzjach w ich sprawach, publikowane są w BIP URE, <https://rejestr.ure.gov.pl/>.

podejmuje działania przede wszystkim w oparciu o wniosek lub informację przekazaną przez wytwórcę energii elektrycznej w małej instalacji, ale także z urzędu⁴².

Rejestr jest jawny i publicznie dostępny do wglądu w BIP URE w dziale „Rejestry i bazy”⁴³. Zadania związane z prowadzeniem Rejestru w roku sprawozdawczym obejmowały, w świetle przepisów ustawy OZE, sprawy w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w instalacjach odnawialnego źródła energii wykorzystujących energię: wiatru, energię promieniowania słonecznego, energię aerotermalną, energię geotermalną, energię hydrotermalną, hydroenergię, energię fal, prądów i pływów morskich, energię otoczenia, energię otrzymywaną z biomasy, biogazu, biometanu, biopłynów oraz z wodoru odnawialnego a także sprawy związane z dokonaniem wpisu do Rejestru w jednostkach kogeneracji stanowiących ww. instalacje odnawialnego źródła energii.

W 2024 r. po raz pierwszy do Rejestru wpisana została instalacja wytwarzająca energię elektryczną z wodoru odnawialnego, co stanowi odzwierciedlenie nowelizacji ustawy OZE dokonanej ustawą z 17 sierpnia 2023 r. rozszerzającej definicję odnawialnego źródła energii m.in. o pojęcie wodoru odnawialnego.

28 grudnia 2024 r. weszły w życie przepisy ustawy z 27 listopada 2024 r. zmieniającej m.in. ustawę OZE, skracające termin na dokonanie przez Prezesa URE wpisu do Rejestru instalowanej na budynku małej instalacji wykorzystującej energię promieniowania słonecznego – z 21 do 14 dni.

Tabela 5. Instalacje OZE wpisane do rejestru wytwórców energii w małej instalacji – stan na 31 grudnia 2024 r.

Rodzaj instalacji OZE	Liczba instalacji		Sumaryczna moc zainstalowana [MW]	
	w okresie 1.01-31.12.2024 r.	wg stanu na 31.12.2024 r.	w okresie 1.01-31.12.2024 r.	wg stanu na 31.12.2024 r.
Instalacje wykorzystujące biogaz*	197	197	85,438	85,706
Instalacje wykorzystujące biomasę	10	10	6,763	6,763
Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	5 751	5 741	4 556,318	4 547,116
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	618	613	409,355	405,920
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	415	415	101,060	101,075
Instalacje wykorzystujące wodór odnawialny	1	1	0,999	0,999
łącznie	6 992	6 977	5 159,933	5 147,579

* Nie uwzględnia danych dot. instalacji wytwarzających energię elektryczną z biogazu rolniczego wpisanych do rejestru prowadzonego przez Dyrektora Generalnego KOWR.

Źródło: URE.

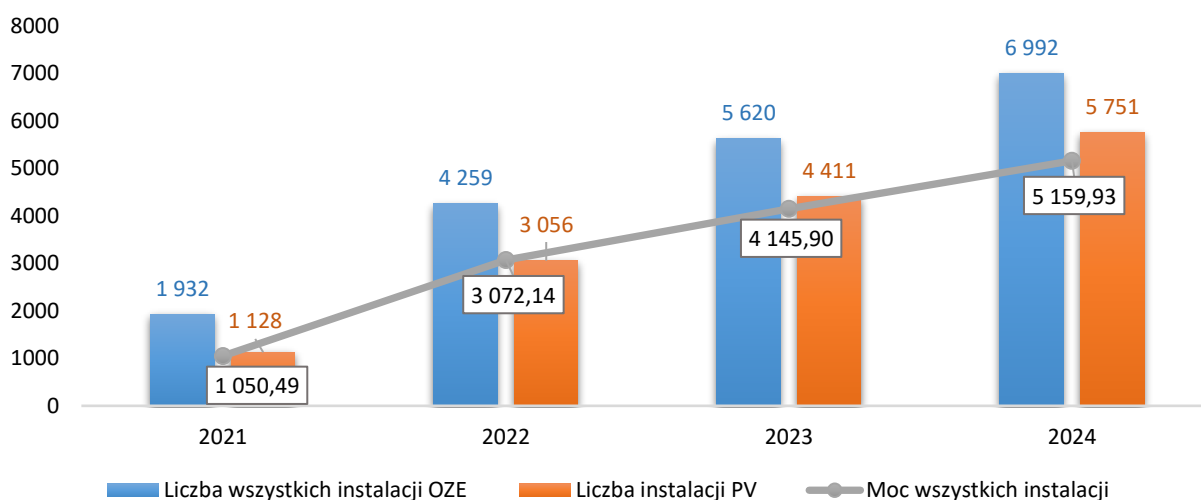
W okresie od 1 stycznia do 31 grudnia 2024 r. do rejestru wpisanych było 6 992 instalacji o łącznej mocy 5 159,933 MW. Na koniec roku liczba ta zmalała do odpowiednio 6 977 i 5 147,579 MW na skutek wykreślenia niektórych instalacji. Na przestrzeni ostatnich czterech lat zarówno liczba instalacji wpisanych do rejestru, jak i moc instalacji wzrosła ponad trzykrotnie. Dynamika wzrostu jest napędzana przez rosnącą liczbę instalacji fotowoltaicznych.

⁴² Kwestie związane z dokonywaniem i zmianą wpisu do Rejestru, składaniem wniosków o wpis oraz wykreślaniami z Rejestru, uregulowane zostały w art. 7-16a i 18 ustawy OZE, przy czym art. 18 ust. 1 tej ustawy stanowi, że w sprawach dotyczących wykonywania działalności w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w małej instalacji, w zakresie nieuregulowanym w rozdziale 2 ustawy OZE, stosuje się przepisy ustawy – Prawo przedsiębiorców.

⁴³ <https://rejestry.ure.gov.pl/>

Dane prezentowane poniżej przedstawiają informacje dotyczące małych instalacji w okresie całego roku, z uwzględnieniem instalacji, które były wpisane do rejestru i wykreślone z niego przed 31 grudnia 2024 r.

Rysunek 8. Dynamika wzrostu sektora wytwórców energii w małej instalacji na przestrzeni lat 2021–2024



Źródło: URE.

Biorąc pod uwagę siedzibę wytwórcy, najwięcej małych instalacji funkcjonowało u przedsiębiorców mających siedzibę w województwie mazowieckim, co stanowiło ponad trzykrotnie więcej niż w drugim w kolejności województwie śląskim. Najmniej małych instalacji posiadali wytwórcy z województw lubuskiego i opolskiego. Taki stan nie zmienił się od roku poprzedniego.

Tabela 6. Liczba i moc małych instalacji funkcjonujących w 2024 r. – według siedziby wytwórcy

Województwo siedziby wytwórcy	Liczba małych instalacji OZE	Moc [MW]
dolnośląskie	432	310,540
kujawsko-pomorskie	415	272,472
lubelskie	271	182,658
lubuskie	93	54,124
łódzkie	290	167,953
małopolskie	392	259,735
mazowieckie	2 475	2 199,912
opolskie	91	54,793
podkarpackie	224	80,008
podlaskie	190	144,985
pomorskie	314	215,675
śląskie	753	556,724
świętokrzyskie	168	114,155
warmińsko-mazurskie	181	98,575
wielkopolskie	518	337,563
zachodniopomorskie	183	109,373
kraje UE	2	0,688

Źródło: URE.

Zupełnie inaczej kształtowała się sytuacja rozmieszczenia małych instalacji według ich położenia. Podobnie jak w 2023 r., także w 2024 r. zdecydowanie na czoło wysuwało się województwo

wielkopolskie, drugim w kolejności było województwo kujawsko-pomorskie. Najmniej instalacji zlokalizowanych było w województwach opolskim, małopolskim i świętokrzyskim. Największy wzrost zarówno liczby, jak i mocy małych instalacji odnotowano w województwie wielkopolskim (195 instalacji o łącznej mocy 154,835 MW) oraz zachodniopomorskim (127 instalacji o mocy 101,746 MW). Na terenie województwa dolnośląskiego powstała wspomniana wcześniej pierwsza w Polsce instalacja odnawialnego źródła energii wykorzystująca wodór odnawialny.

Tabela 7. Liczba i moc małych instalacji funkcjonujących w 2024 r. – według rodzaju OZE i lokalizacji

Województwo położenia wytwórcy	Wszystkie OZE		BG		BM		H2	
	liczba MIOZE	moc [MW]	liczba MIOZE	moc [MW]	liczba MIOZE	moc [MW]	liczba MIOZE	Moc [MW]
dolnośląskie	440	309,070	15	6,194	0	0	1	0,999
kujawsko-pomorskie	654	497,563	12	4,639	0	0	0	0
lubelskiego	389	282,246	9	3,561	0	0	0	0
lubuskie	466	411,653	5	2,084	0	0	0	0
łódzkie	516	359,593	11	4,394	1	0,260	0	0
małopolskie	217	96,390	18	8,145	0	0	0	0
mazowieckie	529	384,009	31	12,345	2	1,195	0	0
opolskie	192	148,861	6	2,986	0	0	0	0
podkarpackie	344	181,784	9	2,797	0	0	0	0
podlaskie	375	317,461	4	1,300	1	0,628	0	0
pomorskie	293	204,318	4	0,969	2	1,930	0	0
śląskie	310	151,770	37	18,123	1	0,210	0	0
świętokrzyskie	235	174,410	2	0,986	0	0	0	0
warmińsko-mazurskie	484	381,396	9	5,947	0	0	0	0
wielkopolskie	1 023	843,177	15	7,439	1	1,000	0	0
zachodniopomorskie	525	416,232	10	3,529	2	1,540	0	0

Województwo położenia wytwórcy	PV		WI		WO	
	liczba MIOZE	moc [MW]	liczba MIOZE	moc [MW]	liczba MIOZE	moc [MW]
dolnośląskie	357	283,335	1	0,900	66	17,642
kujawsko-pomorskie	406	346,277	215	142,082	21	4,565
lubelskiego	368	274,471	6	3,300	6	0,914
lubuskie	435	395,594	2	1,300	24	12,675
łódzkie	367	280,110	116	72,825	21	2,004
małopolskie	159	75,035	7	2,317	33	10,893
mazowieckie	442	343,615	36	24,790	18	2,064
opolskie	158	135,256	1	0,450	27	10,168
podkarpackie	312	170,751	13	6,026	10	2,210
podlaskie	350	304,004	15	10,950	5	0,579
pomorskie	218	178,008	15	10,125	54	13,286
śląskie	239	120,539	18	10,325	15	2,573
świętokrzyskie	201	164,431	15	6,775	17	2,218
warmińsko-mazurskie	410	353,805	16	11,455	49	10,189
wielkopolskie	859	733,688	129	97,535	19	3,515
zachodniopomorskie	470	397,399	13	8,200	30	5,564

Źródło: URE.

W zakresie Rejestru, Prezes URE wydał łącznie 1 442 zaświadczenia, z czego 825 zaświadczeń o wpisie, 522 zaświadczenia o zmianie wpisu oraz 68 zaświadczeń o wykreśleniu wpisu (szczegóły w Aneksie, tab. A8). W porównaniu z poprzednim rokiem można zatem zauważyć, że ogólna liczba wydanych

zaświadczeń pozostaje na tym samym poziomie (w 2023 r. było ich 1 450), jednakże aż o 96 wzrosła liczba zaświadczeń o wpisie do Rejestru nowych wytwórców, co świadczy o ciągłym wzroście liczby wytwórców energii w małych instalacjach.

Obowiązki sprawozdawcze i informacyjne wytwórców energii elektrycznej w małych instalacjach OZE

Ustawa OZE nakłada na wytwórców wykonujących działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w małej instalacji, obowiązek przekazywania Prezesowi URE sprawozdań okresowych (półrocznych) zawierających informacje dotyczące:

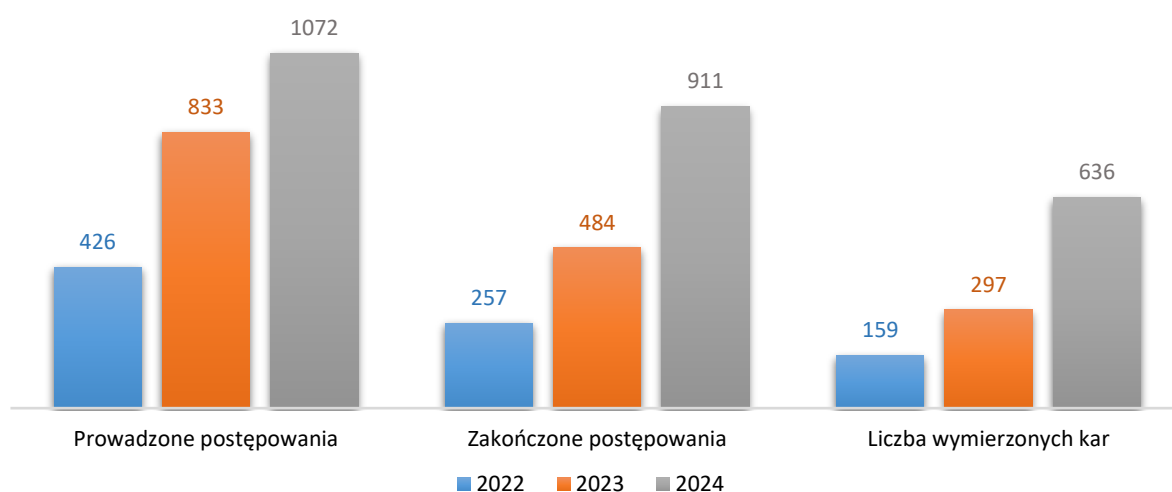
- łącznej ilości energii elektrycznej wytworzonej w małej instalacji,
- energii elektrycznej sprzedanej sprzedawcy zobowiązanemu, która została wytworzona z odnawialnych źródeł energii w małej instalacji i wprowadzona do sieci dystrybucyjnej,
- łącznej ilości zużytych paliw do wytwarzania energii elektrycznej w małej instalacji oraz rodzaju tych paliw,
- energii elektrycznej sprzedanej odbiorcom końcowym.

W 2024 r. wytwórcy energii w małej instalacji byli zobowiązani do przekazania Prezesowi URE sprawozdań za II półrocze 2023 r. oraz I półrocze 2024 r. Zobowiązanych do złożenia sprawozdań było 3 942 wytwórców energii w małej instalacji, którzy złożyli łącznie 11 521 takich sprawozdań. Liczba zobowiązanych wytwórców wzrosła zatem o 974 podmioty w stosunku do roku ubiegłego, w którym zobowiązanych było 2 968 wytwórców. W konsekwencji wzrosła także liczba składanych sprawozdań. W 2023 r. było ich 8 676, w 2022 r. – 4 998.

Warto w tym miejscu zaznaczyć, że liczba wytwórców nie jest równa liczbie sprawozdań okresowych, do których złożenia są oni zobowiązani. Sprawozdania okresowe składa się bowiem odrębnie dla każdej instalacji wpisanej do Rejestru, w związku z czym liczba złożonych sprawozdań była prawie trzykrotnie większa od liczby wytwórców zobowiązanych do ich złożenia.

Nieprzedłożenie w terminie Prezesowi URE sprawozdania półrocznego lub przedstawienie w tym sprawozdaniu nieprawdziwych informacji, zagrożone jest sankcją w postaci kary pieniężnej w wysokości 1 000 zł. Na tej podstawie wobec wytwórców, którzy nie dopełnili w terminie obowiązku sprawozdawczego, w URE wszczęto postępowania w sprawie nałożenia kary pieniężnej.

Rysunek 9. Postępowania w sprawie nakładania kar pieniężnych za niedopełnienie obowiązków sprawozdawczych przez wytwórców energii w małej instalacji prowadzone w URE w latach 2022–2023



Źródło: URE.

W porównaniu do 2023 r. nastąpił wzrost liczby prowadzonych postępowań o nałożenie na wytwórców kary pieniężnej w związku z niedopełnieniem obowiązku sprawozdawczego. Sytuacja ta ma związek ze stałym wzrostem liczby wytwórców oraz wzrostem liczby małych instalacji objętych wpisem do Rejestru.

Ustawodawca zobowiązał ponadto wytwórców wykonujących działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w małej instalacji do przekazywania Prezesowi URE informacji o wytworzeniu po raz pierwszy energii elektrycznej w małej instalacji lub jej wytworzeniu po modernizacji tej instalacji⁴⁴.

Należy zauważyć, że jedynie 40 proc. zobowiązanych wytwórców dopełnia powyższego obowiązku. Taki stan rzeczy należy łączyć z niewielką znajomością obowiązujących przepisów przez wytwórców, pomimo tego, że każdy wytwórca wpisywany do Rejestru, informowany jest o obowiązkach wynikających z posiadanego wpisu, w tym o obowiązku informowania o pierwszym wytworzeniu energii elektrycznej.

Niedopełnienie obowiązku informacyjnego nie jest jednak penalizowane, ustawodawca nie określił też terminu, w jakim informacja powinna zostać przekazana. Tym samym Prezesowi URE pozostają w tej materii jedynie działania informacyjno-monitorujące. Wobec wytwórców, którzy zostali wpisani do Rejestru i nie przekazali informacji o pierwszym wytworzeniu energii elektrycznej w posiadanej instalacji, przeprowadzane są działania monitorujące, podmioty wzywane są do przedłożenia dokumentacji potwierdzającej datę wytworzenia po raz pierwszy energii w instalacjach wpisanych do rejestru. W świetle powyższego należy rozważyć zniesienie omawianego obowiązku w ramach deregulacji, szczególnie, że informacje o wytworzeniu po raz pierwszy energii elektrycznej w małej instalacji pozyskiwane są na podstawie innych przepisów prawa, tj. dotyczących systemów wsparcia wytwarzania energii elektrycznej z OZE.

Należy odnotować, że konsekwentnie prowadzone od lat przez Urząd działania nakierowane na zwiększenie świadomości wytwórców w zakresie ciążyących na nich obowiązków sprawozdawczych i informacyjnych, w 2024 r. również nie przyniosły zadowalającego efektu. Odsetek składanych informacji pozostaje bowiem na poziomie z 2022 r. (ok. 38 proc.), przy czym – jak wskazano wcześniej – wzrosła liczba zobowiązanych do ich przedstawienia.

2.2.3. Formy wsparcia wytwórców

2.2.3.1. Przedterminowe rozwiązanie kontraktów długoterminowych – KDT

Ustawą o rozwiązaniu KDT wprowadzono dla wytwórców energii elektrycznej program pomocy publicznej rekompensującej koszty osierocone powstałe w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych na sprzedaż energii elektrycznej (KDT)⁴⁵. Był to pierwszy program dedykowany wytwórcom energii elektrycznej wprowadzony po wstąpieniu Polski do Unii Europejskiej⁴⁶.

⁴⁴ Art. 9 ust. 1 pkt 8 ustawy OZE.

⁴⁵ Kontrakty długoterminowe sprzedaży mocy i energii elektrycznej (KDT) zostały zawarte w latach 90. przez wytwórców energii elektrycznej z przedsiębiorstwem PSE S.A. Miały one charakter wieloletnich umów w zakresie dostarczania energii elektrycznej po ustalonej cenie. Cena w ramach KDT-ów kształtowała się powyżej średniej ceny sprzedaży przez przedsiębiorstwa wytwórcze co miało na celu umożliwić wytwórcom modernizację i rozbudowę mocy wytwórczych, stanowiły także zabezpieczenie kredytów inwestycyjnych. W związku z wejściem do Unii Europejskiej pojawiły się postulaty deregulacji i liberalizacji rynku energii. Ponieważ większa część produkowanej w kraju energii elektrycznej była sprzedawana w ramach kontraktów długoterminowych, nie sprzyjało to rozwojowi rynku energii elektrycznej. Komisja Europejska po przeprowadzonym w latach 2005–2007 audycie uznała KDT-y za niedozwoloną pomoc publiczną. Natychmiastowe rozwiązanie KDT-ów, bez żadnego systemu wsparcia wpłynęłoby na znaczące pogorszenie kondycji energetyki, z możliwością upadłości niektórych zakładów. Pojawiła się zatem konieczność znalezienia innego rozwiązania w zakresie wsparcia wytwórców i rekompensaty tzw. kosztów osieroconych, czyli kosztów podjętych inwestycji niemożliwych do uzyskania z rynku.

⁴⁶ System rekompensat określony tą ustawą został zatwierdzony decyzją Komisji Europejskiej z 25 września 2007 r. w sprawie pomocy państwa udzielonej przez Polskę w ramach umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej

Program dotyczący kosztów osieroconych realizowany jest od 2008 r. i jest to najstarszy program w zakresie rekompensat dla wytwórców energii elektrycznej. Do programu pomocowego zakwalifikowano 12 wytwórców. Łącznie wytwórcy, których lista została zawarta w zał. nr 2 do ustawy o rozwiązaniu KDT, mają prawo do uzyskania pomocy w wysokości maksymalnie 11,6 mld zł (kwota zdyskontowana do wartości na 1 stycznia 2007 r.)⁴⁷. Do rozliczenia w 2024 r. pozostało trzech wytwórców.

Zgodnie z zapisami ustawy, środki na pokrycie kosztów osieroconych pochodzą z opłaty przejściowej, naliczanej i pobieranej przez spółkę PSE S.A. od przedsiębiorstw energetycznych. Operator przekazuje wpływy z tytułu opłaty przejściowej do Zarządcy Rozliczeń S.A., spółki powołanej na mocy ustawy w celu obsługi finansowej procesu wypłat środków na pokrycie kosztów osieroconych. Zarządca Rozliczeń S.A. gromadzi środki na poczet wypłat, zarządza nimi, a następnie przekazuje je do wytwórców. Wyodrębnienie niezależnego podmiotu do obsługi procesu wypłat ma na celu transparentność całego systemu.

W 2024 r., tj. szesnasty rok z rzędu, Prezes URE ustalił dla trzech wytwórców uczestniczących w 2023 r. w systemie rekompensat określonym ustawą o rozwiązaniu KDT wysokość korekty rocznej kosztów osieroconych. W powyższych sprawach w ustawowym terminie do 31 lipca 2024 r., wydano 3 decyzje administracyjne. Wytwórcy za 2023 r. otrzymali zaliczki na poczet kosztów osieroconych w wysokości 114,2 mln zł. W wyniku decyzji administracyjnych Prezesa URE ustalających korekty roczne, wytwórcy dodatkowo uzyskali kwotę pomocy publicznej w wysokości 11,2 mln zł. Łączna kwota środków publicznych przekazanych wytwórcom za 2023 r. wyniosła 125,4 mln zł⁴⁸.

Tabela 8. Łączna kwota środków publicznych przekazanych wytwórcom w latach 2008–2024*

Beneficjenci – wytwórcy w grupach kapitałowych	Łączna kwota środków publicznych przekazanych wytwórcom w latach 2008–2024 [tys. zł]
CEZ	1 282 809
ENEA S.A.	551 619
PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	9 505 502
Polenergia S.A.	1 707 860
TAURON Polska Energia S.A.	2 135 090
ZE PAK S.A.	2 429 495
Razem	17 612 375

* Dotyczy środków publicznych przekazanych w ramach zaliczek, korekt rocznych i końcowych kosztów osieroconych.

Rozliczenie zaliczek pobranych za 2024 r. nastąpi w terminie ustawowym do 31 lipca 2025 r.

Źródło: URE.

W 2024 r. działając na podstawie art. 24 ust. 4 ustawy KDT, Prezes URE w drodze decyzji administracyjnych zaktualizował na rok 2025 kwoty kosztów osieroconych dla wytwórców

oraz pomocy państwa, którą Polska planuje udzielić w ramach rekompensaty z tytułu dobrowolnego rozwiązania umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej, która w art. 4 ust. 2 uznała system rekompensat za pomoc publiczną zgodną ze wspólnym rynkiem zgodnie z Komunikatem Komisji Europejskiej dotyczącym metodologii analizy pomocy państwa związanej z kosztami osieroconymi (List Komisji SG (2001) D/290869 z 6 sierpnia 2001 r.).

⁴⁷ Łączną kwotę kosztów osieroconych, określonych w ustawie o rozwiązaniu KDT, dla każdego wytwórcy ustawodawca podzielił na lata w okresie korygowania, tj. zgodnie z długością zawartych umów długoterminowych. Ustawa o rozwiązaniu KDT przesądziła, że koszty osierocone pokrywane są za pomocą trzyetapowego mechanizmu. W pierwszym etapie, na podstawie zaktualizowanej przez Prezesa URE kwoty, wytwórca składa wniosek o zaliczkę na dany rok. W kolejnym roku, po wypłatach zaliczek, w drugim etapie, Prezes URE – w drodze decyzji administracyjnej – ustala wysokość korekty kosztów osieroconych. W trzecim etapie, ustalana jest korekta końcowa, po zakończeniu okresu korygowania i rozliczeniu zaliczek i korekt rocznych, w ramach której poddawany jest ocenie cały program wypłat dla danego wytwórcy.

⁴⁸ Informacja Prezesa URE nr 45/2024, <https://www.ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/12107,Informacja-nr-452024.html>

wymienionych w załączniku nr 3 do ww. ustawy przy zastosowaniu skumulowanego wskaźnika aktualizacji w wysokości 2,49988644633476. Łącznie kwota zaktualizowanych kosztów na 2025 r. wyniosła 108 347,156 tys. zł.

W związku z zakończeniem w 2023 r. okresu korygowania kosztów osieroconych spółki CEZ Chorzów S.A., który trwał od 1 kwietnia 2008 r. do 31 października 2023 r., działając na podstawie art. 31 ust. 1 i 2 ustawy KDT, Prezes URE ustalił wysokość korekty końcowej. Korekta końcowa kosztów osieroconych dla tego podmiotu wyniosła 180 699,720 tys. zł⁴⁹. Została ona wyliczona na podstawie wzoru określonego w art. 31 ust. 1 ustawy KDT, po uwzględnieniu wypłaconych zaliczek na poczet kosztów osieroconych i korekt rocznych kosztów osieroconych.

2.2.3.2. Rynek mocy

Kolejny rodzaj wsparcia wytwórców energii elektrycznej, tzw. rynek mocy, wprowadzono ustawą o rynku mocy. Mechanizm zdolności wytwórczych, jako program pomocy publicznej, został zatwierdzony decyzją Komisji Europejskiej z 7 lutego 2018 r.⁵⁰ i ma na celu zagwarantowanie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w kraju, gdyż obowiązujące ceny energii nie zapewniały dostatecznych zachęt do utrzymywania istniejących zdolności wytwórczych na rynku oraz do inwestycji w nowe. Mechanizm ten zatwierdzono na okres 10 lat. W ramach tego środka, właściciele jednostek wytwórczych oraz magazynów energii mogą uzyskiwać dodatkowe przychody z tytułu gotowości do dostarczenia mocy do systemu elektroenergetycznego, a podmioty zapewniające redukcję zapotrzebowania – płatność za gotowość do zmniejszenia poboru mocy (DSR) czy dla magazynów energii.

Tabela 9. Środki otrzymane przez dostawców mocy z tytułu kontraktów mocowych w latach 2021–2024⁵¹

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

Uwaga: Dane dotyczące lat 2021–2023 różnią się wobec danych w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2023 r. – pochodzą z innego źródła danych.

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Mechanizm kontraktacji odbywa się w drodze konkurencyjnych aukcji typu holenderskiego, tj. aukcji składających się z wielu rund z ceną malejącą⁵². Taki system aukcji zapewnia zakup mocy po

⁴⁹ Informacja Prezesa URE nr 49/2024, <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/12137,Informacja-nr-492024.html>

⁵⁰ https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/272253/272253_1977790_162_2.pdf

⁵¹ 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 mocowy 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..

⁵² Właściciele jednostek rynku mocy, które zostały dopuszczone do udziału w aukcji, po pozytywnym zakończeniu procesu certyfikacji ogólnej a następnie procesu certyfikacji do aukcji głównej, mogą wycofać swoją ofertę, w przypadku gdy cena w kolejnej rundzie nie będzie już zapewniać oczekiwanego przez nich wynagrodzenia za moc. Aukcja kończy się w rundzie, w której pozostały wolumen oferowanej mocy zrówna się z zapotrzebowaniem na moc w danej aukcji ogłoszonym w rozporządzeniu ministra właściwego ds. energii określonym po zasięgnięciu opinii Prezesa URE wydanym na podstawie art. 34 ustawy o rynku mocy.

najniższej cenie i jest neutralny technologicznie, zapewniając konkurencję pomiędzy nimi. Obowiązki mocowe wynikające z kontraktów zawartych w ramach aukcji na rynku mocy mogą być przedmiotem dalszego obrotu na rynku wtórnym.

Szczegółowe zasady i organizację rynku mocy określa ustawa oraz Regulamin rynku mocy, który zatwierdzany jest przez Prezesa URE na wniosek PSE S.A., pełniącej rolę operatora w myśl art. 2 ust. 1 pkt 27 ustawy o rynku mocy, odpowiadającej za prowadzenie procesów rynku mocy: certyfikacje, aukcje itd.⁵³

Szczegółowe dane liczbowe związane z funkcjonowaniem rynku mocy w 2024 r. znajdują się w części 8.2. Rynek mocy niniejszego Sprawozdania oraz w Aneksie (tab. A23-A28, rys. A8-A16).

2.2.3.3. Mechanizmy wsparcia odnawialnych źródeł energii

Koszty funkcjonowania systemów wsparcia wytwarzania energii elektrycznej w instalacjach odnawialnych źródeł energii ponoszone są co do zasady przez odbiorców końcowych energii elektrycznej. Są one odzwierciedlane w treści faktur wystawianych przez sprzedawców energii elektrycznej tym odbiorcom. Dotyczy to zarówno systemu świadectw pochodzenia, jak i systemów: aukcyjnego, systemów FIT/FIP, systemu wsparcia dla biometanu oraz systemu wsparcia energii elektrycznej wytworzonej w morskich farmach wiatrowych.

System taryf gwarantowanych FIT oraz system dopłat do ceny rynkowej FIP

System taryf gwarantowanych, tzw. Feed-in Tariff (FIT), polega na możliwości sprzedaży niewykorzystanej a wprowadzonej do sieci energii elektrycznej po stałej cenie zakupu. Przez większą część roku 2024 z systemu FIT mogli korzystać wytwórcy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW. W wyniku zmian ustawy OZE⁵⁴, od dnia 27 grudnia 2024 r. system FIT obejmuje wyłącznie instalacje o mocy mniejszej niż 400 kW (docelowo od 1 stycznia 2026 r. o mocy mniejszej niż 200 kW).

System dopłat do ceny rynkowej sprzedanej i niewykorzystanej a wprowadzonej do sieci energii elektrycznej tzw. Feed-in Premium (FIP) przeznaczony jest z kolei dla wytwórców energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, którzy sprzedają lub będą sprzedawać niewykorzystaną energię elektryczną do wybranego podmiotu innego niż sprzedawca zobowiązany.

W obowiązującym stanie prawnym⁵⁵, systemy FIT/FIP dedykowane są dla instalacji odnawialnego źródła energii, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej wyłącznie:

- 1) biogaz rolniczy albo,
- 2) biogaz pozyskany ze składowisk odpadów, albo
- 3) biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków, albo
- 4) biogaz inny niż określony w pkt 1-3, albo
- 5) hydroenergię, albo
- 6) biomasę.

W 2024 r. w oparciu o przepisy obowiązujące do dnia wejścia w życie nowelizacji ustawy OZE, tj. do 27 grudnia 2024 r., do systemów FIT/FIP mogły przystąpić następujące instalacje odnawialnego źródła energii:

- planowane do uruchomienia, w których dotychczas nie została wytworzona energia elektryczna,
- zrealizowane po 1 lipca 2016 r., które nie korzystały z aukcyjnego systemu wsparcia, o którym mowa w art. 73 ustawy OZE,

⁵³ <https://bip.ure.gov.pl/bip/rynek-mocy/3674,Regulamin-ryнку-mocy.html>

⁵⁴ Ustawą z 27 listopada 2024 r.

⁵⁵ Art. 70a ust. 1 i 2 ustawy OZE.

- uruchomione i wytwarzające energię elektryczną, korzystające z systemu wsparcia świadectw pochodzenia, o których mowa w art. 44 ust. 1 ustawy OZE,
- które wygrały aukcje rozstrzygnięte przed dniem wejścia w życie nowelizacji ustawy OZE z 7 czerwca 2018 r. – na zasadach określonych w art. 9 tej ustawy.

W związku z wejściem w życie ustawy z 27 listopada 2024 r., od 28 grudnia 2024 r. doprecyzowano, że instalację odnawialnego źródła energii planowaną do uruchomienia, stanowi instalacja, w której wytworzenie energii elektrycznej po raz pierwszy nastąpi po dniu złożenia deklaracji FIT/FIP. Ponadto z katalogu rodzaju instalacji mogących uczestniczyć w systemie FIT/FIP usunięto te, które zrealizowane zostały po 1 lipca 2016 r. a które nie korzystały z aukcyjnego systemu wsparcia.

Stała cena zakupu w systemach FIT/FIP⁵⁶ wynosi odpowiednio:

- 95 proc. ceny referencyjnej, o której mowa w art. 77 ust. 3 pkt 1 ustawy OZE, obowiązującej na dzień złożenia deklaracji FIT/FIP – dla poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnych źródeł energii, o mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW,
- 90 proc. ceny referencyjnej, o której mowa w art. 77 ust. 3 pkt 1 ustawy OZE, obowiązującej na dzień złożenia deklaracji FIT/FIP – dla poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnych źródeł energii, o mocy zainstalowanej nie mniejszej niż 500 kW i nie większej niż 1 MW,

przy czym jest ona obliczana zgodnie z zasadami kumulacji pomocy publicznej zawartymi w przepisach ustawy OZE⁵⁷.

Wysokość ceny referencyjnej określona została w rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 8 listopada 2023 r. w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, okresów obowiązujących wytwórców, którzy wygrali aukcje, oraz referencyjnych wolumenów sprzedaży energii elektrycznej – obowiązującym od 10 listopada 2023 r.⁵⁸

Stała cena zakupu podlega corocznej waloryzacji średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem z poprzedniego roku kalendarzowego, określonym w komunikacie Prezesa GUS⁵⁹. Stałą cenę zakupu energii elektrycznej pomniejsza pomoc inwestycyjna przeznaczona na realizację inwestycji w zakresie danej instalacji odnawialnego źródła energii. Nowelizacja ustawy OZE, której regulacje weszły w życie 28 grudnia 2024 r. zmieniła zasady kumulacji pomocy publicznej poprzez rozszerzenie zakresu uwzględnianej przy wyliczeniu ceny skorygowanej pomocy publicznej inwestycyjnej m.in. o komponenty dotyczące wytwarzania biogazu.

W roku sprawozdawczym wytwórcy złożyli Prezesowi URE 125 deklaracji o zamiarze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej po stałej cenie zakupu ustalonej zgodnie z art. 70e ustawy OZE. Z tej liczby, 2 deklaracje zostały wycofane przez wnioskodawców. Zaświadczenia o możliwości sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej, w 2024 r. wydano dla 41 wytwórców (w tym dla postępowań rozpoczętych we wcześniejszych latach i zakończonych do 30 czerwca 2024 r.). W tym miejscu należy wskazać, że zaświadczenia FIT/FIP, z uwagi na brzmienie art. 92 ust. 1 i ust. 5 ustawy OZE w wersji obowiązującej do 27 grudnia 2024 r., mogły być wydawane jedynie do 30 czerwca 2024 r. Dopiero nowelizacja ustawy OZE⁶⁰ umożliwiła wydawanie kolejnych zaświadczeń od 28 grudnia 2024 r.

Dodatkowo wytwórcy, którzy otrzymali zaświadczenie FIT/FIP, korzystali w 2024 r. z uprawnienia⁶¹ dotyczącego możliwości zmiany sprzedawcy zobowiązanego lub innego podmiotu, o których mowa w art. 70b ust. 3 pkt 7 ustawy OZE, a także zmiany mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii oraz ilości energii elektrycznej.

Znowelizowanymi przepisami ustawy OZE, które weszły w życie 28 grudnia 2024 r., wprowadzono zmiany w systemie FIT/FIP, które dotyczyły m.in. następujących obszarów:

⁵⁶ Zgodnie z art. 70e ust. 1 ustawy OZE.

⁵⁷ Odpowiednio w art. 39a ust. 5 i 11 ustawy OZE, z uwzględnieniem art. 39a ust. 7 i 12 tej ustawy.

⁵⁸ Dz. U. z 2023 r. poz. 2440.

⁵⁹ M. P. z 2025 r. poz. 68.

⁶⁰ Ustawa z 27 listopada 2024 r.

⁶¹ O którym mowa w art. 70b ust. 10 ustawy OZE.

- 1) dedykowania systemu FIT dla instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 400 kW (docelowo 200 kW),
- 2) doprecyzowania katalogu instalacji, które mogą ubiegać się o wsparcie w ramach systemów FIT/FIP,
- 3) pozostawienia bez rozpoznania deklaracji FIT/FIP w sytuacji nieprzedłożenia oryginału/poświadczonej kopii prawomocnego pozwolenia na budowę lub oryginału/poświadczonej kopii warunków przyłączenia lub umowy o przyłączenie instalacji odnawialnego źródła energii do sieci przesyłowej lub sieci dystrybucyjnej,
- 4) wymogu kumulacji pomocy inwestycyjnej przez wytwórców składających deklarację FIT/FIP, przeznaczonej na realizację inwestycji stanowiącej całość techniczno-użytkową służącą do wytwarzania biogazu i biogazu rolniczego niezależnie od tego, jaki podmiot tą pomoc otrzymał,
- 5) wymogu złożenia oświadczenia wytwórcy biogazu dotyczącego pomocy publicznej inwestycyjnej, jaka została mu udzielona w zakresie wytwarzania biogazu,
- 6) nałożenia na Prezesa URE obowiązku monitorowania wysokości wsparcia przyznanego wytwórcom w ramach systemów FIT/FIP w ramach limitów środków przeznaczonych na dany system wsparcia zgłoszony Komisji Europejskiej przez Rzeczpospolitą Polską na podstawie art. 42 oraz art. 43 rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014 z dnia 17 czerwca 2014 r. uznającego niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu, z uwzględnieniem progów pomocy, o których mowa w art. 4 ust. 1 lit. v tego rozporządzenia.

Dane szczegółowe w zakresie stałych cen zakupu w systemach FIT/FIP oraz wydanych zaświadczeń o możliwości sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej po stałej cenie zakupu, znajdują się w Aneksie (tab. A34-A35).

Aukcje na sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii

Aukcyjny system wsparcia sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach odnawialnych źródeł energii⁶² został zaprojektowany zarówno z myślą o wytwórcach, którzy rozpoczęli wytwarzanie energii elektrycznej przed 1 lipca 2016 r. (w tzw. „instalacjach istniejących”) i dotychczas korzystali z systemu świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii, jak i o wytwórcach, którzy planują rozpoczęcie wytwarzania energii elektrycznej po wygraniu aukcji (w tzw. „nowych instalacjach”). Do ogłaszania, organizowania i przeprowadzania, za pośrednictwem Internetowej Platformy Aukcyjnej (IPA), aukcji na sprzedaż energii elektrycznej pochodzącej z odnawialnych źródeł energii umocowany został – na podstawie przepisów ustawy OZE – Prezes URE.

Zgodnie z ustawą OZE, wytwórcy zainteresowani przystąpieniem do aukcji z nowymi instalacjami podlegali ocenie formalnej przygotowania do wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii. Ocenę przeprowadza Prezes URE na wniosek wytwórcy o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji. Weryfikacji, wzorem lat ubiegłych, podlegała m.in. zgodność wniosku z wymogami ustawy OZE, tj. w zakresie niezbędnych danych i informacji, kompletności załączonej dokumentacji, w tym poprawności tej dokumentacji względem parametrów instalacji objętej wnioskiem, a także zgodności z terminami określonymi przepisami prawa. W wyniku przeprowadzonych postępowań Prezes URE wydawał stosowne zaświadczenia, w tym niejednokrotnie ponownie w odniesieniu do tych samych instalacji, których dotychczasowe uczestnictwo w aukcjach przeprowadzanych w latach ubiegłych okazało się bezskuteczne, co umożliwiło wnioskodawcom udział we właściwych aukcjach organizowanych w 2024 r. Podobnie jak w latach poprzednich, wniosek o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji wytwórcy mogli składać za pośrednictwem systemu IPA.

Obowiązujące regulacje prawne nie wykluczają składania Prezesowi URE deklaracji o przystąpieniu do aukcji przez wytwórców energii elektrycznej w istniejących instalacjach odnawialnych źródeł energii, jednakże w przyjętym przez Radę Ministrów rozporządzeniu z dnia 27 września 2022 r. w sprawie maksymalnych ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji w poszczególnych następujących po sobie latach kalendarzowych 2022–2027⁶³,

⁶² O którym mowa w art. 72 ust. 1 ustawy OZE.

⁶³ Dz. U. z 2022 r. poz. 2085.

określono limity ilościowe i wartościowe wyłącznie dla instalacji nowych. W konsekwencji, w latach 2021–2024 nie wpłynęła żadna deklaracja o przystąpieniu do aukcji dla instalacji istniejącej.

W procesie organizacji i przeprowadzania aukcji ogromną rolę odgrywa sprawność prekwalfikacji, czyli procesu urzędowej oceny formalnej przygotowania wytwórcy do rozpoczęcia wytwarzania energii elektrycznej w danej instalacji, którego rezultatem jest wydane przez Prezesa URE zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji (dla instalacji nowych) albo potwierdzenie przyjęcia deklaracji (dla instalacji istniejących). W 2024 r. wydano 388 zaświadczeń o dopuszczeniu do aukcji, względem 397 zaświadczeń w 2023 r. oraz 502 w 2022 r.

W 2024 r. harmonogram aukcji, po jego uzgodnieniu z Ministrem Klimatu i Środowiska, został opublikowany na stronie internetowej Urzędu 23 lipca 2024 r.⁶⁴ i na jego podstawie Prezes URE, 30 października 2024 r., ogłosił⁶⁵ 7 aukcji zadedykowanych instalacjom nowym. Spośród wszystkich grudniowych aukcji, dwie – AZ/6/2024 oraz AZ/7/2024 – zostały rozstrzygnięte.

72	AZ/6/2024	128	AZ/7/2024
wygrane oferty		wygranych ofert	
40		82	
wygranych wytwórców		wygranych wytwórców	
738 954,072 MWh		15 388 708,676 MWh	
łącznej ilości sprzedanej energii		łącznej ilości sprzedanej energii	
254 746 641,09 zł		4 856 167 335,25 zł	
łącznej wartości sprzedanej energii		łącznej wartości sprzedanej energii	
297,78 zł		149,00 zł	
minimalnej ceny z oferty		minimalnej ceny z oferty	
388,00 zł		334,77 zł	
maksymalnej ceny z oferty		maksymalnej ceny z oferty	

Szczegółowe dane dotyczące rozstrzygniętych aukcji przedstawiono w Aneksie (rys. A17-A18).

Aukcje AZ/1/2024 oraz AZ/2/2024 przeznaczone dla instalacji na biomasę (w tym dedykowanych instalacji spalania biomasy, dedykowanych instalacji spalania wielopaliwowego, instalacji termicznego przekształcania odpadów, układów hybrydowych) albo wyłącznie na biogaz inny niż rolniczy (w tym wykorzystujących wyłącznie biogaz pochodzący ze składowisk odpadów lub wykorzystujących wyłącznie biogaz pochodzący z oczyszczalni ścieków), aukcja AZ/3/2024 dedykowana nowym biogazowniom rolniczym o mocy większej niż 1 MW, a także aukcje AZ/4/2024 i AZ/5/2024 przeznaczone dla instalacji wykorzystujących biopłynny, energię geotermalną i hydroenergię nie zostały rozstrzygnięte, z uwagi na brak wymaganej liczby ofert. Zgodnie z przepisami ustawy o OZE⁶⁶, aukcję rozstrzyga się, jeżeli złożono nie mniej niż trzy ważne oferty spełniające wymagania określone w ustawie, podczas gdy w ww. aukcjach AZ/1/2024, AZ/2/2024, AZ/3/2024 oraz AZ/4/2024 nie wpłynęła żadna oferta.

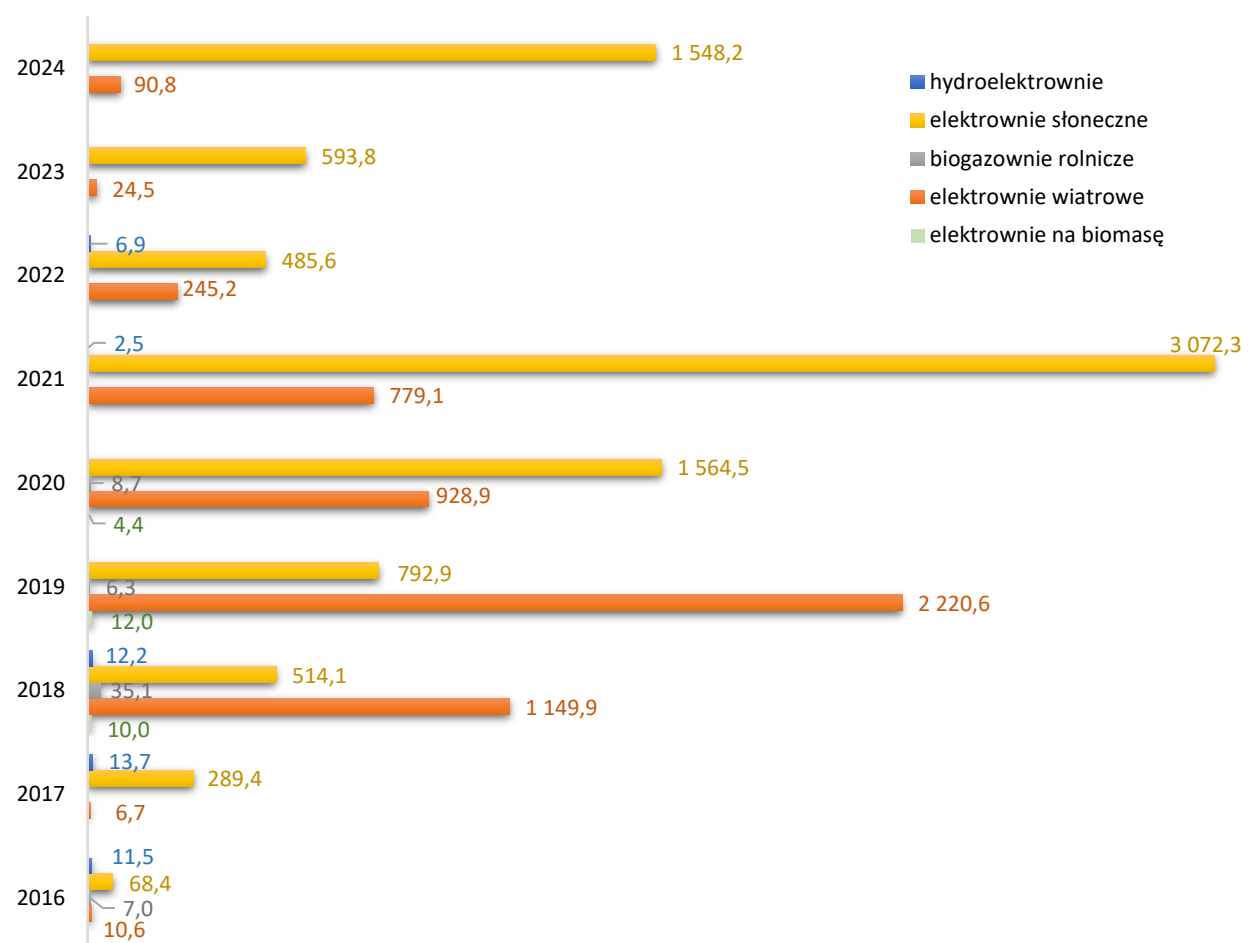
⁶⁴ <https://www.ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/aktualnosci/12078,Aukcje-OZE-Prezes-URE-oglasza-harmonogram-przeprowadzenia-aukcji-na-sprzedaz-ene.html>

⁶⁵ <https://www.ure.gov.pl/pl/oze/aukcje-oze/ogloszenia-i-wyniki-auk>

⁶⁶ Art. 78 ust. 5 ustawy o OZE.

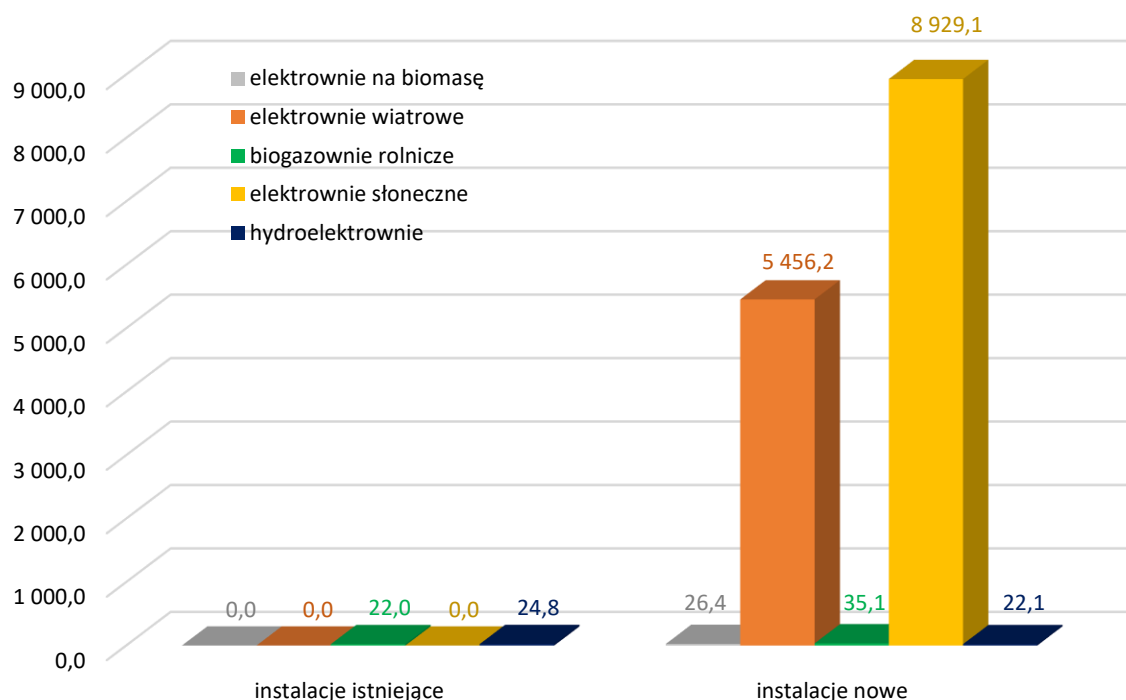
W wyniku rozstrzygnięć aukcji przeprowadzonych w roku sprawozdawczym, zwyciężyły instalacje o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej wynoszącej 1 639,0 MW wobec 618,3 MW w 2023 r. i 737,7 MW w 2022 r. Można zatem zauważyć, że w 2024 r. zakontraktowano większą moc instalacji niż łącznie w latach 2022–2023. Jednak porównując liczbę zwycięskich ofert można zauważyć, że nadal jest ona niemal identyczna: 200 w 2024 r. i w 2023 r. oraz 204 w 2022 r. Zmianie natomiast uległa dotychczasowa tendencja, zgodnie z którą liczba wygranych ofert w aukcji dla instalacji w koszyku do 1 MW była wyższa w odniesieniu do aukcji w koszyku powyżej 1 MW – w roku sprawozdawczym wyniosła bowiem 72 do 128 wygranych ofert. Należy podkreślić, że taka sytuacja miała miejsce pierwszy raz w historii przeprowadzanych aukcji OZE, tj. liczba wygranych ofert złożonych przez instalacje o mocy zainstalowanej elektrycznej powyżej 1 MW (AZ/7/2024) przewyższyła liczbę wygranych ofert złożonych przez instalacje o mocy zainstalowanej elektrycznej do 1 MW (AZ/6/2024), co przyczyniło się do wzrostu zakontraktowanego wolumenu energii.

Rysunek 10. Łączna moc zainstalowana elektryczna instalacji wytwórców, którzy wygrali aukcje w latach 2016–2024, w podziale na rodzaj odnawialnego źródła energii [MW]



Źródło: URE.

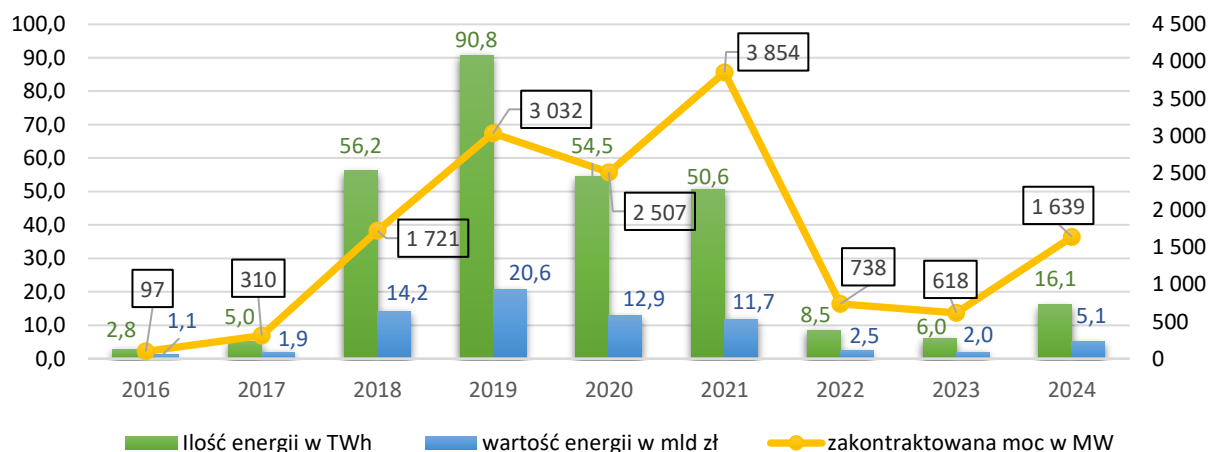
Rysunek 11. łączna moc zainstalowana elektryczna instalacji wytwórców którzy wygrali aukcje w latach 2016-2024 według typu instalacji: nowa/istniejąca oraz w podziale na rodzaj odnawialnego źródła energii [MW]



Źródło: URE.

Wyniki ubiegłorocznych aukcji utrwalają trend ekspansji projektów fotowoltaicznych w aukcyjnym systemie wsparcia, jednak zarówno w przypadku farm wiatrowych na lądzie, jak i instalacji fotowoltaicznych, zauważalna jest dysproporcja w stosunku do 2023 r. Moc zainstalowana elektryczna elektrowni fotowoltaicznych, które wygrały aukcje w 2024 r. wyniosła 1 548,2 MW wobec 593,8 MW w roku poprzednim (wzrost 2,6-krotny). Z kolei moc zainstalowana elektryczna farm wiatrowych na lądzie, które wygrały aukcję w 2024 r. wyniosła 90,8 MW wobec 24,5 MW w 2023 r., co stanowi 3,7-krotny wzrost zakontraktowanych mocy dla tych instalacji. Niemniej, utrzymująca się w ostatnich latach niewielka liczba nowych projektów wiatrowych to nadal pokłosie wprowadzonej w 2016 r., tzw. ustawą odległościową zasady „10h”.

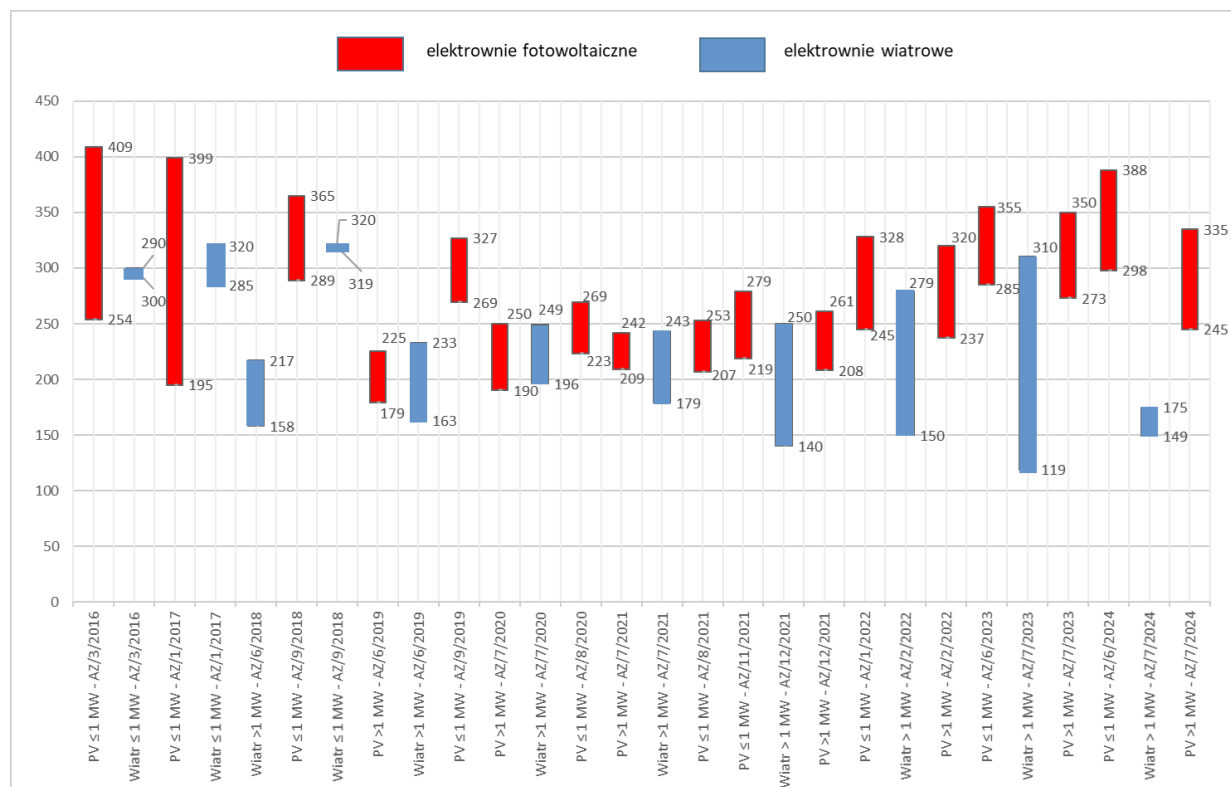
Rysunek 12. łączna moc zainstalowana elektryczna instalacji [MW], ilość sprzedanej energii [TWh] oraz wartość sprzedanej energii [mld zł] wytwórców, którzy wygrali aukcje w latach 2016-2024



Źródło: URE.

W 2024 r., podobnie jak w latach ubiegłych, poziom cen ofertowych w odniesieniu do instalacji fotowoltaicznych i farm wiatrowych o mocy zainstalowanej elektrycznej powyżej 1 MW był wyrównany. Stały, choć nieznaczny wzrost cen ofertowych na przestrzeni ostatnich lat można natomiast zauważyć w koszyku instalacji fotowoltaicznych i farm wiatrowych o mocy zainstalowanej elektrycznej do 1 MW. W roku sprawozdawczym łączna moc w aukcji AZ/7/2024 (czyli w koszyku powyżej 1 MW) przypadająca na instalacje fotowoltaiczne utrzymała się na bardzo wysokim poziomie 94 proc. (wobec 95 proc. łącznej zakontraktowanej mocy instalacji PV w aukcji AZ/7/2023 oraz 58 proc. łącznej zakontraktowanej mocy instalacji PV w aukcji AZ/2/2022).

Rysunek 13. Zakres cen w zł/MWh z wygranych ofert w aukcjach przeznaczonych dla instalacji fotowoltaicznych i farm wiatrowych w latach 2016–2024 (zaokrąglono do 1 zł/MWh)



Źródło: URE.

Wyniki aukcji przeprowadzonych w 2024 r. pokazują, że zainteresowanie tym mechanizmem wsparcia, względem lat 2022 i 2023, utrzymuje się na podobnym poziomie – wskazuje na to przede wszystkim liczba ofert złożonych w poszczególnych aukcjach.

Po raz kolejny, w aukcjach dedykowanych hydroelektrowniom, biogazowniom rolniczym oraz instalacjom wykorzystującym biomasę i biogaz inny niż rolniczy, liczba ofert była niewystarczająca, aby te aukcje udało się rozstrzygnąć. Brak zainteresowania aukcjami wśród przedsiębiorców inwestujących w ww. technologie należy ocenić jako permanentny. Wytwórcy energii w elektrowniach wodnych oraz w biogazowniach preferują bezpieczniejszy w ich ocenie i mniej restrykcyjny system taryf gwarantowanych (FIT) oraz dopłat do ceny rynkowej (FIP).

Podsumowując wyniki aukcji przeprowadzonych w ostatnich latach należy zauważyć, że inwestorzy w coraz mniejszym stopniu zabezpieczają ceny sprzedaży energii elektrycznej za pomocą aukcyjnego systemu wsparcia. Coraz niższe zainteresowanie tym mechanizmem jest rezultatem rozwoju rynku inwestycji w projekty OZE, w tym w szczególności rosnącej popularności umów PPA/cPPA (Power Purchase Agreements/corporate PPA), czyli długoterminowych kontraktów na sprzedaż zielonej energii, zawieranych na zasadach czysto komercyjnych, w tym z dużymi odbiorcami korporacyjnymi.

Prezes URE wydał w 2024 r. szereg komunikatów i informacji wyjaśniających zagadnienia problemowe związane ze stosowaniem przepisów ustawy OZE, a także dokumentów regulujących zasady partycypacji w systemie aukcyjnym. Do najważniejszych publikacji zaliczyć należy:

- Informację Prezesa URE nr 15/2024 dotyczącą kwestii wywołujących najczęstsze wątpliwości w obszarze przyłączania do sieci (tzw. cable pooling)⁶⁷,
- Informację Prezesa URE nr 28/2024 w sprawie rozstrzygniętych aukcji na sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii (wskaźniki realizacji projektów, które uzyskały wsparcie w ramach aukcji)⁶⁸,
- publikację z 6 czerwca 2024 r. w sprawie redysponowania nierynkowego – jak zaliczyć zredukowaną energię do realizacji zobowiązań aukcyjnych?⁶⁹,
- Informację Prezesa URE nr 37/2024 dotyczącą wykonywania zawartych umów o przyłączenie do sieci instalacji odnawialnego źródła energii⁷⁰,
- Informację Prezesa URE nr 43/2024 w sprawie harmonogramu aukcji planowanych do przeprowadzenia w roku 2024⁷¹,
- publikację z 13 września 2024 r. dotyczącą prekwalfikacji do zaplanowanych na 2024 r. aukcji na sprzedaż energii elektrycznej z OZE⁷²,
- ogłoszenia z 30 października 2024 r. siedmiu aukcji zwykłych na sprzedaż energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w 2024 r.⁷³,
- informacje z 23 grudnia 2024 r. w sprawie ogłoszenia wyników siedmiu aukcji zwykłych na sprzedaż energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w 2024 r. wraz z publikacją dotyczącą podsumowania tych wyników⁷⁴.

W roku sprawozdawczym miała miejsce nowelizacja ustawy OZE dokonana ustawą z 27 listopada 2024 r. m.in. w zakresie zastosowania nowych progów łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej umożliwiających uzyskanie praw do gwarantowanego odbioru energii przez sprzedawcę zobowiązanego oraz zwolnienia z obciążeń finansowych w zakresie bilansowania handlowego, tj. w odniesieniu do instalacji służących do wytwarzania energii o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 400 kW, a od 1 stycznia 2026 r. nie większej niż 200 kW. Powyższa zmiana weszła w życie 28 grudnia 2024 r.

Przedsiębiorcy mogli korzystać z rozwiązań prawnych dedykowanych wytwórcom, których oferty wygrały dotychczas przeprowadzone aukcje, obejmujące zaktualizowanie oferty aukcyjnej, uzyskanie zgody Prezesa URE na przeniesienie praw i obowiązków wynikających z wygranej aukcji, a także wydłużenie terminu sprzedaży energii elektrycznej po raz pierwszy w systemie aukcyjnym.

Możliwość przeniesienia praw i obowiązków wynikających ze zwycięskiej oferty została uregulowana w ustawie OZE⁷⁵. Wytwórca przenoszący własność oraz nabywca instalacji występują do Prezesa URE ze wspólnym wnioskiem o wyrażenie zgody przed zawarciem umowy przenoszącej własność instalacji odnawialnego źródła energii. Rozpatrując ww. wnioski Prezes URE, bada w szczególności poprawność danych instalacji objętych wnioskiem oraz potwierdza ustanowienie

⁶⁷ <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/11816,Informacja-nr-152024.html>

⁶⁸ <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/11886,Informacja-nr-282024.html>

⁶⁹ <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/11994,Aukcje-OZE-Redysponowanie-nierynkowe-jak-zaliczyc-zredukowana-energie-do-realiza.html>

⁷⁰ <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/12055,Informacja-nr-372024.html>

⁷¹ <https://www.ure.gov.pl/pl/oze/aukcje-oze/harmonogram-aukcji/12083,Informacja-nr-432024.html>

⁷² <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/12158,Prekwalfikacje-do-zaplanowanych-na-2024-r-aukcji-na-sprzedaz-energii-elektryczn.html>

⁷³ <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/12263,Aukcje-OZE-Prezes-URE-oglasza-siedem-aukcji-zwyklych-na-sprzedaz-energii-ze-zrod.html>

⁷⁴ <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/12358,Aukcje-OZE-2024-16-TWh-energii-elektrycznej-o-wartosci-51-mld-zl-Prezes-URE-pods.html>

⁷⁵ Art. 83a ustawy OZE.

zabezpieczenia przez nabywcę instalacji. W 2024 r. Prezes URE wydał 146 postanowień wyrażających zgodę na przeniesienie praw i obowiązków wynikających z wygranej aukcji.

Kolejnym istotnym rozwiązaniem dedykowanym beneficjentom aukcyjnego systemu wsparcia jest możliwość dokonania aktualizacji oferty⁷⁶. W 2024 r. potwierdzono dokonanie przez wytwórców, na podstawie art. 79 ust. 9-12 ustawy OZE, 188 aktualizacji ofert aukcyjnych, zaś od wejścia w 2019 r. w życie przepisów umożliwiających wytwórcom takie działania, potwierdzono łącznie 1 335 aktualizacji ofert aukcyjnych.

Ponadto, w roku sprawozdawczym wytwórcy energii elektrycznej z promieniowania słonecznego, którzy wygrali aukcje przed 1 stycznia 2023 r. i którym nie upłynął jeszcze termin spełnienia zobowiązania aukcyjnego, mieli możliwość wydłużenia tego terminu o dodatkowe 9 miesięcy (z 24 do 33 miesięcy od dnia zamknięcia sesji aukcji) w drodze oświadczenia złożonego Prezesowi URE na podstawie regulacji wprowadzonych ustawą z 15 grudnia 2022 r. W 2024 r. Prezes URE poinformował wytwórców o nowym terminie spełnienia zobowiązania w odniesieniu do 10 instalacji.

Zgodnie z przepisami ustawy OZE⁷⁷ wytwórca, który wygrał aukcję, ma możliwość ubiegania się o przedłużenie terminu pierwszej sprzedaży energii elektrycznej w aukcji oraz okresu wieku produkcji urządzeń wchodzących w skład instalacji w przypadku zaistnienia opóźnień spowodowanych stanem zagrożenia epidemicznego lub stanem epidemii. Odwołanie 1 lipca 2023 r. stanu zagrożenia epidemicznego wprowadzonego w związku z zakażeniami wirusem SARS-CoV-2, nie uniemożliwiło korzystania z ww. trybu. W 2024 r. Prezes URE wydał 54 postanowienia w sprawie przedłużenia terminu sprzedaży energii elektrycznej po raz pierwszy w systemie aukcyjnym, w tym 20 postanowień odmownych. Postanowienia odmowne dotyczyły sytuacji, w których wnioski zostały złożone z uchybieniem terminu⁷⁸ lub zostały złożone ponownie, w odniesieniu do tej samej instalacji, pomimo jednorazowej możliwości uzyskania takiego przedłużenia.

Podsumowując należy wskazać, że obowiązek⁷⁹ dotyczący potwierdzenia rozpoczęcia wytwarzania energii elektrycznej, bądź sprzedaży tej energii w aukcyjnym systemie wsparcia, do 31 grudnia 2024 r. został zrealizowany łącznie dla 2 017⁸⁰ nowych instalacji odnawialnego źródła energii, o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej 5 293,154 MW.

Dane dotyczące stanu realizacji instalacji, które zostały objęte zwycięskimi ofertami, znajdują się w Aneksie (tab. A36).

Zgodnie z ustawą OZE⁸¹ wytwórca, którego oferta wygrała aukcję podlega prawom i obowiązkom związanym z uczestnictwem w aukcyjnym systemie wsparcia, w tym m.in. rozliczenia obowiązku wytworzenia i sprzedaży w ramach systemu aukcyjnego energii elektrycznej w ilości większej lub równej 85 proc. ilości tej energii określonej w ofercie aukcyjnej. Rozliczenie ww. zobowiązania następuje po zakończeniu okresu każdego pełnych trzech lat kalendarzowych, w których przysługiwało wsparcie oraz po zakończeniu tego okresu. W 2024 r. Prezes URE prowadził 20 postępowań administracyjnych w przedmiocie wymierzenia kar pieniężnych⁸² w związku z niewytworzeniem wymaganej ilości energii w ramach systemu aukcyjnego. Wydano 5 decyzji o nałożeniu kar na łączną kwotę ok. 630 tys. zł. Pozostałe 15 wszczętych postępowań nie zostało zakończonych w 2024 r.

⁷⁶ Art. 79 ust. 9-12 ustawy OZE.

⁷⁷ Art. 79a ustawy OZE.

⁷⁸ Art. 79a ust. 3 pkt 2 ustawy OZE.

⁷⁹ Art. 83 ust. 1 pkt 2 ustawy OZE.

⁸⁰ Według stanu na 4 kwietnia 2025 r.

⁸¹ Art. 83 ust. 2 ustawy OZE.

⁸² Art. 168 pkt 15 ustawy OZE.

Wydawanie i umarzanie świadectw pochodzenia. Wydawanie gwarancji pochodzenia⁸³

Świadectwa pochodzenia energii elektrycznej wydawane przez Prezesa URE poświadczają wytwórcy energii elektrycznej, że określona w nich ilość energii została wyprodukowana ze źródeł odnawialnych, a wynikające z nich prawa majątkowe są przedmiotem obrotu na TGE S.A., stanowiąc dodatkowe źródło przychodu dla wytwórców energii. Przepisy ustawy OZE rozróżniają dwa rodzaje świadectw pochodzenia i wynikających z nich praw majątkowych⁸⁴. W 2024 r. Prezes URE wydał 10 996 świadectw pochodzenia OZE na łączny wolumen 16 294 852,689 MWh oraz 19 701 gwarancji pochodzenia energii elektrycznej OZE na łączny wolumen 36 932 854 MWh (za energię elektryczną wytworzoną w 2023 r. i 2024 r.). Wydane zostały również po raz pierwszy 2 gwarancje pochodzenia ciepła ze źródeł odnawialnych. Szczegółowe dane znajdują się w Aneksie (tab. A37-A38). Na podstawie danych publikowanych przez TGE S.A. dotyczącej średniej ceny praw majątkowych dla roku 2024 można oszacować, że wartość wydanych w 2024 r. świadectw pochodzenia była zbliżona do 0,8 mld zł.

W ramach rozpatrywania wniosków o wydanie świadectw pochodzenia i gwarancji pochodzenia energii elektrycznej, Prezes URE w 34 przypadkach wydał postanowienia o odmowie wydania świadectw pochodzenia OZE oraz 261 postanowień o odmowie wydania gwarancji pochodzenia. Przyczyną odmowy było uchybienie przez wnioskodawców terminom przedłożenia operatorowi systemu elektroenergetycznego wniosków o wydanie świadectw pochodzenia i gwarancji pochodzenia⁸⁵, a także, w przypadku odmów wydania świadectw pochodzenia, brak spełnienia warunków, o których mowa w art. 44 ustawy OZE. W tym ostatnim przypadku częstą przyczyną odmowy wydania świadectwa pochodzenia OZE, było występowanie z wnioskiem o wydanie świadectwa za okres wytwórczy następujący po upływie 15-letniego okresu wsparcia⁸⁶. W związku z nowelizacją ustawy OZE dokonaną ustawą z 17 sierpnia 2023 r., rozszerzeniu uległ katalog gwarancji pochodzenia m.in. o gwarancje

10 996

wydanych świadectw pochodzenia OZE za energię wytworzoną w latach 2023–2024

16,3 TWh

wolumenu energii ze świadectw

0,8 mld zł

łączna wartość świadectw

19 701

wydanych gwarancji pochodzenia energii elektrycznej OZE za energię wytworzoną w latach 2023–2024

37 TWh

wolumenu energii z gwarancji pochodzenia energii elektrycznej OZE

2

wydane gwarancje pochodzenia ciepła OZE za wytworzenie w 2024 r.

124 194 MWh

wolumenu energii z gwarancji pochodzenia ciepła OZE

⁸³ Zgodnie z art. 120 ust. 4 ustawy OZE, wydanie i zbycie gwarancji pochodzenia następuje niezależnie od korzystania z mechanizmów i instrumentów wspierających wytwarzanie energii oraz nie stanowi pomocy publicznej, jednakże obrót gwarancjami pochodzenia generuje przysporzenia finansowe dla wytwórców energii z OZE, stąd też ujęcie gwarancji pochodzenia w tym rozdziale.

⁸⁴ Potwierdzające wytworzenie energii elektrycznej z biogazu rolniczego przed dniem wejścia w życie rozdziału 4 ustawy OZE lub innych niż biogaz rolniczy odnawialnych źródeł energii – tzw. świadectwa/prawa majątkowe „zielone” (por. art. 59 pkt 1 ustawy OZE) oraz potwierdzające wytworzenie energii elektrycznej z biogazu rolniczego od dnia wejścia w życie rozdziału 4 ustawy OZE – tzw. świadectwa/prawa majątkowe „błękitne” (por. art. 59 pkt 2 ustawy OZE).

⁸⁵ 45 dni od dnia zakończenia okresu wytworzenia danej ilości energii elektrycznej objętej wnioskiem o wydanie SP OZE (art. 45 ust. 4 ustawy OZE). W przypadku wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia, wniosek taki należy złożyć w terminie 30 dni od dnia zakończenia wytworzenia danej ilości energii elektrycznej objętej tym wnioskiem (art. 121 ust. 2 ustawy OZE).

⁸⁶ W myśl art. 44 ust. 5 ustawy OZE, świadectwo pochodzenia dla energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii przysługuje przez okres kolejnych 15 lat, nie dłużej niż do 31 grudnia 2035 r.

wydawane dla ciepła. W 2024 r. Prezes URE wydał dwie pierwsze gwarancje ciepła na łączny wolumen 124 194 MWh.

W 2024 r. odbiorcy przemysłowi, przedsiębiorstwa energetyczne, odbiorcy końcowi oraz towarowe domy maklerskie lub domy maklerskie, w celu wywiązania się z obowiązku umorzenia świadectw pochodzenia, względnie uiszczenia opłaty zastępczej, występowały do Prezesa URE z wnioskami o umorzenie tych świadectw.

W 2024 r. Prezes URE wydał 809 decyzji umarzających świadectwa OZE na łączną ilość 11 147 900,060 MWh energii elektrycznej (szczegóły w Aneksie, tab. A34).

Prezes URE kontynuował monitorowanie realizacji obowiązku w zakresie umarzania świadectw pochodzenia za lata 2019–2022. Zgodnie z przepisami art. 52 ust. 1 ustawy OZE przedsiębiorstwo energetyczne, odbiorca końcowy, odbiorca przemysłowy oraz towarowy dom maklerski lub dom maklerski, były obowiązane:

- a) uzyskać i przedstawić do umorzenia Prezesowi URE świadectwo pochodzenia wydane:
 - odpowiednio dla energii elektrycznej lub biogazu rolniczego, wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub zlokalizowanych w wyłącznej strefie ekonomicznej lub
 - na podstawie ustawy – Prawo energetyczne lub
- b) uiścić opłatę zastępczą.

Ponadto w związku z podjętymi w 2024 r. kolejnymi czynnościami w zakresie monitorowania realizacji obowiązku OZE za lata 2021–2022, do podmiotów potencjalnie zobowiązanych do realizacji tego obowiązku, które nie przekazały informacji na temat sprzedaży energii elektrycznej w tych latach, zostało skierowane wezwanie do przekazania wymaganych informacji. Na 31 grudnia 2024 r., 3 350 podmiotów przesało do Urzędu wymagane dane.

Tabela 10. Realizacja obowiązku OZE za lata 2019–2023 przez podmioty zobowiązane (z uwzględnieniem odbiorców przemysłowych realizujących samodzielnie przedmiotowe obowiązki) według stanu na 31 grudnia 2024 r.

Rok	Ilość energii elektrycznej wynikająca z umorzonych świadectw pochodzenia [MWh]	Wielkość uiszczonej opłaty zastępczej [zł]*	Ilość energii wynikająca z wniesionych opłat zastępczych [MWh]
2019			
zielony	23 498 069,446	0,00	0,000
błękitny	561 702,500	22 801 370,83	75 996,970
2020			
zielony	24 289 804,530	0,00	0,000
błękitny	472 971,734	45 326 490,91	151 073,196
2021			
zielony	25 080 701,378	0,00	0,000
błękitny	350 795,462	87 977 427,58	293 228,769
2022			
zielony	23 398 042,583	0,00	0,000
błękitny	402 328,995	69 277 241,87	230 901,050
2023			
zielony	14 609 095,647	0,00	0,000
błękitny	307 109,778	90 560 556,60	301 838,338

* Dane dot. wielkości uiszczonej opłaty zastępczej ulegają zmianom ze względu na przeksięgowania lub zwroty opłat zastępczych.

Źródło: URE.

W 2024 r. Prezes URE prowadził postępowania administracyjne w przedmiocie wymierzenia kar pieniężnych z tytułu braku realizacji obowiązku OZE, których zestawienie przedstawiono w poniższej tabeli.

Tabela 11. Zestawienie prowadzonych w 2024 r. postępowań w sprawie kary pieniężnej, za brak realizacji obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia.

Obowiązek	Liczba prowadzonych postępowań	Liczba decyzji umarzających postępowanie	Liczba decyzji o odstąpieniu od wymierzenia kary	Liczba decyzji o nałożeniu kary pieniężnej	Łączna wysokość nałożonych kar pieniężnych [zł]
Obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectw pochodzenia /wniesienia opłaty zastępczej	72	14	2	56	5 787 293,58

Źródło: URE.

Wsparcie wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych

Regulacje ustawy MFW wprowadziły dwa różne tryby przyznawania wytwórcom energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, prawa do pokrycia tzw. ujemnego salda, tj. różnicy pomiędzy rynkową ceną energii, a ceną zapewniającą pokrycie kosztów wytwarzania energii elektrycznej w morskiej farmie wiatrowej. Zważywszy na skalę i specyfikę procesów inwestycyjnych tego rodzaju przedsięwzięć, maksymalny okres wsparcia wytwarzania energii elektrycznej w instalacji może wynieść 25 lat, co koresponduje ze średnim cyklem życia morskiej farmy wiatrowej.

W „pierwszej fazie” funkcjonowania systemu, wprowadzono mechanizm przyznawania wsparcia na wniosek wytwórcy w drodze decyzji administracyjnej Prezesa URE, która mogła zostać wydana nie później niż do 30 czerwca 2021 r.

Tabela 12. Zestawienie projektów morskich farm wiatrowych, którym przyznano w 2021 r. prawo do pokrycia ujemnego salda w ramach pierwszej fazy systemu wsparcia dedykowanego *offshore*

Nazwa wnioskodawcy	Nazwa morskiej farmy wiatrowej	Łączna moc zainstalowana elektryczna (pierwotna) [MW]
Baltic Trade and Invest Sp. z o.o.	Morska Farma Wiatrowa Baltic II	350,000
Elektrownia Wiatrowa Baltica – 2 Sp. z o.o.	Elektrownia Wiatrowa Baltica – 2	1 498,000
Elektrownia Wiatrowa Baltica – 3 Sp. z o.o.	Elektrownia Wiatrowa Baltica – 3	1 045,500
MFW Bałtyk II Sp. z o.o.	MFW Bałtyk II	720,000
MFW Bałtyk III Sp. z o.o.	MFW Bałtyk III	720,000
Baltic Power Sp. z o.o.	Baltic Power	1 197,000
C-Wind Polska Sp. z o.o.	BC-Wind	369,500

Źródło: URE.

W 2024 r. Prezes URE kontynuował czynności w ramach „pierwszej fazy” wsparcia, tj. działania związane z wydanymi w 2021 r. siedmioma decyzjami w sprawie przyznania prawa do pokrycia ujemnego salda dla energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, o łącznej mocy

zainstalowanej elektrycznej nieprzekraczającej 5 900 MW, planowanych do lokalizacji w granicach obszarów określonych w załączniku Nr 1 do ustawy MFW. W ramach podejmowanych działań Prezes URE występował do Prezesa UOKiK z wnioskiem o wydanie opinii o projekcie pomocy indywidualnej, a następnie czynności były prowadzone przy udziale Komisji Europejskiej, która po pozytywnym rozpatrzeniu wniosku wydaje decyzję o zgodności z rynkiem wewnętrznym pomocy publicznej. Decyzja Komisji Europejskiej umożliwia Prezesowi URE w dalszej kolejności prowadzenie działań w oparciu o art. 18 ustawy MFW.

W latach 2021–2024 wytwórcy „pierwszej fazy” przedkładali informacje niezbędne do prowadzenia postępowań notyfikacyjnych. W konsekwencji tych postępowań, Prezes URE – do 31 grudnia 2024 r. – został poinformowany o wydaniu przez Komisję Europejską, łącznie dla pięciu morskich farm wiatrowych, decyzji o zgodności z rynkiem wewnętrznym pomocy publicznej, udzielanej wytwórcy w drodze decyzji, o której mowa w art. 16 ust. 1 ustawy MFW⁸⁷. Dla tej samej liczby projektów, do 31 grudnia 2024 r. Prezes URE, po przeprowadzeniu postępowania administracyjnego, wydał decyzję na podstawie art. 18 ust. 1 ustawy MFW, zmieniającą decyzję, o której mowa w art. 16 ust. 1 ustawy, w której ustalił cenę będącą podstawą do pokrycia ujemnego salda w okresie, o którym mowa w art. 6, z uwzględnieniem art. 7 ustawy MFW. W decyzji Prezes URE określił również termin realizacji zobowiązania do wytworzenia i wprowadzenia do sieci po raz pierwszy energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej.

W tym miejscu należy wskazać, że pozostałe dwa projekty są na różnych etapach procedowania, a w 2024 r. nie były dla nich wydawane decyzje w oparciu o art. 18 ustawy MFW.

Warto także zwrócić uwagę na art. 43 ustawy MFW traktujący o obowiązkach sprawozdawczych. Zgodnie z wytycznymi, wytwórca posiadający prawo do pokrycia ujemnego salda przekazuje Prezesowi URE sprawozdanie dotyczące realizacji planu łańcucha dostaw materiałów i usług w terminie 18 miesięcy od dnia wydania decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1 ustawy MFW. W związku z powyższym w roku sprawozdawczym, trzech wytwórców „pierwszej fazy” było zobowiązanych do przedłożenia ww. sprawozdania. Dwóch z nich zrealizowało ten obowiązek w terminie, jeden wytwórca przekazał sprawozdanie po upływie terminu ustawowego.

2.2.3.4. Mechanizmy wsparcia wysokosprawnej kogeneracji

Rok 2024 był szóstym rokiem funkcjonowania wsparcia wysokosprawnej kogeneracji na gruncie ustawy o CHP, która weszła w życie 25 stycznia 2019 r. Ustawa ta wskazuje następujące systemy wsparcia:

- 1) aukcyjny system wsparcia – w formie premii kogeneracyjnej dla jednostek kogeneracji (nowych i znacznie zmodernizowanych) o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 1 MW i mniejszej niż 50 MW, które wygrają aukcje ogłaszane, przeprowadzane i rozstrzygane przez Prezesa URE,
- 2) system wsparcia w formie premii gwarantowanej (wysokość premii określana jest przez Ministra Klimatu i Środowiska w rozporządzeniu) dla:
 - jednostek kogeneracji (istniejących i zmodernizowanych) o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 1 MW i mniejszej niż 50 MW;
 - małych jednostek kogeneracji (nowych, znacznie zmodernizowanych, istniejących lub zmodernizowanych), wchodzących w skład źródła o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 1 MW,

⁸⁷ Decyzja Komisji Europejskiej z 9 września 2022 r. Nr SA.101842 (2022/N) – Poland – Individual Aid for Baltica 2 and Baltica 3 Offshore Wind Farms, decyzja Komisji Europejskiej z 13 lutego 2023 r. Nr SA.103177 (2023/N) – Poland – Individual aid for Baltic Power offshore windfarm oraz decyzja Komisji Europejskiej z 2 sierpnia 2024 r. nr SA.105277 (2024/N) and SA.110765 (2024/N) – Poland – Individual aids for MFW Bałtyk II and MFW Bałtyk III offshore windfarms.

- 3) system wsparcia w formie premii gwarantowanej indywidualnej (wysokość premii ustalana jest indywidualnie w drodze decyzji Prezesa URE) dla jednostek kogeneracji (istniejących i zmodernizowanych) o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 50 MW,
- 4) system wsparcia w postaci naboru – w formie premii kogeneracyjnej indywidualnej dla jednostek kogeneracji (nowych i znacznie zmodernizowanych) o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 50 MW, które wygrają nabory ogłaszane i przeprowadzane przez Prezesa URE.

Przed otrzymaniem wsparcia, wszystkie jednostki kogeneracji muszą uzyskać decyzję Prezesa URE o dopuszczeniu do udziału w odpowiednim systemie (postępowanie w tej sprawie prowadzone jest na wniosek przedsiębiorcy).

W 2024 r., mając na uwadze obowiązujące przepisy, w tym w szczególności wprowadzone nowelizacją ustawy CHP, która weszła w życie 3 lipca 2021 r., tj. ustawą z 20 maja 2021 r., Prezes URE:

- 1) zorganizował i przeprowadził cztery aukcje na premię kogeneracyjną (po jednej na każdy kwartał roku, zgodnie z harmonogramem aukcji na premię kogeneracyjną z 19 grudnia 2023 r.),
- 2) ogłosił w BIP URE harmonogram aukcji na kolejny, tj. 2025 rok,
- 3) ogłosił, zorganizował i przeprowadził w 2024 r. dwa nabory na premię kogeneracyjną indywidualną.

Aukcje na premię kogeneracyjną

W 2024 r. zostały ogłoszone przez Prezesa URE cztery aukcje na premię kogeneracyjną. Szczegóły dotyczące terminów tych aukcji znajdują się w tabeli poniżej.

Tabela 13. Aukcje na premię kogeneracyjną przeprowadzone w 2024 r.

Numer aukcji	Data ogłoszenia aukcji	Termin przeprowadzenia	Data ogłoszenia wyników
„ACHP/1/2024”	24 stycznia 2024 r.	18-20 marca 2024 r.	28 marca 2024 r.
„ACHP/2/2024”	10 kwietnia 2024 r.	3-5 czerwca 2024 r.	10 czerwca 2024 r.
„ACHP/3/2024”	24 czerwca 2024 r.	16-18 września 2024 r.	20 września 2024 r.
„ACHP/4/2024”	24 października 2024 r.	10-12 grudnia 2024 r.	16 grudnia 2024 r.

Źródło: URE.

Pierwsza aukcja ACHP/1/2024 nie została rozstrzygnięta, gdyż oferta, w której zaoferowano najniższą wysokość premii kogeneracyjnej, przekroczyła 80 proc. ilości energii elektrycznej objętej ofertami złożonymi przez wszystkich uczestników.

Z podsumowania rozstrzygnięć pozostałych 3 aukcji CHP wynika, że w 2024 r. przyznano wsparcie 23 jednostkom kogeneracji, dla łącznej ilości ponad 14 TWh energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, o łącznej wartości ponad 3,9 mld zł. Szczegóły znajdują się w Aneksie (tab. A40).

Premia gwarantowana

Do korzystania z systemu wsparcia w postaci premii gwarantowanej w 2024 r. były uprawnione łącznie 162 jednostki kogeneracji, z czego dwie to jednostki wielopaliwowe, trzy zaś jednostki kogeneracji są opalane metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych. Pozostałe 157 jednostek kogeneracji opalanych jest paliwami gazowymi (gazem ziemnym). Wyżej wskazane jednostki kogeneracji funkcjonują w oparciu o następujące typy urządzeń:

23

jednostki kogeneracji uzyskały wsparcie

ponad 14 TWh

ilość energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji objętej wsparciem

ponad 3,9 mld zł

wielkość przyznanego wsparcia

- 158 jednostek SSP (silniki spalinowe),
- 2 jednostki TGO (turbina gazowa z odzyskiem ciepła),
- 1 jednostka TGP (turbina gazowa przeciwpiętna),
- 1 jednostka TRM (mikroturbina).

Jednostki kogeneracji uczestniczące w systemie wsparcia w formie premii gwarantowanej w 2024 r. można również sklasyfikować jako:

- 60 istniejących jednostek kogeneracji (są to jednostki, które uprzednio korzystały z systemu świadectw pochodzenia z kogeneracji), w tym 30 jednostek o mocy zainstalowanej elektrycznej poniżej 1 MW,
- 28 jednostek, o których mowa w art. 101 ustawy (jednostki, które nie otrzymywały świadectw pochodzenia z kogeneracji, ale przed 1 stycznia 2019 r. uzyskały potwierdzenie efektu zachęty),
- 72 nowe małe jednostki kogeneracji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej wynoszącej 62,768 MW (30 spośród tych jednostek kogeneracji – o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej wynoszącej 26,785 MW, otrzymało dopuszczenia do systemu premii gwarantowanej w 2024 r.),
- 2 zmodernizowane jednostki kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 1 MW i mniejszej niż 50 MW.

Premia gwarantowana indywidualna

W 2024 r. toczyły się 2 postępowania administracyjne w przedmiocie dopuszczenia wytwórców do systemu wsparcia w formie premii gwarantowanej indywidualnej na rok 2025. Na wniosek stron ww. postępowań, Prezes URE wydał 2 decyzje o ich umorzeniu.

Ponadto należy zauważyć, że na początku 2024 r. została wydana jedna decyzja o dopuszczeniu do systemu premii gwarantowanej indywidualnej na rok 2024.

Nabór na premię kogeneracyjną indywidualną

8 kwietnia 2024 r. nastąpiło opublikowanie wyników naboru na premię kogeneracyjną indywidualną „NCHP/1/2024”, który został ogłoszony 21 grudnia 2023 r. Nabór ten nie został rozstrzygnięty z powodu braku złożenia w naborze co najmniej jednej oferty spełniającej wymagania określone w ustawie o CHP.

Ponadto, 24 czerwca 2024 r. Prezes URE ogłosił nabór na premię kogeneracyjną indywidualną, oznaczony jako „NCHP/2/2024”. Nabór ten, przeprowadzony w dniach od 24 do 26 września 2024 r., również nie został rozstrzygnięty (nie złożono co najmniej jednej oferty spełniającej wymagania określone w ustawie o CHP).

Gwarancje pochodzenia CHP

W 2024 r. Prezes URE wydał 4 gwarancje pochodzenia energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji za rok 2023. Łączna ilość energii elektrycznej objęta ww. gwarancjami pochodzenia wynosi 1 207 350,00 MWh. Dokumenty te poświadczają, że określona w nich ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej lub sieci przesyłowej elektroenergetycznej została wytworzona z wysokosprawnej kogeneracji.

Obowiązki sprawozdawcze i informacyjne przedsiębiorstw energetycznych związane z funkcjonowaniem systemów wsparcia CHP

Zgodnie z ustawą o CHP do 15 marca każdego roku wytwórcy energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji uczestniczący w systemach wsparcia dla energii elektrycznej z jednostek kogeneracji zobowiązani są do złożenia Prezesowi URE sprawozdania rocznego CHP za rok poprzedni⁸⁸. Obowiązek dotyczy wytwórców energii elektrycznej uprawnionych do otrzymania premii gwarantowanej (PG), gwarantowanej indywidualnej (PGI), kogeneracyjnej (PK) i kogeneracyjnej indywidualnej (PKI), a także uczestniczących w systemie wsparcia w formie gwarancji pochodzenia CHP (GPCHP).

Niezłożenie ww. sprawozdania we wskazanym terminie lub przekazanie w sprawozdaniu informacji nieprawdziwych lub niepełnych, sankcjonowane jest karą pieniężną⁸⁹. Wraz ze sprawozdaniem, wytwórca składa opinię akredytowanej jednostki stwierdzającą prawidłowość danych zawartych w sprawozdaniu oraz zasadność składanego wniosku o wypłatę danego rodzaju premii. Wytwórcy energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji są obowiązani zamieścić w ww. sprawozdaniu dane określone na podstawie rzeczywistej średniorocznej sprawności przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną lub mechaniczną i ciepło użytkowe w kogeneracji, wyznaczone zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 58 ustawy o CHP. Do sprawozdania należy dołączyć schemat zespołu urządzeń wchodzących w skład jednostki kogeneracji, a także opinię sporządzoną przez jednostkę akredytowaną przez Polskie Centrum Akredytacji. Opinia wykonana na podstawie badania przeprowadzonego dla danej jednostki kogeneracji, ma na celu potwierdzenie prawidłowości danych zawartych w sprawozdaniu oraz zasadności złożenia wniosków o wypłatę wsparcia.

W 2024 r. wytwórcy uprawnieni do korzystania z systemów wsparcia złożyli Prezesowi URE sprawozdania za rok 2023. Zostały one potwierdzone przez operatorów systemu elektroenergetycznego, do których sieci są przyłączone jednostki kogeneracji uczestniczące w systemach wsparcia, w zakresie:

- 1) ilości energii elektrycznej wytworzonej w jednostce kogeneracji, wprowadzonej do sieci i sprzedanej – w odniesieniu do jednostek kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 1 MW,
- 2) ilości energii elektrycznej wytworzonej w jednostce kogeneracji – w odniesieniu do jednostek kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 1 MW, wchodzących w skład źródeł o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 1 MW.

Wytwórcy byli obowiązani do złożenia łącznie 146 sprawozdań rocznych za rok 2023, dotyczących poszczególnych jednostek kogeneracji, mając na uwadze, że energia elektryczna z wysokosprawnej kogeneracji pochodząca z tych jednostek mogła zostać objęta wsparciem w postaci premii określonych w zapisach ustawy o CHP. Łączna moc zainstalowana elektryczna jednostek kogeneracji, które zostały objęte ww. sprawozdaniami, wynosi 1 020,213 MW.

Tabela 14. Dane dotyczące uczestnictwa w systemach wsparcia określonych w ustawie o CHP (stan na 31 grudnia 2024 r.)

Rok	Liczba jednostek CHP	Łączna moc zainstalowana elektryczna [MW]	Liczba jednostek CHP o mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 50 MW	Łączna moc jednostek CHP o mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 50 MW [MW]
2019	72	1 129,900	66	225,450
2020	76	1 140,587	68	236,133
2021	83	264,184	83	264,184
2022	107	906,002	103	304,562
2023	146	1 020,213	142	418,773
2024	185	599,560	184	492,460

Źródło: URE.

⁸⁸ Zgodnie z art. 77 ust. 1 ustawy o CHP.

⁸⁹ Art. 87 ust. 1 pkt 6 ustawy o CHP.

Prezes URE po weryfikacji ww. dokumentów wydaje decyzję o rzeczywistej ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji albo wytworzonej, wprowadzonej do sieci i sprzedanej, co do której wytwórca uprawniony był do otrzymywania wsparcia⁹⁰.

W 2024 r. wydano 82 decyzje o rzeczywistej ilości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, w tym: 2 dotyczyły 2020 r., 4 – 2021 r., 56 – 2022 r., 20 – 2023 r.

Należy zwrócić uwagę, że w myśl art. 74 ust. 1 ustawy o CHP, podmiotem udzielającym pomocy publicznej, w rozumieniu ustawy o pomocy publicznej, w odniesieniu do pomocy publicznej, o której mowa w rozdziałach 3-5 ustawy o CHP (tj. systemu premii opisanych w ustawie o CHP), jest operator rozliczeń. Oznacza to, że Prezes URE prowadzi prekwifikacje do systemu wsparcia, a także w decyzjach wydawanych po weryfikacji sprawozdań rocznych, wskazuje rzeczywiste ilości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, co do której wytwórca uprawniony był do otrzymywania wsparcia. Nie jest to natomiast równoznaczne z przyznaniem wytwórcy wsparcia (wypłatą środków pieniężnych). Poniższa tabela prezentuje zagregowane dane dotyczące ilości [MWh], które zostały określone w decyzjach o rzeczywistej ilości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji wydanych przez Prezesa URE w 2024 r. Do ww. ilości dodano orientacyjne wartości [zł], które mogą stanowić zobrazowanie działań Prezesa URE polegających na rozliczeniu w 2024 r. wytwórców, których jednostki kogeneracji uczestniczyły w systemach wsparcia wysokosprawnej kogeneracji. Prezentowane orientacyjne wartości wyrażone w [zł] nie stanowią rzeczywistych wartości wsparcia wypłaconego wytwórcom przez operatora rozliczeń.

Tabela 15. Łączne ilości energii elektrycznej, które zostały określone w decyzjach o rzeczywistej ilości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji wydanych przez Prezesa URE w 2024, a także orientacyjne wartości wynikające z tych ilości (wartości uproszczone: bez uwzględniania przyznanej pomocy publicznej, a także bez uwzględnienia indeksowania premii kogeneracyjnych wskaźnikiem cen towarów i usług)

	Decyzje o rzeczywistej ilości energii elektrycznej wytworzonej w jednostkach kogeneracji	Decyzje o rzeczywistej ilości energii elektrycznej wytworzonej w jednostkach kogeneracji, wprowadzonej do sieci i sprzedanej
Liczba wydanych decyzji	44	38
Ilość energii elektrycznej objętej wydanymi decyzjami	84 006,132 MWh	956 643,984 MWh
Orientacyjna wartość rozliczonego wsparcia	13,373 mln zł	205,774 mln zł

Źródło: URE.

W terminie do 30 stycznia 2024 r. do przekazania informacji o stanie realizacji inwestycji⁹¹ były zobowiązane podmioty, które wygrały w aukcjach CHP przeprowadzonych w latach 2019–2023.

Podmioty, które po wygraniu aukcji wybudowały jednostki kogeneracji i otrzymały decyzje uprawniające do wypłaty premii kogeneracyjnej, zobowiązane były do złożenia do 30 stycznia 2024 r. oświadczenia o pomocy inwestycyjnej⁹².

Wszystkie podmioty, które wygrały w odniesieniu do 45 jednostek kogeneracji 14 aukcji CHP przeprowadzonych w latach 2019-2023 zrealizowały ww. obowiązki.

Dwie jednostki kogeneracji, które wygrały w rozstrzygniętym naborze na premię kogeneracyjną indywidualną nr „NCHP/1/2020” również złożyły stosowne oświadczenia, analogicznie jak w przypadku jednostek aukcyjnych.

⁹⁰ Zgodnie z art. 78 ust. 1 ustawy o CHP.

⁹¹ Art. 76 ust. 1 ustawy o CHP.

⁹² Art. 14 ust. 9 ustawy o CHP.

Ponadto wytwórcy posiadający dopuszczenia do systemu premii gwarantowanej, wydane przed 1 stycznia 2024 r., byli obowiązani złożyć oświadczenia o pomocy inwestycyjnej⁹³. Powyższy obowiązek dotyczył łącznie 42 nowych małych jednostek kogeneracji. Jeden podmiot nie zrealizował ww. obowiązku.

2.2.4. Linie bezpośrednie

Linia bezpośrednia pozwala na łączenie wytwórców energii elektrycznej oraz jej konsumentów z pominięciem publicznej sieci dystrybucyjnej. Dzięki takiemu rozwiązaniu jest możliwe szersze wykorzystanie odnawialnych źródeł energii przez odbiorców przemysłowych, co z kolei, poprzez obniżenie kosztów energii, powinno pozytywnie wpłynąć na ich konkurencyjność.

Podmiot ubiegający się o budowę linii bezpośredniej lub posiadający tytuł prawny do linii bezpośredniej składa Prezesowi URE⁹⁴ zgłoszenie o zamiarze wybudowania linii bezpośredniej lub dalszego korzystania z linii bezpośredniej. Prezes URE, po stwierdzeniu poprawności informacji i schematu elektrycznego linii bezpośredniej oraz stwierdzeniu braku uzasadnionych wątpliwości co do negatywnego wpływu linii bezpośredniej lub urządzeń, instalacji lub sieci do niej przyłączonych na system elektroenergetyczny na podstawie przedłożonej ekspertyzy, dokonuje wpisu linii bezpośredniej do wykazu linii bezpośrednich, w terminie 45 dni od dnia złożenia poprawnego zgłoszenia. Niezwłocznie po wpisaniu linii bezpośredniej do wykazu, Prezes URE wydaje zaświadczenie o wpisaniu linii bezpośredniej do tego wykazu.

Prezes URE prowadzi i publikuje wykaz linii bezpośrednich w BIP URE⁹⁵.

W 2024 r. Prezes URE kontynuował rozpoznawanie trzech zgłoszeń o zamiarze wybudowania linii bezpośredniej, które wpłynęły jeszcze w 2023 r. Ponadto procedował dziesięć kolejnych zgłoszeń, z czego procedowanie dwóch zgłoszeń nie zostało ukończonych w 2024 r. (zgłoszenia zakończyły się wpisaniem linii bezpośrednich do wykazu: 23 stycznia 2025 r. oraz 11 kwietnia 2025 r.).

Rejestr wykazu linii bezpośrednich na 31 grudnia 2024 r. zawierał jedną pozycję.

Wszystkie zgłoszenia były dokonywane bez wymogu przedłożenia ekspertyzy wpływu linii bezpośredniej lub urządzeń, instalacji lub sieci do niej przyłączonych na system elektroenergetyczny⁹⁶. Zgłoszenia dotyczyły głównie drobnych odbiorców i małych jednostek wytwórczych o mocy zainstalowanej nieprzekraczającej 2 MW (najczęściej instalacje fotowoltaiczne o mocy poniżej 1 MW).

W 2024 r. Prezes URE nie dokonał żadnego wpisu do wykazu linii bezpośrednich, natomiast wydał 7 decyzji odmawiających wpisania linii bezpośredniej do tego wykazu. Podstawą odmowy dokonania wpisu były – co do zasady – błędy i nieścisłości w przekazywanych w zgłoszeniu informacjach i schemacie elektrycznym (np. na schemacie nie wskazano miejsca lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego w celu dokonania pomiaru energii elektrycznej dostarczonej linią bezpośrednią, nie wskazano granicy linii bezpośredniej z odbiorcą i jednostką wytwórczą, czy miejsc rozgraniczenia własności), bądź jednostka wytwórcza, z której miała być dostarczana energia elektryczna, nie wypełniała definicji wydzielonej jednostki wytwórczej⁹⁷.

⁹³ Stosownie do zapisów art. 14 ust. 9 ustawy o CHP.

⁹⁴ Zgodnie z art. 7aa ust. 10 ustawy – Prawo energetyczne.

⁹⁵ <https://bip.ure.gov.pl/bip/rejestry-i-bazy/wykaz-linii-bezposrednich/4559,Wykaz-linii-bezposrednich.html>

⁹⁶ Na podstawie art. 7aa ust. 23 pkt 1 lub pkt 2a ustawy – Prawo energetyczne.

⁹⁷ Art. 3 pkt 11fa ustawy – Prawo energetyczne.

3. MAGAZYNOWANIE ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Magazynowanie energii elektrycznej jest zasadniczym warunkiem rozwoju OZE oraz dekarbonizacji sektora elektroenergetycznego. Omawiany okres był kolejnym, kiedy obserwuje się dynamiczny rozwój rynku magazynów energii.

Działalność gospodarcza polegająca na magazynowaniu energii elektrycznej jest działalnością regulowaną. Uzyskania koncesji⁹⁸ wymaga wykonywanie działalności gospodarczej polegającej na magazynowaniu energii elektrycznej w magazynach energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 10 MW. Działalność o mniejszej skali (w magazynach o mocy większej niż 50 kW lecz nieprzekraczających 10 MW) podlega wpisowi do rejestru magazynów energii elektrycznej, który w postaci elektronicznej prowadzą poszczególni operatorzy systemu elektroenergetycznego⁹⁹. Do rejestru wpisane powinny zostać magazyny energii elektrycznej przyłączone do sieci danego operatora, stanowiące jej część lub wchodzące w skład jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego przyłączonej do sieci.

W roku sprawozdawczym do URE wpłynął 1 wniosek o udzielenie koncesji na magazynowanie energii elektrycznej, który z powodu niezuzpełnienia jego braków formalnych pozostawiono bez rozpoznania. Ponadto wpłynęły 3 wnioski o udzielenie promesy takiej koncesji oraz 1 o jej cofnięcie. W jednym przypadku odmówiono wszczęcia postępowania z uwagi na moc magazynów energii niepodlegających koncesjonowaniu. Jeden wniosek umorzono na wniosek strony, natomiast dwa wnioski pozostały w toku rozpoznania – jeden na udzielenie oraz jeden na cofnięcie promesy koncesji.

Z przeprowadzonego w URE monitoringu 186 OSD i OSP wynika, że na koniec 2024 r. wpisanych do rejestru magazynów energii elektrycznej, przyłączonych do sieci operatorów, których łączna moc zainstalowana jest większa niż 50 kW, było 15 magazynów o łącznej mocy zainstalowanej 1 464,9 MW, wobec odpowiednio: 12 magazynów i 1 464,5 MW w 2023 r. Połowa z tych magazynów wykorzystuje technologię opartą o baterie litowo-jonowe, zaś największymi są elektrownie szczytowo-pompowe.

Tabela 16. Informacje o magazynach wpisanych do rejestrów operatorów

Operator	Liczba magazynów w 2023 r.	Liczba magazynów w 2024 r.	Ilość kW w 2023 r.	Ilość kW w 2024 r.
ENEA Operator Sp. z o.o.	brak	1	brak	90
ENERGA-OPERATOR S.A.	2	3	6 180	6 520
PGE Dystrybucja S.A.	2	2	200 748	200 748
PGE Energetyka Kolejowa S.A.	1	1	5 500	5 500
PSE S.A.	2	2	1 250 600	1 250 600
Stoen Operator Sp. z o.o.	1	1	70	70
TAURON Dystrybucja S.A.	4	4	1 400	1 400
4 AEC Sp. z o.o.	1	1	75	75

Źródło: URE na podstawie monitoringu operatorów.

Szczegółowe informacje zawarte są w Aneksie (tab. A55).

⁹⁸ Zgodnie z art. 32 ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne.

⁹⁹ Art. 43g ustawy – Prawo energetyczne.

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 że są one w pełni zintegrowanymi elementami sieci, a organ regulacyjny udzielił zgody¹⁰⁰. Przepisy te na gruncie prawodawstwa polskiego zostały zaimplementowane do ustawy – Prawo energetyczne w art. 9d¹ 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 dyskryminacji¹⁰¹. 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 odnawialnych¹⁰². 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 obsługiwał¹⁰³. 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 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 lokalne¹⁰⁴. 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.

Magazyny energii na rynku mocy w 2024 r.

W wyniku aukcji głównej na rynku mocy na rok dostaw 2029, przeprowadzonej 12 grudnia 2024 r., kontrakty mocowe zostały zawarte dla 76 magazynów energii elektrycznej, wykorzystujących technologię elektrochemiczną. Oznacza to ponad dwukrotny wzrost w stosunku do wyników aukcji głównej przeprowadzonej w 2023 r. Łączna moc zakontraktowana w toku aukcji głównej dla magazynów energii elektrycznej w 2024 r. wynosiła 2 457 MW, co stanowi wzrost o 42 proc. w stosunku do 2023 r. Sumaryczna wielkość obowiązków mocowych wynikająca z zawartych umów mocowych w wyniku aukcji głównej na rok dostaw 2029 wynosiła 8 054 MW. Tym samym zakontraktowana w toku aukcji moc elektrochemicznych magazynów energii stanowiła ok. 31 proc. sumarycznej wielkości obowiązków mocowych zawartych w toku aukcji głównej.

¹⁰⁰ Analogicznie operatorzy systemów przesyłowych – art. 54 dyrektywy 2019/944.

¹⁰¹ Art. 1 dyrektywy 2019/944.

¹⁰² Patrz pkt 62 i 63 preambuły dyrektywy 2019/944.

¹⁰³ Na podstawie art. 9d¹ ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne.

¹⁰⁴ Patrz art. 3 pkt 11ba ustawy – Prawo energetyczne.

Kolejny znaczący wzrost obowiązków mocowych zakontraktowanych przez dostawców mocy planujących budowę elektrochemicznych magazynów energii, w sytuacji gdy został istotnie zmniejszony korekcyjny współczynnik dyspozycyjności dla tej technologii (z 95 proc. dla 2028 r. na 61,3 proc. dla 2029 r.) może świadczyć o jej dalszym rozwoju i związanym z tym obniżeniem jednostkowych nakładów inwestycyjnych.

4. FUNKCJONOWANIE RYNKU HURTOWEGO I WYMIANA TRANSGRANICZNA

4.1. REGULOWANIE SEKTORA PRZEZ PREZESA URE

4.1.1. Koncesjonowanie spółek obrotu

Zgodnie z obowiązującym w 2024 r. brzmieniem art. 32 ustawy – Prawo energetyczne, uzyskania koncesji¹⁰⁵ wymagało wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie obrotu energią elektryczną.

Przez obrót energią elektryczną należy rozumieć działalność gospodarczą polegającą na handlu hurtowym albo detalicznym energią elektryczną¹⁰⁶. Pojęcie handlu nie zostało zdefiniowane w przepisach prawa. Należy zatem stosować to pojęcie w jego znaczeniu potocznym. Zgodnie z interpretacją stosowaną przez Prezesa URE, m.in. na potrzeby uzyskania koncesji, pod pojęciem obrotu należy rozumieć tylko sytuacje realizacji jednocześnie zakupu i sprzedaży energii elektrycznej (czyli np. zakup energii od wytwórcy czy też spółki obrotu i sprzedaż zakupionej energii do odbiorcy).

Z obowiązku uzyskania koncesji zwolniony jest:

- a) obrót energią elektryczną dokonywany na giełdzie towarowej w rozumieniu przepisów ustawy o giełdach towarowych lub rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany w rozumieniu przepisów ustawy o obrocie instrumentami finansowymi przez towarowe domy maklerskie lub domy maklerskie prowadzące działalność maklerską w zakresie obrotu towarami giełdowymi oraz przez spółkę prowadzącą giełdę towarową, giełdową izbę rozrachunkową, Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A. lub przez spółkę, której Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A. przekazał wykonywanie czynności z zakresu zadań, o których mowa w art. 48 ust. 2 ustawy o obrocie instrumentami finansowymi, nabywające energię elektryczną, z tytułu realizacji zadań określonych w ustawie o giełdach towarowych,
- b) obrót energią elektryczną inny, niż określony w lit. b, dokonywany przez giełdową izbę rozrachunkową, przez Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A., lub przez spółkę, której Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A. przekazał wykonywanie czynności z zakresu zadań, o których mowa w art. 48 ust. 2 ustawy o obrocie instrumentami finansowymi, nabywające lub zbywające energię elektryczną, z tytułu realizacji zadań określonych w ustawie o giełdach towarowych, w odniesieniu do transakcji zawieranych poza giełdą towarową lub rynkiem, o których mowa w lit. b,
- c) obrót energią elektryczną dokonywany w ramach działalności wyznaczonych operatorów rynku energii elektrycznej w zakresie uregulowanym rozporządzeniem 2015/1222,
- d) obrót energią elektryczną przez spółdzielnię energetyczną w rozumieniu art. 2 pkt 33a ustawy OZE, dokonywany w ramach działalności prowadzonej na rzecz wszystkich odbiorców należących do tej spółdzielni.

¹⁰⁵ <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/jak-uzyskac-koncesje/energia-elektryczna/2247,Obrot.html>

¹⁰⁶ W myśl art. 3 pkt 6 ustawy – Prawo energetyczne.

Warunki uzyskania koncesji oraz okoliczności uniemożliwiające ich otrzymanie, zawarte są w przepisach ustawy – Prawo energetyczne¹⁰⁷.

W ślad za działaniami z lat poprzednich, w wyniku otrzymywanych od przedsiębiorców informacji na temat planowanego zakończenia działalności koncesjonowanej, a także w toku prowadzonych postępowań administracyjnych w sprawach cofnięcia koncesji, Prezes URE monitoruje przebieg procesów związanych z zakończeniem działalności w celu zbadania, czy interes odbiorców nie został zagrożony. W takich sytuacjach Prezes URE ma bowiem prawo i obowiązek interweniowania.

W 2024 r. wydano 57 decyzji zmieniających udzielone koncesje na obrót energią elektryczną. Zmiany udzielonych koncesji podyktowane były przede wszystkim zmianą nazwy lub siedziby koncesjonariusza, zmianą warunków wykonywania działalności (rozszerzenie bądź ograniczenie zakresu terytorialnego wykonywania działalności), przedłużeniem okresu obowiązywania koncesji, zgodnie z art. 39 ustawy – Prawo energetyczne.

Ponadto cofnięto 9 koncesji na obrót energią elektryczną ze względu na trwałe zaprzestanie wykonywania działalności gospodarczej lub niepodjęcie działalności objętej koncesją, a także z uwagi na niedysponowanie środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności. Ponadto wydano 1 decyzję wygaszającą koncesję, ponieważ decyzja Prezesa URE udzielająca koncesji na obrót energią elektryczną stała się bezprzedmiotowa.

W 2024 r. w dwóch przypadkach wydano decyzję odmawiającą udzielenia koncesji i w jednym przypadku decyzję odmawiającą zmiany koncesji na obrót energią elektryczną. Powodem odmowy udzielenia/zmiany koncesji było stwierdzenie, że przedsiębiorcy nie dysponują środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności oraz nie są w stanie udokumentować możliwości ich pozyskania.

W 4 przypadkach wnioski o udzielenie koncesji bądź jej zmiany, zgodnie z zapisami art. 35 ust. 2b ustawy – Prawo energetyczne, załatwiono bez rozpoznania, po uprzednim wezwaniu do uzupełnienia wniosku.

Szczegółowe dane w zakresie koncesji¹⁰⁸ na obrót energią elektryczną znajdują się w Aneksie (tab. A5).

Obrót energią elektryczną

428

koncesji ważnych na koniec 2024 r.
(w tym 41 koncesji dla podmiotów mających siedzibę za granicą)

25

wydanych koncesji (w tym 12 dla podmiotów mających siedzibę za granicą)

57

zmian koncesji

9

cofnięć koncesji

4.1.2. Monitorowanie udostępniania użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych informacji przez operatora systemu przesyłowego i dystrybucyjnego

Szczegółowy zakres informacji publikowanych przez OSP obejmujący w szczególności informacje, które **OSP** powinien udostępniać użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych¹⁰⁹, znajduje się w zatwierdzonych przez Prezesa URE IRIESP i WDB. Zakres tych informacji wypełnia wymagania wynikające z przepisów prawa krajowego. Informacje te są publikowane na stronie internetowej OSP¹¹⁰.

¹⁰⁷ Art. 33 ust. 1, 3 i 3d, art. 43 ust. 1-7 ustawy – Prawo energetyczne.

¹⁰⁸ Aktualne treści koncesji oraz informacje o decyzjach w ich sprawach, publikowane są w BIP URE, <https://rejestry.ure.gov.pl/>.

¹⁰⁹ Zgodnie z art. 9c ust. 2 pkt 12 ustawy – Prawo energetyczne.

¹¹⁰ <https://www.pse.pl/home>

W zakresie wykonywania zadań wynikających z rozporządzenia 543/2013, OSP wdrożył i stosuje mechanizm pozyskiwania odpowiednich danych od użytkowników systemu elektroenergetycznego, które są następnie przekazywane do publikacji na centralnej platformie informacyjnej na rzecz przejrzystości¹¹¹ prowadzoną przez ENTSO-E.

PSE S.A., jako OSP, wypełnia obowiązki publikacyjne wynikające z rozporządzenia 543/2013 dla polskiego obszaru rynkowego, udostępniając na prowadzoną przez ENTSO-E centralną platformę informacyjną na rzecz przejrzystości (dalej „platforma ENTSO-E”) wymagane dane rynkowe w zakresie wytwarzania i zużycia energii elektrycznej, cen i kosztów z rynku bilansującego, wymiany transgranicznej, zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej, niedyspozycyjności jednostek wytwórczych, odbiorczych i elementów infrastruktury przesyłowej, a także środków zaradczych podejmowanych przez operatorów systemów przesyłowych dla utrzymania bezpiecznej pracy połączonych systemów elektroenergetycznych. Informacje dotyczące oferowanych i alokowanych długoterminowych zdolności przesyłowych na profilu synchronicznym, w imieniu PSE S.A. oraz innych OSP w regionie, są udostępniane do publikacji przez Biuro Aukcyjne JAO S.A. odpowiedzialne za proces alokacji zdolności przesyłowych dla aukcji rocznych i miesięcznych.

W związku z reformą rynku bilansującego¹¹², w czerwcu 2024 r. dostosowano mechanizm publikacji danych na platformie ENTSO-E do obowiązujących zasad tego rynku. W ramach przeprowadzonych działań rozszerzono zakres publikowanych danych o informacje o ofertach na moce bilansujące wykorzystanych do pokrycia zapotrzebowania na moce bilansujące.

W omawianym okresie nie wpłynęły do Prezesa URE żadne skargi związane z brakiem realizacji przez OSP obowiązków informacyjnych wynikających z IRIESP, WDB oraz rozporządzenia 543/2013.

W ramach obowiązku¹¹³ dostarczania użytkownikom sieci informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej oraz zarządzaniu siecią niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci dystrybucyjnej i korzystania z tej sieci, OSD – analogicznie jak w latach poprzednich – wykorzystali zróżnicowane formy przekazu tej informacji.

Poprzez publikację danych na swoich stronach internetowych operatorzy zamieszczali i aktualizowali informacje dedykowane również wytwórcom energii elektrycznej, w ramach działań ułatwiających niedyskryminujący dostęp do sieci dla tej grupy użytkowników, takie jak:

- kontaktowe dane teleadresowe,
- informacje umożliwiające odbiorcy zmianę sprzedawcy energii elektrycznej takie jak: (1) listę sprzedawców energii elektrycznej, z którymi posiada zawarte umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej (tzw. GUD, GUDk), (2) listę sprzedawców rezerwowych, (3) informację o sprzedawcy z urzędu działającym na obszarze operatora, (4) informacje o sprzedawcy zobowiązanym wyznaczonym przez Prezesa URE, (5) listę podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe, (6) wzorce umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności z odbiorcami końcowymi i sprzedawcami energii elektrycznej,
- informacje o postępowaniu przy przyłączaniu do sieci dystrybucyjnej poszczególnych rodzajów obiektów, a w szczególności różnego typu źródeł wytwórczych, wraz z dokumentami opisującymi kryteria techniczne oceny możliwości przyłączenia tych obiektów do sieci oraz wzorami wymaganych dokumentów,
- informację o sprzedawcy zobowiązanym działającym na obszarze działania OSD,
- informacje o warunkach przyłączenia do sieci OSD wraz z wzorcami wniosków oraz niezbędne formularze,
- informacje o warunkach świadczenia usług dystrybucji (wzorcach umów o świadczenie usług dystrybucji dla odbiorców, wytwórców, sprzedawców, podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie),

¹¹¹ <https://transparency.entsoe.eu/>

¹¹² <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/inne-decyzje-informacji/3909,Inne-decyzje-informacje-sprawozdania-opublikowane-w-2020-r.html>, decyzja Prezesa URE z 1 grudnia 2020 r. zatwierdzająca zmiany w Warunkach Dotyczących Bilansowania, zaczęła obowiązywać od 1 stycznia 2021 r.

¹¹³ Art. 9c ust. 3 pkt 9 ustawy – Prawo energetyczne.

- informacje o wartości dostępnej mocy przyłączeniowej dla źródeł zgodnie z art. 7 ust. 8l ustawy – Prawo energetyczne,
- wykaz podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródeł wytwórczych do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV (dane aktualizowane na bieżąco),
- aktualną taryfę dla dystrybucji energii elektrycznej oraz IRIESD,
- zautomatyzowane informacje o obszarach i terminach planowanych wyłączeń w sieci elektroenergetycznej, w szczególności niskonapięciowej. Dodatkowo, biuletyny o planowanych przerwach na całym terenie działania operatora,
- system obsługujący proces zgłoszeń awaryjnych oraz reklamacji,
- regulacje dotyczące rozporządzenia REMIT, tj. informacje wewnętrzne dotyczące przedsiębiorstwa lub instalacji uczestników rynku.
- rejestr magazynów energii elektrycznej.

4.1.3. Monitorowanie obowiązków przedsiębiorstw energetycznych w zakresie opracowania planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach

Operator systemu przesyłowego zobowiązany jest¹¹⁴ do opracowania planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii. Plany te znalazły odzworowanie w ramach odpowiednich procedur wynikających z warunków korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci w ramach IRIESP.

Powyższy obowiązek we wskazanym zakresie został zrealizowany przez PSE S.A. w 2024 r. w następujący sposób:

- 1) opracowano we współpracy z OSD „Plan wyłączeń przez automatykę SCO” (opracowanie nastaw przez OSP – marzec 2024 r., wprowadzenie nastaw – do końca października 2024 r., potwierdzenie nastaw – grudzień 2024 r.),
- 2) opracowano we współpracy z OSD „Planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej”, obowiązującą w okresie od 1 czerwca 2024 r. do 31 maja 2025 r. Plan został uzgodniony z Prezesem URE (decyzja z 27 maja 2024 r.),
- 3) opracowano aktualizację dokumentu pt. „Wykaz SGU”. Aktualizacja została uzgodniona z Prezesem URE (decyzja z 8 lipca 2024 r.),
- 4) opracowano i przekazano do Prezesa URE raport z „Analizy możliwych do osiągnięcia efektów wprowadzania ograniczeń w poborze energii elektrycznej na podstawie zmierzonego poboru mocy w okresie 3-9 lipca 2023 r.”,
- 5) opracowano i przekazano do Prezesa URE raport z „Analizy możliwych do osiągnięcia efektów wprowadzania ograniczeń w poborze energii elektrycznej na podstawie zmierzonego poboru mocy w okresie 19-25 lutego 2024 r.”,
- 6) opracowano we współpracy z OSD „Plan wyłączeń awaryjnych sieciowych” i Plan wyłączeń awaryjnych bilansowych” obowiązujące w okresie 1 stycznia – 31 grudnia 2024 r. (opracowanie – grudzień 2024 r.),
- 7) zaktualizowano instrukcje szczegółowe odbudowy KSE,
- 8) kontynuowano szkolenia służb dyspozytorskich OSP z zakresu planów odbudowy i współpracy podczas stanów Blackout i Emergency z wykorzystaniem symulatora systemowego DUtrain. Odbłyły się dwa (luty i wrzesień 2024 r.) wspólne szkolenia dyspozytorów Krajowej Dyspozycji

¹¹⁴ Zgodnie z przepisem wynikającym z art. 9c ust. 2 pkt 13 ustawy – Prawo energetyczne.

- Mocy (KDM) z dyspozytorami innych OSP z obszaru Europy Środkowo-Wschodniej (Niemiec, Czech, Słowacji, Austrii, Węgier, Słowenii i Chorwacji),
- 9) kontynuowano szkolenia dyspozytorów KDM, Obszarowej Dyspozycji Mocy (ODM) oraz pracowników Centrum Nadzoru (CN), Regionalnego Centrum Nadzoru (RCN) oraz Zespołu Eksploatacji Sieci (ZES) w zbudowanym przez OSP symulatorze funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego,
 - 10) opracowano (cykliczny coroczny) raport harmonogramów testów SGU na podstawie zatwierdzonego przez Prezesa URE „Planu testów” według wytycznych art. 43 rozporządzenia 2017/2196 (NC ER),
 - 11) zrealizowano w IV kwartale 2024 r. testy komunikacji głosowej pomiędzy centrami dyspozytorskimi KDM i ODM a także stacjami elektroenergetycznymi sieci przesyłowej oraz podmiotami przyłączonymi do sieci OSP. Testy przeprowadzono na podstawie zatwierdzonego przez Prezesa URE „Planu testów” według wytycznych art. 48 NC ER,
 - 12) w zakresie planu odbudowy realizowano działania operacyjne w sieci elektroenergetycznej rozruchu autonomicznego (14 testów) i próby systemowe uruchomienia bloków elektrowni konwencjonalnych ze źródeł posiadających zdolność do rozruchu autonomicznego (2 testy, w tym jeden we współpracy z SEPS, słowackim operatorem systemu przesyłowego) zgodnie z postanowieniami IRiESP oraz instrukcjami wewnętrznymi PSE S.A., będące ćwiczeniami zdolności KSE do odbudowy systemu. Dodatkowo, 14 czerwca 2024 r. przeprowadzono próbę systemową wsparcia słowackiego systemu elektroenergetycznego poprzez podanie napięcia i mocy rozruchowej z polskiego systemu elektroenergetycznego (próba OSP – SEPS). W systemie elektroenergetycznym właściciele modułów wytwarzania energii przeprowadzali testy obiektowe ich zdolności w zakresie obrony i odbudowy KSE zgodnie z harmonogramem testów SGU.

W okresie sprawozdawczym OSP nie zgłaszał¹¹⁵ do Ministra Klimatu i Środowiska wniosku o konieczności wprowadzenia przez Radę Ministrów ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej.

Zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne, PSE S.A. dokonuje zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci przesyłowej podczas przesyłania energii elektrycznej tą siecią oraz stosuje przejrzyste i niedyskryminacyjne procedury rynkowe przy jej zakupie.

W 2024 r. OSP realizował za pośrednictwem Domu Maklerskiego Banku Ochrony Środowiska S.A. giełdowy zakup energii na rynkach prowadzonych przez TGE S.A. – była to jedyna forma zakupu, w ramach której OSP dokonał nabycia wymaganego wolumenu energii elektrycznej przeznaczonej na pokrywanie strat powstałych w sieci przesyłowej.

W celu faktycznego zbilansowania zapotrzebowania energii na pokrywanie strat w sieci przesyłowej, część energii elektrycznej rozliczana była w ramach Rynku Bilansującego.

Z uwagi na dużą godzinową zmienność ilości energii na pokrywanie strat w sieci przesyłowej, na Rynku Bilansującym następowało rozliczenie odchyleń pomiędzy rzeczywistą ilością strat energii a dostawami energii o wolumenie zgodnym z prognozami opracowanymi przez OSP, realizowanymi na podstawie zleceń zakupu złożonych na rynkach giełdowych.

Koszty zakupu energii elektrycznej na pokrycie strat powstałych w sieci przesyłowej są kosztami poniesionymi przez OSP na pokrycie różnicy bilansowej w sieci przesyłowej, które w kalkulacji taryfy PSE S.A. przenoszone są na OSD przez opłatę sieciową zmienną.

Zgodnie z powyższym, w 2024 r. PSE S.A. poniosła następujące koszty zakupu energii elektrycznej na pokrywanie różnicy bilansowej (w wartościach i ilościach) jak poniżej¹¹⁶:

¹¹⁵ Na podstawie przepisów, o których mowa w art. 11c ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne.

¹¹⁶ Podane ilości i wartości różnicy bilansowej są wielkościami księgowymi według stanu na dzień sporządzania niniejszej informacji, przed zatwierdzeniem sprawozdania finansowego przez biegłego rewidenta.

- 1) 937 651,7 tys. zł – łączne saldo kosztów zakupu i sprzedaży energii elektrycznej¹¹⁷ w ilości 1 676 862 MWh, w ramach zleceń złożonych na rynkach giełdowych prowadzonych przez TGE S.A.,
- 2) (-) 18 695,1 tys. zł – łączne saldo kosztów zakupu i sprzedaży energii elektrycznej w ilości 12 716 MWh z tytułu rozliczeń na rynku bilansującym¹¹⁸ z sąsiednimi OSP i na potrzeby własne OSP,
- 3) 919 453,8 tys. zł – sumaryczny koszt zakupu energii elektrycznej na pokrywanie różnicy bilansowej w ilości 1 689 578 MWh (wraz z prowizją Domu Maklerskiego w kwocie 497,2 tys. zł).

W 2024 r. OSP przeprowadził szereg projektów inwestycyjnych w sieci przesyłowej związanych z wyprowadzeniem mocy ze źródeł wytwórczych oraz usuwaniem ograniczeń przesyłowych wewnątrz KSE¹¹⁹. Do najważniejszych należały:

- budowa stacji 400(220)/110 kV Wyszków,
- budowa linii 400 kV Ostrołęka-Stanisławów (w zakresie toru 400/220 kV Ostrołęka-Wyszków-Miłosna),
- rozbudowa stacji 400/220 kV Krajnik dla przyłączenia dwóch bloków gazowo-parowych Elektrowni Dolna Odra (w zakresie podania napięcia na bloki),
- rozbudowa stacji 400/220/110 kV Ostrołęka dla przyłączenia bloku w Elektrowni Ostrołęka (w zakresie gotowości pól 110 kV TPO i Blok G-P),
- wymiana transformatorów wraz z dostosowaniem infrastruktury w stacji 220/110 kV Olsztyn I,
- rozbudowa stacji 400/110 kV Pelplin wraz z instalacją urządzeń do kompensacji mocy biernej,
- modernizacja stacji przekształtnikowej AC/DC Słupsk – faza I,
- modernizacja linii 400 kV Krosno Iskrzynia-Lemesany.

W ramach obowiązku współpracy OSD i OSP przy opracowywaniu planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii¹²⁰, poszczególni operatorzy poinformowali o przeprowadzeniu szeregu wspólnych działań z OSP, m.in. wskazali na:

- współpracę ruchową, stanowiącą realizację nadzoru operatywnego OSP nad siecią 110 kV spółki,
- aktualizację i weryfikację planów podziału sieci 110 kV na „wyspy”,
- uczestnictwo w specjalistycznych szkoleniach organizowanych przez OSP w zakresie przeglądu oraz sposobu usuwania rozległych awarii, a także istniejących zagrożeń w prowadzeniu ruchu sieci i bezpieczeństwa KSE,
- uczestnictwo w szkoleniach obszarowych, zrealizowanych w sesjach wiosennej i jesiennej oraz w szkoleniu dyspozytorskim na symulatorze sieci,
- zawieranie porozumień mających na celu zharmonizowanie realizacji inwestycji w obiektach, w których określono granicę własności urządzeń OSP i spółki,
- aktualizację planów wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej dla odbiorców w trybie automatycznym, awaryjnym i bilansowym,
- stałe monitorowanie oraz analizowanie wskaźników dotyczących jakości dostaw energii elektrycznej na poszczególnych obszarach działania przedsiębiorstwa.

4.2. SPRZEDAŻ 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

¹¹⁷ Podana ilość i wartość obejmuje saldo zleceń kupna i sprzedaży energii elektrycznej na TGE S.A.

¹¹⁸ Podana ilość i wartość stanowi saldo rozliczeń energii elektrycznej pobranej oraz oddanej na rynku bilansującym, a także w ramach rozliczeń z OSP ze Szwecji i Litwy za zakup energii na pokrywanie strat w sieci przesyłowej na połączeniach SwePol Link i LitPol Link oraz energii zakupionej na potrzeby własne OSP.

¹¹⁹ Nie wszystkie inwestycje zostały zakończone pod względem formalnym.

¹²⁰ Art. 9c ust. 3 pkt 10 ustawy – Prawo energetyczne.

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 17. 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 Sprawozdaniu Prezesa URE za 2023 r. w związku ze skorygowaniem danych przez badane podmioty.

Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska i URE.

Tabela 18. 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.

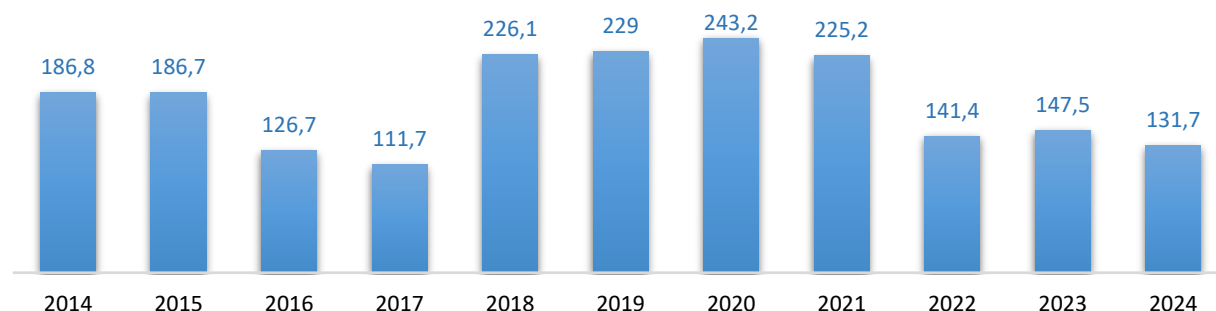
** Dane zostały zmienione w porównaniu z danymi w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2023 r. w związku ze skorygowaniem danych przez badane podmioty.

Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska i URE.

Obrót na giełdzie

Obrót na giełdzie energii prowadzony jest przez całą dobę każdego dnia w roku. Uczestnikami rynku giełdowego prowadzonego przez TGE S.A. (Rynek Towarów Giełdowych – RTG oraz od 1 maja 2020 r. – Zorganizowana Platforma Obrotu – OTF) mogą być przedsiębiorstwa obrotu i wytwarzania energii elektrycznej oraz duzi odbiorcy końcowi, którzy mogą działać samodzielnie po wstąpieniu w poczet członków odpowiednio RTG i OTF (poprzez zawarcie stosownej umowy z TGE S.A.) lub za pośrednictwem domów maklerskich bądź 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.

Rysunek 14. Całkowity wolumen obrotu energią elektryczną w danym roku na wszystkich rynkach energii elektrycznej na TGE S.A. w latach 2014–2024 [TWh]



Źródło: URE na podstawie danych TGE S.A.

Całkowity wolumen transakcji zawartych w 2024 r. na wszystkich rynkach energii elektrycznej na TGE S.A. wyniósł 131,7 TWh, co oznacza spadek o 10,7 proc. w stosunku do 2023 r., w którym całkowity wolumen zawartych transakcji wyniósł 147,5 TWh. Natomiast sprzedaż energii elektrycznej w całym okresie notowań wszystkich kontraktów z fizyczną dostawą energii elektrycznej wyniosła 125,0 TWh, co stanowiło 74,84 proc.¹²¹ produkcji energii elektrycznej brutto w 2024 r.

W roku sprawozdawczym TGE S.A. prowadziła następujące rynki sprzedaży energii elektrycznej: Rynek Dnia Bieżącego (RDB, ang. SIDC) – w modelu XBID, Rynek Dnia Następnego (RDN) oraz w zakresie rynku instrumentów terminowych, w tym również w systemie aukcji, Rynek Terminowy Produktów z dostawą energii elektrycznej (RTPE) Zorganizowanej Platformy Obrotu (OTF).

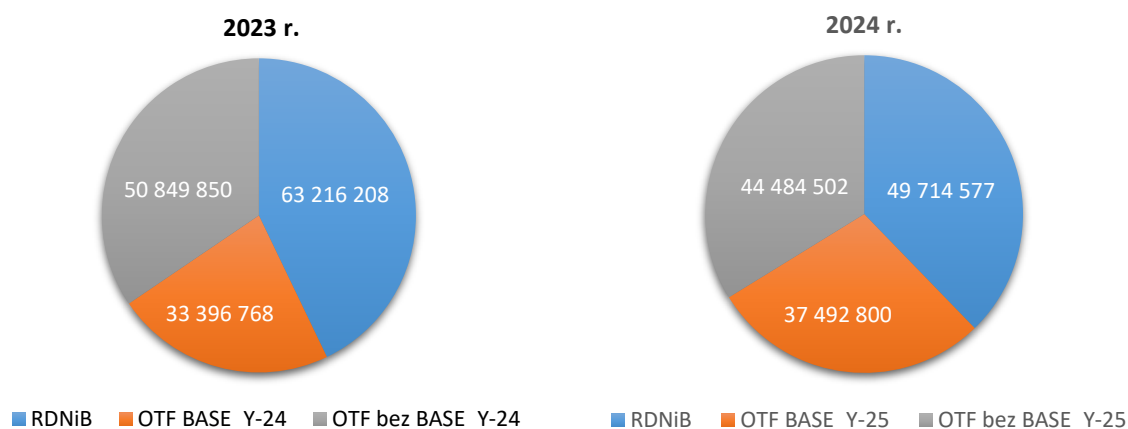
Status aktywnych członków Rynku Dnia Bieżącego (RDB) TGE S.A. posiadało 26 podmiotów, Rynku Dnia Następnego (RDN) TGE S.A. – 43 podmioty, Rynku Terminowego Produktów (RTPE) Zorganizowanej Platformy Obrotu (OTF) TGE S.A. – 38 podmiotów. Biorąc pod uwagę, że jeden podmiot może jednocześnie działać na RDB, RDN i RTPE OTF lub tylko na jednym z ww. rynków, łącznie na wszystkich wyżej wymienionych rynkach energii elektrycznej, prowadzonych przez TGE S.A., aktywnie w obrocie uczestniczyły 44 podmioty.

Największy wolumen obrotu realizowany był na RTPE OTF. Na tym rynku (wraz z aukcjami) zawarto 29 375 transakcji, a łączny wolumen obrotu na nim wyniósł 81,98 TWh. Największy wolumen wśród zawartych kontraktów miał kontrakt roczny w dostawie pasmowej na 2024 r. (BASE_Y-24). Wolumen obrotu na tym kontrakcie wyniósł 37,49 TWh – stanowi to 45,74 proc. łącznego wolumenu obrotu odnotowanego na parkiecie RTPE OTF w 2024 r.

W omawianym okresie na RDN zawarto 1 478 849 transakcji. Jednocześnie, członkowie giełdy zrealizowali transakcje zakupu/sprzedaży energii elektrycznej o łącznym wolumenie ok. 47,10 TWh, co oznacza spadek o ok. 19,3 proc. w stosunku do roku poprzedniego. Na RDB zawarto 527 362 transakcji, a łączny wolumen obrotu na tym rynku wyniósł 2,61 TWh, co oznacza spadek o 45,8 proc. w stosunku do roku poprzedniego.

¹²¹ W odniesieniu do produkcji energii elektrycznej w 2023 r., według danych PSE S.A.

Rysunek 15. Struktura obrotu energią elektryczną w latach 2023–2024 na rynkach prowadzonych przez TGE S.A. [MWh]



Źródło: URE na podstawie danych TGE S.A.

Transakcje bilateralne

Kontrakty dwustronne, zawierane bezpośrednio pomiędzy uczestnikami rynku, tworzą tzw. rynek OTC (over the counter). Warunki handlowe tych kontraktów, obejmujące m.in. cenę i ilość energii elektrycznej oraz terminy dostaw, są wynikiem negocjacji między ich stronami, prowadzonych w ramach kodeksowej swobody zawierania umów i są znane tylko stronom danego kontraktu. Kontrakty dwustronne są zawierane w szerokim horyzoncie czasowym od umów rocznych, poprzez kwartalne i miesięczne porozumienia transakcyjne, aż do transakcji dobowo-godzinowych.

Na podstawie danych Ministerstwa Klimatu i Środowiska oraz URE wynika, że w 2024 r. wolumen kontraktów zawieranych na rynku OTC, nieuwzględniający kontraktów wewnątrzgrupowych, wyniósł 19,9 TWh i był o 0,5 proc. wyższy niż w 2023 r., kiedy to wyniósł 19,8 TWh.

Powyższe kontrakty są jednym z trzech komponentów (obok danych TGE i NEMO) do obliczenia średniej ceny na rynku konkurencyjnym. W 2024 r. udział tych kontraktów w rocznej cenie na rynku konkurencyjnym wyniósł 13,2 proc., wobec 9,1 proc. udziału w 2023 r.

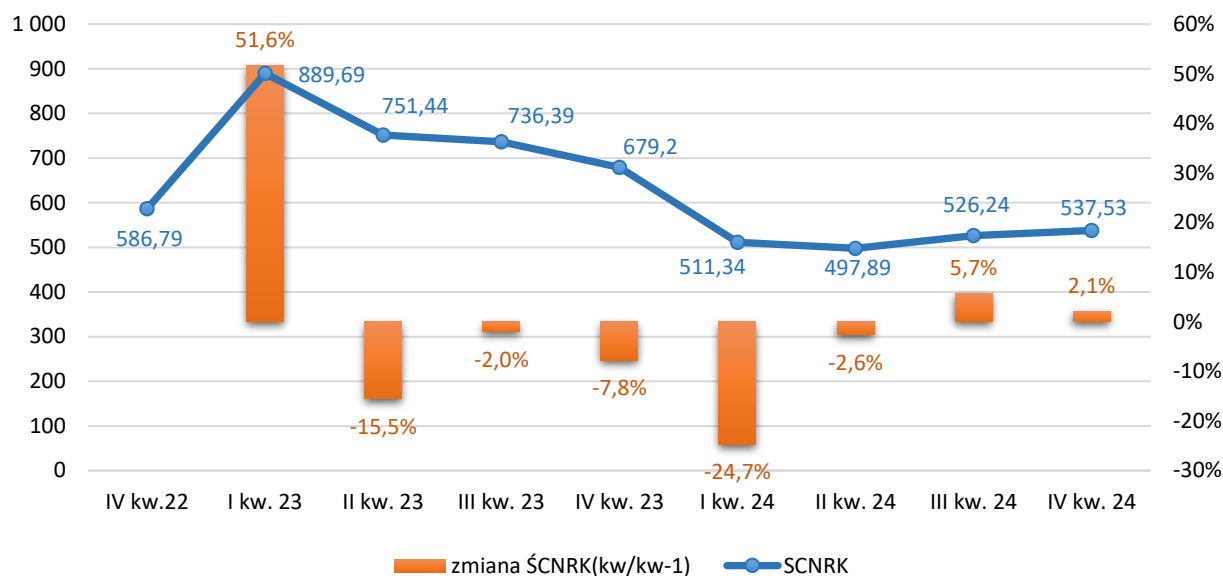
Ceny na hurtowym rynku energii elektrycznej

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 elektrycznej¹²². Ceny te wyszczególnione zostały w Aneksie (tab. A43).

W 2024 r. średnia roczna cena na rynku konkurencyjnym spadła o 31,7 proc. w porównaniu do tej ceny w 2023 r. (spadek z 759,29 zł/MWh do 518,81 zł/MWh).

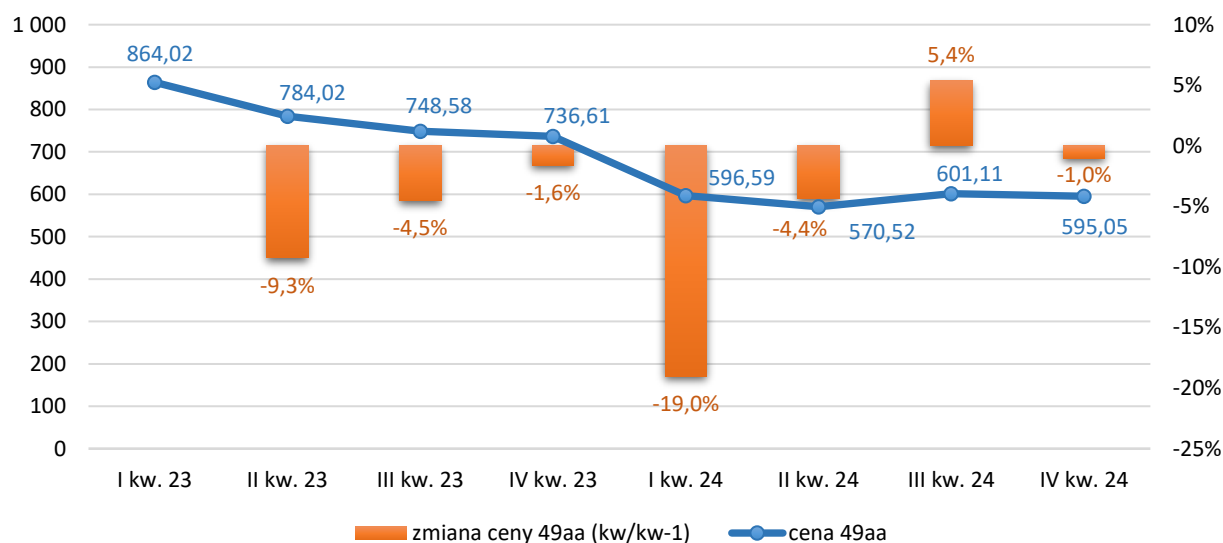
¹²² Obliczona na podstawie art. 49aa ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne.

Rysunek 16. Zmiana średniej kwartalnej ceny [zł/MWh] na rynku konkurencyjnym w 2024 r. w porównaniu do 2023 r.



Źródło: URE.

Rysunek 17. Zmiana średniej kwartalnej ceny sprzedaży energii elektrycznej obliczonej na podstawie art. 49aa ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne w 2024 r. w porównaniu do 2023 r.

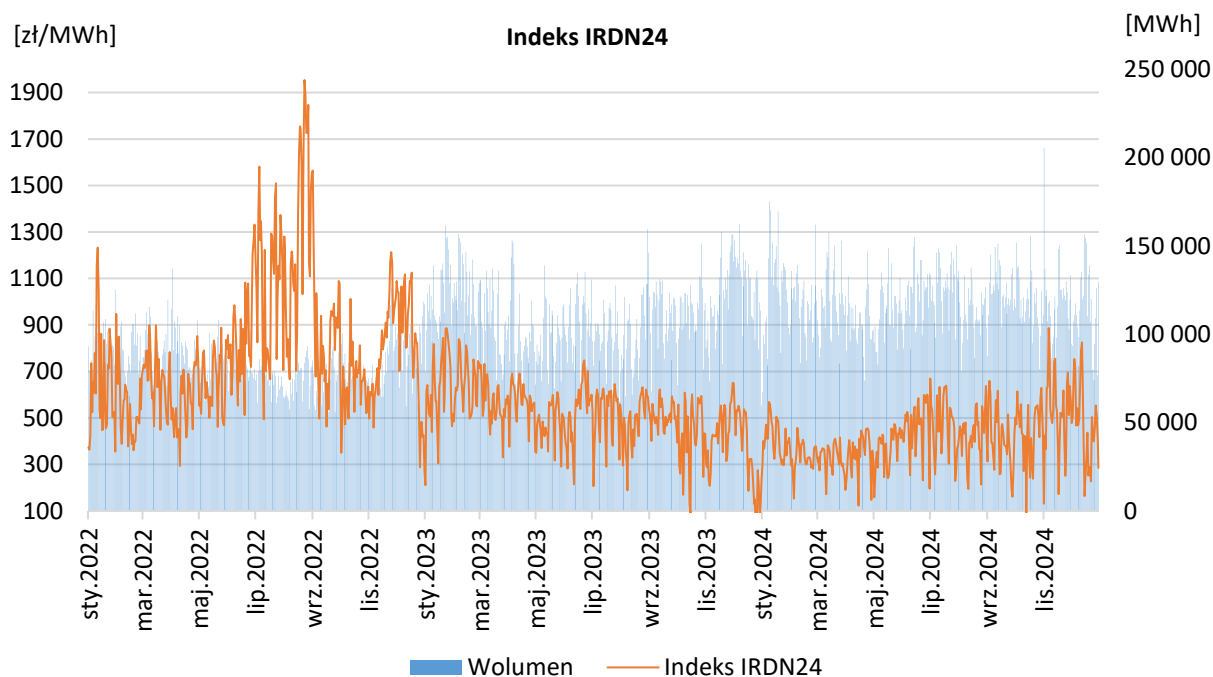


Źródło: URE.

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 18. 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.

4.3. BUDOWA WSPÓLNEGO RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Wdrażanie rozporządzeń unijnych – wytyczne i kodeksy sieci

Tabela 19. Obowiązujące rozporządzenia Komisji Europejskiej dotyczące budowy wspólnego rynku energii elektrycznej

Nazwa rozporządzenia	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. 22, 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. 54, ze zm.
Rozporządzenie Delegowane Komisji (UE) 2024/1366 z 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. Urz. UE L 2024/1366 z 24.05.2024

Źródło: URE.

W 2024 r. kontynuowane były prace ACER, europejskich organów regulacyjnych, europejskich operatorów sieci elektroenergetycznych oraz uczestników rynku biorących udział w procesie konsultacji 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.

Projekt nowego kodeksu wraz z propozycjami zmian wyżej wskazanych aktów prawnych został przekazany 7 marca 2025 r. 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 one 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)¹²³, 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 wymienione w Aneksie (tab. A47).

W zakresie handlu energią elektryczną na rynku dnia następnego oraz bieżącego rozporządzenie 2015/1222 nałożyło na każde państwo członkowskie obowiązek wyznaczenia co najmniej jednego Wyznaczonego Operatora Rynku Energii (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 pełnią giełdy 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. Rolę wyznaczonego NEMO, jako jedyna, pełni obecnie TGE 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 nimi, a także ich relacji z OSP, konieczne było ustanowienie mechanizmu

¹²³ Regiony wyznaczania zdolności przesyłowych zostały ustalone decyzją ACER nr 06/2016 z 17 listopada 2016 r.
https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions/ACER%20Decision%2006-2016%20on%20CCR_0.pdf

dotyczącego działania więcej niż jednego NEMO (z ang. MNA). Dzięki jego wdrożeniu możliwe jest m.in. kojarzenie ofert w ramach jednego procesu rynkowego oraz rozliczanie ofert w oparciu o jednolitą cenę obowiązującą w polskim obszarze rynkowym bez względu na to, z którego usług NEMO dany uczestnik rynku skorzystał. Prezes URE zatwierdził MNA decyzją wydaną 5 czerwca 2017 r., która z późniejszymi zmianami nadal obowiązuje.

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 D¹²⁴ obejmuje: (i) pozwolenie na podanie napięcia („EON”), (ii) tymczasowe pozwolenie na użytkowanie („ION”) ¹²⁵ 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 odstępstw¹²⁶ od wymogów przyłączeniowych kodeksów sieciowych publikowanym na stronie internetowej URE¹²⁷ oraz zostały opublikowane na dedykowanym rejestrze odstępstw prowadzonym przez ACER.

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.

¹²⁴ 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.

¹²⁵ 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.

¹²⁶ <https://aegis.acer.europa.eu/record/>

¹²⁷ <https://bip.ure.gov.pl/bip/rejestry-i-bazy/rejestr-odstepstw-od-wymogow-p/4301,Rejestr-odstepstw-od-wymogow-przylaczeniowych-kodeksow-sieciowych.html>

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 w art. 4 ust. 1 pkt a i b określają wyjątkowe przypadki, w których istniejące 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 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 HVDC¹²⁸. Postępowania nie zakończyły się w 2024 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.

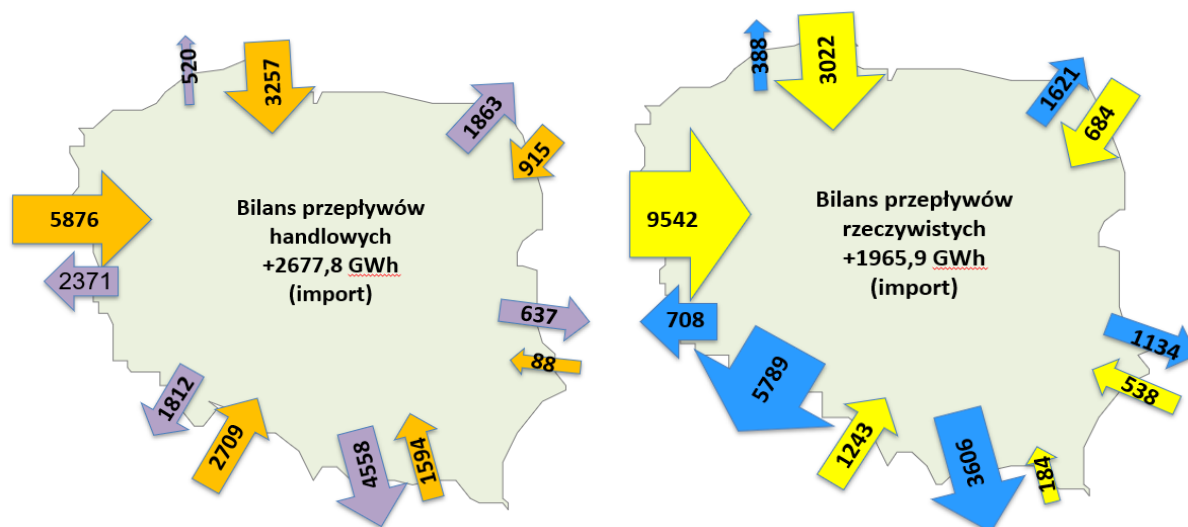
Kontrolowanie realizacji obowiązków w zakresie warunków dostępu do sieci

Monitorowanie skoordynowanej wymiany międzysystemowej

Wymiana między KSE a sąsiadującymi systemami odbywa się w przestrzeni handlowej oraz rzeczywistej, która jest zależna nie tylko od zakontraktowanych przepływów ale też innych jak np. dostawy awaryjne oraz przepływy kołowe przez granice sąsiednich systemów. Bilans handlowy międzysystemowej wymiany energii elektrycznej oraz rzeczywiste przepływy energii z poszczególnych krajów do Polski i z Polski do innych krajów w 2024 r., zostały przedstawione na rys. 19.

¹²⁸ 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.

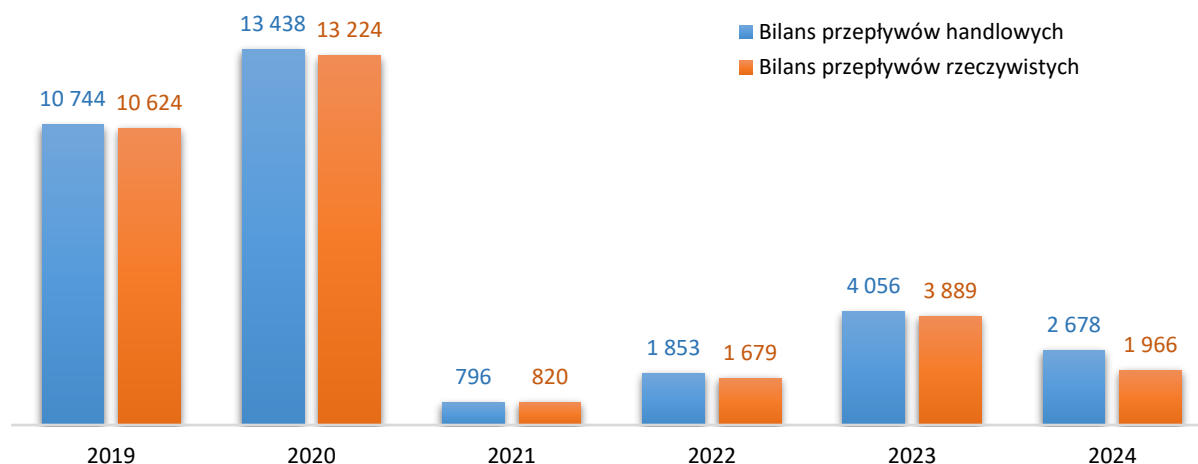
Rysunek 19. Bilans handlowych i rzeczywistych przepływów energii elektrycznej na połączeniach z innymi krajami w 2024 r. [GWh]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Poniżej przedstawiono porównanie ogólnego bilansu przepływów handlowych oraz ogólnego bilansu przepływów rzeczywistych energii elektrycznej w latach 2019–2024.

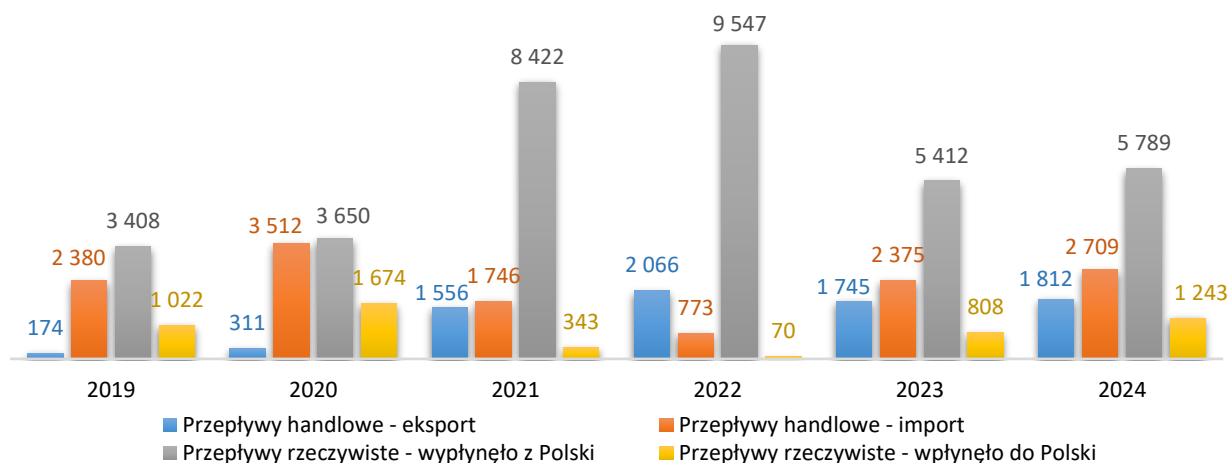
Rysunek 20. Porównanie bilansów przepływów handlowych i bilansów przepływów rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniach z innymi krajami (łącznie) w poszczególnych latach 2019–2024 [GWh]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

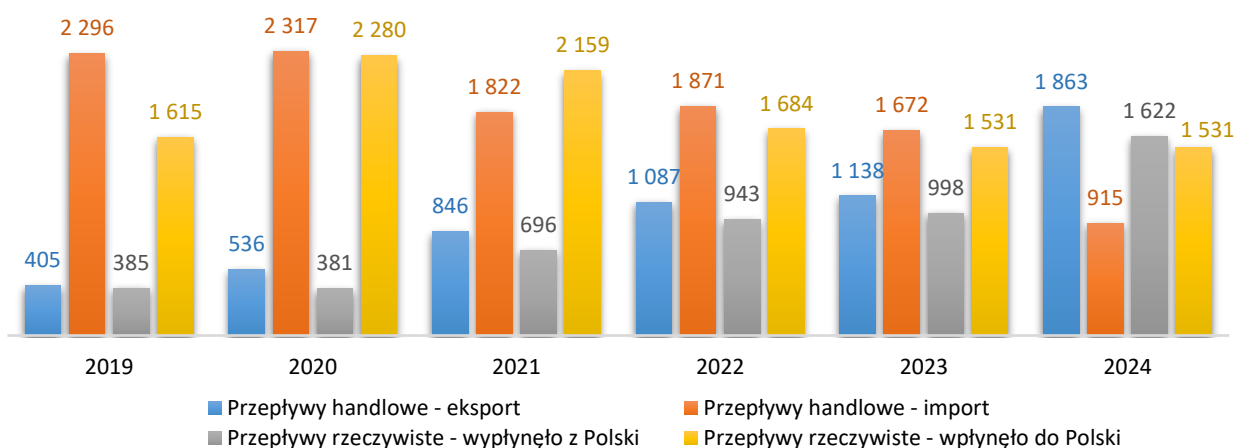
W dalszej części porównano dane w zakresie przepływów handlowych (osobno dla importu i eksportu) i przepływów rzeczywistych (osobno dla energii elektrycznej wypływającej z Polski i dla energii elektrycznej wpływającej do Polski) w podziale na poszczególne połączenia z sąsiednimi krajami, tj. na połączeniach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

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



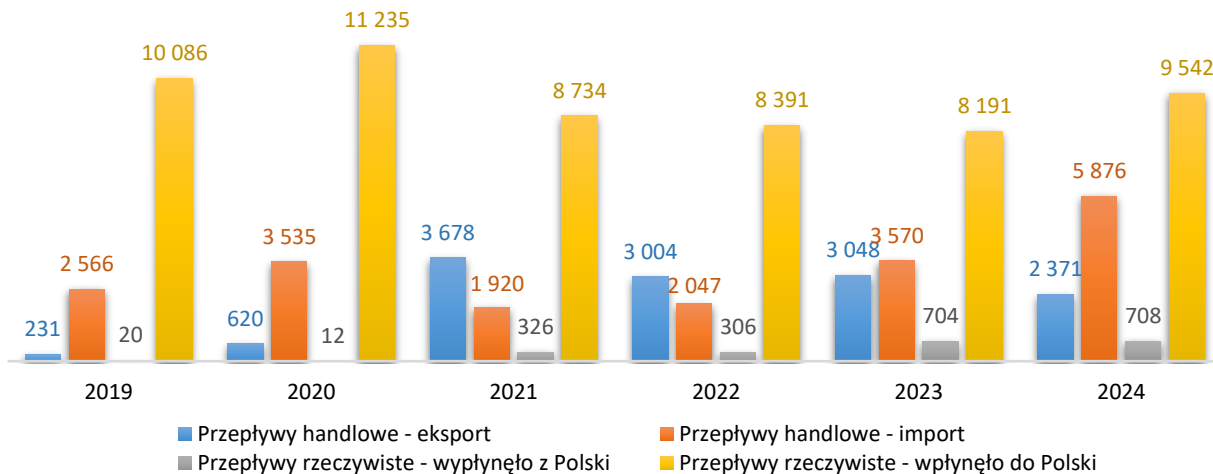
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 22. Porównanie przepływów handlowych i rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniu Polski z Litwą w latach 2019–2024 [GWh]



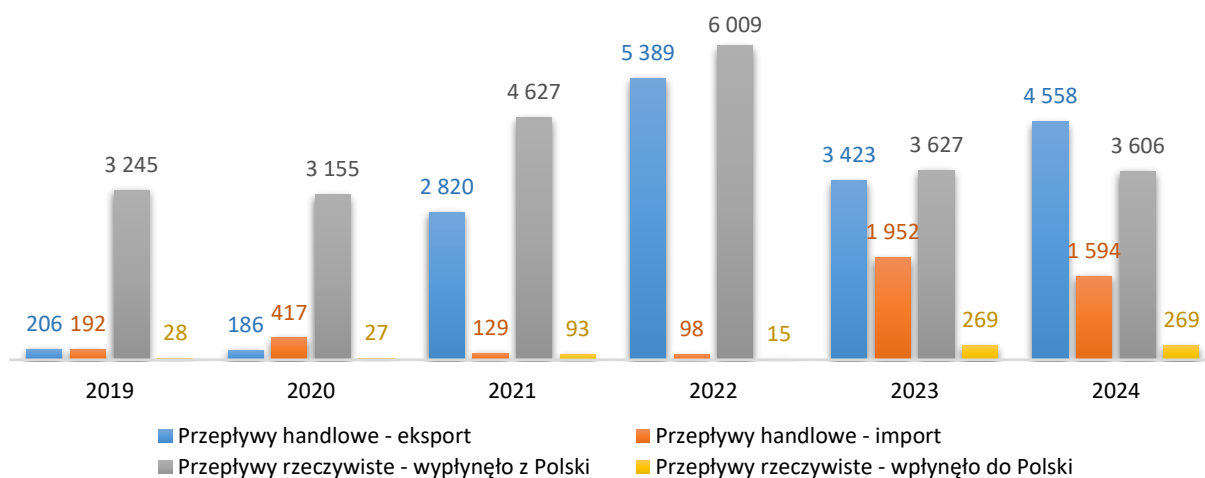
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 23. Porównanie przepływów handlowych i rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniu Polski z Niemcami w latach 2019–2024 [GWh]



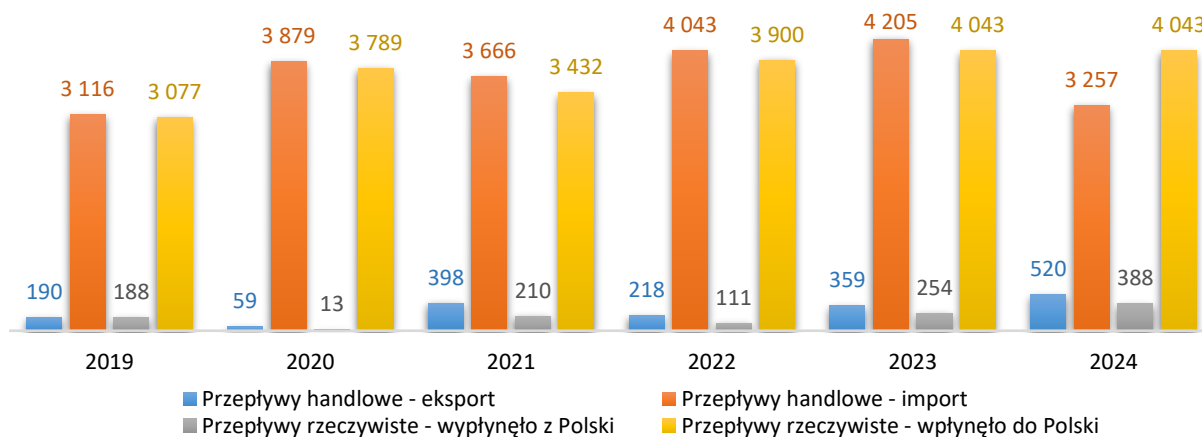
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 24. Porównanie przepływów handlowych i rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniu Polski z Słowacją w latach 2019–2024 [GWh]



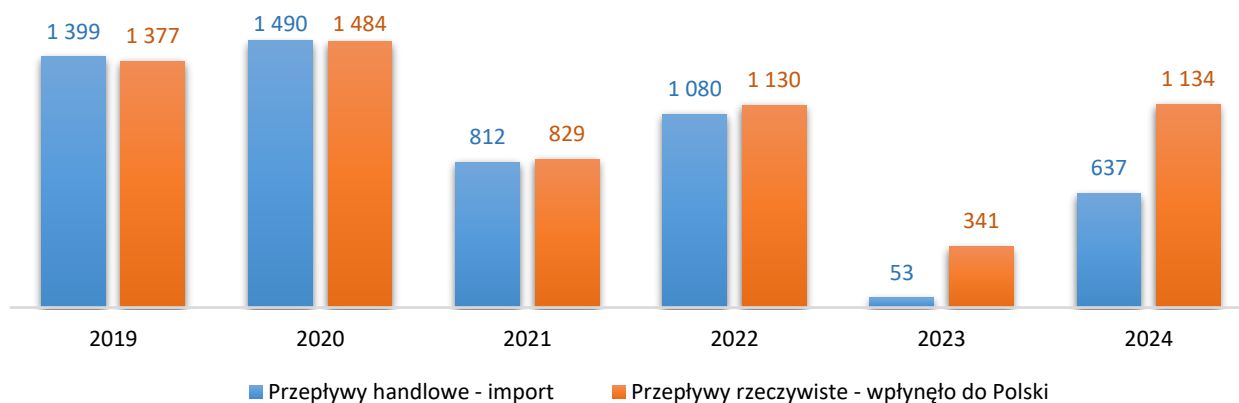
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 25. Porównanie przepływów handlowych i rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniu Polski z Szwecją w latach 2019–2024 [GWh]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 26. 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 (rys. 26), uwagę zwraca duża różnica pomiędzy przepływami handlowymi a rzeczywistymi. 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 Polska 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). W omawianym okresie wzrósł on i wyniósł łącznie 14 438,6 GWh względem 13 827,3 GWh w 2023 r. (wzrost o ponad 0,4,4 proc. w porównaniu do roku poprzedniego). Eksport energii elektrycznej wyniósł łącznie 11 760,8 GWh i wzrósł o 20 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.

Techniczne możliwości wymiany międzysystemowej w 2024 r. 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).

Wykorzystywana była metoda NTC¹²⁹ z uwzględnieniem warunków bilansowych, przy czym:

- 1) dla profilu synchronicznego wyznaczone były wartości NTC dla importu i eksportu dla potrzeb aukcji rocznej, aukcji miesięcznych (aukcje jawne, typu explicit) oraz w ramach procedur dnia bieżącego. Dla profilu synchronicznego w obrębie horyzontu dobowego obowiązywała metoda Flow Based Approach (FBA)¹³⁰. Od maja 2024 r. rozpoczęto wdrażanie tej metody w ramach procedury dnia bieżącego,
- 2) 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),
- 3) dla połączenia promieniowego Zamość-Dobrotwór wyznaczone były jedynie wartości NTC dla importu dla potrzeb przetargów miesięcznych (aukcje jawne typu explicit),
- 4) 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).

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. W 2024 r. działania te obejmowały wyłącznie redispatching dwustronny (nie było konieczności użycia redispatchingu wielostronnego), przy czym skala redispatchingu dwustronnego z niemieckim OSP 50 Hertz była zbliżona do ubiegłego roku.

¹²⁹ Metoda wyznaczania zdolności przesyłowych oparta na zasadzie szacowania i definiowania ex ante maksymalnej wymiany energii między graniczącymi ze sobą obszarami rynkowymi.

¹³⁰ Metoda wyznaczania zdolności przesyłowych, w której wymiany energii między obszarami rynkowymi są ograniczone współczynnikami rozprzysięgu energii elektrycznej i dostępnymi marginesami na krytycznych elementach sieci.

Ograniczenia w realizacji usług przesyłania w wymianie międzysystemowej spowodowane brakiem mocy lub awariami sieciowymi

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

Przychody z alokacji zdolności przesyłowych na połączeniach z krajami UE i sposób ich wykorzystania w 2023 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 879 021,2 tys. 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 takie sprawozdanie 28 lutego 2025 r.¹³¹ Zgodnie z tym sprawozdaniem przychody te zostały wykorzystane do celów, o których mowa w art. 19 ust. 2 rozporządzenia 2019/943 w kwocie 142 508,5 tys. zł, kwota podatku dochodowego wyniosła 139 937,4 tys. zł oraz 596 575,3 tys. zł jako kwota niewykorzystana i przewidziana jako dalsze środki celowe.

4.4. RYNEK BILANSUJĄCY

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 Warunki Dotyczące Bilansowania (WDB), zatwierdzone przez Prezesa URE decyzjami z: 27 września 2023 r. oraz 26 stycznia 2024 r. W odpowiednim zakresie zmieniona została także IRIESP.

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, uczestniczące w rynku wspólnie.

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.

¹³¹ <https://www.ure.gov.pl/download/9/15293/informacjadotyczcawykprzychzalokza2024.pdf>

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

Ze względu na wprowadzone zmiany na rynku bilansującym, dane charakteryzujące funkcjonowanie rynku 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.

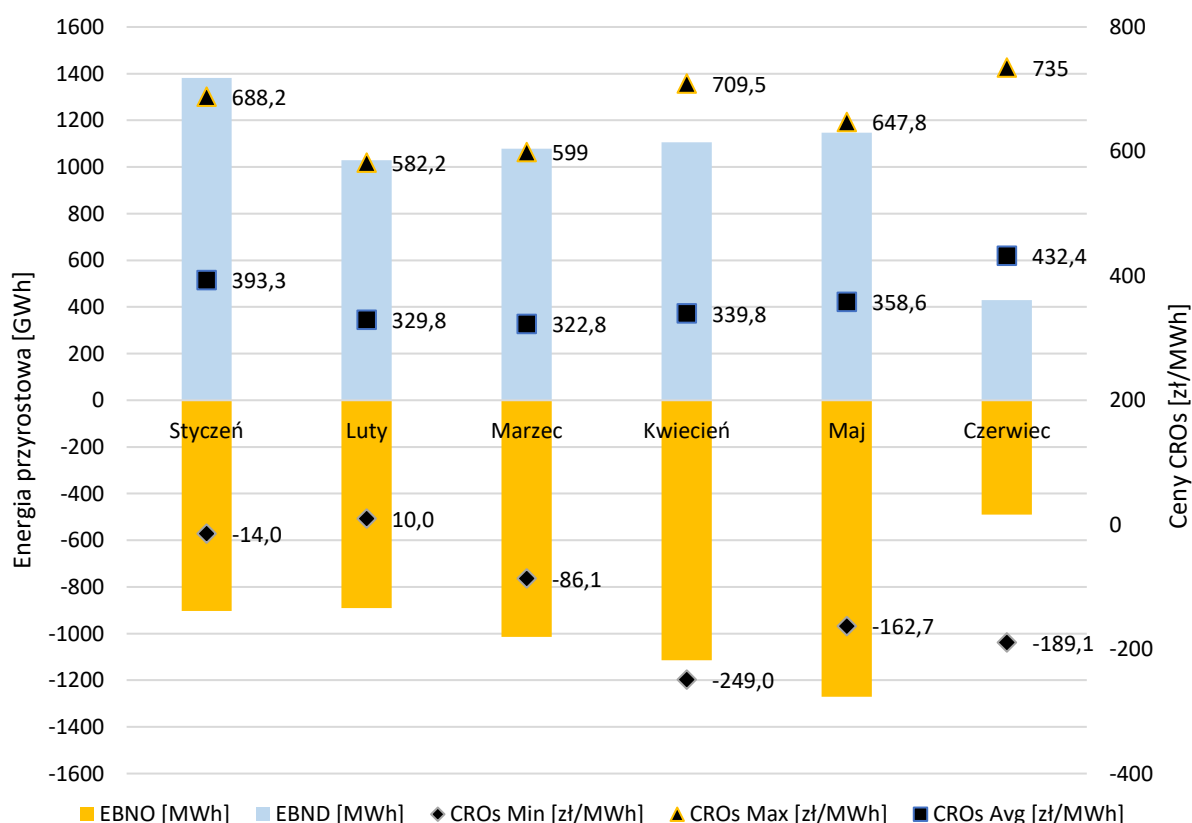
Na **13 czerwca 2024 r.** w procesach rynku bilansującego uczestniczyło 149 podmiotów, w tym 29 wytwórców, 9 odbiorców końcowych, 11 odbiorców sieciowych, 91 przedsiębiorstw obrotu, 3 giełdy energii, 5 operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) oraz PSE S.A. jako OSP. Dane techniczno-handlowe były zgłaszane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

Na **31 grudnia 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.

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, powoduje, że porównywanie danych z obu półroczy nie jest miarodajne.

Poniżej przedstawiono grafiki obrazujące funkcjonowanie rynku bilansującego przed i po wdrożeniu zmian.

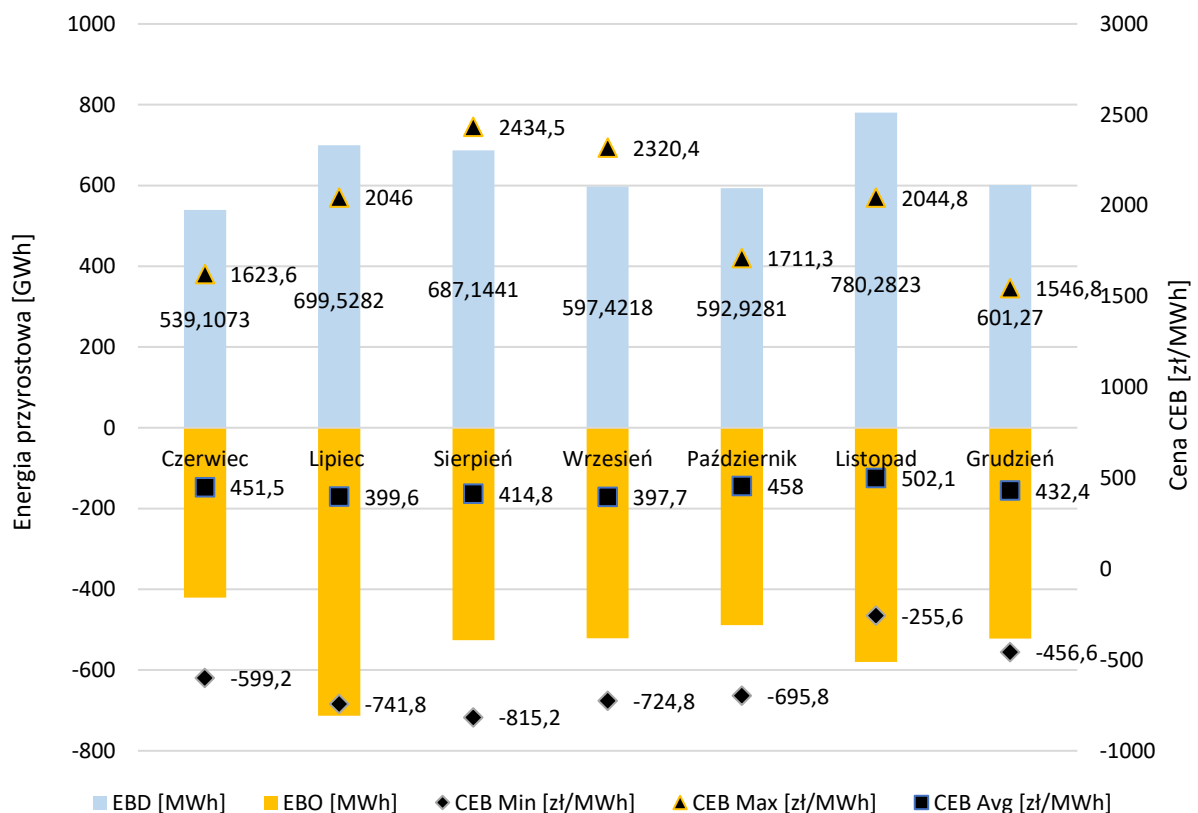
Rysunek 27. Ceny energii bilansującej (CROs) oraz energia bilansująca nieplanowana odebrana z RB (EBNO) oraz dostarczona na RB (EBND), w okresie 1 stycznia – 13 czerwca 2024 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Wartość maksymalnej ceny rozliczeniowej odchylenia na rynku bilansującym wahała się w przedziale od 582,24 zł/MWh do 735,00 zł/MWh, a wartość minimalnej ceny rozliczeniowej od (-) 248,96 zł/MWh do 10 zł/MWh, natomiast średnioważone miesięczne ceny CRO zmieniały się w przedziale od 312,00 zł/MWh do 424,08 zł/MWh. Opisane powyżej sytuacje były uwarunkowane różnymi czynnikami, przy czym do najważniejszych należy zaliczyć warunki rynkowe, wielkość zapotrzebowania na moc w KSE, poziom rezerw mocy w systemie oraz warunki atmosferyczne.

Rysunek 28. Ceny energii niezbilansowania (CEN) oraz energia niezbilansowania odebrana z RB (ENO) w okresie 14 czerwca – 31 grudnia 2024 r.



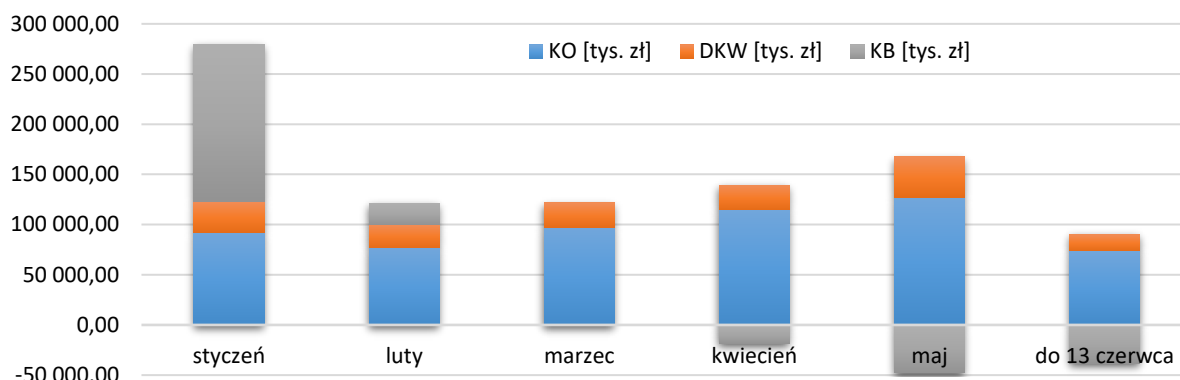
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

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 zakupu 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 rys. poniżej.

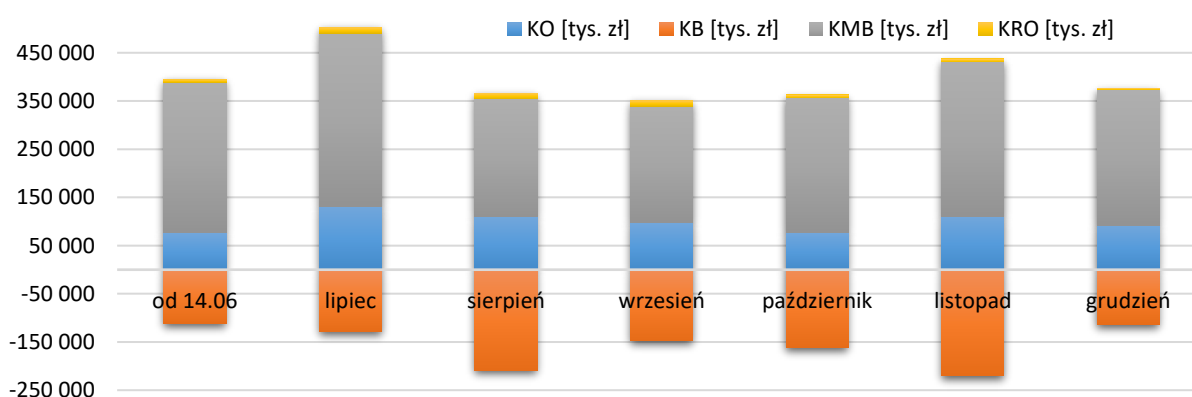
Dodatkowo na rysunkach przedstawiono dane dotyczące: kosztów bilansowania zapotrzebowania odbiorców (KB), kosztów wynikających z realokacji USE (DKW) oraz kosztów mocy bilansujących (KMB) i kosztów rezerwy operacyjnej (KRO).

Rysunek 29. 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.

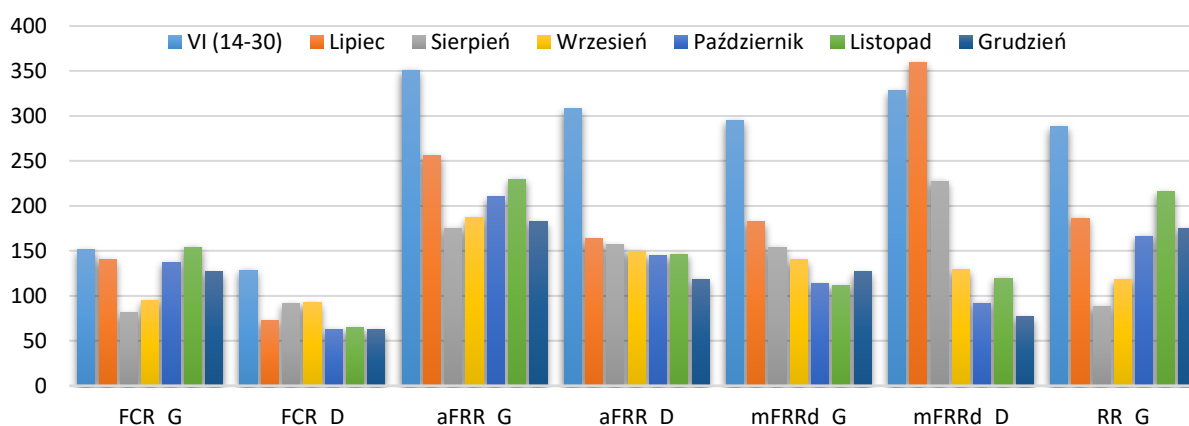
Rysunek 30. Koszty bilansowania zapotrzebowania odbiorców (KB), koszty usuwania ograniczeń (KO), koszty mocy bilansujących (KMB) oraz koszty rezerwy operacyjnej (KRO) w okresie 14 czerwca – 31 grudnia 2024 r. [tys. zł]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

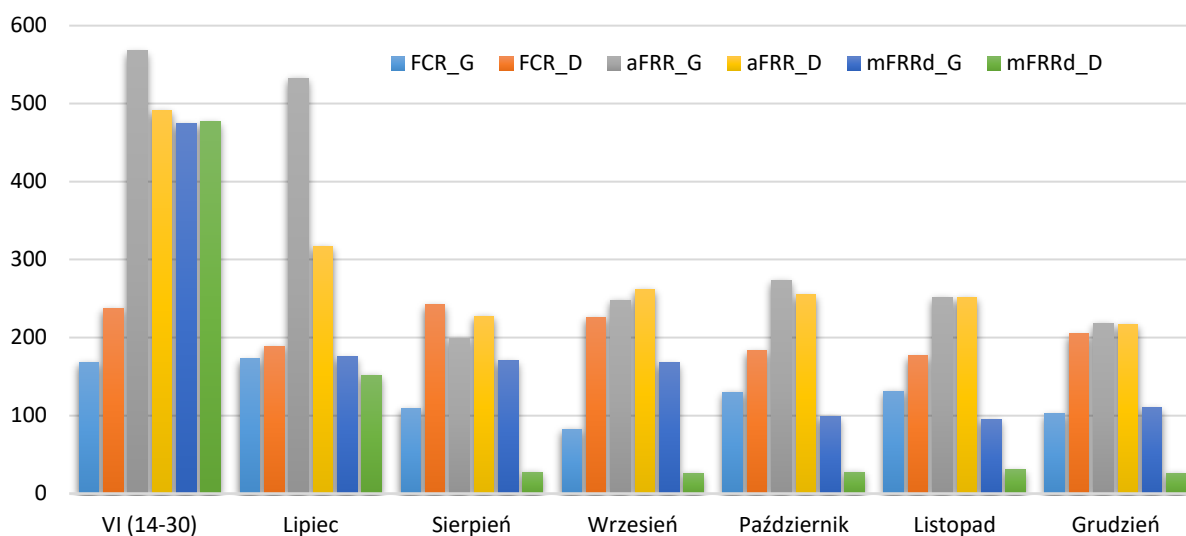
Dane charakteryzujące rynek mocy bilansujących przedstawiono na kolejnych rysunkach. Pozyskiwano rezerwę utrzymania częstotliwości (FCR) w górę (FCR_G) i dół (FCR_D), rezerwę odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną (aFRR) w górę (aFRR_G) i dół (aFRR_D), rezerwę odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną (mFRR) w górę (mFRR_G) i dół mFRR_D oraz rezerwę zastępczą w górę (RR_G).

Rysunek 31. Średnie ważone ceny mocy bilansujących nabytych w trybie podstawowym dla okresu 14 czerwca – 31 grudnia 2024 r. [zł/MWh]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

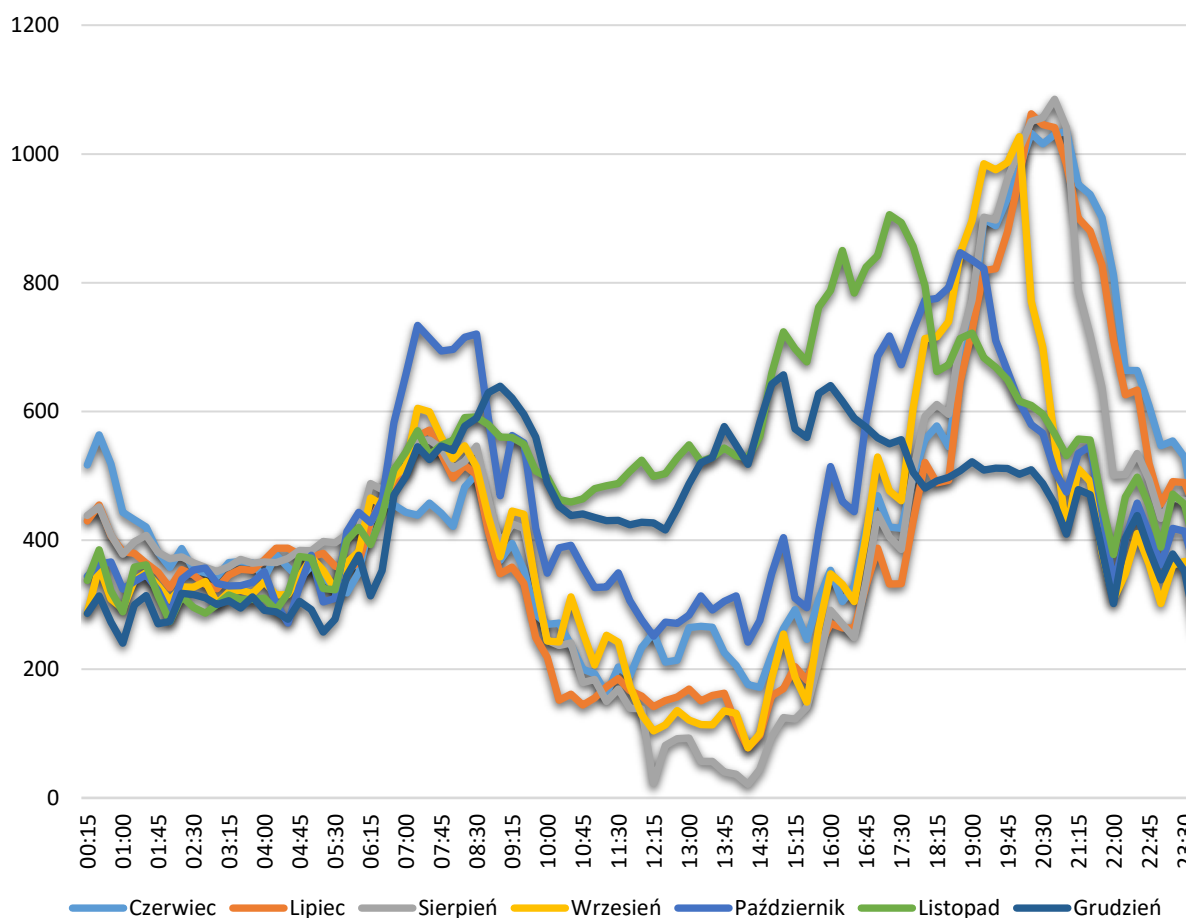
Rysunek 32. Średnie ważone ceny mocy bilansujących nabytych w trybie uzupełniającym dla okresu 14 czerwca – 31 grudnia 2024 r. [zł/MWh]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Poniżej przedstawiono zmiany cen energii niezbilansowania w kolejnych miesiącach po wdrożeniu zmiany na rynku bilansującym.

Rysunek 33. Ceny energii niezbilansowania dla poszczególnych miesięcy po 14 czerwca 2024 r. [zł/MWh]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

4.5. USŁUGI DEMAND SIDE RESPONSE (DSR)

Regulacje zawarte w ustawie o rynku mocy¹³² umożliwiają zgłoszenie do udziału w aukcjach na rynku mocy dwóch rodzajów jednostek fizycznych redukcji zapotrzebowania, z generacją wewnętrzną lub bez niej.

W przypadku jednostki fizycznej redukcji zapotrzebowania z generacją wewnętrzną warunkiem złożenia wniosku o certyfikację jest spełnienie przez tę jednostkę limitu emisji 550 g CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych na 1 kWh wytworzonej energii elektrycznej w roku dostaw, którego dotyczy wniosek o certyfikację¹³³.

W związku z powyższym przepisem dostawcy mocy zgłaszali wątpliwości co do możliwości uczestnictwa w rynku mocy jednostek fizycznych wchodzących w skład jednostek rynku mocy redukcji zapotrzebowania posiadających generację wewnętrzną niespełniającą limitu emisji ale zasilającą urządzenia pomocnicze niezwiązane z funkcją tej jednostki na rynku mocy i nieuczestniczące w dostarczaniu mocy do systemu. Problem ten został rozwiązany poprzez jednoznaczne wskazanie w Regulaminie rynku mocy, że jednostki wytwórcze wchodzące w skład jednostek rynku mocy redukcji zapotrzebowania, niebiorące udziału w dostarczaniu mocy do systemu nie będą uwzględniane w wyznaczaniu jednostkowej emisji CO₂ dla tego typu jednostki. Ww. zmiana Regulaminu rynku mocy została zatwierdzona decyzją Prezesa URE z 24 września 2024 r.

Minimalna moc osiągalna redukcji zapotrzebowania dla fizycznej lub planowanej jednostki redukcji zapotrzebowania wynosi 2 MW¹³⁴.

Przepisy dopuszczają udział agregatorów, w takim przypadku minimalna moc osiągalna redukcji zapotrzebowania grupy jednostek fizycznych lub planowanych redukcji zapotrzebowania wynosi 2 MW, a maksymalna 50 MW¹³⁵.

Moc zakontraktowana przez dostawców mocy dysponujących jednostkami rynku mocy redukcji zapotrzebowania w wyniku aukcji głównej na 2029 r. była wyższa o ok. 11 proc. w stosunku do mocy zakontraktowanej przez tego typu dostawców na rok 2028.

W Aneksie przedstawiono dane liczbowe dotyczące DSR w mocy zakontraktowanej w aukcjach głównych na lata 2021–2029 (rys. A16).

PSE S.A. pozyskiwała w 2024 r., w ramach usługi DSR, usługę interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców (dalej: „usługa IRP”), polegającą na dobrowolnym i czasowym obniżeniu przez odbiorców poboru mocy z sieci elektroenergetycznej lub przesunięciu w czasie jej poboru na polecenie OSP. W usłudze IRP, która ma charakter elastyczny i dobrowolny, dostawcy usługi nie mają obowiązku przystąpienia do składania propozycji sprzedaży dla produktów w odpowiedzi na wezwanie PSE S.A. do składania propozycji sprzedaży, tj. ofert. Cena CRZ_MAX (maksymalna jednostkowa cena netto za redukcję poboru mocy) jest znana i określona w umowach o świadczenie usługi interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców (dalej: „umowy na usługę IRP”) zawartych z dostawcami usługi IRP, natomiast produkty i ich parametry wraz z propozycją ceny jednostkowej definiowane są w propozycjach sprzedaży składanych przez tych dostawców. W 2024 r. PSE S.A. trzykrotnie (w dniach 5, 6 i 26 listopada) wzywała dostawców usługi IRP do składania propozycji sprzedaży. W żadnym z przypadków dostawcy nie złożyli ofert, wobec czego PSE S.A. nie wydała polecenia redukcji. W związku z powyższym, zawarte umowy na usługę IRP nie skutkowały ponoszeniem przez PSE S.A. kosztów w 2024 r.

Do katalogu usług systemowych w zakresie interwencyjnej dostawy mocy czynnej została wprowadzona nowa usługa systemowa: Interwencyjne ofertowe zwiększenie poboru mocy przez odbiorców (dalej: „usługa IZP”). Usługa ta polega na dobrowolnym i czasowym zwiększeniu na polecenie OSP poboru mocy przez odbiorców energii elektrycznej, w zamian za wynagrodzenie. Usługę

¹³² Art. 20 ust. 1 ustawy o rynku mocy.

¹³³ Art. 15 ust. 6 ustawy o rynku mocy.

¹³⁴ Art. 16 ust. 1 pkt 2 i 9 ustawy o rynku mocy.

¹³⁵ Art. 16 ust. 1 pkt 4 i 9 ustawy o rynku mocy.

IZP może świadczyć każdy odbiorca przyłączony do sieci elektroenergetycznej, który został pozytywnie zweryfikowany przez operatora systemu, do którego sieci jest przyłączony oraz posiada aktywny certyfikat przyznawany sterowanym odbiorom energii elektrycznej, tzw. obiektom redukcji (certyfikat ORed). Odbiorcy energii mogą świadczyć usługę IZP bezpośrednio PSE S.A. jeśli posiadają 1 MW lub więcej potencjału zwiększenia mocy. Odbiorcy o mniejszym potencjale zwiększenia mocy niż 1 MW mogą świadczyć usługę poprzez podmiot zajmujący się agregacją, reprezentujący interesy odbiorców w relacjach z OSP. W 2024 r. OSP wzywał do składania propozycji sprzedaży dostawców usługi IZP na wybrane kwadransy w dniach: 17 listopada, 1 listopada, 18 listopada oraz 15 grudnia. W żadnym z czterech wezwań dostawcy usługi IZP nie złożyli ofert. W związku z powyższym zawarte umowy na usługę IZP nie skutkowały ponoszeniem przez PSE S.A. kosztów w 2024 r.

Odpowiednie zapisy umożliwiające świadczenie usług IRP oraz usługi IZP na polecenie i na rzecz OSP przez podmioty dysponujące sterowanymi odbiorami energii, zapewniające OSP dostęp do szybkiej interwencyjnej dostawy mocy czynnej w zakresie redukcji lub zwiększenia przez odbiorców wielkości pobieranej mocy z sieci dystrybucyjnej OSD, zostały wprowadzone również w instrukcjach OSD zatwierdzonych przez Prezesa URE.

5. WYZNACZANIE SPRZEDAWCÓW ZOBOWIĄZANYCH

Do kompetencji Prezesa URE należy również wyznaczanie sprzedawców zobowiązanych. Realizują oni m.in. zadania związane z obowiązkiem zakupu energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii, w zakresie określonym w ustawie OZE. Sprzedawcy zobowiązani dokonują także rozliczeń ilości energii elektrycznej wprowadzonej przez prosumentów do sieci elektroenergetycznej wobec ilości energii elektrycznej pobranej z tej sieci. W ściśle określonych przypadkach przejmuje również zadania sprzedawcy z urzędu.

Sprzedawcą zobowiązanym na kolejny rok wyznaczany jest sprzedawca energii elektrycznej, który w okresie od 1 stycznia do 31 sierpnia poprzedniego roku sprzedał najwięcej energii elektrycznej do odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej danego operatora systemu elektroenergetycznego. Wyznaczenie sprzedawcy zobowiązanego dokonywane jest mocą decyzji Prezesa URE, w terminie do 31 października każdego roku. Realizując omawiane zadanie, na rok 2025 regulator wyznaczył¹³⁶ 181 sprzedawców zobowiązanych na obszarze działania operatorów systemów dystrybucyjnych oraz sprzedawcę zobowiązanego na obszarze działania operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

181

wyznaczonych na 2025 rok
sprzedawców zobowiązanych na
obszarze działania OSD

1

wyznaczony sprzedawca
zobowiązany na obszarze działania
OSP

6. RYNEK DETALICZNY I JEGO ODBIORCY

6.1. OPIS RYNKU

Na rynku detalicznym energii elektrycznej spotykają się odbiorcy dokonujący zakupu na własne potrzeby (bytowe lub technologiczne) ze sprzedawcami energii. W 2024 r. szczegółowym badaniem rocznym Prezesa URE objętych zostało 256 spółek obrotu energią elektryczną, które obsługują

¹³⁶ <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/12333,Informacja-nr-662024.html>

odbiorców końcowych (wszystkie grupy) oraz 186 operatorów systemów dystrybucyjnych. W celu zapewnienia porównywalności danych za rok 2024 z danymi za poprzedni rok, poniżej prezentujemy dane dotyczące liczby odbiorców i wolumenu sprzedanej energii elektrycznej zarówno dla całej badanej populacji, jak i dla grupy 40 największych OSD.

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 gospodarstw domowych.

Tabela 20. Liczba PPE przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na 31 grudnia 2024 r. według grup taryfowych

Grupy taryfowe	A	B	C	G	w tym gospodarstwa domowe	RAZEM
liczba PPE	1 118	55 422	1 621 171	17 621 501	16 790 297	19 299 212
w tym 40 największych OSD	1 103	54 236	1 611 045	17 604 397	16 780 019	19 270 781
- w tym 5 największych OSD*	1 099	52 818	1 565 051	17 530 106	16 714 865	19 149 074

* Grupa 5 największych OSD obejmuje spółki: ENEA Operator Sp. z o.o., ENERGA-OPERATOR S.A., PGE Dystrybucja S.A., Stoen Operator Sp. z o.o. oraz TAURON Dystrybucja S.A.

Źródło: URE na podstawie badania ankietowego operatorów.

W 2024 r. wolumen energii elektrycznej dostarczonej odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci operatorów systemu dystrybucyjnego, objętych badaniem rocznym Prezesa URE, wyniósł 149 395 920 MWh we wszystkich grupach odbiorców łącznie (144 804 108, jeśli wziąć pod uwagę dane 40 największych OSD).

Tabela 21. Wolumen energii elektrycznej dostarczonej odbiorcom końcowym w 2024 r.

Grupy taryfowe	A	B	C	G	w tym gospodarstwa domowe	RAZEM
wolumen [MWh]	26 563 816	62 311 092	24 471 181	36 049 830	32 405 639	149 395 920
w tym 40 największych OSD	25 776 937	59 165 619	23 819 112	36 042 440	32 399 728	144 804 108
- w tym 5 największych OSD*	25 531 309	53 711 313	21 990 838	35 895 644	32 295 919	137 129 104

* Grupa 5 największych OSD obejmuje spółki: ENEA Operator Sp. z o.o., ENERGA-OPERATOR S.A., PGE Dystrybucja S.A., Stoen Operator Sp. z o.o. oraz TAURON Dystrybucja S.A.

Źródło: URE na podstawie badania ankietowego operatorów.

Energia elektryczna pobrana z sieci w roku 2024 przez wszystkich odbiorców przyłączonych do systemów dystrybucyjnych obsługiwanych przez 40 największych operatorów była wyższa o 1,85 proc. w porównaniu z 2023 r. Niewielki spadek poboru z sieci odnotowano tylko w grupie gospodarstw domowych, w której zużycie energii w 2024 r. wyniosło 32 399 728 MWh w porównaniu z 32 407 171 MWh w 2023 r. Udział gospodarstw domowych w globalnym poborze energii wyniósł 22,37 proc. Średni pobór energii na pojedynczy PPE gospodarstwa domowego wyniósł 1 930 kWh, czyli zauważalnie mniej niż w 2023 r. w którym średnie zużycie energii na gospodarstwo domowe wyniosło 2 121 kWh. Oceniając spadek średniego zużycia energii w gospodarstwie domowym należy jednak mieć na uwadze, że dotychczas publikowane dane dotyczące zużycia nie odnosiły się do pojedynczych PPE odbiorców, ale do odbiorców rozumianych jako odrębne osoby fizyczne bądź prawne.

Do 30 czerwca 2024 r. ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych pozostawały zamrożone na poziomie z 2022 r. (412 zł/MWh), dla limitu zużycia ustalonego dla danego typu gospodarstwa domowego. Powyżej limitów obowiązywała cena maksymalna 693 zł/MWh. Ochronę

gospodarstw domowych przed wzrostem cen przedłużono także na drugie półrocze, a ustalona na ten okres cena maksymalna wyniosła 500 zł/MWh. Przez cały rok 2024 utrzymana została także cena maksymalna na poziomie 693 zł/MWh dla niektórych odbiorców instytucjonalnych, jak podmioty użyteczności publicznej (m.in. szkoły, szpitale) oraz dla małych i średnich przedsiębiorstw.

Szczegółowe informacje na ten temat przedstawione zostały w części 6.4. niniejszego sprawozdania, poświęconej mechanizmom wsparcia odbiorców.

Tabela 22. Ceny za energię elektryczną i opłaty dystrybucyjne dla odbiorców posiadających umowy kompleksowe

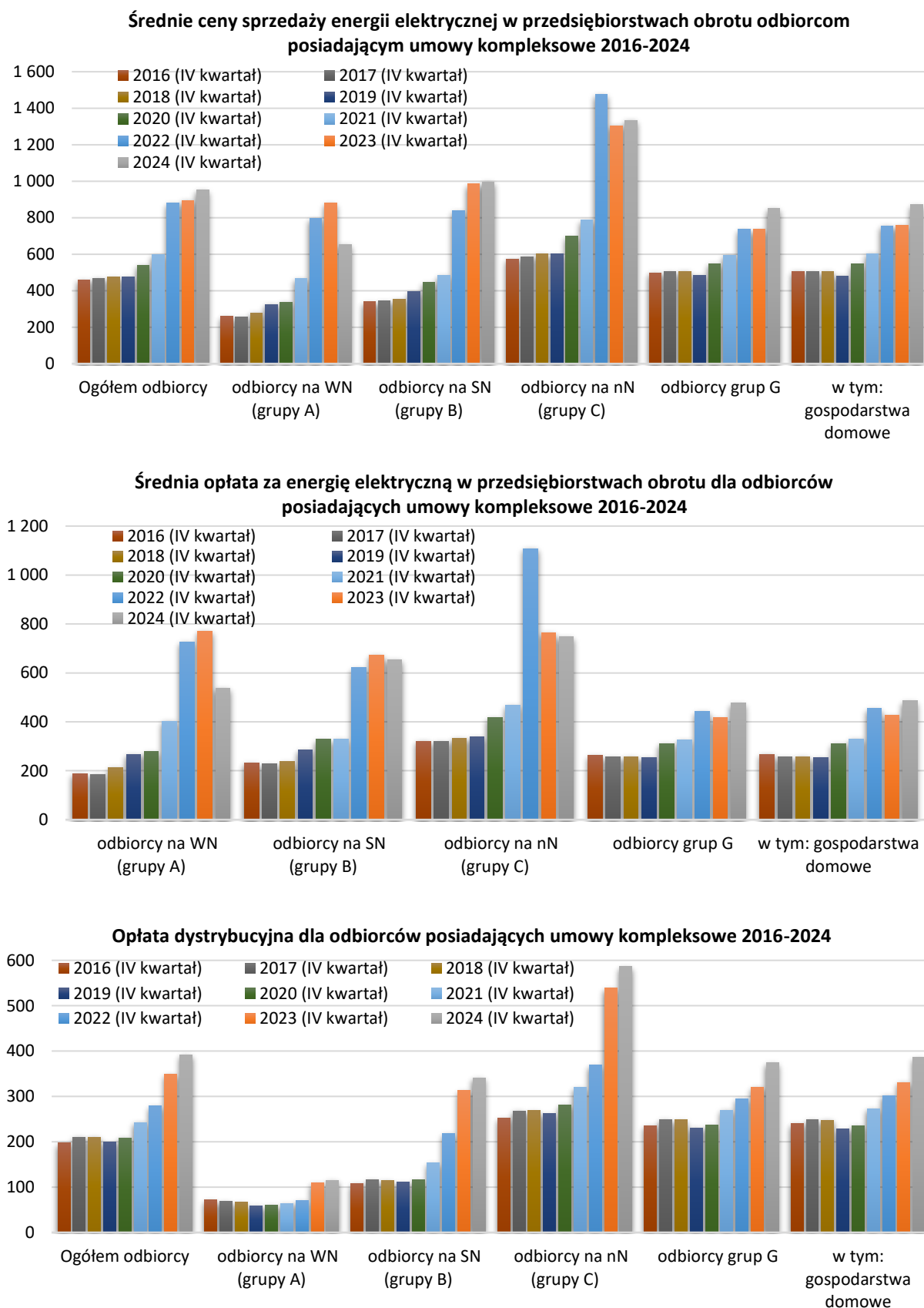
Wyszczególnienie	IV kwartał 2023 r.			IV kwartał 2024 r.		
	średnia cena sprzedaży	w tym:		średnia cena sprzedaży	w tym:	
		opłata za energię elektryczną	opłata dystrybucyjna		opłata za energię elektryczną	opłata dystrybucyjna
Ogółem odbiorcy	895,45	547,07	348,39	952,30	560,60	391,60
w tym: odbiorcy 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	1333,20	747,10	586,10
odbiorcy grup G	737,00	416,78	320,23	849,70	475,90	373,80
w tym: gospodarstwa 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).

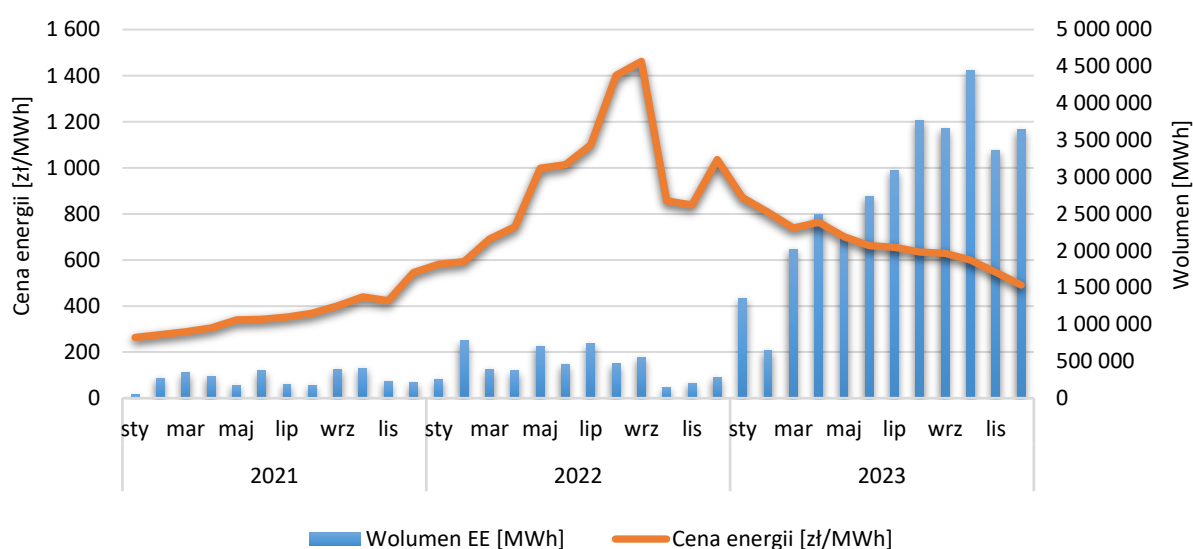
Rysunek 34. Porównanie poziomów cen: średniej ceny sprzedaży, ceny energii elektrycznej oraz poziomu opłat dystrybucyjnych, stosowanych w umowach kompleksowych, w latach 2016–2024 – średnio dla wszystkich odbiorców oraz dla odbiorców w poszczególnych grupach taryfowych [zł/MWh]



Źródło: URE na podstawie danych Ministerstwa Klimatu i Środowiska.

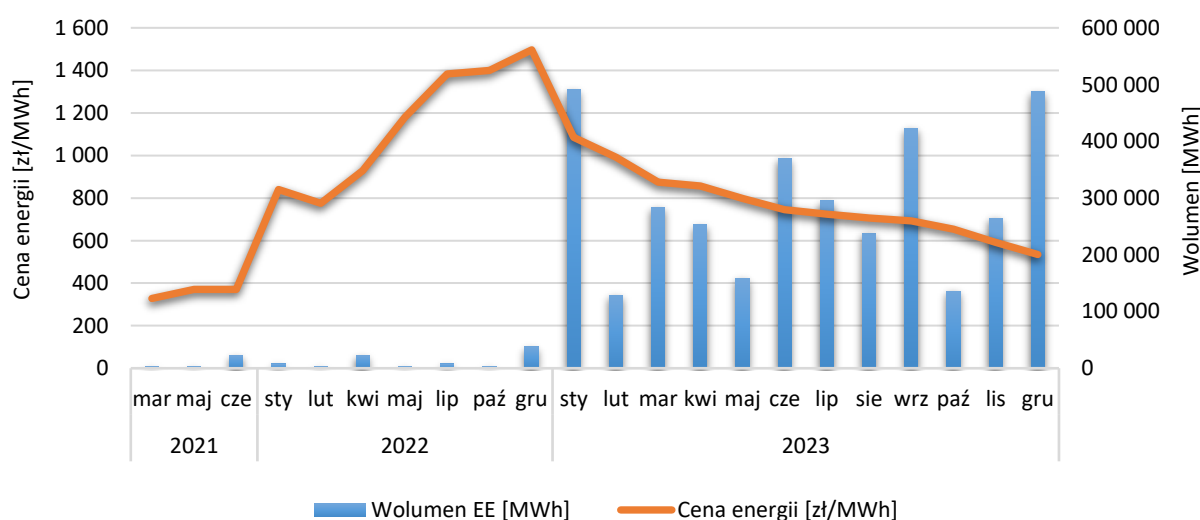
W 2024 r. Prezes URE rozpoczął monitorowanie stosunku cen detalicznych energii elektrycznej dla gospodarstw domowych do cen hurtowych stosownie do postanowień art. 23 ust. 2 pkt 18b lit. e ustawy – Prawo energetyczne. Poszczególne przedsiębiorstwa obrotu prowadzą różne polityki zakupowe, dlatego nie 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. Poniższe wykresy przedstawiają ceny za MWh i wolumeny dwóch najpopularniejszych instrumentów typu futures (BASE-Y-24 i PEAK5-Y-24) notowanych na TGE, które umożliwiały zakontraktowanie dostaw energii elektrycznej na rok 2024. Średnia ważona cena instrumentu BASE-Y-24 wynosiła 663,67 zł/MWh, a instrumentu PEAK5-Y-24 – 775,19 zł/MWh.

Rysunek 35. Ceny i wolumeny miesięczne kontraktu BASE-Y-24 na TGE



Źródło: URE na podstawie danych TGE.

Rysunek 36. Ceny i wolumeny miesięczne kontraktu PEAK5-Y-24 na TGE



Źródło: URE na podstawie danych TGE.

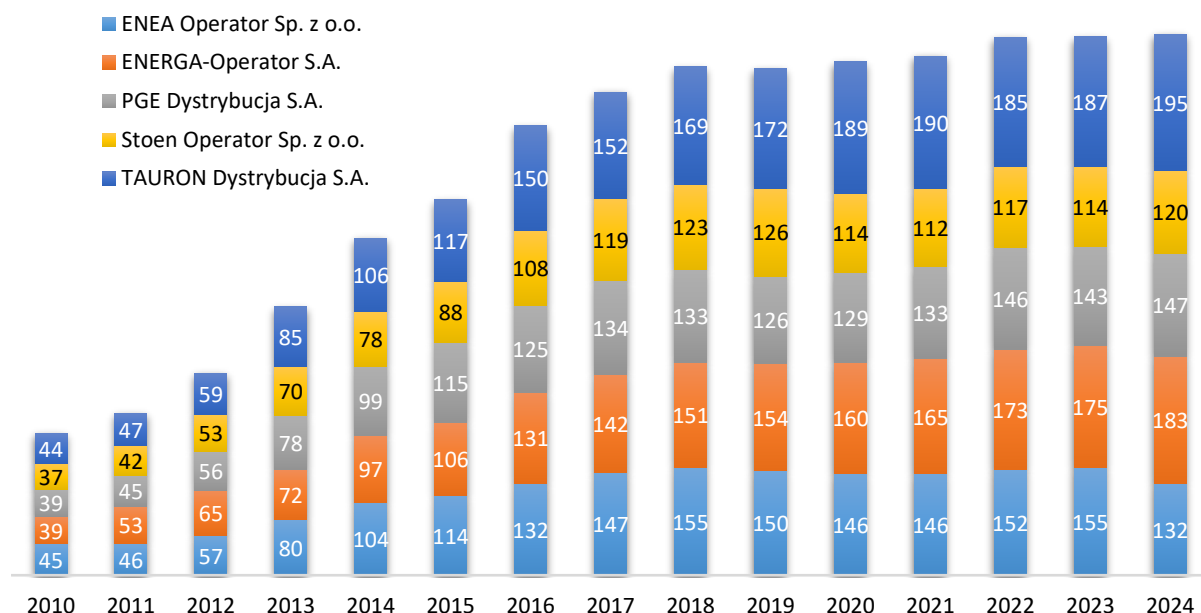
W związku z obowiązywaniem przepisów o „mrożeniu” cen sprzedaży energii elektrycznej dla gospodarstw domowych, ceny dla tej grupy odbiorców wynosiła 412 zł/MWh (w ramach określonych limitów zużycia) w pierwszej połowie 2024 r. oraz 500 zł/MWh bez limitu zużycia w II połowie roku. W I połowie 2024 r. cena mrożona była niższa o 38 proc. 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.

6.2. SPÓŁKI OBROTU

Sześciu największych sprzedawców¹³⁷ energii elektrycznej funkcjonuje w ramach grup kapitałowych, wspólnie z operatorami systemów dystrybucyjnych, którzy w ramach tych grup zachowują odrębną osobowość prawną. Kolejna grupa sprzedawców to podmioty, które jednocześnie są operatorami systemów dystrybucyjnych (w 2024 r. było 184 takich podmiotów). Trzecia grupa to niezależni sprzedawcy energii elektrycznej – podmioty niepowiązane z podmiotami prowadzącymi działalność dystrybucyjną na terenie Polski.

Poszczególni sprzedawcy, w celu prowadzenia działalności handlowej w obrębie danej sieci dystrybucyjnej, zawierają tzw. generalne umowy dystrybucyjne (GUD) z operatorami tych sieci. Na koniec 2024 r. każdy z pięciu największych operatorów dystrybucyjnych posiadał ważnych GUD od 120 do 195.

Rysunek 37. Liczba GUD zawartych w latach 2010–2024



Źródło: URE na podstawie danych z jednorazowego badania rocznego OSD.

Generalna umowa dystrybucji dla usługi kompleksowej (GUD-K) to umowa zawierana pomiędzy operatorem systemu dystrybucyjnego a sprzedawcą energii elektrycznej, który na podstawie umowy

¹³⁷ Sześciu największych sprzedawców: ENEA S.A., ENERGA-OBROT S.A., E.ON Polska S.A., PGE Obrót S.A., TAURON Sprzedaż Sp. z o.o., TAURON Sprzedaż GZE Sp. z o.o.

kompleksowej sprzedaje energię elektryczną i zapewnia odbiorcy jej dystrybucję. GUD-K umożliwia każdemu sprzedawcy oferowanie odbiorcom usługi kompleksowej. Na koniec 2024 r. w grupie pięciu największych OSD miało zawartych od 31 do 43 GUD-K.

Sprzedawcy powiązani z OSD w ramach tego samego przedsiębiorstwa energetycznego lub w ramach grup kapitałowych, o ile prowadzą sprzedaż energii elektrycznej na rzecz gospodarstw domowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej powiązanego OSD, obciążeni są publicznoprawnym obowiązkiem sprzedaży energii do tych odbiorców (tzw. sprzedaż z urzędu, z ceną podlegającą co do zasady obowiązkowi zatwierdzenia przez Prezesa URE (taryfa). Równocześnie mogą oni sprzedawać energię w ramach oferty rynkowej (ze swobodnie ukształtowaną ceną). Z danych sześciu największych sprzedawców wynika, że na 31 grudnia 2024 r., odbiorcy w gospodarstwach domowych kupowali energię głównie w oparciu o umowy z zatwierdzoną przez Prezesa URE taryfą (62,75 proc. PPE), w pozostałych PPE kupowali energię z cenami wynikającymi z ofert rynkowych. Rok wcześniej odsetek odbiorców kupujących energię po cenach taryfowych wynosił 64 proc., jednak porównywalność danych jest nieco zaburzona przez zmianę metody badania w badaniu za rok 2024. Zmiana polegała na przejściu na traktowanie pojedynczego punktu poboru energii jako pojedynczego odbiorcy.

Pośród sprzedawców niepowiązanych kapitałowo z operatorami systemów dystrybucyjnych funkcjonującymi na terytorium Polski, część ogranicza swoją aktywność wyłącznie do rynku hurtowego i nie dokonuje sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym.

Na podstawie badania rocznego przeprowadzonego przez Prezesa URE w grupie wszystkich OSD, ustalono liczbę sprzedawców prowadzących działalność na rynku detalicznym w 2024 r. Wyniosła ona 256, przy czym za kryterium aktywności przyjęto posiadanie przynajmniej jednej ważnej umowy sprzedaży, niezależnie od typu odbiorcy (gospodarstwo domowe czy odbiorca instytucjonalny). Rok wcześniej liczba sprzedawców aktywnych na obszarach dystrybucyjnych 40 największych OSD wyniosła 154. Znacząca różnica pomiędzy przedstawionymi powyżej danymi za rok 2023 i 2024 (przyrost liczby sprzedawców o 102) wynika z poszerzenia grupy badanych OSD. Mniejsi OSD, objęci badaniem w 2024 r., funkcjonują najczęściej w strukturze przedsiębiorstwa integrowanego pionowo i realizują funkcję sprzedawcy energii głównie na rzecz odbiorców przyłączonych do sieci tego operatora. Dlatego – w celu porównawczym – obliczono liczbę sprzedawców aktywnych w 2024 r. dla grupy tych samych 40 OSD, którzy brali udział w badaniu za rok 2023. Liczba aktywnych sprzedawców obliczona dla tej grupy OSD wynosiła 163, co wskazuje na wzrost o 5,8 proc. w porównaniu z 2023 r.

6.3. TARYFY DLA SPÓŁEK OBROTU ORAZ INNE OPŁATY PONOSZONE PRZEZ ODBIORCÓW

Zatwierdzanie taryf dla przedsiębiorstw obrotu pełniących funkcję 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-OBRÓT 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 zatwierdzenia¹³⁸. 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,

¹³⁸ Zgodnie z art. 49 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

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 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 wezwał¹³⁹ 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 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.

Stawka opłaty OZE

Opłata OZE pobierana jest za dostępność energii ze źródeł odnawialnych w krajowym systemie elektroenergetycznym. Przeznacza się ją wyłącznie na pokrycie ujemnego salda w aukcyjnym systemie wsparcia, systemach FIT/FIP, systemie wsparcia biometanu oraz ujemnego salda na potrzeby wsparcia projektów typu „offshore”, pokrycie kosztów działalności operatora rozliczeń energii odnawialnej, a także na wydatki związane z pokryciem kosztów utrzymania, rozbudowy i modyfikacji internetowej platformy aukcyjnej, rejestru wytwórców energii w małej instalacji oraz rejestru wytwórców biogazu jeśli będzie prowadzony w systemie teleinformatycznym, rejestru klastrów, systemu teleinformatycznego służącego realizacji zadań Prezesa URE związanych z gwarancjami pochodzenia.

¹³⁹ Na podstawie art. 47 ustawy – Prawo energetyczne.

Opłatę OZE¹⁴⁰ oblicza się jako iloczyn stawki opłaty OZE oraz sumy ilości energii elektrycznej pobranej z sieci i zużytej przez odbiorców końcowych przyłączonych:

- 1) bezpośrednio do sieci danego płatnika opłaty OZE,
- 2) do sieci przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, niebędącego płatnikiem opłaty OZE, przyłączonego do sieci płatnika opłaty OZE,
- 3) do sieci przedsiębiorstwa energetycznego wytwarzającego energię elektryczną przyłączonego do sieci płatnika opłaty OZE bezpośrednio lub poprzez sieć przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego na ich rzecz usługę przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.

Przepisy ustawy OZE precyzują elementy składowe służące skalkulowaniu wysokości stawki opłaty OZE. Należą do nich:

- 1) suma środków przeznaczonych na pokrycie ujemnego salda w aukcyjnym systemie wsparcia, w systemach FIT/FIP, w systemie wsparcia biometanu oraz ujemnego salda na potrzeby wsparcia projektów typu „offshore” (K_{OZEfi}), planowana w oparciu o:
 - a) maksymalną ilość energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, jaka może zostać sprzedana w drodze aukcji w następnym roku kalendarzowym;
 - b) maksymalną ilość energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, jaka może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w następnym roku kalendarzowym (przepisy dotyczące tego systemu wsparcia wchodzi w życie 31 grudnia 2025 r.);
 - c) maksymalną moc zainstalowaną elektryczną instalacji odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 70a ust. 1 i 2 ustawy OZE (systemy FIT/FIP), dla których w następnym roku kalendarzowym Prezes URE może wydać zaświadczenia, o których mowa w art. 70b ust. 8 tej ustawy, o ile została ona określona w przepisach wydanych na podstawie art. 70d ust. 2 ustawy OZE;
 - d) maksymalną moc zainstalowaną elektryczną instalacji odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 70g ustawy OZE, dla których w następnym roku kalendarzowym Prezes URE może wydać zaświadczenia, o których mowa w art. 70h ust. 5 tej ustawy (wsparcia operacyjne w ramach systemu FIP), o ile została ona określona w przepisach wydanych na podstawie art. 70i ust. 2 ustawy OZE (przepisy dot. tego systemu wsparcia wchodzi w życie 31 grudnia 2025 r.);
 - e) maksymalną ilość biometanu wytworzonego w instalacjach odnawialnego źródła energii służących do wytwarzania biometanu, o których mowa w art. 83l ust. 1 ustawy OZE, dla których w następnym roku kalendarzowym Prezes URE może wydać zaświadczenia, o których mowa w art. 83m ust. 8 tej ustawy, o ile została ona określona w przepisach wydanych na podstawie art. 83r ust. 2 ustawy OZE;
 - f) średnią cenę sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim kwartale ogłoszoną przez Prezesa URE na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 18a ustawy – Prawo energetyczne, wyliczoną jako średnia z trzech ostatnich kwartałów poprzedzających datę publikacji stawki opłaty OZE;
 - g) łączną ilość energii elektrycznej wytworzonej w morskich farmach wiatrowych i wprowadzonej do sieci przez wytwórców, którzy otrzymali decyzję, o której mowa w art. 18 ust. 1 ustawy MFW, lub których oferty wygrały aukcje, o których mowa w art. 26 ust. 1 tej ustawy,
- 2) wydatki związane z ewentualnym zaciągniętym zadłużeniem przez operatora rozliczeń energii odnawialnej oraz koszty bieżącej działalności operatora rozliczeń energii odnawialnej (L_{OZEi}),
- 3) prognozowany na 31 grudnia danego roku stan środków na rachunku opłaty OZE (E_{OZEi}),
- 4) ilość energii pobraną z sieci i zużytą przez odbiorców końcowych w krajowym systemie elektroenergetycznym, która stanowiła podstawę do obliczenia opłaty OZE, w okresie 12 miesięcy kalendarzowych poprzedzających 1 lipca roku, w którym jest kalkulowana stawka opłaty OZE na kolejny rok kalendarzowy (Q_{i-1}).

¹⁴⁰ Zgodnie z art. 96 ust. 1 ustawy OZE.

Prezes URE kalkuluje i publikuje stawkę netto opłaty OZE (tj. stawkę pomniejszoną o należny podatek od towarów i usług), na kolejny rok kalendarzowy, w terminie do 30 listopada roku poprzedzającego¹⁴¹. Prezes URE w 2024 r. skalkulował wysokość stawki opłaty OZE na 2025 rok na poziomie 3,50 zł/MWh (netto)¹⁴².

Istnieje także możliwość zmiany stawki opłaty OZE obowiązującej w danym roku. Prezes URE może, nie częściej niż raz w roku kalendarzowym, zmienić stawkę opłaty OZE¹⁴³, pod warunkiem, że jest to niezbędne do:

- 1) wypełnienia zobowiązań wynikających z ilości wytwarzanej energii elektrycznej w instalacjach objętych ofertami, które wygrały aukcje, o których mowa w ustawie OZE oraz w ustawie MFW, lub
- 2) zabezpieczenia środków na przeprowadzenie kolejnych, zaplanowanych aukcji, o których mowa w ustawie OZE oraz w ustawie MFW, lub
- 3) realizacji zobowiązań wynikających ze sprzedanej energii przez wytwórców w instalacjach odnawialnego źródła energii zlokalizowanych poza terytorium kraju.

W 2024 r. Prezes URE nie skorzystał z tego uprawnienia. Wobec tego w okresie 1 stycznia – 31 grudnia 2024 r. obowiązywała stawka opłaty OZE w wysokości (netto) 0,00 zł/MWh¹⁴⁴.

Opłata mocowa

Jedną z opłat ponoszonych przez odbiorców końcowych energii elektrycznej w ramach rachunku za energię jest opłata mocowa. Z opłaty tej pozyskane są środki pieniężne na wypłatę wynagrodzenia za wykonanie obowiązku mocowego w związku z zawartymi na aukcjach mocy kontraktami mocowymi w ramach programu pomocy publicznej, który opisano w pkt 2.2.3.1.

Opłata ta jest komponentem taryfy za usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, podobnie jak opłata przejściowa czy opłata OZE.

Prezes URE kalkuluje i publikuje do 30 września każdego roku na kolejny rok stawki opłaty mocowej¹⁴⁵. Do tego dnia wyznaczane i publikowane są również wybrane godziny doby przypadające na godziny szczytowego zapotrzebowania na moc w systemie.

W rozliczeniach opłaty mocowej w okresie przejściowym do 31 grudnia 2027 r. wyróżnia się dwa rodzaje odbiorców:

- odbiorcy rozliczani w sposób ryczałtowy, dla których stawka opłaty mocowej jest uzależniona od rocznego zużycia energii elektrycznej i płatna za punkt poboru energii elektrycznej – do tej grupy zaliczają się wszyscy odbiorcy z grupy taryfowej G oraz zasilani z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV i o mocy umownej nie większej niż 16 kW,
- pozostali odbiorcy – rozliczenie opłaty mocowej następuje w oparciu o stawkę stosowaną do wolumenu energii elektrycznej pobranej z sieci w wybranych godzinach doby, wyrażoną w złotych za kWh energii elektrycznej.

Od 1 stycznia 2028 r. każdy z odbiorców końcowych będzie rozliczany z opłaty mocowej według jednej stawki opłaty, a wysokość opłaty będzie zależna od poboru energii w wybranych godzinach doby.

W 2024 r. celem wyznaczenia wybranych godzin doby na rok 2025 przeprowadzono w URE analizę zapotrzebowania na moc w KSE w poszczególnych godzinach dni roboczych 2023 r. w oparciu o dane otrzymane od OSP z uwzględnieniem wymogów § 6 oraz § 8 rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 9 listopada 2020 r. w sprawie pobierania opłaty mocowej i wyznaczania godzin

¹⁴¹ Art. 98 ustawy OZE. Od 2025 r. publikacja wysokości stawki opłaty OZE będzie odbywać się do 10 listopada danego roku.

¹⁴² <https://www.ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/12299,Informacja-nr-632024.html>

¹⁴³ Art. 98 ust. 4 ustawy OZE.

¹⁴⁴ <https://www.ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/11521,Informacja-Nr-662023.html>

¹⁴⁵ Zgodnie z art. 74 ust. 4 ustawy o rynku mocy.

doby przypadających na szczytowe zapotrzebowanie na moc w systemie¹⁴⁶. Na tej podstawie, uwzględniając dobową krzywą zapotrzebowania na moc w poszczególnych kwartałach 2023 r., Prezes URE wyznaczył¹⁴⁷ wybrane godziny doby dla roku dostaw 2025 jako piętnaście kolejnych godzin każdej doby przypadającej na dzień roboczy (dni od poniedziałku do piątku z wyłączeniem dni ustawowo wolnych od pracy), począwszy od 7:00. Piętnasta wyznaczona godzina rozpoczyna się o 21:00.

W 2024 r. w URE dokonano kalkulacji stawek opłaty mocowej¹⁴⁸ na 2025 r., szczegółowe dane zawarte są w Aneksie (tab. A28). Wyliczenia przeprowadzono w oparciu o dane o zużyciu energii elektrycznej przez odbiorców końcowych w 2023 r.¹⁴⁹ Do obliczeń wykorzystano również całkowity koszt rynku mocy na rok 2025, przewidywany stan środków pieniężnych na rachunku opłaty mocowej na 31 grudnia 2024 r. oraz koszty prognozowane przez Zarządcę Rozliczeń S.A.

Stawki opłaty mocowej na 2024 r. wzrosły o 11,6 proc. dla odbiorców ryczałtowych oraz wzrosły o 23,7 proc. dla pozostałych odbiorców (nie ryczałtowych). Wzrost wynika głównie ze zwiększenia całkowitego kosztu rynku mocy na 2024 r. o ponad 15% w stosunku do 2023 r. przy jednoczesnym zmniejszeniu ilości energii pobranej z sieci przez odbiorców końcowych w 2022 r. o prawie 2 proc. w stosunku do 2021 r.

Przyczyny wzrostu stawek opłaty mocowej na 2024 r. zostały opisane w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2023 r.¹⁵⁰

Stawki opłaty mocowej dla lat 2021–2025 wraz z dynamiką zmian zestawiono w Aneksie (tab. A28).

Stawki opłaty mocowej na 2025 r. wzrosły o ok. 7,5 proc. dla odbiorców ryczałtowych oraz o 11,4 proc. dla pozostałych odbiorców. Wzrost wynika głównie ze zwiększenia całkowitego kosztu rynku mocy na 2025 r. o ponad 5 proc. w stosunku do 2024 r. przy jednoczesnym zmniejszeniu ilości energii pobranej z sieci przez odbiorców końcowych w 2023 r. o ok. 4 proc. w stosunku do 2022 r.

Na zwiększenie całkowitych kosztów rynku mocy w 2025 r. największy wpływ miały:

- planowane wydatki i koszty związane z zadłużeniem zaciągniętym przez Zarządcę Rozliczeń S.A. w związku z obowiązkiem zapewnienia płynności finansowej rozliczeń umów mocowych¹⁵¹,
- znacznie większy deficyt prognozowany przez Zarządcę Rozliczeń S.A. na rachunku opłaty mocowej na 31 grudnia 2024 r.

Główną przyczyną wzrostu deficytu na rachunku opłaty mocowej jest brak możliwości uwzględnienia waloryzacji ceny obowiązków mocowych dla umów wieloletnich¹⁵². Algorytm ustalenia kosztu rynku mocy¹⁵³ wskazuje, że koszt wynikający z aukcji głównych wylicza się jedynie w oparciu o cenę zamknięcia aukcji głównej. Dodatkowo wpływ na wielkość prognozowanego deficytu wpłynęło ustalenie stawek opłaty mocowej dla odbiorców w gospodarstwach domowych w II półroczu 2024 r. na poziomie 0 zł¹⁵⁴.

¹⁴⁶ Dz. U. z 2020 r. poz. 2009.

¹⁴⁷ Informacja Prezesa URE 55/2024 z dnia 30 września 2024 r. w sprawie wybranych godziny doby przypadających na godziny szczytowego zapotrzebowania na moc w systemie wyznaczone odrębnie dla kwartałów roku dostaw 2025 – na potrzeby obliczania opłaty mocowej należnej od odbiorców, o których mowa w art. 89a ust. 1 pkt 2 ustawy o rynku mocy, <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/rynek-mocy/informacje/12184,Informacja-nr-552024.html>

¹⁴⁸ Informacja Prezesa URE 56/2024 z dnia 30 września 2024 r. w sprawie stawek opłaty mocowej na rok 2025, <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/rynek-mocy/informacje/12185,Informacja-nr-562024.html>

¹⁴⁹ Zgodnie z art. 74 ust. 12 oraz art. 89b ust. 1 ustawy o rynku mocy.

¹⁵⁰ Rozdział 6.5. Taryfy dla spółek obrotu oraz inne opłaty ponoszone przez odbiorców.

¹⁵¹ Zgodnie z art. 77 ust. 3 ustawy o rynku mocy.

¹⁵² O której mowa w art. 60 ust. 4 ustawy o rynku mocy.

¹⁵³ Wynikający z art. 74 ust. 1 ustawy o rynku mocy.

¹⁵⁴ Art. 28 ust. 1 i 2 ustawy z dnia 23 maja 2024 r.

Na zmniejszenie poboru energii z sieci przez odbiorców końcowych w 2023 r. wpłynęły:

- wdrażanie technologii energooszczędnych oraz zarządzanie profilem zużycia energii elektrycznej przez przedsiębiorców¹⁵⁵,
- zwiększenie autokonsumpcji przez prosumentów wynikające ze wzrostu generacji źródeł fotowoltaicznych o 42 proc. od wartości 9 290 395 MWh w 2022 r. do 13 223 608 MWh w 2023 r.¹⁵⁶

Znacznie wyższy procentowy przyrost stawek dla odbiorców nieryczałtowych wynika z faktu, że spadek poboru energii dotyczył wyłącznie tej grupy odbiorców.

Opłata przejściowa

Zgodnie z zapisami ustawy o rozwiązaniu KDT, środki na pokrycie kosztów osieroconych i kosztów gazu dla beneficjentów pomocy publicznej pochodzą z opłaty przejściowej pobieranej od odbiorców końcowych. Wpływy z opłaty przejściowej trafiają na wyodrębniony rachunek do Zarządcy Rozliczeń S.A., spółki powołanej na mocy ustawy o rozwiązaniu KDT w celu obsługi finansowej procesu wypłat środków na pokrycie kosztów osieroconych. Zarządca Rozliczeń S.A. gromadzi środki na poczet wypłat, zarządza nimi, a następnie przekazuje je do wytwórców. Wyodrębnienie niezależnego podmiotu do obsługi procesu wypłat ma na celu transparentność całego systemu. Zgodnie z art. 10 ustawy o rozwiązaniu KDT stawki opłaty przejściowej kalkuluje się odrębnie w odniesieniu do odbiorców końcowych:

- 1) pobierających energię elektryczną w gospodarstwach domowych, używających rocznie:
 - a) poniżej 500 kWh energii elektrycznej;
 - b) 500-1 200 kWh energii elektrycznej;
 - c) powyżej 1 200 kWh energii elektrycznej,
- 2) niewymienionych w pkt 1, których instalacje są przyłączone do sieci elektroenergetycznej:
 - a) niskiego napięcia;
 - b) średniego napięcia;
 - c) wysokich i najwyższych napięć,
- 3) których instalacje są przyłączone do elektroenergetycznej wysokich i najwyższych napięć i którzy w roku kalendarzowym poprzedzającym o rok dany rok kalendarzowy, w którym są stosowane stawki opłaty przejściowej, zużyli nie mniej niż 400 GWh energii elektrycznej z wykorzystaniem nie mniej niż 60 proc. mocy umownej, dla których koszt energii elektrycznej stanowi nie mniej niż 15 proc. wartości ich produkcji.

Należy wskazać, że od 1 stycznia 2019 r. obowiązują stawki opłaty przejściowej określone w wysokości wskazanej w art. 11b ustawy o rozwiązaniu KDT¹⁵⁷. Stawki obowiązujące w 2024 r. prezentuje tabela w Aneksie (tab. A33).

Opłatę pobiera się nie dłużej niż do końca 4 roku kalendarzowego następującego po roku, w którym zakończył się najdłuższy okres korygowania. Koniec okresu przypada na 2025 r. Minister właściwy ds. energii może skrócić czas pobierania opłaty o ile na rachunku opłaty przejściowej są wystarczające środki do wypłaty w ramach programu oraz ewentualne zadłużenie zostało spłacone.

¹⁵⁵ Roczne zużycie energii elektrycznej przez odbiorców ryczałtowych pozostało praktycznie na niezmiennym poziomie natomiast wolumen energii pobranej i zużytej przez odbiorców nieryczałtowych w wybranych godzinach doby zmniejszył się o ok. 9 proc. przy realnym wzroście produktu krajowego brutto o 0,1 proc. w porównaniu z 2022 r.

¹⁵⁶ <https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-dobowe-z-pracy-kse/generacja-zrodel-wiatrowych>

¹⁵⁷ Przepis art. 11b ustawy KDT obowiązuje od 1 stycznia 2019 r. na mocy wprowadzonej zmiany art. 2 ustawy z dnia 28 grudnia 2018 r. o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2018 r. poz. 2538), do ustawy KDT. Obowiązek kalkulacji stawek opłaty przejściowej przez Prezesa URE ustał od 2017 r. poprzez zmiany wprowadzone w art. 3 ustawy z dnia 22 czerwca 2016 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2016 r. poz. 925).

Stawka opłaty kogeneracyjnej

Opłata kogeneracyjna doliczana jest do każdego rachunku odbiorcy końcowego za energię elektryczną. Umożliwia ona finansowanie wsparcia wysokosprawnej kogeneracji, poprzez zapewnienie środków finansowych wypłacanych beneficjentom systemów wsparcia określonych w przepisach ustawy o CHP. Na mocy zapisów art. 64 ust. 4 ustawy o CHP minister właściwy do spraw energii, po zasięgnięciu opinii Prezesa URE, określa, w drodze rozporządzenia, w terminie do 30 listopada każdego roku, wysokość stawki opłaty kogeneracyjnej na rok następny, biorąc pod uwagę planowany koszt systemu wsparcia dla jednostek kogeneracji, będący wynikiem planowanej maksymalnej ilości wytworzonej energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji w tych jednostkach objętej systemem wsparcia w stosunku do ilości energii elektrycznej pobranej z sieci i zużytej przez odbiorców końcowych w danym roku kalendarzowym.

Minister Klimatu i Środowiska w rozporządzeniu z dnia 29 listopada 2024 r. w sprawie wysokości stawki opłaty kogeneracyjnej na rok 2025¹⁵⁸ określił wysokość stawki opłaty kogeneracyjnej na poziomie 3,00 zł/MWh. Dla porównania, stawka opłaty kogeneracyjnej obowiązująca w 2024 r. wynosiła 6,18 zł/MWh.

Kontrola stosowania taryf przez przedsiębiorstwa obrotu

Prawo energetyczne wskazuje wprost obszary, które podlegają kontroli Prezesa URE. Do zakresu działania Prezesa URE należy m.in. kontrola stosowania taryf paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła pod względem ich zgodności z zasadami określonymi w art. 44, 45 i 46 ustawy – Prawo energetyczne, w tym analizowanie i weryfikowanie kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfach.

Zmierzając więc do równoważenia interesów przedsiębiorstw i odbiorców paliw i energii, Prezes URE dokonuje kontroli w każdym postępowaniu administracyjnym w sprawie zatwierdzenia taryfy, bez względu na rodzaj nośnika m.in. poprzez:

- 1) analizowanie i weryfikowanie kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione do kalkulacji cen i stawek opłat (w tym prawidłowość kosztów przeniesionych i sposób podziału kosztów wspólnych),
- 2) sprawdzanie czy wysokość proponowanych do zatwierdzenia cen i stawek opłat zapewnia ochronę interesów odbiorców przed ich nieuzasadnionym poziomem,
- 3) ustalanie udziału opłat stałych w łącznych opłatach za usługi dystrybucji,
- 4) sprawdzanie czy przedsiębiorstwa różnicują ceny i stawki opłat dla poszczególnych grup taryfowych stosownie do ponoszonych kosztów,
- 5) analizowanie prawidłowości planowanych przychodów za ponadumowny pobór energii biernej, przekroczenia mocy i opłaty za usługi wykonywane na dodatkowe zlecenie odbiorcy itp., o które to przychody pomniejszany jest przychód pokrywający koszty uzasadnione przedsiębiorstwa, a stanowiący podstawę do kalkulacji stawek opłat itd.

Prezes URE prowadzi stały, bieżący nadzór nad stosowaniem taryf przez przedsiębiorstwa energetyczne, w szczególności poprzez analizę zgłaszanych przez odbiorców, czy to w formie pisemnej, czy ustnej, wątpliwości oraz zapytań co do prawidłowości stosowania taryf. W wielu przypadkach, w ramach prowadzonych postępowań wyjaśniających, Prezes URE występował do przedsiębiorstw energetycznych w celu pozyskania dodatkowych informacji związanych ze zgłoszonymi wątpliwościami. W 2024 r. znacząca liczba wystąpień i zapytań ze strony odbiorców dotyczyła, podobnie jak w roku poprzednim, kwestii/problemów związanych z mechanizmami wsparcia odbiorców określonymi w znowelizowanej ustawie z 7 października 2022 r. oraz ustawie z 27 października

¹⁵⁸ Dz. U. z 2024 r. poz. 1759.

2022 r. Przywołane ustawy, niezależnie od istniejących przepisów art. 56 ustawy – Prawo energetyczne, wprowadziły kolejne obszary, w których naruszenie obowiązków skutkuje wymierzeniem kary pieniężnej przez Prezesa URE. Dotyczy to m. in. stosowania cen wyższych niż wynikające z przepisów prawa w ramach określonego wolumenu zużycia, stosowania cen wyższych niż cena maksymalna oraz stosowania cen i stawek opłat w umowach z gwarancją stałej ceny w sposób niezgodny z przepisami.

Poruszane przez odbiorców zagadnienia dotyczyły m.in. wątpliwości w zakresie treści przepisów obu ustaw, ich nowelizacji oraz ich wpływu na rozliczenia odbiorców prowadzone przez sprzedawców energii. Zapytania i wątpliwości odbiorców były wyjaśniane i nie skutkowały koniecznością podjęcia dalszych działań. Natomiast w jednym przypadku, zostało wszczęte postępowanie administracyjne w zakresie wymierzenia kary pieniężnej w aspekcie stosowania przez przedsiębiorstwo energetyczne, będące podmiotem uprawnionym w rozumieniu ustawy z 27 października 2022 r., ceny maksymalnej dla odbiorcy uprawnionego.

6.4. MECHANIZMY WSPARCIA ODBIORCÓW

6.4.1. Zamrożenie cen

W 2024 r. nadal obowiązywały regulacje prawne mające na celu zminimalizowanie podwyżek cen energii elektrycznej dla odbiorców, w tym dla odbiorców w gospodarstwach domowych, poprzez tzw. „zamrożenie cen”.

Niezależnie od mechanizmów wsparcia odbiorców obejmujących rok 2023, ustawą z 7 grudnia 2023 r. utrzymano ochronę gospodarstw domowych, budynków użyteczności publicznej oraz jednostek samorządu terytorialnego przed nadmiernym wzrostem cen energii elektrycznej w okresie od 1 stycznia 2024 r. do 30 czerwca 2024 r. Nowelizacją ustawy z 7 października 2022 r. przedłużono tym samym, do połowy 2024 r., okres stosowania „zamrożonych” cen i stawek opłat za energię elektryczną w rozliczeniach z odbiorcami uprawnionymi do określonych limitów zużycia energii elektrycznej na poziomie wynikającym z taryf stosowanych w 2022 r. Powyżej limitów, które zostały zmniejszone na mocy znowelizowanych przepisów, zachowana została cena energii w wysokości 693 zł za MWh jako cena maksymalna, określona w ustawie o środkach nadzwyczajnych. Tym samym, nie tylko zwiększona została ochrona odbiorców w gospodarstwach domowych w przypadku przekroczenia limitów określonych w ustawie z 7 października 2022 r., ale również zapewniona została ochrona dla podmiotów użyteczności publicznej, samorządów oraz mikro, małych i średnich przedsiębiorstw przed znaczącymi wzrostami rachunków za energię elektryczną.

Wprowadzenie regulacji prawnych zapewniających ochronę odbiorców przed nadmiernymi wzrostami cen i stawek opłat nie oznaczało braku konieczności prowadzenia przez Prezesa URE postępowań taryfowych i w konsekwencji zatwierdzenia taryf dla przedsiębiorstw energetycznych. Taryfy zatwierdzone przez Prezesa URE na 2024 r. dla przedsiębiorstw obrotu w odniesieniu do odbiorców grup taryfowych G, nie obowiązywały wprost odbiorców w tych grupach w I połowie 2024 r. Taryfy te stanowiły natomiast, zgodnie z przepisami powołanych wyżej ustaw, podstawę do obliczenia poziomu i wypłaty rekompensat należnych przedsiębiorstwom energetycznym. Ceny energii dla odbiorców w gospodarstwach domowych do określonych limitów zużycia wynikających ze znowelizowanej ustawy z 7 października 2022 r., zostały zamrożone w okresie od 1 stycznia 2024 r. do 30 czerwca 2024 r. na poziomie cen wynikających z zatwierdzonych przez Prezesa URE taryf dla spółek obrotu ze stycznia 2022 r.

Taryfy zatwierdzone na 2024 r. dla OSD oraz wynikające z nich stawki opłat dystrybucyjnych dla odbiorców uprawnionych, w tym odbiorców w gospodarstwach domowych, również zostały zamrożone do limitów wskazanych w znowelizowanej ustawie z 7 października 2022 r. w okresie od 1 stycznia 2024 r. do 30 czerwca 2024 r. Natomiast w przypadku przekroczenia przez odbiorców

określonych limitów zużycia energii, odbiorcy ci rozliczani byli za dostarczoną energię według stawek opłat dystrybucyjnych wynikających z zatwierdzonych przez Prezesa URE taryf operatorów systemów dystrybucyjnych na 2024 r.

Ustawa o bonie energetycznym wprowadziła zmiany w ustawie z 7 października 2022 r. oraz ustawie o środkach nadzwyczajnych. Na mocy znowelizowanych przepisów zostały zniesione określone limity zużycia energii stosowane w rozliczeniach z odbiorcami uprawnionymi oraz zostało przedłużone obowiązywanie ceny maksymalnej za energię elektryczną w okresie lipiec-grudzień 2024 r. na poziomie 500 zł/MWh dla gospodarstw domowych (odejście od mechanizmu mrożenia cen i stawek opłat) oraz na poziomie 693 zł/MWh dla jednostek samorządu terytorialnego oraz podmiotów użyteczności publicznej, a także sektora małych i średnich przedsiębiorstw. Ponadto, od 1 lipca 2024 r. całkowitemu odmrożeniu uległy stawki opłat dystrybucyjnych, które również dla określonych limitów zużycia były stosowane w rozliczeniach z odbiorcami w wysokości wynikającej z taryf zatwierdzonych przez Prezesa URE na 2022 r. Przepisy ustawy o bonie energetycznym wprowadziły natomiast regulację, na mocy której w okresie od 1 lipca 2024 r. do 31 grudnia 2024 r. stawka opłaty mocowej dla odbiorców w gospodarstwach domowych¹⁵⁹ wynosiła 0 zł/miesiąc. Dodatkowo, 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.

Pod koniec 2024 r. zostały wprowadzone kolejne działania osłonowe dla gospodarstw domowych obejmujące również 2025 r.

Ponadto, znowelizowaną ustawą z 7 października 2022 r. wprowadzono przepisy zobowiązujące przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność w zakresie obrotu energią elektryczną, posiadające zatwierdzoną i obowiązującą taryfę dla energii elektrycznej na okres od 1 lipca 2024 r. do 31 grudnia 2025 r. do przedłożenia wniosków o zmianę taryfy dla energii elektrycznej do Prezesa URE w terminie do 30 kwietnia 2025 r. W przypadku przedsiębiorstw wykonujących zadania sprzedawcy z urzędu, zwolnionych z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia¹⁶⁰, obowiązek ten będzie dotyczył złożenia do Prezesa URE wniosku o taryfę dla energii elektrycznej albo jej zmianę także w terminie do 30 kwietnia 2025 r.

6.4.2. Działania efektywnościowe

Wydawanie świadectw efektywności energetycznej

Zgodnie z przepisami ustawy o efektywności energetycznej¹⁶¹, świadectwo efektywności energetycznej jest potwierdzeniem planowanej do zaoszczędzenia ilości energii finalnej wynikającej z przedsięwzięcia lub przedsięwzięć tego samego rodzaju służących poprawie efektywności energetycznej, o których mowa w art. 19 ust. 1 ustawy.

W 2024 r. Prezes URE wydał 1 221 świadectw efektywności energetycznej o łącznej wartości 160 124,826 toe.

Szczegółowe informacje w tym zakresie przedstawiono w Aneksie (tab. A41).

1 221

wydanych świadectw efektywności energetycznej w 2024 r.

160 124,826 toe

łącznej wartości wydanych świadectw

~338 mln zł

łącznej wartości praw majątkowych z wydanych świadectw

692

umorzenia świadectw

114 763,814 toe

łącznego wolumenu umorzonych świadectw

¹⁵⁹ O których mowa w art. 89a ust. 2 pkt 1 ustawy o rynku mocy.

¹⁶⁰ Zgodnie z art. 49 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

¹⁶¹ Art. 20 ust. 1.

Kontrola realizacji obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw efektywności energetycznej lub uiszczenia opłaty zastępczej lub obowiązku uzyskania oszczędności energii finalnej

Zgodnie z art. 10 ust. 1 ustawy o efektywności energetycznej podmioty zobowiązane, o których mowa w ust. 2, są zobligowane zrealizować przedsięwzięcie lub przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej u odbiorcy końcowego, w wyniku których uzyskuje się oszczędności energii finalnej w odpowiedniej wysokości¹⁶², potwierdzone audytem efektywności energetycznej¹⁶³, lub uzyskać i przedstawić do umorzenia Prezesowi URE świadectwo efektywności energetycznej¹⁶⁴, lub zrealizować przedsięwzięcie lub przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej¹⁶⁵ (tzw. programy bezzwrotnych dofinansowań). Podmioty zobowiązane mogą również uiścić opłatę zastępczą – po spełnieniu wymagań wynikających z art. 11 ustawy o efektywności energetycznej.

W związku z powyższym, w 2024 r. podmioty zobowiązane umarzały świadectwa efektywności energetycznej celem realizacji ww. obowiązku za lata 2021–2024. Łącznie wydano 692 decyzje w przedmiocie umorzenia świadectw efektywności na łączny wolumen 114 763,814 toe.

Możliwość wykonania obowiązku poprzez realizację przez podmioty zobowiązane programów bezzwrotnych dofinansowań¹⁶⁶, została wprowadzona w wyniku nowelizacji ustawy o efektywności energetycznej w 2021 r. Przepisy te umożliwiają współfinansowanie przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej u odbiorców końcowych, a następnie zaliczenie uzyskanych oszczędności energii finalnej do realizacji obowiązku efektywnościowego. Z powyższego dofinansowania mogą korzystać odbiorcy w gospodarstwach domowych, odbiorcy biznesowi, a także jednostki sektora finansów publicznych. W 2024 r. programy te oferowało 39 podmiotów.

Dane dotyczące realizacji przedmiotowego obowiązku przedstawione są w Aneksie (tab. A43).

W 2024 r. Prezes URE kontynuował kontrolę realizacji obowiązku efektywnościowego wynikającego z art. 10 ustawy o efektywności energetycznej za lata 2017–2019. Badaniu podlegało około 2 500 podmiotów w każdym z ww. lat. W jej wyniku Prezes URE w 2024 r. wydał 117 decyzji w przedmiocie wymierzenia kar pieniężnych za naruszenie ww. obowiązku (w tym jedną za rok 2016) w łącznej kwocie 9 325 750,34 zł.

Audyty energetyczne

W ustawie o efektywności energetycznej, na określonej kategorii przedsiębiorców ciąży obowiązek sporządzania audytu energetycznego przedsiębiorstwa. W myśl ustawy, zobowiązanym do przeprowadzenia audytu, lub do zlecenia jego przeprowadzenia jest przedsiębiorca w rozumieniu ustawy – Prawo przedsiębiorców, z wyjątkiem mikroprzedsiębiorcy, małego lub średniego przedsiębiorcy w rozumieniu tej ustawy. Audyt energetyczny przedsiębiorstwa przeprowadzany jest co 4 lata.

Prezes URE zobowiązany jest¹⁶⁷ do przekazania ministrowi właściwemu do spraw klimatu informacji o:

- 1) liczbie przeprowadzonych audytów energetycznych przedsiębiorstwa,
- 2) liczbie przedsiębiorców:
 - a) którzy przeprowadzili audyt energetyczny przedsiębiorstwa;
 - b) o których mowa w art. 36 ust. 2 ww. ustawy,

¹⁶² Określonej w art. 14 ust. 1 ustawy o efektywności energetycznej.

¹⁶³ O którym mowa w art. 25 ustawy o efektywności energetycznej.

¹⁶⁴ O którym mowa w art. 20 ust. 1 ustawy o efektywności energetycznej.

¹⁶⁵ O których mowa w art. 15a ust. 1 – z zastrzeżeniem art. 11 ustawy o efektywności energetycznej.

¹⁶⁶ Tj. przedsięwzięć, o których mowa w art. 15a ust. 1 ustawy o efektywności energetycznej.

¹⁶⁷ Zgodnie z art. 38 ust. 2 ustawy o efektywności energetycznej (obowiązującej od 22 maja 2021r.).

3) możliwych do uzyskania oszczędności energii, wynikających z przeprowadzonych audytów energetycznych przedsiębiorstwa

– do 31 marca roku następującego po roku, w którym przedsiębiorca¹⁶⁸ przesłał informację o przeprowadzonym audycie energetycznym.

Prezes URE przekazał Ministrowi Klimatu i Środowiska w marcu 2025 r. wymaganą informację, wskazując, że od 1 stycznia do 31 grudnia 2024 r. do URE wpłynęło 350 zawiadomień o przeprowadzonych audytach energetycznych przedsiębiorstwa, w tym 95 zawiadomień, które dotyczyły audytu energetycznego przedsiębiorstwa przeprowadzonego w ramach systemu zarządzania energią lub systemu zarządzania środowiskowego. Z przesłanych zawiadomień wynika, że możliwe do uzyskania oszczędności energii finalnej wynoszą 32 370,837 toe/rok.

350

zawiadomień o przeprowadzonych audytach energetycznych przedsiębiorstwa

32 370,837 toe/rok

możliwych do uzyskania oszczędności energii finalnej

~68 mln zł

łącznej wartości możliwych do uzyskania praw majątkowych

6.4.3. Odbiorcy przemysłowi w systemie wsparcia OZE i kogeneracji

Odbiorcy przemysłowi w systemie wsparcia OZE

Ustawa OZE reguluje ramy prawne systemu wsparcia dla odbiorców przemysłowych. Pod pojęciem odbiorcy przemysłowego w świetle przepisów ustawy OZE¹⁶⁹ należy rozumieć odbiorcę końcowego:

- 1) którego przeważającą działalnością gospodarczą jest działalność określona w Polskiej Klasyfikacji Działalności (PKD) i oznaczona jednym z kodów wymienionymi enumeratywnie w art. 52 ust. 6 pkt 1 lit. a lub lit. b ustawy OZE,
- 2) dla którego wartość współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej wynosi nie mniej niż 3 proc. albo jest mniejsza lub równa zero,
- 3) który nie znajduje się w trudnej sytuacji w rozumieniu art. 2 pkt 18 rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014 z dnia 17 czerwca 2014 r. uznającego niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu¹⁷⁰

Uzyskanie statusu odbiorcy przemysłowego w systemie wsparcia OZE wiąże się z przyznaniem ulg w realizacji obowiązków określonych w ustawie OZE. Podmiot, który uzyskał wpis na liście odbiorców przemysłowych, może korzystać z ulg w zakresie wysokości obowiązku umorzenia świadectw pochodzenia „zielonych” i „błękitnych” lub uiszczenia opłaty zastępczej oraz ulgi w zakresie opłaty OZE¹⁷¹. Ponadto, odbiorca przemysłowy może korzystać z ulgi w zakresie opłaty kogeneracyjnej na gruncie ustawy o CHP¹⁷².

Posiadanie statusu odbiorcy przemysłowego w 2024 r. zmniejsza podstawę do wyliczenia ww. obowiązków, która redukuje się odpowiednio do 80 proc., 60 proc. lub 15 proc. w stosunku do jej pierwotnej wartości¹⁷³.

¹⁶⁸ O którym mowa w art. 36 ust. 1 ustawy o efektywności energetycznej.

¹⁶⁹ W myśl art. 52 ust. 6 ustawy OZE w brzmieniu obowiązującym od 14 grudnia 2024 r.

¹⁷⁰ Dz. Urz. UE L 187/1 z późn. zm., tzw. ogólne rozporządzenie w sprawie wyłączeń grupowych (General Block Exemption Regulation – GBER).

¹⁷¹ Tj. ulg określonych w art. 53 ust. 1 oraz art. 96 ust. 2 ustawy OZE.

¹⁷² Zgodnie z art. 62 ust. 2 ustawy o CHP.

¹⁷³ Stosownie do art. 52 ust. 1 ustawy OZE w brzmieniu obowiązującym do 13 grudnia 2024 r. W nowym stanie prawnym jest to odpowiednio: 25 proc. oraz 15 proc.

Przedsiębiorca zamierzający uzyskać status odbiorcy przemysłowego¹⁷⁴ w systemie wsparcia OZE na rok 2025, zobowiązany był złożyć Prezesowi URE:

- 1) oświadczenie potwierdzające:
 - a) wykonywanie przeważającej działalności gospodarczej oznaczonej jednym z kodów Polskiej Klasyfikacji Działalności (PKD)¹⁷⁵;
 - b) ilość zużytej energii elektrycznej oraz ilość energii elektrycznej zakupionej na własny użytek w 2024 r.;
 - c) wartość współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej;
 - d) ilość energii elektrycznej objętej obowiązkiem tzw. umorzeniowym¹⁷⁶ oraz stanowiącej podstawę do obliczenia opłaty OZE¹⁷⁷ oraz opłaty kogeneracyjnej¹⁷⁸, wyrażoną w procentach,
- 2) opinię biegłego rewidenta potwierdzającą prawidłowość wyliczenia wartości współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej, prawidłowość określenia kodu PKD przeważającej działalności, oraz że odbiorca przemysłowy nie znajduje się w trudnej sytuacji w rozumieniu art. 2 pkt 18 ogólnego rozporządzenia w sprawie wyłączeń grupowych.

Szczegółowy komunikat w tym zakresie Prezes URE opublikował w Informacji nr 65/2024¹⁷⁹ dla odbiorców przemysłowych zamierzających skorzystać w 2025 r. z uprawnień przewidzianych w przepisach ustawy OZE i ustawy o CHP¹⁸⁰.

W oparciu o oświadczenia złożone do 3 stycznia 2025 r., Prezes URE sporządził i opublikował 27 stycznia 2025 r.¹⁸¹ w BIP URE Informację nr 7/2025 z 24 stycznia 2025 r., sprostowaną następnie Informacją nr 10/2025 z 24 lutego 2025 r.¹⁸², w sprawie wykazu odbiorców przemysłowych, którzy złożyli oświadczenie, o którym mowa w art. 52 ust. 3 ustawy OZE. W wykazie tym znalazło się łącznie 471 podmiotów, z czego 61 to odbiorcy przemysłowi, którzy w 2024 r. zużyli nie mniej niż 100 GWh energii elektrycznej¹⁸³.

Niezależnie od powyższego, odbiorcy przemysłowi ujęci w wykazie odbiorców przemysłowych za 2023 r.¹⁸⁴, byli zobowiązani¹⁸⁵ do przekazania Prezesowi URE do 31 sierpnia 2024 r. informacji o ilości energii elektrycznej zakupionej na własny użytek w 2023 r., spełnieniu warunków, o których mowa w art. 53 ust. 1 ustawy OZE (w brzmieniu obowiązującym do 13 grudnia 2024 r.) oraz o wykonaniu obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 1 ww. ustawy¹⁸⁶, tj. tzw. obowiązku umorzeniowego, a także złożenia oświadczeń o zgodności z prawdą przekazanych Prezesowi URE danych i spełnieniu warunków prawnych niezbędnych do korzystania z ulg w tym systemie wsparcia.

W związku z powyższym Prezes URE w 2024 r. dokonał kontroli realizacji obowiązku złożenia przez odbiorców przemysłowych wymienionych powyżej informacji i oświadczeń oraz przeprowadził analizę przekazanych danych pod kątem spełnienia wymogów prawnych wskazanych w ustawie OZE.

Zauważyć przy tym należy, że Prezes URE wydaje decyzję o braku możliwości skorzystania z uprawnień i ulg odbiorcy przemysłowego przez okres 5 lat w przypadku spełnienia przesłanek wskazanych w art. 55 ust. 1 ustawy OZE (w brzmieniu obowiązującym do 13 grudnia 2024 r.).

¹⁷⁴ Stosownie do art. 52 ust. 3 ustawy OZE w brzmieniu obowiązującym od dnia 14 grudnia 2024 r.

¹⁷⁵ O których mowa w art. 52 ust. 6 ustawy OZE.

¹⁷⁶ O którym mowa w art. 52 ust. 1 ustawy OZE.

¹⁷⁷ O której mowa w art. 96 ust. 1 ustawy OZE.

¹⁷⁸ O której mowa w art. 60 ust. 1 ustawy o CHP.

¹⁷⁹ <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/12321,Informacja-nr-652024.html>

¹⁸⁰ Tj. w art. 53 ust. 1 oraz w art. 96 ust. 2 ustawy OZE oraz w art. 62 ust. 2 ustawy o CHP.

¹⁸¹ Realizując obowiązek wynikający z art. 52 ust. 4 ustawy OZE.

¹⁸² <https://bip.ure.gov.pl/bip/wykaz-odbiorcow-przemys/4785,Wykaz-odbiorcow-przemyslowych-na-rok-2025.html>

¹⁸³ Por. art. 52 ust. 2 pkt 1 ustawy OZE.

¹⁸⁴ Uwzględnieni w Informacji Prezesa URE nr 69/2022 z dnia 29 grudnia 2022 r. w sprawie wykazu odbiorców przemysłowych, którzy złożyli oświadczenie, o którym mowa w art. 52 ust. 3 ustawy OZE (wraz z aktualizacjami opublikowanymi w Informacjach Prezesa URE nr 28/2023 z dnia 10 maja 2023 r., nr 39/2023 z dnia 17 lipca 2023 r., nr 69/2023 z dnia 13 grudnia 2023 r., nr 8/2024 z dnia 31 stycznia 2024 r. oraz nr 33/2024 z dnia 21 maja 2024 r.).

¹⁸⁵ Zgodnie z dyspozycją art. 54 ustawy OZE (w brzmieniu obowiązującym do 13 grudnia 2024 r.).

¹⁸⁶ Ostatnia informacja dotyczy odbiorców przemysłowych, o których mowa w przypisie wyżej.

Do przesłanek tych należą w szczególności nieprzekazanie Prezesowi URE w terminie (tj. do 31 sierpnia danego roku) informacji oraz oświadczenia, o których mowa w art. 54 ustawy OZE, podanie w tej informacji danych nieprawdziwych lub wprowadzających w błąd, a także skorzystanie z uprawnień i ulg odbiorców przemysłowych, nie spełniając przy tym ustawowych wymagań (w zakresie zarówno ustawy OZE, jak i ustawy o CHP).

W wyniku przeprowadzonej w 2024 r. kontroli realizacji wykonania obowiązków ustawowych przez odbiorców przemysłowych, Prezes URE wszczął 17 postępowań administracyjnych w związku z ujawnionym spełnieniem przesłanek wskazanych w ww. art. 55 ust. 1 ustawy OZE. Z wszczętych postępowań 16 zakończyło się wydaniem decyzji potwierdzających brak możliwości skorzystania przez dany podmiot z uprawnień i ulg odbiorcy przemysłowego w latach 2024–2028¹⁸⁷. Wykaz tych podmiotów został sporządzony przez Prezesa URE i opublikowany 23 grudnia 2024 r. w BIP URE w Informacji Prezesa URE nr 80/2024¹⁸⁸.

Zgromadzone podczas ww. weryfikacji dane dotyczące uzyskanej pomocy publicznej w zakresie umarzania świadectw pochodzenia zostały przekazane do UOKiK, na zasadach określonych ustawą o pomocy publicznej, celem zamieszczenia tych informacji w Systemie Udostępniania Danych o Pomocy Publicznej. W 2024 r. zaraportowano 454 przypadków udzielonej w 2023 r. pomocy publicznej w ww. zakresie o łącznej wartości blisko 395 mln zł.

Odbiorcy przemysłowi w systemie wsparcia kogeneracji

Podmioty uwzględnione w Informacji Prezesa URE¹⁸⁹ w sprawie wykazu odbiorców przemysłowych (z uwzględnieniem wszystkich aktualizacji), którzy złożyli stosowne oświadczenie, są uprawnione do korzystania z ulgi w zakresie opłaty CHP. Posiadanie statusu odbiorcy przemysłowego – analogicznie jak w przypadku systemu wsparcia OZE – zmniejsza podstawę do obliczenia opłaty kogeneracyjnej pobieranej od tego odbiorcy do 80 proc., 60 proc. lub 15 proc. w stosunku do ilości energii elektrycznej zakupionej na własny użytek, pobranej z sieci i zużytej przez odbiorcę przemysłowego w danym okresie rozliczeniowym. Powyższa ulga stosowana jest od 15 kwietnia 2019 r., czyli od dnia wydania decyzji Komisji Europejskiej (w sprawie SA.52530).

Kontrola realizacji przez odbiorców przemysłowych obowiązków sprawozdawczych oraz weryfikacja przekazanych przez te podmioty danych (w szczególności w aspekcie spełnienia warunków, o których mowa w art. 53 ust. 1 ustawy OZE) odbywa się w ramach systemu wsparcia OZE.

Zgromadzone podczas ww. weryfikacji dane dotyczące ulgi w opłacie CHP zostały przekazane do UOKiK¹⁹⁰, celem zamieszczenia tych informacji w Systemie Udostępniania Danych o Pomocy Publicznej. W 2024 r. zaraportowano 453 przypadki udzielonej w 2023 r. pomocy w postaci ulgi w opłacie kogeneracyjnej dla odbiorców przemysłowych o łącznej wartości ponad 67,46 mln zł.

453

przypadki pomocy w 2023 r. w postaci ulgi w opłacie kogeneracyjnej dla odbiorców przemysłowych

~ 67,46 mln zł

łącznej wartości pomocy

¹⁸⁷ Uprawnienia, o których mowa w art. 53 ust. 1 oraz w art. 96 ust. 2 ustawy OZE oraz uprawnienie, o którym mowa w art. 62 ust. 2 ustawy o CHP.

¹⁸⁸ <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/12367,Informacja-nr-802024.html>

¹⁸⁹ Informacja Prezesa URE nr 69/2022 z dnia 29 grudnia 2022 r. w sprawie wykazu odbiorców przemysłowych, którzy złożyli oświadczenie, o którym mowa w art. 52 ust. 3 ustawy OZE (wraz z aktualizacjami opublikowanymi w Informacjach Prezesa URE nr 28/2023 z dnia 10 maja 2023 r., nr 39/2023 z dnia 17 lipca 2023 r., nr 69/2023 z dnia 13 grudnia 2023 r., nr 8/2024 z dnia 31 stycznia 2024 r. oraz nr 33/2024 z dnia 21 maja 2024 r.), opublikowana w BIP URE.

¹⁹⁰ Stosownie do dyspozycji art. 32 ust. 1 ustawy z o pomocy publicznej.

6.4.4. Przyznawanie rekompensat dla przedsiębiorstw energochłonnych

Ustawa o systemie rekompensat wprowadziła możliwość przyznawania przez Prezesa URE rekompensat podmiotom działającym w określonych w tej ustawie sektorach i podsektorach energochłonnych, których rentowność oraz konkurencyjność jest istotnie zagrożona w wyniku wzrostu kosztów energii elektrycznej, spowodowanego rosnącymi cenami zakupu uprawnień do emisji gazów cieplarnianych.

System rekompensat został wprowadzony w 2019 r., przy czym od 2021 r. – ustawą z 9 lutego 2022 r. – zmieniono sposób ich przyznawania oraz wprowadzono szereg innych zmian w stosunku do lat ubiegłych (m.in. w zakresie sektorów/podsektorów uprawnionych do otrzymania rekompensat czy też sposobu ich wyliczania).

Na potrzeby obliczenia wysokości rekompensat za rok 2023, 24 stycznia 2024 r. opublikowano Informację Prezesa URE nr 6/2024¹⁹¹ w sprawie terminowej ceny uprawnień do emisji uwzględnianej przy obliczaniu rekompensat za rok 2023 oraz maksymalnego limitu środków finansowych przeznaczonych na przyznanie rekompensat za rok 2023. W informacji wskazano, że cena ta wynosi 391,44 zł/t oraz że maksymalny limit środków finansowych przeznaczanych na przyznanie rekompensat za rok 2023 wynosi 3 205 451 000,00 zł.

Do 31 marca 2024 r. z wnioskiem o przyznanie rekompensat za rok 2023 wystąpiło 99 podmiotów. Wsparcie przyznano 97 podmiotom, w odniesieniu do dwóch podmiotów wydano decyzje odmawiające udzielenia wsparcia, natomiast jeden wniosek został złożony po ww. terminie, w związku z powyższym Prezes URE odmówił wszczęcia postępowania w sprawie przyznania rekompensat.

Lista wszystkich podmiotów, którym Prezes URE przyznał rekompensaty (począwszy od 2019 r.) dostępna jest w prowadzonym przez UOKiK Systemie Udostępniania Danych o Pomocy Publicznej¹⁹². Ponadto Prezes URE, realizując obowiązek ustawowy, na stronie BIP URE¹⁹³ opublikował informacje o łącznej wysokości przyznanych rekompensat za rok 2023 w podziale na poszczególne sektory i podsektory energochłonne.

Tabela 23. Łączna kwota przyznanych za lata 2019–2023 rekompensat wynikających z decyzji Prezesa URE o ich przyznaniu

Rok za który przyznano rekompensaty	Liczba podmiotów, którym przyznano rekompensaty	Łączna kwota przyznanej rekompensaty [zł]
2019*, **	26	340 933 784,45
2020**, ***	71	815 756 069,85
2021**	92	785 342 924,97
2022**	95	1 746 260 777,72
2023	97	2 647 334 451,35

* Uwzględnia kwotę 51 873,95 zł wynikającą z decyzji wydanej w 2023 r.

** Nie uwzględnia późniejszych zwrotów.

*** Uwzględnia kwotę 81 454,96 zł wynikającą z decyzji wydanej w 2024 r.

Źródło: URE.

Jak wynika z powyższej tabeli, kwota rekompensat za 2023 r. przyznanych w 2024 r. uległa wzrostowi o ponad 50 proc. w stosunku do kwoty rekompensat przyznanych za rok 2022 (przybliżonej

¹⁹¹ <https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/11669,Informacja-nr-62024.html>

¹⁹² Nr środka pomocowego: za 2019 r. i 2020 r.: SA.53850(2019/N) oraz od 2021 r.: SA.64719(2022/N).

¹⁹³ <https://bip.ure.gov.pl/bip/rekompensaty-sektorowe/wysokosc-przyznanych-re>

licznie podmiotów, którym udzielono wsparcia). Wynika to przede wszystkim ze wzrostu cen uprawnień do emisji CO₂ mających wpływ na terminową cenę uprawnień do emisji uwzględnianą przy obliczaniu rekompensat za rok 2023, która wyniosła 391,44 zł/t (terminowa cena uwzględniana przy obliczaniu rekompensat za rok 2022 wyniosła 247,18 zł/t).

W przypadku rekompensat przyznawanych za rok 2023, najwięcej – ponad 811 mln zł (ponad 30 proc. przyznanych środków) otrzymały przedsiębiorstwa działające w przemyśle ciężkim: producenci surowców żelazostopów, żeliwa i stali oraz wyrobów hutniczych. Kolejne cztery sektory z największym wsparciem ponad 1 283 mln zł (ponad 48 proc. przyznanych środków), to te zajmujące się produkcją papieru i tektury, produkcją masy włóknistej, wytwarzaniem i przetwarzaniem produktów rafinacji ropy naftowej oraz produkcją pozostałych podstawowych chemikaliów nieorganicznych. Szczegółowe informacje na temat przyznanych rekompensat w podziale na sektory i podsektory energochłonne przedstawiono w Aneksie (tab. A13).

Zgodnie z art. 13 pkt 2 ustawy o systemie rekompensat, rekompensaty przyznane w wysokości wyższej niż należna – podlegają zwrotowi. W myśl art. 14 ustawy zwrotowi podlega kwota bezpodstawnie pobranych rekompensat lub część rekompensat przekraczająca należną kwotę, wraz z odsetkami. W 2024 r. Prezes URE wydał trzy decyzje w sprawie zwrotu części przyznanych rekompensat na łączną kwotę 1 939 973,08 zł.

6.4.5. Upusty w stawkach opłaty mocowej

Ustawa z 23 lipca 2021 r. w zasadniczy sposób zmieniła system naliczania opłaty mocowej opisanej w pkt 6.3. Docelowy model, który będzie obowiązywał od 1 stycznia 2028 r., wprowadza jednakowe zasady dla wszystkich odbiorców końcowych energii elektrycznej, w ramach których wysokość opłaty mocowej będzie uzależniona od krzywej poboru danego odbiorcy.

Wprowadzony tą ustawą model rozliczeń dzieli odbiorców na cztery grupy w zależności od wielkości różnicy średniego zużycia energii elektrycznej w godzinach ogłoszonych przez Prezesa URE¹⁹⁴ jako godziny szczytowego zapotrzebowania w danym roku i średniego zużycia energii elektrycznej w pozostałych godzinach dni roboczych w następujący sposób¹⁹⁵:

- a) odbiorca końcowy K1 gdy różnica wynosi mniej niż 5 proc.,
- b) odbiorca końcowy K2 gdy różnica wynosi od 5 proc. do mniej niż 10 proc.,
- c) odbiorca końcowy K3 gdy różnica wynosi do 10 proc. do mniej niż 15 proc.,
- d) odbiorca końcowy K4 gdy różnica wynosi więcej niż 15 proc. i więcej lub gdy pobór energii w godzinach innych niż szczytowe wynosi 0 MWh.

Okresem kwalifikacji do odpowiedniej grupy docelowo będzie doba¹⁹⁶. Wielkość opłaty mocowej dla każdego odbiorcy będzie iloczynem ilości energii pobranej przez niego w godzinach szczytowych, stawki oraz współczynnika uzależnionego od przynależności do ww. grup¹⁹⁷. Najniższy współczynnik będzie miał zastosowanie dla grupy K1, a najwyższy dla K4.

Wartość ww. współczynnika wynosi¹⁹⁸:

- 1) 0,17 dla odbiorców końcowych zakwalifikowanych do grupy K1,
- 2) 0,50 dla odbiorców końcowych zakwalifikowanych do grupy K2,
- 3) 0,83 dla odbiorców końcowych zakwalifikowanych do grupy K3,
- 4) 1 dla odbiorców końcowych zakwalifikowanych do grupy K4.

¹⁹⁴ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/rynek-mocy/informacje/12184,Informacja-nr-552024.html>

¹⁹⁵ Art. 70a ust. 1 ustawy o rynku mocy.

¹⁹⁶ Art. 70a ust. 3 ustawy o rynku mocy.

¹⁹⁷ Art. 70a ust. 4 ustawy o rynku mocy.

¹⁹⁸ Art. 70a ust. 5 ustawy o rynku mocy.

Jednocześnie ze względu na konieczność zainstalowania liczników zdalnego odczytu w trybie godzinowym oraz odpowiednich systemów transmisji danych dla wszystkich odbiorców, w okresie przejściowym do końca 2027 r. utrzymano obecnie obowiązujący sposób poboru opłaty mocowej w podziale na dwie grupy wnoszące opłatę¹⁹⁹:

- ryczałtową zależną od rocznego poboru energii oraz
- uzależnioną od wolumenu energii elektrycznej pobranej z sieci w godzinach ogłoszonych przez Prezesa URE jako godziny szczytowego zapotrzebowania.

Do grupy odbiorców nieryczałtowych zaliczają się odbiorcy z grupy taryfowej C1 o mocy umownej powyżej 16 kW oraz grup taryfowych C2, B i A.

Wysokość opłaty wnoszonej przez odbiorcę nie będącego ryczałtowym zależy jest od ilości energii pobranej przez niego w wybranych godzinach doby oraz kształtu krzywej zapotrzebowania na moc w dniach roboczych (grupy od K1 do K4). Okresem kwalifikacji do odpowiedniej grupy K1-K4 do 31 grudnia 2024 r. była dekada²⁰⁰.

Taki system naliczania opłaty mocowej wprowadza zachęty dla odbiorców do zmiany swojej krzywej obciążenia poprzez zmniejszenie poboru w szczycie zapotrzebowania, dzięki czemu będą mogli obniżyć koszty ponoszone z tytułu opłaty mocowej.

Ponadto w okresie od 1 lipca 2024 r. do 31 grudnia 2024 r. stawki opłaty mocowej²⁰¹ dla odbiorców w gospodarstwach domowych zostały ustalone na poziomie 0 zł²⁰².

6.5. KLASTRY ENERGII

Od 2024 r. przepisy ustawy OZE²⁰³ wprowadziły nową definicję klastra energii, jednocześnie nakładając na Prezesa URE obowiązek prowadzenia rejestru klastrów energii. Rejestr ten jest prowadzony w postaci elektronicznej i umieszczony w BIP URE²⁰⁴. Klaster energii to porozumienie, którego przedmiotem jest współpraca w zakresie wytwarzania, magazynowania, równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji energii elektrycznej lub paliw lub obrotu nimi, lub w zakresie wytwarzania, magazynowania, równoważenia zapotrzebowania, przesyłania lub dystrybucji ciepła, lub obrotu ciepłem, w celu zapewnienia jego stronom korzyści gospodarczych, społecznych lub środowiskowych lub zwiększenia elastyczności systemu elektroenergetycznego. Obszar działalności klastra energii ustala się na podstawie punktów poboru energii. Wpis do rejestru nakłada na klaster ramy terytorialne (obszar powiatu lub maksymalnie pięć gmin sąsiadujących ze sobą), a także obowiązek udziału w klastrze jednostki samorządu terytorialnego lub spółki przez nią kontrolowanej. Działalność w ramach klastra energii nie może obejmować połączeń z sąsiednimi krajami. Członkami klastra energii mogą być podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej tego samego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV. Wpis do rejestru jest dobrowolny, jednakże jego posiadanie umożliwia skorzystanie przez klaster z systemu wsparcia w postaci m.in. zwolnienia z opłaty OZE i opłaty kogeneracyjnej.

Prowadzenie spraw dotyczących rejestru klastrów energii zostało powierzone Śródkowo-Zachodniemu Oddziałowi Terenowemu URE z siedzibą w Łodzi.

Wniosek o wpis do rejestru klastrów energii zgodnie z przepisami musi zawierać szereg precyzyjnych informacji i danych. Praktyka związana ze składanymi wnioskami pokazała, że pierwotnie przygotowany formularz wniosku nie był wystarczająco transparentny, a jego prawidłowe wypełnienie

¹⁹⁹ Art. 89a ust. 1 ustawy o rynku mocy.

²⁰⁰ Art. 89e ust. 1 pkt 2 ustawy o rynku mocy.

²⁰¹ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/rynek-mocy/informacje/12185,Informacja-nr-562024.html>

²⁰² Art. 28 ust. 1 i 2 ustawy o bonie energetycznym.

²⁰³ Art. 2 pkt 15a ustawy OZE.

²⁰⁴ <https://bip.ure.gov.pl/bip/rejestry-i-bazy/klastry/4608,Rejestr-Klastrow-Energii.html>

następowało trudności interpretacyjnych. Toteż zaszła potrzeba wprowadzenia bardziej przejrzystego formularza celem wyeliminowania wątpliwości co do danych w nim zawartych. Dlatego w połowie roku Oddział Terenowy URE w Łodzi przygotował nowy wzór wniosku o wpis do rejestru wraz z załącznikami do niego, opierając się na zebranych doświadczeniach. Nowy formularz znacznie ułatwił zarówno wnioskodawcy wypełnienie wniosku, jak i jego odczytanie i interpretację przez Urząd.

Na stronie BIP URE²⁰⁵ dostępny jest pakiet informacyjny zawierający szereg informacji odnośnie wpisu do rejestru klastrów energii dla podmiotów zainteresowanych złożeniem wniosku o wpis.

W 2024 r. zostało złożonych 20 wniosków o wpis do rejestru klastrów energii i 1 wniosek o zmianę wpisu. 7 klastrów spełniło wymagania i zostało wpisanych do rejestru. 8 wniosków zostało pozostawionych bez rozpoznania, 5 wniosków zostało zwróconych. Dokonano jednej zmiany wpisu.

Szacuje się, że w Polsce funkcjonuje kilkaset klastrów energii. Jednakże ich znakomita większość nie jest wpisana do rejestru prowadzonego przez Prezesa URE. Natomiast zauważalne jest zainteresowanie wpisem. Notuje się szereg kierowanych do URE zapytań odnośnie rejestracji klastrów poprzez wizyty w Urzędzie, drogą mailową i telefoniczną. Tym samym antycypuje się wzrost liczby wniosków o wpis do rejestru.

Koordinator klastra energii wpisanego do rejestru klastrów energii, jest zobowiązany sporządzić roczne sprawozdanie zawierające:

- ilość energii wytworzonej łącznie przez członków klastra energii, w tym ilość energii wytworzonej z odnawialnych źródeł energii,
- w stosunku do której zastosowano zasady rozliczeń, o których mowa w art. 184k ust. 1, w podziale na członków klastra energii,
- łączną moc zainstalowaną instalacji odnawialnego źródła energii, jednostek wytwórczych i magazynów energii, należących do członków klastra energii.

Koordinator klastra energii przekazuje Prezesowi URE sprawozdanie w terminie do 30 czerwca roku następującego po roku, którego dotyczy to sprawozdanie. Zatem rok 2025 będzie pierwszym rokiem składania sprawozdań przez koordinatorów klastrów.

6.6. OBYWATELSKIE SPOŁECZNOŚCI ENERGETYCZNE

Ustawą z 28 lipca 2023 r. na Prezesa URE nałożony został obowiązek prowadzenia wykazu obywatelskich społeczności energetycznych. Przepisy nakładające nowe zadanie na regulatora weszły w życie 24 sierpnia 2024 r.

W celu ułatwienia zainteresowanym podmiotom złożenie wniosku o wpis do wykazu obywatelskich społeczności energetycznych tej czynności, w sierpniu 2024 r. na stronie internetowej URE został zamieszczony wzór wniosku o wpis wraz z załącznikami i szczegółowym pakietem informacyjnym²⁰⁶. Wpis jest dokonywany na wniosek obywatelskiej społeczności energetycznej. Do wniosku dołącza się statut lub umowę obywatelskiej społeczności energetycznej oraz oświadczenie o kompletności i zgodności z prawdą danych zawartych we wniosku, a także oświadczenie, że obywatelska społeczność energetyczna będzie prowadzić działalność wyłączenie w zakresie odnawialnych źródeł energii. W toku postępowania o wpis Prezes URE weryfikuje wniosek pod względem poprawności i prawidłowości przekazanych danych oraz statut lub umowę obywatelskiej społeczności energetycznej – pod względem zgodności z celem i przedmiotem działalności.

Prezes URE może odmówić, w drodze decyzji, wpisu obywatelskiej społeczności energetycznej do wykazu, jeżeli: wydano prawomocne orzeczenie zakazujące wnioskodawcy wykonywania działalności

²⁰⁵ <https://bip.ure.gov.pl/bip/rejestr-i-bazy/klastry/4569,Rejestr-Klastrow-Energii-wzory-dokumentow.html>

²⁰⁶ Pakiet jest dostępny pod adresem: <https://bip.ure.gov.pl/bip/rejestr-i-bazy/wykaz-obywatelskich-spolecznosci/4707,Wykaz-obywatelskich-spoleczności-energetycznych.html>

objętej wpisem, złożono wniosek niezgodny ze stanem faktycznym lub statut lub umowa obywatelskiej społeczności energetycznej są niezgodne z celem i przedmiotem działalności. W określonych w ustawie przypadkach Prezes URE wykreśla obywatelską społeczność energetyczną z wykazu.

W 2024 r. nie wpłynął żaden wniosek o dokonanie wpisu.

Ponadto w kolejnych latach Prezes URE monitorować będzie „usuwanie nieuzasadnionych przeszkód i ograniczeń w rozwijaniu zużycia wytworzonej we własnym zakresie energii elektrycznej i rozwoju obywatelskich społeczności energetycznych”²⁰⁷.

6.7. AGREGATORZY ENERGII

Nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne²⁰⁸ wprowadziła kolejny nowy rodzaj działalności – agregację²⁰⁹. Agregacja, według definicji z dodanego w ramach nowelizacji art. 3 pkt 6e ustawy – Prawo energetyczne, to działalność polegająca na łączeniu wielkości mocy lub energii elektrycznej oferowanej przez odbiorców, wytwórców energii elektrycznej lub posiadaczy magazynów energii elektrycznej, z uwzględnieniem zdolności technicznych sieci, do której są przyłączeni, w celu sprzedaży energii elektrycznej, świadczenia usług systemowych lub usług elastyczności na rynkach energii elektrycznej.

Natomiast agregator jest uczestnikiem rynku energii elektrycznej zajmującym się agregacją²¹⁰. Zgodnie z nowymi przepisami art. 5b⁴, agregator może podjąć działalność na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej po uzyskaniu wpisu do wykazu agregatorów prowadzonego przez Prezesa URE.

W roku sprawozdawczym do Prezesa URE wpłynęło 6 wniosków o wpis do wykazu agregatorów oraz 1 wniosek o aktualizację dokonanego wpisu do tego wykazu. Do końca 2024 r. do wykazu agregatorów zostały wpisane cztery podmioty.

Ponadto:

- zaktualizowano jeden wpis w wykazie,
- jeden wniosek o wpis pozostawiono bez rozpatrzenia,
- jeden wniosek o wpis na koniec okresu sprawozdawczego nie został jeszcze rozpoznany,
- nie dokonano wykreślenia agregatora z wykazu agregatorów zgodnie z art. 5b⁴ ust. 7 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne ani na wniosek agregatora.

6.8. OBOWIĄZKI NAŁOŻONE NA ODBIORCÓW RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Obowiązki prosumenta związane z uczestniczeniem w rynku energii

Stosownie do treści art. 5 ust. 1 ustawy OZE wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji, będący prosumentem energii odnawialnej, obowiązany jest poinformować operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do którego sieci ma zostać przyłączona mikroinstalacja, o terminie przyłączenia mikroinstalacji, lokalizacji przyłączenia mikroinstalacji, rodzaju odnawialnego źródła energii i magazynu energii elektrycznej użytego w tej mikroinstalacji oraz łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji, nie później niż w terminie 30 dni przed dniem planowanego przyłączenia mikroinstalacji do sieci operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego.

²⁰⁷ Zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 18b lit. j ustawy – Prawo energetyczne.

²⁰⁸ Wprowadzona ustawą z 28 lipca 2023 r.

²⁰⁹ Przepisy w zakresie agregacji weszły w życie 24 sierpnia 2024 r.

²¹⁰ Art. 3 pkt 6f ustawy – Prawo energetyczne.

Z kolei zgodnie z art. 5 ust. 2 ustawy OZE prosument energii odnawialnej informuje operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do sieci którego została przyłączona mikroinstalacja lub mała instalacja, o:

- 1) zmianie rodzaju odnawialnego źródła energii użytego w mikroinstalacji lub jej mocy zainstalowanej elektrycznej oraz zmianie mocy zainstalowanej elektrycznej magazynu energii elektrycznej – w terminie 5 dni od dnia zmiany tych danych,
- 2) trwającym dłużej niż 30 dni zawieszeniu lub zakończeniu wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji lub w małej instalacji – w terminie 14 dni od dnia zawieszenia lub zakończenia wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji lub małej instalacji.

Warto przy tym wskazać, że operatorzy systemów dystrybucyjnych na swoich stronach internetowych publikują informacje przedstawiające warunki świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej dla prosumenta w zakresie energii elektrycznej wytworzonej w mikroinstalacji i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej OSD. Poza obowiązkami wynikającymi z ustawy OZE operatorzy wskazują na podstawowe zasady korzystania przez prosumenta z usług dystrybucji świadczonych przez OSD, z który wynika, że prosument powinien:

- 1) nie wprowadzać energii elektrycznej do sieci OSD do czasu zainstalowania przez OSD układu pomiarowo-rozliczeniowego oraz układu zabezpieczającego,
- 2) przygotować miejsce do zainstalowania urządzenia pomiarowo-rozliczeniowego i układu zabezpieczającego,
- 3) postępować w związku z wytwarzaniem energii elektrycznej w mikroinstalacji zgodnie z IRIESD oraz warunkami świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej,
- 4) umożliwić przedstawicielom OSD dokonywania odczytów wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego,
- 5) umożliwić przedstawicielom OSD dostęp, wraz z niezbędnym sprzętem, do wszystkich elementów sieci i urządzeń należących do OSD służących do odbioru energii od prosumenta oraz elementów układu pomiarowo-rozliczeniowego znajdujących się na terenie lub w obiekcie prosumenta, w celu przeprowadzenia kontroli, prac eksploatacyjnych lub usunięcia awarii w tych elementach sieci OSD,
- 6) zabezpieczyć przed utratą, zniszczeniem lub uszkodzeniem układ pomiarowo-rozliczeniowy, zabezpieczenia oraz plomby założone przez OSD i plomby legalizacyjne, a w szczególności plomby na elementach tego układu oraz na układzie zabezpieczającym, w sposób trwale i skutecznie uniemożliwiający dostęp osób trzecich do tych układów, w przypadku gdy układy te znajdują się na terenie lub w obiekcie prosumenta,
- 7) dostosować swoje urządzenia i instalacje do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia, zmiany rodzaju przyłącza lub innych warunków funkcjonowania sieci, o których prosument został uprzednio powiadomiony zgodnie z umową kompleksową,
- 8) niezwłocznie informować OSD o zauważonych wadach lub usterkach w pracy sieci i w układzie pomiarowo-rozliczeniowym oraz o powstałych przerwach w odbiorze energii elektrycznej lub niewłaściwych jej parametrach,
- 9) nie wprowadzać do sieci OSD zaburzeń powodujących pogorszenie parametrów jakościowych energii elektrycznej, powyżej dopuszczalnych poziomów określonych w IRIESD,
- 10) utrzymywać należące do prosumenta sieci, urządzenia i instalacje w należyтым stanie technicznym, w tym wyposażanie instalacji elektrycznych, zarówno nowych jak i modernizowanych, w urządzenia ochrony przeciwprzepięciowej zgodnie z przepisami rozporządzenia Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 r. w sprawie warunków technicznych jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie²¹¹,

²¹¹ Dz. U. z 2022 r. poz. 1225.

- 11) używać mikroinstalację w sposób niepowodujący utrudnień w prawidłowym funkcjonowaniu elementów sieci OSD służących wyprowadzaniu energii elektrycznej wytworzonej przez prosumenta do sieci OSD,
- 12) przestrzegać obowiązujące przepisy w zakresie budowy oraz eksploatacji sieci, urządzeń i instalacji elektroenergetycznych, ochrony przeciwporażeniowej, przeciwpożarowej i środowiska naturalnego w zakresie eksploatowanych przez prosumenta sieci, urządzeń i instalacji,
- 13) powierzać budowę, eksploatację lub dokonywanie zmian w sieciach, urządzeniach i instalacjach prosumenta osobom posiadającym odpowiednie uprawnienia i kwalifikacje.

Ponadto prosument zobowiązany jest utrzymywać parametry jakościowe zgodnie z normami określonymi w przepisach, o których mowa w IRiESD.

Przedsiębiorstwa dystrybucyjne monitorują wywiązywanie się prosumentów z nałożonych ustawą OZE obowiązków, np. TAURON Dystrybucja S.A. w okresie od stycznia do września 2024 r. skontrolowała 1 173 mikroinstalacje. Informacje o stwierdzonych nieprawidłowościach (w tym niepoinformowanie operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do sieci którego została przyłączona mikroinstalacja o zmianie rodzaju odnawialnego źródła energii użytego w mikroinstalacji lub jej mocy zainstalowanej elektrycznej oraz zmianie mocy zainstalowanej elektrycznej magazynu energii elektrycznej w ustawowym terminie) przedsiębiorstwa dystrybucyjne przekazują Prezesowi URE, celem rozważenia zasadności wszczęcia postępowań o wymierzenie kary pieniężnej na podstawie art. 168 pkt 12 ustawy OZE. Urząd sukcesywnie dokonuje analizy przedłożonych w omawianej sprawie dokumentów. W 2024 r. nie były prowadzone postępowania o nałożenie kary na prosumentów.

Monitorowanie obowiązku zmniejszenia zużycia energii elektrycznej o 10 proc. przez jednostki sektora finansów publicznych

Ustawą z 7 października 2022 r., ustawodawca nałożył na kierowników jednostek sektora finansów publicznych²¹², obowiązek podjęcia działań w celu realizacji obowiązkowego celu zmniejszenia całkowitego zużycia energii elektrycznej w zajmowanych budynkach lub częściach budynków oraz przez wykorzystywane urządzenia techniczne, instalacje i pojazdy, w okresie od 1 grudnia 2022 r. do 31 grudnia 2022 r., oraz w okresie od 1 stycznia 2023 r. do 31 grudnia 2023 r. – w wymiarze (10 proc. do okresu bazowego) szczegółowo określonym w tej ustawie w art. 37 ust. 2 i 4.

Kierownicy wskazanych wyżej jednostek sektora finansów publicznych, zobowiązani zostali²¹³ do przekazania Prezesowi URE raportu z realizacji celu, w terminie do 31 marca 2024 r. za rok 2023.

Zgodnie z przepisami²¹⁴, karze pieniężnej podlega, kto nie realizuje obowiązku, o którym mowa w art. 37 ust. 1 i 3 ustawy z 7 października 2022 r. Kary te wymierza zobowiązanym kierownikom jednostek sektora finansów publicznych Prezes URE w drodze decyzji. Wysokość takiej kary nie może być wyższa niż 20 000 zł.

W 2024 r. regulator kontynuował kontrolę realizacji wykonania ww. obowiązków przez powyższe podmioty zobowiązane. Wyniki przeprowadzonej kontroli na koniec 2024 r. dla obu okresów sprawozdawczych przedstawione są w Aneksie (tab. A39).

Zauważenia wymaga, że w wyniku przeprowadzonych przez Prezesa URE postępowań administracyjnych, z pierwotnej liczby prawie 27 tys. podmiotów zidentyfikowanych przez GUS jako jednostki sektora finansów publicznych, ustalono liczbę podmiotów zobowiązanych na 13 221 oraz 11 480, odpowiednio dla okresu sprawozdawczego grudzień 2022 i roku 2023. Jednocześnie dla obu tych okresów do Prezesa URE wpłynęło ponad 4 tys. raportów od podmiotów, które nie podlegały ww.

²¹² O których mowa w art. 9 pkt 1-2a, 6-9, 11-13 ustawy o finansach publicznych.

²¹³ Art. 37 ust. 5 ustawy z 7 października 2022 r.

²¹⁴ Art. 38 ust. 1 pkt 3 i 4 ustawy z 7 października 2022 r.

obowiązkowi. W stosunku do okresu rozliczeniowego – grudzień 2022 r. w złożonych i zweryfikowanych przez Prezesa URE raportach, spełnienie obowiązku zadeklarowało 65 proc. podmiotów, natomiast brak spełnienia zadeklarowało 24 proc. W stosunku do okresu – rok 2023 – wielkości te przedstawiają się odpowiednio 66 proc. i 25 proc. Natomiast w prawie 2 tys. przypadków wykazano brak możliwości wskazania danych dot. wykonania ww. obowiązku w obu okresach.

Na koniec 2024 r., w stosunku do wszczętych wcześniej 4 566 postępowań wobec naruszenia obowiązków dotyczących obu okresów sprawozdawczych, w tym: w związku z niewywiązania się przez JSFP z obowiązku osiągnięcia wymaganych poziomów oszczędności zmniejszenia zużycia energii, Prezes URE wydał 150 decyzji o odstąpieniu od nałożenia kary oraz 60 decyzji umarzających postępowanie, natomiast w związku z brakiem złożenia stosownego raportu do Prezesa URE przez kierownika jednostki zobowiązanej, wydał 96 decyzji o odstąpieniu od nałożenia kary oraz 2 021 decyzji umarzających postępowanie. Nie została wydana żadna decyzja wymierzająca karę.

Jednocześnie pozostało jeszcze do wszczęcia prawie 8 tys. postępowań administracyjnych przez Prezesa URE w związku z naruszeniem ww. przepisów przez podmioty zobowiązane.

Wobec powyższego, 17 grudnia 2024 r. Prezes URE wystosował do Ministerstwa Klimatu i Środowiska wnioski z propozycją zmian legislacyjnych, mających na celu usprawnienie realizacji zadań organu regulacyjnego, bądź zdjęcie z organu regulacyjnego obowiązków, które nie stanowią *de facto* zadań regulacyjnych lub nie są w stanie zrealizować celu, dla którego zostały ustanowione, albo cel ten został już osiągnięty i dalsze działania nie poprawią sytuacji społecznej i gospodarczej. Jak wykazały ww. postępowania, cel ustawy w postaci wykreowania przez jednostki sektora finansów publicznych działań powodujących oszczędności w zużyciu energii elektrycznej, został osiągnięty, jednostki te – jak wskazują złożone przez nie raporty – zaczęły także bardziej racjonalnie gospodarować energią. Prezes URE wskazał także na wady powołanej regulacji, która została sformułowana ogólnie, bez zadbania o aspekt praktyczny egzekwowania nałożonego obowiązku. W prowadzonych postępowaniach w sprawie wymierzenia kary pieniężnej, regulator natrafił na trudności związane m.in. z dotarciem do osób piastujących funkcję kierownika jednostki sektora finansów publicznych, w okresie objętym obowiązkiem, o którym mowa w art. 37 ustawy, czy wiarygodnością przedstawionych informacji i brakiem możliwości ich weryfikacji. Ocena wykonania przedmiotowego obowiązku sprowadza się *de facto* do przyjęcia oświadczenia o podjętych działaniach i osiągniętym wolumenie oszczędności.

Z uwagi na powyższe Prezes URE zaproponował abolicję karalności naruszenia obowiązku, o którym mowa w art. 37 ust. 1 i 3 ustawy, przedstawiając konkretną propozycję zmiany przepisów.

6.9. ODBIORCA NA RYNKU

6.9.1. Porównywarka

Ustawa z 28 lipca 2023 r. nałożyła na Prezesa URE obowiązek²¹⁵ 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.

²¹⁵ Art. 31g ust. 2.

W terminie wejścia w życie obowiązku prowadzenia porównywarki (12 miesięcy od dnia ogłoszenia ustawy) Prezes URE udostępnił na stronie internetowej Urzędu²¹⁶ porównywarki ofert na sprzedaż energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych i mikroprzedsiębiorców. Porównywarki mają postać zestawień 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 zakończenie.

Równocześnie Prezes URE kontynuował w 2024 r. prace nad bardziej zaawansowanym technologicznie narzędziem porównywarki ofert. W tym celu, na mocy porozumienia zawartego z Ministerstwem Klimatu i Środowiska, przejęta została koncepcja porównywarki internetowej cen energii, opracowana na zamówienie Ministerstwa przez zewnętrznego wykonawcę. W sierpniu 2024 r. wykonawca koncepcji, działając na zlecenie URE, zainstalował koncepcję porównywarki na infrastrukturze przygotowanej przez URE, a następnie Urząd realizował działania mające na celu zapoznanie się z koncepcją porównywarki oraz jej niezbędną aktualizacją. Istotne, że wspomniana koncepcja nigdy nie miała charakteru operacyjnego, a jako utworzona kilka lat temu – dodatkowo nie uwzględniała zmian wprowadzonych w ostatnim okresie (np. wprowadzenie taryf dynamicznych). Należy też podkreślić, że prace Urzędu dotyczące modernizacji porównywarki były realizowane w ramach posiadanych własnych zasobów ludzkich i finansowych URE. Wydatki Prezesa URE nie zostały zwiększone pomimo nałożenia na regulatora nowych zadań (w tym budowy i prowadzenia przedmiotowej porównywarki).

Liczbę sprzedawców, których oferty wybranego typu, i dla poszczególnych grup odbiorców, prezentowane były w istniejącej porównywarce na koniec 2024 r., przedstawione są w tabeli poniżej.

Tabela 24. Liczba sprzedawców prezentujących oferty w porównywarce na 31 grudnia 2024 r.

Typ odbiorcy	Typ oferty ²¹⁷		
	ceny stałe	ceny dynamiczne	inne
Gospodarstwa domowe	56	9	6
Mikroprzedsiębiorcy	128	20	13

Źródło: URE.

Warto zauważyć, że 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). Ze względu na brak istotnych zmian w sytuacji tych odbiorców na rynku detalicznym energii (ceny energii pozostawały zamrożone), wzrost liczby sprzedawców prezentujących oferty przypisać należy w dużej mierze prawnemu zobowiązaniu sprzedawców do prezentowania ofert regulatorowi oraz zmianie metodologicznej polegającej na włączeniu taryf zatwierdzonych przez Prezesa URE do zestawienia ofert.

Wielu sprzedawców prezentuje więcej niż jedną ofertę dla poszczególnego typu odbiorcy, a liczba ofert wybranego typu, dostępnych dla poszczególnych grup odbiorców, zamieszczonych w porównywarce na koniec 2024 r. przedstawia się jak poniżej.

²¹⁶ <https://maszwybor.ure.gov.pl/or/cenki/122,Zestawienie-ofert-sprzedawcow-energii-elektrycznej.html>

²¹⁷ Do kategorii ofert z ceną stałą zalicza się również oferty strefowa (z ceną stałą w danej strefie czasowej), natomiast do kategorii ofert z ceną dynamiczną zalicza się oferty zgodne z definicją z art. 3 pkt 6d ustawy – Prawo energetyczne.

Tabela 25. Liczba ofert prezentowanych w porównywarce na 31 grudnia 2024 r.

Typ odbiorcy	Typ oferty		
	ceny stałe	ceny dynamiczne	inne
Gospodarstwa domowe	366	9	29
Mikroprzedsiębiorcy	388	27	54

Źródło: URE.

6.9.2. Sprzedaż rezerwowa

Sprzedaż rezerwowa jest ważną instytucją rynku energii elektrycznej, gwarantującą odbiorcy ciągłość dostaw energii w przypadkach niezawinionych przez odbiorcę (np. trudności finansowe sprzedawcy skutkujące brakiem możliwości kontynuacji działalności). Odbiorca może dokonać wyboru sprzedawcy rezerwowego z listy sprzedawców oferujących sprzedaż rezerwową, publikowanej na stronie internetowej operatora systemu dystrybucyjnego i udostępnionej w jego siedzibie. W przypadku zagrożenia ciągłości dostaw operator systemu dystrybucyjnego zawiera umowę sprzedaży rezerwowej w imieniu i na rzecz odbiorcy energii elektrycznej oraz powiadamia o tym fakcie odbiorcę. Cena oferowana przez sprzedawców rezerwowych nie podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE i jest określona w publicznie dostępnych cennikach sprzedawców, publikowanych na ich stronach internetowych oraz udostępnianych w siedzibach tych sprzedawców. Odbiorcy w gospodarstwach domowych, na podstawie przepisów ustawy z dnia o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej, korzystali w 2024 r. z tzw. zamrożonej ceny energii elektrycznej w wysokości 500 zł/MWh także w rozliczeniach za sprzedaż rezerwową.

W trakcie 2024 r. uruchomienie sprzedaży rezerwowej i sprzedaży w trybie art. 5ab ustawy – Prawo energetyczne dotyczyło 72 787 punktów poboru energii (PPE), z czego 27 824 PPE przypisanych do odbiorców w gospodarstwach domowych.

Według stanu na 31 grudnia 2024 r., sprzedaż rezerwowa prowadzona była na rzecz odbiorców w 51 610 PPE, w tym 38 919 PPE w gospodarstwach domowych. W grupie gospodarstw domowych, liczba PPE odbiorców objętych sprzedażą rezerwową na koniec 2024 r. była większa od liczby uruchomień sprzedaży rezerwowej na rzecz odbiorców (według PPE) w trakcie 2024 r. Jest to zjawisko wcześniej nieobserwowane na rynku, wskazujące, że wielu odbiorców w gospodarstwach domowych korzystało długotrwale ze sprzedaży rezerwowej, uruchomionej także w poprzednich okresach (tj. sprzedażą rezerwową w roku 2024 byli objęci także odbiorcy dla których taka sprzedaż została uruchomiona w roku 2023 lub wcześniej). Uruchomienie sprzedaży rezerwowej powinno spowodować szybką reakcję odbiorcy w postaci wyboru nowego sprzedawcy. Prawdopodobnym wyjaśnieniem zjawiska pozostawiania gospodarstw domowych w sprzedaży rezerwowej, jest tłumienie bodźców do wyboru innej oferty lub innego sprzedawcy przez zamrożenie cen energii w 2024 r., które objęło również sprzedaż rezerwową.

Porównanie ilościowe sprzedaży rezerwowej między rokiem 2024 a rokiem poprzednim jest w pewnym stopniu utrudnione, ze względu na zmianę próby przyjętej w badaniu (w 2024 r. badaniem objęto wszystkich sprzedawców energii elektrycznej na terenie Polski, rok wcześniej dane pozyskano od grupy 21 największych sprzedawców), oraz zmianę sposobu prezentacji danych dotyczących odbiorców energii korzystających ze sprzedaży rezerwowej (obecnie prezentowane liczby dotyczą PPE w poszczególnych grupach odbiorców, podczas gdy wcześniej liczby dotyczyły pojedynczych osób fizycznych bądź prawnych). Oba te czynniki – zmiana w metodzie badawczej i w sposobie prezentacji danych – nie wpływają jednak istotnie na skalę zjawiska, gdyż w grupie tych samych 21 respondentów wykazano uruchomienie sprzedaży rezerwowej dla 72 497 PPE (w tym 27 809 PPE w gospodarstwach domowych) oraz 50 387 przypadków sprzedaży rezerwowej w poszczególnych PPE na koniec 2024 r. (w tym 38 376 PPE w gospodarstwach domowych).

6.9.3. 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 on wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej lub rozwiązać umowę.

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. zainstalowanych było łącznie 156 729 liczników przedpłatowych, w tym 152 510 w gospodarstwach domowych. W przeprowadzonym rok wcześniej badaniu ankietowym, związanym z projektem uruchomienia CSIRE, wykazano, że na koniec 2023 r. w systemie elektroenergetycznym Polski zainstalowane było łącznie 175 079 liczników przedpłatowych. Porównanie tych liczb wskazuje na spadek liczby zainstalowanych liczników przedpłatowych o ponad 10 proc.

6.9.4. Wstrzymanie dostaw

W 2024 r. doszło do wstrzymania dostaw energii elektrycznej do 180 794 odbiorców (liczonych jako liczba PPE), co stanowiło 0,94 proc. ogólnej liczby PPE. Liczba wstrzymań dostaw była niższa o 0,09 punktu procentowego w stosunku do 2023 r.

73,4 proc. przypadków wstrzymania dostaw energii dotyczyło odbiorców w gospodarstwach domowych, co stanowi wzrost o 3,1 punktu procentowego w stosunku do roku 2023. Podobnie jak w roku ubiegłym, przyczyną prawie wszystkich tych zdarzeń (96,0 proc. ogółem i 95,93 proc. w grupie gospodarstw domowych) był brak terminowej płatności za pobraną energię elektryczną.

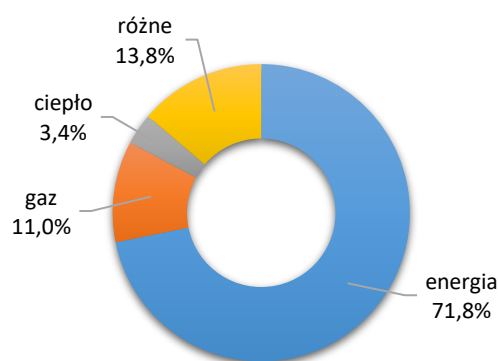
6.9.5. Punkt Informacyjny dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych

Punkt Informacyjny dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych (Punkt Informacyjny) został powołany w 2011 r. i funkcjonuje w strukturze Departamentu Rozwoju Rynków i Spraw Konsumentkich URE. Jego działalność stanowi realizację przepisów m.in. art. 25 dyrektywy 2019/944, nakładających na państwa członkowskie obowiązek zapewnienia funkcjonowania kompleksowych punktów kontaktowych, które

dostarczałyby informacji o prawach konsumentów na rynku energii oraz udzielałyby informacji na temat funkcjonujących sposobów rozwiązywania sporów i załatwiania skarg.

Zgodnie z zakresem kompetencji, w 2024 r. Punkt Informacyjny wspierał odbiorców, głównie poprzez udzielanie informacji na temat przysługujących im praw, ale też obowiązków w relacjach z przedsiębiorstwami energetycznymi. Dominującą rolę w kontaktach z odbiorcami, podobnie jak w latach poprzednich, odgrywał kontakt telefoniczny poprzez dedykowaną infolinię (96,7 proc. zgłoszeń).

Rysunek 38. Struktura sektorowa zgłoszeń kierowanych do Punktu Informacyjnego w 2024 r.



Źródło: URE.

W 2024 r. do Punktu Informacyjnego odbiorcy skierowali łącznie 2 114 zgłoszeń. Wśród nich najwięcej zgłoszeń (71,8 proc.) dotyczyło kwestii związanych z energią elektryczną.

Sprawy różne, stanowiące 13,8 proc. zgłoszeń odbiorców dotyczyły kwestii nie należących w kompetencjach Punktu Informacyjnego, jak np. koncesji, paliw ciekłych. Dlatego też w przypadku zgłoszeń z kategorii: „różne”, odbiorcy – w celu uzyskania odpowiedzi na swoje zapytania – byli kierowani do właściwych komórek merytorycznych URE.

Wśród zgłoszeń kierowanych przez odbiorców energii elektrycznej, podobnie jak w 2023 r., dominowały kwestie związane z rozliczeniami, fakturowaniem (29,2 proc.) oraz warunkami umów już zawartych (18,6 proc.). Kolejną wyróżniającą się kategorią zgłoszeń były zapytania i skargi odbiorców związane z ogólnymi zasadami rozliczeń, stosowaniem cen w związku z obowiązującymi w 2024 r. regulacjami prawnymi chroniącymi odbiorców energii elektrycznej, w tym głównie gospodarstwa domowe, przed rosnącymi kosztami energii, które zostały ujęte w kategorii: cena (17,8 proc.).

Zestawienie zgłoszeń odbiorców do Punktu Informacyjnego w 2024 r. w kategorii energia elektryczna przedstawiono w Aneksie (rys. A5).

6.9.6. Współpraca z UOKiK i innymi organizacjami

Prezes URE konsekwentnie reaguje na sygnalizowane przez odbiorców nieprawidłowości (więcej na ten temat w pkt 9). Niemniej 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 związanych 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, w 2024 r. przekazywał do tego organu pisma odbiorców dotyczące wyżej wymienionej tematyki.

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

7. PRZESYŁANIE I DYSTRYBUCJA ENERGII ELEKTRYCZNEJ

7.1. KONCESJONOWANIE

Wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej wymaga²¹⁸ uzyskania koncesji²¹⁹.

Przesyłanie energii elektrycznej oznacza transport tej energii sieciami przesyłowymi w celu jej dostarczenia do sieci dystrybucyjnych lub odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci przesyłowych – z wyłączeniem sprzedaży tej energii, natomiast dystrybucja energii elektrycznej oznacza transport tej energii sieciami dystrybucyjnymi w celu jej dostarczenia odbiorcom – z wyłączeniem sprzedaży tej energii oraz dostarczania energii elektrycznej w stacji ładowania do zainstalowanych w niej punktów ładowania w rozumieniu ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych²²⁰.

Należy mieć również na uwadze, że usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej²²¹ mogą być świadczone wyłącznie odpowiednio przez operatora systemu przesyłowego, operatora systemu dystrybucyjnego lub operatora systemu połączonego. Tym samym przedsiębiorca będzie uprawniony do wykonywania działalności gospodarczej w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej dopiero po wyznaczeniu go przez Prezesa URE operatorem danego systemu.

Warunki uzyskania koncesji lub jej promesy oraz okoliczności uniemożliwiające ich otrzymanie, zawarte są w przepisach ustawy – Prawo energetyczne²²².

Szczegółowe dane dotyczące koncesjonowania²²³ znajdują się w Aneksie (tab. A5).

Przesyłanie lub dystrybucja energii elektrycznej

192

ważne koncesje na koniec 2024 r.

12

wydanych koncesji i promes

81

zmian koncesji i promes

7

cofnięć koncesji i promes

²¹⁸ Art. 32 ust. 1 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne.

²¹⁹ <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/jak-uzyskac-koncesje/energia-elektryczna/2250,Przesyl-i-dystrybucja.html>

²²⁰ Stosownie do art. 3 pkt 4 i 5 ustawy – Prawo energetyczne.

²²¹ Zgodnie z art. 4e¹ ustawy – Prawo energetyczne.

²²² Art. 33 ust. 1, 3 i 3d, art. 43 ust. 1-7 ustawy – Prawo energetyczne.

²²³ Aktualne treści koncesji oraz informacje o decyzjach w ich sprawach, publikowane są w BIP URE, <https://rejstry.ure.gov.pl/>.

7.2. OPERATORZY SYSTEMÓW PRZESYŁOWYCH I DYSTRYBUCYJNYCH

W świetle obowiązujących regulacji ustawy – Prawo energetyczne operatorów systemów elektroenergetycznych 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.

Ustawa – Prawo energetyczne określa warunki funkcjonowania oraz zadania operatorów. Operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych (OSD) funkcjonujący w przedsiębiorstwie pionowo zintegrowanym obsługujący więcej niż 100 000 przyłączonych do swojej sieci odbiorców, mają obowiązek uzyskania niezależności pod względem formy prawnej, organizacyjnej oraz podejmowania decyzji²²⁴.

Operatorem systemu przesyłowego/dystrybucyjnego jest przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem/dystrybucją energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym/dystrybucyjnym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej/dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi²²⁵.

Co istotne, operatorem systemu elektroenergetycznego może być tylko podmiot posiadający koncesję na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej. Zatem uzyskanie statusu operatora systemu elektroenergetycznego musi być poprzedzone uzyskaniem koncesji na przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej²²⁶. Przedsiębiorstwo energetyczne, wyznaczone na operatora systemu elektroenergetycznego, wykonuje obowiązki operatora na obszarze określonym w koncesji na przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej.

W Polsce działa jeden operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego i jest nim PSE S.A.

W 2024 r. Prezes URE wyznaczył siedmiu OSD, których nie dotyczył obowiązek rozdziału prawnego. Zgodnie ze złożonymi wnioskami przedsiębiorcy ci są operatorami na sieciach, na których prowadzą działalność koncesjonowaną.

Ponadto dokonano zmian w 14 decyzjach wyznaczających OSD i stwierdzono wygaśnięcie 10 decyzji wyznaczających OSD w związku z cofnięciem koncesji w zakresie dystrybucji energii elektrycznej.

Na koniec 2024 r., na rynku energii elektrycznej funkcjonowało 189 operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, w tym pięciu prawnie wydzielonych OSD.

7.3. ROLA OPERATORÓW NA RYNKU

7.3.1. Monitorowanie zmiany sprzedawcy

Prezes URE monitoruje liczbę zmian sprzedawcy (narastająco) oraz ilość energii objętej zakupionej przez odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę. Zmiany wartości tych parametrów świadczyć mogą o dojrzałości rynku, aktywności odbiorców, dostępności konkurencyjnych ofert, jakości procedur oraz sprawności obsługi procesu zmiany sprzedawcy. Dane za 2024 r. pozyskane zostały od OSD na terytorium Polski, zarówno wydzielonych w procesie unbundlingu, jak i tych, którzy funkcjonują w ramach struktury przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo. W badaniu uwzględniono zarówno operatorów tzw. dużych, których sieci posiadają bezpośrednie połączenia z siecią przesyłową energii elektrycznej, jak i operatorów sieci nieposiadających takiego bezpośredniego połączenia (OSDn).

²²⁴ Art. 9d ustawy – Prawo energetyczne.

²²⁵ Art. 3 pkt 24 i 25 ustawy – Prawo energetyczne.

²²⁶ Zgodnie z art 32 ust. 1 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne.

W stosunku do poprzedniego roku zmianie (poszerzeniu) uległa grupa badawcza – badaniem objęci zostali wszyscy OSD, a nie tylko ci do sieci których przyłączone jest min. 100 odbiorców. Zmiana ta ma niewielki wpływ na porównywalność wyników dla wszystkich OSD, różnice (zwłaszcza wolumen energii sprzedanej w ramach TPA) widać natomiast wyraźnie w podgrupie OSDn.

Tabela 26. Prawo wyboru sprzedawcy w poszczególnych grupach odbiorców energii elektrycznej (stan na koniec 2024 r.)

Lp.	Operator systemu dystrybucyjnego	Liczba odbiorców TPA		Wolumen dostarczonej energii w ramach TPA [MWh]	
		A, B, C	G	A, B, C	G
2	ENEA Operator Sp. z o.o.	40 281	93 070	7 892 807	94 032
3	ENERGA-OPERATOR S.A.	73 063	161 829	11 639 845	141 761
4	PGE Dystrybucja S.A.	72 090	192 756	18 996 016	104 631
1	Stoen Operator Sp. z o.o.	18 802	110 732	4 479 358	363 704
5	TAURON Dystrybucja S.A.	82 941	208 461	34 197 064	232 327
Razem 5 dużych OSD		287 177	766 848	77 205 090	936 455
OSDn		6 827	1 922	4 773 547	20 701
Suma OSD		294 004	768 770	81 978 637	957 156

Źródło: URE na podstawie jednorazowego badania rocznego OSD.

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 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.

Spośród dużych OSD, największe wskaźniki wzrostu liczby odbiorców TPA odnotowano w obszarze dystrybucyjnym Stoen Operator Sp. z o.o. (8,67 proc), TAURON Dystrybucja S.A. (8,43 proc.) i PGE Dystrybucja S.A. (8,22 proc), zaś najniższy ponownie w obszarze ENEA Operator Sp. z o.o. (1,04 proc.). Najwyższy wskaźnik przyrostu liczby odbiorców TPA (37,00 proc.) odnotowano jednak wśród OSDn, jednak wzrost ten należy częściowo przypisać zwiększeniu liczby podmiotów objętych badaniem.

Udział energii dostarczonej w ramach TPA przez dużych OSD, w stosunku do całkowitej energii dostarczonej przez dane przedsiębiorstwo, wahał się od 40,1 proc. (ENEA Operator Sp. z o.o.) do 67,78 proc. (TAURON Dystrybucja S.A.). Udział energii dostarczonej w ramach TPA we wszystkich obszarach dystrybucyjnych dużych OSD łącznie wzrósł o blisko 1 punkt procentowy (w 2023 także wystąpił wzrost, jednak skala była znacznie mniejsza, tj. 0,16 punktu procentowego). Największy wzrost o blisko 3 punkty procentowe odnotowany został w obszarze dystrybucyjnym ENERGA-OPERATOR S.A.).

Tabela 27. Korzystanie z prawa wyboru sprzedawcy (wg stanu na 31 grudnia 2024 r.)

Operator systemu dystrybucyjnego	Liczba odbiorców TPA ogółem	Energia dostarczona w TPA wg grup taryfowych w 2024 r. w ujęciu rzeczywistym [MWh]	Udział energii dostarczonej w ramach TPA w stosunku do całkowitej energii dostarczonej przez dane przedsiębiorstwo [%]
ENE Operator Sp. z o.o.	133 351	7 986 839	40,10
ENERGA-OPERATOR S.A.	234 892	11 781 606	51,90
PGE Dystrybucja S.A.	264 846	19 100 647	52,51
Stoen Operator Sp. z o.o.	129 534	4 843 062	65,96
TAURON Dystrybucja S.A.	291 402	34 429 391	67,78
Razem 5 dużych OSD	1 054 025	78 141 545	56,98
OSDn	8 749	4 794 248	39,08
Suma OSD	1 062 774	82 935 793	55,51

Źródło: URE na podstawie jednorazowego badania rocznego OSD.

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.

7.3.2. Programy Zgodności

W lipcu 2024 r. Prezes URE wydał decyzję zatwierdzającą program, o którym mowa w art. 9d ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne, określający przedsięwzięcia, jakie należy podjąć w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, w tym szczegółowe obowiązki pracowników wynikające z tego programu (Program Zgodności) dla operatora systemu dystrybucyjnego Energomedia Sp. z o.o. z siedzibą w Trzebini, ustalając termin wejścia w życie 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. W związku z ustalonym terminem wejścia w życie Programu Zgodności, sprawozdanie z jego realizacji zostanie przedstawione po raz pierwszy w 2026 r.

Na koniec 2024 r. Programy Zgodności funkcjonowały zatem u pięciu operatorów systemów dystrybucyjnych, a w przypadku jednego z nich w trakcie roku (z dniem 15 marca 2024 r.), weszła w życie zmiana treści Programu Zgodności na dostosowany do *Wytycznych do treści Programów zgodności opracowywanych przez operatorów systemów dystrybucyjnych i operatora systemu magazynowania*. W przypadku wszystkich zatwierdzonych Programów Zgodności nadal utrzymywany jest odroczony termin wdrożenia dla postanowień w zakresie dostosowania posiadanego systemu wspomagającego procesy obsługi klienta i rozliczeń usług dystrybucji dla umów kompleksowych, jak i umów sprzedaży energii elektrycznej – dla tych postanowień termin wdrożenia wydłużony jest do czasu uruchomienia centralnego systemu informacji rynku energii (CSIRE).

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

Inspektorzy ds. zgodności (dalej także: „Inspektorzy”), tj. osoby wyznaczone do wykonywania zadań związanych z przygotowaniem, realizacją i monitorowaniem Programów Zgodności, powołani w spółkach zobowiązanych do realizacji tych Programów, przygotowują corocznie sprawozdanie z ich realizacji. Ze względu na doświadczenia z analizy sprawozdań sporządzanych w poprzednich latach, których treść niekiedy znacznie odbiegała od przedmiotu sprawozdania, a z drugiej strony nie

dostarczała istotnych dla organu regulacji informacji o przebiegu realizacji Programu Zgodności, Prezes URE w styczniu 2023 r. przekazał Inspektorom ds. zgodności w poszczególnych OSD wytyczne dotyczące sporządzania corocznych sprawozdań z realizacji Programów Zgodności, z prośbą o ich stosowanie. Przedkładając sprawozdania do 31 marca 2025 r. zobowiązani operatorzy zachowali ustawowy termin tej czynności i uwzględnili wytyczne Prezesa URE w układzie sprawozdania, choć w niektórych przypadkach nadal nawet obszerna zawartość sprawozdania nie dostarcza informacji wartościowych w zakresie wykonania Programu Zgodności. Wszystkie sprawozdania z realizacji Programów Zgodności zostaną opublikowane na stronie internetowej URE.

Ze sprawozdań z realizacji Programów Zgodności wynika, że Inspektorzy nie napotykają na istotne trudności w ich realizacji w swoich przedsiębiorstwach, a same Programy Zgodności są traktowane z należytą powagą i zrozumieniem zarówno przez osoby zarządzające na różnych poziomach, jak i pracowników operatorów systemu.

Nowo zatrudniani pracownicy oraz członkowie zarządów podlegają obowiązkowemu szkoleniu (w terminie do 30 dni od daty zatrudnienia). Inspektor ds. zgodności Stoen Operator Sp. z o.o. poinformował, że w tej spółce szkolenie w zakresie Programu Zgodności wchodzi w pakiet szkoleń wstępnych, organizowanych dwa razy w miesiącu (w pierwszym dniu roboczym miesiąca i w połowie miesiąca) – do terminów szkoleń dostosowywane są dni zatrudnienia nowych pracowników, dzięki czemu obowiązek szkoleniowy realizowany jest w pierwszym dniu pracy. Inspektor ds. zgodności w spółce, której Program Zgodności zmienił się a trakcie 2024 r. poinformował, że wszyscy pracownicy tego operatora zostali przeszkoleni w zakresie nowego brzmienia tego programu. W tym przypadku doszło także do opóźnienia w przeszkoleniu grupy nowych pracowników (11 spośród 551 nowo zatrudnianych osób). W części OSD podstawową formą szkolenia pozostaje e-learning, podczas gdy inne spółki stosują formułę mieszaną lub powróciły do szkoleń wyłącznie stacjonarnych.

Praca Inspektorów ds. zgodności w niektórych spółkach wspomagana jest działaniem lokalnych koordynatorów ds. zgodności, podlegających merytorycznie Inspektorowi ds. zgodności. Z kolei w TAURON Dystrybucja S.A. funkcjonuje Zespół ds. monitorowania realizacji Programu Zgodności, działający w oparciu o „Instrukcję monitorowania Programu Zgodności”, której nowa wersja została przyjęta Zarządzeniem Prezesa Zarządu TAURON Dystrybucja w październiku 2024 r. Zespołowi przewodniczy Inspektor ds. zgodności.

W roku sprawozdawczym Inspektorzy ds. zgodności opiniowali projekty dokumentów, w tym dokumentów zarządczych, projektów pism kierowanych do grup klientów, klauzul w umowach z usługodawcami, a także dokonywali okresowych przeglądów obowiązujących regulacji wewnętrznych i wzorów dokumentów pod kątem spełnienia wymagań określonych w Programie Zgodności. W celu zapewnienia ochrony informacji sensytywnych, dokonywano również bieżącej analizy danych przekazywanych w związku z nadzorem właścicielskim.

Inspektorzy uczestniczą także w projektach realizowanych w obszarach, których znaczenie dla równoprawnego traktowania użytkowników systemu jest kluczowe (np. projekt przystosowania operatora do udziału w systemie CSIRE), a na szczególne uznanie zasługuje aktywność niektórych Inspektorów, którzy z własnej inicjatywy i na swój wniosek włączani są do takich prac.

Inspektorzy ds. zgodności dokonują także interpretacji postanowień Programu Zgodności na wnioski zarządu lub pracowników spółki operatora, udzielają informacji i wyjaśnień w odpowiedzi na pytania dotyczące sposobu postępowania w konkretnych sprawach. Niektórzy Inspektorzy informują o znacznym wzroście w 2024 r. zainteresowania Programem Zgodności oraz rosnącej liczbie konsultacji co do jego treści. Świadczy to o rosnącej wśród pracowników wiedzy i świadomości zarówno znaczenia równoprawnego traktowania użytkowników systemu, jak i roli Inspektora.

Jeden z Inspektorów poinformował o kilku przypadkach konfliktu interesów w reprezentowanej przez niego spółce, w wyniku czego zastosowano karę nagany, karę upomnienia, a w odniesieniu do jednego z pracowników pracodawca wypowiedział umowę o pracę.

W innym przypadku Inspektor ds. zgodności poinformował o naruszeniu związanym z ochroną informacji sensytywnych, polegającym na nieuprawnionym udostępnieniu jednemu z inwestorów danych dotyczących świadczenia przez operatora usług przyłączania do sieci. W przypadku tego samego operatora wystąpiły także zdarzenia noszące znamiona nierównoprawnego traktowania w obszarze związanym z przyłączaniem wytwórców do sieci dystrybucyjnej. W tych sprawach prowadzone są obecnie postępowania karne lub administracyjne.

W jednej ze spółek w trakcie 2024 r. wystąpiły dwie sytuacje budzące wątpliwość Inspektora ds. zgodności co do zgodności działań o obszarze kadrowym operatora z wymogami Programu Zgodności. W tej sprawie Inspektor uruchomił kompleksowy przegląd procesów realizowanych w spółce zobowiązując się do sformułowania rekomendacji działań i przekazania informacji w sprawozdaniu za rok 2025. Inspektor ten wskazał także na wystąpienie problemu łączenia obowiązków pracownika OSD z rolą wytwórcy energii elektrycznej w małej instalacji – w tej sytuacji zadecydowano o ograniczeniu dostępu pracownika do danych pomiarowych w systemach informatycznych operatora.

Po analizie treści złożonych sprawozdań z wykonania Programów Zgodności Prezes URE wezwał Inspektów ds. zgodności wybranych OSD do złożenia dodatkowych wyjaśnień.

W 2024 r. w URE nie odnotowano skarg odnoszących się bezpośrednio do zarzutu naruszenia zapisów Programu Zgodności.

W ocenie Inspektorów ds. zgodności, posiadają oni warunki do niezależnego działania. W trakcie roku sprawozdawczego doszło do zmiany na stanowisku Inspektora ds. zgodności w spółce TAURON Dystrybucja S.A. Inspektorzy oceniają także, że rośnie świadomość znaczenia równoprawnego traktowania użytkowników systemu i znajomość zapisów Programów Zgodności wśród pracowników i członków zarządu poszczególnych spółek.

7.4. ZAMKNIĘTE SYSTEMY DYSTRYBUCYJNE

W 2024 r. Prezes URE kontynuował rozpoznawanie wniosków OSD o stwierdzenie zamkniętych systemów dystrybucyjnych, która to instytucja prawna została wprowadzona do Prawa energetycznego w następstwie nowelizacji dokonanej ustawą z 20 maja 2021 r. Prezes URE na wniosek operatora systemu dystrybucyjnego, stwierdza, w drodze decyzji²²⁷, że system dystrybucyjny na ograniczonym geograficznie obszarze zakładu przemysłowego, obiektu handlowego lub miejsca świadczenia usług wspólnych, do którego sieci przyłączonych jest nie więcej niż 100 odbiorców paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwach domowych, jest zamkniętym systemem dystrybucyjnym, jeżeli w odniesieniu do całego zakresu prowadzonej działalności w zakresie dystrybucji energii elektrycznej lub paliw gazowych:

- 1) ze szczególnych względów technicznych lub bezpieczeństwa procesy eksploatacji lub wytwarzania dokonywane przez użytkowników tego systemu są zintegrowane lub
- 2) 50 proc. ilości dystrybuowanej rocznie energii elektrycznej lub paliw gazowych jest zużywane przez właściciela lub operatora systemu dystrybucyjnego, lub przedsiębiorstwa powiązane z tym właścicielem lub operatorem.

W 2024 r. Prezes URE, na wniosek OSD, wydał jedną decyzję stwierdzającą zamknięty system dystrybucyjny, ponadto kontynuował rozpoznawanie złożonego w 2023 r. wniosku OSD o stwierdzenie zamkniętego systemu dystrybucyjnego, który do końca okresu sprawozdawczego nie znalazł swego rozstrzygnięcia.

W 2024 r. wpłynął również jeden wniosek o zmianę wydanej decyzji stwierdzającej zamknięty system dystrybucyjny, który nie został jeszcze rozpoznany.

²²⁷ Zgodnie z art. 9da ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

7.5. WYZNACZANIE PRZEDSIĘBIORSTWA ENERGETYCZNEGO DO PEŁNIENIA FUNKCJI OPERATORA OGÓLNODOSTĘPNEJ STACJI ŁADOWANIA ORAZ DOSTAWCY USŁUG ŁADOWANIA

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,
- 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.

7.6. TARYFOWANIE

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

- 1) operatora systemu przesyłowego (OSP) – dla podmiotów korzystających z usługi przesyłania na podstawie umowy przesyłowej,
- 2) operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD), 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 – PSE S.A.

Od 1 stycznia 2024 r. obowiązywała zatwierdzona 15 grudnia 2023 r. przez Prezesa URE taryfa 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 w 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), którzy 1 lipca 2007 r. dokonali rozdzielenia działalności

Od 1 stycznia 2024 r. obowiązywały zatwierdzone 15 grudnia 2023 r. taryfy operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD). 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 załącznikami zostały one przekazane poszczególnym OSD w trakcie prowadzonych postępowań administracyjnych.

Dodatkowo, na stronie internetowej URE²²⁸ 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 (OSD), 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 URE²²⁹. 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.

²²⁸ <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/zalozenia-dla-kalkulacji/12453,Informacja-w-sprawie-kalkulacji-taryf-OSD-na-2025-r.html>

²²⁹ Art. 47 ustawy – Prawo energetyczne.

Zatwierdzanie taryf dla przedsiębiorstw tzw. energetyki przemysłowej

Prezes URE, oprócz taryf dla OSP, OSD i sprzedawców pełniących funkcję sprzedawców z urzędu, zatwierdza również taryfy dla energii elektrycznej dla tzw. przedsiębiorstw energetyki przemysłowej, w tym dla przedsiębiorstw, które nie miały obowiązku rozdzielania działalności związanej z dystrybucją i obrotem energią elektryczną. Przedsiębiorstwa energetyki przemysłowej pełnią rolę Operatorów Systemu Dystrybucyjnego Elektroenergetycznego, których sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową OSP – stąd ich skrótowe określenie „OSDn”.

Taryfy OSDn zatwierdzane są w zakresie działalności związanej z dystrybucją energii elektrycznej, w odniesieniu do odbiorców wszystkich grup taryfowych na wszystkich poziomach napięć.

Przedsiębiorstwa, przedstawiając taryfy do zatwierdzenia, zobowiązane są dołączyć wymagany materiał analityczny, pozwalający na stwierdzenie zasadności proponowanych zmian cen i stawek opłat oraz zgodności przedłożonego tekstu taryfy z obowiązującymi przepisami prawa.

Jednym z wielu analizowanych zagadnień w trakcie trwania procesu taryfowego jest weryfikacja stopnia zmiany (spadku/wzrostu) płatności dla poszczególnych grup odbiorców według proponowanych cen i stawek opłat względem cen i stawek opłat dotychczas obowiązujących. W tym miejscu należy podkreślić, że jest to działanie wspomagające i dodatkowe, a nie decydujące o wysokości nowych stawek opłat.

Ze względu na specyfikę działalności przedsiębiorstw energetycznych i jej różnorodność, mającą wpływ na poziomy ponoszonych przez nie kosztów, wartości obowiązujących stawek opłat, jak również zróżnicowane stopnie wykorzystania mocy oraz poboru energii elektrycznej przez odbiorców, nie zawsze udaje się osiągnąć efekt niższych płatności, chociażby przez fakt dodania do kosztów zakupu usług dystrybucyjnych, kosztów własnych, czy wielkości zwrotu z zaangażowanego kapitału.

Wskazać należy, że nie wszystkie koszty prowadzenia działalności przez OSDn są kosztami uzasadnionymi do kalkulacji stawek opłat. Weryfikację w tym zakresie prowadzi Prezes URE w trakcie rozpatrywania składanych wniosków taryfowych OSDn.

Dodatkowym elementem taryf dla usług dystrybucji energii elektrycznej, który mógł w sposób zasadniczy wpłynąć na wynik finansowy przedsiębiorstw, także na zmianę poziomu płatności odbiorców, jest konieczność uwzględnienia przy ustalaniu przychodu regulowanego, stosownie do przepisów rozporządzenia taryfowego elektroenergetycznego, salda konta regulacyjnego wynikającego z różnicy pomiędzy przychodami planowanymi w taryfie na wskazany w przepisach rok, a faktycznie uzyskanymi przychodami w tym roku. Saldo to wpływa zarówno *in plus*, jak i *in minus* na wartość przychodu regulowanego będącego podstawą wyliczenia wnioskowanych, w bieżącym postępowaniu administracyjnym, stawek opłat.

W wyniku przeprowadzonej weryfikacji formalnej i merytorycznej, w efekcie końcowym zatwierdzania taryf, wydawane są decyzje informujące o zatwierdzeniu taryf dla tych przedsiębiorstw. Stawki opłat zawarte w zatwierdzanych taryfach oparte zostają na poziomach kosztów uznanych przez Prezesa URE za uzasadnione oraz skalkulowane z zachowaniem należytej staranności zmierzającej do ochrony interesów odbiorców, w tym zaliczanych do grup taryfowych G, przy jednoczesnym równoważeniu interesów przedsiębiorstw energetycznych.

7.7. INSTRUKCJE RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI

W 2024 r. Prezes URE pięciokrotnie zatwierdził zmiany IRiESP dla OSP (PSE S.A.).

W zakresie IRiESD dla OSD, zatwierdzono zmiany tych Instrukcji:

- pięciokrotnie dla PGE Dystrybucja S.A.,
- siedmiokrotnie dla ENEA Operator Sp. z o.o.,

- sześciokrotnie dla Stoen Operator Sp. z o.o.,
- sześciokrotnie dla ENERGA-OPERATOR S.A.,
- czterokrotnie dla TAURON Dystrybucja S.A.

Ponadto Prezes URE zatwierdził Instrukcję dla Energomedia Sp. z o.o.

Wszystkie decyzje dostępne są na stronie BIP URE²³⁰.

Obowiązkowi zatwierdzenia nie podlega IRiESD opracowywana przez OSD będącego przedsiębiorstwem zintegrowanym pionowo, obsługującym mniej niż 100 tys. odbiorców przyłączonych do systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego wchodzącego w skład tego przedsiębiorstwa²³¹. Prezes URE jednakże cyklicznie monitoruje, czy IRiESD opracowywane przez ww. podmioty spełniają wymagania określone w ustawie – Prawo energetyczne. Pozwala to na bieżące skorygowanie ewentualnych nieprawidłowości oraz wskazanie na konieczność analizy i aktualizacji Instrukcji według zmieniających się przepisów rynku energii.

W 2024 r. przeprowadzono weryfikację IRiESD, o których mowa w art. 9g ustawy – Prawo energetyczne, pod kątem sprawdzenia ich zgodności z obowiązującymi przepisami prawa, w tym procedury wprowadzania i aktualizacji IRiESD. Monitorowanie obejmowało m.in. wprowadzenie do instrukcji odpowiednich regulacji dotyczących dostosowania zapisów w zakresie sprzedawcy rezerwowego i sprzedawcy z urzędu, obowiązku informacyjnego po stronie przedsiębiorstw oraz przestrzeganie parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu, aktualizacji IRiESD poprzez dołączenie istotnych postanowień umowy o świadczenie usług dystrybucji.

W okresie sprawozdawczym przeprowadzono i zakończono monitorowanie 12 przedsiębiorstw będących tzw. „małymi” operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych²³². W wyniku przeprowadzonego monitoringu nie stwierdzono nieprawidłowości dających podstawę do wszczęcia postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej²³³.

7.8. UZGADNIANIE PROJEKTÓW PLANÓW ROZWOJU I MONITOROWANIE REALIZACJI TYCH PLANÓW

Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej realizuje zadania inwestycyjne zgodnie z uzgodnionym z Prezesem URE planem rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną. Projekt planu rozwoju, na podstawie art. 16 ustawy – Prawo energetyczne, podlega uzgodnieniu z Prezesem URE, działającym w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw energii, z wyłączeniem planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się dystrybucją energii elektrycznej, dla mniej niż 300 odbiorców, którym przedsiębiorstwo to dostarcza rocznie łącznie mniej niż 150 GWh tej energii.

Prezes URE uzgadniając plany rozwoju weryfikuje przede wszystkim ich zgodność 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 wymogu²³⁴, zgodnie z którym plany powinny zapewniać długookresową maksymalizację efektywności nakładów i kosztów ponoszonych przez przedsiębiorstwa energetyczne,

²³⁰ <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/inne-decyzje-informacyj/4574,Inne-decyzje-informacje-sprawozdania-opublikowane-w-2024-r.html>

²³¹ Zgodnie z art. 9g ust. 8a ustawy – Prawo energetyczne.

²³² Tj. operatorów, o których mowa w art. 9d ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne.

²³³ Na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 1g ustawy – Prawo energetyczne.

²³⁴ O którym mowa w art. 16 ust. 10 ustawy – Prawo 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.

Operator systemu przesyłowego (OSP)

W 2024 r. Prezes URE uzgodnił projekt planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2025–2034, przedłożony przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego (PSE S.A.). Proces uzgodnieniowy został zapoczątkowany w marcu 2024 r., kiedy to operator poddał przywołany projekt pod konsultacje publiczne (projekt planu rozwoju był dostępny na stronie internetowej przedsiębiorstwa), a w dalszej kolejności uzupełnił treści dokumentu o stosowne uwagi i komentarze, wniesione przez strony w trakcie konsultacji.

W ramach przywołanego projektu planu rozwoju, zostały uzgodnione nakłady inwestycyjne do zrealizowania przez operatora przesyłowego w latach 2025–2034 na poziomie 66 425,76 mln zł (dane w cenach stałych z 2024 r.). W roku sprawozdawczym 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 przesyłowego w latach 2023–2032 na poziomie 36 619,4 mln zł (dane w cenach stałych z 2022 r.).

Ponadto, wypełniając ustawowy obowiązek²³⁵, OSP przedstawił Prezesowi URE coroczne sprawozdanie z wykonania dotychczas obowiązującego planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023–2032, informując tym samym o wykonaniu planowanych nakładów inwestycyjnych w 2023 r. na poziomie 1 849,6 mln zł (tj. 76 proc. planowanych na 2023 r. nakładów inwestycyjnych w wysokości 2 433,66 mln zł w cenach stałych 2023 r.)

Operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD)

W 2024 r. obowiązywały uzgodnione przez Prezesa URE w 2023 r. plany rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną obejmujące lata 2023–2028 pięciu największych operatorów systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego (OSD).

Łączne nakłady inwestycyjne pięciu OSD uzgodnione do wydatkowania w 2024 r. (w cenach stałych 2023 r.) wynosiły 12 117,8 mln zł.

W 2024 r. aktualizację projektu planu rozwoju przedłożyło dwóch OSD. Jedno z postępowań zostało zakończone uzgodnieniem przedmiotowej aktualizacji, drugie stało się bezprzedmiotowe ze względu na występujące m.in. braki formalno-prawne.

Tabela 28. Łączne uzgodnione nakłady inwestycyjne pięciu największych OSD uwzględniające nakłady wynikające z uzgodnionej aktualizacji planu rozwoju na rok 2025 jednego z OSD

	PLAN UZGODNIONY na lata 2023–2028 [ceny stałe 2023 – tys. zł]						Razem
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028
SUMA	9 927 355	12 117 754	12 820 436	12 134 522	12 687 607	13 057 041	72 744 715

Źródło: URE.

²³⁵ Wynikający z art. 16 ust. 18 ustawy – Prawo energetyczne.

W 2024 r. OSD, wypełniając obowiązek dotyczący przedstawienia Prezesowi URE corocznego sprawozdania z wykonania planu rozwoju przedstawili dane za rok 2023, informując tym samym o wykonaniu planowanych nakładów inwestycyjnych w tym roku na poziomie 11 700, 729 mln zł (dane w cenach 2023 r.).

Przedsiębiorstwa energetyki przemysłowej (OSDn)

W przypadku monitorowania obowiązku uzgadniania projektów planu rozwoju z Prezesem URE, ustalono, że w 2024 r. zobligowanych do przedłożenia było 9 przedsiębiorstw energetyki przemysłowej (OSDn). Wpłynęło 11 planów rozwoju, w tym 2 przypadki powinny obejmować aktualizację uzgodnionych planów, a nie nowe plany. Ponadto, 5 przedsiębiorstw przedłożyło do uzgodnienia swoje plany rozwoju, które zgodnie z art. 16 ust. 13 zostały zwolnione z przedmiotowego obowiązku. W związku z powyższym 5 postępowań stało się bezprzedmiotowych (w przypadku 1 przedsiębiorstwa postępowanie o uzgodnienie planu rozwoju zakończyło się w 2025 r.). Dodatkowo 2 przedsiębiorstwa przedłożyły pisma informujące o zwolnieniu z obowiązku uzgadniania planów i aktualizacji. Nie wszystkie przedsiębiorstwa przedłożyły projekty w ustawowym terminie do 30 kwietnia 2024 r.²³⁶

Dodatkowo, 16 przedsiębiorstw było zobligowanych do przedłożenia aktualizacji planu rozwoju. Projekty aktualizacji planu rozwoju przedłożyło 10 przedsiębiorstw zobligowanych i 4 przedsiębiorstwa, których postępowania o uzgodnienie aktualizacji planu stały się bezprzedmiotowe w związku z art. 16 ust. 13 ustawy – Prawo energetyczne. Z 16 przedsiębiorstw zobligowanych do przedłożenia aktualizacji planu rozwoju, 2 przedsiębiorstwa przedłożyły nowe projekty planów rozwoju i 4 przedsiębiorstwa nie wywiązały się z przedmiotowego obowiązku, nie przedstawiając swoich projektów aktualizacji planu rozwoju. W związku ze zidentyfikowanymi naruszeniami zostaną wszczęte odpowiednie postępowania w sprawie nałożenia kar pieniężnych.

W 2024 r. uzgodniono łącznie 8 projektów planów rozwoju, z czego 2 projekty planów rozwoju OSDn, które wpłynęły w 2024 r. i 6 projektów planu rozwoju z 2023 r. oraz łącznie 9 aktualizacji planów rozwoju, z czego 4 aktualizacje planu rozwoju z 2024 r. i 5 aktualizacji planu rozwoju z 2023 r. Wydłużenie prowadzonych postępowań o uzgodnienie planów rozwoju spowodowane było wejściem w życie ustawy z 28 lipca 2023 r. Zmianie uległo dotychczasowe brzmienie przepisów art. 16 ustawy – Prawo energetyczne, który określa nowy (bardziej rozbudowany) tryb oraz kryteria sporządzania, przedkładania oraz uzgadniania planów rozwoju. Ponadto, w związku z powyższą zmianą, 3 postępowania o uzgodnienie projektu planu rozwoju procedowane od 2023 r. stały się bezprzedmiotowe.

Obowiązkiem przedłożenia do 30 kwietnia 2024 r. sprawozdania z realizacji planu rozwoju za 2023 r. zostały objęte 43 przedsiębiorstwa energetyczne: 37 przedsiębiorstw energetyki przemysłowej, posiadające status operatora systemu dystrybucyjnego (OSDn), 5 największych OSD (OSDp) oraz operator systemu przesyłowego (OSP). W ustawowym terminie sprawozdania z realizacji planu rozwoju przedstawiło 5 OSDp, OSP oraz 31 OSDn, natomiast 1 przedsiębiorstwo przedłożyło sprawozdanie po upływie obowiązującego terminu oraz 5 przedsiębiorstw energetyki przemysłowej nie wypełniło obowiązku i nie przedłożyło swoich sprawozdań. Dodatkowo, 19 przedsiębiorstw nie objętych obowiązkiem przedkładania sprawozdań z realizacji planu rozwoju przedstawiło takie sprawozdania.

²³⁶ Art. 16 ust. 15b ustawy – Prawo energetyczne

7.9. WARUNKI PRZYŁĄCZANIA PODMIOTÓW DO SIECI I ICH REALIZACJA ORAZ PROBLEMY Z TYM ZWIĄZANE

Przedsiębiorstwa energetyczne, zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej, objęte są obowiązkiem zamieszczania (aktualizowanych i upublicznianych na stronie internetowej przedsiębiorstwa co najmniej raz na kwartał) informacji na temat podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródeł do sieci elektroenergetycznej o napięciu powyżej 1 kV oraz dostępnej mocy przyłączeniowej dla tych źródeł²³⁷. W roku sprawozdawczym Prezes URE przeprowadził monitoring realizacji tego obowiązku. W jego wyniku stwierdzono, że pięć największych OSD zamieszczało dane objęte obowiązkiem terminowo, niezwłocznie po zakończeniu każdego kwartału kalendarzowego.

Wypełnianie przywołanego obowiązku przez grupę przedsiębiorstw energetyki przemysłowej (tzw. OSDn), było w większości realizowane terminowo lub z nieznacznym opóźnieniem (przedsiębiorstwa uzupełniły dane w następstwie kilku dni po zakończeniu kwartału, dochowując tym samym trzymiesięcznej częstości publikacji danych).

Zidentyfikowano przypadki niedopełnienia przedmiotowego obowiązku. Uchybienia polegały najczęściej na braku informacji lub przedstawieniu niepełnych bądź nieaktualnych informacji.

Uwzględniając jednak fakt, że publikowane przez niektóre przedsiębiorstwa dane w roku wcześniejszym zawierały drobne uchybienia lub nieścisłości w stosunku do wymogów ustawowych w zakresie wymaganych informacji, jak też znajdowały się na kilku różnych stronach internetowych przedsiębiorstw, Prezes URE, celem przypomnienia przedsiębiorstwom o ciążyącym na nich obowiązku, przesłał im stosowną informację w tym zakresie (zamieszczoną także na stronie internetowej URE²³⁸).

W związku z opisanym monitoringiem w kontekście zapewnienia bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej poprzez umożliwienie wytwórcom energii niedyskryminującego dostępu do sieci, przeanalizowano przypadki, w których odmówiono wytwórcom wydania warunków przyłączenia do sieci dystrybucyjnej (w świetle informacji prezentowanych przez OSD na ich stronach internetowych o dostępności mocy przyłączeniowej dla źródeł).

ENEA Operator Sp. z o.o. odnotowała przypadki odmów wydania warunków przyłączenia do sieci dystrybucyjnej dla źródeł energii elektrycznej, nie udzieliła odmowy przyłączenia dla mikroinstalacji.

Do najczęstszych powodów technicznych udzielanych odmów przyłączenia dla źródeł energii, spółka zaliczyła brak spełnienia kryterium zapasu łącznej planowanej mocy wytwórczej z zapotrzebowaniem w danym węźle sieciowym do którego nastąpić miałyby przyłączenie, przekroczenia dopuszczalnego poziomu napięcia w sieci dystrybucyjnej, a także przeciążenia parametrów sieci.

Jednocześnie OSD poinformował, że do jego sieci na koniec 2024 r. przyłączonych było ponad 7,2 GW mocy z OZE z uwzględnieniem mikroinstalacji. Dodatkowo OSD wskazał, że ważnych wydanych warunków przyłączenia oraz zawartych umów o przyłączenie do sieci ENEA Operator Sp. z o.o. jest na blisko 6,1 GW. Dodatkowo spółka przekazała, że uwzględniając przyłączone, z wydanymi warunkami oraz podpisanymi umowami OSDn-y o charakterze wytwórczym, wówczas moc jest na poziomie 14,4 GW. Magazyny energii przyłączone, z wydanymi warunkami oraz podpisanymi umowami to kolejne 0,6 GW. Zapotrzebowanie maksymalne odbiorców spółki w 2024 r. wyniosło niecałe 3,6 GW. Według spółki nie bez znaczenia pozostaje fakt, że w okresie 2018–2024 odnotowała wpływ 18,5 tys. wniosków o wydanie warunków przyłączenia dla OZE dla WN i SN na łączną moc zgłoszoną we wnioskach o przyłączanie na poziomie 86,8 GW. Zatem poziom zainteresowania przyłączenia OZE do sieci ENEA Operator Sp. z o.o. był wielokrotnie wyższy od poziomu, który można uznać za zasady wobec potrzeb odbiorców energii elektrycznej.

²³⁷ Art. 7 ust. 8l ustawy – Prawo energetyczne.

²³⁸ <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/obowiazki-sprawozdawcze/energia-elektryczna/10925,Informacja-dla-operatorow-systemu-elektroenergetycznego-przesylowego-i-dystrybuc.html?search=951362687>

ENERGA-OPERATOR S.A. poinformowała, że przeważa liczba odmów przyłączenia źródeł, których miejsce przyłączenia usytuowane jest w głębi sieci średniego napięcia, a których nie dotyczy publikowana informacja o wartości łącznej dostępnej mocy przyłączeniowej dla źródeł. Wynika to z tego, że zgodnie z obowiązkiem ustawowym, przedsiębiorstwo energetyczne jest zobowiązane do publikacji informacji o wartości łącznej dostępnej mocy przyłączeniowej dla źródeł z podziałem na stacje elektroenergetyczne lub ich grupy wchodzące w skład sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym.

Ograniczenia utrudniające rozwój OZE mają charakter techniczny i wynikają z ograniczeń sieci elektroenergetycznej do wyprowadzenia mocy ze źródeł o charakterze rozproszonym. W przypadku dużych źródeł OZE, przyłączanych do sieci 110 kV, będącej siecią zamkniętą koordynowaną przez OSP, występujące ograniczenia związane są z problemami przeciążeniowymi linii 110 kV, a także coraz częściej linii przesyłowych (220 kV i 400 kV) i autotransformatorów (nn/110 kV) – wykazywanymi w ekspertyzach przyłączeniowych wykonywanych dla poszczególnych źródeł.

Obecnie wspomniane ograniczenia występują m.in. w relacji OSD-OSP, oraz na styku z sąsiadującymi OSD, na terenie których, na etapie wykonywania ekspertyz dla planowanych źródeł zlokalizowanych na terenie działania ENERGA-OPERATOR S.A. pojawiają się przeciążenia linii WN. Stosunkowo często te linie nie są ujęte w Planie Rozwoju danego OSD do modernizacji (lub OSP), co skutkuje koniecznością odmowy zawarcia umowy o przyłączenie.

Moce pojedynczych elektrowni OZE w sieci SN i nn są wielokrotnie mniejsze niż w sieci 110 kV, jednak liczba przyłączy jest znacznie większa, a więc skala ograniczeń technicznych statystycznie także jest większa. W sieci SN problemy techniczne częściej związane są z przekraczaniem dopuszczalnych poziomów napięć niż z przeciążaniem linii SN (problem przeciążania linii SN jest marginalny). Wykonywane ekspertyzy coraz częściej wskazują także na możliwość potencjalnego przeciążania się transformatorów 110 kV/SN w stacjach GPZ, z których zasilana jest dana sieć SN. Brak ujęcia danej inwestycji sieciowej w Planie Rozwoju skutkuje odmową przyłączenia OZE do sieci.

W przypadku sieci nn-0,4 kV należy rozróżnić dwa sektory OZE. Jeden to sektor mikroinstalacji przyłączanych w trybie warunków przyłączenia, drugi to sektor mikroinstalacji prosumenckiej przyłączanej na zgłoszenie. Ograniczenia w rozwoju mikroinstalacji z pierwszego sektora są analogiczne do generacji rozproszonej w sieci SN. W przypadku mikroinstalacji prosumenckiej przyłączanej na zgłoszenie nie istnieją ograniczenia formalne (takie jak określenie Warunków Przyłączenia) w ich rozwoju. Jednak nie wynika to z braku negatywnego wpływu na sieć a z tego, że przyłączanie mikroinstalacji prosumenckich (głównie instalacji fotowoltaicznych) odbywa się na zgłoszenie i nie wymaga określenia warunków przyłączenia i oceny wpływu na sieć. Nie ma więc formalnych ograniczeń co do liczby źródeł prosumenckich współpracujących z siecią, natomiast problemem staje się wpływ tych źródeł na sieć elektroenergetyczną. Przekraczanie poziomów napięć w sieci nn-0,4 kV na skutek dużej liczby prosumenów, powoduje, że tego typu źródła są odłączane przez zabezpieczenia napięciowe w czasie kiedy mogłyby wytwarzać energię z największą mocą.

PGE Dystrybucja S.A. przedstawiła informację, że w 78 przypadkach odmówiła wydania warunków przyłączenia do sieci dystrybucyjnej wytwórcom, pomimo dysponowania dostępną mocą przyłączeniową dla źródeł na wnioskowanym obszarze. Powyższe odmowy dla każdego złożonego wniosku były skutkiem wyników otrzymanych w indywidualnie przeprowadzonej Analizie lub ekspertyzie wpływu przyłączenia danej jednostki wytwórczej na sieć elektroenergetyczną, wykonanej na postawie „Kryteriów możliwości przyłączenia...”, z której wynikało, że we wnioskowanym miejscu przyłączenia źródła energii elektrycznej nie było dostępnej wnioskowanej mocy przyłączeniowej.

Spółka poinformowała, że rozwój OZE ma miejsce na terenach, na których występuje niskie zaludnienie i na ogół brak jest przemysłu charakteryzującego się poborem energii elektrycznej okresie szczytowej produkcji przez źródła PV.. Z kolei brak dużych odbiorów przy niskim poborze energii elektrycznej ogranicza możliwość przyłączania kolejnych wytwórców, że względu na brak zapotrzebowania na energię elektryczną na danym obszarze.

Dodatkowo w wielu przypadkach Miejskowe Plany Zagospodarowania Przestrzennego nie przewidują lub nie dopuszczają lokalizacji tego typu inwestycji w obszarach przeznaczonych na rozwój budownictwa mieszkaniowego, usług i przemysłu.

PGE Dystrybucja S.A. poinformowała o 1 381 przypadkach odmów dla jednostek wytwórczych typu OZE i 9 przypadkach odmów dla jednostek wytwórczych innych niż OZE.

Ponadto przekazała, że na terenie działania PGE Dysydencja S.A. moc zainstalowana jednostek wytwórczych przyłączonych bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej przedsiębiorstwa wynosi ok. 10,3 GW, natomiast maksymalna godzinowa wartość obciążenia OSD w 2024 r. wyniosła ok. 6,6 GW.

Stoen Operator Sp. z o.o. poinformowała o niezaistnieniu w 2024 r. przypadków odmowy wydania wytwórcom warunków przyłączenia do sieci dystrybucyjnej. Spółka ta dysponuje siecią dystrybucyjną o specyfice działania w warunkach typowo miejskich, w silnie zurbanizowanej infrastrukturze z niewielkimi obszarami wolnej przestrzeni pod nową zabudowę, co ogranicza stosowanie części technologii OZE.

Pomimo wspomnianych ograniczeń, w 2024 r. do spółki wpłynęła duża liczba (w porównaniu do lat wcześniejszych) wniosków o określenie warunków przyłączenia instalacji wytwórczych (więcej o 29 szt. w stosunku do 2023 r.), co przełożyło się na rosnącą liczbę wydanych warunków przyłączenia. Spółka zaobserwowała rosnące zainteresowanie przyłączaniem instalacji odnawialnych źródeł energii, wykorzystujących do wytwarzania energii energię promieniowania słonecznego, o coraz to wyższych mocach, przy czym wyprodukowana energia z tych instalacji jest wykorzystywana w pierwszej kolejności na potrzeby własne obiektów klientów. Spółka wskazała, że wśród wniosków złożonych w 2024 r. o określenie warunków przyłączenia, praktycznie wszystkie dotyczyły przyłączania instalacji fotowoltaicznych, które lokalizowane będą m.in. na dachach obiektów wielkopowierzchniowych, a wnioskowane moce sięgały 930 kW.

W 2024 r. spółka zaobserwowała mniejszą liczbę przyłączonych mikroinstalacji na zgłoszenie, jednak średnia moc zainstalowana pojedynczej instalacji wzrosła o ok. 2 kW, co wskazuje na zwiększone zainteresowanie instalacjami o sumarycznie wyższych mocach.

TAURON Dystrybucja S.A. poinformowała, że nie odmówiła wydania warunków przyłączenia do sieci dystrybucyjnej przedsiębiorstwom zajmującym się wytwarzaniem energii elektrycznej, jeżeli w danym miejscu sieci dystrybucyjnej istniała dostępna moc przyłączeniowa wyznaczona w sposób wskazany w art. 7 ust. 81 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, a więc jako moc dla grupy stacji elektroenergetycznych wchodzących w skład sieci o napięciu znamionowym 110 kV.

W przypadku, gdy w danym miejscu sieci dystrybucyjnej dostępna była mniejsza moc niż wnioskowana przez zainteresowany podmiot, spółka każdorazowo przekazywała informację o dostępnej mocy.

Operator poinformował, że za najistotniejsze ograniczenia utrudniające rozwój odnawialnych źródeł wytwórczych, uważa:

- brak pełnych informacji o warunkach pracy w danym roku KSE w podziale na obszary usług sieciowych w sieci przesyłowej, z wyodrębnieniem:
 - okresowego zapotrzebowania na moc;
 - przyłączonej i planowanej do przyłączenia w oparciu o wydane warunki przyłączenia mocy OZE - łącznie w sieci przesyłowej i dystrybucyjnej;
 - przyłączonej i planowanej do przyłączenia w oparciu o wydane warunki przyłączenia mocy i pojemności magazynów energii elektrycznej – łącznie w sieci przesyłowej i dystrybucyjnej;
 - występujących okresowo problemach w zbilansowaniu KSE oraz wprowadzonych nierynkowych ograniczeniach generacji OZE,
- występowanie przez podmioty zainteresowane budową OZE o wydanie warunków przyłączenia do sieci dystrybucyjnej w miejscach znacznie oddalonych od odbiorców zdolnych wykorzystać produkowaną przez nich energię elektryczną i/lub miejscach, gdzie sieć dystrybucyjna TD jest słabo rozwinięta,

- nie zawieranie przez część podmiotów występujących o przyłączenie OZE i/lub magazynu energii elektrycznej umów o przyłączenie przekazywanych wraz z wydawanymi warunkami przyłączenia do sieci dystrybucyjnej TD (blokowanie dostępnych mocy przyłączeniowych).

Tabela 29. Liczba wydanych wytwórcom odmów zawarcia umowy o przyłączenie do sieci dla wniosków złożonych w 2024 r. lub poprzednim, według stanu na 31 grudnia 2024 r.

Wyszczególnienie	Liczba wydanych przez operatorów odmów zawarcia umowy o przyłączenie do sieci dla wniosków wytwórców złożonych w 2024 r. lub poprzednim				
	ENEA	ENERGA	PGE Dystrybucja	Stoen Operator	TAURON Dystrybucja
Źródła konwencjonalne	14	12	9	0	3
elektrownie na węglu brunatnym					
elektrownie na węglu kamiennym					
elektrownie gazowe	14		2		3
pozostałe elektrownie		12	7		
Odnawialne źródła energii elektrycznej	1 693	2 513	1 381	0	393
elektrownie wodne		4	2		1
elektrownie wiatrowe	58	61	10		5
elektrownie biogazowe	14	49	34		3
elektrownie biomasowe	1	1	1		0
elektrownie słoneczne	1 612	2 335	1 334		384
pozostałe elektrownie	8	63	0		0
RAZEM	1 707	2 525	1 390	0	396

Źródło: URE na podstawie danych OSD.

Oddziały terenowe URE każdego roku monitorują działalności operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych w zakresie terminowości wydawania warunków przyłączenia do sieci, odmów wydawania tych warunków oraz sposobu realizacji umów o przyłączenie.

Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej są obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do tej sieci, na zasadzie równoprawnego traktowania i przyłączania, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania energii elektrycznej, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne odmówi zawarcia umowy o przyłączenie do sieci lub przyłączenia w pierwszej kolejności instalacji odnawialnego źródła energii, jest obowiązane niezwłocznie pisemnie powiadomić o odmowie jej zawarcia Prezesa URE i zainteresowany podmiot, podając przyczyny odmowy. Warto w tym miejscu zauważyć, że ustawodawca rozszerzył obowiązki przedsiębiorstw energetycznych odmawiających przyłączenia do swojej sieci z przyczyn ekonomicznych. Od 21 grudnia 2022 r. przedsiębiorstwa takie zobowiązane są do wskazania wnioskodawcy szacowanej wysokości opłaty za przyłączenie, za którą skłonne byłyby zawrzeć umowę o przyłączenie do sieci na warunkach pozataryfowych, wraz z informacją o możliwości zażądania przedstawienia sposobu kalkulacji tej opłaty. Na żądanie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie do sieci przedsiębiorstwo sieciowe zobowiązane jest przekazać w terminie 14 dni informację o sposobie kalkulacji opłaty z wyszczególnieniem przyjętych istotnych elementów nakładów inwestycyjnych.

Monitorowanie wywiązywania się przez przedsiębiorstwa energetyczne z ich obowiązków w zakresie przyłączania do sieci elektroenergetycznej odbywa się wielopłaszczyznowo.

Przed wszystkim w 2024 r. oddziały terenowe URE przeprowadziły szeroko zakrojony monitoring operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych (240), którym objęto przedsiębiorstwa energetyczne w odniesieniu do ich działalności z roku poprzedniego (2023). Miał on na celu uzyskanie informacji w zakresie przyłączeń do sieci elektroenergetycznej, w tym liczby złożonych do przedsiębiorstw wniosków o określenie warunków przyłączenia, liczby wydanych odmów przyłączenia

do sieci z podziałem na przyczyny oraz zweryfikowanie, czy występowały przypadki wydania odmowy przyłączenia do sieci pomimo uprzedniego określenia warunków przyłączenia.

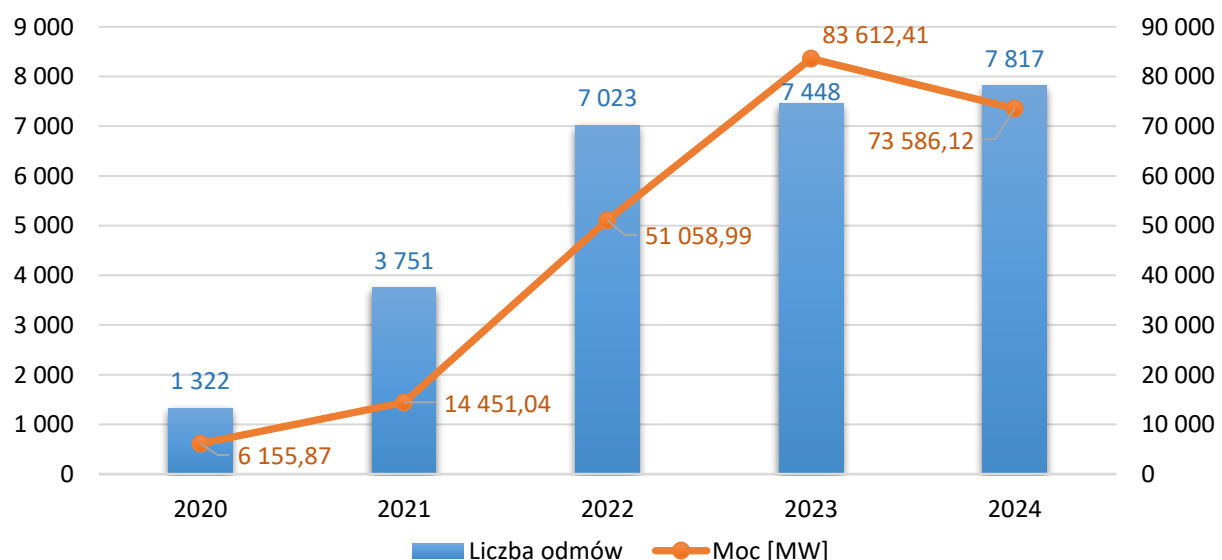
Analiza zebranych informacji wskazuje, że przedsiębiorstwa w większości wywiązują się z obowiązków określonych w art. 7 ust. 1 i 1¹ ustawy – Prawo energetyczne i informują Prezesa URE o odmowach wydania warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. W przypadku stwierdzonych naruszeń – podjęto czynności wyjaśniające. Kolejnym krokiem może być wszczęcie postępowań w sprawie nałożenia na przedsiębiorstwo kary pieniężnej za stwierdzone naruszenia. Prawo energetyczne penalizuje bowiem nieprzestrzeganie obowiązków wynikających z art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, tj. odmowy zawarcia przez przedsiębiorstwo energetyczne umowy o przyłączenie do sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci, gdy żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru, przy czym w przypadku przyłączenia źródła lub magazynu energii elektrycznej moc przyłączeniowa tego źródła lub magazynu energii elektrycznej może być mniejsza lub równa jego mocy zainstalowanej elektrycznej. Ustawodawca przewidział także nałożenie kary pieniężnej na przedsiębiorstwo energetyczne, które nie wypełniło obowiązku niezwłocznego powiadomienia o odmowie Prezesa URE i zainteresowanego podmiotu, podając przyczyny odmowy (art. 7 ust. 1¹ ustawy – Prawo energetyczne).

Oddziały terenowe URE gromadzą ponadto otrzymywane od przedsiębiorstw energetycznych powiadomienia o każdej odmowie wydania warunków przyłączenia do sieci.

Przedsiębiorstwa energetyczne zgłosiły 7 817 odmów wydania warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej wydanych w 2024 r. na łączną moc 73 586,12 MW. Spośród nich – 4 443 odmowy były spowodowane brakiem warunków technicznych przyłączenia do sieci – WT (łączna moc przyłączeniowa: 33 508,55 MW), a 2 196 odmów względami ekonomicznymi – WE (łączna moc przyłączeniowa: 12 637,58 MW). W 1 178 przypadkach odmowa była podyktowana jednocześnie występującym brakiem warunków technicznych, jak i ekonomicznych (łączna moc przyłączeniowa: 27 439,99 MW). Szczegółowe zestawienie danych w tym zakresie przedstawione zostało w Aneksie (tab. A45).

Należy zauważyć, że następuje wzrost liczby odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznej od wielu lat. Nie inaczej było w 2024 r., który przyniósł wzrost liczby odmów przyłączenia o 5 proc. w stosunku do roku poprzedniego, ale już w odniesieniu do łącznej mocy przyłączeniowej nastąpił spadek, który wyniósł (-) 12 proc.

Rysunek 39. Odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej w latach 2020–2024



Źródło: URE.

Odmowy wydawania warunków przyłączenia podmiotów do sieci i sposób realizacji umów o przyłączenie są analizowane także podczas rozpatrywania skarg na działalność przedsiębiorstw energetycznych i wniosków zgłaszanych przez odbiorców oraz prowadzonych postępowań administracyjnych w przedmiocie rozstrzygania sporów o odmowę zawarcia umowy o przyłączenie do sieci. W przeważającej części zgłaszane w roku sprawozdawczym skargi, dotyczyły braku dotrzymania przez OSD zobowiązań umownych w zakresie terminów realizacji przyłączeń do sieci, a ponadto opóźnień w przyłączaniu mikroinstalacji na zgłoszenie oraz poszczególnych kwestii dotyczących technicznych i prawnych aspektów realizacji procesu przyłączenia do sieci, jak również wysokości opłaty za przyłączenie.

W przypadku każdej ze skarg podejmowano adekwatne działania. Przede wszystkim udzielano wyjaśnień i wskazywano możliwe sposoby rozwiązania problemu. W ramach powyższych działań przekazywano zainteresowanym informacje o możliwości wystąpienia z wnioskiem o rozstrzygnięcie przez Prezesa URE sporu dotyczącego odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci. Podejmowano również interwencje w samym przedsiębiorstwie energetycznym, które niejednokrotnie prowadziły do zmiany pierwotnego stanowiska OSD. W zakresie wykraczającym poza kompetencje Prezesa URE, tam, gdzie było to zasadne, informowano o możliwych drogach dochodzenia praw odbiorców energii elektrycznej, m.in. poprzez skorzystanie z pomocy Koordynatora ds. negocjacji przy Prezesie URE, czy też skierowanie sprawy na drogę postępowania sądowego.

7.10. INTELIGENTNE UKŁADY POMIAROWO-ROZLICZENIOWE

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.

Istotną kwestią jest fakt, że 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 pomiarowego²³⁹. Rozporządzenie to określiło 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.

²³⁹ Dz. U. z 2022 r. poz. 788.

Zgodnie z harmonogramem prac wynikającym z art. 20 ustawy z 20 maja 2021 r.²⁴⁰, 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 obowiązek²⁴¹ 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.²⁴²

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 energetyczne²⁴³, 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 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 energetyczne²⁴⁴ 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.

²⁴⁰ 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.

²⁴¹ Art. 11t ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

²⁴² Stosownie do art. 11t ust. 2 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne.

²⁴³ 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.

²⁴⁴ 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.

Tabela 30. 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%
SUMA	19 059 986	19 299 212	101%	5 550 030*	7 383 824	133%	29,12%*	38,26%

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

Źródło: URE na podstawie badania ankietowego operatorów.

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

Grupa taryfowa	OSD RAZEM			
	LZO spełniające wymagania rozporządzenia*		LZO spełniających wymagania 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%
SUMA	12,87%	20,79%	16,25%	17,47%

* 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.

7.11. PRACE NAD ROZWOJEM CENTRALNEGO SYSTEMU INFORMACJI RYNKU ENERGII

Ustawą z 20 maja 2021 r. zostały wprowadzone m.in. przepisy, na podstawie których tworzony jest, przez Operatora Informacji Rynku Energii²⁴⁵, Centralny System Informacji Rynku Energii (CSIRE)²⁴⁶. CSIRE będzie systemem informatycznym służącym do przetwarzania informacji rynku energii na potrzeby realizacji procesów rynku energii elektrycznej oraz wymiany informacji pomiędzy użytkownikami systemu. W CSIRE będą gromadzone oraz przetwarzane dane niezbędne m.in. do zmiany sprzedawcy energii elektrycznej, czy też dokonywania rozliczeń za jej sprzedaż oraz dostarczanie. Dzięki ujednoliceniu standardów informacji przetwarzanych w CSIRE, procesy zachodzące na detalicznym rynku energii elektrycznej w Polsce zostaną znacznie usprawnione i przyspieszone.

Jednym z ważnych elementów dla rozwoju CSIRE było zatwierdzenie przez Prezesa URE, decyzją z 6 kwietnia 2023 r., części IRiESP dotyczącej funkcjonowania centralnego systemu informacji rynku energii oraz współpracy OSP z użytkownikami systemu oraz innymi uprawnionymi podmiotami (IRiESP-OIRE). Obowiązek ten został wprowadzony nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne, dokonaną ustawą z 20 maja 2021 r. Treść IRiESP-OIRE określa art. 9g ust. 5c ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym IRiESP opracowywana przez OSP zawiera wyodrębnioną część dotyczącą szczegółowego sposobu funkcjonowania centralnego systemu informacji rynku energii oraz współpracy operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, działającego jako operator informacji rynku energii, z użytkownikami systemu elektroenergetycznego i innymi podmiotami zobowiązanymi lub uprawnionymi do korzystania z centralnego systemu informacji rynku energii. Dotyczy to przede wszystkim:

- 1) szczegółowego sposobu:
 - a) udostępniania informacji rynku energii uprawnionym użytkownikom systemu elektroenergetycznego i innym podmiotom;
 - b) dostępu do centralnego systemu informacji rynku energii;
 - c) przekazywania informacji do centralnego systemu informacji rynku energii i ich korygowania oraz sposób postępowania w przypadku niezachowania tego sposobu przekazywania lub korygowania informacji,
- 2) standardów wymiany informacji centralnego systemu informacji rynku energii i trybu ich aktualizacji,
- 3) procedur przyłączania systemów informacyjnych użytkowników systemu elektroenergetycznego do centralnego systemu informacji rynku energii,
- 4) wymagań technicznych, w tym w zakresie oprogramowania, jakie spełniają systemy informacyjne współpracujące z centralnym systemem informacji rynku energii,
- 5) procedur awaryjnych stosowanych w przypadku awarii centralnego systemu informacji rynku energii,
- 6) wzoru umowy, o którym mowa w art. 11zg ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne (umowy w celu realizacji procesów rynku energii oraz wymiany informacji rynku energii za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii).

W roku sprawozdawczym zaistniała konieczność wprowadzenia zmian w treści IRiESP-OIRE w kształcie zatwierdzonym w poprzednim roku. Zmiany te wynikały m.in.:

- ze zmian stanu prawnego,
- z realizacji kolejnych etapów wdrażania CSIRE, w szczególności z analizy stosowanych rozwiązań technicznych przy budowie systemu i projektowanych możliwości CSIRE,

²⁴⁵ W myśl art. 11y ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, PSE S.A. została wyznaczona do pełnienia funkcji Operatora Informacji Rynku Energii (OIRE).

²⁴⁶ Zasadniczy pakiet przepisów dotyczących uruchomienia OIRE i wdrożenia CSIRE został ujęty w ustawie – Prawo energetyczne oraz jej nowelizacjach i weszły w życie 3 lipca 2021 r., 2 i 7 września 2023 r.

- z rozszerzenia uprawnień dla Użytkowników profesjonalnych, celem umożliwienia im realizacji swoich obowiązków,
- ze zgłoszeń potrzeb przyszłych interesariuszy CSIRE,
- z doświadczeń nabywanych w toku realizacji projektu,
- z wykrytych błędów językowych.

Zostały one określone w Karcie aktualizacji nr CC/01/2023 IRiESP-OIRE oraz Karcie aktualizacji nr CC/02/2024 IRiESP-OIRE (dwukrotne zatwierdzenie zmiany IRiESP-OIRE przez Prezesa URE). Szczegółowy zakres zmian zawierają decyzje Prezesa URE zatwierdzające ww. Karty aktualizacji, dostępne na stronie BIP URE²⁴⁷.

Ponadto, Prezes URE decyzją z 19 stycznia 2024 r. zatwierdził w części nową IRiESP, tj. z wyłączeniem zakresu obejmującego istotne postanowienia umowy o świadczenie usług przesyłania, której przedmiotem jest umożliwienie sprzedawcom sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom przyłączonym do sieci OSP, dołączanych przez OSP jako część IRiESP zgodnie z art. 9g ust. 5d ustawy – Prawo energetyczne, w tym pkt 6.5.3. oraz rozdziału 14 IRiESP. Prezes URE ww. decyzją ustalił termin wejścia w życie nowej IRiESP, w zakresie wskazanym powyżej, na 14 czerwca 2024 r. Podstawową przyczyną zmiany IRiESP było dostosowanie jej postanowień do aktualnego rozporządzenia systemowego elektroenergetycznego oraz do nowych WDB²⁴⁸.

Istotną sprawą dla prawidłowego funkcjonowania CSIRE jest terminowa instalacja liczników zdalnego odczytu oraz przygotowanie zunifikowanej informacji rynku energii na potrzeby zasilania inicjalnego (migracja danych).

Plan wdrożenia CSIRE zgodnie z terminami ustawowymi uwzględnia m.in. proces migracji danych inicjalnych niezbędnych do jego uruchomienia. Początek pracy CSIRE, w określonym ustawowym terminie tj. 1 lipca 2025 r., wymaga przyjęcia założeń i ograniczeń co do zakresu funkcjonalnego tego systemu.

Kluczowymi procesami dla powodzenia uruchomienia systemu CSIRE są:

- zawarcie umów umożliwiających wymianę informacji i danych za pośrednictwem CSIRE przez wybranych przedsiębiorców działających na rynku energii elektrycznej, wymagany ustawą termin to 3 kwietnia 2024 r.,
- dostosowanie/wdrożenie nowych systemów informatycznych pod kątem nowego modelu procesów rynku energii i wymiany informacji z CSIRE przez podmioty zobowiązane do realizacji procesów rynku energii za pośrednictwem CSIRE,
- rejestracja przez podmioty zobowiązane w systemie CSIRE oraz prowadzenie testów,
- przekazanie OIRE przez OSD informacji o punktach pomiarowych, w postaci elektronicznej, w terminie 39 miesięcy od dnia wejścia w życie ustawy, tj. do 3 października 2024 r.

Mając na względzie kluczową rolę OSD, napięty harmonogram przygotowania CSIRE oraz rolę Prezesa URE w procesie jego przygotowania, w tym obowiązek prowadzenia postępowania oraz ewentualnie nałożenia kary na przedsiębiorstwo, które nie przekaże w terminie danych, od 2021 r. URE monitoruje stan przygotowania OIRE, OSD oraz spółek obrotu do migracji danych do CSIRE.

²⁴⁷ <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/inne-decyzje-informacyj/4574,Inne-decyzje-informacje-sprawozdania-opublikowane-w-2024-r.html>

²⁴⁸ Nowe Warunki Dotyczące Bilansowania, opracowane na podstawie Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące DOKUMENT WYJAŚNIAJĄCY DO NOWEJ INSTRUKCJI RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI PRZESYŁOWEJ strona 2 z 12 bilansowania, zatwierdzonych przez Prezesa URE decyzją z 27 września 2023 r.

7.12. STANDARDY OBSŁUGI ODBIORCÓW

Monitorowanie realizacji celów regulacji jakościowej oraz wypełnienia przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązku publikacji wskaźników jakościowych na swoich stronach internetowych

W ramach realizacji obowiązku wynikającego z § 48 ust. 3 rozporządzenia systemowego elektroenergetycznego, przeprowadzono czynności z zakresu monitoringu zamieszczenia przez przedsiębiorstwa energetyczne wskaźników jakościowych (wskaźników przerw: SAIDI, SAIFI oraz MAIFI) na stronach internetowych tych przedsiębiorstw. Dane za rok 2023 zostały zamieszczone na stronach internetowych OSD zgodnie z terminem określonym w rozporządzeniu tj. do 31 marca 2024 r., zaś dane za rok 2024 powinny być zamieszczone do 31 marca 2025 r.

W przypadku pięciu największych OSD, które zostały objęte powyższym monitoringiem, informacje objęte powyższym obowiązkiem zostały sformułowane poprawnie i zamieszczone terminowo. Nadmienić należy, że wspomniane powyżej wskaźniki jakościowe są wykorzystywane dla celów regulacji pięciu największych OSD.

Dodatkowo, pięciu największych OSD zostało wezwanych do przedstawienia wykonania wskaźników jakościowych określonych dla potrzeb regulacji jakościowej. W 2024 r., przy ocenie wykonania wskaźników jakościowych za rok 2023, uwzględniono modyfikację modelu regulacji jakościowej, która miała miejsce w 2023 r. Wyniki przedstawione przez OSD zostały wykorzystane dla celów tej regulacji.

7.13. KARTA EFEKTYWNEJ TRANSFORMACJI SIECI DYSTRYBUCYJNYCH POLSKIEJ ENERGETYKI

Rok 2024 był kolejnym rokiem obowiązywania „Karty Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki” (KET) – porozumienia zawartego 7 listopada 2022 r. pomiędzy regulatorem sektorowym a branżą dystrybucyjną. Dokument ten określa kluczowe zasady partnerskiego dialogu między interesariuszami sektora dystrybucji a Prezesem URE oraz wskazuje priorytetowe obszary inwestycyjne.

Główne kategorie inwestycyjne OSD określone w KET:

- 1) rozwój sieci niezbędny dla przyłączenia OZE, magazynów energii elektrycznej, e-mobility (w tym zwiększenie przepustowości sieci),
- 2) zmiana struktury sieci WN i SN z napowietrznej na kablową,
- 3) cyfryzacja i automatyzacja,
- 4) liczniki Zdalnego Odczytu,
- 5) przyłączenia Klientów.

Ponadto, od 2024 r. OSD, których sieć nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową (OSDn) oraz organizacje, które deklarują wsparcie realizacji celów KET, również mogą przystąpić do projektu. Służy temu wspólna deklaracja Prezesa URE i zainteresowanego podmiotu. W sumie od 2022 r. do Karty przystąpiło 28 podmiotów, a w samym 2024 r. było ich 23.

W 2024 r. odbyło się pięć spotkań Komitetu Sterującego KET, które poświęcono prezentacji roli poszczególnych uczestników rynku w zapewnianiu bezpieczeństwa dostaw energii oraz ich możliwego zaangażowania w wypełnianie założeń projektu KET.

Ważnym uczestnikiem spotkań byli przedsiębiorcy sektora ciepłowniczego, którzy wspólnie z OSD wypracowują możliwe formy współpracy związanej z integracją sektora elektroenergetycznego i ciepłowniczego. Jednocześnie w październiku 2024 r. w ramach KET powołano zespół zadaniowy ds.

współpracy sektorów elektroenergetyki i ciepłownictwa. Kolejną bardzo ważną grupą interesariuszy zaproszonych przez Prezesa URE do prac w ramach projektu jest branża e-mobility, z którą członkowie Komitetu Sterującego prowadzą dialog nt. potrzeby wzmocnienia oraz rozbudowy sieci przesyłowych i dystrybucyjnych wynikającej z wprowadzenia na rynek samochodów elektrycznych. Wnioski ze spotkań obejmują również możliwość wsparcia infrastruktury sieciowej przez sektor elektromobilności, który jako nowa gałąź przemysłu i gospodarki, może stać się jednym z kluczowych elementów transformacji energetycznej.

Zgodnie z założeniami KET, transformacja energetyczna sieci dystrybucyjnych powinna być realizowana w sposób zaplanowany, tak aby jej koszty były społecznie akceptowalne. W Karcie uzgodniono możliwość różnicowania wynagrodzenia za zaangażowany kapitał, uwzględniając hierarchizację celów inwestycyjnych. Wynagrodzenie to powinno mieć stabilny, długookresowy charakter, a projekty z obszarów uznanych za priorytetowe mogą być dodatkowo premiowane. Możliwość takiej premii została uwzględniona w obowiązującej metodyce kształtowania zwrotu z kapitału (ZK), w tym w zakresie średnioważonego kosztu kapitału (WACC).

Założenia KET zostały uwzględnione w uzgodnionych przez Prezesa URE planach rozwoju OSD na lata 2023–2028, realizowanych w 2024 r., a także przy zatwierdzaniu taryf OSD na 2025 r. Na etapie prac związanych z uzgadnianiem planów rozwoju oraz w trakcie prowadzonych postępowań taryfowych dostrzegalne są wymierne efekty wdrażania założeń Karty Efektywnej Transformacji. Operatorzy systemów dystrybucyjnych coraz wyraźniej dostosowują plany inwestycyjne do priorytetów wskazanych w KET, co przekłada się na większą spójność planowanych działań z kierunkami polityki regulacyjnej. W dokumentach przedkładanych do uzgodnienia zauważalne jest uporządkowane podejście do klasyfikacji inwestycji oraz większe powiązanie pomiędzy planowanymi nakładami a celami strategicznymi. Efekty KET są także widoczne przy ustalaniu poziomu przychodu regulowanego, zgodnie z opublikowanym, na stronie internetowej URE, dokumentem pn. „Metoda określania kosztu zaangażowanego kapitału dla operatorów systemów elektroenergetycznych na lata 2023–2028” w celu realizacji postanowień KET Prezes URE uznał za zasadne wyznaczenie na poszczególne lata okresu 2023–2028 (lata na jakie zostały uzgodnione Plany Rozwoju OSD) stałej bazowej wartości średnioważonego kosztu kapitału (WACC). Dodatkowo, w dokumencie tym wskazano, minimalny poziom premii za reinwestowanie w całym okresie obowiązywania nowej metody tj. w latach 2023–2028. Dodatkowo, Prezes URE uznał za zasadne, powiększenie wielkości bazowej WACC na 2025 r. o premię za reinwestowanie, której poziom będzie podlegał zróżnicowaniu dla poszczególnych OSD w zależności od przyjętych przez OSD priorytetów inwestycyjnych, w tym planowanych do poniesienia nakładów na poszczególne kategorie inwestycyjne wynikające z KET. Takie podejście wzmacnia rolę KET jako dokumentu nie tylko strategicznego, lecz także operacyjnego, realnie wpływającego na decyzje inwestycyjne OSD oraz sposób oceny ich uzasadnienia ekonomicznego przez Prezesa URE.

Ponadto, pięć głównych kategorii inwestycyjnych określonych w KET stało się podstawą opublikowanych 31 lipca 2024 r. Wytycznych Prezesa URE co do kierunku rozwoju sieci i realizacji Inwestycji Priorytetowych dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych oraz wytycznych i zaleceń zapewniających jednolitą formę planów rozwoju, szczegółowo opisanych w pkt 10. Nowe kompetencje Prezesa URE. W wytycznych Prezesa URE dotyczących kierunków rozwoju sieci oraz realizacji inwestycji priorytetowych. Założenia KET zostały również uwzględnione w wytycznych i zaleceniach zapewniających jednolitą formę planów rozwoju, opublikowanych wraz z wytycznymi dotyczącymi kierunków rozwoju sieci oraz realizacji inwestycji priorytetowych.

7.14. OCENA WPŁYWU DWUKIERUNKOWEGO ŁADOWANIA NA REDUKCJĘ KOSZTÓW UŻYTKOWNIKÓW SIECI I ZWIĘKSZENIE UDZIAŁU OZE W SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM

W pierwszej połowie 2024 r. Prezes URE zrealizował obowiązek wynikający z rozporządzenia 2023/1804 w zakresie opracowania oceny potencjalnego wkładu dwukierunkowego ładowania w redukcję kosztów użytkowników i kosztów systemu oraz zwiększenie udziału energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w systemie elektroenergetycznym. Stosownie do art. 15 ust. 4 tego rozporządzenia Prezes URE dokonał oceny na podstawie informacji uzyskanych od OSP i OSD. Opracowana ocena wykazała, że na obszarach działania poszczególnych operatorów nie występują punkty ładowania umożliwiające dwukierunkowe ładowanie – zarówno publiczne, jak i prywatne punkty ładowania. Opracowanie zostało udostępnione na stronie internetowej URE²⁴⁹. Na podstawie wyników oceny, państwa członkowskie wprowadzają, w stosownych przypadkach, odpowiednie środki w celu dostosowania dostępności rozmieszczenia punktów dwukierunkowego ładowania na terenach prywatnych i uwzględniają je w swoim sprawozdaniu z postępów.

7.15. MECHANIZMY REDYSPONOWANIA W POLSCE

W 2024 r. Prezes URE zrealizował obowiązek wynikający z rozporządzenia 2019/943 w zakresie sporządzenia sprawozdania dotyczącego mechanizmów redysponowania w Polsce. Sprawozdanie to zostało opracowane²⁵⁰ w oparciu o raporty dotyczące mechanizmów redysponowania za 2023 r. otrzymane od OSP oraz OSD. Następnie sprawozdanie zostało przedłożone do ACER oraz opublikowane na stronie internetowej URE²⁵¹.

W oparciu o zebrane informacje ustalono następujące ilości energii w MWh i rodzaje źródeł wytwórczych poddanych redysponowaniu w 2023 r.:

- 1) wolumeny redysponowania na polecenie OSP wynoszą:
 - redysponowanie rynkowe (transgraniczne oraz jednostek niebędących centralnie dysponowanymi):
 - zwiększenie generacji o 259 351,6 MWh;
 - redukcja generacji o 34 556,1 MWh;
 - redysponowanie nierynkowe źródeł wiatrowych oraz źródeł fotowoltaicznych, odbywające się poza rynkiem bilansującym:
 - redukcja generacji o 70 234,3 MWh,
- 2) wolumeny redysponowania na polecenie własne w sieciach elektroenergetycznych OSD wynoszą:
 - redysponowanie nierynkowe źródeł fotowoltaicznych oraz wiatrowych, odbywające się poza rynkiem bilansującym:
 - redukcja generacji o 4 162,3 MWh.

Redysponowanie oznacza środek, w tym ograniczenie wytwarzania, aktywowany przez jednego lub większą liczbę operatorów systemów elektroenergetycznych i polega na zmianie schematu wytwarzania, obciążenia, lub obu, aby zmodyfikować przepływy fizyczne w systemie przesyłowym i zmniejszyć fizyczne ograniczenia przesyłowe lub w inny sposób zapewnić bezpieczeństwo systemu²⁵².

²⁴⁹ <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/edukacja-i-komunikacja/publikacje/udzial-oze-w-systemie-elektroe/12018,Ocena-potencjalnego-wkladu-dwukierunkowego-ladowania-w-redukcje-kosztow-uzytown.html>

²⁵⁰ Stosownie do art. 13 ust. 4 rozporządzenia 2019/943.

²⁵¹ <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>

²⁵² Art. 2 ust. 26 rozporządzenia 2019/943.

Zgodnie z art. 13 ust. 1 rozporządzenia 2019/943 redysponowanie jednostkami wytwarzania oraz redysponowanie odpowiedzi odbioru musi opierać się na obiektywnych, przejrzystych i niedyskryminacyjnych kryteriach. Musi być otwarte dla wszystkich technologii wytwarzania, magazynowania energii i odpowiedzi odbioru, w tym tych znajdujących się w innych państwach członkowskich, chyba że jest to technicznie niewykonalne.

Jednostki wytwarzania energii podlegają redysponowaniu prowadzącemu do obniżenia mocy tylko wówczas, gdy nie istnieją inne rozwiązania alternatywne lub jeżeli inne rozwiązania skutkowałyby znacząco niewspółmiernymi kosztami lub powodowały poważne zagrożenia bezpieczeństwa sieci.

W przypadku zastosowania redysponowania, które nie opiera się na zasadach rynkowych, takie redysponowanie podlega rekompensacie finansowej wypłacanej przez operatora systemu, który wydał polecenie redysponowania, na rzecz operatora objętej redysponowaniem jednostki wytwarzania, magazynowania energii lub odpowiedzi odbioru, z wyjątkiem wytwórców, którzy zaakceptowali umowę przyłączeniową niegwarantującą niezawodnych dostaw energii.

PSE S.A. jako OSP odpowiada m.in. za bilansowanie KSE, czyli równoważenie dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na nią. System elektroenergetyczny musi być zbilansowany w każdej jednostce czasu. Jeżeli energii w danym momencie jest za mało lub za dużo w stosunku do zapotrzebowania, może dojść do zakłócenia częstotliwości w systemie oraz przepływów mocy na połączeniach transgranicznych, co z kolei może doprowadzić do niekontrolowanych wyłączeń elementów systemu i w konsekwencji awarii o zasięgu regionalnym. W sytuacji, gdy PSE S.A. identyfikuje możliwość wystąpienia nadwyżki podaży energii elektrycznej w stosunku do zapotrzebowania odbiorców i wymaganego, określonego zgodnie z postanowieniami IRIESP poziomu ujemnej rezerwy mocy, a zakres rynkowych możliwości zmniejszenia podaży energii elektrycznej z wykorzystaniem ofert handlowo-technicznych na rynku bilansującym jest niewystarczający, OSP podejmuje szereg działań, które mają na celu zbilansowanie systemu, w tym w ramach procesów rynku bilansującego ograniczenie do minimum liczby i generowanej mocy jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych przez OSP oraz wykorzystanie możliwości magazynowania energii w elektrowniach szczytowo-pompowych. Ponadto, OSP korzysta z następujących środków: redysponowania jednostek poza rynkiem bilansującym niebędących centralnie dysponowanymi oraz redysponowanie transgraniczne realizowane przy współpracy z sąsiadującymi operatorami systemów przesyłowych. W przypadku gdy powyższe środki okażą się niewystarczające, PSE S.A. wydaje polecenie nierynkowego redysponowania odnawialnych źródeł energii.

Redysponowanie nierynkowe odnawialnych źródeł energii na polecenie OSP jest realizowane jako działanie ostatniej szansy wymagane dla zbilansowania KSE. OSP wydaje takie polecenie:

- bezpośrednio do źródeł przyłączonych do sieci przesyłowej oraz
- pośrednio za pośrednictwem OSD do źródeł przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.

Odnosnie operatorów systemów dystrybucyjnych, z grupy blisko 200 OSD tylko 3 z nich dokonało w 2023 r. redysponowania nierynkowego na własne polecenie. Redysponowanie to dotyczyło źródeł fotowoltaicznych i wiatrowych z powodów wystąpienia zagrożeń bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej w postaci przeciążeń linii i transformatorów oraz zbyt wysokiego napięcia.

Operatorzy systemów elektroenergetycznych są zobligowani do przedkładania Prezesowi URE raportów dotyczących redysponowania przynajmniej raz w roku na mocy obowiązku zawartego w art. 13 ust. 4 rozporządzenia 2019/943, w związku z art. 9c ust. 7q ustawy – Prawo energetyczne (do dnia 1 marca każdego roku). Operatorzy systemów przesyłowych oraz operatorzy systemów dystrybucyjnych przedkładają regulatorowi sprawozdanie dotyczące:

- a) poziomu rozwoju i skuteczności opartych na zasadach rynkowych mechanizmów redysponowania w odniesieniu do jednostek wytwarzania energii, magazynowania energii oraz odpowiedzi odbioru,
- b) ilości energii w MWh i rodzajów źródeł wytwórczych poddanych redysponowaniu wraz z uzasadnieniem,
- c) środków zastosowanych w celu zmniejszenia w przyszłości potrzeby redysponowania prowadzącego do obniżenia mocy w odniesieniu do jednostek wytwarzania wykorzystujących

odnawialne źródła energii lub wysokosprawną kogenerację, łącznie z inwestycjami w cyfryzację infrastruktury sieci i w usługi zwiększającymi elastyczność.

Na tej podstawie regulator przedkłada sprawozdanie ACER oraz publikuje podsumowanie danych, o których mowa w lit. a, b i c powyżej, w razie konieczności wraz z zaleceniami dotyczącymi usprawnień.

W 2024 r. ze względu na nie złożenie w terminie raportów dotyczących redysponowania przez większość OSE, Prezes URE wzywał pisemnie do ich przedłożenia. Należy zauważyć, że ustawa – Prawo energetyczne, w art. 56 ust. 1 pkt 1d sankcjonuje karą pieniężną brak terminowego składania sprawozdań o których była mowa wyżej.

8. BEZPIECZEŃSTWO DOSTARCZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ

8.1. BILANS MOCY

Prezes URE monitoruje funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego w zakresie bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej²⁵³, m.in. w oparciu o informacje z pracy KSE – opracowywane i przekazywane codziennie przez operatora systemu przesyłowego. Dodatkowo zwrócono się do pięciu największych, sieciowych przedsiębiorstw dystrybucyjnych o udzielenie informacji na temat utrzymywania przez nie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej oraz współpracy z OSP w utrzymaniu odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy koordynowanej sieci 110 kV²⁵⁴. W odpowiedzi, poszczególne OSD udzieliły szczegółowych wyjaśnień oraz przedstawiły informacje na temat przerw w dostawach energii elektrycznej spowodowanych awariami sieciowymi w 2024 r., występujących na poszczególnych obszarach dystrybucji.

W efekcie pozyskania danych z pracy KSE, dotyczących bilansu, struktury, rezerw i ubytków mocy, poniżej zaprezentowano analizę głównych wielkości wchodzących w skład tego bilansu, uznając je jednocześnie za kluczowe parametry do zajęcia stanowiska w kwestii dostarczania energii elektrycznej do odbiorców na poziomie bezpiecznym.

Monitorowanie poziomu mocy elektrycznej zainstalowanej oraz osiągalnej w KSE

Operator systemu przesyłowego realizuje obowiązek dysponowania mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci przesyłowej oraz mocą jednostek wytwórczych, o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej, przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV²⁵⁵. Prowadząc bilansowanie wytwarzania i zużycia energii elektrycznej, OSP planuje pracę jednostek wytwórczych, uwzględniając m.in. ograniczenia sieciowe oraz parametry techniczne jednostek wytwórczych i ich możliwości regulacyjne. Ze względu na możliwości prowadzenia ruchu, wyróżnione zostały jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (JWCD), które pozostają w dyspozycji OSP oraz jednostki wytwórcze niepozostające do jego dyspozycji (nJWCD).

Według danych na koniec 2024 r., operator systemu przesyłowego dysponował strukturą mocy zainstalowanej i mocy osiągalnej w elektrowniach krajowych wskazaną poniżej.

²⁵³ Art. 23 ust. 2 pkt 20f ustawy – Prawo energetyczne.

²⁵⁴ W świetle spoczywającego na nich obowiązku wynikającego z art. 9c ust. 3 pkt 14 ustawy – Prawo energetyczne.

²⁵⁵ Zgodnie z przepisem wynikającym z art. 9c ust. 2 pkt 6 ustawy – Prawo energetyczne.

Tabela 32. Struktura mocy zainstalowanej w elektrowniach krajowych (na 31 grudnia 2024 r.)

Wyszczególnienie	Moc zainstalowana [MW]		
	2023 r.	2024 r.	dynamika zmiany (r/r)
Moc zainstalowana elektrowni krajowych	67 770	72 188	6,52%
w elektrowniach zawodowych	40 552	40 365	-0,46%
w elektrowniach zawodowych wodnych	2 426	2 430	0,15%
w elektrowniach zawodowych ciepłych	38 126	37 935	-0,50%
na węglu kamiennym	25 111	23 711	-5,58%
na węglu brunatnym	8 284	8 249	-0,42%
gazowych	4 732	5 976	26,29%
w źródłach wiatrowych i innych odnawialnych	27 217	31 823	16,92%
Moc zainstalowana w JWCD	29 524	28 861	-2,25%
Moc zainstalowana w nJWCD	38 246	43 327	13,28%

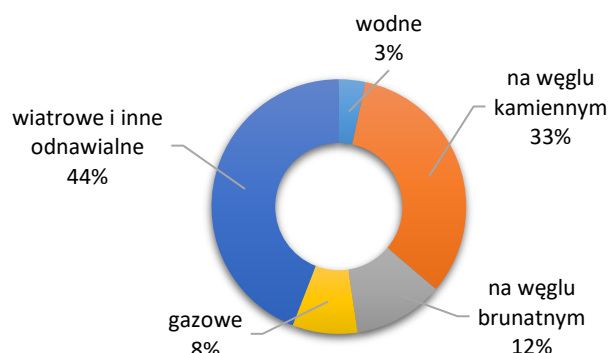
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Tabela 33. Struktura mocy osiągalnej w elektrowniach krajowych (na 31 grudnia 2024 r.)

Wyszczególnienie	Moc osiągalna [MW]		
	2023 r.	2024 r.	dynamika zmiany (r/r)
Moc osiągalna elektrowni krajowych	66 311	71 498	7,82%
w elektrowniach zawodowych	40 348	40 262	-0,21%
w elektrowniach zawodowych wodnych	2 505	2 520	0,58%
w elektrowniach zawodowych ciepłych	37 843	37 742	-0,26%
na węglu kamiennym	24 911	23 643	-5,09%
na węglu brunatnym	8 314	8 249	-0,78%
gazowych	4 617	5 851	26,72%
w źródłach wiatrowych i innych odnawialnych	25 964	31 236	20,31%
Moc osiągalna w JWCD	29 539	28 864	-2,29%
Moc osiągalna w nJWCD	36 772	42 634	15,94%

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

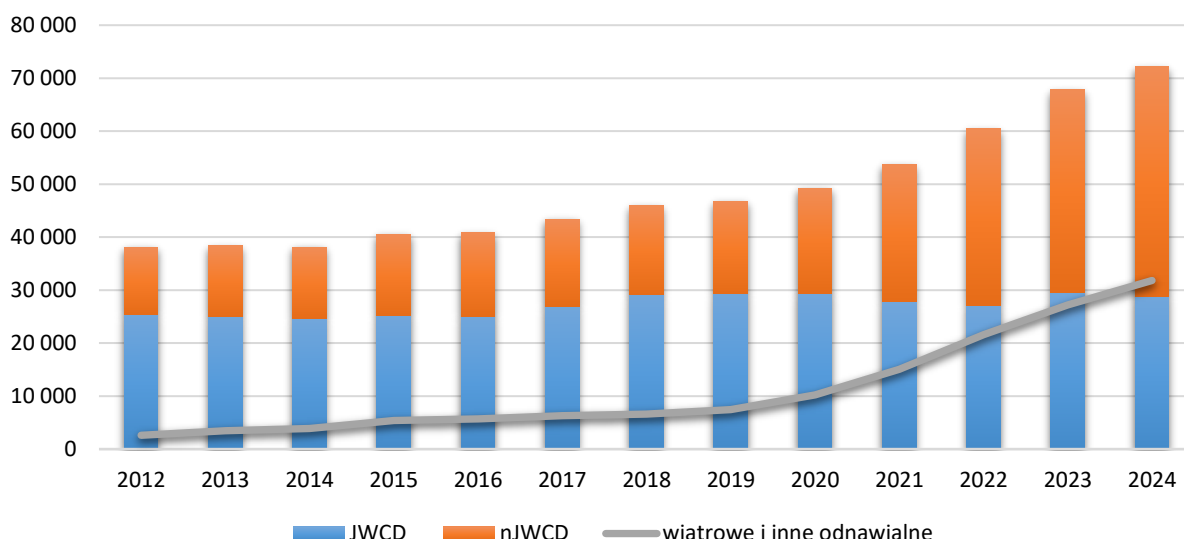
Moc zainstalowana urządzenia wytwórczego to określana przez producenta moc znamionowa urządzenia służącego do wytwarzania energii elektrycznej (tj. generatora, ogniwa fotowoltaicznego lub ogniwa paliwowego), wyrażona w watach [W] lub wielokrotnościach tej jednostki (kW, MW). Z kolei moc osiągalna źródła wytwórczego to maksymalna trwała moc, z jaką elektrownia może pracować przy dobrym stanie urządzeń i w normalnych warunkach. Moc ta może się zmieniać w efekcie przeprowadzonych modernizacji urządzeń wytwórczych.

Rysunek 40. Struktura mocy zainstalowanej w elektrowniach krajowych w 2024 r.

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Nawiązując do powyższych danych należy stwierdzić, że moc zainstalowana w krajowym systemie elektroenergetycznym (na koniec 2024 r.) wyniosła 72 188 MW, a moc osiągalna – 71 498 MW, co stanowi wzrost odpowiednio o 6,52 proc. oraz o 7,82 proc. w stosunku do 2023 r. Średnie roczne zapotrzebowanie na moc ukształtowało się na poziomie 22 882,4 MW przy maksymalnym zapotrzebowaniu na poziomie 28 493,9 MW, co oznacza odpowiednio wzrost o 0,25 proc. i 4,27 proc. w stosunku do danych z roku poprzedniego. Elektrownie pozostające w dyspozycji OSP posiadały 40 proc. udziału w mocy zainstalowanej w KSE.

Rysunek 41. Struktura mocy zainstalowanej w elektrowniach krajowych w latach 2012–2024 [MW]



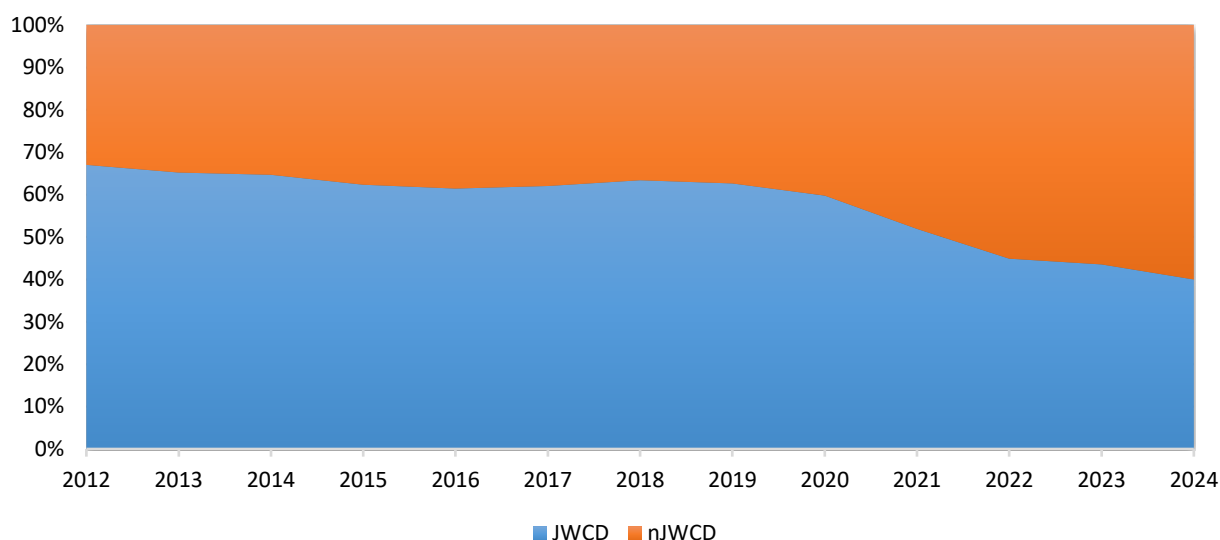
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Moc osiągalna JWCD spadła w stosunku do 2023 r. o 675 MW. Moc osiągalna nJWCD w 2024 r. zwiększyła się zauważalnie, bo aż o 5 862 MW w porównaniu z 2023 r.

Tendencja wzrostowa w 2024 r., zarówno jeżeli chodzi o elektryczną moc zainstalowaną, jak i osiągalną, dotyczyła segmentu źródeł wiatrowych oraz pozostałych odnawialnych, w których nastąpił bardzo znaczący wzrost mocy zainstalowanych o 16,92 proc. oraz mocy osiągalnej o 20,31 proc.

Najwyższa jednak tendencja wzrostowa wystąpiła w segmencie elektrowni zawodowych ciepłych zasilanych gazem, odnotowując wzrost dotyczący mocy zainstalowanej elektrycznej o 26,29 proc. oraz mocy osiągalnej elektrycznej o 26,72 proc.

Natomiast w segmencie elektrowni zawodowych ciepłych zasilanych węglem kamiennym, odnotowano spadek o 5,58 proc. dotyczący mocy zainstalowanej elektrycznej oraz 5,09 proc. dotyczący mocy osiągalnej elektrycznej.

Rysunek 42. Udział procentowy JWCD i nJWCD w mocy zainstalowanej w latach 2012–2024

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

W perspektywie wieloletniej odnotowany jest dynamiczny wzrost mocy jednostek nJWCD, głównie źródeł odnawialnych, przy praktycznie stałej sumie mocy jednostek JWCD. Udział jednostek nJWCD w ostatnich 10 latach wzrósł z 37,7 proc. w 2015 r. do 60,0 proc. w 2024 r.

Tabela 34. Wybrane dane dotyczące funkcjonowania KSE w 2024 r. (dane na podstawie średnich rocznych wartości ze szczytu wieczornego dnia roboczych)

Wyszczególnienie	Wartość [MW]		
	2023 r.	2024 r.	dynamika zmiany (r/r)
Moc osiągalna elektrowni krajowych	63 203,0	69 185,5	9,47%
Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych	32 823,2	35 201,0	7,24%
Zapotrzebowanie na moc	22 825,9	22 882,4	0,25%
Maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc	27 325,9	28 493,9	4,27%
	28 listopada 2023 r.	9 stycznia 2024 r.	
	godz. 13:15	godz. 10:00	
Rezerwa mocy w JWCD dostępna dla OSP w dniu, w którym wystąpiło maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc	4 695,80	6 021,30	28,23%
Minimalne krajowe zapotrzebowanie na moc	11 330,80	11 442,60	0,99%
	11 czerwca 2023 r.	1 kwietnia 2024 r.	
	godz. 05:15	godz. 04:45	
Rezerwa mocy w JWCD dostępna dla OSP w dniu, w którym wystąpiło minimalne krajowe zapotrzebowanie na moc	15 129,20	16 838,60	11,30%

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

W ramach monitoringu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej na obszarach działania przedsiębiorstw energetycznych, Prezes URE zwrócił się również do pięciu największych OSD o udzielenie informacji na temat zdolności wytwórczych źródeł przyłączonych do sieci przedsiębiorstwa. Poniżej zaprezentowano skrócone zestawienie z obszarów działalności poszczególnych OSD, według relacji operatorów.

Tabela 35. Zestawienie z obszarów działalności poszczególnych OSD dotyczące zdolności wytwórczych źródeł przyłączonych do sieci danego OSD

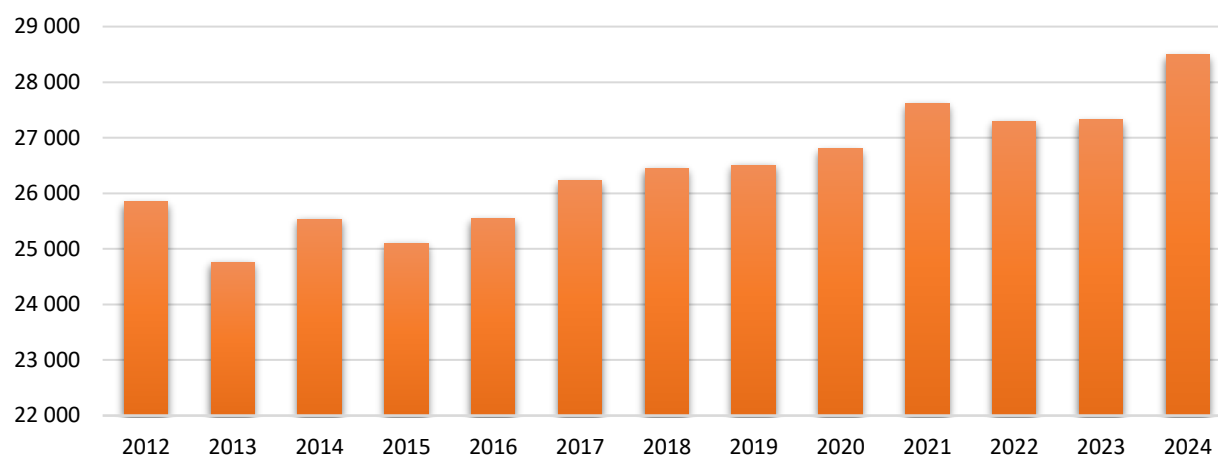
Operator systemu dystrybucyjnego	Jednostki wytwórcze przyłączone do sieci dystrybucyjnej	Moc zainstalowana jednostek [MW]
ENEA Operator Sp. z o.o.	59 elektrowni przemysłowych, 4 elektrociepłownie zawodowe, 162 elektrowni wodnych (w tym szczytowo-pompowe), 282 elektrowni wiatrowych, 88 elektrowni biogazowych/biomasa, 184 055 elektrowni fotowoltaicznych, w tym mikroinstalacje oraz 7 188 instalacji hybrydowych z magazynem energii	8 180,8
ENERGA-OPERATOR S.A.	elektrownie przemysłowe	685,1
	elektrownie ciepłne zawodowe	538,0
	elektrociepłownie	619,1
	elektrownie wodne, szczytowe	371,4
	elektrownie wiatrowe	4 260,4
	źródła pozostałe OZE (fotowoltaika, biomasa, biogaz, inne)	5 066,7
PGE Dystrybucja S.A.	elektrownie zawodowe	915,0
	elektrociepłownie zawodowe	1 337,0
	elektrociepłownie przemysłowe	169,0
	elektrownie wodne przepływowe	49,0
	elektrownie szczytowo pompowe lub wodne z członami pompowymi	198,0
	elektrownie wiatrowe	1 728,0
	elektrownie słoneczne	6 398,0
	elektrownie biogazowe	76,0
	inne	19,0
Stoen Operator Sp. z o.o.	źródła OZE	183,32
	źródła hybrydowe (współspalanie)	170,0
	pozostałe źródła oparte na gazie ziemnym, węgla kamiennym i spalaniu odpadów komunalnych	858,89
TAURON Dystrybucja S.A.	elektrownie ciepłne zawodowe	10 681,8
	elektrociepłownie	1 968,0
	elektrociepłownie szczytowo-pompowe	540,0

Źródło: URE na podstawie danych OSD.

Monitorowanie zapotrzebowania na moc szczytową w KSE

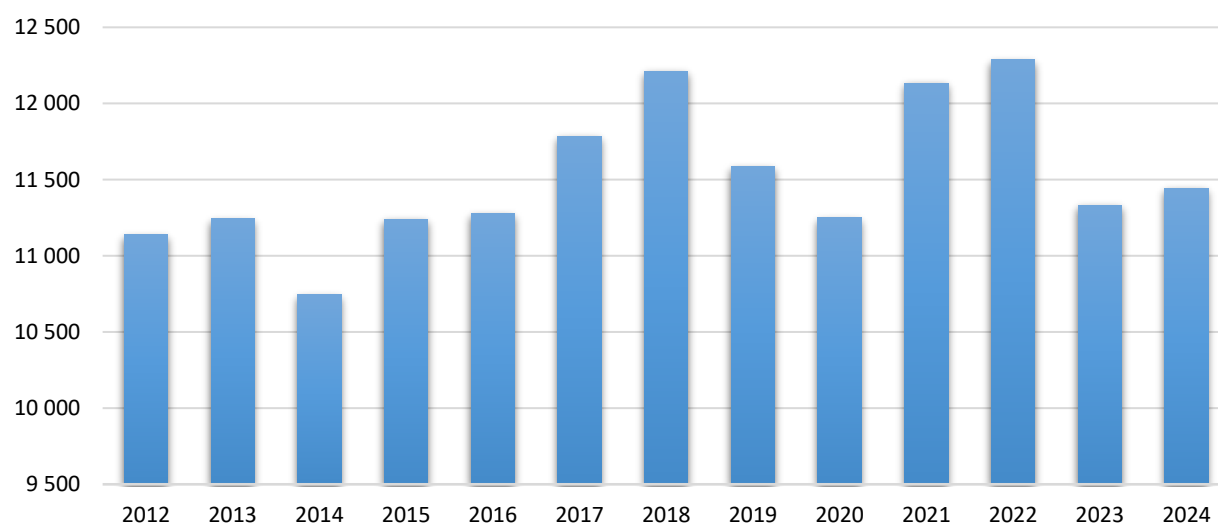
Moc szczytowa określana jest przez najwyższy wolumen zapotrzebowania na moc czynną (wyrażoną w megawatach), który został określony na podstawie 15-minutowego średniego poboru mocy czynnej przez wszystkie urządzenia przyłączone do KSE, z uwzględnieniem strat mocy.

W 2024 r. maksymalne zapotrzebowanie na moc wyniosło 28 493,9 MW, i było wyższe o 1 168 MW od maksymalnego zapotrzebowania na moc w 2023 r. Co istotne, rezerwa mocy w godzinie maksymalnego zapotrzebowania wynosiła 6 021 MW czyli 21,1 proc. mocy maksymalnej, tj. więcej niż 18 proc. wymagane zasadami określonymi w IRIESP.

Rysunek 43. Maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc w latach 2012–2024 [MW]

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Jak wynika z powyższego zestawienia obserwowany jest trend wzrostowy mocy maksymalnej. Szczyty obciążenia w KSE w poszczególnych latach występują w okresach zimowych grudzień-luty.

Rysunek 44. Minimalne krajowe zapotrzebowanie na moc w latach 2012–2024 [MW]

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Wartość minimalnego zapotrzebowania nie wskazuje na jakąkolwiek tendencję. Minimalne wartości obciążenia KSE notowane są zazwyczaj w okresie doliny nocnej dni wolnych od pracy.

Znaczna różnica pomiędzy mocą maksymalną, a mocą minimalną powoduje konieczność zwiększania elastyczności systemu elektroenergetycznego, w szczególności redukcji produkcji niesterowalnych źródeł OZE oraz zmniejszenia minimalnych mocy przez jednostki stabilizujące pracę systemu elektroenergetycznego.

Monitorowanie zaopatrzenia w energię elektryczną

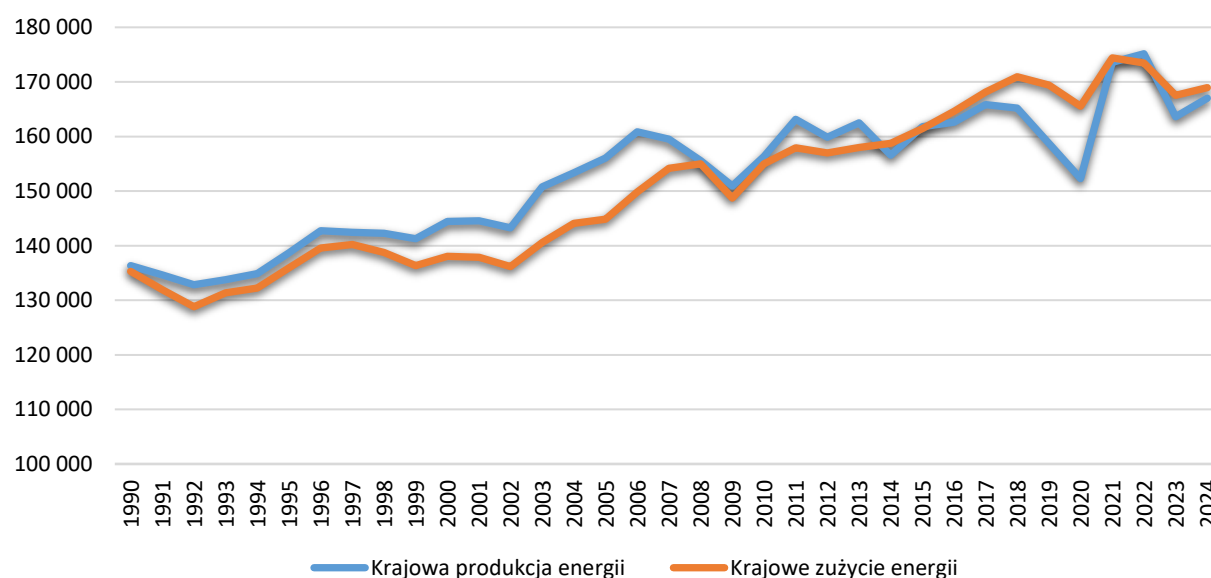
W 2024 r. w Polsce zostało wyprodukowane 166 990 GWh energii elektrycznej tj. o 3 361 GWh więcej w porównaniu z rokiem poprzednim, co stanowiło wzrost produkcji tej energii r/r o 2,05 proc. Zużycie energii elektrycznej pobranej z sieci było na wyższym poziomie w porównaniu z rokiem poprzednim i wyniosło 168 956 GWh, co daje wzrost o 0,86 proc. (patrz tab. 1).

Dominujący wolumen, bo aż 74,72 proc. wytworzonej energii elektrycznej pochodziło z elektrowni i elektrociepłowni zawodowych. Z elektrowni ciepłych zawodowych pochodziło 72,89 proc. energii, a jedynie 1,83 proc. z elektrowni wodnych zawodowych.

Jako, że najważniejsza grupa elektrowni ciepłych zawodowych wygenerowała nieco mniej energii niż rok wcześniej (spadek o 2,49 proc.), to na uwagę zasługuje znaczne zwiększenie produkcji w podsegmencie wytwórców w źródłach zasilanych paliwami gazowymi (wzrost produkcji energii o 22,84 proc.). Dalszy spadek produkcji energii elektrycznej (co do wolumenu) miał natomiast miejsce w podsegmencie wytwórców w oparciu o węgiel kamienny (spadek o 9,78 proc.). Wzrost odnotowano natomiast w podsegmencie wytwórców opartych o węgiel brunatny (wzrost o 3,68 proc.).

Na szczególną uwagę zasługuje dalszy, ale zdecydowanie mniejszy wzrost produkcji energii elektrycznej w OZE rok do roku 2024/2023 – 19,88 proc. (wobec wzrostu 2023/2022 – 27,56 proc.).

Rysunek 45. Krajowa produkcja i zużycie energii elektrycznej w latach 1990–2024 [GWh]

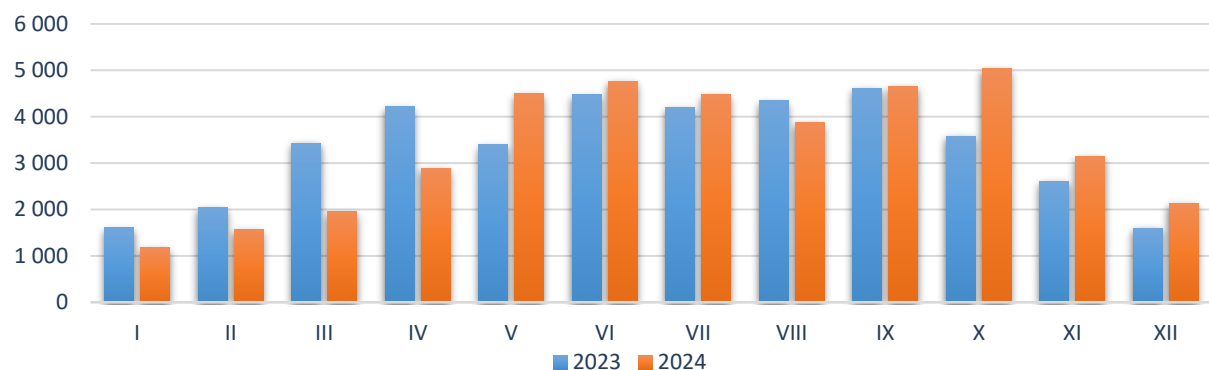


Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Produkcja energii elektrycznej nie pokrywała krajowego zużycia energii i jest to trend utrzymujący się w kilku ostatnich latach. Dopełnieniem bilansu jest energia pochodząca z importu.

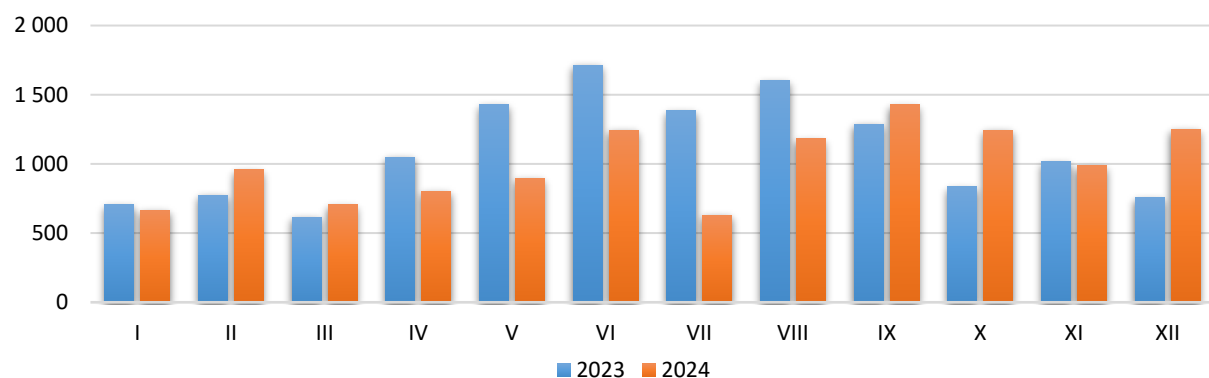
Monitorowanie ubytków

Poniżej zobrazowano wielkości średnich miesięcznych ubytków mocy w JWCD odpowiadające dobowym szczytom obciążenia dni roboczych w poszczególnych miesiącach 2023 r. i 2024 r.

Rysunek 46. Ubytki spowodowane remontami kapitalnymi i średnimi [MW]

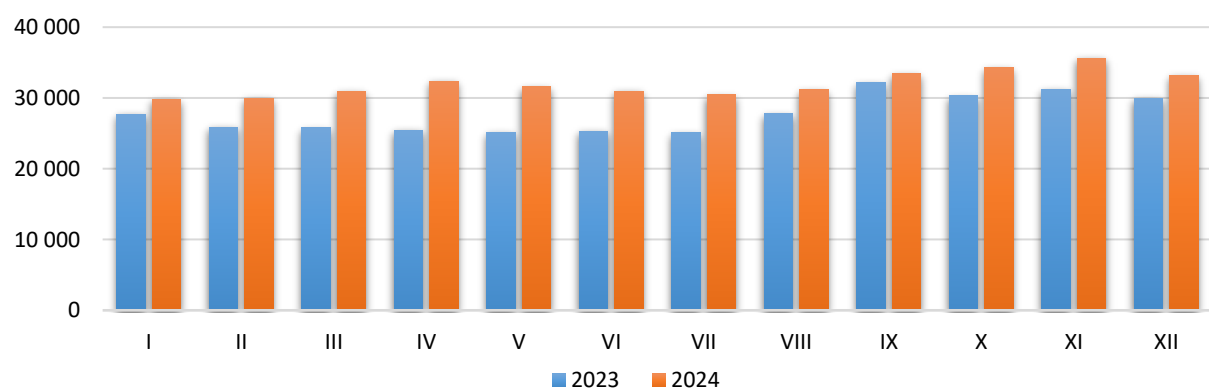
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Ubytki mocy spowodowane postojami z powodu remontów kapitalnych i średnich w ujęciu rocznym w 2024 r. były na podobnym poziomie jak rok wcześniej. W ujęciu miesięcznym w większości miesięcy (z wyłączeniem okresu styczeń-kwiecień oraz sierpień) kształtowały się na poziomach powyżej wielkości odnoszących się do analogicznych okresów 2023 r.

Rysunek 47. Ubytki spowodowane awariami [MW]

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Ubytki mocy spowodowane awariami pracy JWCD w ujęciu rocznym były o 10 proc. niższe niż w 2023 r. W ujęciu miesięcznym ubytki te ukształtowały się na poziomie nieznacznie wyższym w okresie luty-marzec, wrzesień-październik oraz grudzień niż w 2023 r., i znacznie niższym w pozostałych miesiącach roku.

Rysunek 48. Ubytki pozostałe (z uwzględnieniem m.in. eksploatacyjnych oraz spowodowanych warunkami pracy sieci) [MW]

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Pozostałe ubytki mocy wynikające m.in. z postojów i zaniżeń mocy JWCD zgłoszonych przez elektrownie z powodu warunków eksploatacyjnych oraz spowodowane warunkami pracy sieci kształtowały się na zauważalnie wyższym poziomie niż w 2023 r. (wzrost o 16 proc. w ujęciu rocznym).

Monitorowanie awarii sieciowych

W 2024 r. w systemie przesyłowym nie wystąpiły awarie systemowe i sieciowe powodujące ograniczenia odbiorców.

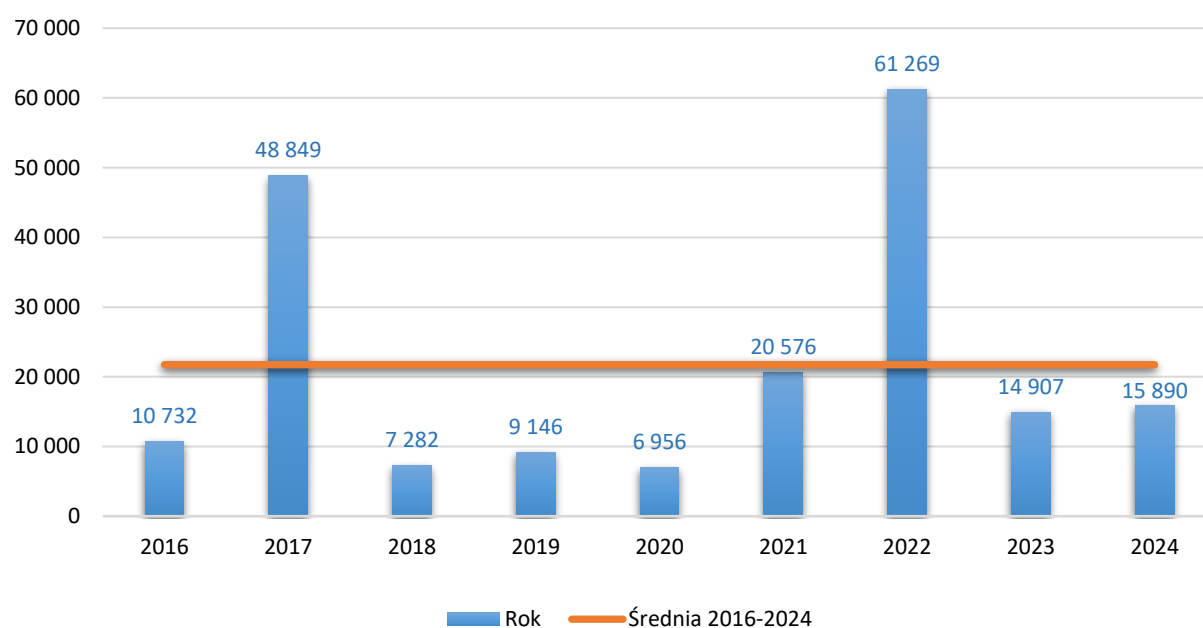
Tabela 36. Ograniczenia w dostawach energii elektrycznej w poszczególnych w miesiącach 2024 r. [MWh]

Ograniczenia dostaw energii z powodu:	Miesiące											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
braku mocy w KSE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
awarii w sieci przesyłowej	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
awarii w sieci dystrybucyjnej	256	158	170	765	31	1816	6 793	11	3 013	38	1	2 838
w tym z powodu złych warunków atmosferycznych	133	60	89	0	19	1 615	6 073	0	2 829	11	0	2 774
Razem ograniczenia dostaw	256	158	170	765	31	1 816	6 793	11	3 013	38	1	2 838

Źródło: PSE S.A.

Jak wynika z danych, największe w skutkach ograniczenia w dostawach energii elektrycznej do odbiorców wystąpiły odpowiednio w miesiącach: czerwiec, lipiec, wrzesień i grudzień 2024 r.

Rysunek 49. Ograniczenia w dostawach energii elektrycznej w latach 2016–2024 [MWh]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Ograniczenia dostaw były nieznacznie wyższe niż w 2023 r., lecz niższe niż średnia z lat 2016–2024.

W ramach monitoringu awarii sieciowych na obszarach działania przedsiębiorstw energetycznych Prezes URE zwrócił się również do pięciu największych OSD o udzielenie informacji na temat przerw w dostawach energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej spowodowanych awariami sieciowymi, wynikłymi z przyczyn technicznych oraz od nich niezależnymi, wraz z podaniem w sposób skrótowy ich przyczyn, zakresu oraz sposobu i czasu przywracania dostaw energii elektrycznej wraz z podaniem ilości niedostarczonej energii elektrycznej.

Według relacji spółek, w większości przypadków, głównymi przyczynami powstawania awarii oraz zakłóceń w sieci dystrybucyjnej i związanych z tym przerw w dostawie energii elektrycznej do odbiorców przyłączonych do poszczególnych sieci OSD były:

- niesprzyjające warunki atmosferyczne: burze, ulewne deszcze (w niektórych rejonach powodujące powodzie i podtopienia) lub intensywne opady śniegu i wichury, w wyniku których m.in. przewracali 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,
- pogorszeniem parametrów elementów sieci dystrybucyjnej związane z procesem starzenia i zmęczeniem mechanicznym materiału,
- działaniem osób postronnych np. kolizje drogowe, uszkodzenia mechaniczne kabli podczas prac budowlanych realizowanych w sąsiedztwie infrastruktury energetycznej, upadek drzew na linie napowietrzne podczas ich wycinki itp.,
- udziałem zwierząt poprzez np. uszkodzenia izolacji kabli, powodowanie zwarcí na urządzeniach elektroenergetycznych – dotyczy wszystkich rodzajów sieci dystrybucyjnej.

ENEA Operator Sp. z o.o. – w ubiegłym roku nie odnotowała zwiększonej awaryjności sieci dystrybucyjnej spowodowanej warunkami atmosferycznymi o charakterze ekstremalnym. Występowały jedynie lokalne nagłe zjawiska atmosferyczne, co przełożyło się na niski poziom awaryjności elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej.

Ograniczenia dostaw energii z powodu awarii sieci dystrybucyjnej dla ENEA Operator w 2024 r.	
Poziom napięcia	Liczba zdarzeń
Sieć wysokiego napięcia	133
Sieć średniego napięcia	23 871
Sieć niskiego napięcia	3 772

Szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej z powodu przerw w zasilaniu wyniosła ok. 4 800 MWh (w tym: z powodu przerw planowanych 1 000 MWh i z powodu przerw nieplanowanych 3 800 MWh).

ENERGA-OPERATOR S.A. – odnotowano 485 zdarzeń WN, skutkujących wyłączeniami różnych elementów sieci elektroenergetycznej. W zdecydowanej większości (301 szt.) były to zdarzenia przemijające skutecznie eliminowane przez automatykę zabezpieczeniową działającą w cyklu SPZ-WZ (Samoczynne Ponowne Załączenie – Wyłącz/Załącz).

W 57 przypadkach przyczyną wyłączeń były gwałtowne zjawiska atmosferyczne (silny porywisty wiatr, wyładowania atmosferyczne) oraz upadające pod wpływem wiatrów huraganowych drzewa i gałęzie, powodujące zwarcia i sporadycznie trwałe uszkodzenia infrastruktury sieciowej. Spośród wszystkich wyłączeń w 21 przypadkach nie udało się zdiagnozować przyczyny ich wystąpienia.

W 66 przypadkach awaryjne wyłączenia w sieci 110 kV skutkowały ograniczeniami w dostawach energii elektrycznej dla odbiorców.

Spółka poinformowała, że w ostatnich latach odnotowała istotny wzrost niesprzyjających warunków atmosferycznych charakteryzujących się m.in. wiatrami huraganowymi i wyładowaniami atmosferycznymi. Zwiększona częstość występowania anomalii pogodowych, jak i różnorodność zjawisk pogodowych, skutkowały wystąpieniem zwiększonej liczby i rozległości awarii, w tym katastrofalnych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej do odbiorców.

Tabela 37. Przerwy w dostawach energii elektrycznej ENERGA-OPERATOR S.A. w 2024 r. spowodowane awariami

Oddział ENERGA-OPERATOR S.A. (obszar wystąpienia)	Liczba przerw (awarii)	W tym dla przyczyn			Łączny czas trwania przerw (awarii)	Liczba przerw (awarii) według poziomu czasu			Szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektr.
		technicz.	niezależnych (m.in. anomalie pogodowe)	pozost.		długich	bardzo długich	katastrof.	
	[szt.]	[szt.]	[szt.]	[szt.]	[godz.]	[szt.]	[szt.]	[szt.]	[MWh]
Sieć dystrybucyjna SN	12 666	5 793	5 920	953	34 206	11 717	410	108	2 918
Sieć dystrybucyjna nN	55 663	18 417	31 649	5 597	238 254	51 390	2 855	1 236	717

Źródło: ENERGA-OPERATOR S.A.

W całym 2024 r. suma niedostarczonej energii elektrycznej wynosiła 3 635 MWh, z czego 2 918 MWh stanowiły przerwy na SN oraz 717 MWh przerwy na nN.

PGE Dystrybucja S.A. – na obszarze działania wystąpiło łącznie 179 106 awarii na wszystkich poziomach napięć. W Oddziale Warszawa wystąpiła największa wartość łącznej niedostarczonej energii – 11 070 MWh.

Tabela 38. Ograniczenia dostaw energii z powodu awarii sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. w 2024 r.

Poziom napięcia	Liczba	Główne przyczyny uszkodzeń
Sieć wysokiego napięcia	88	Skrajnie niekorzystne warunki atmosferyczne (burze z wyładowaniami atmosferycznymi, wichury, śnieżyce, przewrócone w wyniku niekorzystnych zjawisk atmosferycznych drzewa na linie WN, działania osób trzecich oraz zwierząt.
Sieć średniego napięcia	33 697	Skrajnie niekorzystne warunki atmosferyczne (burze z wyładowaniami atmosferycznymi, wichury, śnieżyce, gałęzie i drzewa upadające na linie SN i nN w wyniku niekorzystnych zjawisk atmosferycznych, działania osób trzecich i zwierząt, mechaniczne uszkodzenia kabli.
Sieć niskiego napięcia	145 321	
Niedostarczona energia	z tytułu przerw nieplanowanych	30 899,6 [MWh]
	z tytułu przerw planowanych	4 066,7 [MWh]

Źródło: PGE Dystrybucja S.A.

Stoen Operator Sp. z o.o. – w 2024 r. na obszarze działania spółki nie wystąpiły rozległe awarie katastrofalne. Jednakże, w związku z dużą liczną prowadzonych prac ziemnych i budów na terenie Warszawy, Stoen Operator nadal notuje dużą liczbę awarii uszkodzeń mechanicznych kabli nN i SN wywołanych przez podmioty trzecie.

W całym 2024 r. suma niedostarczonej energii elektrycznej wynosiła 280 221 kWh, z czego 211 036 kWh stanowiły przerwy na WN i SN oraz 69 185 kWh przerwy na nN.

Wszystkie skutki awarii były usuwane na bieżąco przez służby techniczne Stoen Operator Sp. z o.o. w systemie całodobowym.

TAURON Dystrybucja S.A. – w sieci dystrybucyjnej wystąpiło łącznie 70 168 awarii i zakłóceń sieciowych wywołujących przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej (włączając krótkotrwałe działania automatyki SPZ i przepalenia pojedynczych wkładek bezpiecznikowych w sieci SN i nN), z czego na poszczególne rodzaje sieci przypadło odpowiednio:

- a) sieć dystrybucyjna WN: 145 awarii i zakłóceń,
- b) sieć dystrybucyjna SN: 32 973 awarii i zakłóceń,
- c) sieć dystrybucyjna nN: 33 050 awarii i zakłóceń.

Szacunkowa ilość energii elektrycznej niedostarczonej w 2024 r. w związku z awariami sieciowymi (przerwy nieplanowane z katastrofalnymi) wynosi ok. 5,8 GWh (w 2023 r.: 5,2 GWh), zaś w związku z pracami prowadzonymi na sieci dystrybucyjnej (przerwy planowane) ok. 1,1 GWh (w 2023 r.: 1,0 GWh).

Monitorowanie rezerw

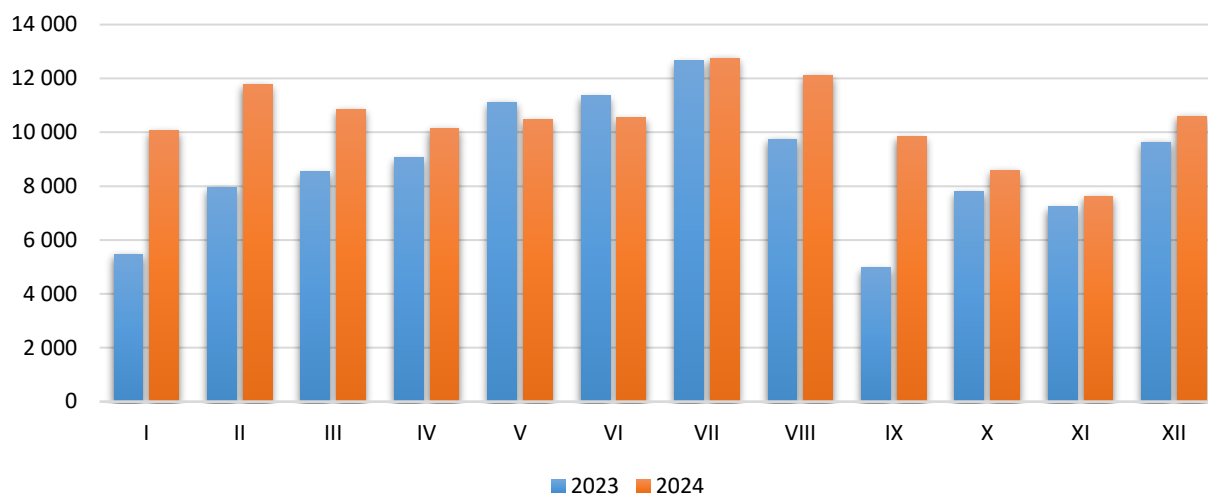
Zgodnie z obowiązującymi standardami bezpieczeństwa pracy KSE, wynikającymi z zapisów IRiESP (10.2.11) obliczone, w ramach planowania koordynacyjnego, rezerwy mocy OSP powinny wynosić odpowiednio:

- nie mniej niż oszacowanie wielkości rezerwy mocy w kierunku dostawy energii bilansującej wynikające z zasad określania wielkości FRR, zgodnie z postanowieniami TCM – rezerwy odbudowy częstotliwości oraz nie mniej niż wymagane wielkości mocy bilansujących wyznaczone na podstawie TCM – warunki dotyczące bilansowania w dobie d-1, przed rozpoczęciem procesu nabywania mocy bilansujących, na dobę d,
- nie mniej niż 14 proc. planowanego zapotrzebowania sieci dla planów opracowywanych w dobie d na okres od doby d+2 do doby d+9,
- nie mniej niż 18 proc. planowanego zapotrzebowania sieci dla planów opracowywanych w dobie d na okres od doby d+10,

a ponadto planowana rezerwa ujemna, wyznaczana jako nadwyżka całkowitego zapotrzebowania na moc do pokrycia przez elektrownie krajowe nad sumą mocy minimów technicznych JG planowanych do pracy i planowanego obciążenia MWE, które nie są reprezentowane w odpowiedniej JG, powinna wynosić nie mniej niż 500 MW i być dostępna w czasie nie dłuższym niż 1 godzina.

W rezultacie porównania średnich miesięcznych wielkości rezerw mocy w elektrowniach zawodowych, w 2024 r. stwierdzono wzrost tych rezerw o 18,8 proc. w stosunku do 2023 r., do poziomu 10 450 MW.

Poniżej zobrazowano graficznie zestawienie wielkości średnich miesięcznych wielkości rezerw mocy w elektrowniach zawodowych w oparciu o dane z dobowych szczytów krajowego zapotrzebowania na moc w 2024 r. w porównaniu z analogicznymi wielkościami rok wcześniej.

Rysunek 50. Średnie miesięczne rezerwy mocy w elektrowniach zawodowych [MW]

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Podsumowanie

Bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej jest zagadnieniem kompleksowym, obejmującym zarówno działania krótko-, jak i długoterminowe. Proces monitorowania tego bezpieczeństwa, realizowany przez Prezesa URE, obejmuje pozyskiwanie i analizę informacji w ramach działań, do których należą m.in.:

- pozyskiwanie i analiza informacji na temat bieżącego funkcjonowania KSE,
- pozyskiwanie i analiza informacji o stanie infrastruktury sieciowej oraz potrzebach inwestycyjnych operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego (OSP) oraz operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznego (OSD), podczas uzgadniania projektów planów rozwoju przedsiębiorstw sieciowych.

W świetle powyższego stwierdzono, że w roku sprawozdawczym:

- 1) 9 stycznia 2024 r. wystąpiło największe w omawianym okresie godzinowe zapotrzebowanie na moc elektryczną (28 493,9), które było wyższe od wielkości w roku poprzednim (28 listopada 2023 r. – 27 325,9 MW) o 1 168 MW (wzrost o 4,25 proc) i jednocześnie zostały zapewnione rezerwy mocy,
- 2) krajowe zużycie energii elektrycznej wzrosło do poziomu 168,14 TWh, czyli o ok. 0,8 proc. więcej w porównaniu z 2023 r.,
- 3) wielkość mocy zainstalowanej utrzymywała się na stosunkowo wysokim poziomie przekraczającym 72,2 GW, przy uwzględnieniu zauważalnej dynamiki jej przyrostu o 6,52 proc. (r/r). Wzrostowi temu towarzyszył równoległy wzrost mocy osiągalnej o ok. 7,8 proc. (r/r). Wzrost wartości mocy zainstalowanej oraz wartość mocy osiągalnej rosła wolniej niż w poprzednim 2023 r.,
- 4) w systemie przesyłowym nie wystąpiły awarie systemowe i sieciowe powodujące ograniczenia odbiorców, łączny poziom ograniczeń w dostawach był na poziomie porównywalnym do roku ubiegłego i niższym niż średnia z ostatnich kilku lat,
- 5) OSP zapewnił odpowiedni poziom niezawodności i bezpieczeństwa pracy KSE w efekcie organizacji przebiegu części prac remontowych oraz zmianami w harmonogramie prowadzenia prac inwestycyjnych,
- 6) obowiązywał uzgodniony z Prezesem URE plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną w latach 2023–2032 przedsiębiorstwa PSE S.A. Prezentowane w planie rozwoju inwestycje mają na celu wsparcie:

- zobowiązań Rzeczypospolitej Polskiej do osiągnięcia celu krajowego w zakresie udziału energii z OZE w końcowym zużyciu energii;
 - rządowego planu budowy morskich farm wiatrowych na Bałtyku;
 - rządowego planu budowy mocy jądrowych;
 - przyłączeń nowych jednostek wytwórczych zgodnie z wynikami aukcji rynku mocy na lata 2023–2026;
 - poprawy warunków zasilania, w tym minimalizacji ograniczeń sieciowych w całym systemie w szczególności w kontekście planowanej budowy źródeł odnawialnych (wiatrowych) w Polsce północnej zarówno na morzu, jak i na lądzie,
- 7) z uwagi na łatwą dostępność środków finansowych z funduszy celowych (m.in.: „Mój prąd”, „Czyste powietrze”, „Czyste powietrze Plus”, „stop Smog”, „Agroenergia”, „Zielona energia w gospodarstwie rolnym”, „Energia Plus”, czy ulga termomodernizacyjna), kontynuowany był dynamiczny rozwój w segmencie niskoemisyjnych technologii wytwarzania, w szczególności w segmencie: OZE-fotowoltaika. W konsekwencji powyższego występowały problemy (a zarazem wyzwania) w funkcjonowaniu systemu elektroenergetycznego, wymagające uwagi ze strony otoczenia regulacyjnego, w związku z dużą liczbą przypadków odmownych wydania warunków przyłączenia do sieci wytwórcom działającym w oparciu o tą technologię wytwarzania,
- 8) znaczącym czynnikiem, kształtującym poziom zaplanowanych na 2024 r. nakładów inwestycyjnych była w dalszym ciągu potrzeba realizacji przez Przedsiębiorstwa działań inwestycyjnych w obszarze przyłączenia do sieci.

8.2. RYNEK MOCY

Rynek mocy jest mechanizmem, który służy wspieraniu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Ogólne informacje dotyczące funkcjonowania rynku mocy zostały przedstawione w pkt 2.2.3.2. – Rynek mocy niniejszego Sprawozdania.

14 marca 2024 r. odbyły się cztery aukcje dodatkowe na dostawy w każdym kwartale 2025 r., natomiast 12 grudnia ub.r. – aukcja główna na rok dostaw 2029.

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 głównej 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 2028²⁵⁶,
- ogłosił ostateczne wyniki aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały roku dostaw 2025²⁵⁷,
- 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,

²⁵⁶ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/rynek-mocy/informacjeure/11607,Informacja-nr-22024.html>

²⁵⁷ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/rynek-mocy/informacjeure/11865,Informacja-Nr-232024.html>

- 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 2025²⁵⁸,
- skalkulował stawki opłaty mocowej na 2025 r.²⁵⁹,
- obliczył jednostkową stawkę kary za niewykonanie obowiązku mocowego obowiązującą w roku 2025²⁶⁰.

Stosownie do wymagań ustawy o rynku mocy, Prezes URE otrzymał od operatora 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 mocy²⁶¹:

- decyzja z 5 lutego 2024 r. wprowadziła (i) zmiany dostosowujące Regulamin do przepisów ustawy o rynku mocy z uwzględnieniem przepisów ustawy z 28 lipca 2023 r. oraz (ii) doprecyzowała postanowienia i wyjaśniła wątpliwości interpretacyjne związane 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 do WDB oraz (ii) doprecyzowała zasady współpracy z OSD na potrzeby rozpatrzenia wniosku o wyznaczenie indywidualnego korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności,
- decyzja z 20 września 2024 r. wprowadziła zmiany Regulaminu 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, 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 wniosek 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.

W ramach certyfikacji ogólnej, właściciele jednostek fizycznych wytwórczych zarówno istniejących, jak i planowanych oraz jednostek redukcji zapotrzebowania planowanych składają do operatora 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 uchYLENIEM art. 11²⁶² 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 w 2024 r. opiewa na 97,8 GW (wzrost w porównaniu z rokiem poprzednim o 41 proc.)²⁶³.

²⁵⁸ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/rynek-mocy/informacje/12184,Informacja-nr-552024.html>

²⁵⁹ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/rynek-mocy/informacje/12185,Informacja-nr-562024.html>

²⁶⁰ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/rynek-mocy/informacje/12339,Informacja-nr-712024.html>

²⁶¹ <https://bip.ure.gov.pl/bip/rynek-mocy/3674,Regulamin-rynku-mocy.html>

²⁶² Art. 10 pkt 3 ustawy z 28 lipca 2023 r.

²⁶³ <https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Infografika+z+certyfikacji+og%C3%B3lnej+2024>

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 o uruchomieniu inwestycyjne zapadły po wdrożeniu rynku mocy.

W tym samym okresie zawarto kontrakty, w ramach których zmodernizowane zostanie 14,3 GW mocy wytwórczych.

Ponadto zakontraktowano 8,9 GW od dostawców usług redukcji zapotrzebowania.

Z powyższych danych wynika, że uruchomienie mechanizmu płatności za moc poprawiło bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej poprzez:

- umożliwienie sfinansowania modernizacji istniejących oraz budowy nowych źródeł,
- zwiększenie możliwości przyłączenia odnawialnych źródeł energii do KSE,
- wsparcie rozwoju technologii magazynowania energii,
- stworzenie nowych możliwości dla świadczenia usług DSR.

Szczegółowe dane liczbowe związane z funkcjonowaniem rynku mocy znajdują się w Aneksie (tab. A23-A28, rys. A8-A16).

8.3. PLANY NA WYPADEK ZAGROZEŃ BEZPIECZEŃSTWA ENERGETYCZNEGO

W przypadku zagrożenia²⁶⁴:

- bezpieczeństwa energetycznego Rzeczypospolitej Polskiej polegającego na długookresowym braku równowagi na rynku paliwowo-energetycznym,
- bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej²⁶⁵,
- bezpieczeństwa osób,
- wystąpieniem znacznych strat materialnych,

na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części mogą zostać wprowadzone na czas oznaczony ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, polegające na ograniczeniu maksymalnego poboru mocy elektrycznej oraz dobowego poboru energii elektrycznej²⁶⁶. W przypadku wystąpienia tych zagrożeń, Rada Ministrów, na wniosek ministra właściwego do spraw energii, w drodze rozporządzenia, może wprowadzić na czas oznaczony, na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części, ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej.

Kwestie szczegółowe dotyczące zasad i trybu wprowadzania ograniczeń, czyli sposób wprowadzania ograniczeń, rodzaje odbiorców objętych ograniczeniami, zakres i okres ochrony odbiorców, zakres planów wprowadzania ograniczeń oraz sposób podawania informacji o ograniczeniach do publicznej wiadomości, określa rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 8 listopada 2021 r. w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu

²⁶⁴ Art. 11 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

²⁶⁵ Art. 11c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne stanowi, że zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej może powstać w szczególności w następującym:

- działań wynikających z wprowadzenia stanu nadzwyczajnego,
- katastrofy naturalnej albo bezpośredniego zagrożenia wystąpienia awarii technicznej w rozumieniu art. 3 ustawy z dnia 18 kwietnia 2002 r. o stanie klęski żywiołowej (Dz. U. z 2017 r. poz. 1897),
- wprowadzenia embarga, blokady, ograniczenia lub braku dostaw paliw lub energii elektrycznej z innego kraju na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, lub zakłóceń w funkcjonowaniu systemów elektroenergetycznych połączonych z krajowym systemem elektroenergetycznym,
- strajku lub niepokojów społecznych,
- obniżenia dostępnych rezerw zdolności wytwórczych poniżej niezbędnych wielkości, o których mowa w art. 9g ust. 4 pkt 9 ustawy – Prawo energetyczne, lub braku możliwości ich wykorzystania.

²⁶⁶ Art. 11 ust. 3 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne.

i poborze energii elektrycznej lub ciepła²⁶⁷ wydane na podstawie art. 11 ust. 6 i ust. 6a ustawy – Prawo energetyczne. Jak stanowi ww. rozporządzenie, ograniczenia mogą być wprowadzone gdy operatorzy wyczerpią wszelkie dostępne środki, które służą zapewnieniu prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego – przy dochowaniu należytej staranności.

Ograniczenia te, w przypadku ich wprowadzenia, powinny być realizowane przez odbiorców w zakresie posiadanych przez nich obiektów zgodnie z zakresem planów wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, o których mowa w rozporządzeniu. Plany ograniczeń dla energii elektrycznej opracowuje się na okres od 1 czerwca danego roku do 31 maja roku następnego określając w nich wielkości maksymalnego poboru tej energii dla poszczególnych odbiorców i stopni zasilania.

Stosownie do § 6 ust. 6 ww. rozporządzenia, podstawą opracowania przez operatorów corocznie planów wprowadzania ograniczeń są plany wprowadzania ograniczeń dla odbiorców w zakresie posiadanych przez nich obiektów opracowywane przez operatorów, do sieci których przyłączone są te obiekty. Plan wprowadzania ograniczeń opracowywany przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego oraz operatora systemu połączonego elektroenergetycznego, zgodnie z § 6 ust. 7 powołanego wyżej rozporządzenia, podlega uzgodnieniu z Prezesem URE w terminie do 31 maja danego roku.

Jak stanowi rozporządzenie, ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej dotyczą odbiorcy energii elektrycznej w zakresie posiadanego przez siebie obiektu, dla którego określona w umowach łączna wielkość mocy umownej wynosi co najmniej 300 kW. Natomiast ochronie przed wprowadzanymi ograniczeniami w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej podlega odbiorca energii elektrycznej w zakresie posiadanego przez siebie obiektu przez cały okres, dla którego określona w umowach łączna wielkość mocy umownej wynosi poniżej 300 kW, oraz w zakresie obiektu wymienionego w § 6 ust. 1 pkt 1-4 powołanego rozporządzenia.

Podmiotem odpowiedzialnym za realizację ograniczeń w dostarczaniu energii elektrycznej, wprowadzonych zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 11 ust. 6 i 7 ustawy – Prawo energetyczne, jest operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, tj. PSE S.A.²⁶⁸

Wniosek o uzgodnienie planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, opracowanego przez OSP na okres od 1 czerwca 2024 r. do 31 maja 2025 r., zawarty został w piśmie z 29 kwietnia 2024 r.

Przeprowadzona w toku postępowania administracyjnego analiza planu wprowadzania ograniczeń przedstawionego przez operatora, pozwoliła Prezesowi URE wydać 27 maja 2024 r. decyzję stwierdzającą, że przedstawiony plan spełnia wymogi określone w przepisach ustawy – Prawo energetyczne oraz ww. rozporządzenia i uznać ten plan za uzgodniony.

Natomiast plan wprowadzania ograniczeń obowiązujący w okresie od 1 czerwca 2023 r. do 31 maja 2024 r. został uznany za uzgodniony decyzją Prezesa URE z 25 maja 2023 r.

Dodatkowo wskazać należy na następujące uprawnienia operatora systemu przesyłowego związane z wystąpieniem zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej:

- wprowadzenie ograniczeń w poborze energii elektrycznej do czasu wejścia w życie przepisów wydanych na podstawie art. 11 ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne, lecz nie dłużej niż na okres 72 godzin²⁶⁹,
- po wyczerpaniu wszystkich możliwych działań zmierzających do pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną, wydanie odbiorcom końcowym, przyłączonym bezpośrednio do sieci przesyłowej, polecenia zmniejszenia ilości pobieranej energii elektrycznej lub odłączenia od sieci urządzeń i instalacji należących do tych odbiorców, zgodnie z planem wprowadzania ograniczeń²⁷⁰.

²⁶⁷ Dz. U. z 2021 r. poz. 2209.

²⁶⁸ Art. 9c ust. 2 pkt 14 ustawy – Prawo energetyczne.

²⁶⁹ Art. 11c ust. 2 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne.

²⁷⁰ Art. 11d ust. 1 pkt 5 ustawy – Prawo energetyczne.

Operator systemu przesyłowego w związku z wystąpieniem zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej jest przy tym obowiązany niezwłocznie powiadomić ministra właściwego do spraw energii oraz Prezesa URE o wystąpieniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, podjętych działaniach i środkach w celu usunięcia tego zagrożenia i zapobieżenia jego negatywnym skutkom oraz zgłasza konieczność wprowadzenia ograniczeń na podstawie art. 11 ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne.

W 2024 r. nie wystąpiło zagrożenie, które powodowałoby konieczność wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w oparciu o wskazane wyżej regulacje prawne.

8.4. EUROPEJSKA OCENA WYSTARCZALNOŚCI ZASOBÓW (EUROPEAN RESOURCES ADEQUACY ASSESSMENT ERAA – ERAA 2023)

Analiza ERAA ma na celu dostarczenie spójnej i porównywalnej bazy pozwalającej na identyfikację problemów z dostępnością mocy w systemach elektroenergetycznych europejskich operatorów 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 06/2024²⁷¹ 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 24/2020²⁷² i w efekcie uznano, że może stanowić obiektywną podstawę do oceny wystarczalności zasobów zgodnie z wymogami rozporządzenia 2019/943.

8.5. 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

²⁷¹ https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions/ACER_Decision_06-2024_ERAA_2023.pdf

²⁷² https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions/ACER%20Decision%2024-2020%20on%20ERAA_1.pdf

źródeł, a także dane techniczno-ekonomiczne dotyczące typu i wielkości tych źródeł, ich lokalizacji oraz rodzaju paliwa wykorzystywanego do wytwarzania energii elektrycznej.

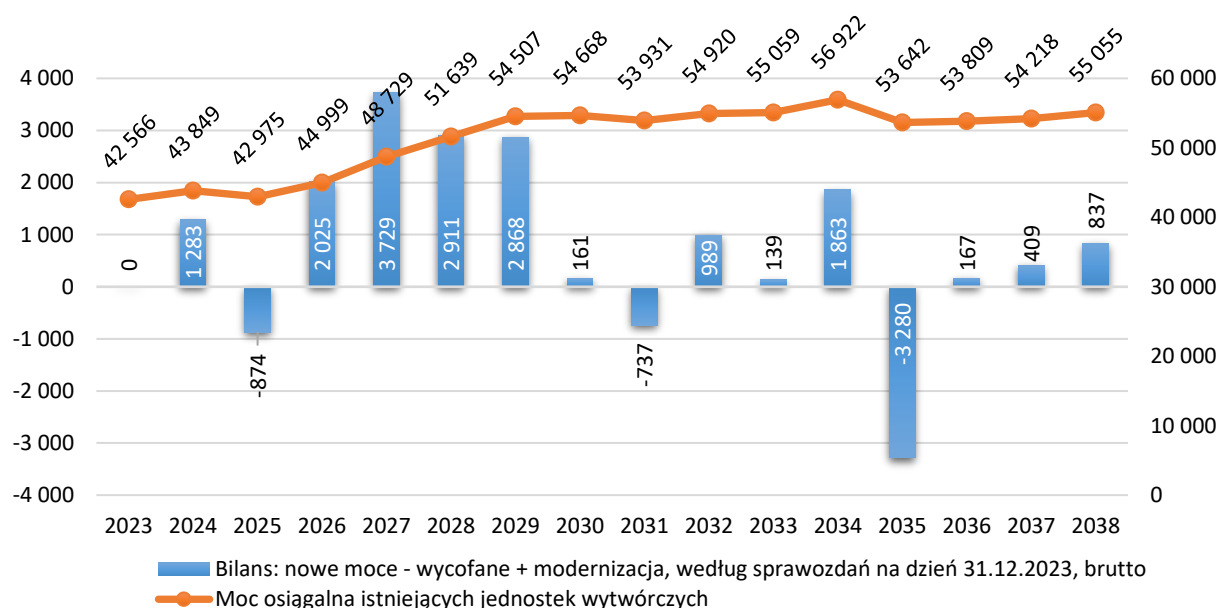
Do wykonania badania wykorzystane zostały opracowane przez URE ankiety, które zostały wypełnione i przesłane przez 106 przedsiębiorstw energetycznych i 15 grup kapitałowych.

W 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.

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).

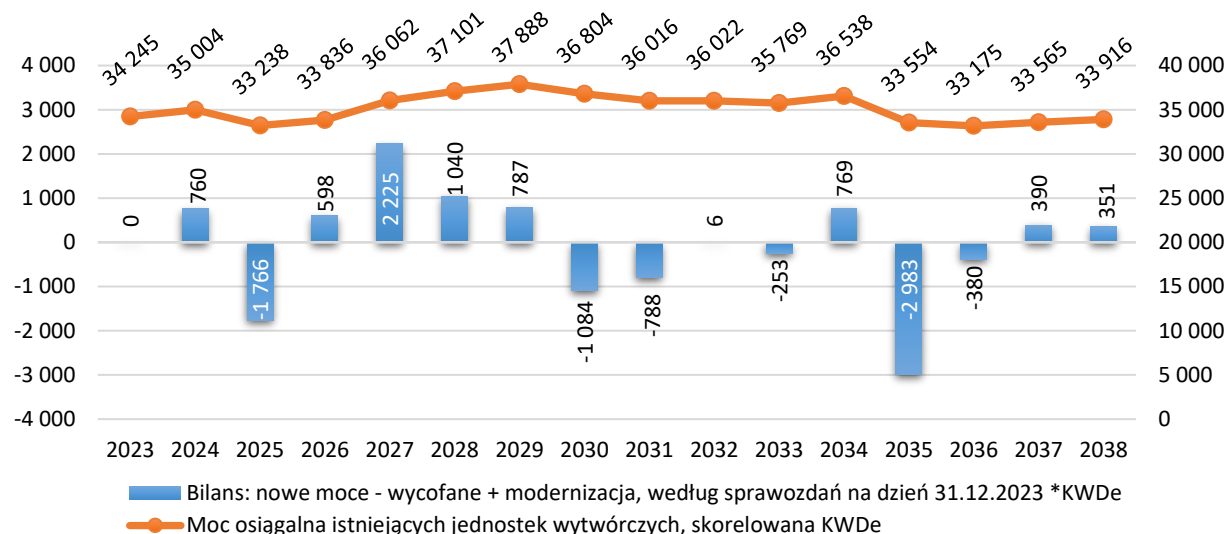
Rysunek 51. Plany inwestycyjne wytwórców na lata 2024–2038: bilans mocy wytwórczych



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. Wycofanie stabilnych jednostek wytwórczych (o wysokim współczynniku KWD_e) spowoduje zatem znaczący spadek mocy wytwórczych pozostających do dyspozycji odpowiedzialnego za bilansowanie i bezpieczeństwo pracy KSE operatora systemu przesyłowego.

Rysunek 52. Plany inwestycyjne wytwórców na lata 2024–2038: bilans mocy wytwórczych przy zastosowaniu KWDe

Źródło: URE na podstawie danych ankietowych.

8.6. 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 elektrycznej²⁷³.

Pod koniec 2024 r., na podstawie art. 48 ust. 3 rozporządzenia 2024/1366, Prezes URE rozpoczął również prace w celu określenia kandydatów na podmioty o dużym wpływie i podmioty o krytycznym wpływie w Polsce – w oparciu o zalecany wskaźnik wpływu na cyberbezpieczeństwo w odniesieniu do energii elektrycznej (ang: Provisional Electricity Cybersecurity Impact Index²⁷⁴) opracowany przez ENTSO-E we współpracy z OSD UE. Prace te nie zakończyły się w 2024 r.

²⁷³ Art. 48 ust. 5 rozporządzenia 2024/1366.

²⁷⁴ <https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Network%20codes%20documents-/NCCS/Provisional%20ECII.pdf>

9. ROZSTRZYGANIE SPRAW SPORNYCH I SKARGI NA DZIAŁANIA PRZEDSIĘBIORSTW ENERGETYCZNYCH

9.1. ROZSTRZYGANIE SPORÓW

Zgodnie z przyznanymi kompetencjami ustawowymi²⁷⁵, Prezes URE rozstrzyga, na wniosek strony, w sprawach dotyczących:

- odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, w tym zwiększenia mocy przyłączeniowej,
- odmowy zawarcia umowy kompleksowej,
- odmowy zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej,
- odmowy zawarcia umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,
- odmowy przyłączenia w pierwszej kolejności instalacji odnawialnego źródła energii,
- ograniczenia pracy lub odłączenia od sieci mikroinstalacji,
- wstrzymania dostarczania energii elektrycznej,
- odmowy dostosowania umowy o przyłączenie do sieci instalacji odnawialnego źródła energii.

W okresie sprawozdawczym w Urzędzie 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 (Aneks, tab. A14-A15).

Jednym z nielicznych przypadków ingerencji administracyjnej w regulację stosunków cywilnoprawnych jest rozstrzyganie przez Prezesa URE sporów dotyczących odmowy przyłączenia do sieci w zakresie publicznoprawnego obowiązku zawarcia umowy o przyłączenie do sieci. Decyzja Prezesa URE zastępuje funkcjonalnie oświadczenie woli stron i stanowi samoistną podstawę ukształtowania stosunku zobowiązaniowego w zakresie sprawy spornej między stronami. Podstawa prawna tego działania została określona w art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Zgodnie z tym przepisem przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii są obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci, na zasadzie równoprawnego traktowania, w pierwszej kolejności, instalacji odnawialnego źródła energii, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania tych paliw lub energii, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne odmówi zawarcia umowy o przyłączenie do sieci lub przyłączenia w pierwszej kolejności instalacji odnawialnego źródła energii, jest obowiązane niezwłocznie pisemnie powiadomić o odmowie jej zawarcia Prezesa URE i zainteresowany podmiot, podając przyczyny odmowy.

Na przedsiębiorstwie energetycznym spoczywa publicznoprawny obowiązek zawierania umów o przyłączenie do sieci 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 energia ma być dostarczana. 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 określoną na podstawie art. 7 ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne. Jak wynika z utrwalonego orzecznictwa sądowego, opłata ta pobierana jest za zespolecie (złączenie) instalacji nowego wytwórcy energii z siecią przedsiębiorstwa energetycznego i obejmuje nakłady za wykonanie tego zespolecia, a nie za rozbudowę sieci przedsiębiorstwa na potrzeby przyłączenia. Jak wskazuje obecnie sama ustawa przez realizację przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci do sieci elektroenergetycznej lub do sieci ciepłowniczej rozumie się budowę odcinka lub elementu sieci służącego do połączenia urządzeń, instalacji lub sieci

²⁷⁵ Art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

podmiotu ubiegającego się o ich przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, z pozostałą częścią sieci. Natomiast obowiązek rozbudowy sieci oraz finansowania rozbudowy sieci na potrzeby przyłączenia różnych podmiotów, nie ma charakteru bezwzględny i aktualizuje się w warunkach określonych w art. 7 ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej jest obowiązane zapewnić realizację i finansowanie budowy i rozbudowy sieci, w tym na potrzeby przyłączania podmiotów ubiegających się o przyłączenie, na warunkach określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 1-4, 7 i 8 i art. 46 oraz w założeniach lub planach, o których mowa w art. 19 i art. 20, oraz w przepisach odrębnych.

Jednocześnie Prezes URE nie ma kompetencji do orzekania tzw. „komercyjnych umów o przyłączenie” do sieci, których podstawa została określona w art. 7 ust. 9 ustawy – Prawo energetyczne. Zgodnie z brzmieniem ww. przepisu, w przypadku, gdy przedsiębiorstwo energetyczne odmówi przyłączenia do sieci z powodu braku warunków ekonomicznych, o których mowa w ust. 1, za przyłączenie do sieci przedsiębiorstwo to może zawrzeć umowę o przyłączenie do sieci ustalając w tej umowie opłatę za przyłączenie w wysokości uzgodnionej z podmiotem ubiegającym się o przyłączenie do sieci. Wówczas przepisów art. 7 ust. 8 pkt 1 i 2 oraz 3 lit. a ustawy – Prawo energetyczne dotyczących zasad ustalania opłaty za przyłączenie do sieci nie stosuje się. Strony „komercyjnej umowy o przyłączenie” mogą kształtować wysokość opłaty za przyłączenie w sposób dowolny, a więc w sposób wykraczający poza ramy ustawowe.

Na temat publicznoprawnego trybu przyłączenia do sieci oraz komercyjnego trybu zawarcia umowy Prezes URE wypowiedział się w Informacji nr 15/2024 z 22 marca 2024 r.²⁷⁶ dotyczącej kwestii wywołujących najczęstsze wątpliwości w obszarze przyłączania do sieci.

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 – 8 wniosków, w sprawie odmowy zawarcia umowy sprzedaży – 4 wnioski i w sprawie odmowy zawarcia umowy świadczenia usług przesyłania lub dystrybucji – 8 wniosków.

Rozpatrywano ponadto 8 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 (101 wniosków).

Warto wskazać, że z wnioskami w sprawie rozstrzygnięcia sporu o odmowę zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej występują także odbiorcy energii elektrycznej, którym odmówiono przyłączenia obiektów zlokalizowanych na terenach nieobjętych miejscowymi planami zagospodarowania przestrzennego i znajdujących się w znacznym oddaleniu od istniejącej sieci dystrybucyjnej. Jak wynika z ustaleń poczynionych w toku prowadzonych postępowań administracyjnych, w odniesieniu do takich obiektów nie istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia, a także w wielu przypadkach techniczne warunki odbioru energii elektrycznej.

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.

²⁷⁶ <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/11816,Informacja-nr-152024.html>

W przeważającej części wydawano decyzje rozstrzygające sprawy co do istoty sporu (150 decyzji). Część prowadzonych postępowań spornych w 2024 r. zostało zakończone decyzjami o umorzeniu postępowania (53 decyzje). W części spraw powodem umorzenia było dojście stron do porozumienia po wszczęciu postępowania przed Prezesem URE. Ponadto w części kierowanych do URE spraw spornych pozostawiono wnioski bez rozpoznania z uwagi na nie uzupełnienie przez wnioskodawców braków formalnych.

Należy także wskazać, że ustawa o rynku mocy²⁷⁷ przyznaje Prezesowi URE kompetencje do rozstrzygania sporów w zakresie funkcjonowania rynku mocy oraz praw i obowiązków uczestników tego rynku, a w szczególności w obszarach:

- 1) procesów certyfikacji, dotyczących:
 - odmowy wpisu jednostki fizycznej do rejestru²⁷⁸ przez operatora²⁷⁹;
 - odmowy wydania certyfikatu przez operatora lub wydania certyfikatu z parametrami odbiegającymi od tych, których dotyczył wniosek o certyfikację;
 - nierównego traktowania właścicieli jednostek fizycznych lub podmiotów przez nich upoważnionych, lub dostawców mocy;
 - prowadzenia przez operatora procesów certyfikacji niezgodnie z przepisami lub Regulaminem rynku mocy,
- 2) aukcji mocy, dotyczących:
 - zachowania uczestników aukcji mocy niezgodnego z przepisami lub Regulaminem rynku mocy;
 - prowadzenia aukcji mocy przez operatora niezgodnie z przepisami lub Regulaminem rynku mocy;
 - niedopuszczenia jednostki rynku mocy do udziału w aukcji mocy,
- 3) obrotu obowiązkiem mocowym na rynku wtórnym, w tym sprzeciwu zgłoszonego przez operatora w odniesieniu do transakcji na rynku wtórnym,
- 4) danych wpisanych do rejestru lub danych, których wpisu odmówiono,
- 5) naruszenia przez operatora zasad ogłaszania okresu przywołania na rynku mocy²⁸⁰,
- 6) aukcji wstępnej,
- 7) odmowy uwzględnienia wniosku o połączenie punktów pomiarowych na potrzeby obliczenia opłaty mocowej od odbiorców końcowych²⁸¹.

Ww. przypadkach Prezes URE na wniosek strony rozstrzyga spór w drodze decyzji, od której służy odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – sądu ochrony konkurencji i konsumentów.

W 2024 r. Prezes URE rozstrzygnął cztery sprawy sporne. Trzy z nich dotyczyły odmowy operatora pozytywnej weryfikacji oświadczenia o wykonaniu demonstracji²⁸² przez jednostkę rynku mocy oraz wpisania do rejestru informacji o pozytywnym wyniku demonstracji dla tej jednostki²⁸³. Czwarta sprawa sporna dotyczyła prowadzenia przez operatora procesu certyfikacji dla jednostki rynku mocy niezgodnie z przepisami lub Regulaminem rynku mocy²⁸⁴.

Od żadnej z ww. decyzji rozstrzygających sprawy sporne nie zostało wniesione odwołanie.

²⁷⁷ Art. 79 ustawy o rynku mocy.

²⁷⁸ Zgodnie z art. 55 ustawy o rynku mocy rejestr jest elektroniczną platformą prowadzenia rynku mocy, gromadzenia, przetwarzania i wymiany danych handlowych, rozliczeniowych i technicznych na tym rynku oraz składania określonych w ustawie oświadczeń uczestników rynku mocy, w tym zawierania transakcji na rynku wtórnym.

²⁷⁹ Zgodnie z art. 2 ust. 1 pkt 27 funkcję operatora rynku mocy pełni operator systemu przesyłowego tj. Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.

²⁸⁰ Art. 2 ust. 1 pkt 26 ustawy o rynku mocy definiuje okres przywołania jako pełną godzinę, w której nadwyżka mocy dostępnej dla operatora w procesach planowania dobowego pracy systemu jest niższa od wartości wymaganej.

²⁸¹ Zgodnie z art. 70b ust. 2 ustawy o rynku mocy.

²⁸² Zgodnie z art. 67 ust. 2 ustawy o rynku mocy demonstracja jest to wykazanie zdolności do wykonania obowiązku mocowego i polega na wskazaniu operatorowi określonej w rozporządzeniu w sprawie wykonania obowiązku mocowego liczby godzin w każdym kwartale, w których jednostka rynku mocy dostarczała moc do systemu.

²⁸³ Art. 79 pkt 4 ustawy o rynku mocy.

²⁸⁴ Art. 79 pkt 1 lit. d ustawy o rynku mocy.

9.2. ROZPATRYWANIE SKARG

W 2024 r. do URE wpłynęło ponad 8,8 tys. skarg odbiorców energii elektrycznej (Aneks, tab. A16). Dotyczyły one m.in. nieprawidłowych rozliczeń i potrzeby wykonania stosownych korekt wystawionych faktur za energię elektryczną, prawidłowości stosowania ceny maksymalnej w rozliczeniach z odbiorcą, o której mowa w ustawie o środkach nadzwyczajnych, zastosowania zawyżonych cen energii elektrycznej w rozliczeniach z odbiorcami oraz samowolnego zmieniania warunków umowy. Część zgłaszanych skarg związana była bezpośrednio z ochroną odbiorców, zamrożeniem cen, bądź z rekompensowaniem kosztów zakupu energii elektrycznej w formie bonu energetycznego. Odbiorcy skarżyli się także, podobnie jak w latach poprzednich, na brak terminowej realizacji umów o przyłączenie do sieci, zgłaszali zastrzeżenia dotyczące prawidłowości działania układów pomiarowo-rozliczeniowych (w kontekście dokonywanych rozliczeń). Ponadto zgłaszano problem (prosumenci), w którym zawarcie umowy ze sprzedawcą zobowiązanym wiąże się z naliczeniem opłaty za przedterminowe rozwiązanie umowy z dotychczasowym sprzedawcą. Akcentowano kwestie braku lub przekraczania przez przedsiębiorstwa energetyczne terminów na udzielenie odpowiedzi na reklamacje oraz trudności w przyjmowaniu od odbiorców zgłoszeń i reklamacji. Odbiorcy wskazywali również na nieuczciwe praktyki sprzedawców energii elektrycznej, tj. wprowadzanie w błąd co do treści umowy (opłata handlowa, dotkliwe kary pieniężne za wcześniejsze rozwiązanie umowy). Poruszana materia nadal dotyczy także niewystawiania faktur przez przedsiębiorstwa energetyczne w terminie, wyznaczania zbyt krótkiego terminu płatności oraz błędnego rozliczania energii wytworzonej przez prosumentów. Podobnie jak w latach ubiegłych część skarg dotyczyła kwestii wstrzymania dostaw, głównie w związku z zaległościami w płatnościach.

W 2024 r. wpłynęły po raz pierwszy zgłoszenia dotyczące tzw. premii prądowej w wysokości 125,34 zł przyznawanej w 2023 r. na podstawie § 50b ust. 1 rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 29 listopada 2022 r.²⁸⁵

W zakresie standardów jakościowych obsługi odbiorców energii elektrycznej, w URE załatwiane są sprawy dotyczące zgłaszanych przez odbiorców problemów z przedsiębiorstwami energetycznymi.

W szczególności wystąpienia odbiorców dotyczą:

- problemów z przyjmowaniem od odbiorców przez całą dobę zgłoszeń i reklamacji dotyczących dostarczania energii elektrycznej z sieci,
- bezzwłocznego usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej spowodowanych nieprawidłową pracą sieci,
- udzielania odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanego z powodu awarii w sieci,
- powiadamiania z odpowiednim wyprzedzeniem i we właściwej formie o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej,
- podejmowania przez przedsiębiorstwa energetyczne stosownych czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorców lub inne podmioty, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,
- udzielania przez przedsiębiorstwa energetyczne informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnych taryf,
- terminowego rozpatrywania wniosków lub reklamacji odbiorców w sprawie rozliczeń oraz udzielania odpowiedzi,
- sprawdzania przez przedsiębiorstwa energetyczne dotrzymywania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci,
- prawidłowości udzielania bonifikat za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej.

²⁸⁵ Dz. U. z 2024 r. poz. 904 z późn. zm.

Wskazać należy, że w ubiegłym roku nastąpił spadek (o 5,6 proc.) ogólnej liczby skarg odbiorców (wzrost liczby skarg prosumentów – o czym niżej), w szczególności dotyczących rozliczeń, jakości dostarczanej energii elektrycznej, obsługi odbiorców oraz przyłączenia do sieci. Jest to związane zarówno ze zmianami przepisów ustawy OZE dotyczącymi m.in. systemów rozliczeń, jak i ze zmianami wprowadzanymi w samych przedsiębiorstwach m.in. w zakresie wprowadzenia systemu rachunków prognozowanych w odniesieniu do prosumentów energii odnawialnej.

W stosunku do 2023 r. należy uznać, że w 2024 r. sytuacja uległa poprawie. Z wyjaśnień przedłożonych przez przedsiębiorstwa energetyczne wynika, że główną przyczyną takiego stanu rzeczy była poprawa wyposażenia technicznego (w zakresie dostosowania systemów IT) oraz poprawa sytuacji kadrowej przedsiębiorstw, w związku z realizacją obowiązków dotyczących mechanizmów szczególnej ochrony odbiorców.

Omawiając zagadnienie skarg na działalność przedsiębiorstw energetycznych wyróżnić należy również skargi na OSD. W zakresie wnoszonych w tej kwestii spraw dominuje problem dotyczący opóźnień w realizacji zawartych umów o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej. Skargi podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci były następstwem zarówno braku podejmowanych przez OSD działań w związku z zawartą umową o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, w tym skutecznej koordynacji działań z podwykonawcami robót, jak i przedkładania projektu aneksu do już zawartej umowy, zmieniającego (czasami kilkukrotnie) termin realizacji przyłączenia.

W 2024 r. wśród skarg na działanie OSD znaczną część stanowiły skargi prosumentów. Ta część odbiorców w swoich skargach podnosiła często kwestie dotyczące wpływu funkcjonowania sieci na mikroinstalacje, co uniemożliwia ciągły i niezawodny odbiór produkowanej przez prosumentów energii elektrycznej (skoki napięcia, wyłączanie instalacji). Jak wynika z analizy wystąpień, trudności w przekazywaniu do sieci elektroenergetycznej energii elektrycznej wytwarzanej w mikroinstalacjach wynikają również z niewłaściwych działań samych prosumentów w zakresie nieprawidłowej eksploatacji mikroinstalacji i braku współpracy prosumentów z operatorami systemów dystrybucyjnych w zakresie właściwego ich sparametryzowania. Wskazywano także na nieprzystosowanie sieci elektroenergetycznej do liczby przyłączanych instalacji fotowoltaicznych, skutkujące niedochowaniem parametrów jakościowych energii elektrycznej w zakresie dopuszczalnych odchyłeń napięcia, co z kolei przekłada się na brak efektywnego wykorzystania pracy mikroinstalacji i niezadowolenie jej użytkowników. Dostrzegane w skargach w tym obszarze częste problemy prosumentów, wskazują na konieczność poprawy mechanizmów kontrolnych parametrów jakościowych energii realizowanych przez operatorów.

W 2024 r. stwierdzono wzrost skarg prosumentów, w tym dotyczących przyłączenia instalacji OZE oraz jakości energii elektrycznej. Zarejestrowano skargi dotyczące nie tylko obiektów, jako takich, ale także instalacji OZE i magazynów energii. Przyczyn wzrostu liczby skarg w przedmiotowym zakresie należy upatrywać we wzrastającym zapotrzebowaniu na energię elektryczną oraz rosnącymi cenami energii w ostatnim czasie. Duże znaczenie stanowi więc możliwość obniżenia rachunków oraz inne korzyści (brak opłaty za przyłączenie do sieci, stabilne i korzystne upusty, możliwość odliczenia kosztów budowy mikroinstalacji w rozliczeniu podatkowym PIT, programy rządowe, dopłaty i in.). Zaobserwowane zjawiska powodują wzmożone zainteresowanie konsumentów odnawialnymi źródłami energii, a także wzrostem zainteresowania przyłączeniem do sieci elektroenergetycznej magazynów energii.

Kontrolowanie dotrzymywania przez przedsiębiorstwo energetyczne parametrów jakościowych dostarczanej energii elektrycznej to m.in. jedno z katalogu zadań Prezesa URE, który – na wniosek odbiorcy – ma możliwość zażądania od operatora systemu dystrybucyjnego przedstawienia wyjaśnień i informacji, w tym danych z przeprowadzonych przez niego pomiarów i badań.

W obecnym stanie prawnym brak jednak określenia terminu do przeprowadzenia czynności sprawdzających prawidłowość działania instalacji przez pracowników OSD, co często w praktyce powoduje zbyt długi czas oczekiwania prosumentów na dokonanie takiego sprawdzenia i w rezultacie brak możliwości wykazania przypadków pogorszenia parametrów jakościowych energii.

W pozostałym zakresie kierowane w 2024 r. do Prezesa URE skargi na działania OSD dotyczyły kwestionowania przez odbiorców prawidłowego działania układu pomiarowo-rozliczeniowego (nadmierne zużycie energii), jak też skargi na niezgodny z umową sposób dokonywania odczytów wskazań liczników energii elektrycznej odbiorców (szacunkowo, a nie rzeczywiście).

Dostrzegalną grupę stanowiły ponadto skargi dotyczące problemów z przyłączaniem do sieci. Część z tych spraw udawało się wyjaśnić z OSD już na etapie postępowania skargowego, natomiast co do części spraw, odbiorcy uzyskiwali wyjaśnienia dotyczące sprawy wraz z informacją o możliwości zwrócenia się do Prezesa URE z wnioskiem o rozstrzygnięcie sporu o odmowę przyłączenia do sieci w trybie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Pozostałe, składane do URE skargi (na OSD) odnosiły się do przypadków: wyłączenia/przerwy w zasilaniu, niezadowolenia w związku z wstrzymaniem dostaw, na skutek powstałego zadłużenia w płatnościach za usługi dystrybucji energii elektrycznej, nieprawidłowości pracy sieci (za wysokie/za niskie napięcie), problemów ze zwiększeniem mocy przyłączeniowej, problemów z posadowieniem urządzeń elektroenergetycznych, działania przedsiębiorstwa energetycznego w związku z prowadzoną kontrolą nielegalnego pobór energii oraz przekraczania przez przedsiębiorstwa terminów na odpowiedź w zgłaszanych przez odbiorców sprawach.

W 2024 r. wśród skarg na działanie sprzedawców i operatorów systemów dystrybucyjnych dotyczących zamrożenia cen, do URE wpłynęło znacząco mniej skarg niż w 2023 r. Większość zgłaszanych przed odbiorców problemów dotyczyła zasad kwalifikowania i zastosowania przepisów z tzw. Tarczy solidarnościowej wobec odbiorców uprawnionych, bądź nieuwzględnienia ich przy zmianie sprzedawcy. W przedmiocie wsparcia odbiorców (zamrożenia cen) zwracano się głównie z zapytaniami odnośnie sposobu składania oświadczeń odbiorcy uprawnionego oraz z zapytaniami dotyczącymi limitów energii, objętych zamrożeniami cenami.

W rozpoznawanych sprawach w przedmiocie zgłoszonych skarg podejmowane są czynności wyjaśniające na podstawie art. 28 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. O wynikach podjętych czynności odbiorcy informowani są stosownym pismem, do którego załączana jest kopia (bądź szczegółowy opis) stanowiska przedsiębiorstwa energetycznego. Celem podjętych interwencji jest ustalenie prawidłowości działań przedsiębiorstw energetycznych w konkretnych sprawach (stanach faktycznych). Działania URE w wielu przypadkach skutkują zmianą wcześniejszego stanowiska przedsiębiorstwa i dokonaniem np. korekty rozliczeń, prawidłowym wykonaniem zapisów umowy, bądź przyznaniem bonifikat w związku ze stwierdzeniem naruszenia standardów jakościowych obsługi odbiorców.

W toku prowadzonych postępowań wyjaśniających Urząd dokonuje szczegółowej analizy wpływających skarg odbiorców w celu wszechstronnego wyjaśnienia każdej sprawy i pomocy konkretnemu odbiorcy w zakresie wskazanym w skardze, w tym także w zakresie dotyczącym realizacji obowiązków przedsiębiorstw energetycznych wynikających z przepisów prawa.

Skarżący informowani są o możliwości złożenia wniosku o rozstrzygnięcie sporu na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, jeżeli zachodzą ku temu przesłanki. Ponadto odbiorcy informowani są o możliwości skierowania sprawy do innych organów administracji, Koordynatora ds. Negocjacji przy Prezesie URE, bądź wystąpienia do sądu powszechnego, tj. podjęcia działań alternatywnych, możliwych do rozważenia przez odbiorców.

Podkreślić należy, że podejmowane są również działania z wykorzystaniem tzw. „miękkich kompetencji Prezesa URE”. Wynika to z faktu, że kompetencje Prezesa URE, w szczególności w zakresie skarg dotyczących rozliczeń za energię elektryczną, czy treści zawartych umów, są ograniczone przepisami prawa oraz utrwalonym orzecnictwem SOKiK (brak możliwości orzekania w sprawach wynikających z umów już zawartych). Mimo to, umiejętne podejmowane czynności niejednokrotnie pozwala uzyskać pozytywne dla odbiorców rezultaty, zaś w razie ich braku odbiorcy nabywają wiedzę co do możliwości i trybu podjęcia dalszych działań.

Dodatkowo w trakcie licznych rozmów telefonicznych, pracownicy URE udzielają szczegółowych i wyczerpujących informacji i wyjaśnień odbiorcom, dotyczących przedstawianych problemów.

Ponadto, dokładna analiza składanych skarg wskazuje, że w wielu sprawach niewłaściwe działanie OSD polegające na spóźnionym przekazywaniu sprzedawcom danych pomiarowych (lub innych informacji dotyczących usługi dystrybucji energii elektrycznej), może powodować wydłużanie terminów udzielania odpowiedzi na reklamacje odbiorców.

Niewątpliwie pozytywnie należy ocenić wzrost wśród odbiorców świadomości ich praw, jak i wiedzy o funkcjonujących regulacjach prawnych, w kontekście liczby zgłaszanych skarg, jak i działań podejmowanych na ich rzecz przez Prezesa URE.

9.3. MONITOROWANIE SKARG I REKLAMACJI ZGŁASZANYCH PRZEZ ODBIORCÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ W GOSPODARSTWACH DOMOWYCH DO PRZEDSIĘBIORSTW ENERGETYCZNYCH

Prezes URE wypełnił również obowiązek monitorowania skarg i reklamacji zgłaszanych przez odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych do przedsiębiorstw energetycznych, wynikający z art. 23 ust. 2 pkt 18b lit. g ustawy – Prawo energetyczne. 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. Szczegółowe dane dotyczące skarg i reklamacji rozpatrywanych przez sprzedawców energii i operatorów systemów dystrybucyjnych w latach 2023–2024 zawarte są w Aneksie (tab. A17-A19).

10. ODPISY NA FUNDUSZ WYPŁATY RÓŻNICY CENY

Na wytwórców energii elektrycznej wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej: energię wiatru, energię promieniowania słonecznego, energię geotermalną, hydroenergię, biomasę, biogaz, biogaz rolniczy oraz biopłyny z wyjątkiem biometanu, odpady, węgiel brunatny, paliwa ciekłe, węgiel kamienny, paliwa gazowe, a także dla przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną – ustawą o środkach nadzwyczajnych został nałożony obowiązek przekazania odpisu na Fundusz, będący nadmiarowym przychodem, zgodnie z przyjętym w ustawie sposobem obliczania.

Prezes URE ma prawo do przeprowadzenia kontroli zgodności informacji i oświadczeń złożonych w sprawozdaniach, zarówno z własnej inicjatywy lub na wniosek Zarządcy Rozliczeń S.A. W przypadku gdy Prezes URE stwierdzi niezgodność sprawozdania ze stanem faktycznym wydaje decyzję o obowiązku dopłaty przekazanej na rachunek Funduszu Wypłaty Różnicy Ceny, pomniejszenia odpis na Fundusz w miesiącu następującym lub przekazaniu kwoty z rachunku Funduszy na rzecz danego podmiotu składającego sprawozdanie.

Zgodnie z aktualnym brzmieniem art. 31 ust. 1 pkt 2 ustawy o środkach nadzwyczajnych, karze pieniężnej podlega ten, kto nie przestrzega poszczególnych obowiązków wskazanych w stawie²⁸⁶. Karę

²⁸⁶ O których mowa w art. 21, art. 25 ust. 1, art. 25a ust. 1, art. 28a lub art. 28b.

pieniężne wymierza Prezes URE w drodze decyzji, a jej wysokość wynosi do 15 proc. przychodu ukaranego podmiotu, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym.

W 2024 r. Prezes URE kontynuował zadania związane z weryfikacją przestrzegania przez przedsiębiorców obowiązków dotyczących odpisu na Fundusz, gdzie przeprowadził 1 328 postępowań administracyjnych oraz wydał 479 decyzji w tym zakresie, w tym 391 decyzji o ukaranie podmiotów na łączną kwotę 4 252 174,28 zł.

Ponadto, wezwano 27 największych podmiotów na rynku – spółek dokonujących obrotu energią elektryczną oraz wytwórców energii elektrycznej – do podania szczegółowych informacji niezbędnych do wykonania analizy w zakresie całego okresu sprawozdawczego Odpisu na Fundusz, tj. od grudnia 2022 r. do grudnia 2023 r.

11. NOWE KOMPETENCJE PREZESA URE

W 2024 r. nałożono na Prezesa URE nowy obowiązek odnoszący się do monitorowania wysokości wsparcia przyznanego wytwórcom w ramach systemów FIT/FIP oraz systemu wsparcia biometanu w ramach limitów środków przeznaczonych na dany system wsparcia zgłoszony Komisji Europejskiej przez Rzeczpospolitą Polską na podstawie art. 42 oraz art. 43 rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014 z dnia 17 czerwca 2014 r. uznającego niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu, z uwzględnieniem progów pomocy, o których mowa w art. 4 ust. 1 lit. v tego rozporządzenia.

Dodatkowo w ramach tych samych systemów wsparcia zmieniono zasady kumulacji pomocy publicznej i w związku z tym, poza koniecznością weryfikacji wielokrotnej oświadczeń dotyczących udzielonej pomocy publicznej i poprawności wyliczonej ceny skorygowanej, rozszerzono także zakres podstaw prawnych do wymierzania przez Prezesa URE kar pieniężnych.

Ustawa z 28 lipca 2023 r. wprowadziła zmiany w Prawie energetycznym, w zakresie dotyczącym planów rozwoju przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją energii. Wprowadzone rozwiązanie opiera się na szerszym umożliwieniu Prezesowi URE oddziaływania na plany rozwoju sieci oraz umożliwieniu nagradzania za realizację inwestycji priorytetowych, z wyznaczonymi kamieniami milowymi ich realizacji, połączone z obowiązkiem sprawozdawczym. W ustawie – Prawo energetyczne w art. 16 dodano ust. 1a (zmieniony ustawą z 21 listopada 2024 r.).

W ustawie – Prawo energetyczne w art. 23 dodano zapisy²⁸⁷ rozszerzające zakres działania Prezesa URE przez wprowadzenie uprawnienia do ustalenia uzasadnionej stopy zwrotu z kapitału zaangażowanego w realizację zadań określonych w wytycznych co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych oraz uzasadnionej stopy zwrotu z wkładu własnego niezbędnego do pozyskania finansowania zadań przyznaną subwencją, dotacją, pożyczką bezzwrotną lub wsparciem w innej formie z krajowych, unijnych lub międzynarodowych funduszy lub programów. Wprowadzona zmiana nadaje Prezesowi URE uprawnienia w zakresie formułowania przedmiotowych stop zwrotu, które pełnią istotną, motywującą rolę we wprowadzanym systemie wpływu na kształtowanie i realizację planów rozwoju sieci. Dzięki wprowadzeniu możliwości wynagradzania za realizację inwestycji priorytetowych przewiduje się, że będzie to zachętą dla przedsiębiorstw energetycznych do podjęcia decyzji o ich realizacji, co w konsekwencji wpłynie pozytywnie na ogólnokrajowy spójny rozwój sieci.

²⁸⁷ W art. 23 ustawy – Prawo energetyczne dodano do ust. 2 pkt 3 lit. g oraz h.

Do zadań Prezesa URE dodano zadanie polegające na opracowywaniu wytycznych co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych, które to wytyczne mogą zostać uwzględnione w planach rozwoju sieci przedsiębiorstw energetycznych, aby na poziomie krajowym zapewniony był ich spójny, systematyczny i skoordynowany rozwój w pożądanym kierunkach.

Realizując ustawowy obowiązek, Prezes URE opublikował w Biuletynie Branżowym URE wymagane wytyczne, a także zalecenia zapewniające jednolitą formę planów rozwoju energii elektrycznej, o których mowa w art. 16 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Zadania Prezesa URE związane z uregulowanym w ustawie OZE systemem wsparcia odbiorców przemysłowych, zostały zmodyfikowane i rozszerzone w następstwie wejścia w życie²⁸⁸ poszczególnych przepisów ustawy z 27 listopada 2024 r., w następujących obszarach:

- ✓ Zmiana przedmiotowego zakresu weryfikacji przez Prezesa URE tzw. „oświadczeń listopadowych” odbiorców przemysłowych w związku z przekształceniem modelu udzielanej ulgi (poprzez uzależnienie jej od kodu PKD przeważającej działalności gospodarczej przedsiębiorcy, a nie jak dotychczas od wysokości współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej), a także weryfikacja, czy dany przedsiębiorca nie znajduje się w trudnej sytuacji w rozumieniu art. 2 pkt 18 rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014 z dnia 17 czerwca 2014 r. uznającego niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu. Zmianie uległy również obowiązujące terminy ustawowe. Ze względu na brzmienie przepisów przejściowych ustawy nowelizującej, w odniesieniu do pierwszych oświadczeń składanych przez przedsiębiorców po nowelizacji, ostateczny termin ich złożenia wypadł wyjątkowo na 3 stycznia 2025 r., natomiast termin publikacji przez Prezesa URE wykazu odbiorców przemysłowych na 2025 r. wynosił 45 dni od wejścia w życie tej ustawy. Wykaz został w związku z tym opublikowany 27 stycznia 2025 r. (por. Informacja Prezesa URE 7/2025²⁸⁹), jednakże ze skutkiem (w kontekście uprawnień przysługujących odbiorcom przemysłowym) od 1 stycznia 2025 r. W kolejnych latach wskazane terminy będą miały charakter stały, tj. będą to odpowiednio: 15 listopada oraz 31 grudnia roku poprzedzającego umieszczenie odbiorcy przemysłowego w wykazie.
- ✓ Zmiana przedmiotowego zakresu weryfikacji przez Prezesa URE tzw. „oświadczeń sierpniowych” odbiorców przemysłowych. Nowe obowiązki regulatora będą obejmowały w szczególności kontrolę uzyskanej pomocy publicznej z tytułu skorzystania z uprawnień przysługujących odbiorcy przemysłowemu²⁹⁰, a także uiszczonej opłaty wyrównawczej, wyliczonej w oparciu o przepisy szczególne²⁹¹. Ponadto, ostateczny termin przedłożenia tych oświadczeń Prezesowi URE został – w odniesieniu do odbiorców przemysłowych ujętych w wykazach poczynszu od 2025 r., a zatem podlegających kontroli w 2026 r. i latach następnych – przesunięty z 31 sierpnia na 31 lipca roku następującego po roku realizacji obowiązku.
- ✓ Nowe zadanie Prezesa URE w postaci rozliczania, dwa lata po skorzystaniu z odbiorcy przemysłowego z przysługujących mu uprawnień, wykonania obowiązku ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, na podstawie stosownego sprawozdania złożonego przez odbiorcę przemysłowego²⁹². Co do zasady obowiązek uznany będzie za spełniony, jeżeli odbiorca przemysłowy zrealizuje przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej, wskazane w ostatnim audycie energetycznym przedsiębiorstwa, dla których okres zwrotu nakładów nie przekracza 3 lat, albo wykaże, że co najmniej 30 proc. energii elektrycznej zużytej na własne potrzeby zostało wytworzone ze źródeł zapewniających uniknięcie emisji gazów cieplarnianych, albo poniesie nakłady finansowe w wysokości nie mniejszej niż 50 proc. wartości uzyskanej pomocy na przedsięwzięcia mające na celu ograniczenie emisji gazów cieplarnianych poniżej określonych wskaźników emisyjności.

²⁸⁸ Odpowiednio: 14 grudnia 2024 r., 28 grudnia 2024 r. oraz 1 stycznia 2025 r.

²⁸⁹ <https://www.ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/12426,Informacja-nr-72025.html>

²⁹⁰ O których mowa w art. 53 ust. 1, w art. 96 ust. 2 ustawy OZE oraz w art. 62 ust. 2 ustawy o CHP.

²⁹¹ Por. art. 53a ustawy OZE.

²⁹² Por. art. 54b w związku z art. 54a ustawy OZE.

- ✓ Nowe zadanie Prezesa URE w zakresie wymierzania sankcji za niewykonanie przez odbiorcę przemysłowego obowiązku ograniczenia emisji gazów cieplarnianych oraz za nieprzekazanie wymaganych informacji w ustawowo wyznaczonym terminie lub za podanie nieprawdziwych danych. Zamiast dotychczasowej, jednakowej dla wszystkich, sankcji w postaci zakazu uczestnictwa w systemie wsparcia odbiorców przemysłowych na okres 5 lat, Prezes URE będzie – w przypadkach wskazanych w art. 55 ustawy OZE – obligatoryjnie wydawał decyzję w sprawie zwrotu pomocy publicznej, indywidualnie obliczanej dla każdego podmiotu. Rozszerzony został również katalog przesłanek będących podstawą do zobowiązania odbiorcy przemysłowego do zwrotu nienależnie otrzymanej pomocy publicznej.

W zakresie nowych kompetencji, należy wskazać określone w art. 8¹ ustawy – Prawo energetyczne zadanie związane z rozpatrywaniem zawiadomień odbiorców dotyczących naruszenia przez OSD obowiązków określonych w tej ustawie. W okresie sprawozdawczym nie odnotowano wystąpień odbiorców w powyższym zakresie.

Kolejna nowa kompetencja została przewidziana w art. 38ac ustawy OZE, który z początkiem roku 2024 nałożył na Prezesa URE obowiązek prowadzenia rejestru klastrów energii. Sprawy dotyczące prowadzenia rejestru i uzyskania wpisów do niego zostały powierzone Środkowo-Zachodniemu Oddziałowi Terenowemu URE z siedzibą w Łodzi.

12. OKIEM REGULATORA

Prezes URE dostrzega potrzebę zainicjowania prac mających na celu eliminowanie zakłóceń pracy sieci elektroenergetycznej powodowanej przyłączeniem instalacji OZE.

Zmiany wymagają przepisy dotyczące Koordynatora ds. negocjacji przy Prezesie URE. Na podstawie art. 31a ust. 2 pkt 1-2 ustawy – Prawo energetyczne, prowadząc postępowania w sprawie pozasądowego rozwiązywania sporów, Koordynator umożliwia zbliżenie stanowisk stron w celu rozwiązania sporu przez jego strony lub przedstawia stronom propozycję rozwiązania sporu. Przyjęte rozwiązania wydają się niewystarczające. Pokrywają się z kompetencjami mediatora, który „wspiera strony w odnalezieniu wspólnych interesów”. Konieczne wydaje się zatem wprowadzenie rozwiązań polegających na możliwości wiążącego rozstrzygnięcia wybranych kategorii spraw przez Koordynatora. Mowa tu np. o sprawach, o których mowa w art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Powinna zostać podwyższona wysokość kar za uchybienia w realizacji obowiązków spoczywających na wytwórcach energii elektrycznej w ramach MIOZE, w szczególności w zakresie sprawozdawczości – obecne sankcje (1 000 zł) zdają się nie realizować prewencyjnej funkcji kary, z uwagi na wielokrotne nieskładanie sprawozdań przez te same podmioty.

Ustawy szeroko rozumianego Prawa energetycznego powinny przybrać formę kodeksu podzielonego na część ogólną – wspólną dla wszystkich segmentów szeroko rozumianego rynku energii i części szczegółowe. Powyższe rozwiązanie pozwoliłoby na ujednolicenie i uporządkowanie regulacji i procedur w sektorze energetycznym.

Przepisy Prawa energetycznego powinny zawierać regulację dotyczącą maksymalnego terminu realizacji umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej w przypadku grupy V (niskie napięcie). Dotychczasowa praktyka sprowadza się często do tego, że przyszły odbiorca w gospodarstwie domowym wielokrotnie ma aneksowaną umowę o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej w zakresie terminu realizacji przyłącza.

Zgodnie § 49 pkt 9 rozporządzenia systemowego elektroenergetycznego, *przedsiębiorstwo energetyczne w zakresie standardów jakościowych obsługi odbiorców, na wniosek odbiorcy dokonuje sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej.*

W obecnych realiach, w których wpływ powszechnie stosowanych mikroinstalacji fotowoltaicznych na parametry jakościowe energii elektrycznej (zwłaszcza na poziom napięcia w sieci) jest znaczący, powołany przepis prawa należałoby uzupełnić wskazując termin, w jakim przedsiębiorstwo energetyczne byłoby zobowiązane do przeprowadzenia pomiarów parametrów jakościowych energii przy użyciu specjalistycznego rejestratora instalowanego w miejscu dostarczania energii elektrycznej na okres jednego tygodnia. W obecnym stanie prawnym ten termin nie jest określony, co często w praktyce powoduje sytuacje, że prosument obserwujący np. w lipcu zbyt wysokie napięcie w sieci, które powoduje wyłączanie się falownika jego mikroinstalacji fotowoltaicznej, po złożeniu wniosku o dokonanie sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii oczekuje na zainstalowanie specjalistycznego rejestratora aż do listopada, kiedy to produkcja energii z OZE w jego otoczeniu jest już niewielka i parametry jakościowe energii są już wtedy utrzymane w normie. Przedsiębiorstwo energetyczne, na podstawie wyników tych pomiarów, informuje prosumenta, że nie stwierdziło żadnych nieprawidłowości, po czym przychodzi sezon wiosenno-letni kolejnego roku, w którym aktywność mikroinstalacji fotowoltaicznych wzrasta i problem powraca pozostawiając prosumenta w punkcie wyjścia. Reasumując, brzmienie powyższego przepisu prawa z powodu nieokreślonego w nim terminu realizacji wniosku o dokonanie sprawdzenia parametrów jakościowych energii nie przystaje do obecnych realiów, w których pogarszanie tych parametrów często występuje sezonowo z uwagi na charakter pracy powszechnie instalowanych OZE fotowoltaicznych. Odbiorca czy też prosument wnioskujący o sprawdzenie parametrów jakościowych energii w celu udowodnienia przedsiębiorstwu energetycznemu, że w jego miejscu dostarczania dochodzi do nieprawidłowości w tym zakresie, staje się niejako uczestnikiem „loterii” i może liczyć tylko na ślepy los, że przedsiębiorstwo energetyczne zainstaluje kontrolne urządzenie pomiarowe (rejestrator) w miarę niezwłocznie, pozwalając na skuteczne „uchwycenie” zaobserwowanej nieprawidłowości która występuje sezonowo (w okresach największej wydajności instalacji fotowoltaicznych).

Na przestrzeni ostatnich lat daje się zauważyć trend, w którym rola Prezesa URE, jaką wyznacza mu ustawodawca, przesunęła się z organu, który miał równoważyć interesy odbiorców oraz przedsiębiorstw energetycznych na rolę organu *quasi* sądowego i kontrolnego dla nowych kompetencji. Ma to odzwierciedlenie chociażby we wzroście liczby postępowań spornych o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej (gdzie stronami są profesjonalni przedsiębiorcy) i znacznym spadku liczby postępowań, w których stronami są odbiorcy, w szczególności odbiorcy w gospodarstwach domowych.

W zaistniałej sytuacji, warta rozważenia jest inicjatywa ustawodawcza w kwestii przekazania opisaną kategorią spraw spornych (np. o znacznej wartości przedmiotu sporu) do kompetencji sądów powszechnych, gdzie procedura cywilna pozwoli na sprawne ich rozpoznanie.

Niezależnie od powyższego proponuje się poniższe zmiany legislacyjne.

Treść art. 7 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne należy dostosować do aktualnego brzmienia art. 7 ust. 1 tej ustawy poprzez wykreślenie wyrazów „zdanie pierwsze tej ustawy”, które w aktualnym brzmieniu ustępu 1 są nieadekwatne do jego treści.

Zastosowanie jednolitej terminologii w ustawie – Prawo energetyczne i w rozporządzeniach wykonawczych w zakresie terminu: pozostawienie bez rozpatrzenia/rozpoznania. I tak, w art. 7 ust. 8c ustawy – Prawo energetyczne zapisano, że „Zaliczkę wnosi się w ciągu 14 dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, pod rygorem pozostawienia wniosku **bez rozpatrzenia**” (podkreślenie własne). Podobnie w § 6 ust. 2 rozporządzenia systemowego gazowego: „W przypadku gdy wniosek, o którym mowa w ust. 1, nie spełnia wymogów określonych w § 7, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych, w terminie 7 dni od daty wpływu wniosku, wzywa wnioskodawcę do jego uzupełnienia w terminie nie krótszym niż 21 dni. Jeżeli wniosek nie zostanie uzupełniony w wyznaczonym terminie, przedsiębiorstwo energetyczne pozostawia go **bez rozpatrzenia**” (podkreślenie własne). Podczas gdy § 8 rozporządzenia systemowego elektroenergetycznego stanowi, że „Jeżeli wniosek o określenie warunków przyłączenia nie spełnia wymagań określonych odpowiednio dla danego rodzaju wniosku wskazanego w § 6 lub wymagań określonych w art. 7 ustawy lub został złożony niezgodnie ze wzorem, o którym mowa w § 7 ust. 1,

przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej wzywa wnioskodawcę do usunięcia braków w terminie 14 dni od dnia otrzymania wezwania z pouczeniem, że nieusunięcie braków w wyznaczonym terminie spowoduje pozostawienie wniosku **bez rozpoznania** (podkreślenie własne)”. Co więcej, w rozporządzeniu systemowym ciepłowniczym brak jest analogicznych zapisów co powoduje, że OSD ciepłowniczego nie wie co zrobić w przypadku złożenia wniosku przez podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci ciepłowniczej zawierającego braki formalne, który nie został uzupełniony przez ubiegający się podmiot. Stąd też w rozporządzeniu tym należy wprowadzić analogiczne zapisy, pozwalające na pozostawienie bez rozpoznania/rozpatrzenia nieuzupełnionego wniosku zawierającego braki formalne.

Zarówno w ustawie, jak i w rozporządzeniu systemowym gazowym, a w konsekwencji i rozporządzeniu systemowym ciepłowniczym, należy wprowadzić analogiczny zapis jak w § 8 ust. 2 tj. „W przypadku nieusunięcia braków w wyznaczonym terminie wniosek pozostawia się bez rozpoznania, o czym przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej **informuje wnioskodawcę**” (podkreślenia własne), tj. w przypadku pozostawienia wniosku bez rozpoznania/rozpatrzenia należy o tym fakcie wnioskodawcę poinformować. Zastanowienia wymaga, czy i tu nie doprecyzować terminu, w jakim przedsiębiorstwo energetyczne ma taką informację przesłać, np. w terminie 7 bądź 14 dni od upływu terminu na uzupełnienie wniosku/terminu wpłaty zaliczki.

Prawo energetyczne powinno zawierać regulacje umożliwiające OSD odmowy przyjęcia zgłoszenia mikroinstalacji w przypadku, gdy w wyniku jej podłączenia niedochowane zostaną parametry jakościowe dostarczanej energii elektrycznej.

Przepis art. 8 ust 1 ustawy – Prawo energetyczne należałoby uporządkować, np. wprowadzając wyliczenia od myślników (podobnie jak ma to miejsce w sporach Koordynatora ds. negocjacji). W obecnym brzmieniu przepis ten jest nieczytelny i niezrozumiały. Zmianie powinien ulec art. 8 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne albowiem przepis ten w aktualnym brzmieniu nie przystaje do realiów, dodatkowo w żadnej mierze nie koreluje z obecnym brzmieniem art. 8 ust. 1 tej ustawy oraz art. 6b i n.

Część III.

GAZOWNICTWO

Przepływy gazu ziemnego

Regazyfikacja i skraplanie gazu

Przesyłanie i dystrybucja

Magazynowanie

Bezpieczeństwo dostarczania
paliw gazowych

Rynek detaliczny

Rynek hurtowy

Wymiana transgraniczna

1. NAJWAŻNIEJSZE WYDARZENIA MAJĄCE WPŁYW NA DZIAŁALNOŚĆ REGULATORA W 2024 R.

Ze względu na trwającą od 2021 r. wyjątkową sytuację na europejskim i krajowym rynku gazu, ustawodawca zdecydował się na wprowadzenie rozwiązań, które również w 2024 r. chroniły odbiorców w gospodarstwach domowych oraz odbiorców realizujących ważne zadania z zakresu użyteczności publicznej. W związku z tym, maksymalna cena paliw gazowych dla odbiorców uprawnionych ustalona została do 30 czerwca 2024 r. 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 energetyczne²⁹³.

W 2024 r. po raz pierwszy w taryfach przedsiębiorstw infrastrukturalnych gazowych było uwzględniane saldo konta regulacyjnego. Mechanizm konta regulacyjnego dla przedsiębiorstw prowadzących działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji paliw gazowych, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, został wprowadzony rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 23 listopada 2023 r. zmieniającym rozporządzenie taryfowe gazowe²⁹⁴. Wprowadzenie kont regulacyjnych dla energetycznych działalności infrastrukturalnych w zakresie paliw gazowych ma na celu zapewnienie stabilnych warunków prowadzenia działalności dla operatorów (stanowi ochronę przed niepełnym odzyskiwaniem przez operatora przychodów, które mają pokryć koszty uzasadnione), 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. PRZEPŁYWY GAZU ZIEMNEGO

W 2024 r. na rynku gazu ziemnego spośród 48 podmiotów posiadających koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą, aktywnie działało 31 podmiotów zajmujących się przywozem gazu ziemnego z zagranicy lub wywozem gazu za granicę. W porównaniu z 2023 r. obserwuje się spadek aktywności podmiotów w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą (w 2023 r. 40 podmiotów posiadało koncesje na obrót gazem ziemnym z zagranicą, a co najmniej 32²⁹⁵ faktycznie zajmowały się przywozem lub wywozem gazu ziemnego).

W 2024 r. przez krajowy gazowy system przesyłowy przepłynęło 234,1 TWh gazu ziemnego (łącznie wysokometanowego i zaazotowanego). Do Polski sprowadzono 168,5 TWh gazu ziemnego, przy wykorzystaniu maksymalnych technicznych zdolności przesyłowych przywozu gazu ziemnego wynoszących 0,0530 TWh/h. Z terytorium Polski wywieziono 1,53 TWh gazu ziemnego, wykorzystując maksymalne techniczne zdolności przesyłowe wywozu w wielkości 0,0129 TWh/h.

²⁹³ 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>

²⁹⁴ Dz. U. z 2023 r. poz. 2582.

²⁹⁵ Przedsiębiorstwa zajmujące się obrotem gazem ziemnym z zagranicą przekazuje Prezesowi URE informacje o realizacji umów sprzedaży gazu ziemnego za granicę od 4 kwartału 2023 r. na podstawie art. 49c ust. 3 ustawy-Prawo energetyczne.

Tabela 38. Przepływy gazu ziemnego w punktach połączeń międzysystemowych z uwzględnieniem zdolności ciągłych i przerywanych w 2024 r. [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	101593311	30591211	439 298	0	101154013	30591211	30 536	0	408 762
OSGT Gaz-System S.A.	Polska	Punkt Wzajemnego Połączenia (wy)	Polska /SGT	0	101593311	0	0	0	101593311	0	0	0
ONTRAS	Niemcy	GCP GAZ-SYSTEM/ONT RAS (we)	Polska	17825371	12732408	6271629	0	11553742	12732408	778 718	0	5 492 911
ONTRAS	Niemcy	GCP GAZ-SYSTEM/ONT RAS (wy)	Niemcy	31 833	17825371	48	0	31 785	17825371	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	6621945	6596262	6349304	0	272 641	6596262	4105712	0	2 243 592
Net4Gas	Czechy	Cieszyn (wy)	Czechy	0	6621945	0	0	0	6621945	0	0	28 056
GasNet, s.r.o.	Czechy	Złate Hory	Polska	49 413	231 851	0	0	49 413	231 851	0	0	0
GasNet, s.r.o.	Czechy	Złate Hory	Czechy	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eustream	Słowacja	Vyrava (we)	Polska	63662040	6366204	49 080	0	63612960	6366204	6366204	49 080	49 080
Eustream	Słowacja	Vyrava (wy)	Słowacja	52888464	5288846	11 269	0	52877195	5288846	11 248	0	21
LLC Gas TSO of Ukraine	Ukraina	GCP Gaz-System/UA TSO (we)	Polska	49629600	49133304	13101462	0	36528138	49133304	163 203	0	12938259
LLC Gas TSO of Ukraine	Ukraina	GCP GAZ-SYSTEM/UA TSO (wy)	Ukraina	0	54040668	264	1545600	0	52495068	0	1538136	7 464
AB Amber Grid	Litwa	Santaka (we)	Polska	21253327	6893833	2732812	0	18520515	6893833	184 391	0	2 548 421
AB Amber Grid	Litwa	Santaka (wy)	Litwa	25226652	19000670	2568545	0	22658107	19000670	1080510	0	1 488 035
Energinet	Dania	FAXE (Baltic Pipe wejście)	Polska	117802224	78912250	93676698	0	24125526	78912250	14693932	0	78982766
Energinet	Dania	FAXE (Baltic Pipe wyjście)	Dania	33842468	3384247	3 646	0	33838822	3384247	1 383	0	2 263
GASCADE Gastransport GmbH	Niemcy	Mallnow SGT (we)	Polska	101593311	21999387	439 298	0	101154013	21999387	30 536	0	408 762
GASCADE Gastransport GmbH	Niemcy	Mallnow SGT (wy)	Niemcy	0	101593311	0	0	0	101593311	0	0	0

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

3. REGAZYFIKACJA I SKRAPLANIE GAZU

Opis rynku

Praca Terminalu LNG w Świnoujściu prowadzona jest przez operatora systemu skraplania gazu, tj. spółkę OGP Gaz-System S.A. Terminal LNG w Świnoujściu to instalacja do rozładunku, procesowego składowania i regazyfikacji, a także instalacja do załadunku LNG na autocysterny.

Tabela 39. Terminal LNG w Świnoujściu w liczbach – rok 2024

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

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

Wielu odbiorców paliw gazowych nabywa gaz w postaci skroplonej (LNG), transportowany cysternami, bezpośrednio do instalacji odbiorczej lub poprzez stacje do tankowania. W 2024 r. 32 ze 176 przebadanych sprzedawców posiadających koncesję OPG zaraportowało sprzedaż gazu LNG do odbiorców końcowych²⁹⁶. Łączny wolumen sprzedaży gazu LNG w postaci skroplonej do odbiorców końcowych wyniósł 2 868 171 MWh.

Tabela 40. Struktura sprzedaży gazu LNG do odbiorców końcowych w 2024 r. [MWh]

Sprzedaż gazu LNG [MWh]	Sprzedawcy alternatywni	GK Orlen	Suma
Sprzedaż gazu do odbiorców końcowych przez spółki obrotu działające na terenie kraju	2 447 276	420 895	2 868 171
z tego: przemysł	1 865 564	278 568	2 144 132
rolnictwo	98 034	-	98 034
usługi i handel	397 682	142 327	540 009
użyteczność publiczna	85 779	-	85 779
gospodarstwa domowe	217	-	217

Źródło: URE na podstawie danych z badania ankietowego.

Obowiązek uzyskania koncesji

Uzyskania koncesji²⁹⁷ wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego o przepustowości wynoszącej co najmniej 200 m³/h²⁹⁸.

Usługi skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego mogą być świadczone wyłącznie przez operatora systemu skraplania gazu ziemnego (OSGZ) lub operatora systemu połączonego²⁹⁹. Zatem przedsiębiorca posiadający stosowną koncesję, ale nieposiadający statusu

²⁹⁶ Zmieniono zasady monitorowania rynku detalicznego, dlatego dane prezentowane za 2024 r. nie są porównywalne do lat poprzednich.

²⁹⁷ <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/jak-uzyskac-koncesje/paliwa-gazowe-i-wodor/2253,Pakiet-informacyjny-dla-przed-siebiorcow-zamierzajacych-prowadzic-dzialalnosc-gos.html>

²⁹⁸ Art. 32 ust. 1 pkt 2a ustawy – Prawo energetyczne.

²⁹⁹ Zgodnie z art. 4e¹ ustawy – Prawo energetyczne.

operatora systemu, nie może wykonywać działalności gospodarczej w zakresie skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego.

Nieprzestrzeganie tego obowiązku sankcjonowane jest karą pieniężną. Zgodnie z przepisami³⁰⁰, karze pieniężnej podlega ten, kto nie będąc operatorem systemu skraplania gazu ziemnego lub operatorem systemu połączonych wyznaczonych przez Prezesa URE, świadczy usługi skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego.

Wybrane generalne aspekty dotyczące procesu uzyskiwania koncesji zostały omówione w pkt 7.1.

Na 31 grudnia 2024 r. przedsiębiorcy posiadali 6 ważnych koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego.

W 2024 r. Prezes URE dokonał 8 zmian koncesji, w jednym przypadku pozostawił wniosek o udzielenie koncesji bez rozpoznania oraz nie cofnął żadnej koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego.

Aktualne treści koncesji oraz informacje o decyzjach w ich sprawach, publikowane są w BIP URE³⁰¹.

Operatorzy systemu skraplania gazu ziemnego

Według stanu na 31 grudnia 2024 r., 5 podmiotów posiadało przyznany przez Prezesa URE status operatora systemu skraplania gazu ziemnego. Jeden koncesjonariusz nie posiadał tego statusu, który w konsekwencji braku wyznaczenia operatorem systemu nie mógł wykonywać działalności gospodarczej w zakresie skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego.

Taryfowanie dla usług regazyfikacji LNG

Rozliczanie usług regazyfikacji LNG prowadzone jest w oparciu o zatwierdzone przez Prezesa URE taryfy w zakresie:

- a) regazyfikacji skroplonego LNG w przypadku, gdy usługi regazyfikacji są świadczone przez operatora systemu skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji LNG,
- b) dystrybucji paliw gazowych w przypadku, gdy regazyfikacja LNG odbywa się w instalacji własnej operatora systemu dystrybucyjnego³⁰².

Jedynym podmiotem zatwierdzającym taryfę w zakresie regazyfikacji LNG jest OGP Gaz-System S.A., pozostałe przedsiębiorstwa, które posiadały status operatora systemu skraplania gazu ziemnego, uwzględniały koszty związane z regazyfikacją LNG w stawkach opłat dystrybucyjnych.

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 1 stycznia – 31 grudnia 2024 r.

W taryfie nr 9, 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

³⁰⁰ Art. 56 ust. 1 pkt 24a ustawy – Prawo energetyczne.

³⁰¹ <https://rejstry.ure.gov.pl/>

³⁰² § 17 ust. 6 rozporządzenia taryfowego gazowego

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.

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 Usługę Regazyfikacji, akceptując fakt, że odbiera z terminalu mniej gazu (w MWh) niż do niego wprowadza (w MWh).

Decyzją z 16 grudnia 2024 r. Prezes URE zatwierdził taryfę dla usług regazyfikacji LNG nr 10 na okres 1 stycznia – 31 grudnia 2025 r. Zatwierdzenie tej taryfy 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. Zmiana stawek wynikała ze wzrostu kosztów spowodowanego zakończeniem programu rozbudowy terminala (głównie amortyzacji, usług obcych, podatków i opłat, wynagrodzeń oraz zwrotu z kapitału) oraz 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 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 są 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.

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 2023r.³⁰³ 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, w kalkulacji taryfy na 2025 r. nie zostało uwzględnione saldo subkonta regulacyjnego prowadzonego dla tych usług i tym samym całość salda w kwocie (-) 2 547,51 tys. zł pozostała do rozliczenia w kolejnych taryfach³⁰⁴. Dalsze informacje na temat konta regulacyjnego zawiera decyzja zatwierdzająca taryfę nr 10, dostępna w BIP URE³⁰⁵.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Instalacji Skroplonego Gazu Ziemnego

Operator systemu skraplania gazu ziemnego jest obowiązany do opracowania Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Instalacji Skroplonego Gazu Ziemnego³⁰⁶. OGP Gaz-System S.A., po przeprowadzeniu konsultacji z uczestnikami rynku, przedłożył do zatwierdzenia projekt zmiany Instrukcji Ruchu

³⁰³ Zgodnie z § 10a ust. 3 rozporządzenia taryfowego gazowego, saldo konta regulacyjnego dla innych operatorów na rok regulacji n oblicza się na podstawie wykonania roku n-2.

³⁰⁴ Stosownie do § 10a ust. 3 rozporządzenia taryfowego gazowego.

³⁰⁵ <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe/4571,Taryfy-opublikowane-w-2024-r.html>

³⁰⁶ Zgodnie z art. 9g ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

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 BIP URE³⁰⁷.

Monitorowanie wypełniania zadań przez operatorów systemów skraplania gazu ziemnego w zakresie warunków dostępu do instalacji

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

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 (art. 20 rozporządzenia 715/2009).
7. Działania Operatora Systemu LNG podejmowane w celu zagwarantowania swobodnego handlu prawami do zdolności w sposób przejrzysty i niedyskryminacyjny (art. 22 rozporządzenia 715/2009).

³⁰⁷ <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/inne-decyzje-informacyj/4574,Inne-decyzje-informacje-sprawozdania-opublikowane-w-2024-r.html>

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 2022/2576.

Na podstawie przeprowadzonego monitoringu nie stwierdzono naruszeń.

4. MAGAZYNOWANIE

Na terenie kraju działalność w zakresie magazynowania gazu ziemnego prowadzi Gas Storage Poland Sp. z o.o. z siedzibą w Dębogórze (GSP). GSP wyznaczone jest operatorem systemu magazynowania. GSP świadczy usługi magazynowania gazu ziemnego w ramach dwóch grup instalacji magazynowych oraz jednego podziemnego magazynu gazu.

Możliwości techniczne instalacji magazynowych w 2024 r. przedstawia poniższa tabela.

Tabela 41. Praca instalacji magazynowych w 2024 r. (stan na 1 stycznia 2025 r. na godz. 6:00)

Nazwa i rodzaj magazynu			Rodzaj magazynowanego gazu	Pojemność czynna				Ilość gazu pobrana z magazynu	Ilość gazu zatłoczona do magazynu	Stan magazynowy minimalny	Stan magazynowy maksymalny	Stan na godz. 6:00 1 stycznia 2025 r.		
				[mln m³]	[GWh] ²⁾		[GWh]						[GWh]	[GWh]
GIM Kawerna ¹⁾	KPMG Mogilno	w kavernach solnych	gaz ziemny wysokometanowy, grupa E	876,12	580,92	9762,86	6471,4	7410,0	6764,8	6341,4	9365,3	8779,6		
	KPMG Kosakowo				295,20								3291,46	
GIM Sanok ¹⁾	PMG Brzeźnica	w szczerpanym złożu gazu wysokometanowego		1150,0	100,0	13001,2	1126,0	9037,6	8763,7	4294,3	13037,5	11420,6		
	PMG Husów												500,0	5650,0
	PMG Strachocina												460,0	5211,8
	PMG Swarzędów												90,0	1013,4
PMG Wierzchowice ¹⁾		w szczerpanym złożu gazu zaazotowanego		1300,00	14729,0		12041,5	9574,5	5076,4	14656,7	12179,5			
Razem				3326,12	37493,06		28489,0	25103	-	-	32379,8			

Uwagi:

- ¹⁾ Rozliczenia usług magazynowania paliwa gazowego prowadzone są wyłącznie dla GIM Kawerna, GIM Sanok oraz Instalacji Magazynowej PMG Wierzchowice.
²⁾ Pojemność czynna instalacji magazynowej w [GWh] określona po prognozowanym cieple spalania.
³⁾ Stan magazynowy maksymalny uwzględniający stan napełnienia instalacji określany po rzeczywistym cieple spalania.

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

Obowiązek uzyskania koncesji

Uzyskania koncesji³⁰⁸ wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie magazynowania paliw gazowych w instalacjach magazynowych³⁰⁹. Na 31 grudnia 2024 r. jedynym przedsiębiorcą, który posiadał udzieloną decyzją Prezesa URE koncesję na magazynowanie paliw gazowych w instalacjach magazynowych była spółka GSP, wyznaczona OSM na mocy decyzji Prezesa URE do 31 grudnia 2026 r. Spółka ta pełni swoją funkcję na majątku stanowiącym własność Orlen S.A. (uprzednio: PGNiG S.A.).

Usługi magazynowania paliw gazowych mogą być świadczone wyłącznie przez operatora systemu magazynowania paliw gazowych (OSM) lub operatora systemu połączonego³¹⁰. Zatem przedsiębiorca posiadający stosowną koncesję ale nieposiadający statusu operatora systemu nie może wykonywać działalności gospodarczej w zakresie magazynowania paliw gazowych. Nieprzestrzeganie tego obowiązku sankcjonowane jest karą pieniężną. Zgodnie z przepisami³¹¹, karze pieniężnej podlega ten, kto nie będąc operatorem systemu magazynowania paliw gazowych lub operatorem systemu połączonego wyznaczonym przez Prezesa URE, świadczy usługi magazynowania paliw gazowych.

W ustawie – Prawo energetyczne zostały także określone zasady unbundlingu (rozdzielenia działalności) OSM. Ma to na celu zapewnienie skutecznego rozdziału działalności w zakresie magazynowania paliw gazowych od działalności związanych z produkcją lub sprzedażą gazu ziemnego lub wodoru.

OSM będący w strukturze przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, pozostaje pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji niezależny od innych działalności niezwiązanych z magazynowaniem paliw gazowych, magazynowaniem wodoru, przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych, przesyłaniem wodoru, dystrybucją wodoru, skraplaniem gazu ziemnego lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego³¹². Ponadto w celu zapewnienia niezależności operatorowi systemu magazynowania należy spełnić łącznie następujące kryteria niezależności³¹³:

- a) osoby odpowiedzialne za zarządzanie operatorem systemu magazynowania nie mogą uczestniczyć w strukturach zarządzania przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo lub przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi lub wytwarzaniem wodoru lub obrotem wodorem, ani być odpowiedzialne, bezpośrednio lub pośrednio za bieżącą działalność w tym zakresie,
- b) osoby odpowiedzialne za zarządzanie operatorem systemu magazynowania mają zapewnioną możliwość niezależnego działania,
- c) operator systemu magazynowania ma prawo podejmować niezależne decyzje dotyczące majątku niezbędnego do wykonywania działalności gospodarczej w zakresie magazynowania paliw gazowych,
- d) organ przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo nie może wydawać operatorowi systemu magazynowania poleceń dotyczących jego bieżącej działalności ani podejmować decyzji w zakresie budowy lub modernizacji instalacji magazynowej, chyba że polecenia te lub decyzje dotyczą działania operatora systemu magazynowania, które wykracza poza zatwierdzony plan finansowy lub inny równoważny dokument.

Niedostosowanie się do wymogów unbundlingu sankcjonowane jest karą pieniężną. W świetle przepisów³¹⁴, karze pieniężnej podlega ten, kto nie przestrzega warunków i kryteriów niezależności operatora systemu, o którym mowa w art. 9d ust. 1-2, a także ten, kto nie zapewnia wyznaczonemu

³⁰⁸ <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/jak-uzyskac-koncesje/paliwa-gazowe-i-wodor/2442,Pakiet-informacyjny-dla-przed-siebiorcow-zamierzajacych-prowadzic-dzialalnosc-gos.html>

³⁰⁹ Zgodnie z art. 32 ust. 1 pkt 2 lit. b ustawy – Prawo energetyczne.

³¹⁰ Zgodnie z art. 4e¹ ustawy – Prawo energetyczne.

³¹¹ Art. 56 ust. 1 pkt 24a ustawy – Prawo energetyczne.

³¹² Art. 9d ust. 1f ustawy – Prawo energetyczne.

³¹³ Zgodnie z art. 9d ust. 1g ustawy – Prawo energetyczne.

³¹⁴ Art. 56 ust. 1 pkt 20 i 21 ustawy – Prawo energetyczne.

dla swojej sieci operatorowi systemu spełnienia warunków i kryteriów niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1-2.

Wybrane generalne aspekty dotyczące procesu uzyskiwania koncesji zostały omówione w pkt 7.1.

Tabela 42. Wykonywanie zadań przez GSP w odniesieniu do instalacji magazynowych, stan na 31 grudnia 2024 r.

Instalacja magazynowa	Lokalizacja na terenie gmin	Pojemność magazynowa czynna [mln m ³]
PMG „Husów”	Łańcut i Markowa	500,00
PMG „Wierzchowice”	Milicz i Krośnice	1 300,00
PMG „Mogilno” <i>z wyłączeniem tej części instalacji magazynowej, która jest niezbędna do realizacji zadań operatora systemu przesyłowego gazowego</i>	Mogilno i Rogowo	580,92
PMG „Swarzów”	Dąbrowa Tarnowska i Olesko	90,00
PMG „Brzeźnica”	Dębica	100,00
PMG „Strachocina”	Sanok i Brzozów	460,00
PMG „Kosakowo”	Kosakowo	295,20
łącznie		3 326,12

Źródło: URE.

Taryfowanie

W 2024 r. prowadzone były dwa postępowania administracyjne dotyczące taryf za usługi magazynowania. 29 kwietnia 2024 r. Prezes URE zatwierdził taryfę na okres do 31 marca 2025 r. łączna pojemność instalacji magazynowych, w porównaniu z pojemnością przyjętą do kalkulacji poprzedniej taryfy, zmniejszyła się o 1,6 mln m³ z uwagi na konwergencję w KPMG Kosakowo, jednak liczba oferowanych pakietów wzrosła o jeden (z uwagi na zmniejszenie pojemności wykorzystywanej przez OSP).

W trakcie 2024 r. zmieniały się zasady utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu. Na dzień zatwierdzania taryfy, 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 1 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 zaaferowania różnej struktury i wolumenu usług magazynowych. W efekcie taryfa 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.

Ostatecznie jednak, ustawą 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 znalazła zastosowania.

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

Prezes URE 12 grudnia 2024 r. zatwierdził zmianę taryfy, 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.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Instalacji Magazynowych

Operator systemu magazynowania zarządza instalacjami gazu ziemnego w oparciu o Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Instalacji Magazynowych (IRiEIM), zatwierdzaną przez Prezesa URE. Zgodnie z przepisami ustawy – Prawo energetyczne, 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 spełniających wymagania ustawy o zapasach, 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 BIP URE³¹⁵, zaś aktualna IRiEIM dostępna jest na stronie GSP.

³¹⁵ Biuletyn branżowy URE – Paliwa gazowe nr PG 89/2024 z dnia 5 września 2024 r.: <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/inne-decyzje-informacj/4574,Inne-decyzje-informacje-sprawozdania-opublikowane-w-2024-r.html>

Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na pojemności instalacji magazynowych

Operator systemu magazynowania sporządza plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na pojemności instalacji magazynowych na okres 10 lat³¹⁶. Plan ten podlega aktualizacji co 2 lata i podlega uzgodnieniu z Prezesem URE. Postanowienia te zostały wprowadzone na mocy art. 1 pkt 4 ustawy z 5 sierpnia 2022 r.

Projekt planu rozwoju uwzględnia³¹⁷:

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

W 2024 r. GSP (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.³¹⁸

Certyfikacja operatora systemu magazynowania paliw gazowych

Spółka GSP posiada przyznany decyzją Prezesa URE z 24 października 2024 r. certyfikat spełniania kryteriów operatora systemu magazynowania³¹⁹.

Rozporządzenie 2024/1789 w artykule 15 przewiduje konieczność certyfikacji operatorów systemu magazynowania paliw gazowych. Ustawą z 15 grudnia 2022 r. do krajowego porządku prawnego wprowadzone zostały przepisy związane z certyfikacją i stosowaniem tego rozporządzenia w zakresie certyfikacji operatorów systemu magazynowania. Ustawa weszła w życie 21 grudnia 2022 r., a procedura certyfikacji operatora systemu magazynowania paliw gazowych uregulowana została w art. 9h³ ustawy – Prawo energetyczne.

Celem certyfikacji jest zapewnienie wyeliminowania ryzyka związanego z możliwością wpływania na działalność operatora systemu magazynowania paliw gazowych w sposób, który mógłby zagrozić bezpieczeństwu dostaw paliw gazowych na poziomie krajowym, regionalnym lub unijnym.

W postępowaniu należy potwierdzić, czy przedsiębiorca wnioskujący o certyfikację jest zdolny do zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw gazu poprzez niezakłócone i pozbawione zagrożeń dążenie do pełnego napełnienia instalacji magazynowych.

Prezes URE analizując³²⁰ zagrożenie dla bezpieczeństwa dostaw energii (paliw gazowych) w UE i w Polsce, bierze pod uwagę wszelkie zagrożenia dla bezpieczeństwa dostaw gazu na poziomie krajowym, regionalnym lub unijnym, a także wszelkie łagodzenie takich zagrożeń, wynikające m.in. z:

- własności, dostaw lub innych stosunków handlowych, które mogłyby negatywnie wpłynąć na motywację i zdolność OSM do napełnienia podziemnego magazynu gazu ziemnego,
- praw i zobowiązań UE wobec państwa trzeciego, wynikających z prawa międzynarodowego, w tym również z jakiegokolwiek umowy zawartej z jednym lub większą liczbą państw trzecich, której stroną jest Unia i która dotyczy kwestii bezpieczeństwa dostaw energii,

³¹⁶ Stosownie do art. 16¹ ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

³¹⁷ Zgodnie z art. 16¹ ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne.

³¹⁸ Art. 6 ust. 3 pkt 2 ustawy z 5 sierpnia 2022 r.

³¹⁹ W dniu wydania decyzji Prezesa URE kryteria te były określone w art. 3a ust. 3 i 4 rozporządzenia 715/2009. Aktualnie kwestia certyfikacji OSM jest uregulowana w art. 15 rozporządzenia 2024/1789.

³²⁰ W myśl art. 15 ust. 3 rozporządzenia 2024/1789.

- praw i zobowiązań danych państw członkowskich wobec państwa trzeciego, wynikających z umów zawartych przez dane państwa członkowskie z jednym lub większą liczbą państw trzecich, w zakresie, w jakim umowy te są zgodne z prawem Unii, lub
- wszelkich innych szczególnych faktów i okoliczności danej sprawy.

Ponadto, Prezes URE przed przyznaniem certyfikatu, występuje do ministra właściwego do spraw zagranicznych o opinię dotyczącą wszelkich zagrożeń dla bezpieczeństwa dostaw gazu na poziomie krajowym, regionalnym lub unijnym, a także wszelkich łagodzeń takich zagrożeń, wynikających m.in. z:

- praw i zobowiązań UE wobec państwa trzeciego, wynikających z prawa międzynarodowego, w tym również z umowy zawartej z jednym lub większą liczbą państw trzecich, której stroną jest UE i która dotyczy kwestii bezpieczeństwa dostaw energii,
- praw i zobowiązań danych państw członkowskich wobec państwa trzeciego, wynikających z umów zawartych przez dane państwa członkowskie z jednym lub większą liczbą państw trzecich, w zakresie, w jakim umowy te są zgodne z prawem unijnym,
- wszelkich innych szczególnych faktów i okoliczności danej sprawy.

W świetle powyższego, operatorem systemu magazynowania może zatem zostać wyznaczony jedynie podmiot, który otrzymał od Prezesa URE decyzję w sprawie przyznania certyfikatu. Przed jego wydaniem Prezes URE zobowiązany jest przeprowadzić postępowanie sprawdzające, w tym wystąpić do ministra właściwego do spraw zagranicznych o opinię dotyczącą wszelkich zagrożeń dla bezpieczeństwa dostaw gazu na poziomie krajowym, regionalnym lub unijnym, a także wszelkich łagodzeń takich zagrożeń. Dodatkowo w procedurze certyfikacji udział bierze Komisja Europejska. Zgodnie z przepisami Prezes URE przed przyznaniem certyfikatu zajmuje stanowisko w sprawie jego przyznania i przekazuje je KE w formie projektu decyzji w celu wydania opinii³²¹. Prezes URE po stwierdzeniu, że przedsiębiorstwo energetyczne spełnia kryteria, o których mowa w art. 15 rozporządzenia 2024/1789, przyznaje temu przedsiębiorstwu certyfikat, w drodze decyzji, w terminie 25 dni roboczych od dnia wydania opinii przez KE. Zgodnie z art. 15 ust. 6 ww. rozporządzenia instytucja certyfikująca w jak największym stopniu uwzględnia opinię Komisji.

Jak już wspomniano na wstępie, po przeprowadzeniu stosownego postępowania administracyjnego w tej sprawie, certyfikat spełniania ww. kryteriów operatora systemu magazynowania został przyznany spółce GSP decyzją Prezesa URE z 24 października 2024 r.

Monitorowanie wypełniania zadań przez operatora systemu magazynowania

Prezes URE corocznie monitoruje wypełnianie zadań przez OSM w ramach corocznego badania funkcjonowania OSM.

Na podstawie ankiet monitorowano działalność Gas Storage Poland Sp. z o.o. w zakresie świadczenia usług magazynowania oraz realizacji obowiązków OSM w 2024 r., w tym w szczególności:

³²¹ W myśl art. 15 ust. 6 rozporządzenia 2024/1789.

1. Oferowanie usług z uwzględnieniem ich rodzajów i warunków ich świadczenia

Tabela 43. Zdolności magazynowe oferowane przez Gas Storage Poland 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
		[szt.]	[MWh]	[MWh/h]	[MWh/h]		
Zdolności magazynowe na warunkach ciągłych							
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 r. godz. 6:00	15.04.2025 r. godz. 6:00
GIM Sanok		12 463	2 492 600	1 084,281	2 579,841	15.04.2024 r. godz. 6:00	15.04.2025 r. godz. 6:00
GIM Kawerna		33 904	6 780 800	4 441,424	8 882,848	15.04.2024 r. godz. 6:00	15.04.2025 r. godz. 6:00
		275	55 000	36,025	72,050	1.08.2024 r. godz. 6:00	1.08.2025 r. godz. 6:00
	Krótkoterminowa, w formie UM Rozdzielonej	-	-	20,099	44,377	1.08.2024 r. godz. 6:00	15.04.2025 r. godz. 6:00
Zdolności magazynowe na warunkach przerywanych							
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 r. godz. 6:00	15.04.2025 r. godz. 6:00
GIM Sanok		50 194	10 038 800	4 115,908	5 220,176	15.04.2024 r. godz. 6:00	15.04.2025 r. godz. 6:00
GIM Kawerna		8 155	1 631 000	1 215,095	2 797,165	15.04.2024 r. godz. 6:00	15.04.2025 r. godz. 6:00
	Krótkoterminowa, w formie Pakietów, Pakietów Elastycznych lub UM Rozdzielonej	1 525	305 000	227,225	523,075	01.08.2024 r. godz. 6:00	01.04.2025 r. godz. 6:00
		300	60 000	191,250	476,075	11.10.2024 r.	01.01.2025 r. godz. 6:00
		1 050	210 000	213,000	504,575	01.01.2025 r. godz. 6:00	01.04.2025 r. godz. 6:00

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

2. Stosowanie aukcji przydziału zdolności magazynowych – w 2024 r. nie oferowano zdolności magazynowych w trybie aukcji.
3. Stosowanie procedur zarządzania ograniczeniami, w tym ograniczeniami kontraktowymi.
4. Czy w okresie sprawozdawczym przeprowadzono ocenę zapotrzebowania na usługi magazynowe w dziesięcioletnim horyzoncie czasowym. Na podstawie przeprowadzonego monitoringu nie stwierdzono naruszeń.
5. Zakres i sposób realizacji obowiązków informacyjnych Gas Storage Poland Sp. z o.o. w związku z pełnioną przez niego funkcją OSM³²², w zakresie:
 - informacji liczbowych o zakontraktowanej i dostępnej zdolności instalacji magazynowych,
 - informacji dotyczących niedyskryminacyjnych i przejrzystych mechanizmów alokacji zdolności,
 - szczegółowych informacji dotyczących oferowanych usług i stosowanych warunków wraz z informacjami technicznymi potrzebnymi użytkownikom instalacji magazynowych do uzyskania skutecznego dostępu do tych instalacji,

³²² Art. 15 ust. 1, art. 17 ust. 2 i art. 19 rozporządzenia 715/2009.

- informacji o ilości gazu w każdej instalacji magazynowej lub w grupie instalacji magazynowych oraz częstotliwości ich aktualizacji, ilościach gazu wprowadzonych i pobranych oraz o dostępnej zdolności instalacji magazynowych, w tym w odniesieniu do instalacji zwolnionych z dostępu stron trzecich.
6. Czy OSM przekazywał do OSP informacje o instalacjach magazynowych i czy proces ten przebiegał bez zakłóceń (art. 19 rozporządzenia 715/2009).
 7. Sposób realizowania obowiązków związanych z prowadzeniem i przechowywaniem dokumentacji przez OSM (art. 20 rozporządzenia 715/2009).
 8. Sposób realizacji przez OSM obowiązku wynikającego z art. 22 rozporządzenia 715/2009 dot. wtórnego obrotu zdolnościami magazynowymi.

Na podstawie przeprowadzonego monitoringu nie stwierdzono naruszeń.

5. FUNKCJONOWANIE RYNKU HURTOWEGO I WYMIANA TRANSGRANICZNA

5.1. REGULOWANIE SEKTORA PRZEZ PREZESA URE

Koncesjonowanie spółek obrotu

Uzyskania koncesji³²³ wymaga³²⁴ wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie obrotu paliwami gazowymi, z wyłączeniem:

- a) obrotu skroplonym gazem ziemnym dostarczonym z zagranicy dokonanego w punkcie dostawy do terminalu w rozumieniu art. 1 ust. 2 pkt 1 ustawy z dnia 24 kwietnia 2009 r. o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu³²⁵,
- b) obrotu paliwami gazowymi, jeżeli sprzedaż ma na celu likwidację zapasów obowiązkowych gazu ziemnego utrzymywanych zgodnie z art. 25 ust. 10 ustawy o zapasach,
- c) obrotu paliwami gazowymi dokonywanego na giełdzie towarowej w rozumieniu przepisów ustawy o giełdach towarowych lub rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany w rozumieniu przepisów ustawy o obrocie instrumentami finansowymi przez towarowe domy maklerskie lub domy maklerskie prowadzące działalność maklerską w zakresie obrotu towarami giełdowymi oraz przez spółkę prowadzącą giełdę towarową, giełdową izbę rozrachunkową, Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A. lub przez spółkę, której Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A. przekazał wykonywanie czynności z zakresu zadań, o których mowa w art. 48 ust. 2 ustawy o obrocie instrumentami finansowymi, nabywające paliwa gazowe, z tytułu realizacji zadań określonych w ustawie o giełdach towarowych,
- d) obrotu paliwami gazowymi innego, niż określony w pkt c, dokonywanego przez giełdową izbę rozrachunkową, przez Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A., lub przez spółkę, której Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A. przekazał wykonywanie czynności z zakresu zadań, o których mowa w art. 48 ust. 2 ustawy o obrocie instrumentami finansowymi, nabywające lub zbywające paliwa gazowe, z tytułu realizacji zadań określonych w ustawie o giełdach towarowych, w odniesieniu do transakcji zawieranych poza giełdą towarową lub rynkiem, o których mowa w pkt c,

³²³ <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/jak-uzyskac-koncesje/paliwa-gazowe-i-wodor/2251,Pakiet-informacyjny-dla-przedsiębiorców-zamierzających-prowadzić-działalność-gos.html>

³²⁴ Zgodnie z art. 32 ust. 1 pkt 4 ustawy – Prawo energetyczne.

³²⁵ Dz. U. z 2023 r. poz. 924 z późn. zm.

e) obrotu paliwami gazowymi przez spółdzielnię energetyczną w rozumieniu art. 2 pkt 33a ustawy OZE, dokonywanego w ramach działalności prowadzonej na rzecz wszystkich odbiorców należących do tej spółdzielni.

W nawiązaniu do powyższego wskazać należy, że przepisy dotyczące udzielania koncesji i tym samym wymogi, które należy spełnić, aby uzyskać koncesję, są tożsame dla wnioskodawców zamierzających prowadzić działalność na rynku hurtowych, jak i na rynku detalicznym. O ile we wniosku nie wskazano inaczej, koncesja na obrót paliwami gazowymi oraz koncesja na obrót gazem ziemnym z zagranicą uprawniać będą do wykonywania działalności zarówno na rynku hurtowym, jak i detalicznym.

Należy mieć też na uwadze, że w myśl art. 32 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne koncesje na prowadzenie działalności, o której mowa w ust. 1 pkt 4, w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą, będą wydawane z uwzględnieniem dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego oraz bezpieczeństwa energetycznego.

Wybrane generalne aspekty dotyczące procesu uzyskiwania koncesji zostały omówione w pkt 7.1.

Na 31 grudnia 2024 r. przedsiębiorcy posiadali 185 ważnych koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie obrotu paliwami gazowymi (OPG) oraz 43 ważnych koncesji – w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą (OGZ).

Analizując liczbę koncesjonariuszy OPG i OGZ w perspektywie ostatnich 5 lat, należy stwierdzić, że nastąpił 2 proc. spadek liczby posiadanych koncesji OPG oraz blisko 19 proc. spadek liczby posiadanych koncesji OGZ. Na koniec 2019 r. ważne koncesje OPG posiadało bowiem 189 podmiotów, a koncesje OGZ – 53 podmioty. Tym niemniej liczba obowiązujących koncesji OPG od 2020 r. pozostaje stabilna i utrzymuje się na poziomie ok. 180 podmiotów. Liczba koncesji OGZ w latach 2019–2021 również pozostawała stabilna i utrzymywała się na poziomie ok. 53-55 podmiotów.

Zaobserwowany w szczególności w 2022 r. spadek liczby posiadanych koncesji OGZ jest wynikiem obowiązywania art. 42b ustawy – Prawo energetyczne, który stanowi, że koncesja na obrót gazem ziemnym z zagranicą wygasa, jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne, w zakresie udzielonej koncesji, nie dokona obrotu gazem ziemnym z zagranicą przez kolejne następujące po sobie 12 miesięcy. Zgodnie zaś z art. 42b ust. 2 ww. ustawy, w przypadku określonym w ust. 1 Prezes URE, w drodze decyzji, stwierdza wygaśnięcie koncesji. Należy przy tym mieć na uwadze, że decyzja Prezesa URE wydawana na podstawie powyższego przepisu ma charakter deklaratoryjny, zaś samo wygaśnięcie koncesji OGZ następuje z mocy prawa z dniem następującym po ostatnim dniu określonego w art. 42b ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne dwunastomiesięcznego terminu.

Zmianie oczywiście ulegał skład tych grup koncesjonariuszy (udzielenia vs. cofnięcia), ale liczba podmiotów uprawnionych do wykonywania działalności objętych tymi koncesjami nie ulegała znaczącym wahaniom. Znaczny spadek liczby podmiotów posiadających koncesję OGZ nastąpił dopiero w 2022 r. i związany był z faktem, że był to pierwszy rok, w którym miał w istocie zastosowanie wskazany powyżej art. 42b ustawy – Prawo energetyczne.

Na wysokim poziomie utrzymuje się liczba zagranicznych podmiotów, którym Prezes URE udzielił koncesji umożliwiających wykonywanie działalności na polskim rynku gazu ziemnego. Wśród nich znajduje się wiele podmiotów, które należą do grona największych europejskich graczy na rynku gazu ziemnego. Obecnie ok. 32 proc. wszystkich koncesji OGZ oraz ok. 16 proc. wszystkich koncesji OPG obowiązujących na koniec 2024 r., to koncesje posiadane przez podmioty mające siedzibę za granicą.

Szczegóły dotyczące koncesjonowania OPG i OGZ znajdują się w Aneksie (tab. A5).

185

ważnych koncesji OPG na koniec 2024 r.

43

ważnych koncesji OGZ na koniec 2024 r.

31

wydanych koncesji na OPG i OGZ

34

zmiany koncesji OPG i OGZ

5.2. SPRZEDAŻ GAZU W POSZCZEGÓLNYCH SEGMENTACH

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 wewnątrzwspólnotowe. 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 44. 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
Wejście do systemu razem		225,0	9,1
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
Wyjście z systemu razem		225,0	9,1
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). Więcej informacji dotyczących koncesjonowania zostało zawartych w pkt 5.1. *Koncesjonowanie spółek obrotu*. 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 45. 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)	417,5	344,2	73,2
Hurtowa sprzedaż gazu	139,9	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).

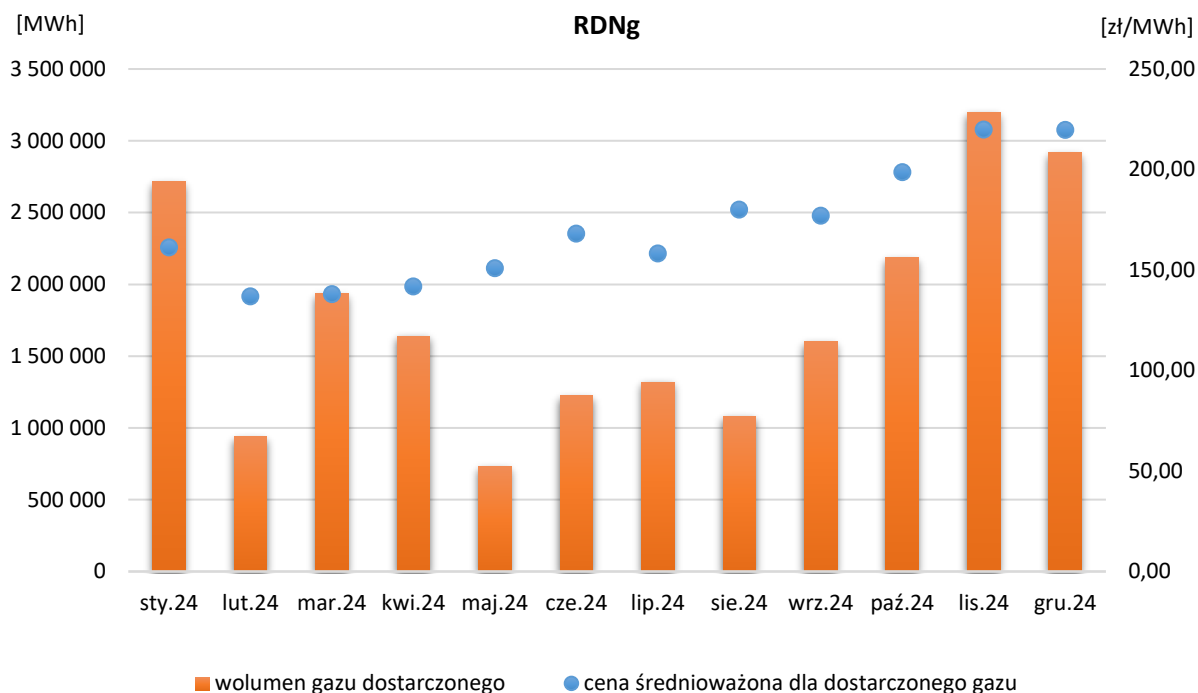
Przedmiotem obrotu na RTPG OTF była dostawa gazu w jednakowej ilości we wszystkich godzinach okresu dostawy zgodnym ze standardem instrumentu (tygodniowy, miesięczny, kwartalny, sezonowy i roczny).

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.

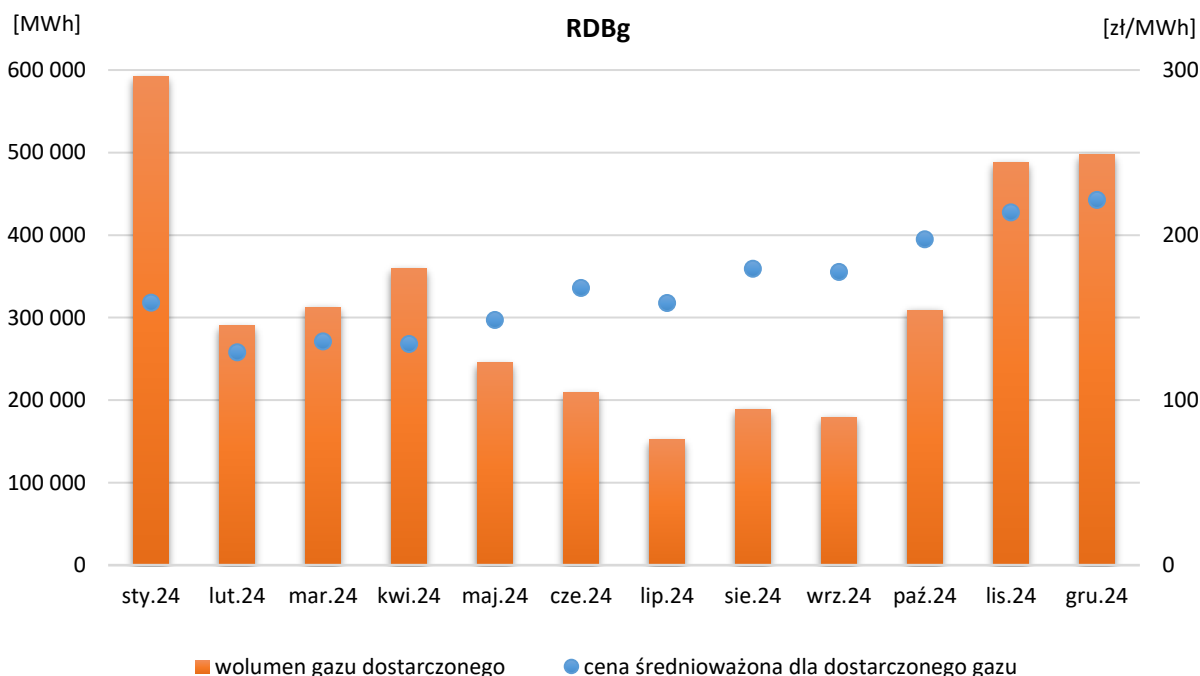
Poniższe rysunki pokazują wolumen oraz cenę dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na rynku dnia następnego, bieżącego i na rynku instrumentów terminowych z dostawą gazu (RTPG OTF).

Rysunek 53. Wolumen oraz średnioważona miesięczna cena dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na Rynku Dnia Następnego gazu (RDNg) w 2024 r.



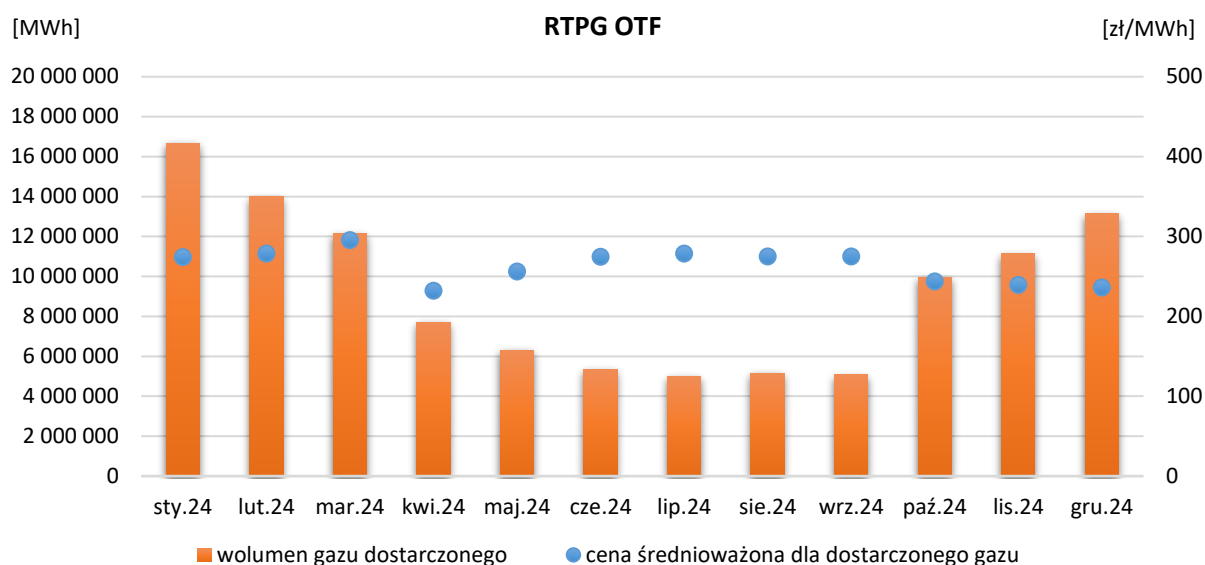
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE S.A.

Rysunek 54. 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 55. 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, 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 46. 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.

Obowiązek publicznej sprzedaży gazu ziemnego (art. 49b ustawy – Prawo energetyczne)

11 września 2013 r. weszły w życie przepisy art. 49b ustawy – Prawo energetyczne przewidujące obowiązek sprzedaży wysokometanowego gazu ziemnego na giełdzie towarowej lub na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Polski rynek regulowany. Obowiązkowi temu podlegają przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem paliwami gazowymi, które zarezerwowały więcej niż 10 proc. zdolności przesyłowych na połączeniach transgranicznych. Od 2016 r. obowiązek sprzedaży wynosi 55 proc. wolumenu gazu ziemnego wysokometanowego wprowadzonego w danym roku do sieci przesyłowej przez zobowiązane przedsiębiorstwa.

Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 21 grudnia 2022 r. w sprawie określenia ilości gazu ziemnego wysokometanowego wprowadzonego do sieci przesyłowej w 2022 r. i w 2023 r.³²⁶, wydane na mocy ustawy z 5 sierpnia 2022 r., określiło w 2022 r. i w 2023 r. niższą niż określona w art. 49b ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne ilość gazu ziemnego wysokometanowego wprowadzonego do sieci przesyłowej. W myśl zapisów rozporządzenia przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem paliwami gazowymi jest obowiązane sprzedawać nie mniej niż 30 proc. gazu ziemnego wysokometanowego wprowadzonego w danym roku do sieci przesyłowej w punktach określonych w art. 49b ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne w ramach publicznej sprzedaży na towarowych giełdach energii.

W latach 2013–2023 jedynym przedsiębiorstwem energetycznym, które podlegało obowiązkowi publicznej sprzedaży gazu ziemnego była spółka Orlen S.A. (która z dniem 2 listopada 2022 r. wstąpiła we wszystkie prawa i obowiązki spółki pod firmą PGNiG S.A.).

5.3. BUDOWA WSPÓLNEGO RYNKU GAZU, WDROŻENIE KODEKSÓW SIECIOWYCH

Przepisy rozporządzeń 715/2009 (w tym załącznika do tego rozporządzenia), CAM, BAL, NC TAR oraz IO podlegają wdrożeniu albo na podstawie decyzji wydawanych przez organ regulacyjny, albo obowiązują bezpośrednio. W związku z przepisami tych rozporządzeń, Prezes URE wydał w 2024 r. następujące decyzje:

Wnioskodawca	Przedmiot decyzji	Podstawa prawna
OGP Gaz-System S.A.	Zgoda 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	art. 9 ust. 3 NC BAL ³²⁷
OGP Gaz-System S.A.	Zatwierdzenie metody 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”	art. 30 ust. 2 NC BAL ³²⁸

Źródło: URE.

³²⁶ Dz. U. z 2022 r. poz. 2734.

³²⁷ <https://www.ure.gov.pl/pl/paliwa-gazowe/europejski-rynek-gazu-1/decyzje/12168,GAZ-SYSTEM-otrzymal-zgode-Prezesa-URE-na-obrot-gazem-na-sasiadujacych-obszarach-.html>

³²⁸ <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/inne-decyzje-informacji/4574,Inne-decyzje-informacje-sprawozdania-opublikowane-w-2024-r.html>

5.4. PROJEKTY PRZEPUSTOWOŚCI PRZYROSTOWEJ

PROJEKT INCREMENTAL 2023–2025 Polska-Ukraina

Geneza projektu

W Raporcie z oceny zapotrzebowania rynku (MDAR)³²⁹ 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., OSP rozpoczęły fazę przygotowania projektu na podstawie art. 27 NC CAM.

W wyniku przeprowadzonych analiz technicznych Gaz-System 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, Gaz-System i GTSOU uwzględnili ten sam poziom przepustowości przyrostowej, tj. 3 869 863 kWh/h³ oraz rozwiązanie techniczne, które zostało zatwierdzone przez krajowe organy regulacyjne w 2023 r.

Zważywszy na dojrzałość rozwiązania technicznego, które stanowiło podstawę decyzji krajowego organu regulacyjnego 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-Ukraina³³⁰ 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 publicznych³³¹ wstępnej propozycji projektu, uruchomionymi przez Gaz-System oraz LLC „Gas Transmission System Operator of Ukraine” zgodnie z Rozporządzeniem CAM, które trwały od 30 października do 30 listopada 2023 r., ani Gaz-System 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.

³²⁹ 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>

³³⁰ Wyniki aukcji można znaleźć na stronie internetowej Platformy GSA: <https://gsaplatform.eu/>

³³¹ 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 NC CAM, na podstawie wniosków o zatwierdzenie projektu przepustowości przyrostowej zatwierdzonych decyzjami odpowiednich krajowych organów regulacyjnych – dla Gaz-System decyzją Prezesa URE z 26 kwietnia 2024 r. oraz dla GTSOU decyzją ukraińskiego Urzędu Regulacji Energetyki 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 NC CAM, zostały ustalone w koordynacji z National Energy and Utilities Regulatory Commission of Ukraine (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., Gaz-System 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 NC CAM w przypadku, gdy żaden poziom oferty nie skutkuje pozytywnym wynikiem testu ekonomicznego, dany proces uzyskiwania zdolności przyrostowej zostaje zakończony.

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 NC CAM ³³²
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 NC CAM

³³² <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>

6. RYNEK DETALICZNY I JEGO ODBIORCY

6.1. OPIS RYNKU

Rynek detaliczny

W 2024 r. sprzedawcy paliw gazowych wciąż mieli obowiązek przedkładania taryf do zatwierdzenia przez Prezesa URE dla odbiorców wskazanych w art. 62b ustawy – Prawo energetyczne, w tym gospodarstw domowych. Zniesienie tego obowiązku zostało przesunięte na 2028 rok.

W ramach szczegółowego badania Prezesa URE za rok 2024 przeanalizowano działalność 176 spółek obrotu paliwem gazowym. Spośród nich, 83 spółki posiadające koncesję OPG, sprzedawały gaz ziemny wysokometanowy lub zaazotowany do odbiorców końcowych. Zbadano także 54 operatorów systemów dystrybucyjnych, z czego 47 dostarczało gaz ziemny wysokometanowy lub zaazotowany. Dodatkowo monitorowano działalność operatora systemu przesyłowego.

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 OGP.

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 83 spółki w zakresie dostaw dla 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 47. Odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej gazu wysokometanowego

Grupy odbiorców	Gospodarstwa domowe		Pozostałych odbiorców	
	liczba	[%]	liczba	[%]
liczba odbiorców	6 516 869	97,15	191 118	2,85
liczba punktów poboru gazu (PPG)	7 050 102	96,04	290 688	3,96

Źródło: URE na podstawie danych z badania ankietowego.

Tabela 48. Odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej gazu zaazotowanego

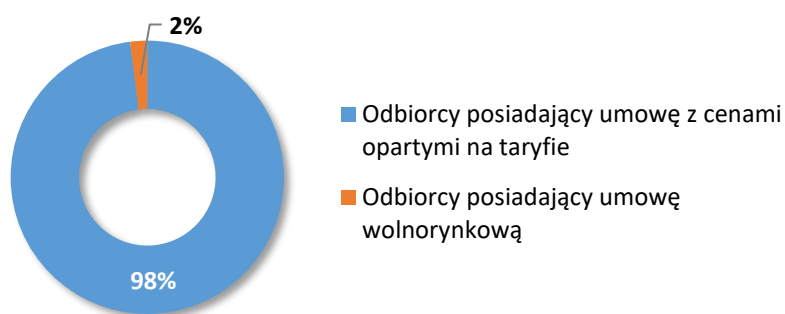
Grupy odbiorców	Gospodarstwa domowe		Pozostałych odbiorców	
	liczba	[%]	liczba	[%]
liczba odbiorców	355 650	95,97	14 926	4,03
liczba punktów poboru gazu (PPG)	373 905	94,88	20 166	5,12

Źródło: URE na podstawie danych z badania ankietowego.

Jak widać z powyższych danych, ponad 97,09 proc. przyłączonych do sieci dystrybucyjnej odbiorców to odbiorcy w gospodarstwach domowych.

Dane pozyskane przez Prezesa URE od spółek obrotu wskazują, że w 2024 r. 98 proc. odbiorców nabywało gaz ziemny po cenach wynikających z taryfy zatwierdzonej przez Prezesa URE.

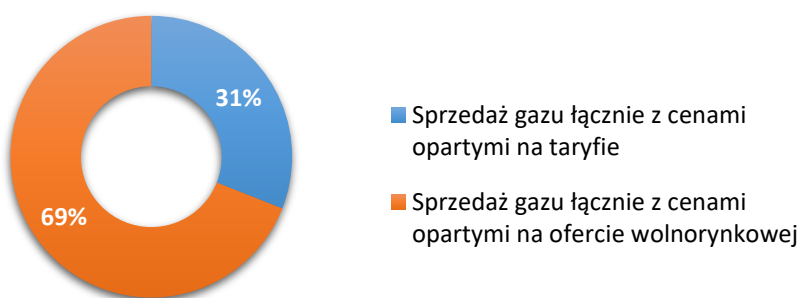
Rysunek 56. Procent odbiorców posiadających umowę opartą na taryfie



Źródło: URE na podstawie danych z badania ankietowego.

Udział procentowy wolumenu gazu sprzedanego po cenach z taryf zatwierdzonych przez Prezesa URE to zaledwie 31 proc.

Rysunek 57. Procent wolumenu gazu sprzedanego po cenach z taryf zatwierdzonych przez Prezesa URE [MWh]



Źródło: URE na podstawie danych z badania ankietowego.

W roku sprawozdawczym całkowita sprzedaż paliwa gazowego wysokometanowego i zaazotowanego do odbiorców końcowych wyniosła 193 632 794 MWh, z czego najwięcej bo aż 71,80 proc. trafiło do odbiorców innych niż odbiorcy w gospodarstwach domowych, a 28,20 proc. do gospodarstw domowych.

W ujęciu sektorowym sprzedaż kształtowała się następująco.

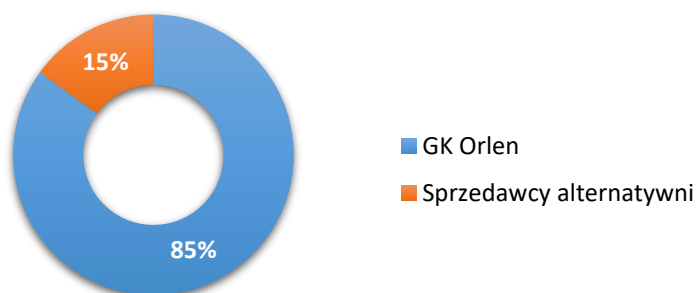
Tabela 49. Struktura sprzedaży gazu wysokometanowego i zaazotowanego do odbiorców końcowych w 2024 r. [MWh]

Sprzedaż do odbiorców końcowych gazu wysokometanowego i zaazotowanego 2024 r. [MWh]	Sprzedawcy alternatywni	GK Orlen	Suma
Sprzedaż gazu do odbiorców końcowych przez spółki obrotu działające na terenie kraju	29 579 733	164 053 061	193 632 794
z tego: przemysł	19 442 956	99 453 799	118 896 756
rolnictwo	124 882	352 577	477 459
usługi i handel	5 368 426	6 438 241	11 806 667
użyteczność publiczna	1 234 827	4 995 176	6 230 002
gospodarstwa domowe	1 789 905	52 813 269	54 603 174
Inne*	1 618 737		1 618 737

* Wartość wynikająca z różnicy pomiędzy danymi wskazanymi w ankietach

Źródło: URE na podstawie danych z badania ankietowego.

Rysunek 58. Udział w sprzedaży gazu wysokometanowego i zaazotowanego w 2024 r. (według wolumenu sprzedanego gazu)



Źródło: URE.

Rynek detaliczny gazu ziemnego (wysokometanowego i zaazotowanego) charakteryzuje silna koncentracja. Udział podmiotów z Grupy Kapitałowej Orlen w sprzedaży gazu do odbiorców końcowych wyniósł 85 proc.

Wskaźnik Herfindahla-Hirschmana dla rynku gazu ziemnego w 2024 r., obliczony na podstawie danych pozyskanych przez Prezesa URE od spółek obrotu, wyniósł 9 444 – w odniesieniu do liczby odbiorców końcowych, oraz 3 664 – w odniesieniu do wolumenu sprzedanego gazu³³³.

6.2. SPÓŁKI OBROTU

Wykaz wszystkich spółek posiadających udzieloną decyzją Prezesa URE koncesję na obrót paliwami gazowymi i koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą jest dostępny w BIP URE w zakładce Wykazy i Rejestry³³⁴. Przedmiot i zakres udzielonej koncesji jest każdorazowo określany w decyzji udzielającej koncesji. Dostęp do tych informacji jest również możliwy za pośrednictwem ww. strony internetowej Urzędu.

6.3. TARYFOWANIE

W 2024 r. Prezes URE zatwierdził 85 taryf lub zmian taryf dla przedsiębiorstw prowadzących działalność w zakresie obrotu paliwami gazowymi.

W postępowaniu o zatwierdzenie 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 ustalane przez przedsiębiorstwa energetyczne w zakresie sprzedaży gazu ziemnego podlegały zatwierdzeniu przez Prezesa URE, wyłącznie w odniesieniu do gazu sprzedawanego odbiorcom w gospodarstwach domowych oraz odbiorcom realizującym ważne zadania z zakresu użyteczności publicznej³³⁵ (dalej zwanych także „odbiorcami uprawnionymi”).

³³³ Wskaźnik Herfindahla-Hirschmana (HHI) określany jest jako suma kwadratów indywidualnych udziałów w rynku wszystkich przedsiębiorstw tworzących daną gałąź – miara stopnia koncentracji rynku; HHI może przyjmować wartości między zerem a 10.000; im wyższa wartość HHI, tym większa koncentracja rynku i tym samym słabsza konkurencja na rynku.

³³⁴ <https://rejstry.ure.gov.pl/>

³³⁵ Art. 62b ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne.

W związku z ustawą z 15 grudnia 2022 r. dla odbiorców uprawnionych w 2024 r.:

- 1) została wyznaczona maksymalna cena paliw gazowych³³⁶:
 - do 30 czerwca 2024 r. na poziomie 200,17 zł/MWh³³⁷;
 - 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 energetyczne³³⁸,
- 2) stawki opłat innych niż ceny paliw gazowych stosowane przez przedsiębiorstwa obrotu (np. opłata abonamentowa) zostały ustalone na poziomie obowiązującym 1 stycznia 2022 r.³³⁹,
- 3) do 30 czerwca 2024 r. stawki opłat za świadczenie usług dystrybucji paliw gazowych zostały ustalone na poziomie stawek dystrybucyjnych z taryfy operatora systemu dystrybucyjnego, stosowanej 31 grudnia 2022 r.³⁴⁰

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 wprowadzoną maksymalną cenę paliw gazowych – o ile były wyższe od ustalonej ceny maksymalnej. 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 przychodów niezyskanych w związku ze stosowaniem ceny maksymalnej.

W styczniu 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 przedłożenia wniosku o zmianę 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. Jeden z podmiotów zaprzestał w międzyczasie sprzedaży paliw gazowych do odbiorców uprawnionych do zakupu gazu na podstawie taryf zatwierdzanych przez Prezesa URE. Obniżone ceny gazu w zatwierdzonych zmianach skutkowały zmniejszeniem wysokości opłat za gaz ponoszonych przez odbiorców uprawnionych (jeśli były niższe niż 200,17 zł/MWh) albo miały zastosowanie do ustalenia wysokości możliwych do otrzymania rekompensat (jeśli były wyższe niż 200,17 zł/MWh). 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.

Ponieważ PGNiG OD Sp. z o.o. dostarcza paliwa gazowe do ponad 90 proc. odbiorców, o których mowa w art. 62b ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, to z punktu widzenia odbiorców uprawnionych taryfa tej spółki ma dla tej grupy uczestników rynku gazu kluczowe znaczenie.

W 2024 r. Prezes URE prowadził 4 postępowania taryfowe dla ww. przedsiębiorstwa. Jedno postępowanie dotyczyło zmiany taryfy PGNiG OD Sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi nr 13 w związku wezwaniem 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. W efekcie tego wezwania, 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 nr 13 PGNiG OD Sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi nie miała jednakże wpływu na wysokość płatności kompleksowej netto odbiorców uprawnionych do 30 czerwca 2024 r. ze względu obowiązującą cenę maksymalną paliw gazowych na poziomie 200,17 zł/MWh. Natomiast od poziomu taryf uzależniona była wysokość wypłacanych rekompensat.

³³⁶ Tzn. została ustalona maksymalna cena sprzedaży paliw gazowych odbiorcom uprawnionym.

³³⁷ Art. 3 ust. 1 pkt 1 ustawy z 15 grudnia 2022 r.

³³⁸ Art. 3 ust. 1 pkt 2 ustawy z 15 grudnia 2022 r.

³³⁹ Art. 3 ust. 6 ustawy z 15 grudnia 2022 r.

³⁴⁰ Art. 3 ust. 7a ustawy z 15 grudnia 2022 r.

Ustawa o bonie energetycznym wprowadziła zmiany w ustawie z 15 grudnia 2022 r., ustanawiając m.in. kolejny mechanizm ustalania maksymalnej ceny paliw gazowych dla odbiorców uprawnionych, obowiązujący w okresie od 1 lipca 2024 r. do 31 grudnia 2024 r.

W związku z powyższym na podstawie art. 63a pkt 2 ustawy z 15 grudnia 2022 r., PGNiG OD Sp. z o.o. przedłożyła 19 czerwca 2024 r. 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. Taryfa ta została zatwierdzona 27 czerwca 2024 r. na wnioskowany okres. Wysokość cen gazu w tej taryfie była niższa o ok. 17,6 proc. od poziomu cen w zmianie nr 1 taryfy nr 13. Cena gazu w nowej taryfie dla grup taryfowych od W-1 do W-4 obniżyła 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. wynosiła odpowiednio 290,97 zł/MWh i 290,40 zł/MWh.

Od 1 lipca 2024 r. poziom cen w taryfie PGNiG OD Sp. z o.o. stał się poziomem referencyjnym dla pozostałych sprzedawców paliw gazowych odbiorcom uprawnionym, tzn. taryfa ta wyznaczała poziom ceny maksymalnej paliwa gazowego dla odbiorów uprawnionych w okresie od 1 lipca do 31 grudnia 2024 r.

Natomiast stawki opłat abonamentowych – w okresie od 1 lipca do 31 grudnia 2024 r. – były nadal stosowane w wysokości nie wyższej niż obowiązujące 1 stycznia 2022 r.

W związku z wejściem w życie ustawy o bonie energetycznym i zmianami w ustawie z 15 grudnia 2022 r.:

- 1) decyzją Prezesa URE z 2 lipca 2024 r. umorzono 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 przestała obowiązywać 30 czerwca 2024 r. z mocy prawa³⁴¹,
- 2) decyzją Prezesa URE, z 5 lipca 2024 r., umorzono postępowanie administracyjne w sprawie zatwierdzenia *Taryfy PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi nr 14* ustalonej przez przedsiębiorstwo energetyczne PGNiG OD Sp. z o.o. Postępowanie to stało się bowiem bezprzedmiotowe 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.

6.4. MECHANIZMY WSPARCIA ODBIORCÓW

Jak już wspomniano, ze względu na trwającą od 2021 r. wyjątkową sytuację na europejskim i krajowym rynku gazu, ustawodawca zdecydował się na wprowadzenie rozwiązań, które również w 2024 r. chroniły odbiorców w gospodarstwach domowych oraz odbiorców realizujących ważne zadania z zakresu użyteczności publicznej przed wzrostem cen spowodowanym bezprecedensowym poziomem cen gazu ziemnego³⁴². W przeciwieństwie do roku ubiegłego, mechanizm wsparcia odbiorców w 2024 r. został podzielony na dwa okresy obejmujące odpowiednio pierwsze oraz drugie półrocze 2024 r.

Mechanizm wsparcia odbiorców w pierwszym półroczu 2024 r. pozostał tożsamy w stosunku do rozwiązań stosowanych w 2023 r. W związku z tym, dla odbiorców uprawnionych³⁴³:

- a) maksymalna cena paliw gazowych została ustalona na poziomie 200,17 zł/MWh³⁴⁴ netto,
- b) stawka opłaty abonamentowej została ustalona na poziomie obowiązującym 1 stycznia 2022 r.³⁴⁵

³⁴¹ Tj. na podstawie art. 63a ust. 1 ustawy z 15 grudnia 2022 r.

³⁴² Ustawa z 15 grudnia 2022 r.

³⁴³ Tj. odbiorców, o których mowa w art. 62b ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne.

³⁴⁴ Art. 3 ust. 1 pkt 1 ustawy z 15 grudnia 2022 r.

³⁴⁵ Art. 3 ust. 6 ustawy z 15 grudnia 2022 r.

Równocześnie stawki opłat za świadczenie usług dystrybucji paliw gazowych zostały ustalone na poziomie stawek dystrybucyjnych z taryfy operatora systemu dystrybucyjnego, stosowanej 31 grudnia 2022 r.³⁴⁶

Natomiast w drugim półroczu 2024 r., dla odbiorców uprawnionych:

- a) maksymalna cena gazu ustalona została na poziomie ceny paliwa gazowego zatwierdzonej w taryfie przedsiębiorstwa energetycznego, o którym mowa w art. 62c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne³⁴⁷, tj. na poziomie:
 - 239,65 zł/MWh³⁴⁸ netto dla odbiorców z grup taryfowych o zużyciu godzinowym nie większym niż 110 kWh/h;
 - 239,18 zł/MWh dla odbiorców zamawiających moc umowną powyżej 110 kWh/h,
- b) stawka opłaty abonamentowej nadal pozostała ustalona na poziomie obowiązującym 1 stycznia 2022 r.³⁴⁹

Mechanizm stosowania stawek opłat za świadczenie usług dystrybucji paliw gazowych na poziomie stawek obowiązujących na dzień 1 stycznia 2022 r. wygaś 1 lipca 2024 r. Spowodowało to, że od tego dnia, do rozliczeń za usługi dystrybucji paliw gazowych zastosowanie miały stawki dystrybucyjne wynikające z obowiązujących taryf dla dystrybucji paliw gazowych.

Gazowa składka solidarnościowa

Z dniem 1 stycznia 2024 r. przepisy art. 31a ustawy z 15 grudnia 2022 r. nałożyły na przedsiębiorstwo wydobywające gaz ziemny obowiązek przekazania gazowej składki na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny (dalej „Fundusz”) w sześciu równych miesięcznych ratach, płatnych w okresie od stycznia 2024 r. do czerwca 2024 r., za poszczególne miesiące kalendarzowe w terminie do 20 dnia danego miesiąca 2024 r., gdzie łącznie składka ta wyniosła ponad 15 mld zł. Przedsiębiorstwo wydobywające gaz ziemny zobowiązane było także do przekazania do zarządcy rozliczeń w terminie do 25 dnia miesiąca następującego po miesiącu płatności danej raty, sprawozdanie potwierdzające sposób rozliczenia gazowej składki na Fundusz w poprzednim miesiącu.

Natomiast zgodnie z przepisami art. 31, Prezes URE uprawniony jest do przeprowadzenia kontroli zgodności informacji i oświadczeń złożonych w ww. sprawozdaniu ze stanem faktycznym z własnej inicjatywy lub na wniosek zarządcy rozliczeń. Zarządca rozliczeń 20 maja 2024 r. skierował do Prezesa URE wnioski o dokonanie kontroli sprawozdań z gazowej składki na Fundusz, złożonych przez przedsiębiorstwo wydobywające gaz ziemny za miesiące rozliczeniowe: styczeń 2024 r., luty 2024 r. oraz marzec 2024 r. Prezes URE przeprowadził kontrolę oraz wydał decyzję 7 listopada 2024 r. stwierdzającą prawidłową wysokość gazowej składki na Fundusz oraz określającą wysokości rat gazowej składki na Fundusz za miesiące: styczeń, luty i marzec 2024 r. dla przedsiębiorstwa zobowiązanego wydobywającego gaz ziemny – Orlen S.A.

6.5. ODBIORCA NA RYNKU

6.5.1. Sprzedaż rezerwowa

Operatorzy dystrybucyjni wskazali 17 sprzedawców rezerwowych, którzy pełnią tę funkcję na niektórych sieciach dystrybucyjnych. PGNiG OD Sp. z o.o. została wskazana jako sprzedawca

³⁴⁶ Art. 3 ust. 7a ustawy z 15 grudnia 2022 r.

³⁴⁷ Tj. przedsiębiorstwa energetycznego PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.

³⁴⁸ Art. 3 ust. 1 pkt 2 ustawy z 15 grudnia 2022 r.

³⁴⁹ Art. 3 ust. 6 ustawy z 15 grudnia 2022 r.

rezerwowi przez czterech operatorów dystrybucyjnych, w tym przez PSG oraz przez operatora systemu przesyłowego Gaz-System.

Na sieci PSG i Gaz-System, PGNiG OD Sp. z o.o. jest jedynym sprzedawcą rezerwowym.

Między 1 stycznia a 31 grudnia 2024 r., sprzedaż rezerwowa lub sprzedaż prowadzona w trybie art. 5ab ustawy – Prawo energetyczne (sprzedaż z urzędu) na sieci dystrybucyjnej została uruchomiona zgodnie z danymi przekazanymi przez spółki obrotu dla 263 odbiorców gazu (473 PPG). Z czego 36,5 proc. odbiorców to odbiorcy w gospodarstwie domowym. Na sieci przesyłowej nie była uruchamiana sprzedaż rezerwowa.

Łączna wartość gazu sprzedanego w ramach sprzedaży rezerwowej lub sprzedaży z urzędu wyniosła 32 063,48 MWh. Sprzedaż gazu przez sprzedawcę z urzędu wyniosła 5 873,40 MWh. Na 31 grudnia 2024 r. było 81 odbiorców (121 PPG) korzystających ze sprzedaży z urzędu.

6.5.2. 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.

6.5.3. Punkt Informacyjny dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych

Punkt Informacyjny dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych (opisany w cz. II pkt 6.9.5.) w 2024 r. wspierał odbiorców gazu głównie poprzez udzielanie informacji na temat przysługujących im praw i obowiązków w relacjach z przedsiębiorstwami energetycznymi. Dominującą rolę w kontaktach z odbiorcami, podobnie jak w latach poprzednich, odgrywał kontakt telefoniczny poprzez dedykowaną infolinię (96,7 proc. zgłoszeń).

W 2024 r. do Punktu Informacyjnego odbiorcy skierowali łącznie 2 114 zgłoszeń, z czego 11 proc. dotyczyło paliw gazowych. Wśród zgłoszeń odbiorców paliwa gazowego dominowały kwestie związane z rozliczeniami i fakturowaniem (26,6 proc.). Kolejnymi wyróżniającymi się kategoriami zgłoszeń były cena (24,4 proc.), przyłączenia do sieci (11,1 proc.) oraz warunki umowy (9,8 proc.).

Zestawienie zgłoszeń odbiorców do Punktu Informacyjnego w 2024 r. w kategorii paliwa gazowe przedstawiono w Aneksie (rys. A.6.).

Więcej na temat skarg zgłaszanych przez odbiorców paliw gazowych do URE, w tym m.in. do Punktu Informacyjnego, opisano w cz. III pkt 9.2.

7. PRZESYŁANIE I DYSTRYBUCJA PALIW GAZOWYCH

7.1. KONCESJONOWANIE

Uzyskania koncesji³⁵⁰ wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie przesyłania lub dystrybucji paliw, z wyłączeniem dystrybucji paliw gazowych w sieci o przepustowości poniżej 1 MJ/s³⁵¹.

Ustawa – Prawo energetyczne wskazuje minimalny zakres danych i informacji, które powinny zostać zamieszczone we wniosku o udzielenie koncesji³⁵².

W przypadku koncesji w zakresie przesyłania paliw gazowych Prezes URE udziela koncesji wnioskodawcy, który działa w formie spółki akcyjnej, której jedynym akcjonariuszem jest Skarb Państwa³⁵³.

Prezes URE może odmówić udzielenia koncesji³⁵⁴ wnioskodawcy, który nie daje rękojmi prawidłowego wykonywania działalności objętej koncesją.

Na 31 grudnia 2024 r. przedsiębiorcy posiadali 52 ważne koncesje na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie dystrybucji lub przesyłania paliw gazowych (w porównaniu do 51 przedsiębiorstw na koniec 2023 r.).

7.2. OPERATORZY SYSTEMÓW PRZESYŁOWYCH I DYSTRYBUCYJNYCH

W świetle obowiązujących regulacji ustawy – Prawo energetyczne, operatorów systemów gazowych wyznacza Prezes URE w drodze decyzji:

- a) na wniosek właściciela sieci lub instalacji, o którym mowa w art. 9h ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne,
- b) z urzędu w przypadkach określonych w art. 9h ust. 9 ustawy.

Ustawa formułuje szereg warunków wykonywania działalności przez operatorów systemów gazowych.

W 2024 r. Prezes URE wyznaczył trzech OSD gazowych, wydał 8 decyzji dotyczących zmiany decyzji operatorskich oraz stwierdził wygaśnięcie 2 decyzji ws. wyznaczenia na OSD gazowego. Zmiany decyzji operatorskich dotyczyły zarówno operatorów podlegających zasadom unbundlingu, jak i operatorów zwolnionych ze stosowania tych zasad.

Według stanu na 31 grudnia 2024 r., na rynku paliw gazowych funkcjonowali następujący operatorzy:

- 1 operator systemu przesyłowego gazowego,
- 51 operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych,
- 1 operator systemu magazynowania,
- 5 operatorów systemów skraplania gazu ziemnego.

Operatorzy na rynku paliw gazowych

1

operator systemu przesyłowego

51

operatorów systemów dystrybucyjnych

1

operator systemu magazynowania

5

operatorów systemów skraplania gazu ziemnego

³⁵⁰ <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/jak-uzyskac-koncesje/paliwa-gazowe-i-wodor/2252,Pakiet-informacyjny-dla-przedsiębiorców-zamierzających-prowadzić-działalność-gos.html>

³⁵¹ Zgodnie z art. 32 ust. 1 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne.

³⁵² Art. 35 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

³⁵³ Art. 33 ust. 1aa ustawy – Prawo energetyczne.

³⁵⁴ art. 33 ust. 3d ustawy – Prawo energetyczne

Na terytorium RP funkcjonuje jeden OSP, którym jest jednoosobowa spółka Skarbu Państwa OGP Gaz-System S.A. Działalność OSP obejmowała w 2024 r. zarządzanie krajowym systemem przesyłowym stanowiącym własność OGP Gaz-System S.A, na podstawie decyzji Prezesa URE wyznaczającej spółkę operatorem systemu przesyłowego na okres do 6 grudnia 2068 r.

OGP Gaz-System S.A. pełni ponadto funkcję operatora systemu przesyłowego na polskim odcinku gazociągu Jamał-Europa Zachodnia, którego właścicielem jest spółka SGT EuRoPol GAZ S.A. Operatorstwo na polskim odcinku tego gazociągu wykonywane jest przez OSP w modelu niezależnego operatora systemu na podstawie decyzji Prezesa URE wyznaczającej z urzędu OGP Gaz-System S.A. jako OSP na tym gazociągu na okres do 31 grudnia 2025 r., który z mocy prawa został przedłużony do 6 grudnia 2068 r.

7.3. ROLA OPERATORÓW NA RYNKU

7.3.1. Certyfikaty niezależności

Procedura certyfikacji operatorów systemów przesyłowych, w tym odrębna procedura certyfikacji operatora systemu przesyłowego dla podmiotów kontrolowanych przez podmiot z siedzibą w państwach trzecich, zostały uregulowane w art. 9h¹ i 9h² ustawy – Prawo energetyczne. Zgodnie z przepisami, operatorem systemu przesyłowego może zostać wyznaczony jedynie podmiot, który otrzymał od Prezesa URE decyzję w sprawie przyznania certyfikatu niezależności. Przed wydaniem certyfikatu niezależności Prezes URE zobowiązany jest przeprowadzić postępowanie sprawdzające, czy kandydat na operatora lub operator spełnia wymogi, które zapewniają, że będzie działał w pełni niezależnie.

Do ustawy – Prawo energetyczne implementowano dwa modele funkcjonowania operatorów systemów przesyłowych: model pełnego rozdziału właścicielskiego (OU) oraz model niezależnego operatora systemu (ISO). W modelu OU (*ownership unbundling*) podmiot będący operatorem sieci jest równocześnie jej właścicielem i pozostaje on w pełni niezależny od jakiejkolwiek działalności w zakresie wytwarzania lub obrotu paliwami gazowymi lub energią elektryczną. Natomiast w systemie ISO (*independent system operator*) system przesyłowy może pozostać własnością przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, ale musi być zarządzany przez odrębne przedsiębiorstwo, tj. niezależnego operatora systemu. Jednocześnie system ISO może mieć zastosowanie dla wyznaczenia operatora systemu przesyłowego wyłącznie jeżeli właściciel systemu przesyłowego 3 września 2009 r. był częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo.

Dodatkowo w procedurze certyfikacji udział bierze Komisja Europejska. Zgodnie z przepisami, przed wydaniem decyzji w sprawie przyznania certyfikatu niezależności, Prezes URE zobowiązany jest zająć stanowisko w sprawie – w formie projektu decyzji – i przekazać je KE wraz z wnioskiem o wydanie opinii w sprawie spełniania warunków i kryteriów niezależności. Dodatkowo w przypadku, gdy zastosowanie ma procedura wskazana w art. 9h² ustawy – Prawo energetyczne, wniosek do KE powinien dotyczyć również kwestii wpływu przyznania certyfikatu niezależności na bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych lub energii elektrycznej w UE. Jednocześnie, zgodnie z art. 14 ust. 2 rozporządzenia 2024/1789, w terminie 50 dni roboczych od otrzymania opinii KE, krajowy organ regulacyjny przyjmuje ostateczną decyzję o certyfikacji OSP, uwzględniając w najwyższym stopniu tę opinię. Decyzja organu regulacyjnego jest publikowana wraz z opinią KE.

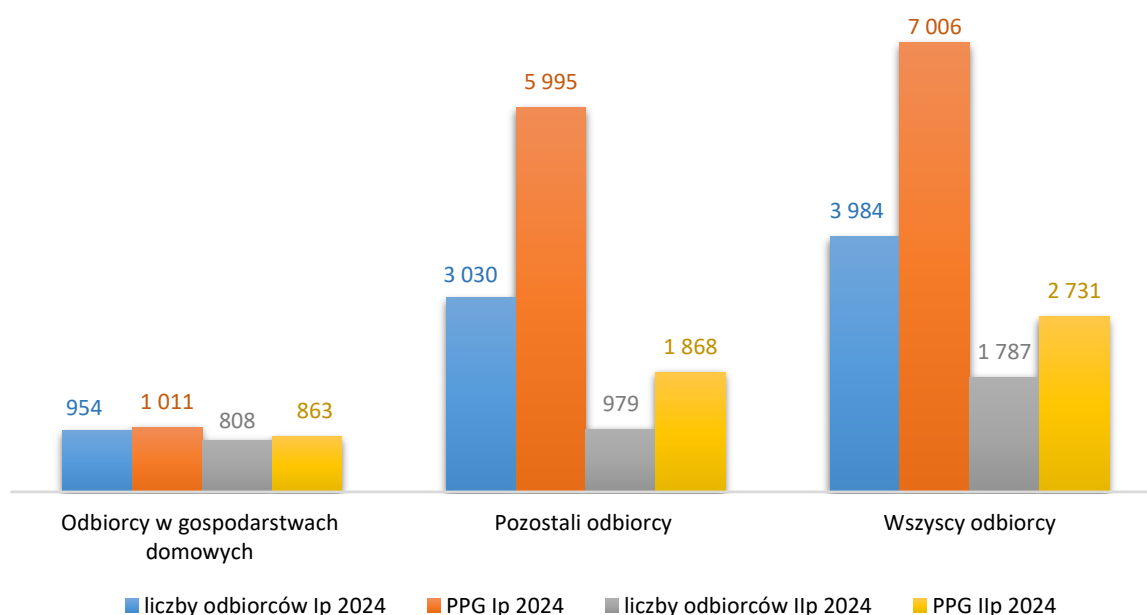
W 2024 r. Prezes URE nie prowadził postępowania dotyczącego przyznania certyfikatu niezależności. Postępowania w tej sprawie zostały zakończone w 2014 r. i 2015 r. Ich efektem było przyznanie spółce OGP Gaz-System S.A. certyfikatu niezależności w modelu OU, tj. na własnym majątku sieciowym (2014 r.) oraz w modelu ISO, tj. na polskim odcinku gazociągu jamalskiego (2015 r.).

Prezes URE monitorował, czy OGP Gaz-System S.A. w dalszym ciągu spełnia kryteria niezależności określone w art. 9d ust. 1a, w związku z art. 9d ust. 1b i 1c ustawy – Prawo energetyczne. W odpowiedzi na wezwanie Prezesa URE OGP Gaz-System S.A. przesłał analizę w przedmiocie spełniania ww. kryteriów niezależności. Z przedstawionego stanu faktycznego a także z analizy wynikało, że OGP Gaz-System S.A. spełnia wspomniane kryteria niezależności, finanse OGP Gaz-System S.A. są niezależne od finansów państwa, a zmiany organizacyjne w strukturach rządu nie wpłynęły na spełnianie przez OGP Gaz-System S.A. kryteriów niezależności określonych w art. 9d ust. 1a, w związku z art. 9d ust. 1b i 1c ustawy – Prawo energetyczne.

7.3.2. Monitorowanie zmiany 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.

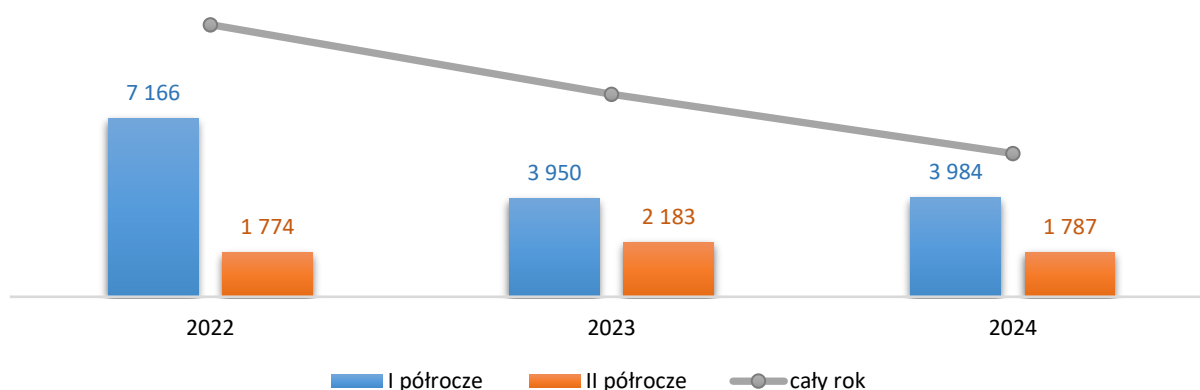
Rysunek 59. Liczba zmian sprzedawcy gazu ziemnego w I i II półroczu 2024 r.



Źródło: URE.

Poniższy rysunek ukazuje tendencję spadkową w liczbie zmian sprzedawców na przestrzeni ostatnich trzech lat³⁵⁵. Co więcej, interesującym spostrzeżeniem jest fakt, że w każdym roku zmiany sprzedawcy były znacznie częstsze w pierwszej połowie roku niż w drugiej.

³⁵⁵ W badaniu za rok 2024 przyjęto nową metodologię. Niemniej dane pokazują trend, jaki jest obserwowany od kilku lat.

Rysunek 60. Liczba zmian sprzedawcy gazu na w latach 2022–2024

Źródło: URE.

7.3.3. Programy Zgodności

Zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne obowiązek przyjęcia Programu Zgodności nałożony jest na operatorów funkcjonujących w strukturach przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo. W Programie Zgodności określone są przedsięwzięcia, jakie należy podjąć w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, w tym szczegółowe obowiązki pracowników wynikające z tych programów.

W 2024 r. obowiązywał zatwierdzony Program Zgodności operatora systemu dystrybucyjnego – Polskiej Spółki Gazownictwa 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. W dniu 28 czerwca 2024 r. nastąpiło przejście 100 proc. udziałów Gas Storage Poland na 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 URE³⁵⁶.

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 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,

³⁵⁶ <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/inne-decyzje-informacji/4771,Inne-decyzje-informacje-sprawozdania-opublikowane-w-2025-r.html>

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 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 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 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 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 GSP. 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. Zarówno u OSM, jak i 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.

7.4. ZAMKNIĘTE SYSTEMY DYSTRYBUCYJNE

W ustawie – Prawo energetyczne znalazły się uregulowania dotyczące zamkniętych systemów dystrybucyjnych, w tym kryteria, jakie taki system musi spełniać³⁵⁷. Prezes URE na wniosek OSD stwierdza, że system dystrybucyjny na ograniczonym geograficznie obszarze zakładu przemysłowego, obiektu handlowego lub miejsca świadczenia usług wspólnych, do którego sieci przyłączonych jest nie więcej niż 100 odbiorców paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwach domowych, jest zamkniętym systemem dystrybucyjnym, jeżeli w odniesieniu do całego zakresu prowadzonej działalności w zakresie dystrybucji energii elektrycznej lub paliw gazowych:

- 1) ze szczególnych względów technicznych lub bezpieczeństwa procesy eksploatacji lub wytwarzania dokonywane przez użytkowników tego systemu są zintegrowane lub
- 2) 50 proc. ilości dystrybuowanej rocznie energii elektrycznej lub paliw gazowych jest zużywane przez właściciela lub operatora systemu dystrybucyjnego, lub przedsiębiorstwa powiązane z tym właścicielem lub operatorem.

Ustawa określa również m.in. katalog obowiązków, z których zwolnieni są operatorzy zamkniętych systemów dystrybucyjnych³⁵⁸ oraz zasady uchylania decyzji w sprawie zamkniętego systemu dystrybucyjnego³⁵⁹.

W 2024 r. Prezes URE nie prowadził żadnego postępowania administracyjnego w przedmiocie stwierdzenia, że dany system dystrybucyjny gazowy jest zamkniętym systemem dystrybucyjnym.

Na 31 grudnia 2024 r. funkcjonowały 2 zamknięte systemy dystrybucyjne gazowe. W odniesieniu do 2023 r. wskazać należy, że ich liczba nie uległa zmianie.

7.5. TARYFOWANIE

Rozporządzenie NC TAR

W 2024 r. realizowane były prace 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 715/2009³⁶⁰, 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 ujednolicenie 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.

³⁵⁷ Art. 9da-dc.

³⁵⁸ Art. 9dc ustawy – Prawo energetyczne.

³⁵⁹ Art. 9db ustawy – Prawo energetyczne.

³⁶⁰ 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.

Wzmocnieniu stabilności finansowej operatorów 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 Kodeksu taryfowego. 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 każdego roku z okresu 2019–2023 (w taryfie obowiązującej dla roku 2024 uzgodniono stan konta dla wykonania roku 2022, a w zatwierdzonej taryfie na rok 2025 uzgodniono stan konta dla wykonania roku 2023). 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. w taryfie obowiązującej w 2024 r. Obszerniejsze informacje w tej sprawie zostały zamieszczone w decyzjach zatwierdzających taryfy dla usług przesyłania paliw gazowych, dostępnych w BIP URE³⁶¹. Rozwiązania dotyczące konta regulacyjnego zamieszczone w rozporządzeniu NC TAR, zainspirowały ustawodawcę krajowego do wprowadzenia tego rozwiązania dla „innych operatorów” w rozporządzeniu taryfowym gazowym (§ 10 ust. 6 i § 10a).

W kalkulacji taryf za usługi przesyłania paliw gazowych na 2023 r. i 2024 r., świadczone z wykorzystaniem sieci przesyłowej będącej własnością OGP Gaz-System S.A. oraz sieci będącej własnością przedsiębiorstwa SGT EuRoPol GAZ S.A.³⁶², były stosowane postanowienia *Metody 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.*³⁶³ oraz *Metody 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.*³⁶⁴

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 przesyłowej³⁶⁵ oraz sieci przesyłowej będącej własnością SGT EuRoPol GAZ S.A.³⁶⁶

OSP prowadził w okresie 31 sierpnia – 31 października 2023 r. 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.³⁶⁷ oraz w zakresie sieci przesyłowej będącej własnością przedsiębiorstwa energetycznego SGT EuRoPol GAZ S.A.³⁶⁸ 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.

³⁶¹ <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe>

³⁶² OGP Gaz-System S.A. pełni funkcję operatora systemu przesyłowego gazowego dla sieci będącej własnością przedsiębiorstwa energetycznego SGT EuRoPol GAZ S.A. na podstawie decyzji Prezesa URE z 17 listopada 2010 r. oraz kalkuluje taryfy dla tej sieci, począwszy od taryfy dla 2023 r.

³⁶³ <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>

³⁶⁴ <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>

³⁶⁵ <https://www.gaz-system.pl/pl/dla-klientow/uslugi-w-ksp/taryfa-ksp/nc-tar.html>

³⁶⁶ <https://www.gaz-system.pl/pl/dla-klientow/uslugi-w-sgt/taryfa-sgt/nc-tar.html>

³⁶⁷ <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>

³⁶⁸ <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>

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 opublikowała oraz przesłała do Urzędu oraz OGP Gaz-System S.A. wnioski z analiz dokumentów konsultacyjnych, przeprowadzonych zgodnie z ust. 2 ww. przepisu^{369, 370}.

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., tj.:

- 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 decyzji³⁷¹ 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 decyzji³⁷².

Powyższe decyzje zostały ogłoszone w BIP URE³⁷³ oraz przesłane do ACER i Komisji Europejskiej. Metody wyznaczania cen referencyjnych są również dostępne w wersji anglojęzycznej³⁷⁴.

W okresie 21 października – 23 grudnia 2024 r. Prezes URE po raz siódmy konsultował³⁷⁵ 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 przerywanej. Konsultacje dotyczyły sieci OGP Gaz-System S.A. oraz sieci przesyłowej będącej własnością SGT EuRoPol GAZ S.A.

Przeprowadzone w 2024 r. analizy wskazywały, że 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 wskutek 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 Urzędu³⁷⁶.

Stosownie do art. 28 ust. 2 Kodeksu taryfowego 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

³⁶⁹ https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/2024_analysis_report_Poland.pdf

³⁷⁰ https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/2023_analysis_report_Poland_TGPS.pdf

³⁷¹ Biuletyn branżowy URE – Paliwa gazowe nr 50 (2847) z 11 kwietnia 2024 r., <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe/4571,Taryfy-opublikowane-w-2024-r.html>

³⁷² Biuletyn branżowy URE – Paliwa gazowe nr 44 (2841) z 21 marca 2024 r., <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe/4571,Taryfy-opublikowane-w-2024-r.html>

³⁷³ <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/inne-decyzje-informacj/4574,Inne-decyzje-informacje-sprawozdania-opublikowane-w-2024-r.html>

³⁷⁴ <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/metody-wyznaczania-cen-referen-2>

³⁷⁵ <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>

³⁷⁶ <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>

są zatwierdzane na okres 12 miesięcy, przedmiotowe konsultacje są przeprowadzane każdego roku. Prezes URE 9 stycznia 2024 r. wydał i opublikował Informację³⁷⁷ dotyczącą poprzednich konsultacji, o których mowa w art. 28 ust. 1 lit. a-c Kodeksu taryfowego. Postanowienia tej Informacji zostały uwzględnione w kalkulacji taryf na 2025 r.

OGP Gaz-System S.A. – taryfa dla przesyłania paliw gazowych

W 2024 r. w zakresie sieci własnej OSP była stosowana taryfa dla przesyłania paliw gazowych OGP Gaz-System S.A., zatwierdzona przez Prezesa URE decyzją z 2 czerwca 2023 r. na okres od godziny 6:00 1 stycznia 2024 r. do godziny 6:00 1 stycznia 2025 r.³⁷⁸ Jednocześnie, powyższą decyzją został uzgodniony stan konta regulacyjnego w zakresie sieci własnej OGP Gaz-System S.A. na 31 grudnia 2022 r. w kwocie 135 311,39 tys. zł, oznaczającej nadmiernie odzyskane przychody (z uwzględnieniem przychodów z premii aukcyjnej). W kalkulacji taryfy na 2024 r. została uwzględniona część ww. stanu konta regulacyjnego w kwocie 102 227,75 tys. zł (obniżenie przychodu do kalkulacji stawek), natomiast pozostałą część tego salda pozostawiono do wykorzystania w kalkulacji taryf na kolejne lata.

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

W kalkulacji taryfy 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 decyzji³⁷⁹ oraz Informacji nr 7/2023³⁸⁰ 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 rozporządzenia NC TAR.

Wprowadzenie w życie taryfy OGP Gaz-System S.A. na jego sieci przesyłowej oznaczało, że stawki w 2024 r. wzrosły w stosunku do obowiązujących w 2023 r.:

- a) w punktach wejścia o:
 - 33,4 proc. dla gazu wysokometanowego (grupa E);
 - 0,3 proc. dla gazu zaazotowanego (podgrupa L),
- b) w punktach wyjścia o:
 - 18,8 proc. dla gazu E;
 - 18,3 proc. dla gazu L.

W taryfie na 2024 r. oprócz stawek opłat dla przesyłania paliw gazowych zostały ustalone stawki za świadczenie usług sprężania i usług redukcji ciśnienia, zgodnie z ww. metodą wyznaczania cen referencyjnych.

Dla pełnego obrazu ww. taryfy stosowanej w 2024 r. dodać należy, że decyzją z 13 grudnia 2023 r.³⁸¹ została zatwierdzona zmiana ww. taryfy polegająca na aktualizacji stawek opłat za świadczone usługi przesyłania, usługi sprężania oraz usługi redukcji ciśnienia paliw gazowych w związku ze wzrostem

³⁷⁷ <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>

³⁷⁸ Biuletyn branżowy URE – Paliwa gazowe nr 69 (2733) z 2 czerwca 2023 r., <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe/4365,Taryfy-opublikowane-w-2023-r.html>

³⁷⁹ Biuletyn Branżowy URE – Paliwa gazowe nr 39 (2556) z 10 maja 2022 r., <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe/4192,Taryfy-opublikowane-w-2022-r.html>

³⁸⁰ <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/zalozenia-dla-kalkulacj-2/7834,Pismo-Prezesa-Urzedu-Regulacji-Energetyki-do-przedsiębiorstw-energetycznych.html>

³⁸¹ Biuletyn branżowy URE – Paliwa gazowe nr 126 (2790) z 14 grudnia 2023 r., <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe/4365,Taryfy-opublikowane-w-2023-r.html>

kosztów zakupu usług magazynowania paliw gazowych oraz aktualizacją wartości zwrotu z zaangażowanego kapitału, w porównaniu do wartości prognozowanych przyjętych do kalkulacji taryfy. 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 URE³⁸² 29 listopada 2023 r. *Metodologii określania wskaźnika kosztu kapitału zaangażowanego dla operatorów systemów gazowych na lata 2024–2028*³⁸³, w związku z faktem, że taryfa przedsiębiorstwa została zatwierdzona na okres od 1 stycznia 2024 r. do 1 stycznia 2025 r. Jednocześnie w kalkulacji zmiany taryfy została uwzględniona pozostała do rozliczenia część stanu konta regulacyjnego ustalonego na 31 grudnia 2022 r. (33 083,64 tys. zł). Dzięki temu saldo to zostało rozliczone w całości, wpływając na obniżenie wzrostu stawek opłat. Skutkiem zmiany taryfy był wzrost stawek:

- a) w punktach wejścia o:
 - 6,8 proc. dla gazu wysokometanowego (grupa E);
 - 5,4 proc. dla gazu zaazotowanego (podgrupa L),
- b) w punktach wyjścia o:
 - 6,8 proc. dla gazu E;
 - 5,4 proc. dla gazu L.

Z kolei decyzją z 3 czerwca 2024 r. Prezes URE zatwierdził taryfę dla przesyłania paliw gazowych na okres od godziny 6:00 1 stycznia 2025 r. do godziny 6:00 1 stycznia 2026 r.³⁸⁴

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 NC CAM coroczne aukcje rocznej zdolności przesyłowej rozpoczynają się w pierwszy poniedziałek lipca każdego roku.

Ustalona przez OGP Gaz-System S.A. taryfa zapewniała 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. Pozostała część salda

³⁸² <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/zalozenia-dla-kalkulacj-2/7834,Pismo-Prezesa-Urzedu-Regulacji-Energetyki-do-przedsiębiorstw-energetycznych.html>

³⁸³ <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/zalozenia-dla-kalkulacj-2/7834,Pismo-Prezesa-Urzedu-Regulacji-Energetyki-do-przedsiębiorstw-energetycznych.html>

³⁸⁴ Biuletyn branżowy URE – Paliwa gazowe nr 62 (2859) z 3 czerwca 2024 r., <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe/4571,Taryfy-opublikowane-w-2024-r.html>

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 decyzji³⁸⁵ oraz Informacji nr 4/2024³⁸⁶ 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.

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 przesyłowej³⁸⁷, 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)³⁸⁸, 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 r. i 2024 r. z działalności polegającej na przesyłaniu paliw gazowych zostały wyodrębnione usługi sprzężania i usługi redukcji ciśnienia.

³⁸⁵ Biuletyn Branżowy URE – Paliwa gazowe nr 50 (2847) z 11 kwietnia 2024 r., <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe/4571,Taryfy-opublikowane-w-2024-r.html>

³⁸⁶ <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>

³⁸⁷ 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.

³⁸⁸ 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.

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. Taryfa na 2025 r. spowodowała wzrost stawek

- a) w punktach wejścia o:
 - 19,3 proc. dla gazu wysokometanowego (grupa E);
 - 3,2 proc. dla gazu zaazotowanego (podgrupa L),
- b) w punktach wyjścia o:
 - 10,4 proc. dla gazu E;
 - 17,7 proc. dla gazu L.

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

W 2024 r. w zakresie sieci przedsiębiorstwa SGT EuRoPol GAZ S.A. była stosowana taryfa dla przesyłania paliw gazowych Polskiego Odcinka Systemu Gazociągów Tranzytowych Jamał-Europa nr 1/2024 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.³⁸⁹

W wyniku wprowadzenia tej taryfy, nastąpił wzrost stawek opłat w stosunku do stosowanych w 2023 r.:

- a) w punktach wejścia o 16,9 proc.,
- b) w punktach wyjścia o 14,1 proc.

Taryfa ta została skalkulowana stosownie do wymagań rozporządzenia taryfowego gazowego oraz rozporządzenia NC TAR. Ponadto, na kalkulację taryfy wpływały postanowienia Umowy o powierzeniu obowiązków operatora systemu przesyłowego na gazociągu tranzytowym pomiędzy spółką SGT EuRoPol GAZ S.A. i OGP Gaz-System S.A., ustalone przez Prezesa URE decyzją z 29 sierpnia 2022 r. Zgodnie z art. 9h ust. 3g ustawy – Prawo energetyczne umowa ta wiąże strony od 1 stycznia 2023 r. do końca okresu obowiązywania decyzji w sprawie wyznaczenia OGP Gaz-System S.A. operatorem na gazociągu należącym do spółki SGT EuRoPol GAZ S.A. Zgodnie z § 3 ust. 1 pkt 6 tej umowy, OGP Gaz-System S.A. jest odpowiedzialna za kalkulację taryfy w zakresie usług przesyłania gazu z wykorzystaniem ww. gazociągu i składanie wniosku o jej zatwierdzenie do Prezesa URE.

W kalkulacji taryfy zostało uwzględnione wynagrodzenie dla SGT EuRoPol GAZ S.A., stanowiące koszt uzasadniony do kalkulacji taryfy OGP Gaz-System S.A. w zakresie przesyłania gazu ziemnego z wykorzystaniem sieci należącej do SGT EuRoPol GAZ S.A., na podstawie art. 45 ust. 1k ustawy – Prawo energetyczne. Zgodnie z tym przepisem w kosztach działalności OGP Gaz-System S.A., jako operatora sieci przesyłowej należącej do SGT EuRoPol GAZ S.A., uwzględnia się planowane do poniesienia przez to przedsiębiorstwo koszty:

- a) ogólnego zarządu,
- b) amortyzacji majątku Właściciela niezbędnego do pełnienia funkcji OSP na tej sieci gazowej,
- c) danin publicznoprawnych związanych z tym majątkiem,
- d) ustanowienia zabezpieczenia dla OSP,
- e) zwrotu przysługującego Właścicielowi z kapitału zaangażowanego w ten majątek,

które łącznie składają się na tzw. wynagrodzenie dla Właściciela.

³⁸⁹ Biuletyn branżowy URE – Paliwa gazowe nr 70 (2734) 2 czerwca 2023 r., <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe/4365,Taryfy-opublikowane-w-2023-r.html>

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.*, stanowiącą załącznik do niniejszej decyzji³⁹⁰ oraz Informacji nr 7/2023³⁹¹ 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.

Taryfa zawiera stawki opłat przesyłowych (stawki stałe w gr/kWh/h za h) dla ciągłych rocznych usług przesyłania paliw gazowych świadczonych w punktach: Mallnow-wejście, PWP-wyjście oraz Mallnow-wyjście. 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.

Natomiast ceny bazowe standardowych produktów z zakresu przerywanej zdolności przesyłowej³⁹², zgodnie z postanowieniami powyższej Informacji nr 7/2023, będą obliczane poprzez pomnożenie cen bazowych danych standardowych produktów z zakresu zdolności ciągłej przez różnicę między 100 proc. i poziomem rabatu ex-ante, który wynosi 10 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 mnożniki dla usług krótkoterminowych właściwe dla danego produktu z zakresu zdolności przesyłowej (kwartalnego, miesięcznego, dobowego i śróddziennego).

Decyzją z 1 marca 2024 r.³⁹³ została zatwierdzona zmiana 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 URE³⁹⁴ *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.³⁹⁵

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 NC CAM coroczne aukcje rocznej zdolności przesyłowej rozpoczynają się w pierwszy poniedziałek lipca każdego roku.

³⁹⁰ Biuletyn Branżowy URE – Paliwa gazowe nr 38 (2555) z 10 maja 2022 r., <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe/4192,Taryfy-opublikowane-w-2022-r.html>

³⁹¹ <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>

³⁹² 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.

³⁹³ Biuletyn branżowy URE – Paliwa gazowe nr 34 (2831) z 1 marca 2024 r., <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe/4571,Taryfy-opublikowane-w-2024-r.html>

³⁹⁴ <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/zalozenia-dla-kalkulacji-2/7834,Pismo-Prezesa-Urzedu-Regulacji-Energetyki-do-przedsiębiorstw-energetycznych.html>

³⁹⁵ Biuletyn branżowy URE – Paliwa gazowe nr 63 (2860) 3 czerwca 2024 r., <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe/4571,Taryfy-opublikowane-w-2024-r.html>

Taryfa ta została skalkulowana stosownie do wymagań rozporządzenia taryfowego gazowego oraz rozporządzenia NC TAR. Jednocześnie, decyzją tą został uzgodniony, po raz pierwszy dla sieci należącej do SGT EuRoPol GAZ S.A., stan konta regulacyjnego na 31 grudnia 2023 r. w kwocie (-) 3 206,07 tys. zł, oznaczającej poziom niewystarczająco odzyskanych przychodów. W kalkulacji taryfy na 2025 r. przychód regulowany nie został powiększony o powyższe saldo konta regulacyjnego, które zostało pozostawione do rozliczenia w kalkulacji taryf na kolejne lata.

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 1 stycznia 2027 r.*, stanowiącej załącznik do tej decyzji³⁹⁶ oraz Informacji nr 4/2024³⁹⁷ 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. Główną zmianą wynikającą z Informacji 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 taryfie na 2025 r. udział przychodów uzyskiwanych z opłat stałych wyniósł 100 proc. Przyjęty w kalkulacji taryfy podział przychodu na punkty wejścia i wyjścia odpowiada proporcji 50/50. Średnia stawka dla usług przesyłania paliw gazowych obliczona według taryfy wzrastała o 145,5 proc. w porównaniu do średniej stawki według poprzedniej taryfy (dla wartości mocy umownych i wolumenów planowanych na 2025 r.), co wynika ze spadku wykorzystania sieci przesyłowej SGT EuRoPol GAZ S.A.

Taryfa Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

W 2024 r. Prezes URE prowadził 2 postępowania w sprawie taryf za usługi dystrybucji paliw gazowych ustalonych przez największego w skali kraju operatora świadczącego usługi dystrybucji paliw gazowych, tj. PSG Sp. z o.o.

8 stycznia 2024 r. została zatwierdzona zmiana taryfy zatwierdzonej w grudniu 2023 r. Zmiana ta polegała m.in. na uzupełnieniu treści taryfy o stawki opłat za świadczenie usług dystrybucji, które PSG Sp. z o.o. zobowiązana była stosować od 1 stycznia do 30 czerwca 2024 r. Zgodnie bowiem z treścią art. 3 ust. 7a ustawy z 15 grudnia 2022 r., w brzmieniu nadanym ustawą z 7 grudnia 2023 r., przedsiębiorstwo zostało zobligowane do uwzględnienia w taryfie przeznaczonej do stosowania w okresie 1 stycznia – 30 czerwca 2024 r. stawek opłat dystrybucyjnych, uwzględnionych w ostatniej taryfie stosowanej w 2022 r. dla odbiorców uprawnionych.

Z kolei decyzją z 16 grudnia 2024 r. Prezes URE zatwierdził taryfę na okres do 31 grudnia 2025 r., została wprowadzona do stosowania od 1 stycznia 2025 r. Spowodowała ona wzrost średnich płatności za usługi dystrybucji dla gazu ziemnego wysokometanowego (grupa E) o 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 po raz pierwszy została uwzględniona część salda konta regulacyjnego, o którym mowa § 10a rozporządzenia taryfowego gazowego, co znalazło wyraz w sentencji decyzji zatwierdzającej taryfę.

³⁹⁶ Biuletyn Branżowy URE – Paliwa gazowe nr 44 (2841) z 21 marca 2024 r., <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe/4571,Taryfy-opublikowane-w-2024-r.html>

³⁹⁷ <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>

7.6. INSTRUKCJE RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI

Operator systemu przesyłowego i operator systemu dystrybucyjnego są obowiązani³⁹⁸ do opracowania odpowiednio IRIESP oraz IRIESD, zwanych dalej „instrukcjami”, które określają szczegółowe warunki korzystania z tych sieci przez użytkowników systemu oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju tych sieci³⁹⁹.

Instrukcje ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej gazowej

1 kwietnia 2024 r. weszły w życie przepisy załącznika nr 1 do IRIESP, zawierające istotne postanowienia umowy o świadczenie usług przesyłania paliw gazowych, które stosowane są w umowach ze sprzedawcami paliw gazowych lub świadczących usługi kompleksowe odbiorcom przyłączonym do sieci operatora systemu przesyłowego. Istotne postanowienia umowy przesyłowej zostały zatwierdzone decyzjami Prezesa URE z 29 listopada 2023 r. odrębnie dla krajowego systemu przesyłowego oraz systemu gazociągów tranzytowych⁴⁰⁰.

W 2024 r. Prezes URE zatwierdził zmienioną IRIESP w krajowym systemie przesyłowym, która obowiązuje od 1 sierpnia 2024 r.⁴⁰¹ Zmiany objęły szereg obszarów wymagających aktualizacji ze względu na zmieniające się potrzeby uczestników rynku oraz przepisy prawa, m.in.:

- zmieniono tryb składania wniosków przyłączeniowych – wyłącznie w drodze on-line poprzez system wymiany informacji (SWI),
- ujednolicono definicję odbiorcy chronionego,
- rozszerzono definicję źródeł o instalacje związane z biopaliwami gazowymi (biometan),
- dla metrologii i wymagań technicznych wprowadzono zmiany dotyczące gazomierzy – wycofano możliwość stosowania gazomierzy zwężkowych do pomiarów rozliczeniowych i dopuszczono stosowanie gazomierzy masowych,
- uściślono (sprecyzowano) zapisy dotyczące grup punktów wyjścia,
- wprowadzono dwa nowe rodzaje porozumień: modernizacyjno-optymalizacyjne oraz przedprzyłączeniowe,
- zaktualizowano zapisy o rozliczeniu niezbilansowania oraz za uruchomienie zapasów obowiązkowych w dniach, kiedy zapas obowiązkowy był wykorzystywany,
- wycofano z katalogu oferowanych produktów przepustowość przerywaną warunkowo ciągłą.

Instrukcje ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej gazowej

22 lutego 2024 r. Prezes URE zatwierdził⁴⁰² zmianę IRIESD PSG Sp. z o.o., która obowiązuje od 15 marca 2024 r. od godz. 6:00.

Wprowadzenie zmian w Instrukcji wynikało z konieczności dostosowania jej do aktualnych regulacji prawnych, jak również do zebranych przez dystrybutora oraz użytkowników systemu tego operatora doświadczeń i uwag przekazywanych w trakcie stosowania dotychczas obowiązującej Instrukcji.

³⁹⁸ Zgodnie z art. 9g ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

³⁹⁹ Zgodnie z art. 9g ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne.

⁴⁰⁰ Decyzje Prezesa zostały opublikowane w Biuletynie branżowym URE – Paliwa Gazowe nr 117/2023 oraz 118/2023, <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe/4365,Taryfy-opublikowane-w-2023-r.html>

⁴⁰¹ Instrukcja została opublikowana w Biuletynie branżowym URE – Paliwa gazowe nr 80/2024 z 16 lipca 2024 r., <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe/4571,Taryfy-opublikowane-w-2024-r.html>

⁴⁰² <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/inne-decyzje-informacyj/4574,Inne-decyzje-informacje-sprawozdania-opublikowane-w-2024-r.html>

Zmiany Instrukcji dotyczą m.in.:

- procesów z zakresu bilansowania fizycznego,
- procesów z zakresu alokacji
- biometanu i jego definicji z wyłączeniem części odnoszącej się do transportu biometanu poza sieciami gazowymi lub jego wykorzystania do tankowania pojazdów,
- terminu przepustowości zarezerwowanej i jego definicji,
- układów pomiarowo-rozliczeniowych i ich definicji.

12 grudnia 2024 r. decyzją⁴⁰³ Prezesa URE została po raz pierwszy zatwierdzona i dostosowana do obowiązujących regulacji prawnych IRIESD Energomedia Sp. z o.o. Instrukcja tego operatora obowiązuje od 1 stycznia 2025 r. od godz. 6:00.

7.7. UZGADNIANIE PROJEKTÓW PLANÓW 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 paliwa⁴⁰⁴.

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.

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.

Obowiązek przedkładania projektów planów rozwoju do uzgodnienia z Prezesem URE w 2024 r.⁴⁰⁵ 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 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.)

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”⁴⁰⁶ (dalej: „KDPR”), który Prezes URE uzgodnił 8 lutego 2024 r.

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

⁴⁰³ <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/inne-decyzje-informacj/4574,Inne-decyzje-informacje-sprawozdania-opublikowane-w-2024-r.html>

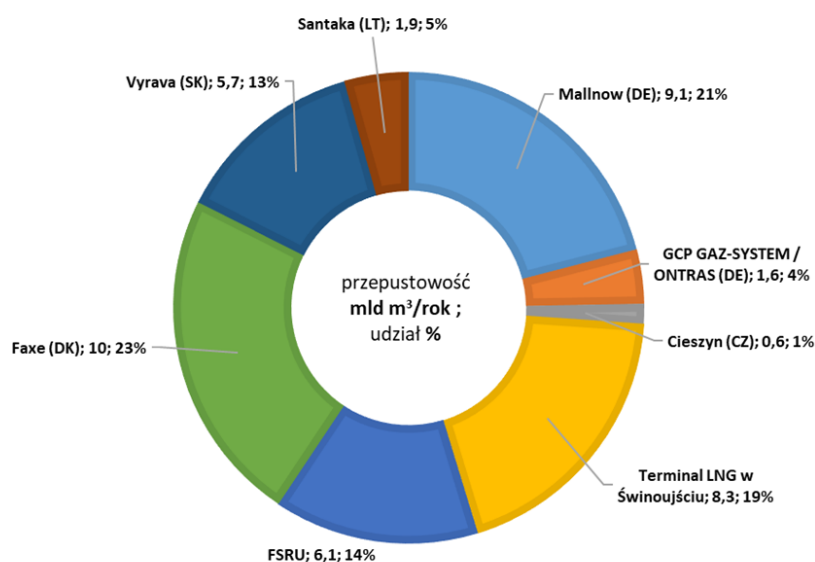
⁴⁰⁴ Zgodnie z art. 16 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

⁴⁰⁵ Zgodnie z art. 16 ust. 14a ustawy – Prawo energetyczne plany rozwoju przedkładane są do uzgodnienia z Prezesem URE w cyklach dwuletnich.

⁴⁰⁶ Wyciąg z planu rozwoju jest dostępny na stronie internetowej: <https://www.gaz-system.pl/pl/system-przesylowy-rozwoj-systemu-przesylowego/krajowe-plan-y-rozwoju.html>

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 odpowiadając na tę potrzebę planuje dalszą znaczną poprawę stopnia dywersyfikacji kierunków i źródeł dostaw.

Rysunek 61. Planowany stopień dywersyfikacji do 2033 r.



Źródło: OGP Gaz-System S.A.

Rysunek 62. Inwestycje kluczowe oraz strategiczne planowane w latach 2024–2033



Źródło: OGP Gaz-System S.A.

Tabela 50. Inwestycje kluczowe oraz strategiczne planowane do 2033 r.

Lp.	Inwestycja	Perspektywa do 2027 r.	Perspektywa do 2033 r.
1	Gazociąg Gustorzyn – Wronów	x	
2	Gazociąg Rembelszczyzna – Mory	x	
3	Gazociąg Stanisławów – Wola Karczewska		x
4	TG Hołowczyce (rozbudowa)	x	
5	Gazociąg Wronów – Rozwadów		x
6	Gazociąg Rozwadów – Strachocina		x
7	TG Lwówek (budowa) węzeł Lwówek (rozbudowa)	x	
8	Połączenie KSP z SGT w m. Zambrów	x	
9	Połączenie KSP z SGT w m. Ciechanów	x	
10	Połączenie KSP z SGT w m. Długa Goślina	x	
11	Połączenie KSP z SGT w m. Wydartowo	x	
12	Połączenie KSP z SGT w m. Włocławek	x	
13	Gazociąg Oświęcim – Tworzeń	x	
14	Gazociąg Kędzierzyn – Racibórz	x	
15	Gazociąg Skoczów – Komorowice – Oświęcim		x
16	Gazociąg Racibórz – Rybnik	x	
17	Gazociąg Rybnik – Oświęcim		x
18	TG Kędzierzyn (rozbudowa)	x	
19	Gazociąg Kolnik – Gdańsk – FSRU (część lądowa)	x	
20	Gazociąg Kolnik – Gardeja – Gustorzyn	x	
21	Gazociąg Kolnik – Gdańsk – FSRU (część morska)	x	
22	Terminal FSRU (jednostka)	x	
23	Gazociąg KPMG Damasławek – Mogilno		x
24	KPMG Damasławek		x
25	Gazociąg Wężeń – Przewóz	x	
26	Gazociąg Lewin Brzeski – Nysa	x	
27	Terminal LNG (rozbudowa)	x	
28	Gazociąg Nowe Tłoki – Sulechów	x	
29	Gazociąg Kotowice – Krzczyn	x	
30	Gazociąg Krzczyn – Legnica		x

Źródło: OGP Gaz-System S.A.

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. 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 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).

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

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 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.

Ponadto, w ramach corocznej aktualizacji części B KDPR, 4 czerwca 2024 r. Prezes URE uzgodnił część B KDPR na lata 2025–2034, opracowaną przez OGP Gaz-System S.A.

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.

Zadania inwestycyjne w infrastrukturze SGT ujęte w części B KDPR na lata 2025 – 2034 mają charakter modernizacyjno-odtworzeniowy i służą zapewnieniu bezpieczeństwa, ciągłości, niezawodności i optymalizacji przesyłania gazu.

Zmiana sposobu wykorzystania infrastruktury SGT spowodowała wyłączenie z zakresu powierzenia Tłoczni Gazu, które są zintegrowane (pod względem technicznym) z powierzonymi Zespołami Podłączeniowymi Tłoczni (ZPT), co skutkuje koniecznością przeprowadzenia procesu rozgraniczenia i odseparowania.

Zakres zadań związanych z odseparowaniem obejmuje m.in.:

- 1) odseparowanie powierzonych komponentów OT (Operational Technology) od nadrzędnego systemu sterowania TG (w tym systemu bezpieczeństwa ESD i systemu sterowania tłocznią SCS), co związane jest z:
 - a) zabudową niezależnego systemu transmisji danych OGP (STD OSGT);
 - b) fizycznym przepięciem powierzonych komponentów OT do STD OSGT;
 - c) uruchomieniem transmisji do systemu SCADA OGP;
 - d) rekonfiguracją systemów TG (w tym ESD i SCS),
- 2) odseparowanie powierzonych systemów, instalacji i urządzeń od systemów pomocniczych TG, w tym m.in. od:
 - a) systemów łączności i SCADA SGT;
 - b) systemów bezpieczeństwa (ppoż., detekcja gazu);
 - c) systemów technicznej ochrony (w tym CCTV);
 - d) systemów zasilania w energię elektryczną, w tym systemów zasilania awaryjnego i gwarantowanego;
 - e) systemów ochrony przeciwkorozyjnej tłoczni;
 - f) instalacji CO, sprężonego powietrza, inertyzacji (azotowania),
- 3) odseparowanie powierzonych Stacji Pomiarowych (SP) od systemów TG,
- 4) odseparowanie technologiczne polegające na fizycznym oddzieleniu instalacji TG od ZPT poprzez:
 - a) rozcięcie gazociągu wlotowego i wylotowego oraz zabudowanie dennic lub
 - b) rozcięcie gazociągu wylotowego, zabudowanie komór, kołnierzy i montaż zaślepek oraz montaż zaślepek na części wlotowej do TG (przed filtrami gazu),
- 5) wybudowanie niezależnych przyłączy elektroenergetycznych,
- 6) wydzielenie terenu wraz z zabudową ogrodzeń, niezależnych dojazdów, bram, etc.

Zamierzenia inwestycyjne OGP w tym zakresie są komplementarne w stosunku do zrealizowanych inwestycji (Baltic Pipe, interkonektor Polska – Słowacja oraz interkonektor Polska – Litwa), jak również realizowanych i planowanych (rozbudowa Terminalu LNG, budowa Terminalu FSRU). Planowane przez OGP połączenia systemowe między Krajowym Systemem Przesyłowym (KSP) a infrastrukturą SGT, maksymalizują i optymalizują możliwości przesyłowe tej infrastruktury w obecnych uwarunkowaniach. Jak wskazuje OGP nowe połączenia zwiększą możliwość transportu gazu w różnych kierunkach:

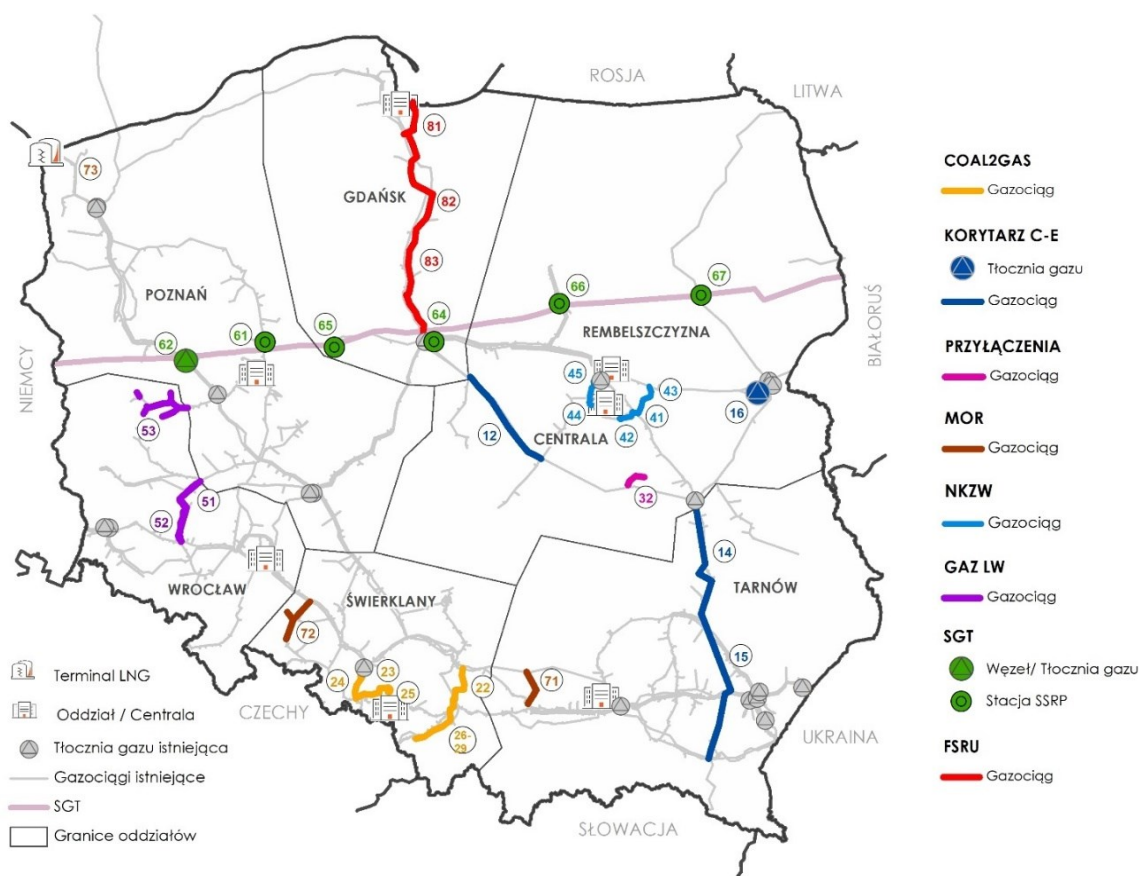
(i) umożliwią lepszy transport gazu ze zdywersyfikowanych źródeł dostaw z zagranicy do odbiorców przyłączonych do KSP, (ii) poprawią możliwości przesyłania gazu E także ze źródeł krajowych, w tym z planowanych biometanowni, i (iii) jako połączenia dwukierunkowe, będą mogły być wykorzystane także dla realizacji usługi przesyłania w kierunku Litwy i Niemiec oraz Słowacji i Ukrainy (połączenia KSP/SGT stanowią część niezbędnej infrastruktury) w zależności od przyszłej sytuacji na europejskim rynku gazowym. Jednocześnie realizacja ww. zamierzeń inwestycyjnych pozwoli ograniczyć koszty tłoczenia w sieci przesyłowej OGP (KSP), a także pozwoli ograniczyć zakres inwestycji na rozbudowę tej sieci.

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:

- 1) gazociąg Gustorzyn – Wronów etap II Leśniewice – Rawa Mazowiecka o długości 100 km i średnicy DN 1000 mm,
- 2) gazociąg Oświęcim – Tworzeń o długości 44 km i średnicy DN 700 mm wraz z
- 3) Systemową Stacją Redukcyjno-Pomiarową (SSRP) Oświęcim o przepustowości 300 000 m³/h.

Rysunek 63. Mapa inwestycji kluczowych, stan na 31 grudnia 2024 r.



Źródło: OGP Gaz-System S.A.

Tabela 51. Inwestycje kluczowe obowiązujące w 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	GAZOCIĄG GUSTORZYN – WRONÓW Etap II Leśniewice – Rawa Mazowiecka	DN=1000 L=100 km MOP 8,4 MPa	Rembelszczyna	Zakończone
2	PORTFEL COAL2GAS	23	GAZOCIĄG RACIBÓRZ – OŚWIĘCIM Etap I: Racibórz-Rybnik	DN=700 L= 38,7 km MOP 8,4 MPa	Świerklany	Budowa
3		24	GAZOCIĄG POLSKA – CZECHY Etap I: Kędzierzyn-Racibórz	DN=1000 L= 37 km MOP 8,4 MPa	Świerklany	Budowa
4		25	GAZOCIĄG PRZYŁĄCZENIOWY PGE RYBNIK	DN=500 L=4.5 km MOP 8,4 MPa	Świerklany	Budowa
5		22	GAZOCIĄG OŚWIĘCIM – TWORZENIE WRAZ Z SSRP OŚWIĘCIM	DN=700/500 L=44/0,6 km MOP 8,4 MPa	Świerklany	Zakończone
6		26	GAZOCIĄG SKOCZÓW – KOMOROWICE – OŚWIĘCIM Etap II: Wilamowice – Oświęcim	DN=500 L=20,1 km MOP 8,4 MPa	Świerklany	Projektowanie
7		27	GAZOCIĄG SKOCZÓW – KOMOROWICE – OŚWIĘCIM Etap III: Komorowice – Wilamowice	DN=500 L=11,4 km MOP 8,4 MPa	Świerklany	Projektowanie
8		28a	GAZOCIĄG SKOCZÓW – KOMOROWICE – OŚWIĘCIM 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	GAZOCIĄG SKOCZÓW – KOMOROWICE – OŚWIĘCIM 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	GAZOCIĄG SKOCZÓW – KOMOROWICE – OŚWIĘCIM Etap V: Pogórze – Wapienica	DN=500 L= 17,3 km MOP 8,4 MPa	Świerklany	Projektowanie
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	Rembelszczyna	Projektowanie

Lp.	PODZIAŁ PORTFELA SWZI	NR NA MAPIE (ZAŁ.2)	NAZWA PROJEKTU (INWESTYCJI/ZADANIA)	DANE PODSTAWOWE	ODDZIAŁ	ETAP PROJEKTU
14	PORTFEL PRZYŁĄCZE NIA	32	PRZYŁĄCZENIE EC KOZIENICE W ŚWIERŻACH GÓRNYCH	DN=700 L= 20 km MOP 8,4 MPa	Rembelszczyna	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 REMBELSZCZYZNA – MORY	DN=700 L= 28,5 km MOP 8,4 MPa	Rembelszczyna	Budowa
18		41	GAZOCIĄG WOLA KARCZEWSKA – KARCZEW	DN=500 L=14,4 km MOP=8,4 MPa	Rembelszczyna	Projektowanie
19		42	GAZOCIĄG KARCZEW – GASSY	DN=400 L= 1,8 km MOP=8,4 MPa	Rembelszczyna	Projektowanie
20		43	GAZOCIĄG STANISŁAWÓW (MIŃSK MAZOWIECKI) – WOLA KARCZEWSKA	DN=700 L=38 km MOP=8,4 MPa	Rembelszczyna	Projektowanie
21		44	GAZOCIĄG MORY – REGUŁY	DN=400 L= 5,2 km MOP=8,4 MPa	Rembelszczyna	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
24		53	GAZOCIĄG NOWE TŁOKI – SULECHÓW (RAKONIEWICE – ŚWIEBODZIN)	DN=300/150/100 L=42,9/23,6/10,6 km MOP=8,4 MPa	Wrocław	Budowa
25	PORTFEL SGT	61	SSRP DŁUGA GOŚLINA	DN=500 MOP=8,4 MPa Q=250 tys. m ³ /h	Poznań	Budowa
26		62	TG LWÓWEK	DN=1000 MOP=8,4 MPa Q(dwukier)= 1600 tys. m ³ /h Agr. Spręż = 3 szt. Moc=24 MW	Poznań	Projektowanie
27		64	SSRP WŁOCŁAWEK	DN=1000 Q(dwukier)= 1000 tys. m ³ /h	Gdańsk	Projektowanie
28		65	SSRP WYDARTOWO	DN=700 MOP=8,4 MPa Q(dwukier)= 1200 tys. m ³ /h	Gdańsk	Budowa

Lp.	PODZIAŁ PORTFELA SWZI	NR NA MAPIE (ZAŁ.2)	NAZWA PROJEKTU (INWESTYCJI/ZADANIA)	DANE PODSTAWOWE	ODDZIAŁ	ETAP PROJEKTU
29		66	SSRP CIECHANÓW-PAWŁOWO	DN=700 MOP 8,4 MPa Q=250 tys. m ³ /h	Rembelszczyna	Projektowanie
30		67	SSRP ZAMBRÓW	DN=700 Q=1000 tys. m ³ /h	Rembelszczyna	Projektuj i buduj
31	PORTFEL FSRU	81	GAZOCIĄG KOLNIK – GDAŃSK POM 1	DN1000 L= 34 km MOP 8,4 MPa	Gdańsk	Budowa
32		82	GAZOCIĄG GARDEJA – KOLNIK POM 2	DN1000 L= ok. 88 km MOP 8,4 MPa	Gdańsk	Budowa
33		83	GAZOCIĄG GUSTORZYN – GARDEJA POM 3	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 wypłyceń 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.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych gazowych (OSD)

W 2024 r. ogólna liczba operatorów zobowiązanych do uzgadniania projektów planów rozwoju z Prezesem URE, zmniejszyła się o jeden w stosunku do 2023 r. w związku z uznaniem systemu dystrybucyjnego na wniosek jednego OSD za zamknięty system dystrybucyjny, na podstawie art. 9da ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Największym w skali kraju operatorem świadczącym usługi w zakresie dystrybucji paliw gazowych jest PSG Sp. z o.o. W 2024 r. spółka świadczyła usługi dystrybucji:

- a) gazu ziemnego wysokometanowego grupa E,
- b) gazu ziemnego zaazotowanego grupa L, podgrupa Lw i Ls,
- c) gazu koksowniczego.

W 2024 r. obowiązywał plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2024–2028, którego projekt Prezes URE uzgodnił z PSG Sp. z o.o. 29 stycznia 2024 r. Informacja na temat tego planu znajduje się w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2023 r.

W 2024 r. do URE, w związku z dwuletnim cyklem aktualizacji projektów planów rozwoju, wpłynęło także 7 wniosków o uzgodnienie projektów planów na lata 2025–2029. Proces uzgadniania wszystkich tych dokumentów został pozytywnie zakończony w roku sprawozdawczym.

7.8. WARUNKI PRZYŁĄCZANIA PODMIOTÓW DO SIECI I ICH REALIZACJA ORAZ PROBLEMY Z TYM ZWIĄZANE

Każdego roku monitorowana jest działalność operatorów systemów dystrybucyjnych gazowniczych w zakresie terminowości wydawania warunków przyłączenia do sieci, odmów wydawania tych warunków oraz sposobu realizacji umów o przyłączenie.

W 2024 r. przeprowadzono monitoring wobec 46 operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych w odniesieniu do ich działalności z roku poprzedniego (2023). Przedsiębiorstwa energetyczne zobowiązane są na bieżąco powiadamiać Prezesa URE i podmioty ubiegające się o przyłączenie o każdym przypadku odmowy wydania warunków przyłączenia do sieci, wraz ze wskazaniem jej przyczyn. Analiza zebranych informacji wskazuje, że przedsiębiorstwa wywiązują się z obowiązków i na bieżąco informują Prezesa URE o odmowach wydania warunków przyłączenia do sieci gazowej. W zakresie terminowości wydawania warunków przyłączenia w stosunku do terminów przypisanych w art. 7 ust. 8g² ustawy, w toku prowadzonych czynności wyjaśniających odnotowano nieliczne nieprawidłowości.

W roku sprawozdawczym przedsiębiorstwa energetyczne zgłosiły 27 609 odmów wydania warunków przyłączenia do sieci. W grupie przyłączeniowej A odnotowano zgłoszenie 2 odmów wydania warunków przyłączenia do sieci (woj. śląskie i woj. małopolskie). W grupie przyłączeniowej B odnotowano zgłoszenie 27 024 odmów wydania warunków przyłączenia do sieci (wszystkie województwa). W grupie przyłączeniowej B-II odnotowano zgłoszenie 525 odmów wydania warunków przyłączenia do sieci (wszystkie województwa). W grupie przyłączeniowej C odnotowano zgłoszenie 58 odmów wydania warunków przyłączenia do sieci (wszystkie województwa). Z przedstawianych przez OSD informacji wynika, że 3 981 odmów przyłączenia do sieci było spowodowane brakiem warunków technicznych przyłączenia (WT), a 23 628 brakiem warunków ekonomicznych (WE). Nie wystąpiły przypadki, w których odmowa była podyktowana wystąpieniem zarówno braku warunków technicznych, jak i ekonomicznych przyłączenia.

Należy zauważyć, że liczba odmów przyłączenia w stosunku do roku poprzedniego wskazuje na spadek odmów ogółem o (-) 1,09 proc., przy czym liczba odmów uzasadniona brakiem warunków technicznych spadła o (-) 16,40 proc., a liczba odmów z powodu braku warunków ekonomicznych wzrosła o 2,07 proc. (Aneks, tab. A46).

Odmowy wydawania warunków przyłączania podmiotów do sieci i sposób realizacji umów o przyłączenie są analizowane w URE także podczas rozpatrywania skarg na działalność przedsiębiorstw energetycznych i wniosków zgłaszanych przez odbiorców oraz prowadzonych postępowań administracyjnych w przedmiocie rozstrzygania sporów o odmowę zawarcia umowy o przyłączenie do sieci.

7.9. MONITOROWANIE WYPEŁNIANIA ZADAŃ PRZEZ OPERATORÓW SYSTEMÓW PRZESYŁOWYCH, DYSTRYBUCYJNYCH W ZAKRESIE WARUNKÓW DOSTĘPU DO SIECI

Monitorowanie wypełniania zadań przez operatora systemu przesyłowego

Prezes URE corocznie monitoruje wypełnianie zadań przez OSP, przede wszystkim w ramach postępowania w przedmiocie zatwierdzania IRIESP oraz corocznego badania funkcjonowania OSP.

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

1. Własność gazu wprowadzanego do sieci przesyłowej (punkt 20.8.1.3. IRIESP oraz punkt 16.5.1.3. IRIESP SGT).
2. Dane dotyczące przywozu gazu z zagranicy i wywozu gazu za granicę w okresie sprawozdawczym.
3. Wysokość pobieranych opłat i udzielanych bonifikat naliczanych przez OSP na podstawie IRIESP w okresie sprawozdawczym.
4. Realizację obowiązków wynikających z rozporządzenia 715/2009, w tym:
 - a) zagwarantowanie wszystkim użytkownikom sieci niedyskryminacyjnego dostępu do usług przesyłowych, zarówno ciągłych i przerywanych oraz krótko- i długoterminowych, na równoważnych warunkach umownych,
 - b) realizację obowiązków informacyjnych oraz dokumentacyjnych, w tym w szczególności wskazanych w art. 18 rozporządzenia 715/2009,
 - c) realizację obowiązków informacyjnych oraz dokumentacyjnych wskazanych w pkt 3 załącznika I do rozporządzenia 715/2009, w tym realizację obowiązków informacyjnych, o których mowa w pkt 3.1.2 oraz pkt 3.3 ppkt 1-5 załącznika I do rozporządzenia 715/2009,
 - d) stosowanie zasad dotyczących mechanizmów alokacji zdolności przesyłowych i procedur zarządzania ograniczeniami zgodnie z art. 16 rozporządzenia 715/2009 oraz pkt 2.1. załącznika I do rozporządzenia 715/2009, w szczególności:
 - informowanie uczestników o okolicznościach, które mogą mieć wpływ na dostępność zakontraktowanej zdolności;
 - oferowanie niewykorzystanej zdolności na rynku pierwotnym na warunkach przewidujących co najmniej jednodniowe wyprzedzenie i na zasadach przerywanych, w przypadku ograniczeń kontraktowych;
 - umożliwienie użytkownikom sieci odsprzedaż lub udostępnienie na podstawie innego tytułu prawnego niewykorzystywanej zakontraktowanej zdolności na rynku wtórnym,
 - e) wykonywanie obowiązków wynikających z przepisów w zakresie zarządzania fizycznymi i kontraktowymi ograniczeniami sieci, w tym w odniesieniu do poszczególnych procedur CMP, o których mowa w punkcie 2.2. załącznika I do rozporządzenia 715/2009,
 - f) wykorzystanie środków uzyskanych przez OSP z tytułu zarządzania ograniczeniami systemowymi (kontraktowymi) pod kątem rozbudowy systemu przesyłowego, zgodnie z postanowieniami IRIESP,
 - g) prowadzenie dokumentacji zgodnie z art. 20 rozporządzenia 715/2009.
5. Realizację obowiązków wynikających z rozporządzenia BAL, w tym:
 - a) wysokość opłat związanych ze statusem bilansowym i realizacja obowiązków informacyjnych, w tym w szczególności w zakresie opłaty za niebilansowanie dobowe w poszczególnych obszarach bilansowania,
 - b) działania poczynione w celu harmonizacji systemów bilansowania oraz minimalizacji struktury i poziomu opłat za bilansowanie,
 - c) publikowanie dla każdego obszaru bilansowania danych dotyczących ilości gazu w systemie przesyłowym na rozpoczęcie każdego dnia gazowego oraz prognozowanej ilości gazu w systemie przesyłowym na zakończenie każdego dnia gazowego (w tym informacja nt. częstotliwości

- aktualizacji), albo danych dotyczących łącznego niebilansowania dla wszystkich użytkowników na rozpoczęcie każdego okresu bilansowania oraz prognozowanego łącznego niebilansowania dla wszystkich użytkowników na zakończenie każdego dnia gazowego,
- d) stosowanie standardowych produktów krótkoterminowych,
 - e) łączną liczbę podmiotów, którym zawieszono przydział zdolności oraz liczbę podmiotów, którym przydział zdolności został przywrócony,
 - f) łączną liczbę podmiotów, z którymi rozwiązano umowę o świadczenie usługi przesyłania,
 - g) publikowanie następujących informacji dotyczących:
 - usług bilansujących i kosztów poniesionych w związku z tymi usługami (art. 8 ust. 7 rozporządzenia BAL);
 - kosztów, częstotliwości oraz liczby działań bilansujących przeprowadzanych (art. 9 ust. 1 oraz art. 9 ust. 3 rozporządzenia BAL);
 - zmiany końcowej ceny kupna i końcowej ceny sprzedaży;
 - łącznych opłat, o których mowa w art. 29 ust. 1 rozporządzenia BAL oraz łącznych opłat związanych z neutralnością bilansowania;
 - metody kalkulacji opłaty za niebilansowanie dobowe (art. 20 ust. 2 rozporządzenia BAL),
 - h) przekazywanie użytkownikom sieci informacji dotyczących ogólnego stanu sieci, działań bilansujących podejmowanych przez operatora, o których mowa w rozdziale III rozporządzenia BAL oraz ilości gazu ziemnego dostarczane i odbierane przez użytkowników sieci podczas doby gazowej zgodnie z art. 32 pkt 1-3 rozporządzenia BAL,
 - i) stosowanie przez OSP zasad określonych w art. 9 rozporządzenia BAL (Merit Order),
 - j) działania prowadzone na podstawie art. 9 ust. 3 rozporządzenia BAL i decyzji Prezesa URE o wyrażeniu zgody na prowadzenie działań bilansujących na sąsiednim obszarze bilansowania,
 - k) stosowanie usług bilansujących zgodnie z art. 8 rozporządzenia BAL,
 - l) stosowanie zasad neutralności zgodnie z art. 29 rozporządzenia BAL,
 - m) informacje dotyczące działań bilansujących podejmowanych na platformie handlowej,
 - n) implementację zasad dotyczących składania nominacji zgodnie z art. 12-18 rozporządzenia BAL,
 - o) ilość łącznych nieuiszczonych przez użytkowników opłat związanych z działalnością bilansującą oraz opóźnień w płatnościach tych opłat w poszczególnych obszarach bilansowania,
 - p) nieuiszczenia lub opóźnienia w płatnościach na rzecz OSP opłat związanych z działalnością bilansującą przez poszczególnych użytkowników, innych niepozarządzanych działań użytkowników np. działań powodujących znaczące w stosunku do dotychczasowego niebilansowanie użytkownika.
6. Realizację obowiązków wynikających z rozporządzenia CAM, w tym:
- a) udostępnianie maksymalnej zdolności technicznej w punktach połączeń międzysystemowych z uwzględnieniem integralności systemu, bezpieczeństwa i efektywnej pracy sieci,
 - b) wymianę informacji z operatorami sąsiadujących systemów przesyłowych stosownie do art. 7 rozporządzenia CAM,
 - c) alokację usług przerywanych i jej ewentualny wpływ na ilość zaoferowanej zdolności ciągłej,
 - d) powiązanie zdolności na zasadach określonych w art. 19 rozporządzenia CAM (czy miało miejsce powiązanie zdolności zgodnie z przepisem),
 - e) weryfikację sytuacji – czy na platformach, zarówno GSA, jak i RBP proces zamawiania przepustowości następował bez zakłóceń (czy wystąpiły utrudnienia/kłopoty),
 - f) weryfikację sytuacji – czy na platformach GSA oraz RBP miały miejsce sytuacje, w wyniku których konieczne było zastosowanie procedury awaryjnej,
 - g) weryfikację sytuacji – czy w okresie sprawozdawczym wystąpiły aukcje z premią.
7. Realizację obowiązków wynikających z rozporządzenia IO, w tym:
- a) publikowania punktów, w których obowiązują aktualne porozumienia operatorskie o prowadzenie konta operatorskiego OBA,
 - b) realizacji 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,

- c) publikowania danych dobowych (zgodnie z art. 16 rozporządzenia IO dla każdego punktu połączenia międzysystemowego dotyczących liczby Wobbego oraz ciepła spalania.

Na podstawie przeprowadzonego monitoringu nie stwierdzono naruszeń.

Wszystkie obowiązki informacyjne realizowane przez OSP udostępniane są na stronie internetowej OGP Gaz-System S.A. również w języku angielskim.

Monitorowanie wypełniania zadań przez operatorów systemów dystrybucyjnych

Prezes URE corocznie monitoruje wypełnianie realizacji zadań przez operatorów systemów dystrybucyjnych, przede wszystkim w ramach postępowania w przedmiocie zatwierdzenia IRiESD oraz corocznego badania funkcjonowania operatorów systemu dystrybucyjnego. Natomiast w przypadku mniejszych OSD, wchodzących w skład przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo, Prezes URE nie zatwierdza przyjętych przez nich IRiESD, jednakże na bieżąco monitoruje zasady prowadzenia przez nich działalności gospodarczej.

W 2024 r. na podstawie ankiet monitorowano działalność PSG Sp. z o.o. w zakresie świadczenia usług dystrybucji oraz realizacji obowiązków operatora systemu dystrybucyjnego, w tym w szczególności:

1. Oferowane w okresie sprawozdawczym usługi dystrybucji paliw gazowych oferowanych w podziale ze względu na rodzaj usług: na zasadach ciągłych i na zasadach przerywanych.
2. Przypadków zawieszenia świadczenia usługi dystrybucji, przyczyn zawieszenia świadczenia oraz tego czy i w jakim terminie usługa dystrybucji została przywrócona. oraz przypadków, gdy umowa na świadczenie usług dystrybucji z użytkownikami sieci została wypowiedziana, rozwiązana lub wygasła z innych powodów.
3. Kwestii tego, czy zapisy Załącznika nr 1 do IRiESD – Istotne Postanowienia Umowy o świadczenie usług dystrybucji paliwa gazowego zatwierdzone decyzją Prezesa URE są stosowane we wszystkich umowach ze sprzedawcami paliw gazowych działającymi na sieci PSG.
4. Realizację obowiązków wynikających z ustawy – Prawo energetyczne, w tym:
 - a) zapewnienia bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych poprzez zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowego i realizację umów z użytkownikami tego system stosowanie do art. 9c ust. 1 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne,
 - b) zarządzania przepływami paliw gazowych oraz utrzymania parametrów jakościowych tych paliw w systemie gazowym i na połączeniach z innymi systemami gazowymi stosowanie do art. 9c ust. 1 pkt 7 ustawy – Prawo energetyczne,
 - c) zachowania poufności informacji handlowych, które OSD uzyskał w trakcie wykonywania działalności oraz zapobiegania ujawnianiu, w sposób dyskryminacyjny, informacji o własnej działalności, które mogą powodować korzyści handlowe stosownie do art. 9c ust. 4a ustawy – Prawo energetyczne,
 - d) współpracy z innymi operatorami systemów gazowych lub przedsiębiorstwami energetycznymi w celu niezawodnego i efektywnego funkcjonowania systemów gazowych, systemów gazowych wzajemnie połączonych oraz skoordynowania ich rozwoju stosownie do art. 9c ust. 1 pkt 5 ustawy – Prawo energetyczne,
 - e) dostarczania użytkownikom systemu i operatorom innych systemów gazowych informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji stosownie do art. 9c ust. 1 pkt 10 ustawy – Prawo energetyczne,
 - f) publikowania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych informacji dotyczących połączeń międzysystemowych, korzystania z sieci i rozdziału zdolności przesyłowych stronom umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii, z uwzględnieniem konieczności traktowania tych informacji jako poufnych ze względów handlowych, o którym mowa w art. 23 ust. 2 pkt 20 lit. d ustawy – Prawo energetyczne,

- g) świadczenia przez OSD usług niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania systemu dystrybucyjnego stosownie do art. 9c ust. 1 pkt 8 ustawy – Prawo energetyczne,
 - h) zapewnienia bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych poprzez zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowego i realizacji umów z użytkownikami tego systemu zgodnie z art 9c ust 1b pkt 1-5g ustawy – Prawo energetyczne.
5. Realizację obowiązków wynikających z rozporządzenia BAL, w tym:
- a) o których mowa w art. 39 ust. 1 rozporządzenia BAL polegających na przekazywaniu operatorowi systemu przesyłowego, tj. spółce OGP Gaz-System S.A. działającej na obszarze bilansowania gazu E i Lw informacji, które są niezbędne do celów przedstawienia informacji użytkownikom sieci na mocy ww. rozporządzenia. Informacje te obejmują ilości gazu dostarczane do systemu dystrybucyjnego i ilości gazu odbierane z systemu dystrybucyjnego,
 - b) o których mowa w art. 40 rozporządzenia BAL, zgodnie z którym Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. pozyskuje i przekazuje do Operatora Sytemu Przesyłowego OGP Gaz-System S.A. alokacje operatywne i rozliczeniowe na potrzeby OGP Gaz-System S.A. w celu określenia niebilansowania użytkowników systemu w systemie przesyłowym,
 - c) o których mowa w art. 42 ust. 1-3 rozporządzenia BAL – w związku z nałożonym na PSG Sp. z o.o. obowiązkiem wynikającym z art. 42 ust. 3 rozporządzenia BAL dotyczącym prognozowania mierzonych rzadziej niż codziennie ilości odbieranych przez użytkowników sieci, PSG opracowała metodę szacowania dobowych ilości gazu ziemnego odbieranych przez poszczególnych użytkowników systemu dystrybucyjnego
- W tym kwestię tego, w jaki sposób realizowana jest metoda prognozowania zawarta w dokumencie pt. „Metoda sporządzania prognoz dotyczących mierzonych rzadziej niż codziennie ilości paliw gazowych odbieranych przez użytkowników systemu gazowego” przygotowanego w sierpniu 2022 r. opisującego metodologię prognozowanych ilości gazu. Metoda ta jest stosowana od 1 września 2022 r. Dokument został zatwierdzony decyzją Prezesa URE.
6. Działanie w roku sprawozdawczym mechanizmu wyrównania i bilansowania w ramach procedur opisanych w IRiESD.
7. Realizację obowiązków świadczenia usługi dystrybucji biometanu wynikających z ustawy OZE, w tym: obowiązku, o którym mowa w art. 118 ustawy OZE, wskazującego, że operator systemu dystrybucyjnego gazowego, w obszarze swojego działania, na zasadach wynikających z zawartej umowy o świadczenie usługi dystrybucji, świadczy usługę dystrybucji biometanu.
- Na podstawie przeprowadzonego monitoringu nie stwierdzono naruszeń.
- Obowiązki informacyjne realizowane przez OSD udostępniane są na stronie internetowej PSG Sp. z o.o.

Monitorowanie „małych” operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych

Prezes URE corocznie monitoruje wypełnianie realizacji zadań przez operatorów systemów dystrybucyjnych. Zadanie powyższe dokonywane jest w [oddziałach terenowych URE](#) przede wszystkim w ramach postępowań w przedmiocie badania funkcjonowania OSD i świadczenia usług dystrybucji oraz realizacji obowiązków operatora systemu dystrybucyjnego.

Obowiązkowi zatwierdzenia nie podlega IRiESD opracowywana przez OSD będącego przedsiębiorstwem zintegrowanym pionowo, obsługującym mniej niż 100 tys. odbiorców przyłączonych do systemu dystrybucyjnego gazowego wchodzącego w skład tego przedsiębiorstwa, jeżeli sprzedaż gazu przez to przedsiębiorstwo dotyczy paliw gazowych innych niż gaz ziemny wysokometanowy lub zaazotowany, w tym skroplony gaz ziemny, dostarczanych siecią gazową. Jednakże, Prezes URE cyklicznie monitoruje, czy IRiESD opracowywane przez ww. podmioty spełniają wymagania określone w ustawie – Prawo energetyczne. Pozwala to na bieżące skorygowanie ewentualnych nieprawidłowości oraz wskazanie na konieczność analizy i aktualizacji IRiESD według zmieniających się przepisów rynku gazu.

W 2024 r. przeprowadzono weryfikację IRIESD, o których mowa w art. 9g ustawy – Prawo energetyczne, pod kątem sprawdzenia ich zgodności z obowiązującymi przepisami prawa, w tym procedury wprowadzania i aktualizacji IRIESD, zgodnie z art. 9g ust. 8b ustawy. Monitorowanie obejmowało m.in. wprowadzenie do instrukcji odpowiednich regulacji dotyczących dostosowania zapisów w zakresie sprzedawcy rezerwowego i sprzedawcy z urzędu, obowiązku informacyjnego po stronie przedsiębiorstw, oraz przestrzeganie parametrów jakościowych paliw gazowych i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu, a także aktualizacji IRIESD poprzez dołączenie istotnych postanowień umowy o świadczenie usług dystrybucji.

W okresie sprawozdawczym sprawdzono 9 operatorów systemów dystrybucyjnych. W większości monitorowanych przedsiębiorstw energetycznych nie stwierdzono nieprawidłowości.

W 2024 r. przeprowadzono ponadto monitoring funkcjonowania systemu gazowego w zakresie warunków przyłączenia podmiotów do sieci i ich realizacji oraz utrzymywania sieci w należytym stanie technicznym. W ramach monitoringu od OSD uzyskano informacje dotyczące liczby i przyczyn awarii występujących w sieci gazowej, badania i oceny stanu technicznego sieci, awaryjności pracy instalacji, urządzeń i sieci, posiadanych procedur i instrukcji w zakresie utrzymania i kontroli stanu technicznego infrastruktury technicznej. Monitoringiem objęto 44 OSD. Z uzyskanych informacji wynika, że w większości przyczyną awarii były działania podejmowane przez podmioty zewnętrzne związane z prowadzeniem prac ziemnych, skutkujące uszkodzeniem mechanicznym infrastruktury gazowej. Przyczyny pozostałych awarii to uszkodzenia samoistne, w tym pęknięcia spoin, spawów, wżery spowodowane korozją naturalną, rozszczelnienia połączeń i inne. Działania podjęte przez OSD były adekwatne do zaistniałych zdarzeń awaryjnych. Wszystkie awarie były usuwane bez zbędnej zwłoki. Operatorzy podejmowali działania zaradcze i zapobiegawcze poprzez m.in. prowadzenie kontroli sieci gazowych, nadzorowanie prac prowadzonych przez podmioty zewnętrzne, realizację planów modernizacji sieci gazowej. W wyniku przeprowadzonych postępowań u kontrolowanych operatorów nie stwierdzono nieprawidłowości.

W 2024 r. w oddziałach terenowych przeprowadzono również monitoring funkcjonowania systemu gazowego w zakresie terminowości wydawania warunków przyłączenia do sieci. Monitoringiem objęto 46 OSD. W wyniku przeprowadzonych postępowań u kontrolowanych operatorów nie stwierdzono nieprawidłowości.

7.10. KONTROLOWANIE OBOWIĄZKÓW WŁAŚCICIELA SIECI PRZESYŁOWEJ ORAZ OPERATORA SYSTEMU PRZESYŁOWEGO GAZOWEGO, W TYM MONITOROWANIE POWIĄZAŃ I PRZEPŁYWU INFORMACJI MIĘDZY NIMI

Do zakresu działań Prezesa URE⁴⁰⁷ należy kontrolowanie wypełniania przez właściciela sieci przesyłowej oraz OSP obowiązków określonych w ustawie – Prawo energetyczne oraz umowie powierzającej⁴⁰⁸, w tym monitorowanie powiązań pomiędzy właścicielem sieci przesyłowej a operatorem systemu przesyłowego gazowego oraz przepływu informacji między nimi. W myśl art. 9h ust. 13 ww. ustawy, w przypadku powierzenia pełnienia obowiązków OSP na podstawie art. 9h ust. 3 pkt 2 lub wyznaczenia operatora systemu przesyłowego na podstawie art. 9h ust. 9, Prezes URE jest uprawniony do przeprowadzenia kontroli w zakresie wypełniania przez właściciela sieci przesyłowej lub operatora systemu przesyłowego obowiązków, o których mowa w ust. 11 i 12, w art. 9c oraz w art. 16 i art. 47. Do kontroli nie stosuje się przepisów art. 48 ust. 1-10 ustawy – Prawo przedsiębiorców. Ponadto⁴⁰⁹, Prezes URE może w uzasadnionych przypadkach, w drodze decyzji, zobowiązać właściciela sieci do podjęcia określonych działań mających na celu spełnienie przez wyznaczonego na jego sieci operatora systemu warunków

⁴⁰⁷ Zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 6b ustawy – Prawo energetyczne.

⁴⁰⁸ O której mowa w art. 9h ust. 3 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne.

⁴⁰⁹ Na mocy art. 9h ust. 14 ustawy – Prawo energetyczne.

i kryteriów niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1-1c, oraz warunków, o których mowa w art. 9h¹ ust. 7 pkt 2-4, oraz wyznaczyć termin na ich podjęcie. Wydając decyzję, Prezes URE w szczególności bierze pod uwagę warunki uzyskania certyfikatu spełniania kryteriów niezależności przez tego operatora.

W 2024 r. monitorowaniu podlegało zagadnienie związane z zakresem i rodzajem danych przekazywanych właścicielowi sieci przez OSP. Analiza przedłożonych informacji i dokumentów nie wykazała istnienia nieprawidłowości w kwestii powiązań pomiędzy ww. spółkami oraz związanych z zakresem i rodzajem danych przekazywanych przez OSP właścicielowi sieci.

8. BEZPIECZEŃSTWO DOSTARCZANIA PALIW GAZOWYCH

8.1. ZATWIERDZANIE PLANÓW WPROWADZANIA OGRANICZEŃ W POBORZE GAZU ZIEMNEGO

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 jaki będą wprowadzane te ograniczenia⁴¹⁰. 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. 2⁴¹¹ 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 ograniczeń⁴¹². 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. 5 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 17 lutego 2021 r. w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego⁴¹³, podmioty opracowujące plany wprowadzania ograniczeń informują odbiorców o ustalonej dla nich

⁴¹⁰ 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.

⁴¹¹ Stan nadzwyczajny, o którym mowa w art. 11 ust. 1 lit. c rozporządzenia 2017/1938, minister właściwy do spraw energii 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.

⁴¹² Zgodnie z art. 58 ust. 1 ustawy o zapasach.

⁴¹³ Dz. U. z 2021 r. poz. 549, dalej: „rozporządzenie o ograniczeniach”.

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 związku z art. 58 ust. 17 ustawy o zapasach, w IV kwartale 2024 r. do Prezesa URE wpłynęło 46 wniosków o zatwierdzenie planu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego na sezon 2024/2025, tj. od wszystkich zobowiązanych do tego podmiotów.

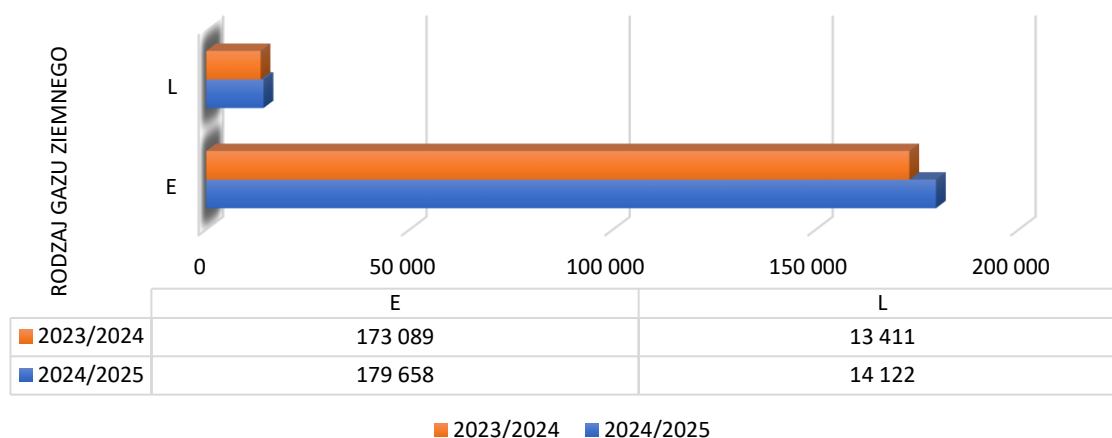
W stosunku do 2023 r. liczba podmiotów zobowiązanych do przedłożenia planu wprowadzenia ograniczeń w poborze gazu ziemnego zmniejszyła się o dwa.

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) nie są objęte stosownym obowiązkiem. Ustawa o zapasach dotyczy bowiem gazu ziemnego, natomiast ustawa – Prawo energetyczne, również innych rodzajów paliw gazowych. Ponadto należy mieć na względzie, że po uzyskaniu statusu operatora systemu sieciowego niezbędne jest podjęcie dalszych działań umożliwiających faktyczne rozpoczęcie działalności, tak więc operator, faktycznie prowadzący działalność koncesjonowaną, posiadający zatwierdzoną taryfę i mający zawarte 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 do spraw 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.

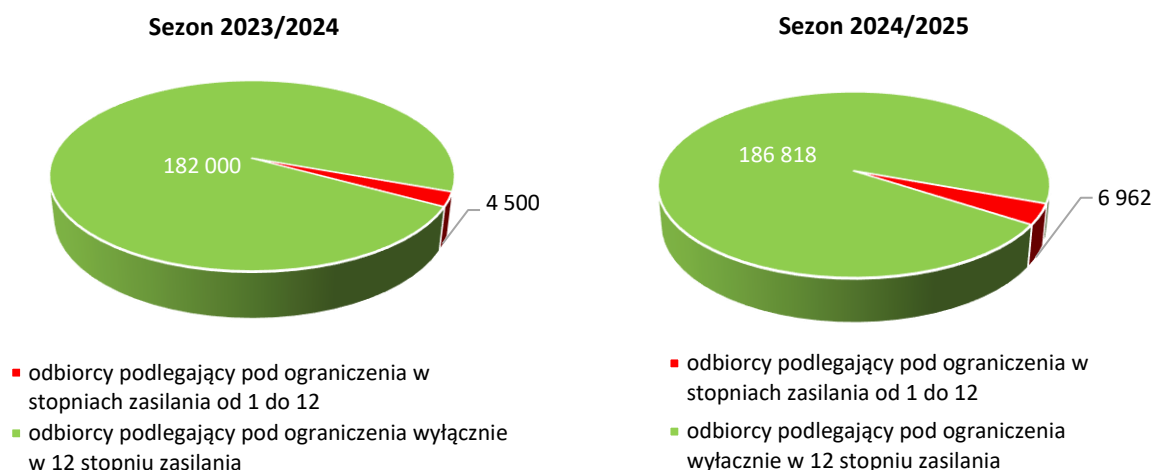
Rysunek 64. Liczba odbiorców poszczególnych rodzajów gazu ziemnego ujęta w planach ograniczeń zatwierdzonych na sezon 2023/2024 i 2024/2025



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 65. 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.

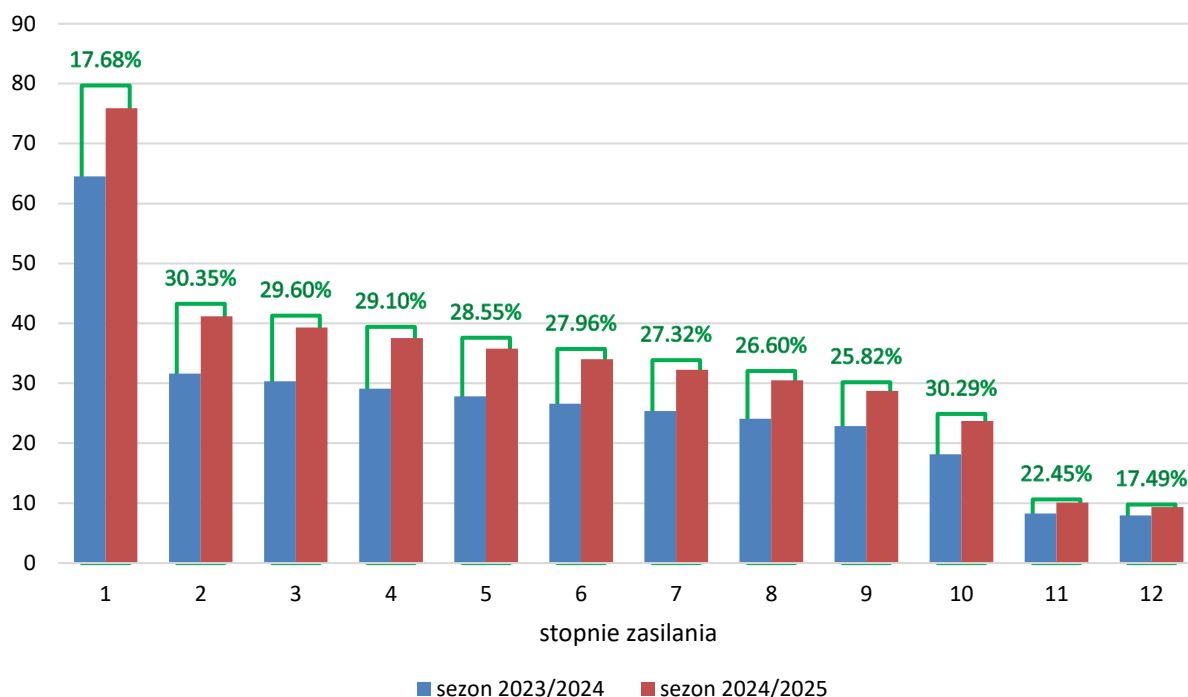
Zarówno wielkość sumarycznej mocy umownej odbiorców podlegających ograniczeniom w poszczególnych stopniach planu (1 stopień zasilania), jak i sumaryczne wielkości poboru gazu ziemnego w stopniach zasilania od 2 do 10, odbiorców ujętych w planach ograniczeń na sezon 2024/2025 uległy zwiększeniu w stosunku 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, iż okres referencyjny (historia poboru) brany pod uwagę przy opracowaniu planów ograniczeń na sezon 2023/2024 rozpoczynał się w czasie nasilenia agresji Federacji Rosyjskiej na Ukrainę w 2022 r., implikującej skutki cenowe na rynkach gazu ziemnego, tak więc wysokie ceny gazu

ziemnego w tym okresie, w konsekwencji przełożyły 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 66. Sumaryczne maksymalne dobowe ilości poboru gazu ziemnego E w [mln m³/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 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.

8.2. WERYFIKACJA LUB USTALANIE WIELKOŚCI ZAPASÓW OBOWIĄZKOWYCH GAZU ZIEMNEGO

Prezes URE w 2024 r. prowadził 38 postępowań o ustalenie lub weryfikację wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Wynikiem postępowań było wydanie:

- 23 decyzji akceptujących lub weryfikujących wielkość zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w trybie art. 25 ust. 3 ustawy o zapasach, tj. dla podmiotów kontynuujących przywóz gazu ziemnego na terytorium RP,
- 10 decyzji ustalających wielkość zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w trybie art. 25 ust. 5 zdanie 1 ustawy o zapasach, tj. dla podmiotów planujących rozpoczęcie przywozu gazu ziemnego na terytorium RP,
- 3 decyzji ustalających wielkość zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w trybie art. 25 ust. 5 zdanie 2 ustawy o zapasach, tj. dla podmiotów, które rozpoczęły przywóz gazu ziemnego na terytorium RP,
- 2 decyzje o umorzeniu postępowania ze względu na brak przywozu gazu ziemnego przez zobowiązane podmioty.

Ponadto wydano 2 odmowy wszczęcia postępowania w sprawie weryfikacji wielkości zapasów obowiązkowych oraz 1 decyzję o odmowie wszczęcia postępowania administracyjnego w sprawie wniosku o zmianę decyzji ustalającej wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, ze względu na brak podstaw do wydania decyzji zmieniającej ustaloną przez Prezesa URE wielkość zapasów obowiązkowych gazu ziemnego.

8.3. MONITOROWANIE WYPEŁNIANIA OBOWIĄZKU UTRZYMYWANIA ZAPASÓW OBOWIĄZKOWYCH GAZU ZIEMNEGO. USTAWA O ZAPASACH

Realizacja obowiązku utrzymania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego

Zapasy obowiązkowe gazu ziemnego utrzymywane są w okresie od 1 października danego roku do 30 września roku następnego (tzw. rok gazowy). Opisując zagadnienia związane z utrzymywaniem zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w roku kalendarzowym 2024, można zatem wydzielić dwa podokresy: (i) od początku roku do 30 września oraz (ii) od 1 października do końca roku.

Do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego (dalej także jako „obowiązek zapasowy”) zobowiązane są dwie kategorie podmiotów (łącznie 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 obecnie przedsiębiorstwa posiadające koncesję OGZ. 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 krajowym OSM,
- b) na podstawie umowy magazynowania z zagranicznymi OSM,
- 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.

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).

13 481 196 MWh

łącznej wysokości zapasów
obowiązkowych gazu ziemnego

17

podmiotów zobowiązanych

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. nie uruchamiano zapasów obowiązkowych.

Porównanie wielkości zatwierdzonych zapasów obowiązkowych gazu ziemnego dla ostatnich siedmiu okresów gazowych znajduje się w Aneksie (rys. A19).

Wyrażenie przez Prezesa URE zgód na zawieranie tzw. umów biletowych

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 gazowymi⁴¹⁴. 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

⁴¹⁴ Art. 24b ust. 1 ustawy o zapasach.

tych zapasów, umowa powinna zawierać także postanowienia gwarantujące zlecającemu prawo nabycia tych zapasów w okresie jej obowiązywania oraz określać sposób ustalania ceny odsprzedaży tych zapasów⁴¹⁵.

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 zawarcie⁴¹⁶. 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 umowy⁴¹⁷. 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 dni⁴¹⁸.

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 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 wniosku⁴¹⁹.

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.

Monitorowanie wypełniania obowiązków związanych z utrzymywaniem zapasów obowiązkowych gazu ziemnego

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 (łącznie zwane dalej „podmiotami zobowiązanymi”) 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.

⁴¹⁵ Art. 24b ust. 4 ustawy o zapasach.

⁴¹⁶ Art. 24b ust. 6 ustawy o zapasach.

⁴¹⁷ Art. 24b ust. 7 ustawy o zapasach.

⁴¹⁸ Przesłanki odmowy wyrażenia zgody na zawarcie umowy przez Prezesa URE określa art. 24b ust. 8 ustawy.

⁴¹⁹ Art. 24a i n. ustawy o zapasach.

W jednym przypadku stwierdzono nie wywiązanie 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 w dniu 3 grudnia 2024 r. wydano decyzję o nałożeniu kary pieniężnej.

Ponadto podmioty zobowiązane powinny w terminie do 15 maja 2024 r. przedstawić ministrowi właściwemu do spraw gospodarowania surowcami energetycznymi i Prezesowi URE informacje o: (1) działaniach podjętych w okresie od 1 stycznia do 31 grudnia poprzedniego roku (tu: od 1 stycznia 2023 r. do 31 grudnia 2023 r.) w celu zapewnienia bezpieczeństwa paliwowego państwa w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub przywozu gazu ziemnego 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 gazowe⁴²⁰. 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 na podstawie ankiety dedykowanej wybranym przedsiębiorstwom podlegającym pod stosowny obowiązek.

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 wykorzystano dane z zasobów Urzędu, OSP oraz Ministerstwa Finansów (podmioty, które zadeklarowały przywóz gazu ziemnego w ww. okresie).

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 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 nie wywiązanie się z obowiązku przekazania w wymaganym terminie do 15 maja 2024 r. informacji o ustalonej wielkości zapasów obowiązkowych gazu

⁴²⁰ <https://www.ure.gov.pl/pl/paliwa-gazowe/zapasy-obowiazkowe-gazu-ziemne/11860,Zapasy-obowiazkowe-gazu-ziemnego.html>

- 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 (przed wydaniem decyzji w sprawie wymierzenia kary pieniężnej),
- 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).

8.4. BEZPIECZEŃSTWO DOSTARCZANIA GAZU ZIEMNEGO

Dywersyfikacja dostaw gazu ziemnego z zagranicy

Ważnym elementem zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju jest dywersyfikacja dostaw gazu ziemnego z zagranicy. Od 2 września 2016 r., w związku z nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne, dywersyfikacja dostaw gazu ziemnego stała się ustawowym obowiązkiem wszystkich przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się obrotem gazem ziemnym z zagranicą⁴²¹. 10 maja 2017 r. weszło w życie rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 24 kwietnia 2017 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy⁴²², które określiło minimalny poziom dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy na okres 10 lat, szczegółowy sposób ustalania tego poziomu oraz wyłączenia z obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy. W świetle przepisów powołanego rozporządzenia, w latach 2017–2022 maksymalny udział gazu ziemnego importowanego przez przedsiębiorstwo energetyczne z jednego źródła w danym roku kalendarzowym nie mógł być wyższy niż 70 proc. Dla lat 2023–2026 wskaźnik ten został określony na poziomie 33 proc.

Prezes URE w 2024 r. przeprowadził monitoring przestrzegania przepisów ww. rozporządzenia dywersyfikacyjnego przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające w 2022 r. koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą. Monitoringiem objęte zostało 28 podmiotów. W wyniku poczynionych ustaleń Prezes URE wszczął z urzędu jedno postępowanie administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej w związku z podejrzeniem nieprzestrzegania w roku 2022 obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy, o którym mowa w art. 32 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne. Postępowanie to jeszcze się nie zakończyło.

Ponadto, Prezes URE, mając na uwadze treść art. 32 ust. 1 pkt 4 i ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, w udzielanych koncesjach OGZ zamieszcza warunek dotyczący obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy. Jak bowiem wynika z powyższych przepisów, uzyskania koncesji wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą, przy czym koncesje te 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. Ponadto w ramach postępowania o udzielenie koncesji OGZ Prezes URE weryfikuje, czy wnioskodawca złożył oświadczenie, zawierające zobowiązanie do przestrzegania obowiązku dywersyfikacyjnego.

Koncesje OGZ i związany z nimi obowiązek utrzymywania zapasów

Podmiot wnioskujący o udzielenie koncesji OGZ, powinien – zgodnie z art. 35 ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne – załączyć do wniosku informację o wielkości średniodobowego planowanego przez podmiot przywozu w okresie od dnia jego rozpoczęcia do 31 marca roku następującego po rozpoczęciu przywozu, zgodnie z ustawą o zapasach. We wniosku powinna zostać również wskazana planowana data rozpoczęcia przywozu gazu ziemnego z zagranicy.

⁴²¹ Zmieniony art. 32 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne.

⁴²² Dz. U. z 2017 r. poz. 902.

Mając na uwadze istotne znaczenie obowiązku zapasowego dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego państwa, Prezes URE w udzielanych koncesjach OGZ zamieszcza warunek odnoszący się do powyższego obowiązku.

Należy również zwrócić uwagę, że zgodnie z art. 41 ust. 2a ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE cofa koncesję OGZ również w przypadku, gdy przedsiębiorstwo energetyczne nie utrzymuje zapasów obowiązkowych gazu ziemnego lub nie zapewnia ich dostępności zgodnie z art. 24 ust. 1 i 2, art. 24a oraz art. 25 ust. 2 albo ust. 5 ustawy o zapasach. W 2024 r. nie wydano decyzji w tym trybie.

Szczegółowe dane w zakresie koncesjonowania znajdują się w Aneksie (tab. A5).

Ocena bezpieczeństwa dostarczania gazu ziemnego

Zapasy obowiązkowe są istotnym elementem zapewnienia bezpieczeństwa gazowego. Z tej racji należy zauważyć, że w okresie 2024/2025 wielkość zapasów obowiązkowych zwiększyła się w porównaniu do wielkości zapasów zatwierdzonych na początku roku gazowego 2023/2024 o ok. 11,5 proc. Powyższe wiąże się z zaobserwowanym wzrostem przywozu gazu ziemnego i wskazuje na odbicie po obserwowanym spadku w sezonie 2023/2024 i mniejszych inwestycjach podmiotów handlujących gazem.

Prognozy OGP wskazują na wzrosty zapotrzebowania na gaz ziemny, a tym samym przywozu gazu ziemnego w kolejnych latach, na co może mieć również wpływ planowana liberalizacja rynku wobec podmiotów handlujących gazem z zagranicą i zmiana sposobu realizacji obowiązku zapasowego (prace nad zmianą ustawy o zapasach). W tym kontekście należy zauważyć, że o ile w ostatnich latach nastąpiła znacząca rozbudowa systemu przesyłowego, o tyle tempo rozbudowy instalacji magazynowych było wolniejsze.

Obecny stan infrastruktury magazynowej może w kolejnych latach utrudnić realizację obowiązku magazynowego przy wykorzystaniu krajowych podziemnych magazynów gazu, a przy corocznym zwiększaniu udziału zapasów obowiązkowych w całkowitej ilości zapasów, utrudnić wykorzystanie PMG na inne cele.

Prognozy zapotrzebowania OGP na paliwa gazowe zakładają większe wzrosty, tym samym rozwój instalacji magazynowych pozostaje w tyle za rozwojem przywozu i rozbudową połączeń umożliwiających taki przywóz. Potwierdza to potrzebę zwrócenia uwagi na tą kwestię, jako że stan rozwoju infrastruktury warunkuje możliwości realizacyjne wypełnienia obowiązków w obszarze zapasów instalacjami zlokalizowanymi na terenie Polski, które w sytuacji kryzysowej zapewniają największy stopień dostępności.

9. ROZSTRZYGANIE SPRAW SPORNYCH I SKARG NA PRZEDSIĘBIORSTWA ENERGETYCZNE

9.1. ROZSTRZYGANIE SPORÓW

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 Urząd rozpatrywał 432 wnioski w zakresie paliw gazowych (Aneks, tab. A14). 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.

Na 132 decyzje administracyjne wydane w 2024 r., które zakończyły prowadzone postępowania, w znacznej większości potwierdziły one 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 umarzane (63 sprawy).

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.

9.2. ROZPATRYWANIE SKARG

W 2024 r. do URE wpłynęło blisko 1 tys. skarg dotyczących paliw gazowych (Aneks, tab. A16). Dominowały skargi dotyczące standardów jakościowych obsługi odbiorców, rozliczeń za dostawy paliwa gazowego na gruncie wystawianych faktur z tego tytułu. Ponadto dużą część stanowiły skargi na działania operatorów systemów gazowniczych, które dotyczyły problemów z przyłączeniem do sieci gazowej (np. opóźnień w realizacji procesu przyłączeniowego).

W dalszym zakresie skargi na dotyczyły kwestionowania przez odbiorców prawidłowego funkcjonowania gazomierzy, niezgodnego z umową terminu i sposobu dokonywania odczytów wskazań, jak również nielegalnego poboru gazu, nieuwzględniania oświadczeń odbiorcy o zamrożeniu cen, kar za odstąpienie od umowy.

W pozostałym zakresie skargi dotyczyły niezadowolienia ze wstrzymania dostaw na skutek nieuiszczenia należności za dostarczony gaz, zawarcia, zmiany czy rozwiązania umowy, posadowienia gazociągu na nieruchomościach podmiotów trzecich. Skargi dotyczyły także kwalifikacji odbiorcy do właściwej grupy taryfowej na nowy rok gazowy.

W zakresie standardów jakościowych obsługi odbiorców, w URE załatwiane są sprawy dotyczące zgłaszanych przez odbiorców problemów w dostawach paliw gazowych oraz w kontaktach z przedsiębiorstwami prowadzącymi działalność gospodarczą polegającą na dostawach gazu.

W szczególności wystąpienia odbiorców dotyczą:

- problemów z przyjmowaniem od odbiorców zgłoszeń i reklamacji dotyczących dostarczania paliw gazowych z sieci gazowej,
- terminowego rozpatrywania wniosków lub reklamacji odbiorców (14 dni),
- prawidłowości udzielanych informacji, dotyczących rozliczeń oraz aktualnych taryf,

- sprawdzenia przez przedsiębiorstwa energetyczne dotrzymywania parametrów jakościowych paliw gazowych dostarczanych z sieci gazowej,
- prawidłowości udzielania bonifikat za niedotrzymanie parametrów jakościowych paliw gazowych.

W okresie sprawozdawczym odnotowano także przypadki skarg na brak realizacji przez OSD obowiązku informacyjnego, przewidzianego w art. 7 ust. 1² ustawy – Prawo energetyczne, który został wprowadzony nowelizacją tej ustawy (art. 37 ustawy z 15 grudnia 2022 r.). Obowiązek ten zawiera nakaz podania przez przedsiębiorstwo energetyczne w powiadomieniu o odmowie przyłączenia do sieci z przyczyn ekonomicznych także szacowanej wysokości podwyższonej opłaty za przyłączenie (opłaty pozataryfowej) wraz z informacją o możliwości zażądania przedstawienia sposobu kalkulacji tej opłaty. Przedsiębiorstwo energetyczne na żądanie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie do sieci ma również obowiązek poinformowania – w terminie 14 dni – podmiotu wnioskującego o przyłączenie o sposobie kalkulacji opłaty z wyszczególnieniem istotnych elementów nakładów inwestycyjnych przyjętych do kalkulacji ww. opłaty. Brak realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 7 ust. 1² może skutkować wymierzeniem kary pieniężnej przez Prezesa URE – art. 56 pkt 15a ustawy – Prawo energetyczne.

W 2024 r. odnotowano spadek ogólnej liczby skarg odbiorców paliw gazowych (o 17 proc. r/r), w tym dotyczących standardów jakościowych obsługi odbiorców.

Tak jak w przypadku energii elektrycznej, w rozpoznawanych sprawach podejmowane są czynności wyjaśniające na podstawie art. 28 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, o czym szczegółowo w cz. II pkt 9 niniejszego Sprawozdania.

10. PRZEDTERMINOWE ROZWIĄZANIE KONTRAKTÓW DŁUGOTERMINOWYCH – KOREKTA KOSZTÓW GAZU

Ustawa o rozwiązaniu KDT, szeroko przedstawiona we wcześniejszym rozdziale Sprawozdania w cz. II, oprócz kosztów osieroconych, powstałych w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych na sprzedaż energii elektrycznej, umożliwia wytwórcom energii elektrycznej pokrycie kosztów zużycia odebranego i nieodebranego gazu ziemnego w ramach programu pomocy publicznej, których wytwarzanie energii jest oparte na tym paliwie. Na skutek rozwiązania kontraktów długoterminowych u tych wytwórców, powstały koszty wynikające z istnienia umów długoterminowych na dostawy paliwa gazowego.

Program pomocy publicznej dotyczący kosztów gazu realizowany jest od 2008 r. i jest to drugi z najstarszych programów w zakresie rekompensat dla wytwórców energii elektrycznej. Do programu pomocowego zakwalifikowano pięciu wytwórców. Łącznie wytwórcy, których lista została zawarta w zał. nr 2 do ustawy o rozwiązaniu KDT, mają prawo do uzyskania pomocy w wysokości maksymalnie nieco ponad 1 mld zł (kwota zdyskontowana do wartości na 1 stycznia 2007 r.). Do rozliczenia w 2024 r. pozostał jeden wytwórca – Elektrociepłownia Zielona Góra S.A.

Zaliczki na poczet odebranego gazu ziemnego i nieodebranego gazu ziemnego, powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym w 2023 r. wyniosły dla ww. wytwórcy 0,0 mln zł. W wyniku rozliczenia tych kosztów Prezes URE w 2024 r. ustalił wysokość korekty rocznej, której kwota wyniosła (-) 99,2 mln zł. Szczegółowe dane liczbowe związane z rozliczeniem kosztów gazu za 2023 r., znajdują się w Aneksie (tab. A31).

11. WSPARCIE O CHARAKTERZE POMOCY PUBLICZNEJ

Mechanizmy wsparcia biometanu

Ustawa z 17 sierpnia 2023 r. wprowadziła od 1 października 2023 r. do ustawy OZE przepisy art. 83l- 83s dotyczące wspierania wytwarzania biometanu w instalacjach odnawialnego źródła energii, wprowadzonego do sieci gazowej. Zasady udzielania pomocy są podobne do zasad obowiązujących w systemie FIP, dedykowanym do wspierania wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii elektrycznej.

Podmiotami uprawnionymi do otrzymania wsparcia w zakresie sprzedaży biometanu wprowadzonego do sieci gazowej są wytwórcy biometanu w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu, przeliczonej na moc zainstalowaną elektryczną nie większą niż 1 MW, którzy mogą sprzedać wybranemu podmiotowi biometan wprowadzony do sieci gazowej.

Warunkiem niezbędnym do uzyskania zaświadczenia o możliwości sprzedaży wytworzonego biometanu wprowadzonego do sieci gazowej⁴²³ uprawniającego do wsparcia, jest złożenie deklaracji o zamiarze sprzedaży biometanu wprowadzonego do sieci gazowej po stałej cenie zakupu biometanu⁴²⁴ wraz z kompletem odpowiednich załączników.

W ustawie OZE określono także zasady kumulacji pomocy inwestycyjnej i pomniejszania stałej ceny zakupu biometanu⁴²⁵, które w 2024 r. zostały zmodyfikowane analogicznie jak w systemach FIT/FIP (kumulacja części dot. wytwarzania biogazu).

Z kolei prawo do pokrycia ujemnego salda, powstaje od pierwszego dnia sprzedaży biometanu objętego systemem wsparcia i trwa przez okres kolejnych 20 lat, nie dłużej jednak niż do 30 czerwca 2051 r.⁴²⁶ (zmiana względem 2023 r.).

Znowelizowanymi przepisami ustawy OZE, które weszły w życie 28 grudnia 2024 r., wprowadzono zmiany w systemie wsparcia biometanu, które dotyczyły m.in. następujących obszarów:

- 1) wymogu kumulacji pomocy inwestycyjnej przez wytwórców składających deklarację o zamiarze sprzedaży biometanu wprowadzonego do sieci gazowej po stałej cenie zakupu biometanu, przeznaczonej na realizację inwestycji stanowiącej całość techniczno-użytkową służącą do wytwarzania biogazu i biogazu rolniczego niezależnie od tego, jaki podmiot tę pomoc otrzymał,
- 2) wymogu złożenia oświadczenia wytwórcy biogazu dotyczącego pomocy publicznej inwestycyjnej, jaka została mu udzielona w zakresie wytwarzania biogazu,
- 3) pozostawienia bez rozpoznania deklaracji o zamiarze sprzedaży biometanu wprowadzonego do sieci gazowej po stałej cenie zakupu biometanu w sytuacji nieprzedłożenia oryginału/poświadczonej kopii prawomocnego pozwolenia na budowę lub oryginału/poświadczonej kopii warunków przyłączenia lub umowy o przyłączenie instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu do sieci gazowej,
- 4) doprecyzowania, że do dnia złożenia deklaracji o zamiarze sprzedaży biometanu wprowadzonego do sieci gazowej po stałej cenie zakupu biometanu, w instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu, której niniejsza deklaracja dotyczy, nie może być wytwarzany biometan,
- 5) nałożenia na Prezesa URE obowiązku monitorowania wysokości wsparcia przyznanego wytwórcom w ramach systemów wsparcia biometanu w ramach limitów środków przeznaczonych na dany system wsparcia zgłoszony Komisji Europejskiej przez Rzeczpospolitą Polską na podstawie art. 42 oraz art. 43 rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014 z dnia 17 czerwca 2014 r. uznającego niektóre

⁴²³ Art. 83m ust. 8 ustawy OZE.

⁴²⁴ Art. 83m ust. 1 ustawy OZE.

⁴²⁵ Art. 83q ustawy OZE.

⁴²⁶ Zgodnie z brzmieniem art. 83p ustawy OZE.

rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu, z uwzględnieniem progów pomocy, o których mowa w art. 4 ust. 1 lit. v tego rozporządzenia.

W 2023 r. minister właściwy do spraw klimatu określił w drodze rozporządzenia⁴²⁷ ceny referencyjne biometanu dla instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu – obowiązujące od 22 listopada 2023 r., w tym przez cały rok 2024:

- 1) biometanu z biogazu – w wysokości 538,00 zł/MWh,
- 2) biometanu z biogazu rolniczego – w wysokości 545,00 zł/MWh.

W roku sprawozdawczym wytwórcy złożyli Prezesowi URE 96 deklaracji o zamiarze sprzedaży biometanu wprowadzonego do sieci gazowej po stałej cenie zakupu biometanu. Z tej liczby, 3 deklaracje zostały wycofane przez wnioskodawców, a 93 zostało zawieszonych na wniosek wytwórcy.

12. NOWE KOMPETENCJE PREZESA URE

Pomimo, że ustawa – Prawo energetyczne w art. 3 pkt 3 rozróżnia paliwa gazowe od wodoru, to nie można nie zauważyć, że zakres kompetencji Prezesa URE został poszerzony o szereg zadań, związanych z wykorzystaniem tego gazu. W związku z tym, nowe zadania w tym zakresie wskazujemy w części dotyczącej gazownictwa.

Rozszerzenie zakresu kompetencji, wynikające z aktów prawnych wydanych w 2024 r., to:

- 1) art. 23 ust. 2 pkt 10 ustawy – Prawo energetyczne: kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców, z wyłączeniem odbiorców wodoru oraz kontrolowanie na wniosek odbiorcy dotrzymania parametrów jakościowych paliw gazowych i energii elektrycznej i wodoru,
- 2) art. 23 ust. 2 pkt 12 w zw. z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne: rozstrzyganie sporów w rozszerzonym zakresie określonym w art. 8 ust. 1,
- 3) art. 23 ust. 2 pkt 20a ustawy – Prawo energetyczne: monitorowanie funkcjonowania systemu wodorowego w zakresie:
 - a) warunków przyłączania podmiotów do sieci wodorowej i ich realizacji oraz dokonywania napraw tej sieci;
 - b) wypełniania obowiązku publikowania przez operatorów systemu wodorowego informacji dotyczących połączeń międzysystemowych, korzystania z sieci wodorowej i rozdziału zdolności przesyłowych stronom umowy o świadczenie usług przesyłania wodoru lub dystrybucji wodoru, z uwzględnieniem konieczności traktowania tych informacji jako poufnych ze względów handlowych;
 - c) warunków świadczenia przez przedsiębiorstwa energetyczne usług magazynowania wodoru;
 - d) bezpieczeństwa dostarczania wodoru;
 - e) wypełniania przez operatorów systemu wodorowego ich zadań;
 - f) wypełniania przez przedsiębiorstwo energetyczne obowiązków wymienionych w art. 44.

⁴²⁷ Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 13 listopada 2023 r. w sprawie ceny referencyjnej biometanu (Dz. U. z 2023 r. poz. 2477).

13. OKIEM REGULATORA

Pakiet wodorowy

15 lipca 2024 r. opublikowano pakiet gazowo-wodorowy w Dzienniku Urzędowym UE. Składają się na niego dwie regulacje: dyrektywa 2024/1788 w sprawie wspólnych zasad rynków wewnętrznych gazu odnawialnego, gazu ziemnego i wodoru, zmieniająca dyrektywę (UE) 2023/1791 i uchylająca dyrektywę 2009/73/WE oraz rozporządzenie 2024/1789.

Rozporządzenie i dyrektywa weszły w życie 4 sierpnia 2024 r. Rozporządzenie co do zasady ma być stosowane od 5 lutego 2025 r., natomiast termin transpozycji dyrektywy przez państwa członkowskie został ustalony na 5 sierpnia 2026 r.

Pakiet określa wspólne zasady rynku wewnętrznego dla gazów odnawialnych, gazu ziemnego i wodoru, a także zawiera ramy prawne ich funkcjonowania. Określone są w nim liczne zadania oraz uprawnienia krajowych organów regulacyjnych.

Istotne postanowienia umowne

Obowiązujące w chwili obecnej przepisy ustawy – Prawo energetyczne przewidują, że operator systemu dystrybucyjnego oraz operator systemu przesyłowego dołącza do instrukcji, jako jej integralną część, istotne postanowienia odpowiednio umowy o świadczenie usług przesyłania albo dystrybucji, której przedmiotem jest umożliwienie sprzedawcom sprzedaży paliw gazowych lub świadczenie usługi kompleksowej odbiorcom przyłączonym do sieci tego operatora. Postanowienia te są wiążące dla operatorów przy zawieraniu umów ze sprzedawcami. Tym samym w przypadku instrukcji, które podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE, zatwierdzane są również istotne postanowienia umowne. W pierwszej kolejności wskazać należy, że pojęcie „istotne” są pojęciem nieostrym. Dodatkowo uznać należy, że jest to kompetencja, która wkracza w sferę stosunków cywilnoprawnych. Mając to na uwadze, zasadna byłaby nowelizacja Prawa energetycznego pozbawiająca Prezesa URE kompetencji do zatwierdzania istotnych postanowień odpowiednio umowy o świadczenie usług przesyłania albo dystrybucji w ramach postępowań o zatwierdzenie instrukcji, o których mowa w art. 9g ustawy – Prawo energetyczne.

Zatwierdzanie IRIESD dla małych OSD

Obowiązujące w chwili obecnej przepisy ustawy – Prawo energetyczne zwalniają z obowiązku przedkładania instrukcji ruchu i eksploatacji sieci operatorów systemów dystrybucyjnych wchodzących w skład przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo obsługujących mniej niż 100 tys. odbiorców przyłączonych do systemu dystrybucyjnego gazowego wchodzącego w skład tego przedsiębiorstwa⁴²⁸. Natomiast pozostali OSD, działający poza przedsiębiorstwem zintegrowanym pionowo, powinni przedkładać swoje instrukcje do zatwierdzenia Prezesowi URE. Tym samym zasadne jest, aby operatorzy systemów dystrybucyjnych posiadający podobną liczbę odbiorców byli traktowani tak samo. Różnicowanie sytuacji operatorów prowadzących działalność dystrybucyjną o podobnej skali należy uznać za nieuzasadnione.

Kryterium, które uzasadnia różnicowanie sytuacji poszczególnych operatorów powinna być skala prowadzonej działalności i potencjalny jej wpływ na rynek gazu ziemnego w Polsce. Monitoring treści instrukcji i podejmowanie działań w przypadku zidentyfikowania naruszenia prawa jest instrumentem wystarczającym dla zapewnienia prawidłowego działania OSD małej skali, a ryzyko powstania

⁴²⁸ Art. 9g ust. 8a ustawy – Prawo energetyczne.

nieodwracalnych szkód należy uznać za znikome. Natomiast operatorzy, którzy prowadzą działalność polegającą na dystrybucji paliw gazowych w szerszym zakresie powinni mieć obowiązek przedkładania Prezesowi URE do zatwierdzenia instrukcji.

Upadłość OSD – operator „rezerwowy”

W ocenie Prezesa URE zasadne wydaje się uregulowanie sytuacji na wypadek wygaśnięcia międzyoperatorskiej umowy dystrybucyjnej. Obecnie brak jest przepisów, które regulują zachowania poszczególnych podmiotów w takiej sytuacji. Od 2019 r. obowiązują przepisy dotyczące sprzedaży rezerwowej, a zatem należałoby uregulować kwestię w odniesieniu do zaprzestania wykonywania przez operatora systemu dystrybucyjnego podstawowych obowiązków. Dzięki temu zagwarantowana byłaby ciągłość pracy systemu i bezpieczeństwo dostaw gazu do odbiorców.

Umowa o przyłączenie do sieci gazowej

Przepisy ustawy – Prawo energetyczne powinny zawierać regulację dotyczącą maksymalnego terminu realizacji umowy o przyłączenie do sieci gazowej (do 10 m³/h). Dotychczasowa praktyka sprowadza się często do tego, że przyszły odbiorca w gospodarstwie domowym wielokrotnie ma aneksowaną umowę o przyłączenie do sieci gazowej w zakresie terminu realizacji przyłącza.

Część IV.

CIEPŁOWNICTWO

Opis rynku ciepła

Koncesjonowanie

Taryfowanie

Przyłączanie podmiotów
do sieci

Prace Zespołu URE ds.
Ciepłownictwa

Mechanizmy wsparcia
odbiorców

1. NAJWAŻNIEJSZE WYDARZENIA MAJĄCE WPŁYW NA DZIAŁALNOŚĆ REGULATORA W 2024 R.

Informacje Instytutu Meteorologii i Gospodarki Wodnej wskazują na tendencję wzrostową średniorocznej temperatury powietrza w porównaniu do średniej z lat 1991–2020. Dodatkowo, z danych sprawozdawczych dotyczących koncesjonowanych przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się dostarczaniem ciepła do odbiorców wynika, że sprzedaż ciepła w 2024 r. ze źródeł ciepła eksploatowanych przez te przedsiębiorstwa stanowiła ok. 96 proc. sprzedaży w 2023 r. (który był drugim najcieplejszym rokiem XXI wieku). Jednocześnie udział energii chemicznej paliw węglowych stanowił w 2024 r. ponad 57 proc. w łącznej energii chemicznej wszystkich paliw zużywanych w 2024 r. przez koncesjonowane przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem ciepła. Co ważne, udział energii chemicznej paliw nieodnawialnych (paliwa węglowe, gaz ziemny oraz olej opałowy) stanowił ponad 79 proc. energii chemicznej wszystkich paliw zużytych przez koncesjonowane przedsiębiorstwa energetyczne.

Zatem przed polskim ciepłownictwem stoją wyzwania nie tylko wynikające ze zmniejszającego się popytu na ciepło, ale przede wszystkim wynikające z polityki klimatycznej UE związane z realizacją celu klimatycznego – ograniczenia emisji dwutlenku węgla do 2030 r. o co najmniej 55 proc. w porównaniu z jej poziomem w 1990 r. oraz osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 r. Biorąc pod uwagę powyższe oraz brak tanich, dostępnych i z krótkim cyklem budowy technologii wytwarzania ciepła w źródłach nieemitujących gazów cieplarnianych, które można by było zastosować zarówno dla dużych systemów ciepłowniczych, w głównych aglomeracjach miejskich, jak i w mniejszych miastach, rozmiar wyzwań, jakie stoją przed polskim ciepłownictwem, jest spory.

Niemniej tempo transformacji energetycznej powinno przebiegać z zachowaniem gwarancji bezpieczeństwa energetycznego. W wymiarze bezpieczeństwa dostaw ciepła, najważniejszym wyzwaniem są oczywiście inwestycje, nie tylko zapewniające różnorodność technologiczną wytwarzania ciepła, ale również ukierunkowane na dostosowywanie sieci ciepłowniczych do obniżonych parametrów temperaturowych, w celu ograniczenia zużycia paliwa.

Obniżenie parametrów pracy sieci daje również możliwości przyłączenia OZE, co jest zgodne z kierunkiem kreowanym przez unijny pakiet legislacyjny „Fit for 55”, który składa się z kilkunastu aktów prawnych, w tym kluczowego – dyrektywy RED III. Ta obowiązująca od 2023 r. rewizja dyrektywy o OZE wyznacza ambitne cele zwiększania udziału OZE w końcowym zużyciu energii, który w całej gospodarce powinien wynieść 42,5 proc. w 2030 r.

„Fit for 55” dostrzega rolę efektywnych systemów ciepłowniczych, promuje wykorzystanie OZE i ciepła odpadowego oraz określa znaczenie wysokosprawnej kogeneracji w definicji efektywnych energetycznie systemów. Taki kierunek transformacji ciepłownictwa systemowego wymaga olbrzymiego wysiłku finansowego, przed którym stoi branża i zgodnie z raportem Polityki Insight⁴²⁹ oczekuje ona, m.in. „uwzględnienia w kosztach uzasadnionych (których poziom ma wpływ na wysokość taryf na ciepło) wszelkich nakładów poniesionych na inwestycje poprawiające efektywność energetyczną, a także opracowania jasnych wytycznych dotyczących odzwierciedlania w tychże taryfach planów neutralności klimatycznej”. W tym miejscu podkreślenia wymaga, że regulator uwzględnia w zatwierdzanych taryfach dla ciepła część finansowania dla planowanych inwestycji, zachowując kompleksowe podejście do zmian zachodzących na rynku ciepła, co przyczynia się do zachowania równowagi pomiędzy interesami przedsiębiorstw energetycznych, a słusznym interesem odbiorców ciepła. Takie podejście znajduje odzwierciedlenie w procesie taryfowania, który musi uwzględniać społeczną akceptowalność, szczególnie przez odbiorców indywidualnych korzystających z ciepła systemowego. Istotą jest tutaj fakt, że transformacji ciepłownictwa nie przeprowadzi się wyłącznie w oparciu o taryfę, która nie pokryje wszelkich nakładów poniesionych na inwestycje

⁴²⁹ „Jak zmienić ciepłownictwo. Dobre praktyki dla Polski” (sierpień 2024 r.).

poprawiające efektywność energetyczną. Przychody regulowane zatwierdzone w taryfach stanowią dopełnienie modelu finansowego, dlatego tak istotną kwestią dla branży jest pozyskanie jak największej ilości zewnętrznych środków finansowych na realizację koniecznych inwestycji, w tym w szczególności tych o charakterze bezzwrotnym, ponieważ tylko takie środki, nie będą częścią zwrotu z kapitału, który zwiększa przychody regulowane. Nie możemy zapominać, że odbiorcy ciepła w Polsce nadal korzystają ze znacznej pomocy państwa w finansowaniu opłat za ciepło i z pewnością nie będą w stanie w sposób istotny zwiększyć obciążeń wynikających z dostawy ciepła. Zatem oprócz działań podejmowanych przez regulatora istnieje pilna potrzeba systemowego wsparcia ciepłownictwa, celem włączenia innych źródeł finansowania, w tym środków z Krajowego Planu Odbudowy czy Funduszu Modernizacyjnego.

Należy zauważyć, że część inwestycji poprawiających efektywność energetyczną, które już zostały bądź zostaną uwzględnione w taryfach wynikają z planów rozwoju przedsiębiorstw ciepłowniczych zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją ciepła. Zgodnie z art. 36 ust. 1 ustawy z 17 sierpnia 2023 r. przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją ciepła uzgadnia z Prezesem URE plan rozwoju, o którym mowa w art. 16 ustawy – Prawo energetyczne, w części przewidującej, że system ciepłowniczy przedsiębiorstwa energetycznego będzie spełniał w terminie do 31 grudnia 2025 r. warunki dotyczące efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego, określone w art. 7b ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne. Na przedłożenie tych planów rozwoju Prezesowi URE do uzgodnienia, przedsiębiorstwa ciepłownicze miały czas do 1 października 2024 r., co realizowały sukcesywnie od początku 2024 r. Zaznaczenia wymaga fakt, że regulator dostrzega działania wszystkich przedsiębiorstw ciepłowniczych, również tych, którym z różnych względów nie uzgodnił planu rozwoju, w zakresie osiągnięcia efektywności energetycznej do końca bieżącego roku. Są przedsiębiorstwa, które podejmują działania transformacyjne, zmierzające do osiągnięcia w swoim tempie neutralności klimatycznej. Analiza planowanych zamierzeń transformacyjnych wskazuje jako główne kierunki technologii: kogenerację gazową (silniki gazowe i bloki gazowo-parowe), OZE i ciepło odpadowe.

Ponadto, realizując kolejny nowy obowiązek, od 2024 r. Prezes URE ocenia postęp transformacji systemów ciepłowniczych poprzez monitorowanie działań mających na celu osiągnięcie efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego, w oparciu o przedkładane przez koncesjonariuszy sprawozdania. Jako, że rok 2024 był pierwszym rokiem sprawozdawczym w tej tematyce, to wnioski płynące z przedłożonych sprawozdań mogą być obarczone pewnymi niedoskonałościami, które zostaną zweryfikowane w kolejnych sprawozdaniach (za 2024 r.). Niemniej z ubiegłorocznych sprawozdań wynika, że w 2023 r. w Polsce było 150 systemów efektywnych energetycznie, tj. 20,6 proc. wszystkich systemów ciepłowniczych.

Ustawą o bonie energetycznym, która zmieniła art. 47 ust. 2g ustawy – Prawo energetyczne, wprowadzono obowiązek dwukrotnej w roku publikacji przez Prezesa URE, wysokości wskaźników referencyjnych. W związku z tą zmianą, po raz pierwszy we wrześniu 2024 r. opublikowano wskaźniki referencyjne, które miały zastosowanie do ustalenia cen referencyjnych w jednostkach kogeneracji opalanych poszczególnymi rodzajami paliw. Przed zmianą wskaźniki te publikowane były wyłącznie raz w roku – do 31 marca.

Niewątpliwie ważnym działaniem regulatora w 2024 r. była zmiana praktyki regulacyjnej, umożliwiająca składanie przez przedsiębiorstwa eksploatujące jednostki kogeneracji dwóch odrębnych wniosków o zatwierdzenie taryfy z zastosowaniem wybranej metodologii kalkulacji cen: uproszczonej i kosztowej. Taka zmiana odpowiada potrzebom branży, w korespondencji z ustawową możliwością dokonania jednokrotnej zmiany kalkulacji cen, z metody uproszczonej na metodę kosztową – zgodnie z obowiązującym od 1 października 2023 r. brzmieniem art. 47 ust. 2f¹ ustawy – Prawo energetyczne⁴³⁰. Zatem decyzja przedsiębiorstwa o wyborze metody kształtowania cen może zostać podjęta w wymiarze dwóch odrębnych postępowań taryfowych, które finalnie zatwierdzone zostaną w dwóch odrębnych taryfach dla ciepła, w przeciwieństwie do wcześniejszej praktyki regulacyjnej, kiedy to

⁴³⁰ 1 października 2023 r. weszła w życie nowelizacja ustawy OZE (dokonana ustawą z 17 sierpnia 2023 r.), która zmieniła ustawę – Prawo energetyczne poprzez dodanie art. 47 ust. 2f¹.

przedsiębiorstwo decydowało o wyborze tej samej metody kształtowania cen dla wszystkich eksploatowanych jednostek kogeneracji.

Powyżej opisane zmiany w przepisach oraz podejmowane działania Prezesa URE mają na uwadze trwający proces transformacji sektora ciepłowniczego, który powinien przebiegać zgodnie z kierunkiem regulacji unijnych implementowanych do polskiego ustawodawstwa. Kluczowym dokumentem wspierającym proces transformacji będzie Krajowa Strategia dla Ciepłownictwa, pierwszy tego typu dokument dla tej branży, który powinien być zbiorem wytycznych do przeprowadzenia zielonej transformacji, wskazujących jak ma przebiegać realizacja celów unijnej polityki klimatyczno-energetycznej, aby przedsiębiorstwa ciepłownicze mogły transformować się w sposób znaczący, zrównoważony i efektywny ekonomicznie. Niewątpliwie Strategia ta musi być spójna z aktualizowaną równolegle Polityką Energetyczną Polski do 2040 r. oraz z ostateczną wersją KPEiK.

Wydaje się, że jesteśmy w dobrym momencie, aby mówić o wypracowywaniu optymalnych regulacji transformacyjnych dla ciepłownictwa, w tym docelowych kierunków, poprawności implementacji do prawodawstwa polskiego oraz zakresu finansowania tej transformacji, ponieważ od września 2024 r. Prezes URE razem z przedstawicielami m.in. Ministerstwa Klimatu i Środowiska, organizacji branżowych i instytucji finansujących prowadzi otwarty dialog w tym temacie, a w szczególności w zakresie wypracowania optymalnych kierunków zmian regulacji taryfowych. Platformą dyskusyjną w tej tematyce jest grupa robocza powołana przy ministerialnym Zespole ds. transformacji ciepłownictwa⁴³¹. Wypracowane rozwiązania będą wspierały trwającą transformację ciepłownictwa systemowego, mając oczywiście na uwadze cenę ciepła, która musi być akceptowalna społecznie. Niemniej jednak, ostatnie propozycje znaczących zmian legislacyjnych w zakresie kalkulacji taryf dla ciepła, promujące odejście od uproszczonych metod kalkulacji cen ciepła, wywołały gorącą dyskusję branży ciepłowniczej, która z jednej strony postuluje wiele zmian w kierunku uelastycznienia taryfowania, a z drugiej strony nie jest gotowa na zbyt radykalne zmiany w tym zakresie, podobnie zresztą jak regulator. Każda zmiana przepisów powodująca zwiększenie obciążenia po stronie Urzędu, a właśnie z tym wiązałyby się proponowane zmiany przepisów, promujące kosztową kalkulację taryf dla wszystkich koncesjonariuszy prowadzących działalność w zakresie wytwarzania oraz przesyłania i dystrybucji ciepła, będzie dla regulatora kolejnym dużym wyzwaniem, którego nie obsłuży bez wsparcia kadrowego i finansowego.

2. OPIS RYNKU

Rynek ciepła systemowego funkcjonuje nadal w warunkach naturalnego monopolu. Podmiot posiadający tytuł prawny do korzystania z obiektu, który nie jest przyłączony do sieci ciepłowniczej lub wyposażony w indywidualne źródło ciepła, zlokalizowanego na terenie, na którym istnieją techniczne warunki dostarczania ciepła z systemu ciepłowniczego lub chłodniczego, zapewnia efektywne energetycznie wykorzystanie lokalnych zasobów paliw i energii przez przyłączenie obiektu do sieci ciepłowniczej, o ile istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci ciepłowniczej i dostarczania ciepła do tego obiektu z sieci ciepłowniczej⁴³². Wprawdzie ww. obowiązek nie stosuje się, jeżeli jest planowane dostarczanie ciepła z indywidualnego źródła ciepła w obiekcie, które spełnia łącznie następujące warunki:

- 1) charakteryzuje się współczynnikiem nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej nie wyższym niż 0,8,
- 2) ciepło wytworzone z tego źródła ciepła stanowi nie mniej niż 60 proc. ciepła z odnawialnych źródeł energii,

⁴³¹ Zarządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z 19 września 2024 r. powołano Zespół do spraw transformacji ciepłownictwa oraz określenia modelu funkcjonowania rynku ciepła.

⁴³² W myśl art. 7b ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

ale ze względu na ww. ograniczenia, utrudnione jest odłączenie się odbiorcy od systemu ciepłowniczego, który jest efektywnym energetycznie systemem ciepłowniczym.

Natomiast w myśl art. 7b ust. 3e ustawy – Prawo energetyczne, odłączenie obiektu odbiorcy od systemu ciepłowniczego nieefektywnego energetycznie (tj. od systemu ciepłowniczego, który nie spełnia warunków określonych w art. 7b ust. 4 ustawy), wymaga poniesienia nakładów na indywidualne źródło ciepła spełniające warunki, o których mowa w art. 7b ust. 3 ustawy. Dodatkowo, stosownie do art. 7b ust. 3f ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwo energetyczne może obciążyć podmiot, o którym mowa w tym przepisie, kosztami poniesionymi bezpośrednio z powodu fizycznego odłączenia się tego podmiotu od sieci ciepłowniczej, w szczególności kosztami likwidacji elementów sieci ciepłowniczej, w tym przyłącza oraz węzła cieplnego.

Możliwość wykorzystania innych sposobów zaopatrzenia obiektów w ciepło niż przyłączenie do sieci ciepłowniczej jest bardzo ograniczona. Dostępne są wprawdzie inne niż ciepło systemowe sposoby zaopatrzenia w ciepło (np. pompy ciepła w połączeniu z instalacją fotowoltaiczną, czy elektrownią wiatrową oraz magazynem energii), ale są to rozwiązania niekonkurencyjne ze względu na konieczność poniesienia znaczących nakładów inwestycyjnych. Nadal zapewnienie stabilnego zaopatrzenia w ciepło w każdych warunkach zewnętrznych wymaga istnienia źródeł szczytowych (najczęściej są one opalane paliwem kopalnym – gazem ziemnym lub olejem opałowym, ale również np. biomasą – której dostępność może być przy dużym popycie na to paliwo pewnym problemem). Jednocześnie, ze względu na przepisy art. 7b ust. 3 oraz ust. 3f ustawy – Prawo energetyczne wycofanie się odbiorcy z dostaw ciepła systemowego (które zarówno w regulacjach prawnych UE, jak i przepisach krajowych jest preferowane) podlega wskazanym w tych przepisach ograniczeniom. Na rynku regulowanym na koniec 2024 r. funkcjonowało 398 koncesjonowanych przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się dostarczaniem ciepła do odbiorców. Szczegółowy opis sektora ciepłowniczego przygotowywany jest w oparciu o dane zbierane przez Prezesa URE w corocznym badaniu koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłownicznych. Badanie przeprowadzane jest w I kwartale każdego roku. Opis sektora ciepłowniczego za 2023 r. został zamieszczony w publikacji pt. „Energetyka ciepła w liczbach – 2023”⁴³³. Publikacja dotycząca 2024 r. będzie dostępna w 2025 r., po przetworzeniu danych zgromadzonych w trakcie badania przedsiębiorstw ciepłownicznych.

3. REGULOWANIE DZIAŁALNOŚCI PRZEDSIĘBIORSTW CIEPŁOWNICZYCH

3.1. KONCESJONOWANIE⁴³⁴

W 2024 r. liczba koncesjonariuszy zajmujących się prowadzeniem działalności gospodarczej związanej z dostarczaniem ciepła do odbiorców nie uległa zmianie w porównaniu z 2023 r. Na krajowym rynku ciepła koncesje na prowadzenie działalności w zakresie zaopatrzenia odbiorców w ciepło posiadało 398 przedsiębiorstw. Były to koncesje na wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucję ciepła oraz obrót ciepłem, w liczbie 815, w tym na wytwarzanie ciepła 358 koncesji (na koniec 2023 r. było 354 koncesji na wytwarzanie ciepła), na przesyłanie i dystrybucję ciepła 347 koncesji (w 2023 r. było to 349 koncesji) i na obrót ciepłem 110 koncesji (w 2023 r. było to 112 koncesji)⁴³⁵.

⁴³³ <https://www.ure.gov.pl/pl/cieplo/energetyka-ciepna-w-l/12424,2023.html>

⁴³⁴ <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/jak-uzyskac-koncesje/cieplo>

⁴³⁵ Aktualne treści koncesji oraz informacje o decyzjach w ich sprawach, publikowane są na BIP URE, <https://rejstry.ure.gov.pl/>

Od 2005 r. obserwuje się stabilizację liczby koncesjonariuszy. Od tego czasu obowiązkiem uzyskania koncesji objęci są przedsiębiorcy posiadający źródła o łącznej mocy cieplnej zainstalowanej przekraczającej 5 MW oraz przedsiębiorcy prowadzący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji ciepła, czy obrotu ciepłem jeżeli łączna moc cieplna zamówiona przez odbiorców przekracza 5 MW. Do 3 maja 2005 r. wartością graniczną był 1 MW. Należy podkreślić, że wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania ciepła uzyskiwanego w przemysłowych procesach technologicznych nie wymaga uzyskania koncesji na wytwarzanie ciepła.

W 2024 r. udzielono łącznie 19 nowych koncesji i promes koncesji na wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucję oraz obrót ciepłem.

Działania przedsiębiorstw ciepłowniczych w sytuacji zmniejszającego się popytu na ciepło i jednocześnie celów klimatycznych UE, skupiają się na poszukiwaniu nowych odnawialnych źródeł zasilania systemów ciepłowniczych z uwzględnieniem podejmowanych przez odbiorców działań polegających na modernizacji budynków w celu ograniczenia zużycia ciepła, a tym samym kosztów eksploatacji.

Ze sprawozdań wytwórców dystrybutorów oraz przedsiębiorstw obrotu ciepłem za 2024 r. wynika, że na koniec 2024 r. moc cieplna zainstalowana źródeł ciepła eksploatowanych przez koncesjonowane przedsiębiorstwa energetyczne wynosiła 51,8 GW (na koniec 2023 r. było to 52,7 GW), a łączna moc cieplna zamówiona przez odbiorców wyniosła 34,3 GW (w 2023 r. było to 34,7 GW). Na koniec 2024 r. łączna długość sieci ciepłowniczych eksploatowanych przez koncesjonariuszy prowadzących działalność gospodarczą polegającą na przesyłaniu i dystrybucji ciepła wynosiła 23,0 tys. km (na koniec 2023 r. było to 22,8 tys. km i 733 systemy ciepłownicze). Łączna produkcja ciepła zrealizowana przez koncesjonowane przedsiębiorstwa energetyczne łącznie z ciepłem odzyskanym w procesach technologicznych wyniosła w 2024 r. 367 PJ (w 2023 r. było to 377 PJ). Udział energii chemicznej paliw węglowych w łącznej ilości energii chemicznej paliw zużytych w 2024 r. w jednostkach wytwórczych koncesjonowanych przedsiębiorstw wynosił 57,4 proc. (w 2023 r. udział paliw węglowych wynosił 61,2 proc.). Natomiast udział energii chemicznej gazu ziemnego wysokometanowego i zaazotowanego w łącznej ilości energii chemicznej paliw zużytych w 2024 r. w jednostkach wytwórczych koncesjonowanych przedsiębiorstw wynosi 15,2 proc. (w 2023 r. udział energii chemicznej tych paliw gazowych wynosił 13,0 proc.), a udział energii chemicznej biomasy wyniósł 14,3 proc. (w 2023 r. udział ten wynosił 14,0 proc.).

Z przedkładanych Prezesowi URE przez przedsiębiorstwa ciepłownicze do uzgodnienia planów rozwoju wynika, że najczęściej wykorzystywanymi technologiami dekarbonizacji źródeł ciepła jest zastąpienie kotłów opalanych węglem kotłami opalnymi biomasą (w tym jednostkami kogeneracji opalonymi tym paliwem), a także instalacja jednostek kogeneracji wyposażonych w silniki gazowe.

Szczegółowe dane dotyczące koncesjonowania zawarte są w Aneksie (tab. A5).

3.2. TARYFOWANIE

W 2024 r. zaobserwowano stabilizację zewnętrznych warunków prowadzenia działalności koncesjonowanej w zakresie wytwarzania ciepła w porównaniu do bardzo burzliwych zmian podstawowych czynników produkcji ciepła w 2022 r. oraz na początku 2023 r., kiedy rosnącym cenom paliw towarzyszyły wzrosty cen uprawnień do emisji dwutlenku węgla. Rok 2024 charakteryzował się zatem stabilizacją tych cen, co przełożyło się na istotne zmniejszenie liczby decyzji w sprawie zmian taryf dla ciepła (z 257 w 2023 r. do 86). Łącznie w roku sprawozdawczym wydano 417 decyzji w sprawie taryf i ich zmian (570 – w 2023 r.).

403

przedsiębiorstwa zobowiązane w 2024 r. do przedłożenia do zatwierdzenia taryfy na ciepło

547

prowadzonych spraw taryfowych

~ 38 mld zł

przychodów rocznych z zatwierdzonych przez Prezesa URE taryf i ich zmian

Ramy prawne postępowań administracyjnych prowadzonych przez Prezesa URE w sprawie zatwierdzania taryf dla ciepła określają przepisy ustawy – Prawo energetyczne, w tym w szczególności art. 47 oraz rozporządzenie taryfowe ciepłownicze.

Istotny wpływ na poziom cen w taryfach dla ciepła zatwierdzanych w 2024 r. miały nie tylko stabilizujące się ceny paliw i uprawnień do emisji dwutlenku węgla, ale również:

- dokonane w poprzednich latach zmiany przepisów rozporządzenia taryfowego ciepłowniczego, które umożliwiły zapewnienie spójności pomiędzy przychodami uzyskiwanymi przez przedsiębiorstwa energetyczne od odbiorców ciepła, w związku z wytwarzaniem ciepła w jednostkach kogeneracji, dla których taryfy są kształtowane w sposób uproszczony, oraz faktycznie ponoszonymi kosztami wytwarzania ciepła w tych jednostkach kogeneracji,
- wprowadzony ustawą z 17 sierpnia 2023 r., przepis art. 47 ust. 2f¹ ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym przedsiębiorstwo energetyczne może odstąpić od uproszczonego sposobu kalkulacji cen i stawek opłat dla jednostek kogeneracji, o którym mowa w ust. 2f, i opracować taryfę w sposób zapewniający pokrycie kosztów uzasadnionych zgodnie z art. 45 ust. 1 pkt 1, 1b i 3 oraz rozporządzeniem taryfowym ciepłowniczym. Odstępując od tego sposobu kalkulacji, przy opracowywaniu kolejnych taryf dla ciepła, przedsiębiorstwo to nie stosuje sposobu kształtowania cen i stawek opłat w taryfie dla ciepła, o którym mowa w ust. 2f. Przed wprowadzeniem zmian, przedsiębiorstwa eksploatujące jednostki kogeneracji, co do zasady, kalkulowały ceny z wytwarzania ciepła metodą uproszczoną. Od października 2023 r. przedsiębiorstwa mają natomiast możliwość zmiany sposobu kalkulacji cen dla danej jednostki kogeneracji, z metody uproszczonej, na metodę kosztową. Przy czym mogą dokonać takiej zmiany tylko jeden raz dla danej jednostki kogeneracji, bez możliwości zmiany metody w kolejnych taryfach. Regulator wielokrotnie sygnalizował potrzebę wsparcia sektora ciepłownictwa oraz promowania produkcji ciepła i energii elektrycznej w skojarzeniu, a także ogromne potrzeby sektora związane z transformacją klimatyczno-energetyczną. Prezes URE podjął wiele działań wychodzących naprzeciw tym potrzebom. Kolejnym takim krokiem jest wprowadzenie możliwości składania przez przedsiębiorstwo posiadające więcej niż jedną jednostkę kogeneracji, dwóch odrębnych wniosków o zatwierdzenie taryfy dla ciepła, obejmujących jednostki kogeneracji, dla których ceny z wytwarzania ciepła są kalkulowane na podstawie: § 13 rozporządzenia taryfowego, tj. metody uproszczonej kalkulacji cen lub § 14 rozporządzenia taryfowego, tj. metody kosztowej kalkulacji cen,
- zmiana rozporządzenia taryfowego dla ciepła (z 14 sierpnia 2023 r.), zgodnie z którą wyłączono do 31 grudnia 2027 r. w taryfach dla ciepła, w których ceny i stawki opłat są kalkulowane na podstawie planowanych uzasadnionych kosztów prowadzenia działalności, możliwość stosowania tzw. przychodu minimalnego, ustalanego na podstawie publikowanych przez Prezesa URE wskaźników kosztowych charakteryzujących w ostatnim roku kalendarzowym poszczególne rodzaje działalności w zakresie wytwarzania oraz przesyłania i dystrybucji ciepła, a także publikowanych przez Prezesa GUS średniorocznego wskaźnika cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem w poprzednim roku kalendarzowym oraz zmian przeciętnego miesięcznego wynagrodzenia w sektorze przedsiębiorstw, w IV kwartale danego roku kalendarzowego w stosunku do przeciętnego miesięcznego wynagrodzenia w sektorze przedsiębiorstw, w IV kwartale roku wcześniejszego.

Na poziom przychodów w taryfach dla ciepła zatwierdzanych przez Prezesa URE w 2024 r. dla jednostek kogeneracji (których udział w łącznej produkcji ciepła stanowi około 70 proc. łącznej produkcji ciepła koncesjonowanych przedsiębiorstw), dla których taryfy są kształtowane w sposób uproszczony miały:

- 1) opublikowane przez Prezesa URE 28 marca 2024 r. średnie ceny sprzedaży ciepła wytworzonego w jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji w 2023 r.⁴³⁶, które były znacznie wyższe od tych cen w 2022 r., ponieważ wynikały także z taryf zatwierdzonych w 2022 r. w zupełnie

⁴³⁶ <https://www.ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/11844,Informacja-nr-162024.html>

innych warunkach zewnętrznych wytwarzania ciepła, a ponadto istotny wpływ na poziom tych cen miało znaczne zmniejszenie wielkości sprzedaży ciepła w 2023 r. w porównaniu do tej wielkości w 2022 r. (łącznie o 7 proc., ale zmiany wielkości sprzedaży ciepła wytworzonego w jednostkach niekogeneracyjnych opalanych poszczególnymi rodzajami paliw sięgały nawet 20 proc.),

- 2) opublikowane przez Prezesa URE 28 marca 2024 r. (Informacja nr 17/2024) oraz 30 września 2024 r. (Informacja nr 54/2024)⁴³⁷ wskaźniki referencyjne dla poszczególnych rodzajów paliw stosowanych w tych jednostkach kogeneracji.

Istotną zmianą zasad taryfowania, jaka nastąpiła w 2023 r. (która również miała wpływ na taryfy dla ciepła zatwierdzane w 2024 r.) jest wyłączenie obowiązku zatwierdzania przez Prezesa URE taryf dla ciepła w części dla każdego ze źródeł ciepła o mocy zainstalowanej cieplnej nieprzekraczającej 5 MW, które spełnia warunki określone w art. 7b ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, a także określenie minimalnej stopy zwrotu z kapitału na poziomie 7 proc., jaka powinna być uwzględniona w kalkulacji zwrotu z kapitału w przychodach taryfowych na pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie budowy, modernizacji i przyłączania jednostek wytwórczych będących instalacjami odnawialnego źródła energii.

W związku ze zmianą art. 47 ust. 2g ustawy – Prawo energetyczne (wprowadzoną ustawą o bonie energetycznym), nałożono na Prezesa URE obowiązek publikacji (dwukrotnej w ciągu roku) w terminach do 31 marca i do 30 września każdego roku wysokości wskaźnika referencyjnego, o którym mowa w ust. 2f.

Wskaźniki referencyjne, które zostały opublikowane w marcu 2024 r. oraz we wrześniu 2024 r., miały zastosowanie do ustalenia cen referencyjnych w jednostkach kogeneracji opalanych poszczególnymi rodzajami paliw – jako iloczynu średnich cen sprzedaży ciepła wytworzonego w jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji, opalanych poszczególnymi rodzajami paliw w 2023 r. i wskaźników referencyjnych dla poszczególnych rodzajów paliw.

Ceny referencyjne dla jednostek kogeneracji, ustalone na podstawie wskaźników referencyjnych ogłoszonych przez Prezesa URE do końca marca 2024 r. obowiązywały do końca września 2024 r., a ceny referencyjne dla jednostek kogeneracji, ustalone na podstawie wskaźników referencyjnych ogłoszonych do końca września 2024 r., obowiązywały do czasu opublikowania w marcu 2025 r. średnich cen sprzedaży ciepła wytworzonego w jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji, opalanych poszczególnymi rodzajami paliw w 2024 r. oraz nowych wskaźników referencyjnych dla poszczególnych rodzajów paliw.

Ceny referencyjne (maksymalne) dla wszystkich jednostek kogeneracji (dla których jest stosowany uproszczony sposób kalkulacji cen i stawek opłat w taryfach dla ciepła), jakie wynikają z opublikowanych przez Prezesa URE średnich cen sprzedaży ciepła wytworzonego w jednostkach wytwórczych nie będących jednostkami kogeneracji w roku 2024 oraz wskaźników referencyjnych dla poszczególnych rodzajów paliw (Informacja Prezesa URE nr 17/2025⁴³⁸), są tylko nieznacznie niższe od cen referencyjnych stosowanych do końca marca 2025 r.

Istotnym problemem dla przedsiębiorstw energetycznych w warunkach transformacji, jest konieczność pozyskania znacznych środków na finansowanie nakładów, które – według analiz eksperckich Polskiego Towarzystwa Energetyki Ciepłej, zawartych w raporcie z 15 października 2024 r.⁴³⁹ – będą wynosiły od 299 mld zł do 466 mld zł do 2050 r. w zależności od przyjętego scenariusza. Przy czym nakłady na sprostanie wymaganiom „Fit for 55” będą wynosiły, w zależności od scenariusza, od 102 mld zł do 211 mld zł nakładów na infrastrukturę wytwórczą, od 82 mld zł do 106 mld zł nakładów na infrastrukturę przesyłową i dystrybucyjną oraz od 115 mld zł do 149 mld zł nakładów na modernizację instalacji odbiorczych. Porównując łączne przychody uzyskiwane przez koncesjonowane

⁴³⁷ <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/11845,Informacja-nr-172024.html>
Informacja nr 54/2024 - Komunikaty Prezesa URE - Urząd Regulacji Energetyki

⁴³⁸ <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/12575,Informacja-nr-172025.html>

⁴³⁹ Raport Polskiego Towarzystwa Energetyki Ciepłej: „Wpływ regulacji UE na transformację sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce ocena skutków i rekomendacje w zakresie regulacji krajowych”, 15 października 2024 r.

przedsiębiorstwa energetyczne w 2024 r. na poziomie 41 mld zł (w tym 30 mld zł stanowi przychód z wytwarzania oraz z przesyłania i dystrybucji ciepła) i łączne nakłady inwestycyjne w wysokości 4,7 mld zł poniesione przez wszystkie przedsiębiorstwa koncesjonowane w 2024 r., przed przedsiębiorstwami stoi trudne zadanie pozyskania zewnętrznego finansowania w postaci dotacji bądź niskooprocentowanych kredytów. Należy zwrócić uwagę, że przeniesienie kosztów (w tym kosztu kapitału – zwrotu z kapitału) wynikających z tych ogromnych nakładów w całości na taryfy dla ciepła, nie będzie możliwe.

Przy czym środki dotacyjne oferowane przez NFOŚiGW powinny być przede wszystkim wsparciem – dofinansowaniem wkładu własnego (którego udokumentowanie stanowi jeden z warunków uzyskania finansowania zewnętrznego – kredytów i pożyczek) dla mniejszych przedsiębiorstw, które nie są w stanie pozyskać takich środków i podjąć inwestycji. Optymistyczny wydźwięk w zakresie danych dotyczących polepszającej się od 2023 r. rentowności przedsiębiorstw koncesjonowanych jest dobrym zwiastunem możliwości wypracowania wkładu własnego, niezbędnego do pozyskania finansowania zewnętrznego.

Dane liczbowe dotyczące taryfowania ciepła znajdują się w Aneksie (tab. A7-A8).

4. WARUNKI PRZYŁĄCZANIA PODMIOTÓW DO SIECI I ICH REALIZACJA ORAZ PROBLEMY Z TYM ZWIĄZANE

Oddziały terenowe URE każdego roku monitorują działalności operatorów systemów dystrybucyjnych ciepłowniczych w zakresie terminowości wydawania warunków przyłączenia do sieci, odmów wydawania tych warunków oraz sposobu realizacji umów o przyłączenie.

W celu uzyskania informacji od przedsiębiorstw w zakresie przyłączeń podmiotów do sieci ciepłowniczej, w tym liczby złożonych wniosków o określenie warunków przyłączenia, liczby wydanych odmów przyłączenia do sieci z podziałem na przyczyny ekonomiczne i techniczne oraz zweryfikowania, czy występowały przypadki wydania odmowy przyłączenia do sieci pomimo uprzedniego określenia warunków przyłączenia, w 2024 r. przeprowadzono monitoring operatorów systemów dystrybucyjnych ciepłowniczych, w którym objęto 275 przedsiębiorstw ciepłowniczych w odniesieniu do ich działalności z roku poprzedniego (2023).

Analiza zebranych informacji wskazuje, że przedsiębiorstwa co do zasady wywiązują się z nałożonych na nich obowiązków oraz informują Prezesa URE o odmowach wydania warunków przyłączenia do sieci ciepłowniczej. W ujawnionych przypadkach stwierdzonych nieprawidłowości w prowadzonej koncesjonowanej działalności gospodarczej polegającej na przesyłaniu i dystrybucji ciepła, dotyczących nieuzasadnionej zwłoki w powiadomieniu Prezesa URE o odmowie zawarcia umowy o przyłączenie do sieci ciepłowniczej, w stosunku do 5 przedsiębiorstw wszczęto postępowania administracyjne o nałożenie kary pieniężnej.

Przedsiębiorstwa energetyczne zobowiązane są na bieżąco powiadamiać Prezesa URE i podmioty ubiegające się o przyłączenie, o każdym przypadku odmowy wydania warunków o przyłączenie do sieci, wraz ze wskazaniem jej przyczyn. W roku sprawozdawczym przedsiębiorstwa energetyczne zgłosiły 1 024 odmowy wydania warunków przyłączenia do sieci ciepłowniczej. Z przedstawianych przez nie informacji wynika, że 110 odmów przyłączenia do sieci było spowodowanych brakiem warunków technicznych przyłączenia (WT), 891 – brakiem warunków ekonomicznych (WE), a 23 odmowy były spowodowane łącznym wystąpieniem braku warunków technicznych i ekonomicznych przyłączenia do sieci. Najwięcej zgłoszeń dotyczących odmowy wydania warunków o przyłączenie do sieci zgłosiły przedsiębiorstwa z terenu woj. łódzkiego (265 przypadków) i małopolskiego (213 przypadków). Szczegółowe dane znajdują się w Aneksie (tab. A47).

5. MECHANIZMY WSPARCIA ODBIORCÓW

Kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców

W 2024 r. w ramach prowadzonych postępowań w sprawie zatwierdzania taryf dla ciepła prowadzony był monitoring wywiązywania się przedsiębiorstw energetycznych z obowiązków dotrzymywania standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz stosowania w rozliczeniach z odbiorcami cen i stawek opłat wynikających z zatwierdzonych taryf dla ciepła.

Ustawą o bonie energetycznym przedłużono do 30 czerwca 2025 r. wsparcie z budżetu państwa odbiorców, w szczególności ciepła, w zakresie finansowania części opłat za dostawę ciepła, jeżeli wzrost cen i stawek opłat w porównaniu z ich poziomem wynikającym z taryf i cenników obowiązującym 30 września 2022 r. (lub średnia cena z wytwarzania ciepła) przekraczał określony w tej ustawie pułap. W związku z tym, w zakresie wsparcia odbiorców były również wyjaśniane zasady funkcjonowania ustawy z 15 września 2022 r., ponadto wyjaśniano użytkownikom mieszkań w budynkach wielolokalowych, obowiązujące zasady rozliczania kosztów dostawy ciepła na użytkowników poszczególnych lokali, a także przepisy regulujące wyposażenie lokali w budynkach wielolokalowych w przyrządy pomiarowe lub urządzenia umożliwiające rozliczanie kosztów ciepła według zużycia kosztów ogrzewania oraz zużycia ciepłej wody, a także obowiązków informacyjnych dotyczących rozliczeń kosztów zakupu ciepła użytkownikom lokali, jakie ciążą na zarządcach lub właścicielach budynków wielolokalowych.

W roku sprawozdawczym rozpatrzono 415 spraw (Aneks, tab. A16) dotyczących szeroko rozumianej problematyki dotyczącej ciepła, w tym skarg, wniosków, informacji i poradnictwa. Należy zauważyć, że podobnie jak w latach poprzednich, skargi odbiorców dotyczyły innych, niewymienionych w rozporządzeniu systemowym kwestii, związanych z szeroko pojętymi dostawami energii cieplnej.

Zdecydowanie najwięcej rozpatrzonych skarg dotyczyło rozliczeń za ciepło w budynkach wielolokalowych (podział kosztów ciepła w ramach wspólnot i spółdzielni mieszkaniowych). Kilka skarg dotyczyło refakturowania kosztów ciepła, wysokości cen i stawek opłat zatwierdzonych w taryfach dla ciepła, a także – zdaniem odbiorców – nieuzasadnionego wzrostu ceny ciepła.

Punkt Informacyjny dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych

Podstawy prawne działalności Punktu Informacyjnego dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych zostały przedstawione w cz. II pkt 6.9.5. Sprawozdania.

Najmniej liczną kategorię spraw, zgłaszanych przez odbiorców w roku sprawozdawczym, stanowiły zgłoszenia związane z kwestiami dotyczącymi ciepła (3,4 proc. wszystkich zgłoszeń). Wynika to m.in. ze specyfiki rynku ciepła, jak i kompetencji, jakie w tym zakresie posiadają oddziały terenowe URE, które w przeważającej mierze prowadzą postępowania związane ze skargami i wnioskami odnoszącymi się do kwestii ciepłownictwa. W tej kategorii dominowały pytania związane z podziałem kosztów ciepła w budynkach wielolokalowych przez spółdzielnie mieszkaniowe i wspólnoty mieszkaniowe (58,3 proc.) oraz ceną ciepła (18 proc.). W dalszej kolejności zgłoszenia dotyczyły m.in. szeroko rozumianych warunków umów już zawartych, przyłączania do sieci ciepłowniczej, układów pomiarowo-rozliczeniowych.

Szczegółowe dane dotyczące zgłoszeń odbiorców do Punktu Informacyjnego znajdują się w Aneksie (rys. A7).

6. DZIAŁANIA PREZESA URE ADRESOWANE DO SEKTORA – PRACE ZESPOŁU URE DS. CIEPŁOWNICTWA

Prezes URE przez pryzmat kompleksowego podejścia do zachodzących zmian, odpowiada za jakość regulacji, w tym w szczególności za zachowanie równowagi pomiędzy interesem przedsiębiorstw energetycznych, a słusznym interesem odbiorców ciepła, zapewniając w taryfach dla ciepła część środków finansowych na realizację ambitnych zadań inwestycyjnych, związanych z transformacją energetyczną, chroniąc jednocześnie odbiorców przed nieuzasadnionymi, zbyt wysokimi cenami i stawkami opłat.

Działania Prezesa URE zawsze uwzględniają ekspercką współpracę z przedsiębiorstwami energetycznymi, reprezentowanymi przez stowarzyszenia branżowe, co jest niezbędnym elementem rynku regulowanego. Organizacje branżowe skupiają w swoich szeregach wysokiej klasy ekspertów oraz specjalistów, którzy dzięki swojemu doświadczeniu i zaangażowaniu są w stanie modelować optymalne rozwiązania dla branży. Jest to doskonała platforma wymiany doświadczeń dla mniejszych podmiotów, na której jest również przestrzeń na edukację odbiorców energii w zakresie podnoszenia efektywności energetycznej, będącej istotnym filarem transformacji energetycznej, która po stronie odbiorcy energii często nie wymaga żadnych nakładów finansowych. Wystarczy tylko zmienić swoje nawyki, aby ograniczyć zużycie energii w naszym najbliższym otoczeniu. Aktywność regulatora w zakresie współpracy z organizacjami branżowymi realizowana jest m.in. za pomocą, powołanego przez Prezesa URE w maju 2020 r. – Zespołu ds. Ciepłownictwa. Po wyjściu z kryzysu, który wynikał przede wszystkim z bardzo dużego wzrostu kosztów w bardzo krótkim czasie, poziom oraz zmienność cen podstawowych paliw stosowanych w energetyce, czyli gazu i węgla, zostały istotnie ograniczone w porównaniu do lat wcześniejszych, tym niemniej ceny nie wróciły do poziomu z 2022 r., do którego odnosi się system wsparcia odbiorców ciepła. W dalszym ciągu wsparciem objęci są odbiorcy zaopatrywani w ciepło przez blisko połowę wszystkich przedsiębiorstw koncesjonowanych, zajmujących się dostawą ciepła do odbiorców.

W ramach działalności Zespołu ds. Ciepłownictwa kontynuowano udział w szkoleniach organizowanych przez Izbę Gospodarczą Ciepłownictwo Polskie (IGCP) dla przedsiębiorstw energetycznych, których przedmiotem w 2024 r. było m.in. nakreślenie praktycznych aspektów taryfikacji ciepła z punktu widzenia regulatora, celem zaakcentowania potrzeby wprowadzenia jednolitego standardu dla procesu zatwierdzania taryf. Na szkoleniach omawiane były bieżące kwestie merytoryczne w zakresie regulacji, w tym związane z taryfowaniem ciepła, procedurą zatwierdzania taryf dla ciepła oraz dekarbonizacją ciepłownictwa z perspektywy regulatora, gdzie wskazano na wybrane technologie sprzyjające transformacji.

W ramach kwestii bieżących omówionych na szkoleniach, w szczególności zwrócono uwagę na nowe uregulowania prawne, związane z działalnością regulatora, m.in. w zakresie: dwukrotnej w ciągu roku publikacji wskaźnika referencyjnego X_c oraz – wybranych zagadnień związanych ze sprawozdawczością z działań mających na celu osiągnięcie efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego oraz z uzgadnianiem planów rozwoju, w części przewidującej, że system ciepłowniczy będzie spełniał w terminie do 31 grudnia 2025 r. warunki dotyczące efektywności systemu (o czym szerzej w pkt 1), ponadto – zarysowano fragment prac ministerialnego Zespołu ds. Ciepłownictwa, w zakresie dotyczącym uznania dodatkowych uprawnień do emisji CO₂ jako kosztów uzasadnionych w kalkulacji taryfy dla ciepła, z wyłączeniem uznania tych darmowych środków jako element stanowiący podstawę wynagrodzenia objętego zwrotem z zaangażowanego kapitału, dodatkowo – wskazano na rolę ciepłownictwa, w procesie sporządzania przez OSD oceny potencjału systemów ciepłowniczych i chłodniczych znajdujących się w obszarze działania danego OSD (o czym szerzej w pkt 8).

W ramach usystematyzowania legislacyjnej procedury zatwierdzania taryf, wskazano w szczególności na:

- cel ustawy – Prawo energetyczne, tj. tworzenie warunków do zrównoważonego rozwoju kraju, zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, oszczędnego i racjonalnego użytkowania paliw

- i energii, rozwoju konkurencji, przeciwdziałania negatywnym skutkom naturalnych monopolii, uwzględniania wymogów ochrony środowiska, zobowiązań wynikających z umów międzynarodowych oraz równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii,
- istotne zagadnienia związane z zatwierdzaniem taryf, w tym przebieg postępowania, podstawowe zasady Kpa towarzyszące temu procesowi, procedurę odwoławczą od decyzji Prezesa URE oraz elementy sankcyjne uregulowane w ustawie – Prawo energetyczne.

Natomiast w części dotyczącej zagadnień związanych z dekarbonizacją ciepłownictwa, zwrócono w szczególności uwagę na elementy ciepłownictwa służące wsparciu i uzupełnieniu systemu elektroenergetycznego. Ponadto wspomniano o technologiach wspomagających dekarbonizację, takich jak: Power to Heat, Cable pooling, linia bezpośrednia oraz magazynowanie ciepła.

W ramach pozostałej aktywności informacyjno-szkoleniowej prowadzonej w 2024 r. przez członków Zespołu wymienić należy konferencje regionalne organizowane przez IGCP, w tym coroczną konferencję w Lublinie, podczas której tradycyjnie Zespół wziął udział w warsztatach, gdzie przedstawiciele URE wypracowywali wspólnie z branżą nowe rozwiązania dla ciepła systemowego. Pozostała działalność Zespołu ds. Ciepłownictwa, mając na uwadze kolejne zmiany działalności koncesjonowanej, w tym spowodowane zmianami przepisów, polegała na wypracowywaniu jednolitego podejścia regulacyjnego w ramach całego Urzędu. Podczas pięciu spotkań Zespołu, poruszano bardzo wiele szczegółowych zagadnień, w tym m.in.:

- 1) konieczność uwzględniania w koncesjach dostawy chłodu do odbiorców, w wyniku czego wypracowano stosowne zapisy koncesyjne w zakresie działalności związanej z wytwarzaniem ciepła w instalacji wytwarzającej wodę lodową. Konsekwencją wypracowanego podejścia w zakresie zapisu koncesyjnego jest wydzielenie wyodrębnionej grupy taryfowej odbiorców zaopatrywanych w chłód. W 2024 r. działalność koncesjonowana związana z wytwarzaniem chłodu znalazła praktyczne zastosowanie,
- 2) nawiązano do stosunkowo nowych regulacji prawnych⁴⁴⁰, dotyczących definicji jednostki kogeneracji, która umożliwia odrębne kształtowanie cen i stawek opłat dla jednostek wytwórczych niekogeneracyjnych zainstalowanych w elektrociepłowniach metodą „kosztową”, tj. na podstawie planowanych uzasadnionych kosztów wytwarzania ciepła w tych jednostkach wytwórczych (na podstawie § 14 rozporządzenia taryfowego ciepłowniczego) oraz odrębne kształtowanie cen i stawek opłat dla jednostek kogeneracji zainstalowanych w elektrociepłowniach metodą uproszczoną na podstawie § 13 ust. 1 rozporządzenia taryfowego ciepłowniczego. Ta istotna zmiana powoduje zwiększenie przychodów z wytwarzania ciepła, w zatwierdzanych przez Prezesa URE taryfach dla ciepła przedsiębiorstw energetycznych eksploatujących elektrociepłownie, w skutek wyboru kalkulacji cen ciepła umożliwiające pokrycie ponoszonych kosztów wytwarzania ciepła w tych jednostkach. Niemniej Prezes URE, wychodząc naprzeciw potrzebom branży, poszedł o krok dalej i w ramach tego uregulowania prawnego dopuścił możliwość składania przez podmioty eksploatujące jednostki kogeneracji dwóch odrębnych wniosków o zatwierdzenie taryfy z zastosowaniem wybranej metodologii kalkulacji cen: uproszczonej lub kosztowej. Zatem decyzja przedsiębiorstwa o wyborze metody kształtowania cen może zostać podjęta w wymiarze dwóch odrębnych postępowań taryfowych, które finalnie zatwierdzone zostaną w dwóch odrębnych taryfach dla ciepła, w przeciwieństwie do wcześniejszej praktyki regulacyjnej, kiedy to przedsiębiorstwo decydowało o wyborze tej samej metody kształtowania cen dla wszystkich eksploatowanych jednostek kogeneracji. W 2024 r. niewiele przedsiębiorstw podjęło decyzję o złożeniu wniosku o zatwierdzenie taryfy dla ciepła dla jednostek kogeneracji opracowując taryfę na podstawie przepisu art. 47 ust. 2f¹ ustawy – Prawo energetyczne. Były to przede wszystkim przedsiębiorstwa eksploatujące jednostki kogeneracji pełniące w systemach funkcje źródeł podszczytowych, które charakteryzują się niewielkim wskaźnikiem wykorzystania mocy. Takie źródła, nawet przy stosunkowo niskich cenach paliw i stabilnych cenach uprawnień do emisji

⁴⁴⁰ 1 października 2023 r. weszła w życie nowelizacja ustawy OZE, która zmieniła ustawę – Prawo energetyczne poprzez dodanie art. 47 ust. 2f¹.

dwutlenku węgla, nie mają szansy na uzyskanie odpowiednich przychodów (pokrywających koszty wytwarzania ciepła w tych jednostkach) odpowiadających cenom referencyjnym – w przypadku kształtowania taryfy w sposób uproszczony – zgodnie z art. 47 ust. 2f oraz § 13 rozporządzenia taryfowego. Były to zwykle jednostki kogeneracji opalane miałem węgla kamiennego, wyeksploatowane, charakteryzujące się również niską sprawnością i przeznaczone w ciągu najbliższych lat do całkowitego odstawienia (po wybudowaniu nowych źródeł zapewniających odpowiednie moce dyspozycyjne w systemie ciepłowniczym) lub kompleksowej modernizacji połączonej ze zmianą rodzaju stosowanego paliwa. Niewielka planowana produkcja ciepła (i odpowiednio energii elektrycznej) w odniesieniu do potencjału wytwórczego tych jednostek i ich niskiej sprawności, a jednocześnie konieczności poniesienia znacznych nakładów (remonty lub modernizacje) w celu umożliwienia ich prawidłowego funkcjonowania (dla bezpieczeństwa systemu ciepłowniczego) powoduje, że średnie ceny z wytwarzania ciepła w tych jednostkach wynikające z przedłożonych taryf są o kilkadziesiąt procent wyższe od cen referencyjnych. Pomimo tego, że jednostki te pokrywają tylko część ciepła dostarczanego do systemów ciepłowniczych to jednak wzrost cen w tych jednostkach może spowodować zwiększenie opłat odbiorców w sytuacji stabilnych cen paliw i uprawnień do emisji dwutlenku węgla,

- 3) systemowego wypracowania kierunków procedowania taryf dla ciepła przy przejściu z metody uproszczonej (§ 13 rozporządzenia) na metodę kosztową (§ 14 rozporządzenia) kalkulacji cen i stawek opłat dla jednostek kogeneracji, ze szczególnym uwzględnieniem zasad weryfikacji planowanych kosztów, które z uwagi na specyfikę metody uproszczonej nie były badane pod kątem uzasadnionego poziomu. Przykładem są jednorazowe odpisy aktualizujące wartość środków trwałych oraz wpływ ich odwrócenia na planowane koszty amortyzacji oraz ustalenie wartości WRA,
- 4) zastosowania pomp ciepła i kotłów elektrodowych w systemie ciepłowniczym na bazie dotychczasowej praktyki taryfowej,
- 5) braku kontynuowania uwzględniania w taryfach dla ciepła planowanych kosztów finansowych związanych z kredytowaniem zakupu paliwa, czy uprawnień do emisji dwutlenku węgla.

Należy zaznaczyć, że spotkania Zespołu to również unikalne forum komunikacji wewnętrznej: wymiany doświadczeń oraz wiedzy z zakresu aktualnej sytuacji ciepłowniczej w całej Polsce oraz w poszczególnych przedsiębiorstwach ciepłowniczych. W 2024 r. Zespół ds. Ciepłownictwa odwiedził w ramach wizyty studyjnej m.in. Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „Geotermia Podhalańska” S.A., które należy do koncesjonariuszy wyznaczających pożądane kierunki szeroko pojętej transformacji energetycznej. Eksploatowane przez tego koncesjonariusza źródło geotermalne, zlokalizowane w Bańskiej Niżnej, od 2019 r. (ówczesna moc zainstalowana to 38,8 MW) znacząco zwiększyło moc zainstalowaną do 94,8 MW. Co ciekawe, w 2023 r. 99,01 proc. zapotrzebowania na ciepło zostało pokryte produkcją z układu geotermalnego. Realizowane przez koncesjonariusza inwestycje, związane z eksploatowanym systemem geotermalnym, dofinansowane są z różnych źródeł zewnętrznych. Dodatkowo koncesjonariusz współtworzy wraz z Gminą Szaflary Klaster Energii Serce Podhala. Spotkanie Zespołu na Podhalu, oprócz omówienia wspólnych kwestii merytorycznych, zmierzających do ujednolicenia działania w ramach Urzędu, niewątpliwie pozwoliło na lepsze poznanie wykorzystania w ciepłownictwie ciepła wód geotermalnych, zaliczanego do kategorii energii odnawialnej. Inwestycje w źródła geotermalne mają szansę odegrać dużą rolę w procesie transformacji polskiego ciepłownictwa.

7. NOWE KOMPETENCJE PREZESA URE

W 2024 r. były prowadzone postępowania administracyjne wynikające z nowych obowiązków Prezesa URE⁴⁴¹ wprowadzonych od 1 października 2023 r., polegających na uzgadnianiu planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją ciepła w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na ciepło, o których mowa w art. 16 ustawy – Prawo energetyczne, w części przewidującej, że system ciepłowniczy przedsiębiorstwa energetycznego będzie spełniał w terminie do 31 grudnia 2025 r. warunki dotyczące efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego określone w art. 7b ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne.

Przez efektywny energetycznie system ciepłowniczy lub chłodniczy⁴⁴² według modelu przyjętego w Polsce rozumie się system ciepłowniczy lub chłodniczy, w którym do wytwarzania ciepła lub chłodu wykorzystuje się co najmniej w:

- 1) 50 proc. energię z odnawialnych źródeł energii lub
- 2) 50 proc. ciepło odpadowe, lub
- 3) 75 proc. ciepło pochodzące z kogeneracji, lub
- 4) 50 proc. połączenie energii i ciepła, o których mowa w pkt 1-3.

Wszystkie wnioski przedsiębiorstw energetycznych w tym ww. zakresie zostały przedłożone w 2024 r. – 80 wniosków złożonych przez przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła, w tym również wnioski złożyły przedsiębiorstwa, które eksploatują systemy ciepłownicze efektywne energetycznie. W 2024 r. zakończono 20 postępowań (w jednym przypadku decyzją odmówiono uzgodnienia planu rozwoju).

Wśród technologii wytwarzania ciepła, które mają zapewnić przedsiębiorstwom energetycznym zajmującym się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła osiągnięcie przez eksploatowane systemy ciepłownicze statusu systemów efektywnych energetycznie, dominują jednostki kogeneracji opalane gazem ziemnym (silniki gazowe i bloki gazowo-parowe), a jednym z tańszych rozwiązań uzupełniających strukturę jednostek wytwórczych, które pozwalają osiągnąć taki status przez systemy ciepłownicze jest instalacja kotłów wodnych opalanych biomasą lub przystosowanie kotłów opalanych miałem węgla kamiennego do współspalania biomasy.

Ponadto przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące przesyłaniem i dystrybucją ciepła w danej sieci ciepłowniczej miały po raz pierwszy do 29 lutego 2024 r. (w kolejnych latach corocznie do 31 marca każdego roku) obowiązek przedłożenia Prezesowi URE i Ministrowi Klimatu i Środowiska sprawozdań z działań mających na celu osiągnięcie efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego, za poprzedni rok kalendarzowy⁴⁴³. Ze sprawozdań w tym zakresie złożonych przez 351 przedsiębiorstw za 2023 r. wynika, że eksploatują one 727 systemów ciepłowniczych, w tym 21 proc. to systemy efektywne energetycznie. W 2023 r. 18 proc. systemów ciepłowniczych było zasilanych z OZE (jednostki wytwórcze opalane biomasą, w tym jednostki kogeneracji, ale także jednostki wytwórcze, w których węgiel kamienny jest współpalany z biomasą, kolektory słoneczne, instalacja termicznego przekształcania odpadów komunalnych, źródła geotermalne, w tym pompy ciepła); 7 proc. systemów było zasilanych ciepłem odpadowym, a ciepło z kogeneracji było dostarczane do 33 proc. systemów ciepłowniczych. Sprawozdania z działań mających na celu osiągnięcie efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego, za 2024 r., przedsiębiorstwa miały obowiązek przedłożyć do 31 marca 2025 r. i są one aktualnie weryfikowane.

Stosownie do art. 116 ust. 1 ustawy OZE, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się w obszarze danej sieci ciepłowniczej obrotem ciepłem lub chłodem lub wytwarzaniem ciepła lub chłodu i jego sprzedażą odbiorcom końcowym, dokonuje zakupu oferowanego mu:

⁴⁴¹ Zgodnie z art. 36 ustawy z 17 sierpnia 2023 r.

⁴⁴² Zgodnie z art. 7b ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne.

⁴⁴³ W myśl art. 37 ustawy z 17 sierpnia 2023 r.

- 1) ciepła lub chłodu, wytworzonych w przyłączonych do tej sieci instalacjach odnawialnego źródła energii, w tym w instalacjach termicznego przekształcania odpadów, z wyłączeniem instalacji spalania wielopaliwowego stosujących paliwa kopalne,
- 2) ciepła odpadowego w rozumieniu art. 3 pkt 20i ustawy – Prawo energetyczne – w ilości nie większej niż zapotrzebowanie odbiorców końcowych tego przedsiębiorstwa przyłączonych do tej sieci.

Prezes URE przeprowadza kontrolę warunków technicznych zakupu ciepła lub chłodu ze źródeł określonych w art. 116 ust. 1 ustawy OZE⁴⁴⁴. Jest to kolejne nowe zadanie nałożone na Prezesa URE, którego nałożenie nie było powiązane z zapewnieniem regulatorowi odpowiednich możliwości technicznych, finansowych i kadrowych. W 2024 r. zostało opublikowane rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 15 lipca 2024 r. w sprawie obowiązku zakupu ciepła lub chłodu oraz ciepła odpadowego oraz sposobu załatwiania reklamacji w zakresie przyłączania do sieci ciepłowniczej⁴⁴⁵, w którym określono w szczególności:

- 1) warunki techniczne i szczegółowy zakres realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 116 ust. 1 ustawy OZE,
- 2) sposób ustalania rzeczywistej ilości ciepła i chłodu oraz ciepła odpadowego w rozumieniu art. 3 pkt 20i ustawy – Prawo energetyczne, objętych obowiązkiem zakupu,
- 3) sposób prowadzenia przez Prezesa URE kontroli warunków technicznych określonych w pkt 1.

8. OKIEM REGULATORA

W 2024 r. Prezes URE zainicjował działania na rzecz dialogu pomiędzy sektorem elektroenergetycznym a ciepłownictwem, które są prowadzone m.in. w ramach Karty Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki (KET). W ich rezultacie przedstawiciele obu sektorów rozpoczęli rozmowy dotyczące współpracy w kwestii wyzwań związanych z unijną polityką klimatyczną i transformacją ciepłownictwa, w tym rozwoju technologii Power to Heat⁴⁴⁶ oraz magazynowania ciepła, a także dostosowania sieci do nowych potrzeb ciepłownictwa systemowego. Podjęta przez Prezesa URE inicjatywa spowodowana była dostrzeżeniem potencjału w integracji sektora ciepłowniczego i elektroenergetycznego, w tym związanej z elektryfikacją ciepłownictwa, co wpisuje się w regulację prawną zawartą w art. 10d ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którą na operatorach systemów dystrybucyjnych spoczywa obowiązek sporządzenia oceny potencjału magazynowania energii, wykorzystania dostępnych usług elastyczności, które mają poprawić efektywność wykorzystania sieci dystrybucyjnej. Raport ten powinien powstać we współpracy z przedsiębiorstwami ciepłowniczymi, które zajmują się przesyłaniem i wytwarzaniem ciepła, w tym w kogeneracji z energią elektryczną i być przedstawiony Prezesowi URE. Przedstawiciele branży uważają, że ciepłownictwo jest ważnym elementem procesu transformacji energetycznej, a na poziomie unijnym zauważono, że energia elektryczna stanie się wkrótce najważniejszym nośnikiem energii pierwotnej do produkcji ciepła. Magazyny (w tym magazyny ciepła) są natomiast niezbędne, żeby niesterowalne wiatraki i fotowoltaikę zbilansować w układzie posiadanych jednostek kogeneracji.

Oczywiście jest wiele wyzwań, z którymi obydwie branże będą musiały się mierzyć w przypadku chęci wykorzystania energii elektrycznej do produkcji ciepła. System ciepłowniczy przyszłości nie będzie się już opierał na formule 20 MW zainstalowane – 20 MW odebrane. Wynika to z faktu, że będzie to już system, który biorąc pod uwagę optymalizację doboru różnych technologii, będzie

⁴⁴⁴ W myśl art. 116 ust. 2c ustawy OZE.

⁴⁴⁵ Dz. U. z 2024 r. poz. 1084.

⁴⁴⁶ P2H, tj. elektroogrzewnictwo, odnosi się do idei wykorzystania energii elektrycznej na cele ciepłownicze. Praca urządzeń w formule green Power to Heat (gP2H) jest celem zagospodarowania produkcji energii elektrycznej z najtańszych OZE: pompy ciepła, kotły elektrodowe.

generował konieczność budowania np. wieloelementowego stosu energetycznego różnych źródeł ciepła, których łączna moc będzie z natury wyższa niż zapotrzebowanie na rynku. Zadaniem operatora systemu ciepłowniczego będzie operowanie tymi narzędziami tak aby uzyskać maksymalnie optymalny koszt dostawy ciepła dla odbiorców końcowych. PSE S.A. dostrzega te zmiany i w ostrożnych szacunkach dotyczących elektryfikacji ciepłownictwa widzi trzykrotny wzrost zapotrzebowania na energię, niemniej elektryfikację ciepłownictwa postrzega nie tylko jako wyzwanie, ale również jako szansę na zagospodarowanie nadwyżek energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii. Przy czym w dużych skupiskach, gdzie sieć scentralizowana nie sięga, odnotowany zostanie istotny wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną. Natomiast indywidualni odbiorcy będą odchodzić od węgla na rzecz pomp ciepła. Dodatkowo w momencie uruchomienia morskiej energetyki wiatrowej oraz nowych elektrowni wiatrowych na lądzie, systemy ciepłownicze staną się istotnym elementem sezonowego magazynowania energii.

W związku z zachodzącymi zmianami OSD wskazują na potrzebę zwiększania elastyczności sieci, której najlepszym gwarantem jest właśnie magazynowanie energii. Ponadto z uwagi na istotność technologii Power to Heat, ważnym zagadnieniem staje się również fakt możliwości potwierdzenia, że energia wykorzystana do zasilania kotłów elektrodowych jest energia zieloną. Niestety w chwili obecnej przepisy UE mówią wprost, że przetworzenie energii elektrycznej w ciepłą ze sprawnością poniżej 100 proc. nie kwalifikuje tej energii, jako energii odnawialnej, a jedyną furtką jest udowodnienie, że kocioł elektrodowy jest zasilany energią OZE bezpośrednio.

Uczestniczący w dialogu w ramach KET przedstawiciel Ministerstwa Klimatu i Środowiska wskazał, że współpraca sektora ciepłowniczego i elektroenergetycznego jest kwintesencją sektor couplingu⁴⁴⁷, a Ministerstwo jest zainteresowane przyłączaniem kolejnych mocy odnawialnych do systemu oraz wykorzystaniem produkowanej przez nie energii. Ze względu na zróżnicowanie systemów ciepłowniczych kluczowe będą oparte na konkretnych przypadkach rozmowy OSD z działającymi na ich obszarze spółkami ciepłowniczymi, które powinny mieć sprecyzowany pomysł na swoją transformację elektryczną.

W rozmowach wywołany został również temat produkcji chłodu systemowego, jako potencjalnie możliwej do gospodarowania. Jednakże wskazano, że w ciepłownictwie nie ma jeszcze produkcji chłodu na skalę przemysłową, w chwili obecnej tylko jeden podmiot koncesjonowany ma już instalację służącą temu celowi. Zanim sektor będzie świadczył, o ile w ogóle, powszechną sprzedaż chłodu, czekają go wyzwania związane m.in. z przygotowaniem rynku do absorpcji tego produktu oraz koniecznością poniesienia ogromnych nakładów inwestycyjnych, koniecznych do zmiany sytuacji, w tym związanych z koniecznością budowy instalacji dostarczania chłodu i przystosowania budynków do jego odbioru.

Prezes URE dostrzega, że sektor ciepłownictwa stoi przed ogromnym wyzwaniem, związanym ze zmianą jego funkcji w KSE z producenta na odbiorcę energii, w którą powinien również wpisać się sektor elektroenergetyczny, w kontekście jego zapotrzebowania na nowych odbiorców energii. Kluczową rolę w tym procesie odegra planowanie. OSD ponoszą wysokie nakłady finansowe na przyłączanie wytwórców, co ma swoje odzwierciedlenie w taryfach. Należy przeanalizować plany inwestycyjne OSD i przedsiębiorstw ciepłowniczych pod kątem znalezienia miejsc, gdzie można połączyć systemy ciepłownicze i sieci dystrybucyjne bez konieczności ponoszenia wysokich nakładów. Wnioski z oceny opracowanej na podstawie art. 10d ustawy – Prawo energetyczne będą istotne również dla administracji publicznej, m.in. w kontekście konstruowania programów wsparcia transformacji ciepłownictwa, a także opracowywania odpowiednich rozwiązań regulacyjnych dla tego procesu, na przykład Strategii dla Ciepłownictwa.

Polityka klimatyczna Unii Europejskiej stawia niewątpliwie największe wyzwania dla przedsiębiorstw ciepłowniczych w Polsce. Prezes URE rozumie te wyzwania i wspiera przedsiębiorstwa w realizacji przedsięwzięć inwestycyjnych w transformację energetyczną nie tylko poprzez

⁴⁴⁷ Integracja sektorów (sector coupling) – tutaj ciepłownictwa i elektroenergetyki.

zatwierdzanie taryf dla ciepła, w których ceny i stawki opłat zostaną skalkulowane na podstawie przychodów uwzględniających koszty wynikające z przekazywanych do eksploatacji środków trwałych z inwestycji, ale również poprzez wykonywanie zadań wprowadzonych przez nowe regulacje prawne, w tym uzgadnianie planów rozwoju przedsiębiorstw prowadzących koncesjonowaną działalność polegającą na przesyłaniu i dystrybucji ciepła w zakresie uzyskiwania przez poszczególne systemy ciepłownicze statusu systemów efektywnych energetycznie, jak również dyscyplinowanie zarządców i właścicieli budynków wielolokalowych w zakresie wyposażania lokali w urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe, co przyczyni się do bardziej racjonalnego zużycia ciepła.

W związku z nałożeniem na Prezesa URE dodatkowych obowiązków bez zapewnienia możliwości ich realizacji (zarówno brak źródeł finansowania, jak i możliwości technicznych) do Ministerstwa Klimatu i Środowiska oraz do Ministerstwa Przemysłu zostały skierowane postulaty, m.in. w zakresie uchylenia art. 56 ust. 1 pkt 6a oraz w konsekwencji art. 45aa ustawy – Prawo energetyczne. Przepisy te obligują Prezesa URE do wszczęcia postępowania administracyjnego w sprawie wymierzenia kary pieniężnej właścicielowi lub zarządcy budynku wielolokalowego (wskazanych w art. 45a ust. 6), który narusza obowiązek wyposażenia lokali budynku wielolokalowego w przyrządy pomiarowe lub urządzenia umożliwiające rozliczanie kosztów ciepła według zużycia kosztów ogrzewania oraz zużycia ciepłej wody w takich lokalach budynku wielolokalowego lub nie stosuje rozliczania kosztów według zużycia albo odmawia wypełnienia obowiązków informacyjnych, o których mowa w art. 45a ust. 4a (informacje na temat kosztów zakupu paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła do budynku) i art. 45c (informacje o rozliczeniach kosztów zakupu ciepła oraz o zużyciu ciepła wszystkich użytkowników lokali w budynku), lub pobiera opłaty za wypełnienie tych obowiązków informacyjnych.

Powyższy przepis powoduje, że Prezes URE jest zobligowany do wszczęcia postępowania administracyjnego w sprawie wymierzenia kary pieniężnej na skutek każdej skargi indywidualnego lokatora budynku wielolokalowego, co w kontekście innych zadań tego organu, będącego regulatorem rynku paliw i energii, wydaje się być nadmiarowe i nadmiernie obciążające (potencjalnie bardzo duża liczba skarg). Zaproponowano usunięcie tego obowiązku z zadań Prezesa URE (tj. uchylenie art. 56 ust. 1 pkt 6a oraz w konsekwencji art. 45aa ustawy – Prawo energetyczne), bądź alternatywnie wskazano na konieczność wyposażenia organu regulacyjnego w narzędzia pozwalające na identyfikację podmiotów zobowiązanych, poprzez utworzenie bazy takich podmiotów, ponieważ obecnie ich precyzyjna identyfikacja jest niemożliwa.

W takiej sytuacji wskazano również na zasadność, np. uzupełnienia regulacji dotyczących centralnej ewidencji emisyjności budynków, o której mowa w art. 27a ustawy z dnia 21 listopada 2008 r. o wspieraniu termomodernizacji i remontów oraz o centralnej ewidencji emisyjności budynków⁴⁴⁸, do której Prezes URE ma dostęp, o obowiązek przekazania danych właścicieli i zarządców budynków, o których mowa w art. 45a ustawy – Prawo energetyczne, w celu utworzenia takiego centralnego rejestru tych podmiotów. Jednocześnie zauważono, że zasadna wydaje się zmiana czynu podlegającego karze poprzez zwiększenie jego wagi, np. w następujący sposób: „6a) będąc właścicielem lub zarządcą budynku wielolokalowego, o którym mowa w art. 45a ust. 6, uporczywie narusza obowiązek wyposażenia lokali budynku wielolokalowego w przyrządy pomiarowe lub urządzenia umożliwiające rozliczanie kosztów ciepła według zużycia kosztów ogrzewania oraz zużycia ciepłej wody w takich lokalach budynku wielolokalowego lub uporczywie nie stosuje rozliczania kosztów według zużycia albo uporczywie odmawia wypełnienia obowiązków informacyjnych, o których mowa w art. 45a ust. 4a i art. 45c, lub pobiera opłaty za wypełnienie tych obowiązków informacyjnych”. Takie doprecyzowanie pozwalałoby na prowadzenie postępowań w sprawie wymierzenia kary pieniężnej w szczególnie oczywistych sytuacjach, nie wyłączając możliwości badania zgłaszanych indywidualnie naruszeń.

⁴⁴⁸ Dz. U. z 2024 r. poz. 1446 z późn. zm.

Część V.

PALIWA CIEKŁE I BIOPALIWA CIEKŁE

Opis rynku paliw ciekłych i biopaliw

Koncesjonowanie

Rejestr podmiotów przywożących

Monitorowanie rynku

Monitorowanie realizacji NCW

Monitorowanie realizacji NCR

**Kontrola przedsiębiorstw na rynku
paliw ciekłych**

1. NAJWAŻNIEJSZE WYDARZENIA MAJĄCE WPŁYW NA DZIAŁALNOŚĆ REGULATORA W 2024 R.

W roku sprawozdawczym najważniejszym problemem na rynku paliw ciekłych, z punktu widzenia regulatora, były niezależne od URE problemy techniczne systemu teleinformatycznego – Platforma Paliwowa, który został opracowany i uruchomiony przez Rządową Agencję Rezerw Strategicznych. System ten nie spełniał w pełni swojej funkcjonalności, co spowodowało, że wielu przedsiębiorców nie mogło skutecznie złożyć sprawozdań oraz informacji.

Co więcej, ograniczona funkcjonalność nowego systemu poważnie ograniczyła lub wręcz uniemożliwiła realizację w 2024 r. ustawowych obowiązków nałożonych na Prezesa URE, takich jak:

- prowadzenie rejestru przedsiębiorstw posiadających koncesję w zakresie rodzaju i lokalizacji infrastruktury paliw ciekłych⁴⁴⁹ i jego publikacji w BIP URE – nieprawidłowe dane skutkujące brakiem aktualnej informacji, z której korzystają organy kontrolne⁴⁵⁰ oraz koncesjonariusze weryfikując możliwość współpracy ograniczoną wyłącznie do podmiotów posiadających koncesję we właściwym zakresie⁴⁵¹,
- publikację ogłaszanego kwartalnie w BIP URE raportu, zawierającego całkowite wielkości produkcji i przywozu poszczególnych paliw ciekłych na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej⁴⁵²,
- opracowywanie i przekazywanie służbom statystyki publicznej oraz Ministerstwu Klimatu i Środowiska zbiorów szczegółowych danych statystycznych o rynku paliw ciekłych, określonych w programie badań statystycznych statystyki publicznej,
- pełnienie funkcji kontrolnej nad rynkiem paliw ciekłych.

W 2024 r. Prezes URE brał udział w pracach legislacyjnych w zakresie wprowadzenia nowych przepisów prawnych regulujących m.in. działalność na rynku paliw ciekłych.

Dotyczyło to prac nad wdrożeniem dyrektywy RED II w zakresie przepisów dotyczących paliw transportowych w celu zapewnienia rozwoju rynku paliw transportowych w kierunku zwiększenia wykorzystania energii odnawialnej oraz zmniejszenia emisyjności sektora transportu. Równie istotne było stworzenie warunków dla rozwoju technologii biokomponentów zaawansowanych, w tym biometanu, jak również zaliczanie w poczet celu odnawialnej energii elektrycznej wykorzystanej w pojazdach – co jest konieczne do realizacji wysokich celów OZE w transporcie. Wymienione działania będą miały pozytywny wpływ na utrzymanie właściwego poziomu bezpieczeństwa paliwowego państwa przy jednoczesnym zapewnieniu niezbędnego czasu na przeprowadzenie inwestycji, przebudowę infrastruktury logistycznej, dywersyfikację źródeł i sposobów dostaw różnych niskoemisyjnych nośników energii odnawialnych stosowanych w sektorze transportu. W związku z umożliwieniem realizacji NCW za pomocą ciekłych paliw węglowych pochodzących z recyklingu i gazowych paliw węglowych pochodzących z recyklingu, konieczne stało się również wprowadzenie nadzoru nad wytwarzaniem i importem tych paliw oraz nad obrotem tymi paliwami. W ustawie – Prawo energetyczne, pochodzące z recyklingu ciekłe paliwa węglowe i gazowe paliwa węglowe jako paliwo wytwarzane z innych surowców niż z przerobu ropy naftowej, zostały uwzględnione w definicji paliw ciekłych⁴⁵³. Spowodowało to powstanie obowiązku koncesyjnego oraz potrzebę nadzoru przewozu i magazynowania tego nowego rodzaju paliw. Wprowadzenie tych regulacji zwiększa wiedzę organów biorących udział w nadzorze nad rynkiem paliw ciekłych na temat sektora paliw pochodzących z recyklingu, ogranicza możliwości rozwoju szarej strefy w tym obszarze. Zmiana w art. 3 pkt 3b ustawy – Prawo energetyczne polegająca na dodaniu do części wspólnej wyrazów „oraz od surowców użytych do ich wytworzenia”, pozwoli na uznanie za paliwo ciekłe również paliwa wyprodukowanego

⁴⁴⁹ Art. 43b ust. 5 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne.

⁴⁵⁰ Wskazane w art. 23r ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne.

⁴⁵¹ Art. 43a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

⁴⁵² Art. 43d ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne.

⁴⁵³ Art. 3 pkt 3b.

z odpadów. Dzięki temu możliwe stanie się nabycie wewnątrzwspólnotowe oraz import takich paliw, a jednocześnie rozszerzy się obowiązek koncesyjny na dokonywanie tych czynności. Przepisy w powyższym zakresie zostały uchwalone w ustawie z dnia 21 lutego 2025 r. o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw⁴⁵⁴.

Ponadto w 2024 r. trwały również prace nad zmianą przepisów w zakresie ustawy – Prawo energetyczne ujętych w projektowanej ustawie o zmianie ustawy – Prawo lotnicze oraz niektórych innych ustaw. Przepisy te dotyczą poszerzenia uprawnień Prezesa URE o wykonywanie zadań organu właściwego, o którym mowa w art. 11 ust. 1 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2405 z dnia 18 października 2023 r. w sprawie zapewnienia równych warunków działania dla zrównoważonego transportu lotniczego (ReFuelEU Aviation)⁴⁵⁵, w stosunku do dostawców paliwa lotniczego, a także o współpracę z Komisją Europejską i Agencją Unii Europejskiej ds. Bezpieczeństwa Lotniczego w zakresie niezbędnym do wykonywania obowiązków organu właściwego, o którym mowa w art. 11 ust. 1 rozporządzenia 2023/2405, w zakresie dostawców paliwa lotniczego. Rozporządzenie 2023/2405 ustanawia zharmonizowane przepisy dotyczące upowszechniania i dostaw zrównoważonych paliw lotniczych (SAF), a stosuje się je do operatorów statków powietrznych, unijnych portów lotniczych i odpowiednich organów zarządzających tymi unijnymi portami lotniczymi, dostawców paliw lotniczych oraz podmiotów zajmujących się obsługą paliwa. Przepisy w tym zakresie są w dalszym procedowaniu. Warto też wspomnieć, że zgodnie z rozporządzeniem Komisji Europejskiej⁴⁵⁶, dotychczas stosowany kod oleju napędowego CN 2710 19 43 został zmieniony na CN 2710 19 44, zaś hydorafinowany olej roślinny (HVO) został oznaczany kodem CN 2710 19 42.

Zmiana kodów CN w Unii Europejskiej dokonana przez Komisję Europejską wymusiła zmianę przepisów krajowych, czego następstwem jest rozporządzenie Ministra Przemysłu z dnia 24 grudnia 2024 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowego wykazu paliw ciekłych, których wytwarzanie, magazynowanie lub przeładunek, przesyłanie lub dystrybucja, obrót, w tym obrót z zagranicą, wymaga koncesji oraz których przywóz wymaga wpisu do rejestru podmiotów przywożących⁴⁵⁷. Rozporządzenie weszło w życie 1 stycznia 2025 r.

Należy również zauważyć, że od 20 grudnia 2024 r. weszły w życie przepisy zakazujące importu gazu płynnego LPG z Rosji, wynikające z przyjętego dwunastego unijnego pakietu sankcji gospodarczych i indywidualnych w związku z trwającą rosyjską agresją przeciwko Ukrainie. Zgodnie z art. 1 pkt 31 oraz pkt 10 rozporządzenia Rady (UE) 2023/2878 z dnia 18 grudnia 2023 r. zmieniającego rozporządzenie (UE) nr 833/2014 dotyczące środków ograniczających w związku z działaniami Rosji destabilizującymi sytuację na Ukrainie, zakazami wskazanymi w rozporządzeniu (UE) nr 833/2014 objęto m.in. przywóz gazu płynnego LPG o kodach CN: 2711 12, 2711 13, 2711 14, 2711 19. Działania regulatora w tym aspekcie skupiały się na zmianach koncesji, które wynikały ze zmian kierunków dostarczania gazu płynnego LPG do kraju.

⁴⁵⁴ Dz. U. z 2025 r. poz. 303.

⁴⁵⁵ Dz. Urz. UE L 2023/2405 z późn. zm., zwane dalej „rozporządzeniem 2023/2405”.

⁴⁵⁶ Rozporządzenie wykonawcze Komisji (UE) 2024/2522 z dnia 23 września 2024 r. zmieniające załącznik I do rozporządzenia Rady (EWG) nr 2658/87 w sprawie nomenklatury taryfowej i statystycznej oraz w sprawie Wspólnej Taryfy Celnej.

⁴⁵⁷ Dz. U. z 2024 r. poz. 1955.

2. OPIS RYNKU

W roku sprawozdawczym liczba przedsiębiorstw energetycznych posiadających ważne koncesje paliwowe wyniosła 5 292 (dane na 31 grudnia 2024 r.), co w porównaniu do 2023 r. (5 535 firm) oznacza spadek o 4,4 proc.

Produkcja paliw ciekłych w procesie przerobu ropy naftowej w 2024 r., podobnie jak w latach ubiegłych, prowadzona była głównie w rafinerii należącej do Orlen S.A. oraz w rafinerii procesingowej w Gdańsku, należącej do Rafinerii Gdańskiej Sp. z o.o.

Obrót hurtowy paliwami ciekłymi, podobnie jak w latach poprzednich, opierał się na usługach przedsiębiorców, którzy kupowali paliwa wytworzone w kraju lub za granicą i następnie odsprzedawali je kolejnym pośrednikom. Modelem najczęściej występującym na rynku hurtowym jest udział co najmniej dwóch przedsiębiorców (pośredników), zanim paliwo ciekłe trafi do odbiorcy końcowego. Częstym zjawiskiem jest sprzedaż jednej partii paliwa nawet pięciu pośrednikom, zanim ostatecznie trafi ono do klienta końcowego.

Obrót detaliczny benzynami silnikowymi oraz gazem płynnym LPG przeznaczonym do silników z zapłonem iskrowym prowadzony jest, co do zasady, na stacjach paliw ciekłych. Natomiast sprzedaż oleju napędowego do klientów końcowych dokonywana jest przy wykorzystaniu stacji paliw ciekłych, stacji zakładowych oraz poprzez dostawy do kontenerowych stacji paliw ciekłych należących do odbiorców, a także poza stacjami paliw ciekłych.

Na terenie kraju funkcjonowało na koniec grudnia 2024 r. 8 994 powszechnie dostępnych stacji paliw ciekłych, sprzedających co najmniej jeden gatunek paliw ciekłych.

Na stacjach paliw ciekłych powszechnie stosowanymi paliwami ciekłymi są:

- oleje napędowe oznaczone kodami CN: 2710 19 43 (od 1 stycznia 2025 r. – 2710 19 44), 2710 20 11,
- benzyny silnikowe oznaczone kodami CN: 2710 12 45, 2710 12 49,
- gaz płynny LPG oznaczony kodami CN: 2711 12, 2711 13, 2711 19 00.

Od kilku lat liczba działających na rynku stacji paliw ciekłych corocznie ulega obniżeniu – na przestrzeni lat 2018–2024 liczba ta zmalała o ok. 5 proc. W zdecydowanej większości dotyczy to stacji, które oferowały do sprzedaży jedynie gaz płynny LPG.

Biorąc pod uwagę liczbę eksploatowanych stacji paliw, niezmiennie dominuje Orlen S.A. Drugim operatorem, pod względem liczby użytkowanych stacji paliw, jest obecnie BP Europa SE Spółka europejska Oddział w Polsce, zaś trzecie miejsce przypadło Shell Polska Sp. z o.o. Na kolejnych miejscach uplasowały się: MOL Polska Sp. z o.o. oraz CIRCLE K POLSKA Sp. z o.o.

Usługi logistyczne na rynku paliw ciekłych świadczone są w oparciu o infrastrukturę magazynowania, przeładunku i przesyłania paliw ciekłych oraz przy wykorzystaniu środków transportu paliw ciekłych: cystern drogowych, cystern kolejowych, cystern kontenerowych oraz statków.

Jakość paliw. W 2024 r. do URE wpłynęło łącznie 18 informacji przekazanych przez Prezesa UOKiK, dotyczących podmiotów, u których – w wyniku przeprowadzonych kontroli – stwierdzono wykonywanie działalności z naruszeniem obowiązujących przepisów, polegających na wprowadzaniu do obrotu paliw ciekłych o jakości niezgodnej z obowiązującymi normami. Liczba przekazanych informacji o ujawnionych przypadkach jakości paliw ciekłych niezgodnej z obowiązującymi w tym zakresie normami, była nieco niższa niż w 2023 r. – wówczas Prezes URE otrzymał informacje o 22 przypadkach wykonywania działalności z naruszeniem przepisów prawa, dotyczących możliwości wprowadzania do obrotu paliw ciekłych o niewłaściwej jakości.

3. REGULOWANIE DZIAŁALNOŚCI PRZEDSIĘBIORSTW PALIWOWYCH

3.1. KONCESJONOWANIE⁴⁵⁸

W 2024 r. przedsiębiorcy działający na rynku paliw ciekłych składali do URE wnioski wynikające ze zmian w prowadzonej przez nich działalności. Rozpoczęty został ponadto kolejny proces dotyczący wniosków o przedłużenie ważności dotychczas wydanych koncesji paliwowych, których okres obowiązywania upływa w 2025 r. W okresie sprawozdawczym do organu koncesyjnego wpłynęło łącznie 1 450 wniosków, tj. o 6,5 proc. więcej niż w 2023 r., gdzie wpłynęło ich 1 361.

Koncesjonowanie działalności w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji paliw ciekłych, magazynowania lub przeładunku paliw ciekłych czy obrotu paliwami ciekłymi z zagranicą dotyczyło w przeważającym zakresie zmian wydanych już koncesji, ale również przedłużenia terminu ich obowiązywania bądź udzielenia nowych koncesji⁴⁵⁹. W tym zakresie w 2024 r. udzielono 12 nowych koncesji, dokonano 69 zmian (19 przedłużeń ważności koncesji i 50 zmian dotyczących przedmiotu i zakresu działalności). Cofnięto 1 koncesję na obrót paliwami ciekłymi z zagranicą oraz stwierdzono wygaśnięcie 1 koncesji na obrót paliwami ciekłymi z zagranicą.

Natomiast koncesjonowanie działalności gospodarczej polegającej na obrocie paliwami ciekłymi na terenie kraju w 2024 r. obejmowało przede wszystkim dokonanie zmian już wydanych koncesji. Udzielano również nowych koncesji przedsiębiorcom, którzy złożyli wniosek o przedłużenie posiadanej koncesji po terminie wskazanym w art. 39 ustawy – Prawo energetyczne albo rozpoczynali wykonywanie działalności w tym zakresie. Większość postępowań w sprawie udzielenia koncesji na obrót paliwami ciekłymi zakończyła się ich udzieleniem. Odmowa następowała najczęściej w sytuacji, gdy przedsiębiorca nie spełniał warunków określonych przepisami prawa (w szczególności nie posiadał możliwości technicznych bądź finansowych) lub został wcześniej skazany za przestępstwo mające związek z prowadzoną działalnością gospodarczą. Umorzenie postępowania następowało, gdy przedsiębiorca w jego trakcie rezygnował z zamiaru wykonywania działalności koncesjonowanej, natomiast wniosek przedsiębiorcy pozostawiany był bez rozpoznania, gdy wnioskodawca nie uzupełnił brakującej dokumentacji poświadczającej, że spełnia on warunki określone przepisami prawa, wymagane do wykonywania działalności koncesjonowanej w terminie wskazanym w art. 35 ust. 2a ustawy – Prawo energetyczne.

Prezes URE w 2024 r. udzielił 259 koncesji na obrót paliwami ciekłymi, co jest wielkością wyższą w porównaniu do 2023 r. o 52 proc. (wówczas udzielono 170 tego rodzaju koncesji). Nie oznacza to jednak, że na rynek paliw ciekłych weszła tak liczna grupa nowych podmiotów. Jak już wspomniano, zdecydowana większość nowo udzielonych koncesji stanowi kontynuację koncesji, których przedłużenie – z uwagi na upływ terminu na wystąpienie z takim wnioskiem – nie było możliwe w trybie ich zmiany, lecz wymagało udzielenia nowej koncesji podmiotowi, który na rynku paliw ciekłych funkcjonował już w latach wcześniejszych.

5 413

koncesji ważnych na koniec 2024 r.

271

udzielonych koncesji

844

zmiany koncesji

231

cofnięć i wygaśnień koncesji

17

odmów udzielenia koncesji

⁴⁵⁸ <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/jak-uzyskac-koncesje/paliwa-ciekle>

⁴⁵⁹ Aktualne treści koncesji oraz informacje o decyzjach w ich sprawach, publikowane są w BIP URE, <https://rejstry.ure.gov.pl/>.

Dokonano również 775 zmian obowiązujących koncesji na obrót paliwami ciekłymi, co oznacza znaczący spadek w odniesieniu do zmian dokonanych w 2023 r. (wówczas wydano 1 056 decyzji o zmianie koncesji).

W 2024 r. Prezes URE wydał łącznie 231 rozstrzygnięć w zakresie cofnięcia wszystkich koncesji paliwowych. Najczęstszą przyczyną cofnięcia koncesji na obrót paliwami ciekłymi (196 cofnięć) były wnioski przedsiębiorców w związku z trwałym zaprzestaniem prowadzenia działalności koncesjonowanej oraz (44 cofnięcia) niespełniania warunków posiadania koncesji, tj. technicznych i finansowych.

Rozstrzygnięcia w zakresie stwierdzenia wygaśnięcia ww. koncesji dotyczyły m.in.: wykreślenia danego przedsiębiorcy z właściwego rejestru lub ewidencji – koncesja udzielona przedsiębiorstwu energetycznemu, stosownie do zapisów ustawy – Prawo energetyczne (art. 42), wygasa przed upływem czasu, na jaki została wydana, m.in. z dniem wykreślenia danego przedsiębiorcy z właściwego rejestru lub ewidencji. O fakcie wykreślenia przedsiębiorcy z właściwego rejestru lub ewidencji Prezes URE dowiaduje się z reguły wykorzystując dostęp do Centralnej Ewidencji i Informacji o Działalności Gospodarczej, Krajowego Rejestru Sądowego oraz od innych organów, ponieważ przedsiębiorcy po zaprzestaniu działalności zazwyczaj nie są zainteresowani formalnym powiadomieniem organu koncesyjnego. Kierowana do nich w takich przypadkach korespondencja najczęściej pozostaje bez odpowiedzi. W przypadku stwierdzenia, że przedsiębiorca został wykreślony z właściwego rejestru lub ewidencji, wydawana jest decyzja deklaratoryjna o wygaśnięciu koncesji z dniem wykreślenia z rejestru. W 2024 r. Prezes URE stwierdził wygaśnięcie 21 decyzji koncesyjnych w zakresie paliw ciekłych z uwagi na zaistnienie tego rodzaju okoliczności.

Ponadto w okresie sprawozdawczym w 213 przypadkach upłynął termin obowiązywania dotychczasowych koncesji na obrót paliwami ciekłymi. W części przypadków udzielane są nowe koncesje z terminem obowiązywania począwszy od dnia następnego po dacie upływu ważności dotychczas obowiązujących koncesji. W szczególności tego rodzaju sytuacje odnoszą się do przypadku przedsiębiorców, którzy nie złożyli wniosków o przedłużenie ważności koncesji w terminie, określonym w art. 39 ustawy – Prawo energetyczne. W 2024 r. tego rodzaju okoliczności dotyczyły 128 przedsiębiorstw posiadających koncesję w zakresie paliw ciekłych. W pozostałych przypadkach koncesjonariusze nie występowali już o ponowne udzielenie koncesji, co miało miejsce w odniesieniu do 84 przedsiębiorców, których koncesje w zakresie paliw ciekłych wygasły z upływem terminu, na jaki zostały wydane.

Na koniec roku było ważnych 5 413 koncesji dotyczących działalności gospodarczej w zakresie paliw ciekłych, które posiadały 5 292 podmioty. Szczegółowe dane dotyczące koncesjonowania paliw ciekłych zawarte są w Aneksie (tab. A5).

3.2. REJESTR PODMIOTÓW PRZYWOŻĄCYCH

Ustawodawca w latach 2016–2017 wprowadził nowy rodzaj działalności regulowanej polegającej na obrocie paliwami ciekłymi z zagranicą oraz wyznaczył Prezesa URE jako organ prowadzący tzw. rejestr podmiotów przywożących (RPP).

Podmiotem przywożącym⁴⁶⁰ jest: osoba fizyczna, osoba prawna, jednostka organizacyjna nieposiadająca osobowości prawnej, które samodzielnie lub za pośrednictwem innego podmiotu dokonują przywozu paliw ciekłych (sprowadzenia na terytorium RP paliw ciekłych w ramach nabycia wewnątrzwspólnotowego lub importu), z wyłączeniem przywozu paliw ciekłych:

- w ramach wykonywania działalności polegającej na obrocie paliwami ciekłymi z zagranicą wymagającej uzyskania koncesji, lub
- przeznaczonych do użycia podczas transportu i przywożonych w standardowych zbiornikach, o których mowa w art. 33 ust. 1 ustawy z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym⁴⁶¹.

⁴⁶⁰ Zgodnie z definicją zawartą w art. 2 pkt 12c ustawy – Prawo energetyczne.

⁴⁶¹ Dz. U. z 2025 r. poz. 126.

Tym samym, zgodnie z przyjętą interpretacją, podmiotem przywożącym jest każdy:

- podmiot posiadający wpis do RPP i dokonujący przywozu paliw ciekłych,
- podmiot posiadający wpis do RPP i nie dokonujący przywozu paliw ciekłych,
- podmiot nie posiadający wpisu do RPP i dokonujący przywozu paliw ciekłych.

Przywóz paliw ciekłych, to sprowadzenie na terytorium Polski paliw ciekłych w ramach nabycia wewnątrzwspólnotowego lub importu⁴⁶². Natomiast nabycie wewnątrzwspólnotowe paliw ciekłych należy rozumieć jako przemieszczenie paliw ciekłych z terytorium innego państwa członkowskiego Unii Europejskiej na terytorium Polski, w rozumieniu przepisów o podatku akcyzowym⁴⁶³. Import paliw ciekłych oznacza zaś import paliw ciekłych w rozumieniu przepisów o podatku akcyzowym⁴⁶⁴.

Przez paliwa ciekłe rozumieć należy⁴⁶⁵ ciekłe nośniki energii, w tym zawierające dodatki: półprodukty rafineryjne, gaz płynny LPG, benzyny ciężkie, benzyny silnikowe, benzyny lotnicze, paliwa typu benzynowego do silników odrzutowych, paliwa typu nafty do silników odrzutowych, inne rodzaje nafty, oleje napędowe, w tym lekkie oleje opałowe, ciężkie oleje opałowe, benzyny lakowe i przemysłowe, biopaliwa ciekłe, smary – określone w załączniku A rozdział 3 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 1099/2008 z dnia 22 października 2008 r. w sprawie statystyki energii⁴⁶⁶, niezależnie od przeznaczenia, których szczegółowy wykaz ustanawiają przepisy wydane na podstawie art. 32 ust. 6 tej ustawy.

Przywóz paliw ciekłych na podstawie wpisu do rejestru podmiotów przywożących, co do zasady, uniemożliwia ich dalszą odsprzedaż. Ustawodawca przewidział jednak cały szereg wyjątków od tej zasady. Mianowicie na podstawie posiadanego wpisu do rejestru podmiotów przywożących możliwy jest przywóz i dalsza odsprzedaż: smarów; innych rodzajów naft; benzyn lakowych i przemysłowych; następujących paliw ciekłych pod warunkiem, że nie są przywożone na cele opałowe, napędowe, żeglugowe: półproduktów rafineryjnych o kodzie CN 2707 50 00, gazu płynnego LPG o kodzie CN 2901 10 00, benzyn silnikowych o kodzie CN 2207 20 00 z wyłączeniem alkoholu etylowego skażonego i pozostałych wyrobów alkoholowych skażonych, benzyn silnikowych o kodzie CN 3824 99 92 w zakresie alkoholu etylowego w mieszankach benzyny z ponad 10 proc. zawartością alkoholu etylowego, biopaliw ciekłych oraz gazu płynnego LPG o kodach CN 2711 12, 2711 13, 2711 14 00, 2711 19 00, 2901 10 00 bez względu na przeznaczenie pod warunkiem, że roczna wartość obrotu nie przekroczy równowartości 10 000 euro.

Podmiot przywożący może dokonywać przywozu paliw ciekłych po wpisaniu do rejestru podmiotów przywożących⁴⁶⁷. Natomiast, kto dokonuje przywozu paliw ciekłych bez wymaganego wpisu do rejestru podmiotów przywożących, podlega grzywnie do 2 500 000 zł⁴⁶⁸. Ponadto przywóz paliw ciekłych bez wpisu do rejestru podmiotów przywożących jest również wykroczeniem stypizowanym w art. 60¹ Kodeksu wykroczeń. Wpis do rejestru jest zatem niezbędnym warunkiem dokonywania przywozu paliw ciekłych. Istotnym jest, że Prezes URE dokonuje wpisu na wniosek przedsiębiorcy, po złożeniu przez niego oświadczenia o spełnieniu warunków wymaganych prawem do wykonywania tej działalności. Wpis taki ma postać czynności materialno-technicznej o charakterze deklaratywnym, gdyż nie stanowi przejawu woli organu prowadzącego rejestr w zakresie dopuszczenia wnioskodawcy do wykonywania określonej działalności regulowanej, a stanowi jedynie potwierdzenie dokonania przez przedsiębiorcę obowiązku zgłoszenia do odpowiedniego rejestru.

Obowiązek uzyskania wpisu w RPP nie został skierowany do przedsiębiorstw działających tylko w branży paliwowej, ale do wszystkich podmiotów. Tym samym, duża część wpisanych do przedmiotowego rejestru prowadzi działalność gospodarczą w obszarze niezwiązanym *stricto* z paliwami

⁴⁶² Zgodnie z art. 3 pkt 12b ustawy – Prawo energetyczne.

⁴⁶³ Art. 3 pkt 12f ustawy – Prawo energetyczne.

⁴⁶⁴ Zgodnie z art. 12h ustawy – Prawo energetyczne.

⁴⁶⁵ Zgodnie z art. 3 pkt 3b ustawy – Prawo energetyczne.

⁴⁶⁶ Dz. Urz. UE L 304/1 z późn. zm.

⁴⁶⁷ Stosownie do art. 32c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

⁴⁶⁸ Zgodnie z art. 57g ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne.

ciekłymi. Na 498 wpisanych podmiotów (na 31 grudnia 2024 r.) aż 194 wskazało, że nie zamierza prowadzić działalności polegającej na sprzedaży przywożonych paliw, natomiast 269 wskazało ich inne wykorzystanie, m.in. do:

- produkcji: propellantów aerozolowych, materiałów wybuchowych, środków smarnych i natłuszczających, kosmetyków, podpałki do grilla, olejków do lamp, chemii przemysłowej i gospodarczej, asfaltów tworzyw sztucznych, żywic, produktów biobójczych, produktów medycznych, repelentów, chemii technicznej w postaci aerozolu i innych aplikacji, farb i lakierów,
- prac badawczo-rozwojowych (instytuty),
- napraw pojazdów (stacje obsługi), oraz
- jako czynnik do urządzeń chłodniczych.

Status podmiotu przywożącego jest osobnym, samodzielny bytem prawnym istniejącym niezależnie od koncesji. Prowadzenie działalności gospodarczej, jako podmiot przywożący, jest bardziej zliberalizowane niż prowadzenie działalności gospodarczej określonej stosowną koncesją, jednak należy mieć na względzie, że taka działalność prowadzona jest w obszarze ściśle regulowanym.

W 2024 r. do RPP zostało wpisanych 68 przedsiębiorców, natomiast wykreślono z tego rejestru 37 podmiotów (zarówno na wniosek zainteresowanych, jak i z urzędu), dokonano 78 zmian wpisów, 5 podmiotom odmówiono wpisu do rejestru, a w 22 przypadkach umorzono postępowania (Aneks, tab. A11).

Warto w tym miejscu wspomnieć, że w 2024 r. aż 430 przedsiębiorców w sprawozdaniu, o którym mowa w art. 43d ustawy – Prawo energetyczne, wykazało przywóz smarów z zagranicy, z czego 17 proc. stanowią przedsiębiorcy, którzy w skali całego roku przywieźli mniej niż 1 tonę (łącznie wolumen 30,35 ton), 11 proc. od 1 do 5 ton (łącznie wolumen 136,28 ton), 7 proc. od 5 do 10 ton (łącznie wolumen 214,62 ton), a 8 proc. od 10 do 20 ton (476,04 ton). Ponadto, aż 42 proc. przedsiębiorców posiadających wpis deklaruje przywóz paliw ciekłych z przeznaczeniem innym niż sprzedaż. Sumarycznie przywóz tych przedsiębiorców przestaje być już wielkością marginalną. Nawet biorąc pod uwagę ilości sprowadzonych przez przedsiębiorców paliw ciekłych, należy stwierdzić, że wypełniają one przesłanki określone w rozporządzeniu Ministra Aktywów Państwowych, a co za tym idzie – przywóz takich paliw z zagranicy wymaga wpisu do rejestru podmiotów przywożących oraz wypełniania obowiązku sprawozdawczego z art. 43d ustawy – Prawo energetyczne.

4. MONITOROWANIE RYNKU PALIW CIEKŁYCH I BIOPALIW CIEKŁYCH

W roku sprawozdawczym przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą na rynku paliw ciekłych zobowiązane były do wykonywania obowiązków sprawozdawczych i informacyjnych, o których mowa w:

- art. 43d ust. 1 oraz 4ba ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne,
- art. 43e ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne,
- art. 4ba ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Realizacja tych obowiązków następowała w formie dokumentu elektronicznego, opatrzonego kwalifikowanym podpisem elektronicznym, podpisem zaufanym lub podpisem osobistym za pośrednictwem portalu Platforma Paliwowa⁴⁶⁹.

Prezes Rządowej Agencji Rezerw Strategicznych określa sposób korzystania z portalu Platforma Paliwowa w regulaminie oraz zapewnia dostęp Prezesa URE, ministra właściwego do spraw finansów

⁴⁶⁹ O którym mowa w art. 43f ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

publicznych i ministra właściwego do spraw gospodarki surowcami energetycznymi do danych zgromadzonych w portalu Platforma Paliwowa i umożliwia tworzenie przez nich zestawień tych danych⁴⁷⁰.

Przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie paliw ciekłych lub na obrót paliwami ciekłymi z zagranicą, a także podmiot przywożący, stosownie do swojej działalności, przekazuje Prezesowi URE za pośrednictwem Platformy Paliwowej miesięczne sprawozdanie o rodzajach oraz ilości wytworzonych, przywiezionych i wywiezionych paliw ciekłych, a także ich przeznaczeniu – w terminie 20 dni od dnia zakończenia miesiąca, którego dotyczy sprawozdanie⁴⁷¹.

Powyższy obowiązek sprawozdawczy (wynikający z art. 43d ustawy – Prawo energetyczne), jest szczególnie istotny w kontekście ciążącego na Prezesie URE obowiązku wynikającego z art. 43d ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne, sporządzania i publikacji w BIP URE zbiorczego raportu zawierającego całkowite wielkości produkcji i przywozu poszczególnych paliw ciekłych na terytorium RP w terminie 45 dni od dnia zakończenia kwartału. W 2024 r. 573 podmioty, na podstawie posiadanej koncesji czy też wpisu do rejestru podmiotów przywożących, zobowiązane były do realizacji obowiązku sprawozdawczego. Z uwagi na fakt, że nie jest to nowy obowiązek, można zauważyć, że sprawozdania nie są już obarczone tak dużą liczbą błędów jak chociażby w poprzednim roku. Tym niemniej wystosowano 68 wezwań o wyjaśnienia lub korektę sprawozdań. Najczęściej dotyczyły one nieprawidłowych jednostek, w jakich zostały wykazane wolumeny paliw lub podejrzenia faktycznego pochodzenia paliwa – zakupione w kraju nie przywiezione z zagranicy. Jednocześnie należy podkreślić, że w celu weryfikacji deklarowanych przez przedsiębiorców danych, niezwykle przydatne są informacje przekazywane przez Ministerstwo Finansów, pozyskiwane z systemu monitorowania drogowego i kolejowego przewozu towarów oraz obrotu paliwami opałowymi (SENT). W 2024 r. złożonych zostało 25 327 sprawozdań. Jednocześnie w wyniku nieterminowej realizacji obowiązku, Prezes URE prowadził 208 postępowań administracyjnych w sprawie wymierzenia kary pieniężnej i na 147 wydanych decyzji, 76 zakończyło się nałożeniem kary pieniężnej na łączną kwotę 4 580 000,00 zł. Powyższe oznacza, że aż 458 przedsiębiorców znacznie przekroczyło ustawowy termin na przekazanie przedmiotowego sprawozdania. W przypadkach, gdy okres naruszenia był krótki, a tym samym utrudnił ale nie uniemożliwił Prezesowi URE realizacji jego ustawowych obowiązków, a podmiot zaprzestał naruszenia prawa i przekazał sprawozdanie bez wcześniejszego wezwania, regulator odstępował od wymierzenia kary pieniężnej.

Na podstawie sprawozdań, Prezes URE ogłasza kwartalnie w Biuletynie URE całkowite wielkości produkcji i przywozu poszczególnych paliw ciekłych na terytorium RP, stosując nazwy oraz klasyfikację Nomenklatury Scalonej (kody CN) w terminie 45 dni od dnia zakończenia kwartału⁴⁷².

Szczegółowe dane dotyczące produkcji i przywozu paliw ciekłych znajdują się w Aneksie (tab. A48-A49).

Przedsiębiorstwa energetyczne świadczące usługi magazynowania, przeładunku, przesyłania, dystrybucji paliw ciekłych, są zobowiązane do przekazywania Prezesowi URE za pośrednictwem Platformy Paliwowej miesięcznych sprawozdań zawierających informację o podmiotach zlecających usługi, o których mowa powyżej, w terminie 20 dni od dnia zakończenia miesiąca, którego dotyczy sprawozdanie⁴⁷³. Ponadto przedsiębiorstwa te prowadzą wykaz przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem, obrotem, w tym obrotem z zagranicą paliwami ciekłymi, podmiotów przywożących i odbiorców końcowych paliw ciekłych, którym świadczyli w ciągu ostatnich 12 miesięcy odpowiednio usługi magazynowania, przeładunku, przesyłania lub dystrybucji. Wykaz ustalany jest na ostatni dzień każdego miesiąca kalendarzowego w terminie do 7 dni od ostatniego dnia miesiąca⁴⁷⁴.

Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność polegającą na wytwarzaniu paliw ciekłych, magazynowaniu lub przeładunku paliw ciekłych, przesyłaniu lub dystrybucji paliw ciekłych, obrocie

⁴⁷⁰ Na podstawie art. 43f ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne.

⁴⁷¹ Art. 43d ustawy – Prawo energetyczne.

⁴⁷² Art. 43d ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne.

⁴⁷³ Art. 4ba ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne.

⁴⁷⁴ Art. 4ba ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

paliwami ciekłymi, w tym obrocie nimi z zagranicą, a także podmiot przywożący, przekazują do Prezesa URE za pośrednictwem Platformy Paliwowej informacje o rodzajach i lokalizacji infrastruktury paliw ciekłych wykorzystywanej do prowadzonej działalności w terminie 7 dni od dnia rozpoczęcia eksploatacji infrastruktury lub trwałego zaprzestania eksploatacji tej infrastruktury⁴⁷⁵.

Prezes URE ma ustawowy obowiązek publikacji (BIP URE) wykazu zawierającego informacje o rodzajach i lokalizacji infrastruktury paliw ciekłych⁴⁷⁶, który zawiera dane o eksploatowanych: instalacjach wytwarzania, magazynowania oraz przeladunku paliw ciekłych, stacjach paliw ciekłych, kontenerowych stacjach paliw ciekłych, środkach transportu paliw ciekłych, a także rurociągach. Wykaz nie obejmuje zbiorników przydomowych oraz butli z gazem propan-butan, ujawnieniu podlega natomiast korzystanie ze środków transportu osób trzecich⁴⁷⁷.

Sankcja przewidziana za naruszenie obowiązku sprawozdawczego, o którym mowa w art. 43d ustawy – Prawo energetyczne, jest tożsama dla koncesjonariusza, jak i podmiotu przywożącego. Po 30 czerwca 2023 r., dane dotyczące infrastruktury paliw ciekłych wykorzystywanej do prowadzonej działalności, pobierane są bezpośrednio i automatycznie z portalu Platforma Paliwowa. Z uwagi na problemy techniczne, czy też brak niektórych funkcjonalności portalu, w podanych danych mogą pojawiać się błędy. URE nie ma technicznych możliwości jakiegokolwiek ingerencji w publikowane dane. Konsekwencją powyższego, ok. opublikowanych 560 stacji stanowi infrastruktura wyłączona z eksploatacji lub zdublowana (zgłoszona powtórnie przez nowego właściciela). Ponadto, system w sposób losowy konwertuje dane z formularza, konsekwencją czego wszystkie stacje opublikowane w rejestrach URE, zgłoszone przez Orlen S.A., przypisane są do niewłaściwej lokalizacji.

Należy też nadmienić, że przedsiębiorstwa energetyczne powinny w terminie 7 dni od dnia rozpoczęcia lub zakończenia eksploatacji danej infrastruktury paliw ciekłych zgłosić Prezesowi URE za pośrednictwem Platformy Paliwowej stosowną informację⁴⁷⁸. Analiza składanych informacji wykazała, że te terminy nie są dochowywane. Ponadto informacje zawierają nieprawdziwe dane. W konsekwencji powyższego Prezes URE, zobligowany przepisem art. 56 ust. 1 pkt 48 ustawy – Prawo energetyczne, prowadzi postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej, która zgodnie z art. 56 ust. 2h pkt 8 wynosi 10 000 zł oddzielnie dla każdego rodzaju i lokalizacji infrastruktury paliw ciekłych. W roku objętym niniejszym Sprawozdaniem, regulator wszczął 21 takich postępowań, natomiast wydał 10 decyzji, w których wymierzył kary pieniężne na łączną kwotę 150 000,00 zł.

5. MONITOROWANIE REALIZACJI NARODOWEGO CELU WSKAŹNIKOWEGO

Redukcja emisji gazów cieplarnianych stanowi jeden z głównych celów polityki klimatyczno-energetycznej Unii Europejskiej. Wzrost wykorzystania odnawialnych źródeł energii pełni szczególną rolę w osiągnięciu tego celu. Wzrostowi temu niewątpliwie sprzyja stosowanie biokomponentów w paliwach transportowych, z czym powiązany jest obowiązek wykonania Narodowego Celu Wskaźnikowego (NCW) na podstawie ustawy o biopaliwach. Obowiązek ten polega na zapewnieniu, określonego na dany rok, minimalnego udziału innych paliw odnawialnych i biokomponentów zawartych w paliwach ciekłych lub biopaliwach ciekłych stosowanych we wszystkich rodzajach transportu w ogólnej ilości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych zużywanych w ciągu roku kalendarzowego w transporcie drogowym i kolejowym. Wykonanie NCW w danym roku spoczywa na uczestnikach rynku paliw transportowych, dokonujących ich wytwarzania, importu lub nabycia wewnątrzwspólnotowego,

⁴⁷⁵ Art. 43e ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

⁴⁷⁶ Stosownie do dyspozycji art. 43b ust. 5 pkt 3 w zw. z ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

⁴⁷⁷ Wykaz dostępny pod adresem: <https://rejestrzy.ure.gov.pl>

⁴⁷⁸ Art. 43e ustawy – Prawo energetyczne.

określanych mianem „podmiotów realizujących Narodowy Cel Wskaźnikowy”. Obowiązek realizacji NCW, monitorowany i egzekwowany przez Prezesa URE, jest zabezpieczony możliwością stosowania sankcji finansowych w postaci kar pieniężnych⁴⁷⁹.

Wielkość obowiązkowego minimalnego udziału biokomponentów i innych paliw odnawialnych, czyli NCW, określana jest w drodze rozporządzenia przez Radę Ministrów co cztery lata na kolejne osiem lat. Stanowi o tym art. 24 ustawy o biopaliwach. Jednakże NCW na 2024 r., w wysokości 9,1 proc., został określony w drodze przepisu ustawowego – w art. 9 ustawy z dnia 19 lipca 2019 r. o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw⁴⁸⁰. Wysokość ta wzrosła o 0,2 punktu procentowego w stosunku do obowiązującej w 2023 r.

Podobnie jak w latach wcześniejszych, również w 2024 r. biokomponenty wykorzystane do realizacji NCW musiały spełniać kryteria zrównoważonego rozwoju, określone w ustawie o biopaliwach. Należą do nich: kryterium ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, kryterium ochrony terenów o wysokiej wartości bioróżnorodności, kryterium ochrony terenów zasobnych w duże ilości pierwiastka węgla oraz kryterium ochrony torfowisk.

Zmianie nie uległo również uprawnienie dla podmiotów realizujących NCW do skorzystania z obniżki NCW poprzez zastosowanie współczynnika redukcyjnego w przypadku udokumentowania wykorzystania nie mniej niż 70 proc. biokomponentów wytworzonych przez wytwórców⁴⁸¹, prowadzących działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania biokomponentów, z surowców rolniczych lub biomasy o określonym pochodzeniu. Współczynnik redukcyjny na 2024 r. wynosił 0,85.

W 2024 r. podmioty realizujące NCW dysponowały także innymi możliwościami obniżenia nakładów związanych z wykonaniem obowiązku:

- możliwością podwójnego zaliczenia do realizacji NCW biokomponentów wytworzonych z surowców o charakterze niespożywczym lub odpadowym, których katalog określa załącznik nr 1 do ustawy o biopaliwach. Udział tego rodzaju biokomponentów nie mógł jednak przekroczyć 1,5 proc. W 2023 r. ich dopuszczalny udział wynosił 0,5 proc., wzrósł on zatem trzykrotnie,
- możliwością realizacji części NCW przez uiszczenie opłaty zastępczej, pod warunkiem zrealizowania NCW w 85 proc. w tradycyjny sposób. Opłatę zastępczą za 2024 r., stanowiącą iloczyn opłaty jednostkowej (0,014 zł/MJ) oraz zmiennych określających wartość energetyczną paliw, wymaganą wysokość NCW oraz osiągniętą w tradycyjny sposób realizację NCW, należało uiścić w terminie do 60 dni po zakończeniu roku kalendarzowego na rachunek bankowy NFOŚiGW.

Ponadto podmiot realizujący NCW w 2024 r. miał możliwość:

- wykorzystania biowęglowodorów ciekłych, w tym hydrowęglowodorów olejów roślinnych (HVO). W 2023 r. udział tego rodzaju biokomponentów w realizacji NCW nie mógł przekroczyć 0,9 proc. W 2024 r. udział ten nie podlegał już ograniczeniu,
- wykorzystania biokomponentów zawartych w paliwach powstałych w wyniku współuwodornienia.

Oprócz obowiązku realizacji NCW, uczestnicy rynku paliw ciekłych byli w 2024 r. zobowiązani do wykonywania tzw. „blendingu” na podstawie art. 23b ustawy o biopaliwach, tj. zapewnienia minimalnego udziału biokomponentów zawartych w paliwach ciekłych stosowanych we wszystkich rodzajach transportu, wykorzystanych do realizacji NCW. Udział ten miał wynieść co najmniej:

- 5,2 proc. w oleju napędowym (bez zmian w stosunku do 2023 r.),
- 5,3 proc. w benzynie silnikowej o liczbie oktanowej 95 oraz 3,2 proc. w benzynie silnikowej o liczbie oktanowej 98; w 2023 r. wymagany udział wynosił 3,2 proc. niezależnie od liczby oktanowej; określenie tego udziału w podziale na benzyny 95 i 98 oktanowe nastąpiło z dniem 1 stycznia 2024 r. w związku ze zmianami w art. 23b ustawy o biopaliwach, wprowadzonymi ustawą z dnia 13 lipca

⁴⁷⁹ Art. 33 ust. 1 pkt 5 ustawy o biopaliwach.

⁴⁸⁰ Dz. U. z 2019 r. poz. 1527.

⁴⁸¹ W rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 18 ustawy o biopaliwach.

2023 r. o ułatwieniach w przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie biogazowni rolniczych, a także ich funkcjonowaniu⁴⁸².

Z realizacją NCW oraz blendingu powiązane były obowiązki informacyjne i sprawozdawcze:

- informowanie o dokonaniu w danym roku kalendarzowym po raz pierwszy czynności powodujących powstanie obowiązku realizacji NCW, w terminie 14 dni od dnia jej dokonania⁴⁸³,
- sprawozdawczość kwartalna, przekazywana w terminie do 30 dni po zakończeniu kwartału oraz sprawozdawczość roczna, przekazywana w terminie do 60 dni po zakończeniu roku, zawierające informacje o biokomponentach, paliwach ciekłych i biopaliwach ciekłych podlegających obowiązkowi realizacji NCW lub wykorzystanych do jego realizacji⁴⁸⁴.

Przekazanie, w trybie art. 22a ust. 1 ustawy o biopaliwach, stosownej informacji, stanowiło podstawę dla Prezesa URE do zamieszczenia danego podmiotu w „Wykazie podmiotów, które są zobowiązane do realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego” w danym roku. Wykaz ten był na bieżąco aktualizowany i publikowany w BIP URE⁴⁸⁵. Na koniec 2024 r. w wykazie tym figurowało 18 podmiotów.

Sprawozdawczość kwartalna i roczna na podstawie ustawy o biopaliwach, stanowiły z kolei podstawę do sporządzenia „Zbiorczego raportu rocznego dotyczącego rynku paliw ciekłych, biopaliw ciekłych i innych paliw odnawialnych” za 2024 r., przekazanego ministrom właściwym do spraw: finansów publicznych, klimatu, rynków rolnych i środowiska oraz Dyrektorowi Generalnemu Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa. Zbiór podstawowych danych zebranych w tym raporcie przedstawia poniższa tabela.

Tabela 52. Podstawowe informacje o rynku paliw ciekłych, biopaliw ciekłych i innych paliw odnawialnych, w kontekście realizacji NCW za 2024 r.

Ilości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych stosowanych w transporcie stanowiących podstawę realizacji NCW w 2024 r.	
benzyny silnikowe	5 726 354 ton
olej napędowy	18 294 173 ton
ester metylowy stanowiący samoistne paliwo (B100)	322 106 ton
biowęglowodory ciekłe stanowiące samoistne paliwo (HVO100)	729 ton
Ilości biokomponentów wykorzystanych do realizacji NCW w 2024 r.	
bioetanol	507 914 ton
ester metylowy	1 462 968 ton
biowęglowodory ciekłe	18 421 ton
biometanol	0,8 ton
pozostałe biokomponenty	0
Realizacja NCW w 2024 r. ⁴⁸⁶	
	6,83 proc.
Liczba podmiotów realizujących NCW, które złożyły sprawozdania roczne za 2024 r.	
ogółem	18
skorzystały z redukcji NCW	9
uiściły opłatę zastępczą	15

Źródło: URE.

⁴⁸² Dz. U. z 2023 r. poz. 1597.

⁴⁸³ Art. 22a ust. 1 ustawy o biopaliwach.

⁴⁸⁴ Art. 30b ust. 1 i 3 ustawy o biopaliwach.

⁴⁸⁵ Wykaz dostępny pod adresem <https://rejstry.ure.gov.pl/>

⁴⁸⁶ Z uwzględnieniem podwójnego zaliczenia do realizacji NCW biokomponentów wytworzonych z surowców, określonych w załączniku nr 1 do ustawy o biopaliwach oraz bez uwzględnienia tej części NCW, która została zrealizowana poprzez uiszczenie opłaty zastępczej.

Powyższe dane uzyskano na podstawie sprawozdań rocznych dotyczących realizacji NCW za 2024 r. Treści tych sprawozdań, w tym podstawa realizacji NCW i jego wykonanie, podlegają weryfikacji Prezesa URE. Czynności tego rodzaju, w odniesieniu do sprawozdań podmiotów realizujących NCW za lata wcześniejsze, były prowadzone także w 2024 r. W ich efekcie w omawianym okresie ujawniono trzy przypadki naruszenia obowiązku realizacji NCW lub blendingu. Postępowania administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej za te naruszenia w dwóch przypadkach zakończyły się odstąpieniem od jej wymierzenia i przestaniem na pouczeniu, a w jednym przypadku – wymierzeniem tej kary.

6. MONITOROWANIE REALIZACJI NARODOWEGO CELU REDUKCYJNEGO

Z osiągnięciem oczekiwanej redukcji emisji gazów cieplarnianych, pochodzącej z sektora transportu, związana jest także kolejna kompetencja Prezesa URE – monitorowanie oraz egzekwowanie wykonania Narodowego Celu Redukcyjnego (NCR), o którym mowa w ustawie o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw, tj. obowiązku ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w cyklu życia:

- paliw ciekłych,
- biopaliw ciekłych,
- gazu skroplonego (LPG),
- sprężonego gazu ziemnego (CNG),
- skroplonego gazu ziemnego (LNG),
- oleju do silników statków żeglugi śródlądowej,
- wodoru,

stosowanych w transporcie oraz energii elektrycznej stosowanej w pojazdach samochodowych.

W świetle ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw, realizacja tego celu spoczywa na określonych:

- a) uczestnikach rynku ww. paliw, dokonujących wytwarzania, importu lub nabycia wewnątrzwspólnotowego paliw ciekłych, biopaliw ciekłych, LPG, oleju do silników statków żeglugi śródlądowej lub wodoru,
- b) przedsiębiorcach wykonujących działalność gospodarczą w zakresie wprowadzania do obrotu CNG lub LNG na stacji paliwowej lub stacji zakładowej,
- c) przedsiębiorstwach energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną stosowaną w pojazdach samochodowych – realizacja NCR przez te podmioty jest dobrowolna i następuje po poinformowaniu Prezesa URE o przyjęciu obowiązku,
- d) uczestnikach rynku benzyn lotniczych oraz paliw typu benzyny lub nafty do silników odrzutowych stosowanych w statkach w powietrznym ruchu lotniczym, dokonujących wytwarzania, importu lub nabycia wewnątrzwspólnotowego tych paliw – realizacja NCR przez te podmioty również jest dobrowolna i następuje po poinformowaniu Prezesa URE o przyjęciu obowiązku.

Wartość minimalnego ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w cyklu życia ww. paliw i energii elektrycznej, czyli NCR, wynosi 6 proc. Wartość ta obliczana jest w oparciu o wzór opublikowany w rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 4 lipca 2022 r. w sprawie metodyki obliczania emisji gazów cieplarnianych, określenia wskaźników ich emisji oraz wartości opałowej dla poszczególnych paliw i wartości energetycznej energii elektrycznej⁴⁸⁷.

Wykonaniu obowiązku wyraźnie sprzyjało wykorzystywanie biokomponentów w paliwach ciekłych, biopaliw ciekłych, LPG, CNG i LNG, które w swym cyklu życia charakteryzują się niższą jednostkową emisją gazów cieplarnianych aniżeli benzyny silnikowe i oleje napędowe. Do realizacji NCR mogły być

⁴⁸⁷ Dz. U. z 2022 r. poz. 1494.

również wykorzystywane, po spełnieniu szeregu warunków, tzw. projekty UER, tj. redukcje emisji gazów cieplarnianych osiągnięte w kraju lub za granicą przede wszystkim w segmencie wydobywczym gazu ziemnego i ropy naftowej, przy czym redukcje te mogły być przedmiotem obrotu, tj. możliwe było pozyskanie i wykorzystanie redukcji osiągniętych przez inne podmioty, także zagraniczne.

Na podstawie art. 30d ust. 1 ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw, obowiązek realizacji NCR mógł być wykonywany wspólnie przez kilka podmiotów. Jest to możliwość szczególnie atrakcyjna dla podmiotów, których podstawę realizacji NCR stanowią głównie oleje napędowe i benzyny silnikowe.

Realizując NCR w 2024 r. podmioty zobowiązane dysponowały także możliwością realizacji części NCR przez uiszczenie opłaty zastępczej. Warunkiem skorzystania z tej możliwości było faktyczne zrealizowanie NCR w wysokości co najmniej 5 proc. Opłatę zastępczą za 2024 r. należało uiścić na rachunek bankowy NFOŚiGW.

Realizacja celu redukcyjnego przez zobowiązane podmioty powiązana jest z obowiązkiem sprawozdawczym na podstawie art. 30i ust. 1 ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw. Obowiązek ten obejmuje przekazywanie Prezesowi URE sprawozdań rocznych dotyczących emisji gazów cieplarnianych w cyklu życia paliw i energii elektrycznej, sporządzanych na podstawie faktur VAT lub innych dokumentów, w określonym terminie po zakończeniu roku następującego po roku sprawozdawczym. W sprawozdaniach za 2023 r., które wpłynęły do Urzędu w 2024 r., podmioty zobowiązane zadeklarowały osiągnięcie redukcji emisji gazów cieplarnianych netto w porównaniu ze średnią z 2010 r., tj. realizację NCR w wysokości 5,94 proc.

Sprawozdania roczne, złożone przez podmioty realizujące NCR za 2023 r., stanowiły podstawę do sporządzenia przez Prezesa URE w 2024 r. „Zbiorczego raportu rocznego dla Komisji Europejskiej, dotyczącego ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w cyklu życia paliw i energii elektrycznej, za 2023 r.”, stanowiącego wykonanie obowiązku określonego w art. 30g ust. 2 ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw. Raport ten, po przedstawieniu Radzie Ministrów, został przekazany Komisji Europejskiej za pośrednictwem Europejskiej Agencji Środowiska.

Treści sprawozdań, w tym podstawa realizacji NCR i jego wykonanie, podobnie jak w przypadku NCW, podlegają weryfikacji Prezesa URE. Przeprowadzone czynności wyjaśniające doprowadziły w 2024 r. do stwierdzenia czterech przypadków naruszenia obowiązku realizacji NCR.

7. KONTROLA PRZEDSIĘBIORSTW NA RYNKU PALIW CIEKŁYCH

W 2024 r. Prezes URE przeprowadził kontrole przedsiębiorstw na rynku paliw ciekłych, zgodnie z przyjętym planem kontroli⁴⁸⁸. Kontrole te obejmowały sprawdzenie warunków prowadzenia działalności objętej koncesjami, w zakresie, w jakim dotyczą paliw ciekłych, albo wpisem do rejestru podmiotów przywożących oraz warunków udzielonych koncesji w zakresie, w jakim dotyczą paliw ciekłych:

- kontrole przedsiębiorców nieposiadających koncesji w zakresie magazynowania lub przeładunku paliw ciekłych w zakresie sposobu wykorzystania instalacji przeładunku paliw ciekłych, zgłoszonych w ramach informacji o eksploatowanej infrastrukturze technicznej,
- kontrole przedsiębiorców posiadających koncesję w zakresie magazynowania lub przeładunku paliw ciekłych, w przedmiocie zgodności treści przedmiotu i zakresu działalności określonego w udzielonych tym przedsiębiorstwom koncesjach, ze zgłoszoną informacją dotyczącą eksploatowanej infrastruktury technicznej w zakresie zgłoszonych instalacji przeładunku paliw ciekłych,

⁴⁸⁸ Stosownie do art. 23r ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

- kontrola rozlewni gazu płynnego LPG w tym sprzedaż butli,
- kontrola prowadzenia działalności gospodarczej objętej koncesją na zasadach czystego obrotu,
- kontrola przedsiębiorców, którzy w informacji, o której mowa w art. 43e ustawy – Prawo energetyczne zgłosili kontenerowe stacje paliw ciekłych.

Ponadto dokonano czynności sprawdzających i wyjaśniających w zakresie:

- sprzedaży przez przedsiębiorców kartuszy z gazem LPG na internetowych portalach aukcyjnych,
- spełnienia obowiązku publikacji na stronach internetowych przedsiębiorców, wykazu o których mowa w art. 4ba ustawy – Prawo energetyczne,
- spełnienia obowiązku figurowania przez koncesjonariusza jako zarejestrowany podatnik podatku od towaru i usług,
- rozpoczęcia prowadzenia działalności gospodarczej objętej koncesją.

Wykonane czynności kontrolne polegały głównie na weryfikacji dokumentów pozyskanych od wytypowanych do kontroli przedsiębiorców, a w razie konieczności informacji i dokumentów pochodzących od innych podmiotów, instytucji i organów.

W roku sprawozdawczym, zgodnie z dyspozycją art. 57g ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne stanowiącym, że prowadzenie działalności bez wymaganej prawem koncesji podlega grzywnie do 5 000 000 zł albo karze pozbawienia wolności od 6 miesięcy do lat 5, Prezes URE zawiadomił organy ścigania o czterech przypadkach możliwości popełnienia przestępstwa w związku z prawdopodobieństwem prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie: magazynowania lub przeładunku paliw ciekłych bez wymaganej koncesji (1) oraz w związku z obrotem gazem płynnym LPG przekraczającym 10 000 euro (3).

Ponadto z uwagi na fakt, że nadal wiele podmiotów, określających się jako spółki nie *stricte* paliwowe, prowadziło działalność gospodarczą polegającą na przywozie paliw bez wymaganego wpisu do rejestru podmiotów przywożących, co stanowi wykroczenie stypizowane w art. 57g ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne i podlega karze grzywny do 2 500 000 zł, Prezes URE zawiadomił prokuraturę o 23 przypadkach możliwości popełnienia przestępstwa. Prowadzenie działalności, jako podmiot przywożący jest bardziej zliberalizowane, niż prowadzenie działalności gospodarczej określonej stosowną koncesją, jednak należy mieć na względzie, że taka działalność powadzona jest w obszarze ściśle regulowanym. Brak wiedzy o istniejących regulacjach, ani prowadzenie działalności poza rynkiem paliw ciekłych nie jest okolicznością sanującą zachowanie przedsiębiorcy. Tym bardziej, że obowiązek uzyskania wpisu został dodany do porządku prawnego przez ustawodawcę w 2016 r. Podmioty, które dokonują przywozu paliw ciekłych, najczęściej fakt niedokonania wpisu motywują brakiem świadomości, że smary są paliwami ciekłymi (nie służą do napędu) oraz niewielką lub znikomą ilością sprowadzanych paliw. Ponadto powołując się na publikowane w BIP URE raporty wykazują, że ich przywóz stanowi jedynie promil ogółu sprowadzanych do kraju smarów w danym kwartale.

Zgodnie z art. 304 § 2 Kpk, instytucje państwowe i samorządowe, które w związku ze swą działalnością dowiedziały się o popełnieniu przestępstwa ściganego z urzędu, są obowiązane niezwłocznie zawiadomić o tym prokuratora lub Policję oraz przedsięwziąć niezbędne czynności do czasu przybycia organu powołanego do ścigania przestępstw lub do czasu wydania przez ten organ stosownego zarządzenia, aby nie dopuścić do zatarcia śladów i dowodów przestępstwa (tzw. prawny obowiązek zawiadomienia o przestępstwie). Oznacza to, że stosowne zawiadomienie o podejrzeniu popełnienia przestępstwa składa każdorazowo organ, który dokonał jego wykrycia w ramach wykonywanych przez siebie kompetencji. Jest to przestępstwo formalne, czyli dla jego popełnienia, nie jest wymagane wywołanie przez sprawcę jakichkolwiek zmian w gospodarce, takich jak wystąpienie szkody majątkowej po stronie przedsiębiorstw energetycznych, społeczeństwa czy Skarbu Państwa, jak również nie jest konieczne wystąpienie korzyści majątkowej po stronie sprawcy czynu zabronionego.

Jednocześnie uwzględniając charakter regulacji zawartych w ustawie – Prawo energetyczne należy wskazać, że Prezes URE podejmuje działania począwszy od etapu udzielania koncesji, co wiąże się w szczególności z badaniem sytuacji finansowej wnioskodawców, oceną posiadania możliwości technicznych gwarantujących prawidłowe wykonywanie działalności, zapewnieniem zatrudnienia osób

o właściwych kwalifikacjach zawodowych⁴⁸⁹, wyeliminowaniem możliwości wykonywania działalności koncesjonowanej przez wnioskodawców skazanych prawomocnym wyrokiem sądu za przestępstwo lub przestępstwo skarbowe mające związek z prowadzoną działalnością gospodarczą⁴⁹⁰, jak i przy późniejszych zmianach koncesji mając na celu zapewnienie wykonywania działalności koncesjonowanej zgodnie z warunkami udzielonej koncesji i przepisami różnych gałęzi prawa (przykładowo można wskazać tu na przepisy przeciwpożarowe, metrologiczne, ochrony środowiska i Prawa wodnego, bezpieczeństwa i higieny pracy, przepisy szeroko rozumianego Prawa budowlanego, czy regulacje dotyczące zapewnienia właściwej jakości paliw ciekłych). Działania te mają na celu wyegzekwowanie wykonywania działalności koncesjonowanej zgodnie z warunkami koncesji i przepisami prawa, niejednokrotnie konkretyzujące się w postaci kar pieniężnych wymierzanych przez Prezesa URE, bądź też, w razie potrzeby, działania te polegają na wyeliminowaniu z rynku paliw ciekłych przedsiębiorców, którzy dopuścili się rażących nieprawidłowości w trakcie wykonywania działalności (cofnięcie koncesji).

Niezwykle istotna jest także współpraca z innymi organami administracji oraz służbami państwa. Decyzją ustawodawcy, działalność kontrolna Prezesa URE ma być wspierana przez inne organy kontroli tj. Szefa Agencji Bezpieczeństwa Wewnętrznego, Szefa Krajowej Administracji Skarbowej, Prezesa Rządowej Agencji Rezerw Strategicznych, Prezesa Urzędu Dozoru Technicznego, Dyrektora Transportowego Dozoru Technicznego, Inspekcję Handlową, Państwową Inspekcję Pracy, oraz organy: Policji, Prokuratury, Inspekcji Ochrony Środowiska, Państwowej Straży Pożarnej, nadzoru budowlanego, administracji miar i Państwowej Inspekcji Sanitarnej, w zakresie, o którym mowa w art. 23r ust. 3 i ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne. Zakres zadań kontrolnych przypisanych organom kontroli, wymienionym w artykule, o którym mowa powyżej, jest odmienny od kompetencji przyznanych Prezesowi URE, a wymienione tamże organy zostały umocowane do prowadzenia wymienionej działalności kontrolnej w ramach realizacji zadań lub kontroli prowadzonych na zasadach i w trybach określonych we właściwych dla nich przepisach. Do zadań kontrolnych, realizowanych przez inne organy, zalicza się m.in. kontrolę zgłoszenia do Prezesa URE infrastruktury paliw ciekłych⁴⁹¹. W celu wsparcia właściwej realizacji postępowań kontrolnych, Prezes URE publikuje w BIP URE informator kontroli⁴⁹², zawierający opis wymagań i obowiązków wynikających z przepisów, które powinny być sprawdzane w toku kontroli przeprowadzonej na podstawie przepisów odrębnych.

Kontrola realizacji obowiązku zgłoszenia infrastruktury polega na ustaleniu, czy dany przedsiębiorca podlega obowiązkowi zgłoszenia infrastruktury i w oparciu o dane udostępnione przez Prezesa URE (rejestr infrastruktury paliw ciekłych jest jawny i udostępniany w BIP URE, z wyłączeniem danych dotyczących numeru PESEL oraz serii i numeru dokumentu tożsamości) weryfikację, czy zgłoszenie miało miejsce oraz czy było kompletne. W szczególności organ kontroli powinien szczegółowo porównać wszystkie znajdujące się w miejscu prowadzenia kontroli elementy infrastruktury, ze złożoną przez danego przedsiębiorcę informacją. Z uwagi na wskazywane przez kontrolujących braki i niezgodności infrastruktury opublikowanej na stronie internetowej URE ze stanem faktycznym wynikające z problemów technicznych portalu Platforma Paliwowa oraz faktu, że od końca czerwca 2024 r. Rządowa Agencja Rezerw Strategicznych nie podejmuje działań naprawczych, ani też nie jest w stanie wskazać terminu doprowadzenia systemu do stanu pełnej funkcjonalności, aby uzyskać aktualne dane, będące w posiadaniu Prezesa URE w związku z prowadzonymi postępowaniami koncesyjnymi, dotyczące eksploatowanej przez przedsiębiorcę infrastruktury, organy te kontaktowały się z Urzędem drogą mailową lub telefonicznie.

Wymiana informacji między Prezesem URE a innymi organami przebiega dwutorowo: z jednej strony od organów publicznych (instytucji i służb) wpływają do URE zarówno pytania dotyczące funkcjonowania rynku paliw ciekłych, jak i prośby o informacje dotyczące poszczególnych przedsiębiorców posiadających koncesję. Natomiast z drugiej strony, organy administracji i służby

⁴⁸⁹ Art. 33 ust. 1 pkt 2-4 ustawy – Prawo energetyczne.

⁴⁹⁰ Art. 33 ust. 3 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne.

⁴⁹¹ Art. 23r ust. 3 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne.

⁴⁹² Stosownie do art. 23s ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

nadsyłają informacje o ujawnionych w trakcie wykonywania ich czynności kontrolnych nieprawidłowościach w działalności przedsiębiorców posiadających koncesje.

Po otrzymaniu takich informacji Prezes URE dysponuje trojakiemi narzędziami oddziaływania na podmioty koncesjonowane. Może, stosownie do poczynionych ustaleń nałożyć karę pieniężną, cofnąć koncesję, jak również ograniczyć jej zakres. Prezes URE może zmienić (ograniczyć) zakres udzielonej koncesji⁴⁹³ w przypadku, gdy przedsiębiorca rażąco narusza warunki określone w koncesji lub inne warunki wykonywania koncesjonowanej działalności gospodarczej, określone przepisami prawa oraz w wyznaczonym terminie nie usunął stanu faktycznego lub prawnego niezgodnego z warunkami określonymi w koncesji lub z przepisami regulującymi działalność gospodarczą objętą koncesją. Cofnięcie koncesji stanowi niewątpliwie najbardziej dotkliwą sankcję, jaka może spotkać przedsiębiorcę. Natomiast kary pieniężne nakładane są na przedsiębiorców, którzy naruszyli normy prawne określone w art. 56 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne odnoszące się do koncesjonowanej działalności gospodarczej w zakresie paliw ciekłych, w tym w przeważającej liczbie dotyczą one naruszenia obowiązków wynikających z koncesji.

Jednocześnie istotną informacją przy stwierdzeniu, że podmiot prowadzi działalność gospodarczą bez wymaganej prawem koncesji, jest także wskazanie dostawcy paliwa ciekłego, który sprzedawał paliwa przedsiębiorcy nie posiadającemu koncesji. Zgodnie bowiem z obowiązującymi regulacjami, koncesjonariusz nie może zawierać umów kupna – sprzedaży paliw ciekłych z przedsiębiorstwami energetycznymi, które nie posiadają koncesji w przypadkach, gdy koncesja taka jest wymagana przepisami ustawy – Prawo energetyczne. Powzięcie zatem wyżej wymienionej informacji może stanowić podstawę do wszczęcia przez Prezesa URE, wobec tego koncesjonariusza, postępowania w sprawie wymierzenia mu kary pieniężnej.

8. OKIEM REGULATORA

Rynek paliw ciekłych wymaga bieżącej i stałej analizy jego funkcjonowania oraz podejmowania szybkich decyzji regulacyjnych oraz legislacyjnych w sytuacjach zauważenia pojawiających się nieprawidłowości.

Regulator od połowy 2017 r. budował narzędzia oraz kompetencje, aby posiadać jak najbardziej aktualne informacje w zakresie wytwarzania, przywozu, wywozu oraz magazynowania i przeładunku paliw ciekłych, a także infrastruktury wykorzystywanej do prowadzenia działalności gospodarczej w tym sektorze gospodarki. Zadanie to należy uznać za wykonane z sukcesem.

Od 1 lipca 2023 r. wytworzone narzędzia zostały zastąpione nowym narzędziem informatycznym – Platformą Paliwową, systemem zbudowanym przez Rządową Agencję Rezerw Strategicznych.

Powstały portal miał wpisać się w realizację Programu Zintegrowanej Informatyzacji Państwa, poprzez usprawnienie funkcjonowania URE oraz stworzenie warunków, które ułatwiają komunikację pomiędzy przedsiębiorstwami paliwowymi i Urzędem, poprzez umożliwienie porównywania danych przedkładanych przez przedsiębiorstwa paliwowe, zapewnienie dostępu on-line do tych danych dla podmiotów zajmujących się regulacjami dotyczącymi rynku paliwowego oraz organów kontrolnych, a także ograniczenie obciążeń administracyjnych sektora paliwowego, poprzez uproszczenie sposobu realizacji obowiązków sprawozdawczych przez podmioty sektora paliwowego oraz eliminację wielokrotnego wprowadzania powtarzalnych danych. Należy jednoznacznie stwierdzić, że cel ten nie został osiągnięty. System nie spełnia podstawowych wymogów, aby można było uznać, że jest to narzędzie skuteczne.

⁴⁹³ Na podstawie art. 41 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne.

Aktualnie brak podstawowych funkcji Platformy Paliwowej skutkuje: brakiem możliwości pobierania agregowanych przez system zestawień danych ze sprawozdań, o których mowa w art. 4ba ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne, co uniemożliwia ich analizę; brakiem możliwości skorygowania roku oraz miesiąca, za który zostały złożone sprawozdania lub informacje; brakiem cofnięcia do edycji z poziomu URE, błędnie złożonej informacji, o której mowa w art. 43e ustawy – Prawo energetyczne; brakiem wskazania prawidłowego adresu stacji paliw; cyklicznie pojawiającym się problemem z opatrzeniem składanych formularzy podpisem elektronicznym; problemem z wprowadzeniem dużej ilości danych jednocześnie z uwagi na wydajność aplikacji; automatycznym usuwaniem przez system poprzednio zapisanych danych; niemożnością złożenia korekt sprawozdań, o których mowa w art. 4ba ust. 4 i art. 43d ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, z uwagi na brak migracji danych archiwalnych ze sprawozdań. Powyższe wiąże się z większym nakładem prac po stronie URE niż miało to miejsce przed uruchomieniem tego narzędzia. Ponadto organy i służby zobowiązane ustawowo do podejmowania działań kontrolnych w obszarze rynku paliw ciekłych zostały pozbawione aktualnych informacji o funkcjonowaniu tego rynku.

Konieczne jest również podjęcie prac legislacyjnych mających na celu wprowadzenie w życie zapisów projektu o roboczej nazwie „Connect+” oraz szybkie wdrożenie do polskiego systemu prawnego dyrektywy RED III.

Postulaty ujęte w projekcie „Connect+” są nadal aktualne i konieczne jest:

- uszczelnienie rynku gazu płynnego LPG,
- objęcie nadzorem koncesyjnym wrażliwych podatkowo procesów barwienia i znakowania paliw opałowych oraz paliw do celów żeglugowych,
- wprowadzenie nadzoru Prezesa URE nad zakładowymi stacjami paliw ciekłych,
- uzupełnienie kompetencji nadzorczych oraz kontrolnych Prezesa URE w procesie wydawania oraz cofania koncesji paliwowych,
- włączenie do systemu nadzoru nad koncesjami paliwowymi dotyczącymi podaży paliw ciekłych na rynek oraz prowadzenia operacji logistycznych w specyficznych segmentach rynku takich jak lotniska, tereny kolejowe, porty morskie i śródlądowe właściwych regulatorów sektorowych,
- ujednolicenie wymagań w zakresie przywozu paliw ciekłych do Polski w celu uzyskania wpisu do rejestru podmiotów przywożących z analogicznymi wymaganiami związanymi z przywozem paliw ciekłych realizowanymi na potrzeby koncesjonowanego obrotu z zagranicą,
- wprowadzenie mechanizmu wygaszania „nieaktywnych” koncesji paliwowych także o koncesję na obrót paliwami ciekłymi celem utrzymywania na rynku tylko podmiotów rzeczywiście prowadzących działalność gospodarczą.

Natomiast dyrektywa RED III wskazuje m.in. na zwiększenie do 29 proc. udziału OZE w końcowym zużyciu energii w transporcie do 2030 r., wykorzystanie min. 5,5 proc. zaawansowanych biopaliw (niepochodzących z rolnictwa) oraz paliw odnawialnych niemających biologicznego pochodzenia.

Część VI.

REALIZACJA OBOWIĄZKÓW WYNIKAJĄCYCH Z ROZPORZĄDZENIA REMIT

Raportowanie danych do ACER

Rejestracja w krajowym
rejestrze uczestników rynku

– 25.3 %

653.25

+ 00.25

x

653.

+255

Publikowanie informacji wewnętrznych

PPATS

Postępowania wyjaśniające

Współpraca z ACER i innymi
organami regulacyjnymi

OBOWIĄZKI WYNIKAJĄCE Z ROZPORZĄDZENIA REMIT

W 2024 r. Prezes URE realizował m.in. następujące zadania wynikające z przepisów rozporządzenia REMIT oraz ustawy – Prawo energetyczne w obszarze REMIT:

- prowadzenie krajowego rejestru uczestników hurtowego rynku energii,
- monitorowanie działalności handlowej uczestników hurtowego rynku energii, której przedmiotem są produkty energetyczne sprzedawane w obrocie hurtowym,
- prowadzenie postępowań wyjaśniających w sprawach manipulacji na rynku lub próby manipulacji na rynku oraz niezgodnego z prawem wykorzystywania informacji wewnętrznej w zakresie produktów energetycznych sprzedawanych w obrocie hurtowym, które nie są instrumentami finansowymi, w tym we współpracy z osobami zawodowo zajmującymi się pośrednictwem w zawieraniu transakcji na hurtowym rynku energii,
- monitorowanie wypełniania przez osoby zawodowo zajmujące się pośrednictwem w zawieraniu transakcji ich zadań w zakresie tworzenia i utrzymywania skutecznych mechanizmów służących identyfikacji przypadków manipulacji na rynku lub próby manipulacji na rynku oraz niezgodnego z prawem wykorzystywania informacji wewnętrznej w zakresie produktów energetycznych sprzedawanych w obrocie hurtowym,
- monitorowanie wypełniania przez uczestników rynku obowiązków wynikających w rozporządzenia REMIT, w szczególności w zakresie rejestracji w krajowym rejestrze uczestników rynku oraz przekazania ACER danych na temat transakcji zawieranych na hurtowym rynku energii oraz prowadzenie postępowań administracyjnych w sprawie nałożenia kar pieniężnych związanych z naruszeniem tych obowiązków,
- współpraca z innymi organami regulacyjnymi oraz ACER w zakresie dotyczącym realizacji obowiązków wynikających z rozporządzenia REMIT.

Do podstawowych obowiązków uczestników hurtowego rynku energii należy:

- rejestracja i bieżąca aktualizacja danych w krajowym rejestrze uczestników rynku,
- raportowanie do ACER danych na temat transakcji zawieranych na hurtowych rynkach energii, w tym składanych zleceń,
- publikowanie informacji wewnętrznych za pośrednictwem platform informacji wewnętrznych (IIP – Inside Information Platform),
- zakaz dokonywania manipulacji na rynku lub próby manipulacji na rynku,
- zakaz niezgodnego z prawem wykorzystywania informacji wewnętrznych, w tym prowadzenie handlu w oparciu o informację wewnętrzną,
- powiadamianie ACER i krajowego organu regulacyjnego o prowadzeniu przez uczestnika rynku handlu algorytmicznego,
- powiadamianie ACER i krajowego organu regulacyjnego o zapewnieniu bezpośredniego dostępu elektronicznego do zorganizowanej platformy obrotu.

7 maja 2024 r. weszła w życie szeroka nowelizacja rozporządzenia REMIT (tzw. REMIT II)⁴⁹⁴, która m.in.:

- rozszerzyła zakres zastosowania rozporządzenia REMIT także o obrót produktami energetycznymi sprzedawanymi w obrocie hurtowym, które są instrumentami finansowymi,
- zwiększyła kompetencje ACER,
- zwiększyła obowiązki krajowych organów regulacyjnych w zakresie nadzoru nad hurtowym rynkiem energii,

⁴⁹⁴ 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.

- ujednoliciła we wszystkich krajach członkowskich UE podejście do sankcji i środków administracyjnych przewidzianych za naruszenia rozporządzenia REMIT,
 - dostosowała definicje zawarte w rozporządzeniu REMIT do definicji obowiązujących w regulacjach dotyczących rynku finansowego, jak np. MiFID II⁴⁹⁵ / MiFIR⁴⁹⁶ i MAR⁴⁹⁷, w tym rozszerzyła definicję informacji wewnętrznej o etapy pośrednie rozciągniętego w czasie procesu oraz rozszerzyła definicję manipulacji na rynku o wszelkie zachowania związane z produktami energetycznymi sprzedawanymi w obrocie hurtowym, m.in. które generują lub mogłyby generować fałszywe lub wprowadzające w błąd sygnały dotyczące ich podaży, popytu lub ceny,
 - rozszerzyła definicję produktów energetycznych sprzedawanych w obrocie hurtowym,
 - wprowadziła definicję osoby zawodowo pośredniczącej w zawieraniu transakcji lub zawodowo realizującej transakcje (PPAET – Person Professionally Arranging or Executing Transactions),
 - wprowadziła definicję uczestnika rynku LNG,
 - wprowadziła nową definicję zorganizowanej platformy obrotu (OMP – organised marketplace),
- a także wiele innych definicji oraz obowiązków, z których najistotniejsze zostały bardziej szczegółowo przedstawione poniżej.

Ponadto, na mocy art. 83 rozporządzenia 2024/1789, rozporządzenie REMIT – z dniem wejścia w życie odpowiednich przepisów rozporządzenia 2024/1789, tj. 5 lutego 2025 r. – objęło także rynek wodoru.

Nowa definicja produktów energetycznych

Z dniem 7 maja 2024 r. rozporządzenie REMIT II zmieniło definicję produktów energetycznych sprzedawanych w obrocie hurtowym poszerzając ją o:

- kontrakty na dostawę energii elektrycznej, które mogą skutkować dostawą w UE w wyniku jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego,
- instrumenty pochodne dotyczące energii elektrycznej, które mogą skutkować dostawą w UE w wyniku jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego,
- kontrakty dotyczące magazynowania energii elektrycznej lub gazu ziemnego w UE,
- instrumenty pochodne dotyczące magazynowania energii elektrycznej lub gazu ziemnego w UE.

Zgodnie z art. 2 pkt 4 znowelizowanego rozporządzenia REMIT, według stanu od 7 maja 2024 r. do 31 grudnia 2024 r., „produkty energetyczne sprzedawane w obrocie hurtowym” oznaczają następujące umowy i instrumenty pochodne bez względu na miejsce i sposób prowadzonego nimi obrotu:

- a) kontrakty na dostawę energii elektrycznej lub gazu ziemnego, w tym LNG, w przypadku gdy dostawa ma miejsce w Unii, lub kontrakty na dostawę energii elektrycznej, które mogą skutkować dostawą w Unii w wyniku jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego,
- b) instrumenty pochodne dotyczące energii elektrycznej lub gazu ziemnego wytwarzanych, sprzedawanych lub dostarczanych w Unii lub instrumenty pochodne dotyczące energii elektrycznej, które mogą skutkować dostawą w Unii w wyniku jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego,
- c) kontrakty dotyczące przesyłu energii elektrycznej lub gazu ziemnego w Unii,
- d) instrumenty pochodne dotyczące przesyłu energii elektrycznej lub gazu ziemnego w Unii,
- e) kontrakty dotyczące magazynowania energii elektrycznej lub gazu ziemnego w Unii,
- f) instrumenty pochodne dotyczące magazynowania energii elektrycznej lub gazu ziemnego w Unii.

⁴⁹⁵ Dyrektywa PE i Rady 2014/65/UE z 15 maja 2014 r. w sprawie rynków instrumentów finansowych oraz zmieniająca dyrektywę 2002/92/WE i dyrektywę 2011/61/UE; Dz. U. UE L 173/349.

⁴⁹⁶ Rozporządzenie PE i Rady (UE) nr 600/2014 z 15 maja 2014 r. w sprawie rynków instrumentów finansowych oraz zmieniające rozporządzenie (EU) nr 648/2012, Dz. Urz. UE L 173/84.

⁴⁹⁷ Rozporządzenie PE i Rady (UE) nr 596/2014 z 16 kwietnia 2014 r. w sprawie nadużyć na rynku oraz uchylające dyrektywę 2003/6/WE PE i Rady i dyrektywy Komisji 2003/124/WE, 2003/125/WE i 2004/72/WE, Dz. Urz. UE L 173/1.

Kontrakty na dostawę i dystrybucję energii elektrycznej lub gazu ziemnego na potrzeby klientów końcowych nie stanowią produktów energetycznych sprzedawanych w obrocie hurtowym. Jednakże kontrakty dotyczące dostawy i dystrybucji energii elektrycznej lub gazu ziemnego do klientów końcowych o zdolności konsumpcji większej niż próg określony w art. 2 pkt 5 akapit drugi rozporządzenia REMIT (tj. 600 GWh) rocznie są traktowane jako produkty energetyczne sprzedawane w obrocie hurtowym.

Nowe kompetencje Prezesa URE

Rozporządzenie REMIT II 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 oraz ich skuteczności, a także dokonanej przez krajowe organy regulacyjne analizy podejrzanych transakcji oraz ich reakcji na niską jakość zgłaszania i niezgłaszania 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 EUROFISC⁴⁹⁸, a także innymi instytucjami na poziomie krajowym.

Nowe kompetencje ACER

Na mocy rozporządzenia REMIT II, ACER uzyskała nowe, szerokie kompetencje w zakresie prowadzenia dochodzeń w sprawie naruszenia rozporządzenia REMIT, które mają charakter transgraniczny.

Zakres nowych uprawnień dla ACER obejmuje w szczególności:

- prowadzenie dochodzeń w sprawach REMIT o charakterze transgranicznym (obejmujących co najmniej dwa kraje członkowskie UE) we współpracy z krajowymi organami regulacyjnymi,
- przeprowadzanie kontroli w siedzibach i innych obiektach uczestników rynku podejrzanych o naruszenie rozporządzenia REMIT,
- wzywanie podmiotów kontrolowanych do udzielenia informacji,
- nakładanie okresowych kar pieniężnych na podmioty kontrolowane w przypadku braku przekazania żądanych przez ACER informacji,
- przygotowywanie sprawozdania z dochodzeń dla krajowych organów regulacyjnych zawierającego wstępne ustalenia ACER wraz z zebranymi dowodami,
- udzielanie i cofanie zezwoleń platformom informacji wewnętrznych (IIP) i prowadzenia nadzoru nad tymi platformami,

⁴⁹⁸ Sieć służąca sprawnej wymianie, przetwarzaniu i analizie między państwami członkowskimi ukierunkowanych informacji na temat oszustw transgranicznych, a także koordynacji wszelkich działań następczych w zakresie zwalczania oszustw w dziedzinie VAT, ustanowiona na mocy rozdziału X rozporządzenia Rady (UE) nr 904/2010 z dnia 7 października 2010 r. w sprawie współpracy administracyjnej oraz zwalczania oszustw w dziedzinie podatku od wartości dodanej; Dz. U. UE L 268/1 z 12.10.2010 r.

- udzielanie i cofanie zezwoleń dla zarejestrowanych mechanizmów sprawozdawczych (RRM – Registered Reporting Mechanism) oraz prowadzenia nadzoru nad tymi podmiotami,
- stworzenie do 8 maja 2025 r. referencyjnego ośrodka informacji obejmującego informacje o danych dotyczących hurtowego rynku energii w Unii,
- wydawanie i podawanie corocznie do wiadomości publicznej, we współpracy z krajowymi organami regulacyjnymi, sprawozdania zawierające zagregowane informacje w odniesieniu do:
 - rozwiązań, systemów i procedur PPAET i ich skuteczności;
 - 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.

Nowe obowiązki uczestników rynku

Nowelizacja rozporządzenia REMIT, która weszła w życie 7 maja 2024 r., wprowadziła szereg nowych obowiązków dla uczestników rynku, które w szczególności obejmują:

- wprowadzenie obowiązku ujawniania informacji wewnętrznych za pośrednictwem platform informacji wewnętrznych (IIP),
- uszczegółowienie obowiązków informacyjnych uczestników rynku w zakresie przekazywania ACER danych dotyczących rynku LNG,
- rozszerzenie obowiązków uczestników rynku w zakresie przekazywania ACER danych na temat transakcji zawieranych na hurtowych rynkach energii o informacje na temat swoich ekspozycji, w podziale na produkty,
- nałożenie na uczestników rynku mających siedzibę poza UE, którzy zawierają transakcje objęte obowiązkiem zgłaszania do ACER w ramach rozporządzenia REMIT, obowiązku wyznaczenia przedstawiciela w państwie członkowskim, w którym prowadzą działalność oraz rejestracji w krajowym organie regulacyjnym tego państwa członkowskiego,
- wprowadzenie obowiązku powiadomienia ACER i krajowego organu regulacyjnego państwa członkowskiego, w którym uczestnik rynku jest zarejestrowany na podstawie art. 9 ust. 1 rozporządzenia REMIT, o prowadzeniu przez uczestnika rynku handlu algorytmicznego,
- wprowadzenie obowiązku powiadomienia ACER i krajowego organu regulacyjnego państwa członkowskiego, w którym uczestnik rynku jest zarejestrowany na podstawie art. 9 ust. 1 rozporządzenia REMIT, o zapewnieniu bezpośredniego dostępu elektronicznego do zorganizowanej platformy obrotu.

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 – CEREMP⁴⁹⁹), przygotowanego przez ACER.

Na koniec 2024 r. liczba uczestników rynku zarejestrowanych w systemie CEREMP przez wszystkie krajowe organy regulacyjne w całej UE wyniosła łącznie 18 920 uczestników rynku, podczas gdy liczba uczestników rynku zarejestrowanych tylko przez URE wyniosła 1 107 (ok. 5,85 proc. wszystkich zarejestrowanych podmiotów), z których 1 105 uczestników rynku ma siedzibę w Polsce. Wzrost liczby uczestników rynku zarejestrowanych przez URE w 2024 r. w porównaniu z 2023 r. wyniósł ok. 10,92 proc.

⁴⁹⁹ https://www.acer-remit.eu/ceremp/home?nraShortName=20&lang=pl_PL

Zgłaszanie wyznaczonego przedstawiciela przez uczestników rynku mających siedzibę lub miejsce zamieszkania w państwie trzecim

Nowelizacja rozporządzenia REMIT rozszerzyła także dotychczasowy art. 9 ust. 1 rozporządzenia REMIT o dodatkowe obowiązki dla uczestników rynku mających siedzibę lub miejsce zamieszkania w państwie trzecim, zawierających transakcje, które mają być zgłaszane ACER zgodnie z art. 8 ust. 1 rozporządzenia REMIT.

Zgodnie z powyższym przepisem, do 8 listopada 2024 r. uczestnicy rynku mający siedzibę lub miejsce zamieszkania w państwie trzecim, zawierający transakcje, które mają być zgłaszane do ACER zgodnie z art. 8 ust. 1 znowelizowanego rozporządzenia REMIT, powinni:

- na mocy pisemnego upoważnienia wyznaczyć przedstawiciela w państwie członkowskim, w którym prowadzą działalność na hurtowym rynku energii,
- sprawdzić, czy są już zarejestrowani w krajowym rejestrze uczestników rynku do celów REMIT, w krajowym organie regulacyjnym państwa członkowskiego, w którym prowadzą działalność na hurtowym rynku energii, oraz
- jeśli nie są jeszcze zarejestrowani w krajowym organie regulacyjnym państwa członkowskiego, w którym wyznaczono przedstawiciela – zarejestrować się w tym państwie członkowskim lub zmienić kraj rejestracji na państwo członkowskie, w którym wyznaczyli swojego przedstawiciela.

Oznacza to, że rejestracja w krajowym rejestrze uczestników rynku w kraju, w którym uczestnik rynku prowadzi działalność na hurtowym rynku energii i wyznaczenie przedstawiciela muszą mieć miejsce w tym samym państwie członkowskim.

Również do 8 listopada 2024 r., zgodnie z art. 9 ust. 1 lit. d znowelizowanego rozporządzenia REMIT, uczestnicy rynku z krajów trzecich powinni zgłosić nazwę lub imię i nazwisko swojego wyznaczonego przedstawiciela, jego adres e-mail, adres pocztowy i numer telefonu krajowemu organowi regulacyjnemu państwa członkowskiego, w którym ten wyznaczony przedstawiciel ma miejsce zamieszkania lub siedzibę (w przypadku miejsca zamieszkania lub siedziby w Polsce – Prezesowi URE) oraz ACER.

Uczestnicy rynku spoza Unii Europejskiej mogą wypełniać powyższy obowiązek poprzez aktualizację swoich danych rejestracyjnych w Centralnym Europejskim Rejestrze Uczestników Rynku (CEREMP⁵⁰⁰).

W celu pomocy uczestnikom rynku mającym siedzibę lub miejsce zamieszkania w państwie trzecim w realizacji ww. obowiązku w zgodzie ze znowelizowanym rozporządzeniem REMIT, ACER 25 września 2024 r. opublikowała trzeci list otwarty⁵⁰¹ doprecyzowujący stanowisko ACER dotyczące ww. obowiązku, wstępnie przedstawione w pierwszym liście otwartym⁵⁰² ACER z 16 kwietnia 2024 r.

⁵⁰⁰ CEREMP został zmieniony w celu umożliwienia zbierania informacji o nazwie lub imieniu i nazwisku, adresie e-mail, adresie pocztowym, numerze telefonu i pisemnym pełnomocnictwie wyznaczonego przedstawiciela, https://www.acer-remit.eu/ceremp/home?nraShortName=20&lang=pl_PL.

⁵⁰¹ https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/REMIT/Guidance%20on%20REMIT%20Application/Open%20Letters%20on%20REMIT%20Policy/25092024_3rd_Open_Letter_Third_Countries_PPAETs.pdf

⁵⁰² <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/REMIT/Guidance%20on%20REMIT%20Application/Open%20Letters%20on%20REMIT%20Policy/Open-letter-on-REMIT-revision-implications.pdf>

Obowiązki uczestników rynku prowadzących handel algorytmiczny

Powiadamanie o prowadzeniu handlu algorytmicznego

Rozporządzenie REMIT II wprowadziło do rozporządzenia REMIT dodatkowy artykuł 5a, nakładający w ust. 1 i 2 nowe obowiązki na uczestników rynku, którzy prowadzą handel algorytmiczny⁵⁰³.

Zgodnie z powyższymi przepisami uczestnicy rynku prowadzący handel algorytmiczny od 7 maja 2024 r. mają obowiązek powiadamiania ACER i krajowego organu regulacyjnego (w przypadku uczestników rynku zarejestrowanych w CEREMP przez URE – Prezesa URE) o prowadzeniu przez uczestnika rynku handlu algorytmicznego.

Podmioty stosujące handel algorytmiczny mogą wypełniać ww. obowiązek za pośrednictwem narzędzia ACER – CEREMP⁵⁰⁴. Techniczna możliwość dokonywania powiadomień w ww. zakresie jest dostępna w CEREMP od 18 kwietnia 2024 r.

W celu pomocy uczestnikom rynku oraz innym podmiotom działającym na hurtowym rynku energii w realizacji ww. obowiązku w zgodzie ze znowelizowanym rozporządzeniem REMIT, ACER 30 lipca 2024 r. opublikowała drugi list otwarty⁵⁰⁵ doprecyzowujący stanowisko ACER dotyczące ww. obowiązku, wstępnie przedstawione w pierwszym liście otwartym ACER z 16 kwietnia 2024 r.

Posiadanie odpowiedniej dokumentacji dotyczącej prowadzonego handlu algorytmicznego

Uczestnicy rynku prowadzący handel algorytmiczny muszą posiadać m.in.:

- skuteczne systemy i mechanizmy kontroli ryzyka, aby m.in. uniemożliwiały one wysyłanie błędnych zleceń, a także aby nie dopuścić do sytuacji, w której funkcjonowanie systemów mogłoby doprowadzić lub przyczynić się do powstania zaburzeń rynkowych,
- skuteczne rozwiązania w zakresie ciągłości działania, aby sprostać wszelkim awariom swoich systemów transakcyjnych, oraz zapewniać kompleksowe testowanie i właściwe monitorowanie swoich systemów,
- skuteczne systemy i mechanizmy kontroli ryzyka, aby zapewnić zgodność systemów transakcyjnych z rozporządzeniem REMIT oraz z zasadami zorganizowanej platformy obrotu, z którą ww. uczestnicy rynku są połączeni,
- opis charakteru strategii handlu algorytmicznego,
- szczegółowe informacje na temat parametrów lub limitów transakcyjnych.

Powyższa dokumentacja musi być przechowywana przez uczestników rynku przez pięć lat.

⁵⁰³ Zgodnie z art. 2 pkt 18 rozporządzenia REMIT „handel algorytmiczny” oznacza obrót produktami energetycznymi sprzedawanymi w obrocie hurtowym, obejmujący wykonywanie transakcji wysokiej częstotliwości, w którym algorytm komputerowy automatycznie ustala indywidualne parametry zleceń, takie jak warunki uruchomienia zlecenia, moment jego realizacji, cenę lub ilość instrumentów będących przedmiotem zlecenia lub sposób zarządzania zleceniem po jego złożeniu, przy ograniczonym udziale człowieka lub bez udziału człowieka, i nie obejmuje jakichkolwiek systemów wykorzystywanych wyłącznie w celu przekierowywania zleceń do jednej zorganizowanej platformy obrotu lub większej liczby takich platform lub w celu przetwarzania zleceń nieobjętego określania jakichkolwiek parametrów transakcji lub potwierdzania zleceń lub przetwarzania potransakcyjnego zawartych transakcji.

⁵⁰⁴ https://www.acer-remit.eu/ceremp/home?nraShortName=20&lang=pl_PL

⁵⁰⁵ <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/REMIT/Guidance%20on%20REMIT%20Application/Open%20Letters-%20on%20REMIT%20Policy/Open-letter-on-algorithmic-trading.pdf>

Obowiązki uczestników rynku zapewniających bezpośredni dostęp elektroniczny do zorganizowanej platformy obrotu

Powiadamianie o zapewnieniu bezpośredniego dostępu elektronicznego do zorganizowanej platformy obrotu

Rozporządzenie REMIT II wprowadziło do rozporządzenia REMIT w nowym art. 5a ust. 3 nowe obowiązki dla uczestników rynku, którzy zapewniają bezpośredni dostęp elektroniczny do zorganizowanej platformy obrotu⁵⁰⁶.

Zgodnie z powyższym przepisem uczestnicy rynku zapewniający bezpośredni dostęp elektroniczny do zorganizowanej platformy obrotu od 7 maja 2024 r. mają obowiązek powiadamiania o tym ACER i krajowy organ regulacyjny (w przypadku uczestników rynku zarejestrowanych przez URE w CEREMP – Prezesa URE).

Podmioty zapewniające bezpośredni dostęp elektroniczny do zorganizowanej platformy obrotu mogą wypełniać ww. obowiązek za pośrednictwem narzędzia ACER – CEREMP⁵⁰⁷. Techniczna możliwość dokonywania powiadomień jest dostępna w CEREMP od 18 kwietnia 2024 r.

W celu pomocy uczestnikom rynku oraz innym podmiotom działającym na hurtowym rynku energii w realizacji ww. obowiązku w zgodzie ze znowelizowanym rozporządzeniem REMIT, ACER 30 lipca 2024 r. opublikowała drugi list otwarty⁵⁰⁸ doprecyzowujący stanowisko ACER dotyczące ww. obowiązku, wstępnie przedstawione w pierwszym liście otwartym ACER z 16 kwietnia 2024 r.

Posiadanie odpowiedniej dokumentacji dotyczącej bezpośredniego dostępu elektronicznego

Uczestnicy rynku zapewniający bezpośredni dostęp elektroniczny do zorganizowanej platformy obrotu muszą posiadać skuteczne systemy i mechanizmy kontroli ryzyka, aby m.in.:

- uniemożliwiać one wysyłanie błędnych zleceń, a także aby nie dopuścić do sytuacji, w której funkcjonowanie systemów mogłoby doprowadzić lub przyczynić się do powstania zaburzeń rynkowych,
- zapewnić zgodność systemów transakcyjnych z rozporządzeniem REMIT oraz z zasadami zorganizowanej platformy obrotu, z którą ww. uczestnicy rynku są połączeni.

Powyższa dokumentacja musi być przechowywana przez uczestników rynku przez pięć lat.

⁵⁰⁶ Zgodnie z art. 2 pkt 19 rozporządzenia REMIT „bepośredni dostęp elektroniczny” oznacza mechanizm, w ramach którego członek, uczestnik lub klient zorganizowanej platformy obrotu zezwala innej osobie na korzystanie ze swojego kodu transakcyjnego, tak aby osoba ta mogła przekazywać drogą elektroniczną zlecenia transakcji dotyczące produktu energetycznego sprzedawanego w obrocie hurtowym bezpośrednio do zorganizowanej platformy obrotu, obejmujący uzgodnienia polegające na wykorzystywaniu przez daną osobę infrastruktury informatycznej członka, uczestnika lub klienta, lub jakiegokolwiek systemu przyłączeniowego udostępnionego przez członka, uczestnika lub klienta do przekazywania zleceń transakcji (bepośredni dostęp do rynku) i uzgodnienia, w ramach których dana osoba nie korzysta z tej infrastruktury (dostęp sponsorowany).

⁵⁰⁷ https://www.acer-remit.eu/ceremp/home?nraShortName=20&lang=pl_PL

⁵⁰⁸ <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/REMIT/Guidance%20on%20REMIT%20Application/Open%20Letters-%20on%20REMIT%20Policy/Open-letter-on-algorithmic-trading.pdf>

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 zleceniach⁵⁰⁹ odbywa się za pośrednictwem podmiotów, które uzyskały nadany przez ACER status tzw. Registered Reporting Mechanism (RRM)⁵¹⁰. Na koniec 2024 r. w całej UE było 107⁵¹¹ zarejestrowanych podmiotów posiadających status RRM, w tym 3 podmioty, tj.: TGE S.A., OGP Gaz-System S.A. oraz PSE S.A. posiadały swoją siedzibę w Polsce.

W związku z nowelizacją rozporządzenia REMIT z 2024 r. definicji produktów energetycznych sprzedawanych w obrocie hurtowym oraz zakresu obowiązku określonego w art. 8 rozporządzenia REMIT przekazywania ACER danych na temat transakcji zawieranych na hurtowych rynkach energii, w tym składanych zleceń, odpowiedniej nowelizacji będzie podlegało także rozporządzenie wykonawcze 1348/2014⁵¹². W świetle art. 8 ust. 1a rozporządzenia REMIT ww. nowelizacja rozporządzenia wykonawczego ma być przyjęta przez Komisję Europejską do 8 maja 2025 r.

W opublikowanym na stronie internetowej ACER liście otwartym ACER z 16 kwietnia 2024 r. pn. *Open letter on the implications of the revision of Regulation (EU) No 1227/2011 on REMIT data reporting aspects and notification obligations*⁵¹³, ACER wyraziła swoje stanowisko dotyczące terminów przekazywania przez uczestników rynku danych do ACER na podstawie zmienionych przepisów rozporządzenia REMIT, w zależności od rodzaju zawieranych przez uczestników rynku kontraktów.

Ponadto ACER, w związku z nowelizacją rozporządzenia REMIT, dokonała kolejnych zmian w następujących dokumentach, dotyczących również raportowania danych, dostępnych na stronie internetowej ACER w zakładce REMIT PORTAL⁵¹⁴:

- Transaction Reporting User Manual (TRUM) wraz z Aneksami,
- Frequently Asked Questions (FAQs) on REMIT transaction reporting,
- ACER Guidance on reporting LNG market data,
- Frequently Asked Questions (FAQs) on REMIT fundamental data and inside information collection,
- 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.

W dalszym ciągu, na mocy decyzji⁵¹⁵ wydanej przez Komisję Europejską, ACER kontynuowała również, zapoczątkowane od 1 stycznia 2021 r., pobieranie opłat za gromadzenie, przetwarzanie i analizowanie informacji zgłaszanych przez uczestników rynku lub podmioty działające w ich imieniu na podstawie art. 8 rozporządzenia REMIT, w sposób i w wysokości określonych w przedmiotowej

⁵⁰⁹ Przekazywane dane gromadzone są przez ACER przy wykorzystaniu utworzonego w tym celu systemu ARIS (ACER REMIT Information System).

⁵¹⁰ *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).

⁵¹¹ Publikacja ACER pn. „REMIT Quarterly” (Issue No. 39/Q4 2024), https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/REMIT/REMIT%20Reports%20and%20Recommendations/REMIT%20Quarterly/REMITQuarterly_Q4_2024_1.0.pdf

⁵¹² 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).

⁵¹³ <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/REMIT/Guidance%20on%20REMIT%20Application/Open%20Letters-%20on%20REMIT%20Policy/Open-letter-on-REMIT-revision-implications.pdf>

⁵¹⁴ <https://www.acer.europa.eu/remit-documents>

⁵¹⁵ Decyzja Komisji (UE) 2020/2152 z dnia 17 grudnia 2020 r. w sprawie opłat należnych Agencji Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki z tytułu gromadzenia, obsługi, przetwarzania i analizy informacji zgłaszanych na podstawie rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011, wydana na podstawie art. 32 ust. 1 lit. b rozporządzenia 2019/942, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX%3A32020D2152&qid=1608301537898>

decyzji. Powyższe opłaty wnosi corocznie każdy podmiot raportujący dane do ACER, zarejestrowany zgodnie z art. 11 rozporządzenia wykonawczego 1348/2014, jako RRM.

W 2024 r., od 2 października do 27 listopada KE przeprowadziła konsultacje publiczne⁵¹⁶ w sprawie aktualizacji powyższych opłat REMIT uiszczanych na rzecz ACER. Konsultacje publiczne są częścią przygotowań KE do wydania decyzji zmieniającej decyzję 2020/2152. Aktualizacja decyzji jest konieczna ze względu na wejście w życie 7 maja 2024 r. rozporządzenia REMIT II oraz towarzyszącej mu nowelizacji rozporządzenia ustanawiającego agencję ACER⁵¹⁷.

Znowelizowana decyzja KE musi odzwierciedlać zmiany przepisów art. 32 znowelizowanego rozporządzenia o ACER:

- rozszerzające obowiązek wnoszenia opłat na rzecz Agencji na platformy informacji wewnętrznych (IIP),
- rozszerzające zakres uzasadnionych kosztów, które mogą być pokrywane z przychodów z opłat na nowe uprawnienia nadzorcze i dochodzeniowe przyznane ACER na mocy nowelizacji rozporządzenia REMIT.

Na stronie internetowej ACER REMIT PORTAL w zakładce „REMIT Documents – REMIT Fees”⁵¹⁸, ACER zamieszcza dokumenty z informacjami wyjaśniającymi techniczne i operacyjne aspekty opłat, które Agencja pobiera na podstawie przedmiotowej decyzji.

Nowe obowiązki dla zarejestrowanych mechanizmów sprawozdawczych (RRM)

W dodanym rozporządzeniem REMIT II art. 9a ust. 1-6 do rozporządzenia REMIT⁵¹⁹ wprowadzono nowe obowiązki dotyczące zarejestrowanych mechanizmów sprawozdawczych (RRM) i nadzoru ACER nad RRM, z zastrzeżeniem, że do 8 maja 2025 r. Komisja Europejska przyjmie zgodnie z art. 20 akt delegowany uzupełniający rozporządzenie REMIT w powyższym zakresie.

W świetle nowych przepisów rozporządzenia REMIT prowadzenie działalności jako zarejestrowanego mechanizmu sprawozdawczego (RRM) wymaga wcześniejszego uzyskania zezwolenia udzielonego przez ACER po spełnieniu wymogów, m.in. w zakresie:

- posiadania odpowiednich polityk i rozwiązań zapewniających szybkie przekazywanie informacji wymaganych na podstawie art. 8 rozporządzenia REMIT,
- stosowania i utrzymywania skutecznych rozwiązań administracyjnych mających na celu zapobieganie konfliktom interesów w stosunku do swoich klientów,
- posiadania mechanizmów gwarantujących bezpieczeństwo informacji,
- posiadania systemów zapasowych,
- posiadania mechanizmów umożliwiających skuteczną kontrolę sprawozdań dotyczących transakcji pod kątem ich kompletności, wykrywania przeoczeń i oczywistych błędów spowodowanych przez uczestnika rynku, a w przypadku wystąpienia takiego błędu lub przeoczenia – przekazanie uczestnikowi rynku szczegółowych informacji o danym błędzie lub przeoczeniu oraz żądanie przedstawienia poprawionej wersji takich sprawozdań,
- posiadania systemów umożliwiających im wykrywanie spowodowanych przez nie błędów lub przeoczeń oraz umożliwiających im skorygowanie i przekazanie lub, stosownie do przypadku, ponowne przekazanie ACER prawidłowych i kompletnych sprawozdań dotyczących transakcji.

RRM-y poddane są regularnemu przeglądowi zgodności z ww. wymogami dokonywanemu przez ACER poprzez coroczne składanie do ACER sprawozdania ze swojej działalności.

⁵¹⁶ https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/14166-Op%C5%82aty-wnoszone-na-rzecz-Agencji-ds-Wspo%C5%82pracy-Organow-Regulacji-Energetyki-ACER-aktualizacja_pl

⁵¹⁷ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:02019R0942-20240804>

⁵¹⁸ <https://www.acer.europa.eu/remit-documents>

⁵¹⁹ Art. 9a dodany przez art. 1 pkt 13 rozporządzenia nr 2024/1106 z dnia 11 kwietnia 2024 r. zmieniającego rozporządzenie REMIT z dniem 7 maja 2024 r., z tym że w zakresie art. 9a ust. 1-5 wejdzie w życie z dniem daty wejścia w życie aktów delegowanych przyjętych przez Komisję Europejską na podstawie art. 1 pkt 13 rozporządzenia nr 2024/1106.

Jednocześnie ww. zezwolenie może zostać cofnięte przez ACER w drodze decyzji, jeśli RRM:

- nie skorzystał z zezwolenia w ciągu 18 miesięcy od dnia jego udzielenia, jednoznacznie zrzeknie się zezwolenia lub gdy w ciągu poprzednich 18 miesięcy nie świadczył żadnych usług,
- uzyskał zezwolenie, składając fałszywe oświadczenia lub uzyskał je w jakikolwiek inny sposób sprzeczny z prawem,
- przestał spełniać wymogi warunkujące uzyskanie zezwolenia,
- poważnie i systematycznie naruszał rozporządzenie REMIT.

Z kolei RRM-y, które zostały przez ACER zarejestrowane na podstawie rozporządzenia wykonawczego 1348/2014 i umieszczone w prowadzonym przez Agencję wykazie zarejestrowanych mechanizmów sprawozdawczych, mogą kontynuować działalność do czasu podjęcia przez Agencję decyzji w sprawie zezwolenia na podstawie powyższego przepisu.

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)⁵²⁰.

W 2024 r. ACER kontynuowała proces certyfikacji i rejestracji Platform Informacji Wewnętrznych⁵²¹ zgodnie z minimalnymi wymaganiami jakościowymi umożliwiającymi skuteczne ujawnianie informacji wewnętrznych, określonymi w rozdziale 7.2.2 zaktualizowanych w 2019 r. i w 2020 r. oraz w rozdziale 4.2.2 zaktualizowanych w 2021 r. i w 2024 r. Wytycznych ACER⁵²². Agencja w rozdziale 7.2. powyższych wytycznych z 2019 r. i 2020 r. oraz w rozdziale 4.2 wytycznych z 2021 r. i 2024 r. stwierdziła, że w celu uznania za skuteczne ujawnienie informacji wewnętrznych zgodnie z art. 4 ust. 1 rozporządzenia REMIT, informacje wewnętrzne publikowane dotychczas wyłącznie na stronach internetowych uczestników rynku energii lub poprzez media społecznościowe, powinny być podawane do publicznej wiadomości, w szczególności za pośrednictwem spełniających kryteria ACER platform służących do publikacji informacji wewnętrznych (IIP) oraz (pod określonymi warunkami) za pośrednictwem odpowiednich platform transparentności (Transparency Platforms⁵²³).

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. ACER oczekuje, że doprowadzi to do skuteczniejszego ujawniania informacji wewnętrznych zgodnie z wymogami rozporządzenia REMIT, a tym samym przyczyni się do przejrzystości i integralności rynków energii⁵²⁴.

⁵²⁰ Patrz: art. 4 ust. 1 rozporządzenia REMIT.

⁵²¹ Publikacja ACER pn. „REMIT Quarterly” (Issue No. 39 /Q4 2024), informacja pt. „Disclosure of inside information”, https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/REMIT/REMIT%20Reports%20and%20Recommendations/REMIT%20Quarterly/REMITQuarterly_Q4_2024_1.0.pdf

⁵²² 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; <https://www.acer.europa.eu/remi-documents/guidance-remit-application>

⁵²³ Za spełniające kryteria skutecznego publikowania informacji wewnętrznych ACER, pod pewnymi warunkami, określonymi w rozdziale 7.2. zaktualizowanych w 2019 r. i w 2020 r. oraz w rozdziale 4.2 zaktualizowanych w 2021 r. i w 2024 r. Wytycznych ACER, wskazuje również ujawnianie informacji wewnętrznych za pośrednictwem odpowiednich platform transparentności (Transparency Platforms) na podstawie rozporządzenia 2019/943, uchylającego rozporządzenie 714/2009 lub na podstawie rozporządzenia 715/2009.

⁵²⁴ 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

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 PORTAL⁵²⁵, 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)⁵²⁶ 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.

Nowe obowiązki dla Platform Informacji Wewnętrznych (IIP)

W dodanym rozporządzeniem REMIT II art. 4a ust. 1-8 do rozporządzenia REMIT⁵²⁷ wprowadzono nowe obowiązki dla platform informacji wewnętrznych (IIP) oraz przepisy w zakresie nadzoru ACER nad IIP, z zastrzeżeniem, że do 8 maja 2025 r. Komisja Europejska przyjmie zgodnie z art. 20 akt delegowany uzupełniający rozporządzenie REMIT w ww. zakresie.

W świetle ww. przepisów platforma informacji wewnętrznych może rozpocząć działalność dopiero po przeprowadzeniu przez ACER oceny, czy spełnia ona wymogi określone w odpowiednich ww. przepisach i po udzieleniu przez Agencję zezwolenia na prowadzenie przez nią działalności. Do wymogów, które musi spełniać IIP, należy m.in.:

- posiadanie odpowiednich polityk i mechanizmów umożliwiających podawanie do publicznej wiadomości informacji wewnętrznych wymaganych na podstawie art. 4 ust. 1 rozporządzenia REMIT w czasie jak najbardziej zbliżonym do czasu rzeczywistego, w sposób o którym mowa w art. 4a ust. 3 rozporządzenia REMIT,
- stosowanie i utrzymywanie skutecznych rozwiązań administracyjnych mających na celu zapobieganie konfliktom interesów w stosunku do swoich klientów,
- posiadanie należytych mechanizmów bezpieczeństwa służących zagwarantowaniu bezpieczeństwa środków przekazu informacji wewnętrznych oraz zapobieganiu wyciekowi informacji wewnętrznych przed ich publikacją,
- posiadanie systemów zapasowych,
- posiadanie mechanizmów umożliwiających szybką i skuteczną kontrolę sprawozdań dotyczących informacji wewnętrznych pod kątem ich kompletności, wykrywania przeoczeń i oczywistych błędów oraz żądania przedstawienia poprawionej wersji takich sprawozdań.

Powyższe zezwolenie może zostać cofnięte przez ACER w drodze decyzji, jeśli IIP:

- nie skorzystała z zezwolenia w ciągu 12 miesięcy od dnia jego udzielenia, jednoznacznie zrzekła się zezwolenia lub w ciągu poprzednich sześciu miesięcy nie świadczyła żadnych usług,
- uzyskała zezwolenie na podstawie fałszywych oświadczeń lub w inny niezgodny z prawem sposób;
- przestała spełniać wymogi warunkujące uzyskanie zezwolenia określone w art. 4a ust. 3, 4 i 5 rozporządzenia REMIT,
- nie usunęła naruszenia, lub
- poważnie i systematycznie naruszała rozporządzenie REMIT.

⁵²⁵ <https://www.acer-remit.eu/portal/list-inside-platforms#>

⁵²⁶ Giełdowa Platforma Informacyjna (GPI) funkcjonuje od 27 lutego 2014 r. i została utworzona przy współpracy przedstawicieli całego sektora elektroenergetycznego pod patronatem Prezesa URE.

⁵²⁷ Art. 4a dodany przez art. 1 pkt 6 rozporządzenia nr 2024/1106 z dnia 11 kwietnia 2024 r. (Dz. U. UE L 2024.1106) zmieniającego nin. rozporządzenie z dniem 7 maja 2024 r., z tym że w zakresie art. 4a ust. 1-7 wejdzie w życie z dniem daty wejścia w życie aktów delegowanych przyjętych przez Komisję Europejską na podstawie art. 1 pkt 6 rozporządzenia nr 2024/1106.

Platformy informacji wewnętrznych, które zostały przez ACER zarejestrowane na podstawie rozporządzenia wykonawczego 1348/2014 i umieszczone w prowadzonym przez Agencję wykazie platform informacji wewnętrznych, mogą kontynuować działalność do czasu podjęcia przez Agencję decyzji w sprawie zezwolenia na podstawie powyższego artykułu.

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)⁵²⁸:

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

Osoby zawodowo pośredniczące w zawieraniu transakcji (PPAT), w świetle rozporządzenia REMIT, to:

- zorganizowane platformy obrotu (OMPs),
- systemy kojarzenia zleceń,
- dostawcy arkusza zleceń,
- dostawcy bezpośredniego dostępu elektronicznego (DEA),
- inne PPAT.

Z kolei osoby zawodowo realizujące transakcje (PPET), w świetle rozporządzenia REMIT, to podmioty objęte art. 16 rozporządzenia (UE) nr 596/2014, które ponadto realizują transakcje, których przedmiotem są produkty energetyczne sprzedawane w obrocie hurtowym niebędące instrumentami finansowymi (osoby zawodowo zajmujące się zawieraniem transakcji na produktach energetycznych sprzedawanych w obrocie hurtowym).

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

⁵²⁸ 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

naruszeniach art. 3, 4 lub 5 rozporządzenia REMIT, przy czym nowe obowiązki osób zawodowo pośredniczących w zawieraniu transakcji (PPAT), wynikające z art. 15 ust. 1 zaczęły obowiązywać 7 maja 2024 r., a obowiązki osób zawodowo realizujących transakcje (PPET), wynikające z art. 15 ust. 2 zaczęły obowiązywać od 8 listopada 2024 r.

PPAET mają obowiązek powiadamiać ACER i odpowiednie krajowe organy regulacyjne (w Polsce – Prezesa URE) 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.

Według ACER PPAET powinny przedstawić terminowo dobrej jakości raport o podejrzanym transakcjach i zleceniach (ang. STOR – Suspicious Transaction or Order Report) ułatwiający ACER i krajowym organom regulacyjnym (w tym Prezesowi URE) dalszą weryfikację podejrzanego zachowania. Agencja zachęca również PPAET do przesyłania wszelkich istotnych dodatkowych informacji, o których mogą się dowiedzieć po wypełnieniu swoich obowiązków powiadamiania o potencjalnych naruszeniach art. 3, 4 lub 5 rozporządzenia REMIT.

ACER utworzyła na swojej stronie internetowej bezpieczną platformę „Notification Platform” do powiadamiania o naruszeniach m.in. art. 3 lub 5 rozporządzenia REMIT, która umożliwia PPAET wypełnianie obowiązków notyfikacyjnych poprzez bezpośrednie powiadamianie, w sposób ustandaryzowany, jednego lub kilku właściwych krajowych organów regulacyjnych oraz Agencji.

Według ACER, wszelkie kontakty PPAET dotyczące powiadamiania właściwych organów regulacyjnych o podejrzanym zachowaniu za pośrednictwem środków innych niż ACER Notification Platform nie zastępują przesłania raportu STOR za pośrednictwem tej platformy.

W 2024 r. dwóch polskich PPATs 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.

Ustanawianie i utrzymywanie skutecznych rozwiązań, systemów i procedur do wykrywania potencjalnych naruszeń

Osoby zawodowo pośredniczące w zawieraniu transakcji lub zawodowo realizujące transakcje mają obowiązek ustanawiania i utrzymywania skutecznych rozwiązań, systemów i procedur w celu:

- wykrywania potencjalnych naruszeń art. 3, 4 lub 5 rozporządzenia REMIT,
- zagwarantowania, że ich pracownicy prowadzący działania w zakresie nadzoru są chronieni przed wszelkimi konfliktami interesów i działają w sposób niezależny,
- wykrywania i zgłaszania podejrzanym zleceń i transakcji.

Tabela 53. 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 oraz załączników do tego rozporządzenia, która to nowelizacja musi 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.

Komunikacja z uczestnikami hurtowego rynku energii

Najważniejsze informacje związane z rozporządzeniem REMIT są udostępniane na stronie internetowej URE⁵²⁹. Uczestnicy rynku mogą także przysyłać do Urzędu na dedykowaną skrzynkę e-mail⁵³⁰ 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 telefonicznie⁵³¹. Z kolei ACER na swojej stronie internetowej prowadzi tzw. „REMIT Portal”⁵³² poświęcony wszelkim zagadnieniom zawartym w rozporządzeniu REMIT.

W 2024 r. ACER na swojej stronie internetowej „REMIT Portal” opublikowała aktualizacje swoich wytycznych oraz innych dokumentów⁵³³, dostosowując ich treść do przepisów rozporządzenia REMIT II oraz rozporządzenia 2024/1789.

Natomiast Prezes URE na swojej stronie internetowej informował o:

- wejściu w życie 7 maja 2024 r. rozporządzenia REMIT II oraz opublikowaniu przez ACER listu otwartego 16 kwietnia 2024 r. pt. „Open letter on the implications of the revision of Regulation (EU) No 1227/2011 on REMIT data reporting aspects and notification obligations”⁵³⁴,
- prowadzonych przez ACER w dniach od 28 czerwca 2024 r. do 6 września 2024 r. konsultacjach publicznych zmian załącznika do rozporządzenia wykonawczego 1348/2014⁵³⁵,

⁵²⁹ <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/prawo/prawo-wspolnotowe/remit/aktualnosci-remit>

⁵³⁰ REMIT.rejestracja@ure.gov.pl

⁵³¹ <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/departamenty/9521,Departament-Monitorowania-Rynku.html?search=421604661983>

⁵³² <https://www.acer-remit.eu/portal/home>

⁵³³ <https://www.acer.europa.eu/remit-documents>

⁵³⁴ <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/prawo/prawo-wspolnotowe/remit/aktualnosci-remit/11916,7-maja-wchodzi-w-zycie-rozporzadzenie-REMIT-II.html>

<https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/11915,7-maja-wchodzi-w-zycie-rozporzadzenie-REMIT-II.html>

⁵³⁵ <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/prawo/prawo-wspolnotowe/remit/aktualnosci-remit/12065,ACER-prowadzi-konsultacje-publiczne-ws-załącznika-do-rozporzadzenia-wykonawczego.html>

<https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/12064,ACER-prowadzi-konsultacje-publiczne-ws-załącznika-do-rozporzadzenia-wykonawczego.html>

- opublikowaniu przez ACER listu otwartego z 30 lipca 2024 r. pt. „Open letter on the notifications of algorithmic trading and direct electronic access according to the revised Regulation (EU) No 1227/2011”⁵³⁶,
- opublikowaniu przez ACER listu otwartego z 25 września 2024 r. pt. „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”⁵³⁷,
- prowadzonych przez Komisję Europejską w dniach od 2 października 2024 r. do 27 listopada 2024 r. konsultacjach publicznych w sprawie aktualizacji opłat REMIT uiszczanych od 1 stycznia 2021 r. na rzecz ACER⁵³⁸.

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 Platform⁵³⁹), 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 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 towarowych⁵⁴⁰. 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, zarządzanego 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

⁵³⁶ <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/prawo/prawo-wspolnotowe/remit/aktualnosci-remit/12173,Hurtowy-rynek-energii-drugi-list-otwarty-ACER-dotyczacy-stosowania-znowelizowane.html>

⁵³⁷ https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/prawo/prawo-wspolnotowe/remit/aktualnosci-remit/12260,Hurtowy-rynek-energii-list-otwarty-ACER-dotyczacy-stosowania-znowelizowanego-roz.html#_ftn1
<https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/12258,Hurtowy-rynek-energii-list-otwarty-ACER-dotyczacy-stosowania-znowelizowanego-roz.html>

⁵³⁸ <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/prawo/prawo-wspolnotowe/remit/aktualnosci-remit/12272,KE-rozpoczela-konsultacje-w-sprawie-aktualizacji-oplat-REMIT.html>

<https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/12271,KE-rozpoczela-konsultacje-w-sprawie-aktualizacji-oplat-REMIT.html>

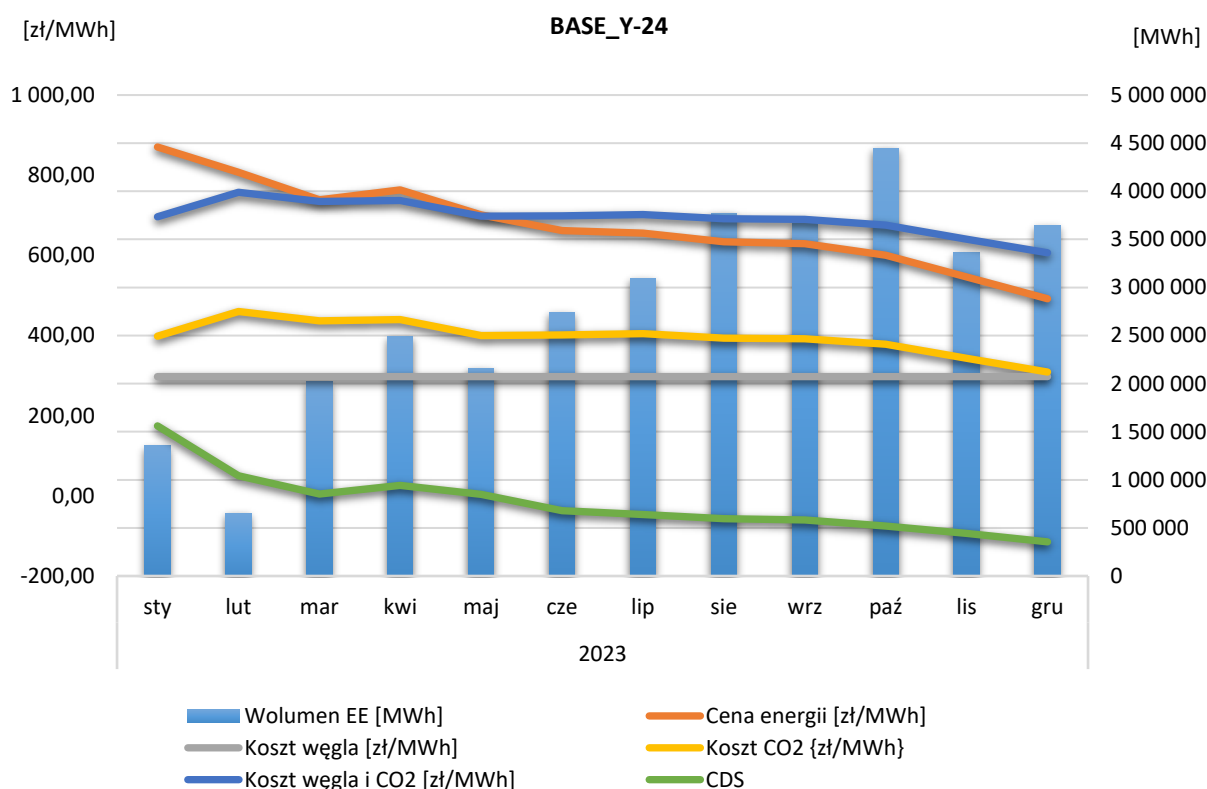
⁵³⁹ <https://www.acer-remit.eu/np/home>

⁵⁴⁰ 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. 57a⁵⁴¹ 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.

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 CO₂ oraz ceny węgla. W szczególności badaniem Prezesa URE został objęty poziom wskaźnika Clean Dark Spread (CDS)⁵⁴².

Rysunek 67. Średniomiesięczny CDS na tle średniomiesięcznych cen energii elektrycznej – instrumentu BASE_Y-24⁵⁴³ notowanego na TGE S.A. w 2023 r. [zł/MWh]



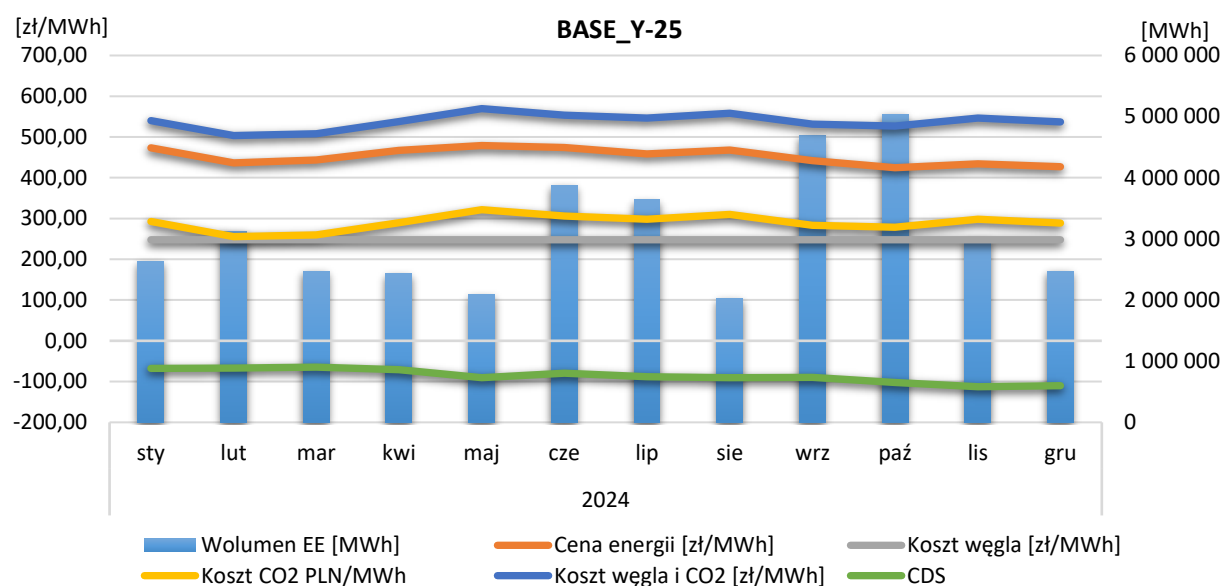
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE S.A., ICE, ARP.

⁵⁴¹ 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 mające na celu manipulację na rynku, podlega grzywnie do 1 000 stawek dziennych.

⁵⁴² $CDS = C_{EE} - (CP + C_{CO_2})$, 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_{CO_2} – cena uprawnień do emisji CO₂ przeliczona na koszt emisji CO₂ przy produkcji netto 1 MWh energii elektrycznej w zł/MWh.

⁵⁴³ Roczny kontrakt terminowy na dostawę energii elektrycznej, którego wykonanie przypada w 2024 r.

Rysunek 68. Średniomiesięczny CDS na tle średniomiesięcznych cen energii elektrycznej – instrumentu BASE_Y-25⁵⁴⁴ notowanego na TGE S.A. w 2024 r. [zł/MWh]



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

OKIEM REGULATORA

Obszar REMIT w 2025 r. będzie podlegał znaczącym zmianom związanym z implementacją dwóch nowelizacji rozporządzenia REMIT z 2024 r. do krajowego porządku prawnego. Kwestiami kluczowymi będzie wypracowanie skutecznych narzędzi nadzoru nad nowymi formami handlu algorytmicznego, który będzie dynamicznie zwiększał swój udział w przeprowadzanych transakcjach. Co więcej, skuteczność nadzoru będzie także zależała od liczby spraw zgłaszanych przez Prezesa URE do Prokuratury, które będą dalej kierowane do sądu. Na chwilę obecną podejście Prokuratury do manipulacji na hurtowym rynku energii nie skutkuje wnoszeniem przez Prokuraturę aktów oskarżenia do sądu w sprawach zgłaszanych przez Prezesa URE.

Istnieje systemowy problem ze specjalizacją biegłych powoływanych przez Prokuraturę w sprawach zgłaszanych przez Prezesa URE, w związku z podejrzeniem dokonania manipulacji na rynku. Z posiadanych informacji wynika, że nie ma biegłych z zakresu hurtowych rynków energii. W konsekwencji Prokuratura powołuje biegłych ze specjalizacją w zakresie rynków finansowych, które nie są tożsame z hurtowymi rynkami energii. Prowadzi to do wydawania opinii przez ww. biegłych, na podstawie których Prokuratura umarza sprawy zgłaszane przez Prezesa URE.

Istnieją dwie możliwości rozwiązania tego problemu. Albo stworzenie osobnej, administracyjnej ścieżki do nakładania na uczestników rynku kar pieniężnych za naruszenia art. 3 i 5 rozporządzenia REMIT albo przyznanie Prezesowi URE uprawnień oskarżyciela publicznego w sprawach karnych za naruszenia art. 3 i 5 rozporządzenia REMIT. Obydwa rozwiązania wymagałyby znaczącego zwiększenia zatrudnienia w URE oraz przyznania dodatkowych środków finansowych na zakup potrzebnego oprogramowania IT.

Niemniej zwiększyłyby one nadzór nad rynkami energii. Zachowanie *status quo* będzie godziło w skuteczne wdrażanie w życie postanowień rozporządzenia REMIT i przekłada się na niewystarczający nadzór nad hurtowymi rynkami energii, co uderzać będzie całościowo w rynek energii, w tym w sytuację materialną odbiorców końcowych.

⁵⁴⁴ Roczny kontrakt terminowy na dostawę energii elektrycznej, którego wykonanie przypada w 2025 r.

Część VII.

DZIAŁANIA EDUKACYJNO- INFORMACYJNE I WSPÓŁPRACA Z MEDIAMI

Serwisy internetowe

Media społecznościowe

Współpraca z mediami

Wydarzenia branżowe

Komunikacja wewnętrzna

Informacje publiczne

Skargi, wnioski i petycje

DZIAŁANIA EDUKACYJNO-INFORMACYJNE

Dynamiczne zmiany zachodzące na rynku energii niosą nowe wyzwania zarówno dla sektora publicznego, przedsiębiorców, jak i konsumentów. W dobie dezinformacji, fake newsów oraz powszechnego dostępu do informacji, nie uda się skutecznie zrealizować wyzwań związanych z transformacją oraz zapewnieniem bezpieczeństwa energetycznego bez dobrze zaplanowanej komunikacji oraz edukacji. Regulator podejmuje szereg inicjatyw prowadzących do zwiększenia świadomości wszystkich uczestników rynków energii, a jednym z priorytetowych obszarów działań jest edukacja konsumentów – odbiorców energii.



Kampania edukacyjna URE nt. umów z ceną dynamiczną

W minionym roku URE zainicjował ogólnopolską kampanię informacyjną dotyczącą umowy z ceną dynamiczną. Celem było umożliwienie konsumentom podejmowania świadomych decyzji dotyczących wyboru odpowiedniej dla nich oferty sprzedaży energii elektrycznej. Na potrzeby kampanii przygotowano materiał informacyjny, który w sposób przejrzysty i kompleksowy omawia zasady działania umowy z ceną dynamiczną oraz wyjaśnia jakie są korzyści i ryzyka korzystania z takich ofert. Informator został opublikowany w serwisach internetowych Urzędu oraz rozesłany do wybranych ministerstw, Centrum Informacyjnego Rządu, PSE, TGE, największych grup energetycznych, UOKiK oraz do 2 511 urzędów miast i gmin, 374 miejskich i powiatowych rzeczników konsumentów i 150 Uniwersytetów III Wiek. Już pierwszego dnia po rozpoczęciu akcji po wpisaniu w wyszukiwarkę Google „oferta z ceną dynamiczną”, sześć pierwszych zakładek było poświęconych temu tematowi.

W sierpniu 2024 r. zostało również zorganizowane spotkanie z ogólnopolskimi i regionalnymi dziennikarzami poświęcone umowom z ceną dynamiczną. Dodatkowo w listopadzie, na prośbę Urzędu Marszałkowskiego Województwa Zachodniopomorskiego, ekspert URE przeprowadził szkolenie on-line, podczas którego przybliżył pracownikom gmin z tego województwa informacje na ten temat.



Akcja informacyjna poświęcona temu tematowi została przeprowadzona w grudniu 2024 r. na infoscreenach w środkach komunikacji publicznej w Warszawie. Pozwoliło to na maksymalizację zasięgu informacji i dotarcie z przekazem do jak największej liczby odbiorców.

Serwisy internetowe istotnym narzędziem informacji o rynku energii



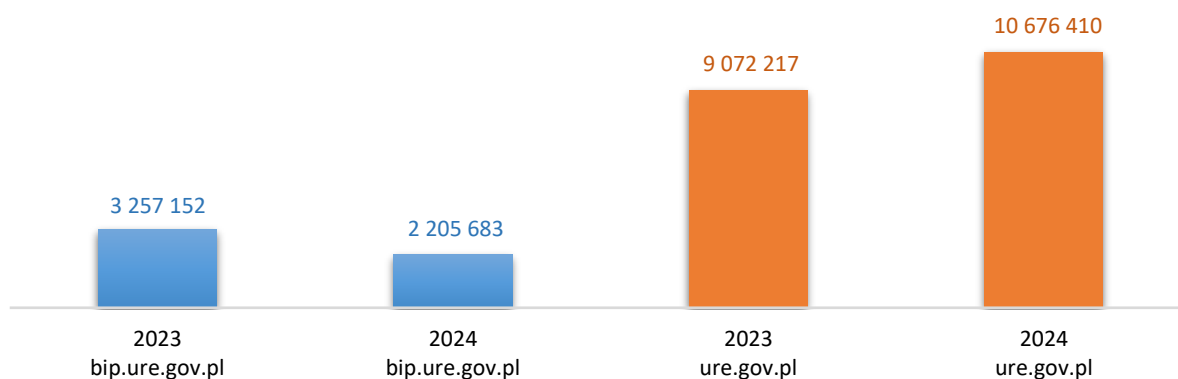
Wśród głównych inicjatyw informacyjno-edukacyjnych prowadzonych w 2024 r. było informowanie opinii publicznej o efektach działań podejmowanych przez Prezesa URE, w szczególności tych najbardziej istotnych dla rozwoju rynków energii elektrycznej, ciepła oraz paliw gazowych i ciekłych w Polsce. Podstawowymi narzędziami służącymi realizacji tych zadań są serwisy internetowe URE. W ubiegłym roku stronę ure.gov.pl

oraz bip.ure.gov.pl odwiedziło ponad 13 milionów gości, z czego główny serwis Urzędu – ponad dziesięć milionów –, a stronę BIP – ponad dwa miliony.

Na stronie ure.gov.pl najczęściej szukano informacji dotyczących cen energii elektrycznej i gazu. Dużym zainteresowaniem cieszyły się także komunikaty dotyczące umów z ceną dynamiczną, tematy związane z odnawialnymi źródłami energii, m.in. aukcjami OZE, informacje dotyczące liczby i mocy instalacji odnawialnych źródeł energii w poszczególnych technologiach, które rozpoczęły wytwarzanie energii w systemie aukcyjnym, a także dane dotyczące mikroinstalacji. Czytelnicy korzystają również z BIP URE, gdzie publikowane są m.in. Biuletyny Branżowe⁵⁴⁵ zawierające decyzje w sprawie taryf dla energii elektrycznej, ciepła, paliw gazowych i paliw ciekłych, instrukcje ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej, programy zgodności oraz inne decyzje Prezesa URE. W 2024 r. przygotowano i opublikowano łącznie 847 Biuletynów Branżowych.

Statystyki odwiedzin wybranych stron i serwisów internetowych URE

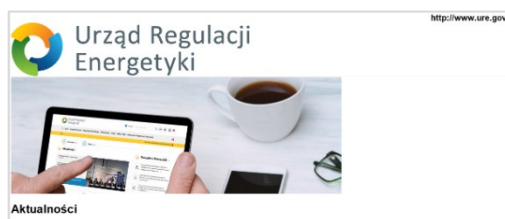
Rysunek 69. Liczba odwiedzin serwisów internetowych URE w 2023 r. i 2024 r.



Źródło: URE.

Newsletter URE

Do czytelników strony Urzędu wysyłany jest Newsletter – w 2024 r. do ponad 2 500 użytkowników. W ten sposób raz w tygodniu przekazywana była informacja o najnowszych komunikatach i innych treściach publikowanych w serwisach URE.



Media społecznościowe URE

Urzędowy profil @UREgovPL na platformie X, na koniec 2024 r. obserwowano ponad 4,3 tys. użytkowników, a łączna liczba opublikowanych informacji wyniosła 247. W stosunku do ubiegłego roku liczba obserwujących wzrosła o 13 proc. Jednocześnie w tym czasie opublikowano 247 wpisów (o 63 proc. mniej niż w 2023 r. – kiedy było ich 668). Zmniejszenie liczby publikacji wynikało ze zmiany strategii komunikacyjnej i skupieniu się w większej mierze na drugim kanale aktywności Urzędu, jakim jest LinkedIn.

LinkedIn jest wykorzystywany do bieżącej komunikacji efektów działań URE, a także do budowania wizerunku Urzędu jako pracodawcy. Na koniec 2024 roku profil URE obserwowano ponad 16 tys. użytkowników. W stosunku do grudnia 2023 r. liczba ta wzrosła aż o 60 proc. Było to możliwe m.in.

⁵⁴⁵ <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/784,Biuletyn-Branzowy-Urzadu-Regulacji-Energetyki.html>

dzięki publikacji angażujących, merytorycznych treści z rosnącą częstotliwością oraz regularnością. W 2024 r. opublikowano 310 wpisów i było to o 128 proc. więcej niż w roku poprzednim. Średnio w miesiącu przekaz docierał do ponad 40 tysięcy użytkowników platformy.

Urząd dzielił się w mediach społecznościowych m.in. komunikatami dotyczącymi efektów bieżących działań, a także wypowiedziami Prezesa i Wiceprezesa Urzędu, komentujących ważne wydarzenia w sektorze. Wpisy dotyczyły także aktywności ekspertów URE na najważniejszych krajowych i zagranicznych wydarzeniach sektora, w tym w ramach współpracy z organizacjami ACER, CEER oraz z Komisją Europejską.

Dodatkowo, profil Urzędu na platformie LinkedIn był wykorzystywany jako narzędzie wspierające procesy rekrutacyjne.

Informacje Prezesa URE

Istotną formą upowszechniania informacji o branży energetycznej, skierowaną przede wszystkim do przedsiębiorstw sektora, są Informacje numerowane Prezesa URE⁵⁴⁶. W ubiegłym roku opublikowano na stronie Urzędu 80 takich informacji. Wśród nich znalazły się m.in. te dotyczące średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, aukcji OZE oraz wyników naboru na premię kogeneracyjną.

Wydarzenia branżowe

Konferencje i debaty jako ważny element polityki edukacyjno-informacyjnej Prezesa URE

Aktywny udział ekspertów Urzędu w kluczowych wydarzeniach gospodarczych oraz tych poświęconych regulowanym sektorom był istotnym elementem polityki edukacyjno-informacyjnej URE. W 2024 r. do Urzędu wpłynęło 256 zaproszeń na różnego rodzaju wydarzenia branżowe, z czego 43 odbyły się z udziałem Prezesa URE i 64 z udziałem innych ekspertów Urzędu. Debaty dotyczyły m.in. bezpieczeństwa energetycznego, rozwoju polskiego ciepłownictwa, wspólnej polityki energetycznej UE oraz transformacji energetycznej i sytuacji na regulowanych rynkach w Polsce.

Patronaty Honorowe

Podobnie jak w latach ubiegłych, tematy wydarzeń objętych przez Prezesa URE patronatem honorowym dotyczyły zagadnień takich jak bezpieczeństwo energetyczne, rynek energii elektrycznej, ciepłownictwo, odnawialne źródła energii, efektywność energetyczna oraz prawa odbiorcy na rynku energii. Łącznie udzielono 49 patronatów.

Komunikacja wewnętrzna

Akademia Wiedzy URE

Od 2021 r. w URE realizowany jest projekt „Akademia Wiedzy URE”, tj. cykl szkoleń wewnętrznych, których celem jest dzielenie się wiedzą. Wysoka frekwencja podczas szkoleń zorganizowanych w minionym roku potwierdziła zasadność podejmowania tego typu inicjatyw. Szczególnym zainteresowaniem w 2024 r. cieszyły się prezentacje dotyczące krajowego systemu energetycznego oraz oferty z ceną dynamiczną.

⁵⁴⁶ <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure>

Mikołajkowa akcja krwiodawstwa

W 2024 r. w URE zorganizowano akcję krwiodawstwa. Mikołajkowa akcja „Podaruj krew”, zgromadziła przedstawicieli wszystkich komórek organizacyjnych Urzędu. Dzięki zaangażowaniu i gotowości niesienia pomocy, naszych pracowników udało się zasilić bank krwi w osiem litrów.

Zbiórka darów dla zwierząt

W 2024 r. w URE przeprowadzono zbiórkę dla zwierząt. W inicjatywę z ogromnym zaangażowaniem włączyło się kilkudziesięciu pracowników Urzędu. Dzięki hojności przedstawicieli poszczególnych departamentów oraz Środkowo-Zachodniego Oddziału Terenowego URE z siedzibą w Łodzi udało się zebrać łącznie 124 kilogramy karmy, wiele ciepłych koców, ręczników i prześcieradeł, 26 litrów środków do dezynfekcji, żwirek, podkłady higieniczne, cztery legowiska, a nawet duży transporter. Wszystkie zebrane dary trafiły do Straży dla Zwierząt w Polsce.

Udostępnianie informacji publicznej oraz rozpatrywanie skarg, wniosków i petycji

Ustawa o dostępie do informacji publicznej precyzuje konstytucyjny zapis art. 61 o prawie obywateli do informacji o działaniach władz publicznych. Zgodnie z Konstytucją, Prezes URE jest zobowiązany udostępniać każdą informację o sprawach publicznych, z wyjątkiem informacji niejawnych. W 2024 r. w Urzędzie rozpatrywanych było 100 wniosków o udostępnienie informacji publicznej, z których 7 zakończono w 2025 r. Decyzje odmowne zostały wydane w 10 sprawach. W dwóch przypadkach wniosek został wycofany przez wnioskodawcę, natomiast dwa wnioski pozostawiono bez rozpoznania.

Natomiast szczególnym uprawnieniem wynikającym z Kpa⁵⁴⁷, a przysługującym każdemu obywatelowi, organizacji społecznej, samorządowej, zawodowej, czy spółdzielczej, jest prawo składania do organu administracji publicznej skarg i wniosków. Wnioski mogą dotyczyć m.in. ulepszenia organizacji, wzmocnienia praworządności, usprawnienia pracy i zapobiegania nadużyciom. Skargi mogą wiązać się przede wszystkim z zaniedbaniami lub nienależytym wykonywaniem zadań przez Prezesa URE, czy też pracowników Urzędu, naruszeniem praworządności lub interesów skarżących, a także przewlekłym lub biurokratycznym załatwianiem spraw.

W 2024 r. rozpatrywanych było 21 skarg, wszystkie zostały załatwione we własnym zakresie. Wnoszone skargi miały w większości charakter jednostkowy, a podnoszone w nich zarzuty dotyczyły przede wszystkim niewłaściwego działania Urzędu. W 2024 r. odnotowano także wpłynięcie trzech wniosków. Dotyczyły one usprawnienia pracy URE w sprawach dotyczących powołań komisji kwalifikacyjnych oraz zaktualizowania informacji dotyczących sposobu rozliczenia kosztów ciepła w spółdzielniach mieszkaniowych. Wniosek o przeprowadzenie kontroli w zakresie przepisów prawa regulujących tworzenie spółdzielni energetycznych w miastach, z uwagi na brak inicjatywy ustawodawczej Prezesa URE, został przekazany do Ministerstwa Klimatu i Środowiska.

W 2024 r. do Urzędu wpływały również petycje dotyczące m.in. podjęcia działań zmierzających do obniżenia cen ciepła i weryfikacji decyzji zatwierdzającej taryfę na ciepło oraz utrudnień w procesie przyłączenia źródeł OZE do sieci OSD. Ogólnie w 2024 r. rozpatrzono 6 petycji, w tym jedną wielokrotnie⁵⁴⁸.

Szczegółowe dane dotyczące tego obszaru znajdują się w Aneksie (tab. A52).

⁵⁴⁷ Dział VIII – Skargi i wnioski.

⁵⁴⁸ <https://bip.ure.gov.pl/bip/petycje/4776,Petycje-zalatwione-w-2024-r.html>

Współpraca ze środkami masowego przekazu

Celem współpracy URE ze środkami masowego przekazu jest dotarcie z informacją do szerokiej opinii publicznej, co przekłada się na lepsze zrozumienie reguł działania regulowanych rynków i roli regulatora w transformacji energetycznej oraz równoważeniu interesów odbiorców energii i przedsiębiorstw energetycznych. W minionym roku Urząd aktywnie współpracował z branżowymi mediami ogólnopolskimi i regionalnymi. W ramach tej współpracy przygotowano i opublikowano 156⁵⁴⁹ komunikatów prasowych, a także udzielono przedstawicielom mediów (także zagranicznych) ponad tysiąc⁵⁵⁰ odpowiedzi. Efektem tych działań było publikowanie licznych artykułów w mediach. Wiedzę na temat funkcjonowania energetyki przybliżyły też wywiady Prezesa i innych ekspertów Urzędu udzielane mediom. W ramach wspomnianej już kampanii o umowach z ceną dynamiczną, w sierpniu 2024 r. we współpracy z TGE S.A., w Urzędzie zorganizowano warsztaty dla dziennikarzy zajmujących się energetyką. Eksperci URE i TGE wyjaśniali czym wyróżnia się oferta oraz jakie są korzyści oraz ryzyka korzystania z takich umów.

Tematami, które w 2024 r. najbardziej interesowały opinię publiczną były:

- ochrona odbiorców przed niespodziewanymi i skokowymi wzrostami cen energii elektrycznej, gazu i ciepła (tzw. mrożenie cen),
- umowy z ceną dynamiczną,
- zmiana sprzedawcy energii elektrycznej,
- modernizacja sieci dystrybucyjnych w kontekście transformacji energetycznej i rozwoju OZE,
- wyzwania polityki energetyczno-klimatycznej oraz transformacja energetyczna (dekarbonizacja, źródła finansowania itp.),
- rozwój energetyki rozproszonej – obywatelskich społeczności energetycznych, klastrów energii, agregatorów,
- wpływ sytuacji geopolitycznej na bezpieczeństwo i stabilność dostaw,
- wyzwania stojące przed sektorem ciepłowniczym.

Działania edukacyjne i współpraca ze środowiskami akademickimi

W 2024 r. Prezes URE po raz kolejny objął patronatem honorowym Akademię Liderów Energii, której XIII edycja odbywała się pod hasłem „Energetyka dla pokoleń”. Akademia to program rozwojowo-edukacyjny skierowany do przyszłych liderów branży energetycznej, organizowany przez Fundację im. Lesława Pagi.

ToURE de OT URE – spotkania z dziennikarzami w regionie

W 2024 r. odbyła się kolejna wizyta Prezesa URE w oddziale terenowym Urzędu. Spotkania, połączone z briefingiem dla mediów lokalnych i poświęcone działaniom regulatora istotnym dla danego regionu, są realizowane od 2022 r. w ramach akcji „ToURE de OT URE”. 10 stycznia 2024 r. w Północno-Zachodnim Oddziale Terenowym w Szczecinie, w Światowy Dzień Obniżania Kosztów Energii, zorganizowano ósme spotkanie w tym cyklu.

⁵⁴⁹ Wobec 137 w 2023 r.

⁵⁵⁰ Porównywalnie jak w 2023 r.

Część VIII.

DZIAŁANIA PREZESA URE O CHARAKTERZE MIĘDZYNARODOWYM

ACER, Komisja Europejska,
instytucje UE

Współpraca w ramach CEER
i ERRA

Współpraca dwu- i wielostronna
z regulatorami

Dobre praktyki regulacyjne

Aktywność regulatora w obszarze współpracy międzynarodowej wynika przede wszystkim z realizacji obowiązków nałożonych na Prezesa URE przepisami prawa krajowego i unijnego.

W 2024 r. kontynuowane były zadania i projekty rozpoczęte w latach poprzednich. Priorytetem była dalsza współpraca z Agencją ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER). Kontynuowana była również współpraca w ramach stowarzyszeń regulatorów CEER i ERRA, współpraca na szczeblu regionalnym oraz współpraca dwu- i wielostronna z regulatorami z Unii Europejskiej oraz z państw trzecich. Prezes URE podejmował także inne działania mające na celu wymianę wiedzy, doświadczeń oraz promowanie polskiego rynku energii na arenie międzynarodowej.

Na poziomie krajowym, międzynarodowy aspekt współpracy dotyczy przede wszystkim przekazywania do organów krajowej administracji rządowej danych oraz opinii i rekomendacji w ramach konsultacji propozycji unijnych regulacji.

Współpraca z ACER, Komisją Europejską i innymi instytucjami UE

Zaangażowanie w prace ACER jest stałym elementem międzynarodowej aktywności Prezesa URE. W ramach ACER Prezes URE pełni funkcję Wiceprzewodniczącego Rady Regulatorów, na które to stanowisko został ponownie wybrany w grudniu 2023 r. Rada to organ o charakterze opiniotwórczym, w skład którego wchodzi wysocy rangą przedstawiciele organów regulacyjnych z państw UE. Współpraca Urzędu z ACER realizowana jest również w ramach grup roboczych i zespołów zadaniowych, które wspierają Agencję w pracach na rzecz wewnętrznego rynku energii. Priorytetem była dalsza współpraca z ACER, która obejmowała implementację wytycznych i kodeksów sieci oraz innych regulacji unijnych. Działania Agencji ukierunkowane są przede wszystkim na integrację rynków krajowych w jeden wspólny unijny rynek energii. Szczegółowe informacje na temat zadań realizowanych przez Prezesa URE w ramach ACER zostały przedstawione we wcześniejszych częściach Sprawozdania.

Prezes URE regularnie współpracuje z KE poprzez wypełnianie obowiązków sprawozdawczych określonych przepisami prawa krajowego, wymianę informacji oraz udział w różnego rodzaju badaniach prowadzonych na zlecenie Komisji. URE uczestniczył także w cyklicznych spotkaniach organizowanych przez KE forów: Europejskiego Forum Regulacji Energii Elektrycznej (Forum Florenckie), Europejskiego Forum Regulacji Gazu (Forum Madryckie), Forum Obywatelskiego (Forum Dublińskie, poświęcone kwestiom konsumenckim) oraz Forum Infrastrukturalnego (Forum Kopenhaskie). W spotkaniach tych biorą udział przedstawiciele państw członkowskich, organów regulacyjnych, operatorów, organizacji branżowych i innych uczestników rynku. Celem tych inicjatyw jest ocena dotychczasowych kroków oraz rekomendowanie dalszych działań zmierzających, odpowiednio, do integracji europejskich rynków energii elektrycznej i gazu, poprawy i wzmacniania pozycji konsumentów oraz rozwoju europejskiej infrastruktury energetycznej. Ponadto URE brał udział w organizowanych przez Komisję spotkaniach Grupy Koordynacyjnej ds. Gazu i Grupy Koordynacyjnej ds. Energii Elektrycznej. Zakres prac obu grup obejmuje kwestie związane z bezpieczeństwem energetycznym, a URE bierze udział w spotkaniach w roli obserwatora.

Rada Europejskich Regulatorów Energii (Council of European Energy Regulators – CEER)

CEER stanowi platformę współpracy dla regulatorów z państw UE i państw trzecich. W roku sprawozdawczym przedstawiciele Urzędu zaangażowani byli w prace CEER na wszystkich szczeblach stowarzyszenia. Odbływały się cykliczne spotkania Zgromadzenia Ogólnego, uczestniczono w pracach grup roboczych CEER ds.: energii elektrycznej, gazu, OSD oraz grupie ds. spraw konsumenckich i rynków detalicznych, jak również w pracach działających w ramach tych grup zespołów zadaniowych.

W 2024 r., w wyniku wspólnych prac regulatorów, powstał szereg publikacji CEER poświęconych m.in. ochronie konsumentów i środkom na rzecz poprawy funkcjonowania rynków po kryzysie energetycznym, sposobom zapewnienia niezależności organów regulacyjnych w obliczu ciągłego rozszerzania ich kompetencji, obowiązującym ramom regulacyjnym dla europejskich sieci energetycznych czy wymianie danych OSD dotyczących elastyczności. CEER opublikował również wspólne stanowisko regulatorów wobec tzw. Raportu Draghiego.

CEER ściśle współpracuje z ACER. W ramach tej współpracy w 2024 r. regulatorzy wypracowali szereg rekomendacji i stanowisk w reakcji na inicjatywy proponowane przez KE (m.in. ws. inwestycji wyprzedzających czy wyzwań przyszłych systemów elektroenergetycznych). Stałym elementem jest również zaangażowanie w opracowanie wspólnego rozdziału CEER-ACER poświęconego rynkom detalicznym i ochronie konsumentów, który stanowi część corocznego Raportu ACER ws. Monitorowania Rynków.

We wrześniu 2024 r. Prezes URE reprezentował CEER podczas Kongresu Nowej Mobilności w Łodzi. W panelu „New Mobility Drives the Transformation of the Energy System” regulator zaprezentował ostatnie wyniki prac CEER na temat tego, jak sektor energetyczny może sprostać wymaganiom związanym z rozwojem elektromobilności oraz omówił kluczowe przeszkody na drodze do rozwoju elektromobilności, jakie widzą europejscy regulatorzy energetyki, a także rozwiązania, które można wdrożyć w Europie, aby przyspieszyć rozwój tego segmentu rynku.

Regionalne Stowarzyszenie Regulatorów Energetyki (Energy Regulators Regional Association – ERRA)

ERRA jest stowarzyszeniem o charakterze regionalnym, którego celem jest rozwój współpracy między regulatorami, wymiana informacji oraz zwiększenie dostępu do wiedzy na temat regulacji i promocja szkoleń z tego zakresu wśród państw członkowskich. To, co wyróżnia Stowarzyszenie ERRA, to szeroki zasięg działania – członkami stowarzyszenia są organy regulacyjne z Europy Środkowo-Wschodniej, Azji, Afryki i Ameryki Północnej. Stowarzyszenie z sukcesem się rozwija i dostosowuje do potrzeb swoich członków.

Współpraca URE z ERRA jest realizowana od początku istnienia stowarzyszenia, tj. od 2000 r. Pracownicy URE, uczestniczący w pracach komitetów i grup roboczych ERRA, przyczyniają się nieustannie do budowania pozytywnego wizerunku Urzędu na arenie międzynarodowej.

W omawianym okresie współpraca opierała się w głównej mierze na wymianie informacji i doświadczeń regulacyjnych z państwami spoza UE. URE aktywnie uczestniczył w spotkaniach grup roboczych i komitetów stowarzyszenia, czego potwierdzeniem jest dołączenie do nowoutworzonego Komitetu Transformacji Energetycznej ERRA, powstałego z połączenia Komitetu ds. Energii Odnawialnej z Zespołem ds. Transformacji Energetycznej. W ramach prowadzonej współpracy z ERRA, w ciągu roku dostarczano wkłady do raportów, ankiet i cyklicznego biuletynu ERRA.

Ważnym wydarzeniem ERRA było Forum Regulacyjne Energetyki Jądrowej (Nuclear Energy Regulatory Forum – NERF), które odbyło się w czerwcu 2024 r. w Warszawie, i którego gospodarzem był Prezes URE. ERRA zorganizowała Forum we współpracy z Ministerstwem Klimatu i Środowiska, z merytorycznym wsparciem byłego prezesa URE – Mariusza Swory. Celem Forum było wprowadzenie w tematykę energii jądrowej dla członków ERRA, oraz wymiana doświadczeń między regulatorami w związku z planami wdrożenia energii jądrowej w ich krajach. Podczas spotkania omówiono wyzwania związane z energetyką jądrową z regulacyjnego punktu widzenia. W wydarzeniu wzięli udział m.in. przedstawiciele organów regulacyjnych z UE, Pakistanu i USA, przedstawiciele rządów, operatorów systemów przesyłowych, Międzynarodowej Agencji Energetycznej, eksperci z dziedziny energii jądrowej oraz przedstawiciele międzynarodowych organizacji jądrowych (MAEA, NEA OECD, WNA). Prezes URE uczestniczył w tym wydarzeniu także jako jeden z panelistów. Uczestnicy dyskutowali m.in. na temat roli energii jądrowej w dekarbonizacji sektora energetycznego, zachęt dla budowy nowych jednostek jądrowych oraz wyzwań związanych z ich finansowaniem, a także rozbudowy i dostosowania pracy systemu przesyłowego elektroenergetycznego do obecności w nim źródeł jądrowych. W wyniku tego spotkania ERRA opracowała

dwa raporty podsumowujące kluczowe wnioski z wydarzenia: w zakresie inwestycji i kosztów związanych z energetyką jądrową oraz wyzwań związanych z planowaniem systemowym.

W 2024 r. przedstawiciel URE uczestniczył w corocznym spotkaniu Zgromadzenia Ogólnego ERRA w Bangkoku, podczas którego omawiano kwestie dotyczące całościowej współpracy organów regulacyjnych w ERRA oraz wziął również udział w 21. dorocznej konferencji ERRA, będącej jednym z głównych wydarzeń podczas szczytu Future Energy Asia w Bangkoku.

W Tiranie (Albania) odbyło się doroczne spotkanie przewodniczących ERRA, w którym wzięli udział także przedstawiciele URE. Tradycyjnie, celem spotkania było umożliwienie decydentom zrzeszonym w ERRA wymiany strategicznych spostrzeżeń na temat bieżących i pojawiających się trendów w energetyce, co ma na celu lepsze zrozumienie dynamiki branży i przygotowanie się na nadchodzące zmiany w polityce i regulacjach. Podczas spotkania, przedstawiciel URE zaprezentował polskie rozwiązania w zakresie wdrażania *cable pooling*.

W 2024 r. Urząd uczestniczył także w warsztatach ERRA kierowanych do regulatorów, które odbyły się w Baku (Azerbejdżan). Tematyka spotkania dotyczyła usprawnienia komunikacji.

URE otrzymał również zaproszenie do udziału w badaniu *Navigating Power Grid Scarcity – Policy and Regulatory Considerations*, które poświęcone było sposobom zarządzania niedoborami mocy przy rosnącym udziale OZE w systemie. Badanie składało się z analizy porównawczej oraz trzech studiów przypadku, z czego jednym był przykład Polski. Finalny dokument został opracowany przez ERRA i Regulatory Assistance Project (RAP) i opublikowany podczas Światowego szczytu na rzecz klimatu COP29 w Baku (Azerbejdżan).

Współpraca dwu- i wielostronna

W 2024 r. URE podjął współpracę z National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC) – amerykańskim stowarzyszeniem zrzeszającym stanowych regulatorów energetyki, United States Agency for International Development (USAID) – Agencją Stanów Zjednoczonych dla Rozwoju Międzynarodowego na rzecz budowania potencjału ukraińskiego regulatora oraz National Energy and Utilities Regulatory Commission (NEURC) – Krajową Komisją Regulacji Energii i Usług Komunalnych. W lipcu 2024 r. w siedzibie URE odbyło się spotkanie z przedstawicielami NARUC i USAID, podczas którego omówiono możliwości zaangażowania się URE w projekty realizowane przez NARUC i USAID.

W następnym kroku, we wrześniu 2024 r. w Warszawie eksperci URE wzięli udział w projekcie szkoleniowym organizowanym przez USAID i NARUC dla ukraińskiego regulatora NEURC. W trakcie warsztatów przedstawione zostały dwa tematy: Regulacja taryf w Polsce oraz Mechanizm wynagradzania za utrzymanie mocy. Podczas panelu „Tariff regulation in Poland” ekspert URE zaprezentował polski system taryfowania elektroenergetycznych przedsiębiorstw sieciowych, w tym podstawy prawne, stosowane modele regulacyjne i metodologie kalkulacji taryf OSP i OSD. Z kolei w ramach panelu „Capacity Remuneration Mechanism in Poland” przedstawiciel Urzędu omówił funkcjonowanie polskiego rynku mocy, w tym m.in. powody wprowadzenia tego mechanizmu w Polsce, jego podstawy prawne i sposób organizacji, wyniki aukcji mocy oraz rolę regulatora na rynku mocy.

Podczas kolejnego szkolenia organizowanego przez USAID dla przedstawicieli regulatorów Europy Południowo-Wschodniej, URE otrzymał zaproszenie do udziału jako ekspert. Na spotkaniu przedstawiono metodologię dotyczącą wynagrodzenia za moce wytwórcze.

W 2024 r. Prezes URE kontynuował również współpracę z regulatorami Państw Bałtyckich. W ramach spotkań Bałtyckiego Forum Gazu i Bałtyckiego Forum Energii Elektrycznej, które odbywają się dwa razy w roku, regulatorzy z Litwy, Łotwy, Estonii oraz Finlandii i Polski wymieniają się informacjami na temat bieżących inicjatyw i problemów dotyczących rozwoju i integracji rynków Państw Bałtyckich.

Podobnie jak w latach poprzednich, Prezes URE był gospodarzem spotkań z przedstawicielami innych zagranicznych instytucji i organizacji, a także z przedsiębiorcami zainteresowanymi udziałem w polskim rynku energii. W trakcie tych spotkań eksperci URE dzielili się doświadczeniem oraz udzielali informacji na temat funkcjonowania i regulacji polskiego rynku energii.

Część IX.

SĄDOWA KONTROLA DZIAŁALNOŚCI PREZESA URE

Sprawy rozstrzygane
przez sądy - statystyka

Orzeczenia



STATYSTYKA DECYZJI, ODWOŁAŃ OD NICH I ROZSTRZYGNIEĆ SĄDOWYCH

W 2024 r. Prezes URE wydał łącznie 11 883 decyzji administracyjnych, czyli o 2 646 więcej w porównaniu do 2023 r. Natomiast odwołania do SOKiK wniesiono od 310 decyzji. Odsetek zaskarżonych decyzji kształtuje się obecnie na poziomie 2,6 proc. Dane dotyczące wydanych decyzji administracyjnych i odwołań od nich w latach 2014–2024 przedstawiono w Aneksie (tab. A53).

Dokonując – na przestrzeni ostatnich 10 lat – porównania procentowego zestawienia liczby wniesionych środków zaskarżenia do liczby podjętych decyzji, należy zauważyć, że odsetek odwołań od wydanych przez Prezesa URE decyzji utrzymuje się na podobnym poziomie. Liczba wydanych decyzji w ostatnim roku znacząco się zwiększyła, zaś liczba odwołań pozostała na porównywalnym poziomie.

W 2024 r. do SOKiK przekazane zostało 299 odwołań, w 11 przypadkach Prezes URE zmienił decyzję w trybie samokontroli na podstawie art. 479⁴⁸ § 2 Kpc.

Odrębną kategorię postępowań przed SOKiK stanowią zażalenia na postanowienia wydane przez Prezesa URE. W 2024 r. wniesiono ich 97.

Do 31 grudnia 2024 r. w sprawach z zakresu Prezesa URE, SOKiK wydał w łącznie 166 wyroków, w tym w 123 przypadkach oddalił odwołania od decyzji Prezesa URE, w 26 zmienił zaskarżone decyzje a w 17 przypadkach uchylił zaskarżone decyzje.

SOKiK wydał 116 postanowień, w tym w 51 przypadkach oddalił zażalenia na postanowienia Prezesa URE, w 49 przypadkach odrzucił środek zaskarżenia, a w 13 sprawach umorzył postępowanie sądowe. Jedynie w 3 sprawach Sąd uchylił postanowienia Prezesa URE.

W okresie sprawozdawczym, w 94 przypadkach wyroki SOKiK zostały zaskarżone do Sądu Apelacyjnego w Warszawie, przy czym w 29 sprawach apelacje zostały wniesione przez Prezesa URE, zaś w 65 sprawach – przez strony.

Sąd Apelacyjny w Warszawie rozpoznał 113 apelacji wniesionych od wyroków SOKiK. W wyniku rozpoznania tych środków zaskarżenia Sąd Apelacyjny w 57 przypadkach wydał wyrok oddalający apelację powoda, uwzględniając stanowisko SOKiK i regulatora. W 13 przypadkach Sąd uwzględnił apelację Prezesa URE, a w 28 przypadkach – apelację powoda. W 15 przypadkach Sąd Apelacyjny oddalił apelacje wniesione przez Prezesa URE.

Sąd Apelacyjny wydał także 57 rozstrzygnięć w sprawie zażaleń na postanowienia SOKiK. Spośród nich 30 zażaleń wniesionych przez powoda zostało przez Sąd Apelacyjny oddalonych, w 8 przypadkach – Sąd oddalił zażalenia Prezesa URE, w 6 sprawach uwzględnił zażalenie powoda, a w 3 – zażalenie Prezesa URE. W 5 przypadkach Sąd odrzucił środki zaskarżenia powoda (1 zażalenie i 4 – apelacje). W 2 przypadkach Sąd umorzył postępowanie apelacyjne. Natomiast w 3 przypadkach nastąpiło odrzucenie skargi kasacyjnej lub skargi o wznowienie postępowania.

Od wyroków Sądu Apelacyjnego w 2024 r. wniesiono 30 skarg kasacyjnych do Sądu Najwyższego (12 skarg wniósł Prezes URE, 18 – strony). Sąd Najwyższy rozpoznał 1 skargę kasacyjną Prezesa URE, którą uwzględnił.

Ponadto Sąd Najwyższy wydał 35 postanowień w sprawach skarg kasacyjnych, przy czym w 16 przypadkach odmówił przyjęcia skarg kasacyjnych do rozpoznania (11 skarg wniesionych przez stronę i 5 przez Prezesa URE). Dodatkowo, w 2 przypadkach Sąd Najwyższy odrzucił skargę kasacyjną (1 strony i 1 Prezesa URE), wydał 16 postanowień w przedmiocie przyjęcia do rozpoznania skargi kasacyjnej (9 powoda i 7 Prezesa URE). Ponadto w 1 jednej sprawie oddalił zażalenie powoda.

Do Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Warszawie (WSA) w 2024 r. zostało przekazanych 26 skarg wniesionych przez strony. WSA wydał 45 orzeczeń. Rozpatrywane przez ten Sąd sprawy dotyczyły odmowy udostępnienia informacji publicznej oraz skarg na bezczynność Prezesa URE.

W wyniku rozpoznania tych skarg WSA: w 4 przypadkach oddalił skargi, w 18 przypadkach uwzględnił skargę skarżącego, w 17 odrzucił skargę, zażalenie lub wniossek. W 6 przypadkach wydał postanowienie o umorzeniu postępowania sądowego.

W 2024 r. do Naczelnego Sądu Administracyjnego (NSA) wniesiono 14 skarg kasacyjnych (2 skarżący i 12 Prezesa URE). Sąd ten rozpoznał 4 skargi kasacyjne wniesione w latach ubiegłych. Uwzględnił 2 skargi kasacyjne Prezesa URE i oddalił 2 skargi kasacyjne skarżących.

Niekorzystne rozstrzygnięcia (sądu pierwszej i drugiej instancji) są, co do zasady, zaskarżane przez Prezesa URE. Zauważyć przy tym należy, że także sprawy negatywnie zakończone dla organu regulacyjnego, zawierają wytyczne przydatne w praktyce regulacyjnej. Natomiast w obszarach, w których jest już utrwalona linia orzecnicza, zdarzające się rozstrzygnięcia niekorzystne dla Prezesa URE stanowią wyraz odosobnionych poglądów poszczególnych składów orzekających, które co do zasady nie znajdują uznania po wniesieniu środków zaskarżenia.

PRZYKŁADY ORZECZNICTWA

Na praktykę funkcjonowania Prezesa URE w coraz szerszym zakresie ma wpływ orzecznictwo Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej, także w sprawach dotyczących innych państw członkowskich. I tak, w związku z wyrokiem Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej z 9 marca 2023 r. w sprawie Vapo Atlantic SA przeciwko Fundo Ambiental, Fundo de Eficiencia Energetica (FEE), sygn. C-604/21, niektóre składy orzekające odmawiały zastosowania art. 23b ustawy o biopaliwach przez sądy krajowe, co skutkowało uchylaniem kolejnych decyzji o wymierzeniu kary pieniężnej za niewykonanie tego obowiązku. W ciągu roku zapadły orzeczenia zarówno uznające brak notyfikacji za podstawę uchylenia wyroku (a w konsekwencji decyzji Prezesa URE), jak też brak konieczności notyfikowania tej ustawy co skutkowało utrzymaniem w mocy decyzji Prezesa URE. Od obu rodzajów orzeczeń zostały wywiedzione apelacje, a w dalszej kolejności skargi kasacyjne. W roku sprawozdawczym Sąd Najwyższy, postanowieniem z 20 grudnia 2024 r., sygn. akt II NSK 60/24 odmówił przyjęcia jednej ze skarg kasacyjnych Prezesa URE w tym zakresie, tym samym aktualnie nie zostało przesądzone czy w omawianych sprawach wskazany wyżej wyrok TSUE znajduje zastosowanie *per analogiam*.

Kolejnym istotnym orzeczeniem UE rzutującym na orzecznictwo w sprawach regulacyjnych jest postanowienie TSUE z 11 stycznia 2024 r., wydane w sprawie C-220/23, dające podstawę do nowej linii orzecniczej sądów w sprawach dotyczących systemów wsparcia OZE i CHP. W wyroku z 8 kwietnia 2024, sygn. akt VII AGa 604/21 w ślad za TSUE Sąd Apelacyjny w Warszawie wskazał, że (...) *art. 108 ust. 3 zdanie ostatnie TFUE w związku z art. 4ust. 3 TUE należy interpretować w ten sposób, że stoi on na przeszkodzie wymierzeniu przedsiębiorstwu kary pieniężnej za naruszenie obowiązku stanowiącego część środka pomocy państwa wprowadzonego w życie przed wydaniem przez Komisję decyzji końcowej, stwierdzającej zgodność tej pomocy z rynkiem wewnętrznym, jeżeli dane naruszenie nastąpiło w okresie poprzedzającym wydanie tej decyzji*.

W ocenie Sądu Apelacyjnego niezgodność z prawem pomocy w okresie przed wydaniem decyzji Komisji powinna skutkować także niemożnością stwierdzenia naruszenia przez organ obowiązku wynikającego z przepisu statuującego tę pomoc, zwłaszcza że mogłoby to pociągać za sobą negatywne konsekwencje związane np. ze stwierdzeniem działania przy kolejnym naruszeniu w warunkach *sui generis* „recydywy”. Skoro obowiązek OZE realizuje wsparcie państwa dla wytwórców energii z odnawialnych źródeł, bezprawność pomocy państwa wynikająca z naruszenia art. 108 ust. 3 TFUE, potwierdzona decyzją Komisji, wyłącza możliwość stosowania przepisu ustanawiającego obowiązek OZE jako podstawy stwierdzenia naruszenia, jak również podstawy nałożenia kary za niewykonanie tego obowiązku w okresie poprzedzającym zatwierdzenie pomocy uznanej ostatecznie przez Komisję za zgodną z rynkiem wewnętrznym. Możliwość stwierdzenia naruszenia obowiązku i nałożenia na

przedsiębiorców kar za naruszenie przepisów, co do których państwo zaniechało notyfikacji Komisji, naruszałaby interesy jednostek działających w przekonaniu co do bezprawności obowiązków wynikających z tych unormowań. Ponadto w tym samym wyroku Sąd uznał, że organ był uprawniony do dokonania w ramach postępowania dowodowego do samodzielnej oceny zakresu związania stron umową na potrzeby ustalenia wywiązania się z obowiązku OZE (co odnosi się także do obowiązku CHP).

Skutkiem orzecznictwa TSUE jest nie tylko uchylanie przez sądy zaskarżonych decyzji Prezesa URE wydanych w podobnych sprawach, ale także wpływ wniosków o wznowienie postępowań zakończonych zarówno przed Prezesem URE, jak i SOKiK oraz SA.

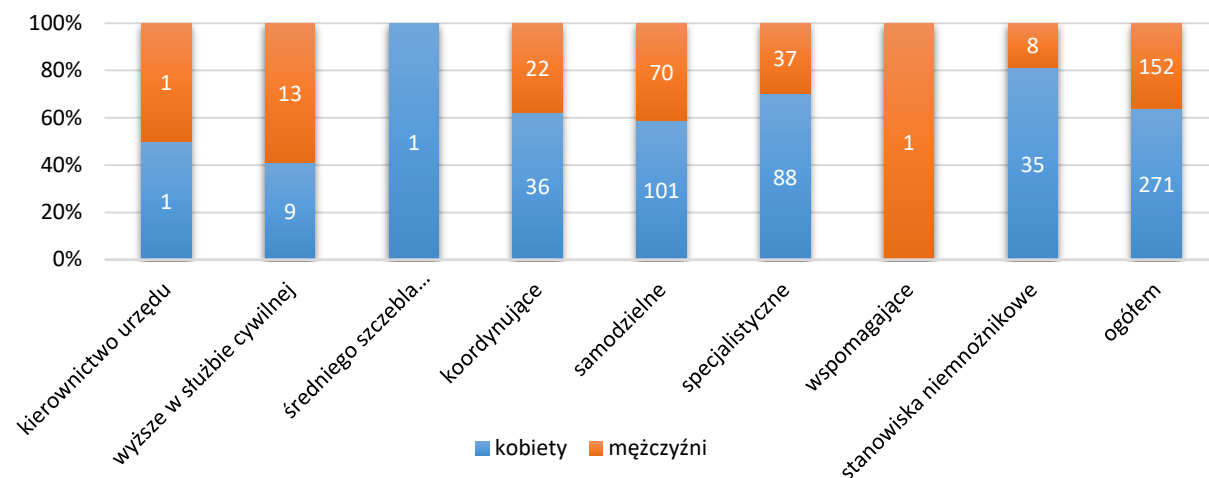
Trybunał Konstytucyjny wyrokiem (nieopublikowanym) z 17 października 2024 r., sygn. akt P 3/23 orzekł, że art. 56 ust. 2h pkt 4 w związku z art. 56 ust. 1 pkt 12b ustawy – Prawo energetyczne w zakresie, w jakim uniemożliwia sądowi powszechnemu miarkowanie kary pieniężnej za złożenie po terminie sprawozdania, o którym mowa w art. 43d ust. 1 powołanej ustawy, jest niezgodny z art. 2 w związku z art. 10 ust. 1 i 2 oraz art. 175 ust. 1 Konstytucji Rzeczypospolitej Polskiej. Trybunał w uzasadnieniu wskazał, że wyrok ma charakter zakresowy, to znaczy, że odnosi się do możliwości miarkowania kary administracyjnej za uchybienie obowiązkowi określonemu w art. 43d Prawa energetycznego przez sąd powszechny, ale już nie przez Prezesa URE. Skutkiem wyroku nie jest derogacja przedmiotu kontroli w całości, albowiem istota rozstrzygnięcia dotyczy wyłącznie zasad wymierzania sprawiedliwości przez sądy. W wyniku tego orzeczenia na etapie postępowania sądowego, dotychczasowa kara sztywna zmienia swój charakter stając się karą maksymalną. Tym samym sądy dokonujące jej ewentualnego miarkowania powinny uwzględniać wszystkie przesłanki określone w art. 56 ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne, odrębnie dla każdego z czynów (w tym przypadku sprawozdań), za które została wymierzona powodowi kara pieniężna. Jak wspomniano, wskazane orzeczenie ma charakter kierunkowy i jest skierowane do sądów, zatem Prezes URE nie ma możliwości stosowania ustawy z jego wykorzystaniem, co oznacza, że sankcja nakładana decyzją Prezesa URE, ma charakter sztywny. Niewątpliwie uregulowanie tego jednolicie wymaga pilnej interwencji ustawodawcy, ponieważ w przeciwnym razie od każdej decyzji organu będzie składane odwołanie do sądu, co będzie generowało tylko niepotrzebne koszty i obciążało jeszcze bardziej system wymiaru sprawiedliwości.

Część X.

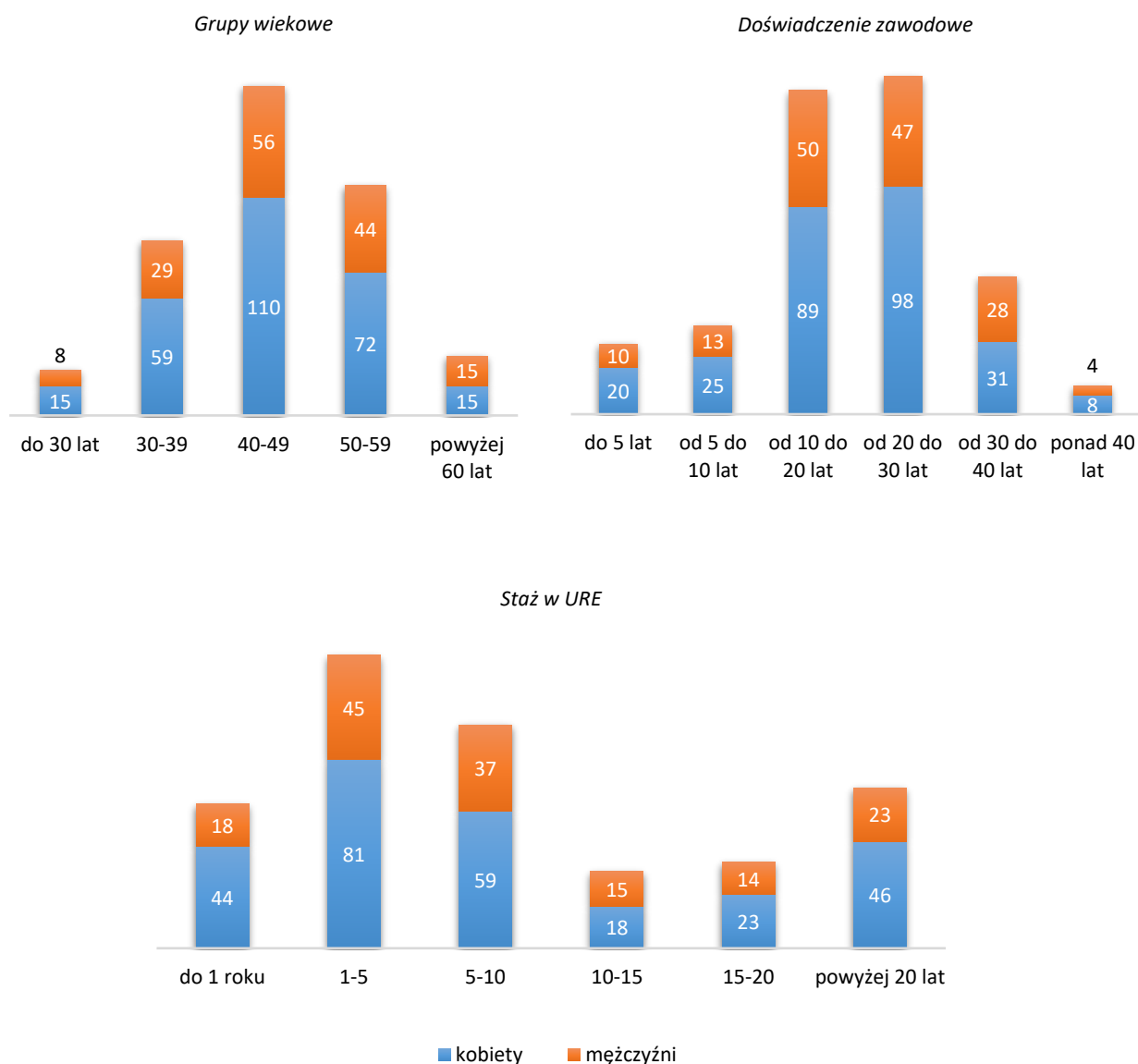
ANEKS

ZATRUDNIENIE W URE W 2024 R.

Rysunek A1. Liczba zatrudnionych w poszczególnych grupach stanowisk

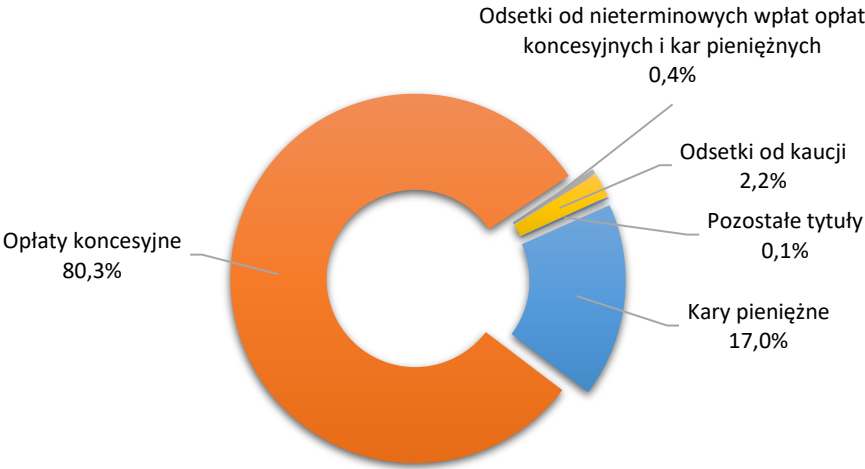


Rysunek A2. Liczba zatrudnionych w poszczególnych grupach wiekowych, według doświadczenia zawodowego (w latach) oraz stażu w URE (latach)



BUDŻET W 2024 R.

Rysunek A3. Struktura zrealizowanych dochodów URE



Rysunek A4. Struktura wydatków URE

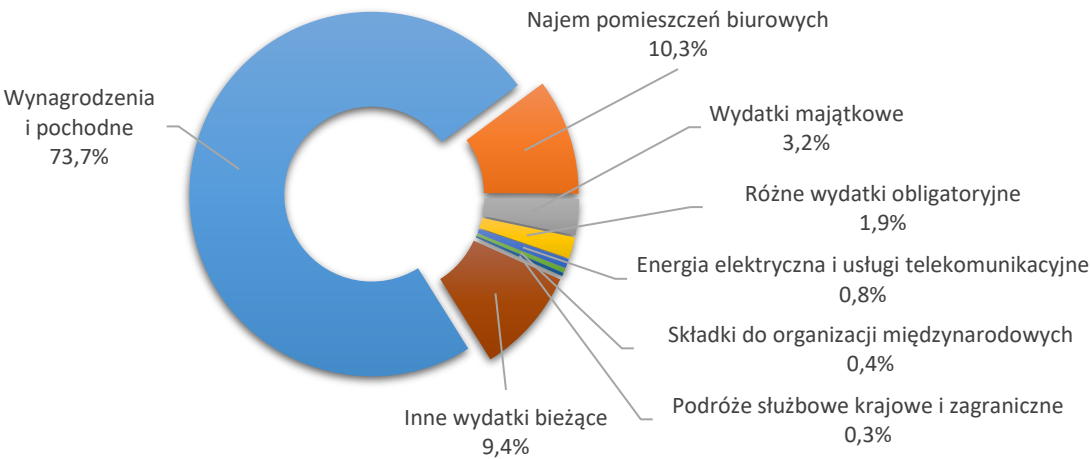


Tabela A1. Wydatki budżetowe URE

	Wykonanie [tys. zł]
Wydatki ogółem	89 769
Świadczenia na rzecz osób fizycznych	46
Wydatki bieżące, w tym:	86 879
wynagrodzenia wraz z pochodnymi	66 131
pozostałe wydatki bieżące	20 748
Wydatki majątkowe	2 844

Tabela A2. Windykacja należności Prezesa URE

Podstawa prawna:	Liczba	Łączna wysokość dochodzonych należności [tys. zł]
1) ustawa o postępowaniu egzekucyjnym w administracji		
2) ustawa – Ordynacja podatkowa		
Decyzje wydane w 2024 r.	623	257 956,82
Upomnienia wystawione w 2024 r.	277	363 918,90
Tytuły wykonawcze przekazane do organów egzekucyjnych w 2024 r.	582	365 582,13

NOWE KOMPETENCJE

Tabela A3. Nowe zadania Prezesa URE (rozszerzenie zakresu kompetencji wynikające z aktów prawnych wydanych w latach 2023–2024)

Podstawa prawna	Nowy obowiązek Prezesa URE	Od kiedy realizacja
Ustawa – Prawo energetyczne		
art. 7b ust. 5	gromadzenie sprawozdań przedsiębiorstw posiadających koncesję na przesyłanie lub dystrybucję ciepła dotyczących działań mających na celu osiągnięcie efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego	31.03.2024 r. (po raz pierwszy 29.02.2024 r. zgodnie z art. 37 ust. 1 ustawy z 17 sierpnia 2023 r.)
art. 7b ust. 5 pkt 1	monitoring sprawozdań z działań mających na celu osiągnięcie efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego	2024 r.
art. 9d ²	prorowadzenie postępowań administracyjnych i przygotowywanie projektów decyzji w sprawie udzielenia i cofnięcia odstępstwa od obowiązków operatora systemu przesyłowego wodorowego i operatora systemu dystrybucyjnego wodorowego w zakresie rozdziału działalności, o których mowa w art. 9d ust. 1 ³ -1a, 1d i 1e ustawy – Prawo energetyczne	20.01.2025 r.
art. 9d ³	prorowadzenie postępowań administracyjnych i przygotowywanie projektów decyzji w sprawie udzielenia i cofnięcia odstępstwa od obowiązku zachowania niezależności pod względem formy prawnej, o którym mowa w art. 9d ust. 1 ³ , operatora systemu przesyłowego wodorowego lub operatora systemu połączonego wodorowego od wykonywania działalności związanych z przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych	20.01.2025 r.
art. 9h ust. 1c i 9a	prorowadzenie postępowań administracyjnych i przygotowywanie projektów decyzji w sprawie wyznaczenia operatorów systemów, o których mowa w art. 9h ust. 1c i 9a ustawy – Prawo energetyczne	20.01.2025 r.
art. 9h ust. 15	prorowadzenie postępowań administracyjnych i przygotowywanie projektów decyzji nakazujących dalsze wykonywanie działalności objętej wyznaczeniem operatora systemu wodorowego	20.01.2025 r.
art. 16	uzgadnianie projektów planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją wodoru oraz projektów ich zmian	2024 r.
art. 23 ust. 2 pkt 10	kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców, z wyłączeniem odbiorców wodoru oraz kontrolowanie na wniosek odbiorcy dotrzymania parametrów jakościowych paliw gazowych, energii elektrycznej i wodoru	20.01.2025 r.
art. 23 ust. 2 pkt 12 w zw. z art. 8 ust. 1	rozszerzenie katalogu spraw spornych rozstrzyganych przez Prezesa URE o spory związane z umowami, usługami czy też wstrzymaniem dostaw dotyczącymi wodoru	20.01.2025 r.
art. 23 ust. 2 pkt 20a	monitorowanie funkcjonowania systemu wodorowego	20.01.2025 r.
art. 32 ust. 1 pkt 4 i pkt 2 lit. c	prorowadzenie postępowań administracyjnych i przygotowywanie projektów decyzji w sprawie udzielenia, zmiany, cofnięcia lub stwierdzenia wygaśnięcia koncesji (promesy) na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie magazynowania wodoru lub obrotu wodorem	20.01.2025 r.
art. 56 ust. 1, ust. 3 pkt 2	rozszerzenie katalogu nakładania kar pieniężnych (za brak publikacji informacji, o których mowa w art. 7b ust. 5 pkt 1 lit. a-c, lub nie przekazywanie w określonym terminie sprawozdania, o którym mowa w art. 7b ust. 5 pkt 1)	31.03.2024 r.
Ustawa OZE		
art. 38ac ustawy OZE	obowiązek prowadzenia rejestru klastrów energii w postaci elektronicznej i publikacji w BIP URE	1.01.2024 r.
art. 38ad ustawy OZE	monitorowanie dopełnienia przez koordynatora klastra energii obowiązku sporządzenia sprawozdania rocznego	1.01- 30.06.2025 r.
art. 11a ust. 2a pkt 2	skrócenie terminu do wystosowania wezwania w sprawach dotyczących wpisu do RMIOZE do 14 dni od dnia otrzymania tego wniosku – w przypadku gdy wniosek dotyczy wytwórcy energii w instalowanej na budynku małej instalacji wykorzystującej do wytwarzania energii energię promieniowania słonecznego	28.12.2024 r.
art. 39a ust. 1a, ust. 7, ust. 10-12, art. 70b ust. 3 pkt 6, ust. 4 pkt 2 i 4	uwzględnienie w kumulacji pomocy publicznej w ramach systemów FIT/FIP zakresu dotyczącego wytwarzania biogazu albo biogazu rolniczego. Rozszerzenie zakresu przedkładanych Prezesowi URE oświadczeń	28.12.2024 r.
art. 52 ust. 3 i 6, art. 53, art. 53a, art. 54, art. 54a, art. 54b art. 55, art. 55 ¹	zmiany zasad udzielania wsparcia dla odbiorców przemysłowych	14.12.2024 r.
art. 70fa	obowiązek monitorowania wysokości wsparcia przyznanego wytwórcom, w systemach FIT/FIP, z uwzględnieniem limitu środków przeznaczonych na dany system wsparcia zgłoszony Komisji Europejskiej przez Rzeczpospolitą Polską na podstawie art. 42 oraz art. 43 rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014	1.01.2025 r.

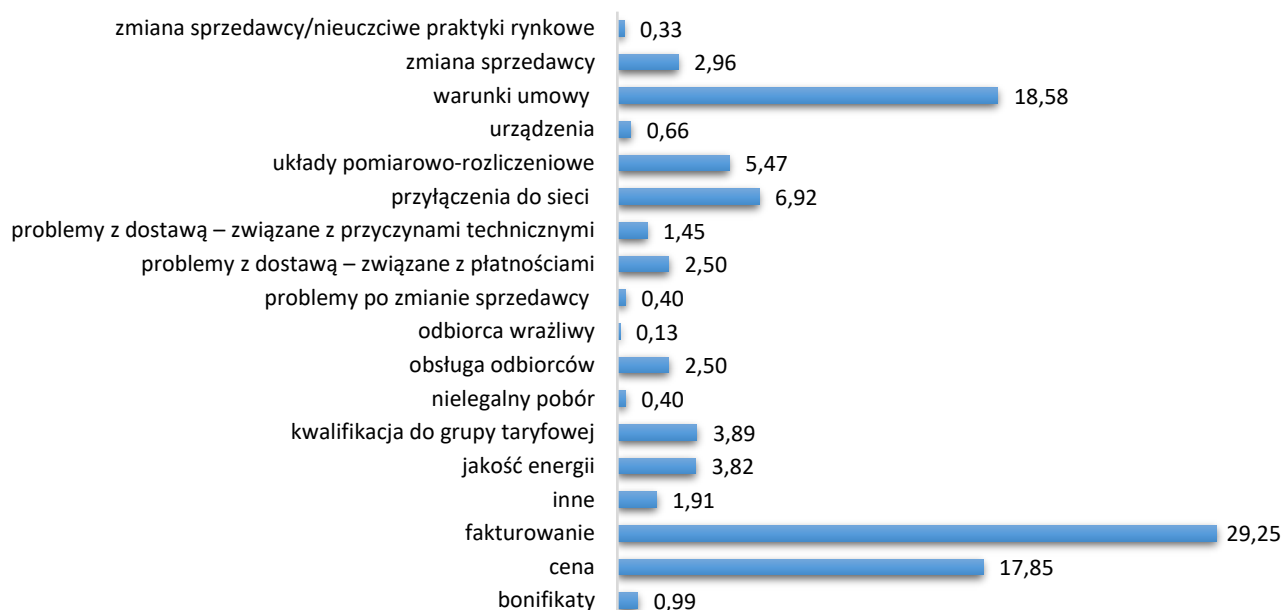
Podstawa prawna	Nowy obowiązek Prezesa URE	Od kiedy realizacja
	z dnia 17 czerwca 2014 r. uznającego niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu, z uwzględnieniem progów pomocy, o których mowa w art. 4 ust. 1 lit. v tego rozporządzenia	
art. 83m ust. 3 pkt 6	wprowadzenie do systemu wsparcia wytwarzania biometanu obowiązku spełnienia kryteriów zrównoważonego rozwoju, o których mowa w art. 43 ust. 3 rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014 z dnia 17 czerwca 2014 r. uznającego niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu	28.12.2024 r.
art. 83m ust. 4 pkt 7 oraz art. 83q ust. 1a, ust. 10-11	uwzględnienie w kumulacji pomocy publicznej w ramach systemu wsparcia wytwarzania biometanu zakresu dotyczącego wytwarzania biogazu albo biogazu rolniczego. Rozszerzenie zakresu przedkładanych Prezesowi URE oświadczeń	28.12.2024 r.
art. 83r ust.3-7	obowiązek monitorowania wysokości wsparcia przyznanego wytwórcom, w systemie wsparcia biometanu, z uwzględnieniem limitu środków przeznaczonych na dany system wsparcia zgłoszony Komisji Europejskiej przez Rzeczpospolitą Polską na podstawie art. 42 oraz art. 43 rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014 z dnia 17 czerwca 2014 r. uznającego niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu, z uwzględnieniem progów pomocy, o których mowa w art. 4 ust. 1 lit. v tego rozporządzenia	1.01.2025 r.
art. 168 pkt 16	w związku z wprowadzeniem nowych zasad kumulacji pomocy publicznej w systemach FIT/FIP oraz w systemie wsparcia biometanu rozszerzono katalog przedkładanych oświadczeń podlegających sankcjom karnym	28.12.2024 r.
art. 36 ust. 1 i 2 ustawy z 17 sierpnia 2023 r.	uzgodnienia planów rozwoju (na potrzeby stosowania art. 7b ustawy – Prawo energetyczne oraz art. 116 ust.2b ustawy OZE), o których mowa w art. 16 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją ciepła, w części przewidującej, że system ciepłowniczy przedsiębiorstwa energetycznego będzie spełniał w terminie do 31 grudnia 2025 r. warunki dotyczące efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego określone w art. 7b ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne	2024 r. (termin składania wniosków do 1.10.2024 r.)

Tabela A4. Zgłoszone przez Prezesa URE niezbędne nowe etaty na realizację nowych zadań

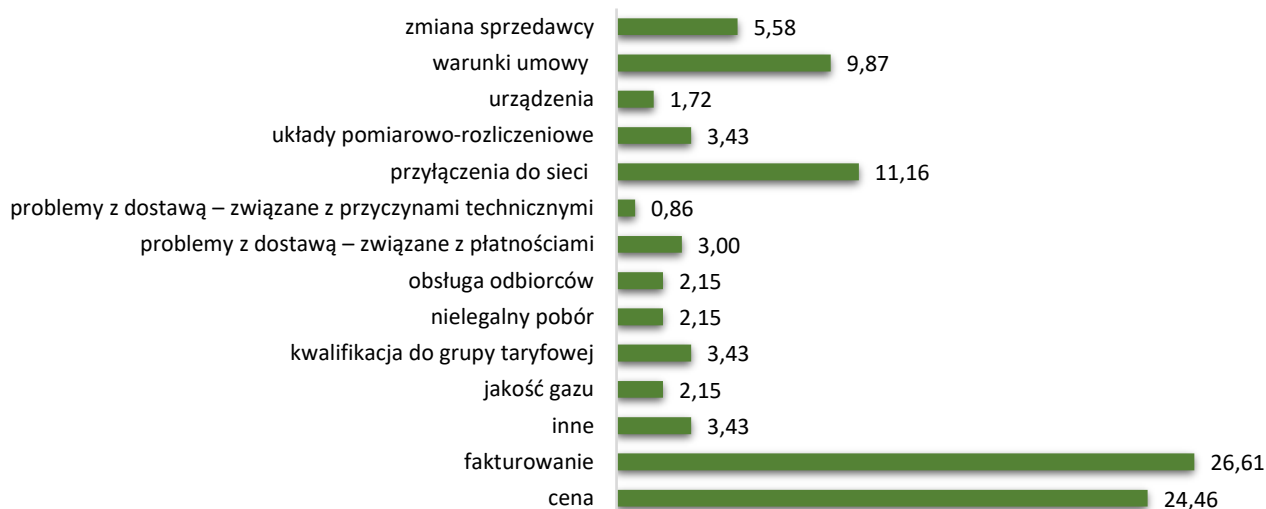
Rok	Ustawa / projekt ustawy, do której zgłoszono zapotrzebowanie na nowe etaty	Liczba zgłoszonych niezbędnych nowych etatów	Liczba otrzymanych nowych etatów
2023	ustawa z dnia 28 lipca 2023 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii	64	0
	ustawa z dnia 17 sierpnia 2023 r. zmianie ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw	25	0
2024	ustawa z dnia 21 listopada 2024 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw	6	6
	ustawa z dnia 27 listopada 2024 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw	13	0
	projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD89) (projekt na etapie prac w komisji sejmowej)	6	-
	projekt ustawy o zmianie ustawy - Prawo lotnicze oraz niektórych innych ustaw (UC68) (projekt na etapie opiniowania)	1	-

DZIAŁANIA PUNKTU INFORMACYJNEGO DLA ODBIORCÓW PALIW I ENERGII

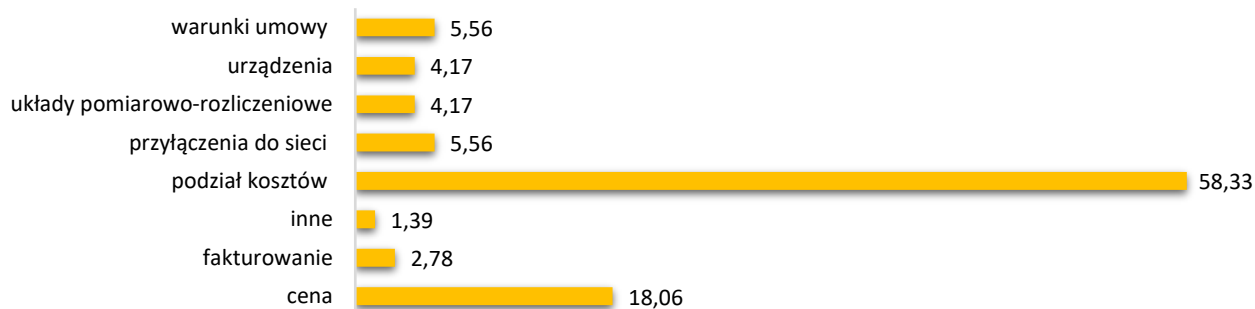
Rysunek A5. Zgłoszenia odbiorców do Punktu Informacyjnego w 2024 r. w kategorii: energia elektryczna [%]



Rysunek A6. Zgłoszenia odbiorców do Punktu Informacyjnego w 2024 r. w kategorii: paliwo gazowe [%]



Rysunek A7. Zgłoszenia odbiorców do Punktu Informacyjnego w 2024 r. w kategorii: ciepło [%]



REGULOWANIE DZIAŁALNOŚCI PRZEDSIĘBIORSTW ENERGETYCZNYCH

Tabela A5. Koncesjonowanie przedsiębiorstw

Sprawy koncesyjne rozpatrywane w 2024 r.				Decyzje w sprawach koncesyjnych									Postano- wienia		Zawiadomienia o pozostawieniu wniosku bez rozpoznania/rozpatrzenia, sprostowania oczywistej omyłki
				ogółem	z tego:										
							prowadzone	zakończone	udzielenie	zmiana	cofnięcie	uchylenie	wygaśnięcie	odmowa udzielenia	
KONCESJE															
energia elektr.	wytwarzanie	737	523	464	252	183	6	0	13	0	1	9	1	4	54
	przesyłanie/dystrybucja	174	115	101	7	78	7	0	0	1	0	8	1	3	10
	obrót	181	106	100	25	57	9	0	1	2	1	5	0	2	4
	magazynowanie	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
paliwa gazowe	przesyłanie/dystrybucja	31	22	19	3	13	1	0	1	0	0	1	0	2	0
	magazynowanie	3	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	obrót	95	72	56	19	24	6	1	1	2	0	3	0	2	14
	obrót gazem ziemnym z zagranicą	53	43	34	12	10	2	1	4	2	0	3	0	0	9
	skraplanie/regazyfikacja skroplonego gazu ziemnego	10	8	8	0	8	0	0	0	0	0	0	0	0	1
ciepło	wytwarzanie	296	199	191	7	177	2	0	1	0	1	3	1	4	3
	przesyłanie/dystrybucja	193	117	110	6	98	1	0	2	0	0	3	0	6	1
	obrót	47	30	26	3	20	1	0	0	0	0	2	0	4	0
paliwa ciekłe	wytwarzanie	32	24	24	4	16	0	0	0	0	0	4	0	0	0
	magazynowanie /przeładunek	42	31	31	4	21	0	0	0	0	0	6	0	0	0
	przesyłanie	4	1	1		1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	obrót	3265	1537	1376	259	775	193	0	36	17	12	84	13	12	120
	obrót z zagranicą	55	45	39	4	31	1	0	1	0	0	2	0	0	4
RAZEM		5219	2875	2581	605	1513	229	2	60	24	15	133	16	39	220
PROMESY															
energia elektr.	wytwarzanie	247	186	173	143	11	0	1	1	2	0	15	0	0	13
	przesyłanie/dystrybucja	14	11	10	5	3	0	0	0	0	0	2	0	0	1
	obrót	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	magazynowanie	5	3	2	0	0	0	0	0	0	0	2	0	1	0
paliwa gazowe	przesyłanie/dystrybucja	3	3	3	2	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
	obrót	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
ciepło	wytwarzanie	26	14	15	2	13	0	0	0	0	0	0	0	0	2
	przesyłanie/dystrybucja	13	2	2	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	obrót	5	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
paliwa ciekłe	obrót	5	5	4	1	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0
RAZEM		320	227	212	154	30	0	1	1	3	1	22	1	1	16

Zmiany koncesji podyktowane były przede wszystkim zmianą nazwy lub siedziby koncesjonariusza, zmianą w zakresie prowadzonej działalności i dostosowywaniu eksploatowanych źródeł ciepła i sieci ciepłowniczych do zmniejszającego się popytu na ciepło i celów klimatycznych UE, zmianą warunków wykonywania działalności (rozszerzenie bądź ograniczenie zakresu terytorialnego wykonywania działalności) oraz przedłużeniem okresu obowiązywania koncesji. Koncesje **cofnięto** głównie na skutek trwałego zaprzestania wykonywania działalności gospodarczej lub niepodjęcia działalności objętej koncesją oraz niedysponowania środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności. **Wygaszenia** koncesji dokonywano z uwagi na bezprzedmiotowość decyzji Prezesa URE udzielających koncesji.

Tabela A6. Naruszenia warunków koncesji

Zakres naruszenia	Liczba naruszeń przez przedsiębiorstwa prowadzące działalność w zakresie:			
	energii elektrycznej	paliw gazowych	ciepła	paliw ciekłych
zakaz prowadzenia działalności w sposób zagrażający życiu i zdrowiu ludzkiemu oraz narażający na powstanie szkód materialnych				1
nakaz przestrzegania obowiązujących przepisów, w tym przepisów o ochronie środowiska i bezpieczeństwie ekologicznym, a także wydanych na ich podstawie przepisów wykonawczych				1
sprzedaż paliw ciekłych przedsiębiorstwu obrotu nieposiadającemu koncesji OPC				4
zakaz obrotu paliwami ciekłymi niespełniającymi norm jakościowych				18
zakaz eksploatacji stacji paliw ciekłych lub bazy paliw ciekłych niespełniających warunków technicznych				11
zakaz składowania i dokonywania obrotu konfekcjonowanym gazem płynnym (w butlach) niezgodnie z wymaganiami bezpieczeństwa i higieny pracy oraz warunkami technicznymi, określonymi przepisami				1
brak pozwolenia wodnoprawnego				5
zakaz stosowania w obrocie paliwami ciekłymi przyrządów pomiarowych, w tym w szczególności odmierzaczy paliw ciekłych, bez wymaganych dowodów prawnej kontroli metrologicznej lub niespełniających wymagań tej kontroli				46
nakaz zawiadomienia Prezesa URE o zmianie oznaczenia podmiotu, jego siedziby lub adresu oraz numerów rejestrowych	4		1	4
nakaz zawiadomienia Prezesa URE o wszelkich istotnych zmianach odnoszących się do wykonywanej działalności objętej koncesją, w tym w szczególności o zmianach dotyczących ograniczenia lub rozszerzenia zakresu tej działalności oraz o zmianie osób uprawnionych lub wchodzących w skład organu uprawnionego do reprezentowania koncesjonariusza	4		5	24
nakaz informowania Prezesa URE o niepodjęciu działalności w terminie 6 miesięcy od udzielenia koncesji				1
prowadzenie działalności niezgodnie z przedmiotem i zakresem koncesji	1			11
zakaz dokonywania załadunku i rozładunku zbiorników cystern drogowych oraz przetaczania paliw ciekłych pomiędzy zbiornikami cystern drogowych jedynie na terenach do tego przeznaczonych i przystosowanych zgodnie z obowiązującymi przepisami, przy wykorzystaniu urządzeń do napełniania i opróżniania zbiorników transportowych, spełniających wymagania przepisów określających warunki, jakim urządzenia te powinny odpowiadać				1
pozostałe	3			4
RAZEM	12	0	6	132

Tabela A7. Taryfowanie przedsiębiorstw

	Liczba przedsiębiorstw zobowiązanych w 2024 r. do przedkładania taryfy do zatwierdzenia ¹	Liczba spraw taryfowych w 2024 r.		Decyzje					Postanowienia			Zawiadomienia o pozostawieniu wniosku bez rozpoznania
		prowadzonych	zakończonych	zatwierdzenie taryfy	zmiana taryfy	zwolnienie z obowiązku zatwierdzenia taryfy	odmowa zatwierdzenia ²	umorzenie ²	zwrot wniosku	odmowa wszczęcia postępowania	sprostowanie	
energia elektr.	180	308	233	125	65	2	4	32	0	3	2	0
paliwa gazowe	64	136	111	53	45	0	1	3	0	3	3	0
ciepło	403	547	423	313	86	0	3	15	0	1	5	0
RAZEM	647	991	767	491	196	2	8	50	0	7	10	0

¹ Przedsiębiorstwa, które posiadały koncesję przez część lub cały 2024 r. (także te, które utraciły/otrzymały koncesję).² Dot. zatwierdzenia nowej i zmiany już obowiązującej taryfy.

	Decyzje w sprawie zmiany taryfy				UWAGI
	ogółem	ceny i stawki	okres obowiązywania	zmiana zakresu działalności	
energia elektr.	65	40	7	3	w 15 przypadkach - dostosowanie taryfy do obowiązującego stanu prawnego
paliwa gazowe	45	40	4	1	-
ciepło	86	72	4	10	w tym 1 zmiana dot. tylko stawek opłat za przyłączenie do sieci ciepłowniczej w 3 przypadkach zmiana związana była zarówno ze zmianą cen i stawek, jak i ze zmianą zakresu działalności (nowe jednostki kogeneracji, nowa działalność OCC, brak działalności OCC)
RAZEM	196	152	15	14	-

Tabela A8. Efekty regulacyjne z procesu zatwierdzania taryf

Energia elektryczna i ciepło

	Przychody roczne		Zmiana przewidywanego wzrostu opłat	Wnioskowany przez przedsiębiorstwa średni wzrost/spadek opłat w taryfach	Wzrost/spadek opłat w zatwierdzonych taryfach
	wnioskowane przez przedsiębiorstwa	zatwierdzone przez PURE			
	[tys. zł]				
Oddziały terenowe URE					
energia elektryczna	949 663,00	910 359,00	41 104,00	9,04	4,53
ciepło	26 736 296,13	25 511 754,98	1 224 541,15	3,79	(-) 0,96
RAZEM	27 682 959	26 422 114	1 265 645		
Centrala URE					
energia elektryczna – dystrybucja	48 163 315,00	43 332 824,00	4 830 491,00	13,5	2,37
energia elektryczna – obrót	20 239 110,00*	17 885 001,00*	2 354 109,00	(-) 4,67	(-) 15,76
ciepło	13 044 306,78	12 812 486,64	231 820,14	3,47	1,63
RAZEM	81 446 731.78	74 030 311.64	7 416 420		

* Ze względu na zatwierdzenie w połowie 2024 r. zmian taryf sprzedawców z urzędu na okres półtora roku, przychody zostały wykazane na ten okres.

Paliwa gazowe

Wyszczególnienie - rodzaj działalności	Przychody		Wolumen		Średnia stawka	
	wnioskowane	zatwierdzone	wnioskowany	zatwierdzony	wnioskowana	zatwierdzona
	[tys. zł]		[MWh]		[zł/MWh]	
przesyłanie, regazyfikacja, magazynowanie paliw gazowych	6 511 063	5 762 239	267 075 918	267 075 918	-	-
dystrybucja paliw gazowych	8 937 131	8 331 786	144 066 165	144 427 340	62,03	57,69
obróć paliwami gazowymi na rzecz odbiorców, o których mowa w art. 62b ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne	18 201 483	14 381 709	58 456 666	57 516 420	311,37	250,04
RAZEM	33 649 677	28 475 734	469 598 749	469 019 678		

¹ Ze względu na specyfikę ustalania stawek opłat tych rodzajów działalności – nie przedstawiono średniej stawki.

Tabela A9. Rejestr wytwórców (Rejestr MIOZE)

	Liczba spraw dot. Rejestru MIOZE w 2024 r.		Zaświadczenia			Decyzje				Postanowienia		Zawiadomienia o pozostawieniu wniosku bez rozpoznania
	przewodzonych	zakończonych	wpis	zmiana	wykreślenie	odmowa wpisu	odmowa zmiany	zakaz wykonywania działalności	umorzenie	zwrot podania	odmowa wszczęcia	
na wniosek	1 559	1 499	825	521	67	5	0	0	7	8	11	55
z urzędu	3	2	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0
RAZEM	1 562	1 501	825	522	68	5	0	0	7	8	11	55

Tabela A10. Działalność w zakresie sprawozdawczości przedsiębiorstw

Rodzaj sprawozdania/informacji	Liczba podmiotów zobowiązanych do złożenia sprawozdania/informacji w 2024 r.	Liczba złożonych sprawozdań/informacji	Postępowania w 2024 r. w sprawie kar pieniężnych za niespełnienie obowiązków sprawozdawczych					
			przewodzone	zakończone	umorzone	odstąpienia od nałożenia kary	nałożone kary	
							liczba	łączna wysokość [zł]
art. 4ba ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne (informacje o podmiotach zlecających usługi magazynowania, przeładunku, przesyłania lub dystrybucji paliw ciekłych)	48	629	0	0	0	0	0	0
art. 7b ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne (sprawozdanie z działań mających na celu osiągnięcie efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego) <i>wskazano liczbę podmiotów zobowiązanych do złożenia sprawozdania po raz pierwszy za 2023 r. do 29.02.2024 r.; zobowiązani do złożenia sprawozdań za 2024 r. do 31.03.2025 r. – 347 podmiotów – sprawozdania są przedmiotem weryfikacji</i>	349	733	12	11	1	4	6	12 000
art. 28 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne (sprawozdania URE-C1) za 2024 r.	397	397	0	0	0	0	0	0
art. 43d ustawy – Prawo energetyczne (sprawozdanie o rodzajach oraz ilości wytworzonych, przywiezionych i wywiezionych paliw ciekłych, a także ich przeznaczeniu)	573	25 327	208	147	6	65	76	468 000
art. 6a ust. 1 uOZE (łączna ilość energii elektrycznej, o której mowa w art. 4 ust. 1 oraz 1a oraz łączna ilość energii elektrycznej sprzedanej sprzedawcy zobowiązanemu)	196	196	0	0	0	0	0	0
art. 9 ust. 1 pkt 7 uOZE (łączna ilość en. el. wytworzonej w małej instalacji, en. el. sprzedanej sprzedawcy zobowiązanemu/odbiorcom końcowym, łącznej ilości zużytych paliw)	3 954	11 540	1 084	857	41	234	643	806 000
art. 9 ust. 1 pkt 8 uOZE (wytworzenie po raz pierwszy en. el. w małej instalacji lub jej wytworzenie po modernizacji tej instalacji)	849	346	nie dotyczy					
art. 22a ust. 1 ustawy o biopaliwach (dokonanie po raz pierwszy czynności powodujących powstanie obowiązku realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego)	18	18	1	1		1		
art.30b ust. 1 i 3 ustawy o biopaliwach (sprawozdania o realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego)	19	86	1	1	1			
art.30i ust. 1 ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw (sprawozdania o realizacji Narodowego Celu Redukcyjnego)	41	41	3	3		2	1	5 000
art. 21 ust. 1 ustawy o środkach nadzwyczajnych (odpis na Fundusz)	0	0	900	315	66	0	251	397 0872
art. 12b ust. 3 ustawy o systemie rekompensat	72	72*	1	1	0	0	1	10 000

* Uwzględnia sprawozdanie złożone po terminie.

Tabela A11. Działalność na rynku paliw ciekłych w zakresie Rejestru podmiotów przywożących

	Liczba spraw w 2024 r. dot. Rejestru podmiotów przywożących		Decyzje						Postanowienia		Zawiadomienia o pozostawieniu wniosku bez rozpoznania
	przewodzonych	zakończonych	wpis	zmiana	odmowa wpisu	odmowa zmiany	wykreślenie	umorzenie postępowania	zwrot podania	odmowa wszczęcia	
na wniosek	208	160	68	78	5	2	7	0	0	0	0
z urzędu	64	52	0	0	0	0	30	22	0	0	0
RAZEM	272	228	68	78	5	2	37	22	0	0	16

Tabela A12. Udzielanie pomocy sektorom energochłonnym

	Liczba spraw prowadzonych w 2024 r.		Rozstrzygnięcia			
	przewodzonych	zakończonych	odmowa przyznania	przyznanie	zwrot	odmowa wszczęcia postępowania
na wniosek	101	101	2	97	1	1
z urzędu	3	3	0	1	2	0
RAZEM	104	104	2	98	3	1

Tabela A13. Łączna kwota przyznanych za rok 2023 rekompensat w podziale na sektory i podsektory energochłonne

PKD 2007 /PKWiU 2015	Opis	Łączna kwota przyznanej rekompensaty [zł]
24.10	Produkcja surowców żelazostopów, żeliwa i stali oraz wyrobów hutniczych	811 399 194,22
17.12	Produkcja papieru i tektury	526 001 719,78
17.11	Produkcja masy włóknistej	282 219 405,17
19.20	Wytwarzanie i przetwarzanie produktów rafinacji ropy naftowej	248 336 469,12
20.13	Produkcja pozostałych podstawowych chemikaliów nieorganicznych	226 807 805,24
24.51	Wszystkie kategorie produktu w sektorze odlewnictwa żeliwa	165 428 978,06
24.44	Produkcja miedzi	146 188 191,63
24.43	Produkcja ołowiu, cynku i cyny	122 431 569,78
24.42	Produkcja aluminium	56 254 729,20
20.11.11.50	Wodór	54 622 099,73
23.14.12.20	Maty z włókna szklanego	7 627 279,90
24.45	Produkcja pozostałych metali nieżelaznych	17 009,52
RAZEM		2 647 334 451,35

Tabela A14. Rozstrzygnięcie spraw spornych na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne

	Liczba wniosków o rozstrzygnięcie sprawy spornej rozpoznawanych w 2024 r.	Liczba wniosków o rozstrzygnięcie sprawy spornej rozpoznanych w 2024 r.													Określenie warunków podjęcia bądź kontynuowania dostaw			
		OGÓŁEM	przedmiot sporu								rozstrzygnięcie (sposób zakończenia)							
			odmowa zawarcia umowy:				wstrzymanie dostaw	odmowy przyłączenia mikroinstalacji ¹	nieuzasadnione ograniczenie pracy lub odłączenie od sieci mikroinstalacji	odmowy przyłączenia infrastruktury /stacji ładowania ²	decyzje		odmowa wszczęcia postępowania	pozostawienie bez rozpoznania	zwrot wniosku			
			sprzedaży	przyłączenia do sieci (w tym zwiększenia mocy)	świadczenia usług przesyłania lub dystrybucji	kompleksowej					rozstrzygające	umorzenie postępowania						
energia elektr.	333	202	4	130	8	8	43	2	4	3	67	24	23	13	2	6	2	3
paliwa gazowe	432	243	0	231	1	1	10	0	0	0	132	63	4	24	1	1	1	0
ciepło	20	17	1	13	0	3	0	0	0	0	4	4	3	0	0	0	0	0
RAZEM	785	462	5	374	9	12	53	2	4	3	203	91	30	37	3	7	3	3

¹ Odmowy przyłączenia mikroinstalacji, w tym odmowy przyłączenia w pierwszej kolejności mikroinstalacji, nieprzyłączenia mikroinstalacji pomimo upływu terminu, o którym mowa w art. 7 ust. 8d⁷ pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne.

² Infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego, lub ogólnodostępnej stacji ładowania, o której mowa w art. 7 ust. 2a ustawy – Prawo energetyczne.

Tabela A15. Rozstrzygnięcie spraw spornych na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne dotyczących odmów zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej odnawialnych źródeł energii (z wyłączeniem mikroinstalacji)

Liczba wniosków o rozstrzygnięcie sprawy spornej rozpoznawanych w 2024 r.	Liczba rozstrzygniętych spraw spornych	Liczba spraw spornych, w których stwierdzono publicznoprawny obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie	Liczba spraw spornych, w których stwierdzono brak publicznoprawnego obowiązku zawarcia umowy o przyłączenie	Liczba decyzji, w których zmieniono termin dostarczenia energii po raz pierwszy do sieci oraz zaktualizowano harmonogram (na podstawie art. 81 ust. 10, 10a i 11 ustawy OZE)	Liczba decyzji umarzających postępowanie
1 244	83 ¹	8	32	0	29

¹ W tym 14 odmów wszczęcia postępowania.

Tabela A16. Rozpoznawanie skarg i poradnictwo

	Liczba skarg i porady ¹					
	rozpatrywane/ udzielane w 2024 r.	ogółem	rozpatrzone w 2024 r.			
			z tego dotyczące:			
			energii elektrycznej ²	paliw gazowych	ciepła	paliw ciekłych
skargi	6 173	5 686	4 875	596	212	3
informacje i poradnictwo	5 373	5 331	3 962	387	203	779
RAZEM	11 546	11 017	8 837	983	415	782

¹ Wszystkie, niezależnie od formy ich złożenia (pismo, e-mail, telefon, osobiście).

² Wraz z OZE i kogeneracją.

Monitorowania skarg i reklamacji zgłaszanych przez odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych do przedsiębiorstw energetycznych

Tabela A17. Rozkład skarg i reklamacji odebranych przez przedsiębiorstwa energetyczne według rodzaju odbiorcy i kwartału, w latach 2023–2024

Rok	Typ zgłoszenia	Średnioroczna liczba PPE	Liczba skarg/reklamacji	Liczba skarg/reklamacji w stosunku do PPE	Rozkład wpływu skarg i reklamacji według kwartałów			
					I kw.	II kw.	III kw.	IV kw.
Wszyscy odbiorcy								
2023	Skargi	14 892 699	4 221	0,03%	26,58%	26,14%	26,02%	21,27%
	Reklamacje		433 685	2,91%	27,28%	26,40%	25,45%	20,87%
2024	Skargi	14 280 223	3 072	0,02%	32,10%	22,27%	25,55%	20,08%
	Reklamacje		282 923	1,98%	33,03%	25,33%	22,65%	19,00%
Prosumenci								
2023	Skargi	1 045 907	663	0,06%	24,81%	33,14%	23,53%	18,51%
	Reklamacje		92 316	8,83%	24,59%	20,81%	30,62%	23,98%
2024	Skargi	1 222 058	572	0,05%	32,69%	25,87%	24,83%	16,61%
	Reklamacje		47 010	3,85%	30,70%	27,66%	23,00%	18,64%

Źródło: URE na podstawie ankietowego badania przedsiębiorstw energetycznych.

Tabela A18. Rozkład skarg i reklamacji odebranych przez przedsiębiorstwa energetyczne według obszaru tematycznego i rodzaju odbiorcy, w latach 2023–2024

	2024 r.	2023 r.		2024 r.	2023 r.
	Wszyscy odbiorcy			Prosumenci	
Wystawianie faktury/rachunki i windykacja	41,26%	38,35%	Wystawianie faktury/rachunki i windykacja	54,33%	65,29%
Opomiarowanie	16,24%	15,21%	Jakość dostaw	24,48%	13,68%
Obsługa klienta	8,26%	9,19%	Umowy i sprzedaż	5,71%	9,68%
Umowy i sprzedaż	7,82%	14,59%	Przyłączenie do sieci	0,08%	0,04%
Jakość dostaw	5,99%	4,75%	Pozostałe	15,40%	11,31%
Cena/taryfa	3,83%	9,28%			
Rekompensaty	0,96%	0,96%			
Przyłączenie do sieci	0,69%	0,65%			
Wstrzymanie dostaw na skutek braku lub opóźnienia płatności	0,32%	0,34%			
Zmiana sprzedawcy	0,29%	0,24%			
Rozpoczęcie dostaw lub wznowienie dostaw po przerwie	0,17%	0,08%			
Nieuczciwe praktyki handlowe	0,01%	0,06%			
Inne	14.15%	6.30%			

Źródło: URE na podstawie ankietowego badania przedsiębiorstw energetycznych.

Tabela A19. Sposób rozpatrzenia reklamacji odebranych przez przedsiębiorstwa energetyczne w latach 2023–2024

Sposób rozpatrzenia reklamacji	2024 r.	2023 r.
Przekazane według właściwości	0,61%	0,79%
Rozpatrzone negatywnie	53,90%	58,89%
Rozpatrzone pozytywnie	43,38%	37,75%
W toku	2,11%	2,58%

Źródło: URE na podstawie ankietowego badania przedsiębiorstw energetycznych.

Tabela A20. Monitorowanie działalności przedsiębiorstw energetycznych

Liczba ogółem	Prowadzone ¹ w 2024 r. monitoringi ² w zakresie:					
	przestrzegania warunków prowadzenia działalności koncesjonowanej	stosowania taryf	sposobu prowadzenia ewidencji księgowej i udostępniania sprawozdań finansowych	dotrzymywania parametrów jakościowych paliw gazowych i energii elektrycznej	dotrzymywania standardów obsługi odbiorców	realizacji obowiązku świadczenia usług dystrybucji paliw gazowych, energii elektrycznej oraz przesyłania i dystrybucji ciepła ³
9 982	1 747	648	552	394	1 478	329
	kwalifikacji osób zatrudnionych przy eksploatacji sieci i urządzeń	funkcjonowania systemu gazowego, elektro-energetycznego ⁴	terminów wydawania warunków przyłączenia do sieci ⁵ i realizacji zgłoszeń mikroinstalacji	weryfikacja instrukcji ruchu i eksploatacji sieci operatorów	infrastruktury OPC ⁶	Inne ⁷
	1 393	260	368	21	1 745	1 047

¹ Liczba spraw zakończonych w 2024 r. niezależnie od daty wszczęcia.

² Dotyczy wszelkich postępowań, w których dokonano czynności o charakterze monitoringu, weryfikacji, sprawdzenia.

³ W tym monitorowanie wykonania obowiązku zapewnieniu pierwszeństwa w dystrybucji energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii.

⁴ W zakresie warunków przyłączenia podmiotów do sieci i ich realizacji oraz utrzymywania sieci w należytym stanie technicznym.

⁵ Elektroenergetycznej, gazowej i ciepłej.

⁶ W tym wszystkie wpływające sprawozdania z infrastruktury OPC.

⁷ W tym monitorowanie obowiązków utrzymywania zapasów paliw przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub ciepła zgodnie art. 10 ustawy – Prawo energetyczne oraz monitorowanie obowiązków realizacji przez OSD obowiązków wynikających z ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych.

Tabela A21. Kontrola działalności przedsiębiorstw energetycznych

Liczba przedsiębiorstw skontrolowanych w 2024 r. w zakresie:	
wypełnienia obowiązków informacyjnych ¹	4 038
rozpoczęcia prowadzenia działalności gospodarczej objętej koncesją	42
figurowania przedsiębiorstwa w rejestrze VAT	5 561
spełnienia warunków sprzedaży paliw wyłącznie podmiotom posiadającym koncesję	10
zgodności sprawozdań z art. 43e ustawy – Prawo energetyczne z treścią koncesji	350
legalizacji układów pomiarowych na środkach transportu	0
faktycznego zakończenia działalności	9
działalności podmiotów, którym odmówiono udzielenia bądź zmiany koncesji	4
zgłoszenia w informacji, o której mowa w art. 43e, kontenerowych stacji paliw ciekłych	4
sprzedaży kartuszy z gazem LPG na internetowych portalach aukcyjnych	6
weryfikacji stron internetowych przedsiębiorców, o których mowa w art. 4ba ustawy - Prawo energetyczne	4
weryfikacji treści sprawozdań zerowych z art. 43d ustawy - Prawo energetyczne z danymi zawartymi w systemie SENT	0
weryfikacji sprawozdań z art. 43d ustawy - Prawo energetyczne składanych przez podmioty deklarujące przywóz paliw z danymi zawartymi w systemie SENT ³	0
weryfikacji sprawozdań z art. 43d ustawy - Prawo energetyczne składanych przez podmioty deklarujące przywóz benzyn silnikowych i gazu płynnego LPG z danymi zawartymi w systemie SENT	0
weryfikacji sprawozdań z art. 43d ustawy - Prawo energetyczne składanych przez podmioty deklarujące przywóz oleju napędowego i oleju opałowego z danymi zawartymi w systemie SENT	0
konfrontacji treści składanych sprawozdań z art. 4ba, art. 43d i art. 43e ustawy - Prawo energetyczne	146
prowadzenia czystego obrotu paliwami ciekłymi	7
kontroli rozlewni gazu płynnego, w tym sprzedaży butli z gazem	40
kontroli stanu zapasów paliw – węgla	4
kontroli przedsiębiorstw prowadzących czysty obrót paliwami ciekłymi	16
sposobu wykorzystywania instalacji przeładunkowych przy braku koncesji na magazynowanie i przeładunek	3
zgodności zapisów koncesji na magazynowanie i przeładunek ze zgłoszonymi instalacjami przeładunku	9
RAZEM	10 253

¹ Nie dotyczy sprawozdań z art. 43e ustawy – Prawo energetyczne.

Tabela A22. Wnioski i sprawy dotyczące działalności komisji kwalifikacyjnych

Zakres wniosku/sprawy	Liczba wniosków/spraw	Liczba rozstrzygnięć pozytywnych	Liczba rozstrzygnięć odmownych
Powołanie komisji kwalifikacyjnej na kolejną kadencję	114	48	9
Powołanie nowej komisji kwalifikacyjnej	15	5	3
Dokonanie zmian w akcie powołania komisji kwalifikacyjnej (w tym zmiana składu, rozszerzenie zakresu uprawnień)	80	32	14
Aktualizacja świadectw kwalifikacyjnych poszczególnych członków komisji	45	–	–
Analiza arkuszy sprawozdawczych z działalności komisji	311	–	–
Wnioski i zapytania (w tym dot. funkcjonowania komisji, ważności świadectw kwalifikacyjnych, uprawnienia do wykonywania określonych prac)	53	–	–
Wnioski i zapytania z Internal Market Information System (IMI)	58	–	–
RAZEM	676	85	26

Według stanu na 31 grudnia 2024 r., w Polsce działały 323 komisje kwalifikacyjne:

Województwo	Liczba czynnych komisji	Województwo	Liczba czynnych komisji	Województwo	Liczba czynnych komisji	Województwo	Liczba czynnych komisji
mazowieckie	41	warmińsko-mazurskie	7	świętokrzyskie	12	małopolskie	34
zachodniopomorskie	15	lubelskie	20	dolnośląskie	17	podkarpackie	19
lubuskie	7	podlaskie	11	opolskie	8	kujawsko-pomorskie	19
pomorskie	16	łódzkie	24	śląskie	57	wielkopolskie	16

Działania związane z rynkiem mocy

Tabela A23. 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.]
Jednostki wytwórcze istniejące, w tym:	107	120
- będące magazynem energii elektrycznej	13	12
- pozostałe	94	108
Modernizowane jednostki wytwórcze, w tym:	11	12
- będące magazynem energii elektrycznej	2	1
- pozostałe	9	11
Nowe jednostki wytwórcze, w tym:	74	191
- będące magazynem energii elektrycznej	69	177
- pozostałe	5	14
Jednostki redukcji zapotrzebowania	99	136
Jednostki składające się z jednostek fizycznych zagranicznych	68	71
RAZEM	359	530

Tabela A24. 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]
Jednostki wytwórcze istniejące, w tym:	1 960	2 059
- będące magazynem energii elektrycznej	735	911
- pozostałe	1 225	1 148
Modernizowane jednostki wytwórcze, w tym:	1 315	1 540
- będące magazynem energii elektrycznej	239	118
- pozostałe	1 076	1 421
Nowe jednostki wytwórcze, w tym:	3 696	6 486
- będące magazynem energii elektrycznej	3 139	4 914
- pozostałe	557	1 572
Jednostki redukcji zapotrzebowania	1 984	1 816
Jednostki składające się z jednostek fizycznych zagranicznych	1 590	1 667
RAZEM	10 545	13 568

Tabela A25. Dane dotyczące aukcji dodatkowych na wszystkie kwartały roku dostaw 2025 (aukcje odbyły się 14 marca 2024 r.)

Kwartał roku dostaw 2024	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

Tabela A26. Dane dotyczące aukcji głównej na rok dostaw 2029 (aukcja odbyła się 12 grudnia 2024 r.)

	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
RAZEM	245	8 053,577	x

Na rok dostaw 2029 łącznie zakontraktowano 20 224 MW, w tym 8 054 MW w aukcji głównej na rok dostaw 2029 oraz 12 170 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.

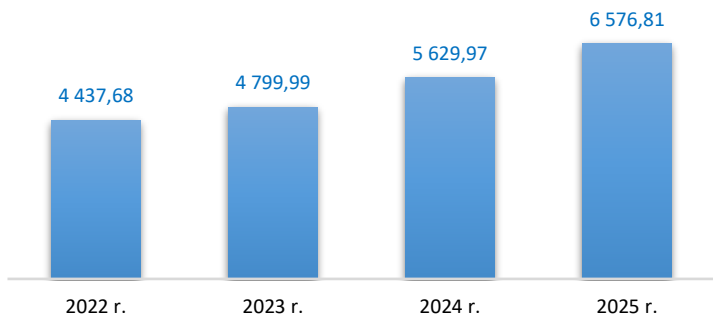
Dostawca mocy, w przypadku niewykonania obowiązku mocowego, uiszcza karę na rzecz operatora rynku mocy, której wysokość oblicza się jako iloczyn wielkości niewykonanego obowiązku mocowego oraz jednostkowej stawki kary.

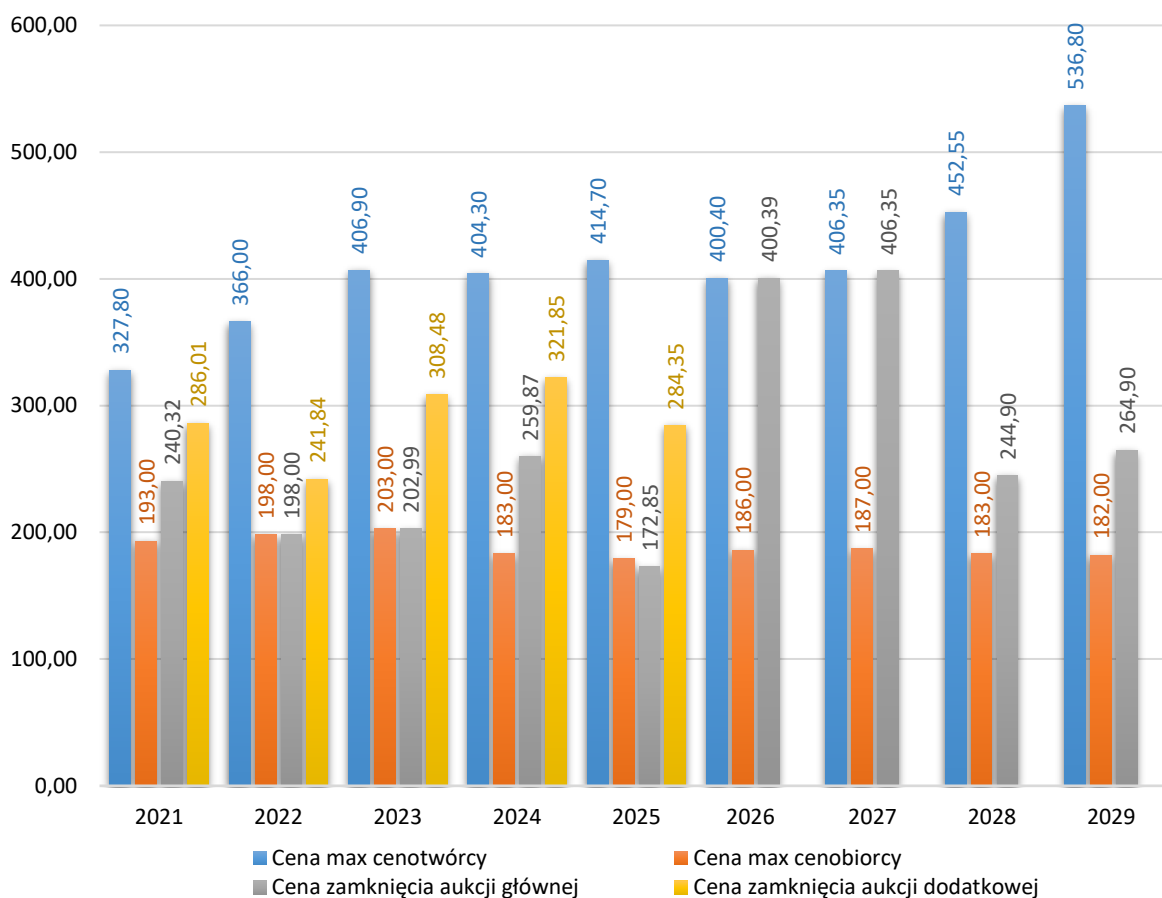
Art. 59 ust. 2 i 2a ustawy o rynku mocy stanowią, że Prezes URE wylicza jednostkową stawkę kary na dany rok w sposób określony w przepisach § 15 ust. 1 i 2 rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 13 września 2024 r. w sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku wtórnym oraz ogłasza ją do 15 grudnia poprzedniego roku.

Zgodnie z ww. regulacjami, jednostkową stawkę kary wylicza się w oparciu o wartość produktu krajowego brutto w Polsce, za rok przypadający na 2 lata przed rokiem dostaw opublikowaną przez Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego oraz ilość zużywanej energii elektrycznej w roku kalendarzowym przypadającym na 2 lata przed rokiem dostaw, opublikowaną przez Główny Urząd Statystyczny w dokumencie „Żużycie paliw i nośników energii”.

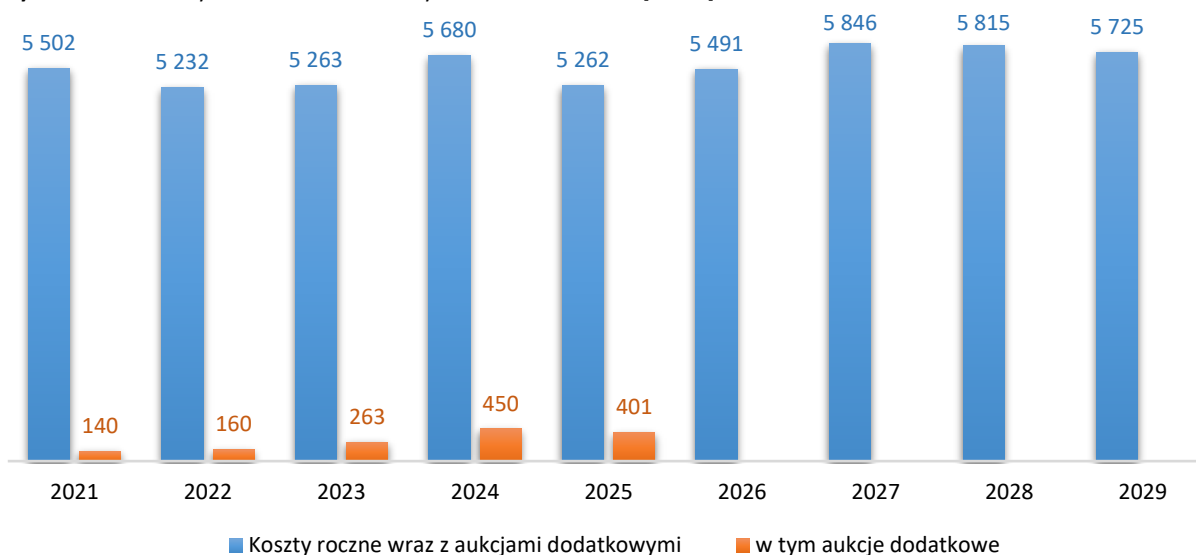
Wypełniając obowiązek, o którym mowa powyżej, Prezes URE opublikował Informację nr 71/2024 w sprawie jednostkowej stawki kary za niewykonanie obowiązku mocowego obowiązującej w roku dostaw 2025.

Rysunek A8. Porównanie jednostkowych stawek kary za niewykonanie obowiązku mocowego w latach 2022–2025 [zł/MWh]



Rysunek A9. Ceny w aukcjach 2021–2029 [zł/kW/rok]

Źródło: URE na podstawie informacji PSE S.A.

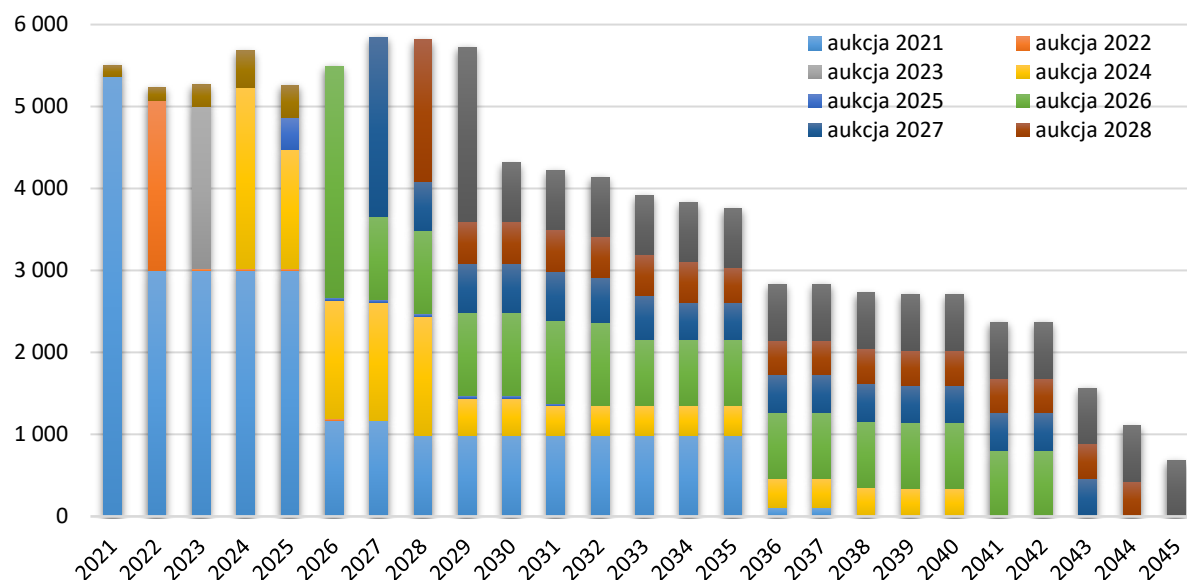
Rysunek A10. Koszty roczne umów mocowych dla lat 2021–2029 [mln zł]¹

Źródło: URE na podstawie informacji PSE S.A.

¹ 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 Sprawozdaniu Prezesa URE za 2023 r. ze względu na korektę wynikającą z rozwiązania niektórych umów.

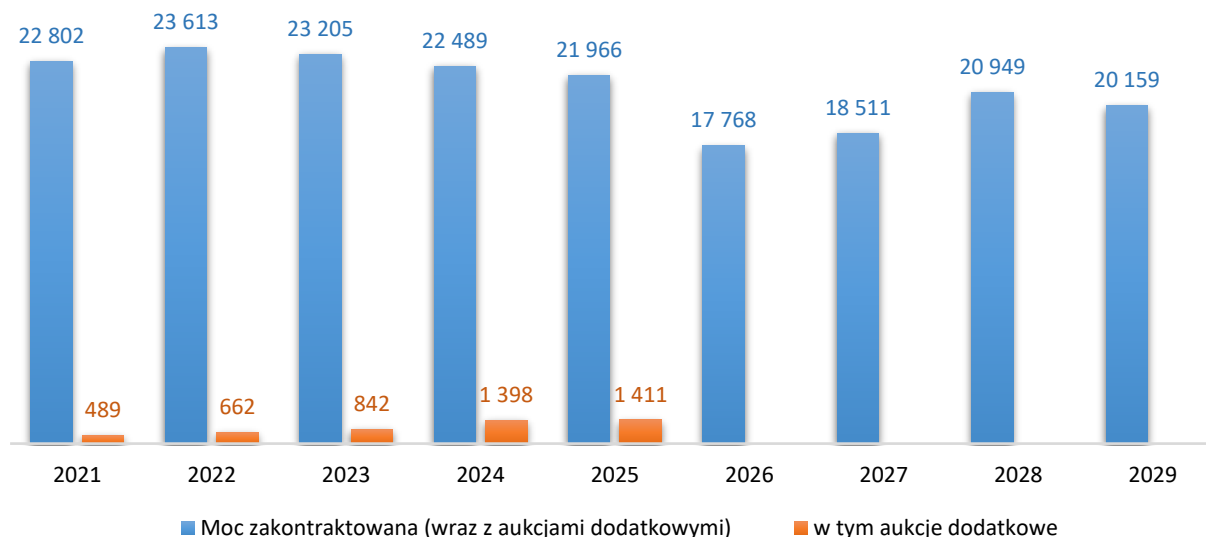
Koszty rynku mocy w latach 2025–2029 będą powiększone o koszty zakupu obowiązków mocowych w ramach aukcji dodatkowych², uzupełniających³ (w latach 2025–2028) oraz dogrywkowych, które mogą być przeprowadzone w przypadku, gdy po przeprowadzeniu aukcji głównej operator stwierdzi, że nie będzie zapewnione średnioterminowe lub długoterminowe bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych⁴.

Rysunek A11. Koszty roczne umów mocowych na lata 2021–2045, zawarte w wyniku aukcji mocy, które odbyły się w latach 2018–2024 [mln zł]⁵



Źródło: URE na podstawie informacji PSE S.A.

Rysunek A12. Moc zakontraktowana dla lat 2021–2029 [MW]⁶



Źródło: URE na podstawie informacji PSE S.A.

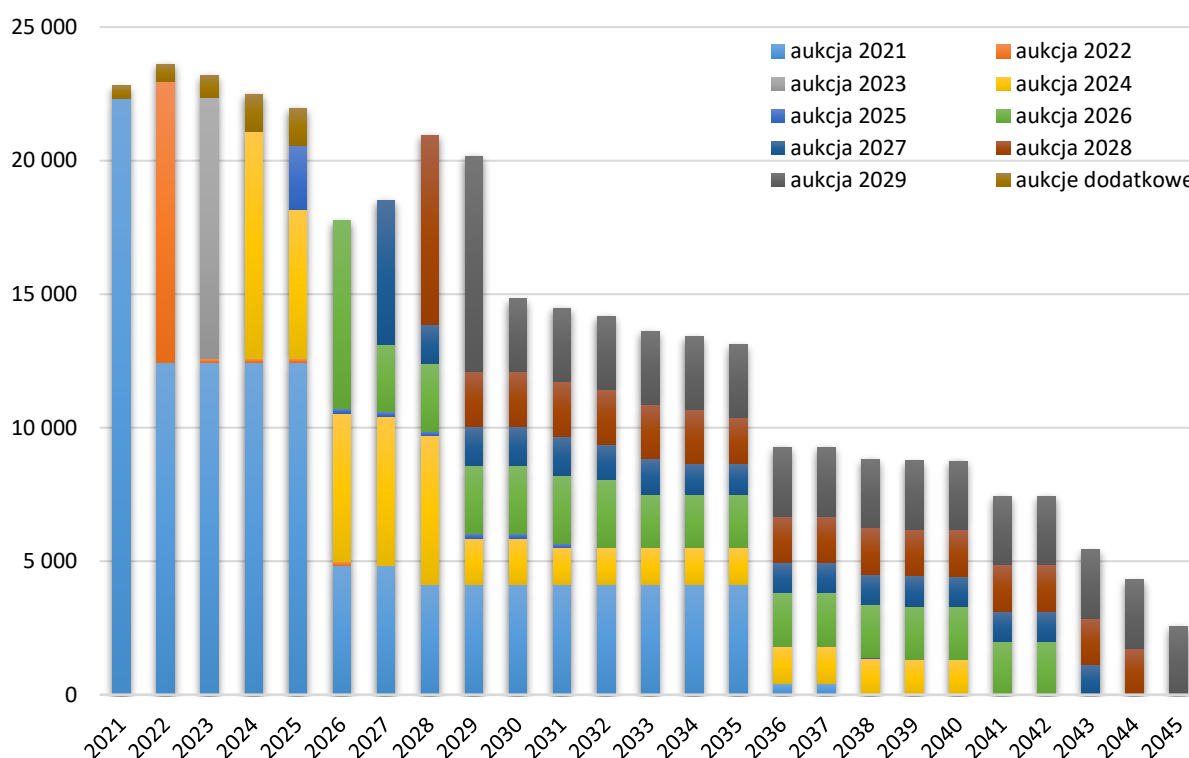
² Zgodnie z art. 29 ust. 4 ustawy o rynku mocy, aukcje dodatkowe przeprowadza się w roku poprzedzającym rok, na który przypadają okresy dostaw każdej z tych aukcji, przy czym aukcje dodatkowe dla wszystkich okresów dostaw odbywają się w tym samym czasie.

³ Ustawa z dnia 24 stycznia 2025 r. o zmianie ustawy o rynku mocy (Dz. U. z 2025 r. poz. 159).

⁴ Ustawa z dnia 21 lutego 2025 r. o zmianie ustawy o rynku mocy oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2025 r. poz. 290).

⁵ 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 Sprawozdaniu Prezesa URE za 2023 r. ze względu na korektę wynikającą z rozwiązania niektórych umów.

⁶ Wolumeny mocy różnią się od przedstawionych w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2023 r. ze względu na korektę wynikającą z rozwiązania niektórych umów.

Rysunek A13. Moc zakontraktowana na lata 2021–2045, w wyniku aukcji mocy, które odbyły się w latach 2018–2024 [MW]⁷

Źródło: URE na podstawie informacji PSE S.A.

Tabela A27. Podsumowanie wyników aukcji na lata 2021–2029⁸

	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	5 275
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.

Stosownie do art. 70 ust. 1 pkt 1 ustawy o rynku mocy, **stawka opłaty mocowej** dla odbiorców końcowych pobierających energię elektryczną w gospodarstwie domowym płatna jest za punkt poboru energii elektrycznej rozumiany jako punkt w sieci elektroenergetycznej, w którym mierzony jest pobór energii elektrycznej przez układ pomiarowo-rozliczeniowy, określony w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub w umowie sprzedaży energii elektrycznej, lub w umowie kompleksowej⁹. Zgodnie z art. 70 ust. 1 pkt 2 ustawy o rynku mocy, stawkę opłaty mocowej dla odbiorców końcowych innych niż określani w art. 70 ust. 1 pkt 1 tej ustawy, stosuje się do wolumenu energii elektrycznej pobranej z sieci w wybranych godzinach doby.

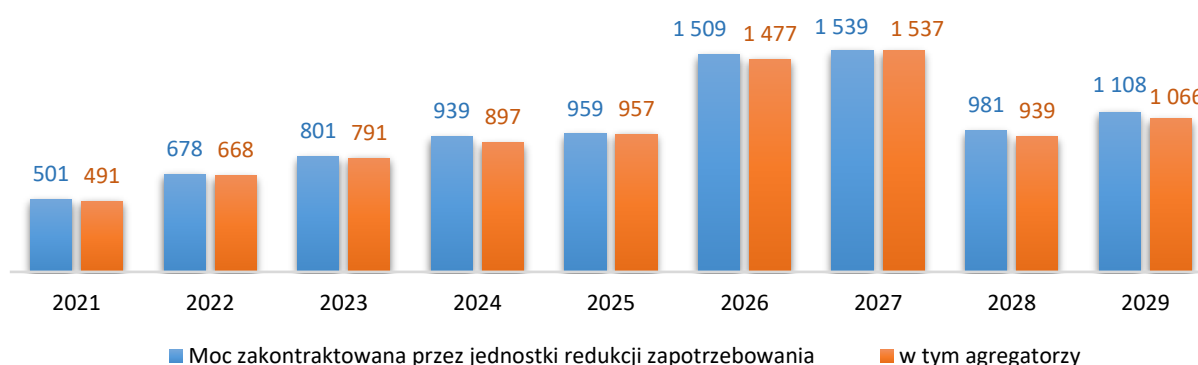
⁷ Wolumeny mocy różnią się od przedstawionych w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2023 r. ze względu na korektę wynikającą z rozwiązania niektórych umów.

⁸ Koszty roczne oraz wolumeny mocy różnią się od przedstawionych w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2023 r. ze względu na korektę wynikającą z rozwiązania niektórych umów.

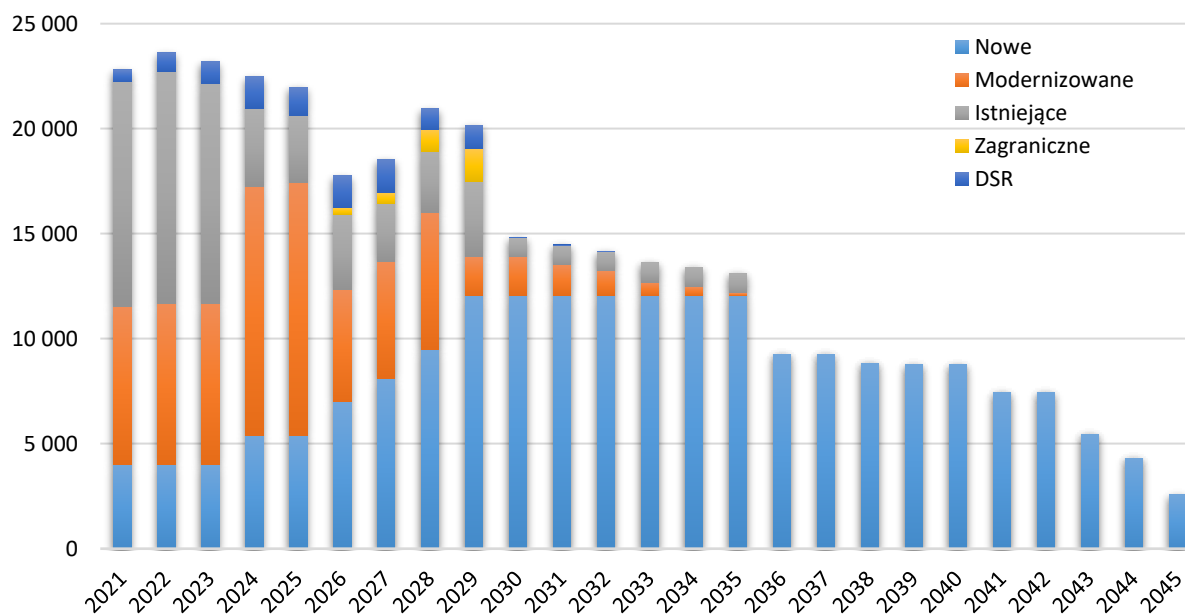
⁹ Stawki opłaty mocowej dla odbiorców w gospodarstwach domowych w II półroczu 2024 r. zostały ustalone na poziomie 0 zł (art. 28 ust. 1 i 2 ustawy o bonie energetycznym).

Tabela A28. Stawki opłaty mocowej w 2025 r. w porównaniu z latami poprzednimi

Wyszczególnienie	2021	2022	2023	2024	2025	Dynamika [%]			
	[zł/m-c]					22/21	23/22	24/23	25/24
Odbiorcy ryczałtowi, zużywający rocznie:									
poniżej 500 kWh energii elektrycznej	1,87	2,37	2,38	2,66	2,86	126,6	100,8	111,6	107,5
od 500 kWh do 1200 kWh energii elektrycznej	4,48	5,68	5,72	6,39	6,86	126,6	100,8	111,6	107,5
powyżej 1200 kWh do 2800 kWh energii elektrycznej	7,47	9,46	9,54	10,64	11,44	126,6	100,8	111,6	107,5
powyżej 2800 kWh energii elektrycznej	10,46	13,25	13,35	14,90	16,01	126,6	100,8	111,6	107,5
Pozostali odbiorcy									
	[zł/kWh]								
	0,0762	0,1026	0,1024	0,1267	0,1412	134,7	99,8	123,7	111,4

Rysunek A14. Udział agregatorów w mocy zakontraktowanej przez jednostki redukcji zapotrzebowania w aukcjach głównych na lata 2021–2029 [MW]¹⁰

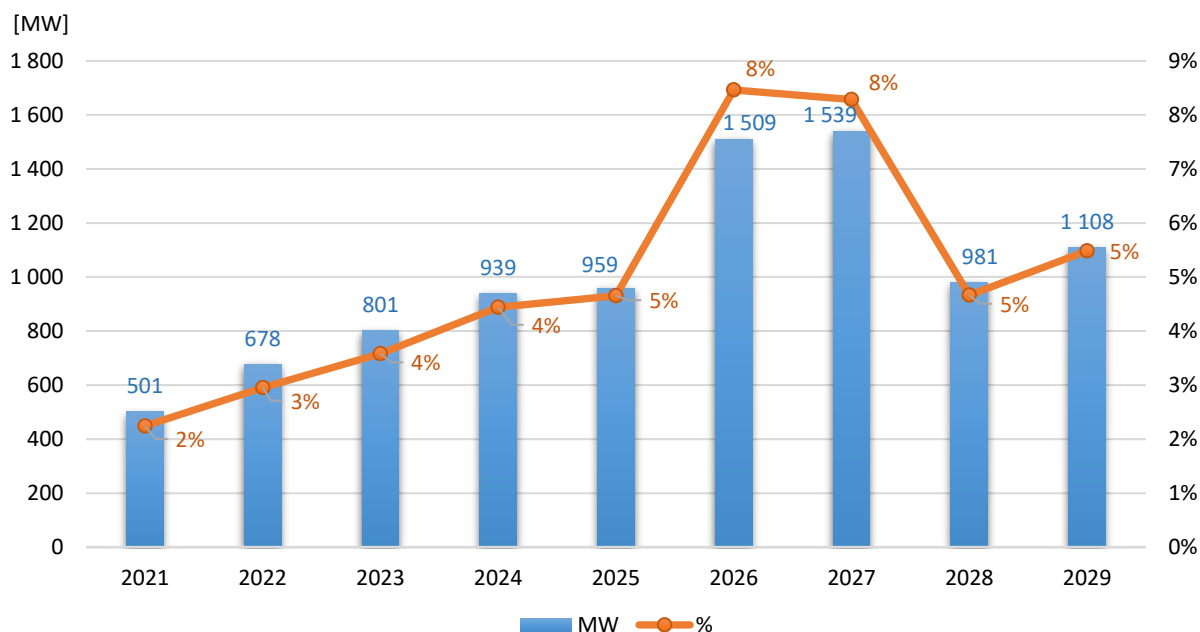
Źródło URE na podstawie Informacji PSE S.A. o przebiegu aukcji głównych na lata 2021–2029.

Rysunek A15. Wyniki aukcji na lata 2021–2029 w podziale na rodzaje jednostek [MW]¹¹

Źródło: URE na podstawie informacji PSE S.A. Wolumen mocy dla lat 2021–2025 uwzględnia aukcje główne i dodatkowe.

¹⁰ Wolumeny mocy różnią się od przedstawionych w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2023 r. ze względu na korektę wynikającą z rozwiązania niektórych umów.

¹¹ Wolumeny mocy różnią się od przedstawionych w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2023 r. ze względu na korektę wynikającą z rozwiązania niektórych umów.

Rysunek A16. Udział DSR w mocy zakontraktowanej w aukcjach głównych na lata 2021–2029

Źródło: URE na podstawie informacji PSE S.A.

Działania związane z przedterminowym rozwiązaniem kontraktów długoterminowych – KDT

Tabela A29. Indywidualne rozliczenie każdego z wytwórców objętych programem pomocy publicznej z tytułu przedterminowego rozwiązania umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej za 2023 r. – dot. kosztów osieroconych

Wytwórcy	Kwota zaliczek wypłaconych na poczet kosztów osieroconych za 2023 r. – wysokość określona we wnioskach (art. 24 uKDT)	Korekta roczna kosztów osieroconych	Łączna kwota środków publicznych przekazanych wytwórcom (zaliczki + korekty)
	[tys. zł]		
ZE PAK S.A. – d. Elektrownia Pątnów II Sp. z o.o.*	96 219,709	33 057,243	129 276,952
CEZ Chorzów S.A.**	18 014,082	5 673,655	23 687,737
Elektrociepłownia Zielona Góra S.A.	0,000	-27 578,374	-27 578,374
RAZEM	114 233,791	11 152,524	125 386,315

* 30 grudnia 2020 r. nastąpiło połączenie Zespołu Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin S.A. i Elektrowni Pątnów II Sp. z o.o., w trybie art. 492 § 1 pkt 1 i art. 494 § 2 ustawy z dnia 15 września 2000 r. Kodeks Spółek Handlowych (Dz. U. z 2020 r. poz. 1526 z późn. zm.).

** d. Elektrociepłownia Chorzów ELCHO Sp. z o.o.

Źródło: URE.

Tabela A30. Zaktualizowane kwoty kosztów osieroconych, dla beneficjentów pomocy publicznej na 2025 r.

Wytwórca	Zaktualizowana kwota kosztów osieroconych na 2025 r. [tys. zł]
Zespół Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin S.A. – d. Elektrownia Pątnów II Sp. z o.o.	108 347,156
RAZEM	108 347,156

Źródło: URE.

Tabela A31. Indywidualne rozliczenie wytwórcy objętego programem pomocy publicznej z tytułu przedterminowego rozwiązywania umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej za 2023 r. – dot. kosztów gazu

Wytwórca	Kwota zaliczek wypłaconych na poczet kosztów gazu za 2023 r. – wysokość określona we wniosku (art. 24 uKDT)	Korekta roczna kosztów gazu	Łączna kwota środków publicznych przekazanych wytwórcy (zaliczki + korekty)
	[tys. zł]		
Elektrociepłownia Zielona Góra S.A.	0,000	(-) 99 210,344	(-) 99 210,344

Na podstawie art. 46 ust. 7 ustawy o rozwiązaniu KDT, w terminie do 15 lipca każdego roku, Prezes URE jest zobowiązany do obliczenia i publikacji wysokości dwóch parametrów: **średnioważonego kosztu węgla** (z uwzględnieniem kosztów jego transportu) **zużywane przez jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (JWCD)** oraz **średniej ceny energii elektrycznej wytwarzanej przez wytwórców eksploatujących JWCD opalane węglem**. Wskaźniki te są stosowane do obliczenia korekty rocznej kosztów na pokrycie kosztów zużycia odebranego i kosztów nieodebranego gazu ziemnego w jednostkach opalanych gazem ziemnym.

Do obliczenia średnioważonego kosztu węgla oraz średniej ceny energii elektrycznej wzięto wszystkie te jednostki, które w 2023 r. pełniły funkcję jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych. Aktualny na koniec 2023 r. katalog tych jednostek pozyskany został od OSP.

Średnioważony koszt węgla w 2023 r. w porównaniu z 2022 r. wzrósł o 56 proc., natomiast średnia cena wytwarzanej w tym okresie energii elektrycznej wzrosła o 86 proc.

Tabela A32. Średnioważony koszt węgla oraz średnia cena wytwarzanej energii elektrycznej w JWCD za rok 2023 w porównaniu z 2022 r.

	2023 r.	2022 r.
Średnioważony koszt węgla	268,11	171,45
Średnia cena wytwarzanej energii elektrycznej	1 022,06	548,80

Zgodnie z zapisami ustawy o rozwiązaniu KDT, środki na pokrycie kosztów osieroconych i kosztów gazu dla beneficjentów pomocy publicznej pochodzą z **opłaty przejściowej** pobieranej od odbiorców końcowych (patrz pkt II.6.5. Sprawozdania).

Tabela A33. Stawki netto (bez podatku VAT) opłaty przejściowej dla odbiorców końcowych w obowiązujące w 2024 r.

	Odbiorcy końcowi pobierający energię elektryczną w gospodarstwie domowym, zużywający rocznie:			Odbiorcy końcowi niewymienieni w art. 10 ust. 1 pkt 1 ustawy, których instalacje są przyłączone do sieci:			Odbiorcy specjálni, o których mowa w art. 10 ust. 1 pkt 3 ustawy
	do 500 kWh	od 500 kWh do 1 200 kWh	ponad 1 200 kWh	niskiego napięcia	średniego napięcia	wysokich i najwyższych napięć	
	[zł/m-c]			[zł/kW/mc]			
Stawki netto obowiązujące w 2024 r.	0,02	0,10	0,33	0,08	0,19	0,20	0,06

Źródło: URE na podstawie danych z ustawy o rozwiązaniu KDT.

Mechanizmy wsparcia odnawialnych źródeł energii i kogeneracji

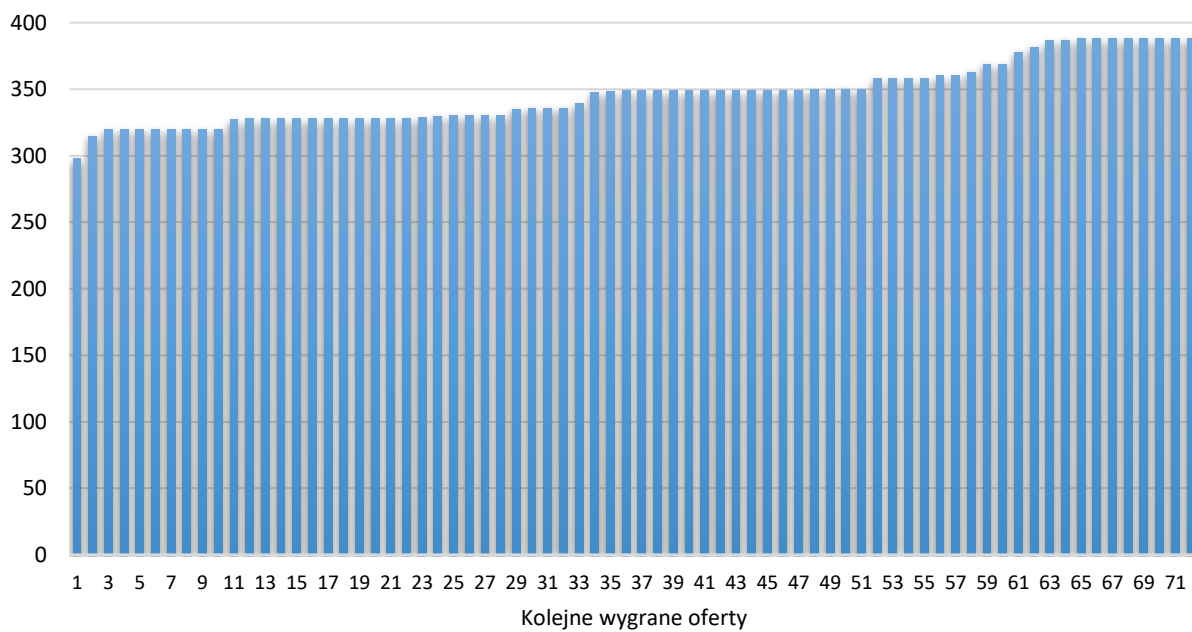
Tabela A34. Zestawienie stałych cen zakupu w systemach FIT/FIP – niezmodernizowane instalacje odnawialnego źródła energii

Lp.	Rodzaj OZE	Moc	od 10 listopada 2023 r.		
			cena referencyjna	90% ceny	95% ceny
			[zł/MWh]		
1	biogaz rolniczy	< 500 kW	872,00	-	828,40
2	biogaz rolniczy w wysokosprawnej kogeneracji	< 500 kW	1025,00	-	973,75
3	biogaz ze składowisk odpadów	< 500 kW	812,00	-	771,40
4	biogaz ze składowisk odpadów w wysokosprawnej kogeneracji	< 500 kW	915,00	-	869,25
5	biogaz z oczyszczalni ścieków	< 500 kW	572,00	-	543,40
6	biogaz z oczyszczalni ścieków w wysokosprawnej kogeneracji	< 500 kW	714,00	-	678,30
7	biogaz inny	< 500 kW	632,00	-	600,40

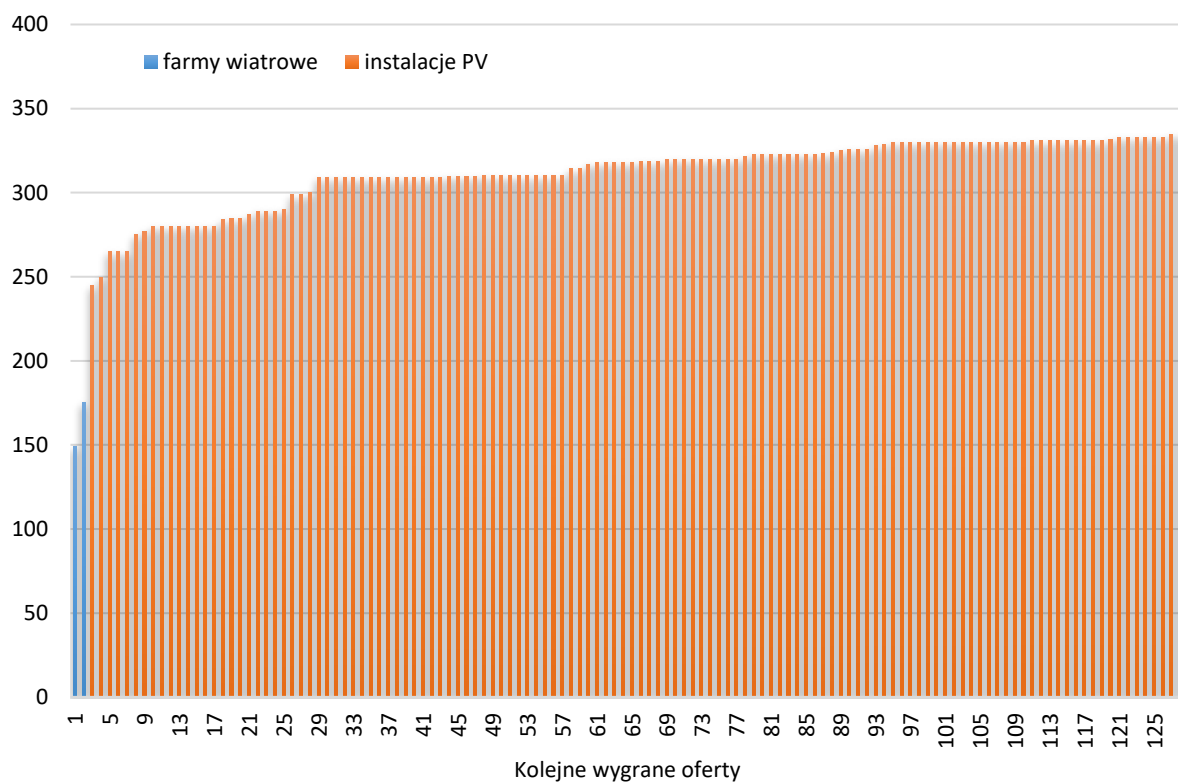
Lp.	Rodzaj OZE	Moc	od 10 listopada 2023 r.		
			cena referencyjna	90% ceny	95% ceny
			[zł/MWh]		
8	biogaz inny w wysokosprawnej kogeneracji	< 500 kW	723,00	-	686,85
9	biogaz rolniczy	>= 500 kW =< 1MW	793,00	713,70	-
10	biogaz rolniczy w wysokosprawnej kogeneracji	>= 500 kW =< 1MW	941,00	846,90	-
11	biogaz ze składowisk odpadów	>= 500 kW =< 1MW	785,00	706,50	-
12	biogaz ze składowisk odpadów w wysokosprawnej kogeneracji	>= 500 kW =< 1MW	895,00	805,50	-
13	biogaz z oczyszczalni ścieków	>= 500 kW =< 1MW	520,00	468,00	-
14	biogaz z oczyszczalni ścieków w wysokosprawnej kogeneracji	>= 500 kW =< 1MW	663,00	596,70	-
15	biogaz inny	>= 500 kW =< 1MW	583,00	524,70	-
16	biogaz inny w wysokosprawnej kogeneracji	>= 500 kW =< 1MW	677,00	609,30	-
17	hydroenergia	< 500 kW	853,00	-	810,35
18	hydroenergia	>= 500 kW =< 1MW	778,00	700,20	-
19	dedykowana instalacja spalania biomasy	< 500 kW	594,00	-	564,30
20	dedykowana instalacja spalania biomasy	< 500 kW =< 1MW	594,00	534,60	-
21	dedykowana instalacja spalania biomasy w wysokosprawnej kogeneracji	< 500 kW	670,00	-	636,50
22	dedykowana instalacja spalania biomasy w wysokosprawnej kogeneracji	< 500 kW =< 1MW	670,00	603,00	-

Tabela A35. Zestawienie wydanych w latach 2018–2024 zaświadczeń o możliwości sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej po stałej cenie zakupu, o którym mowa w art. 70b ust. 8 ustawy OZE, z uwzględnieniem realizacji zmian deklaracji w trybie art. 184b ust. 1a ustawy OZE, z podziałem na rodzaje instalacji

Rodzaj instalacji	Liczba wydanych zaświadczeń	Moc zainstalowana elektryczna [MW]
wykorzystująca wyłącznie biogaz rolniczy	1	0,480
wykorzystująca wyłącznie biogaz rolniczy w wysokosprawnej kogeneracji	158	99,481
wykorzystująca wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów	48	23,363
wykorzystująca wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów w wysokosprawnej kogeneracji	14	10,546
wykorzystująca wyłącznie biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków	0	0,000
wykorzystująca wyłącznie biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków w wysokosprawnej kogeneracji	0	0,000
wykorzystująca wyłącznie biogaz inny niż określony art. 70a ust. 1 i 2 w pkt 1-3 ustawy OZE	0	0,000
wykorzystująca wyłącznie biogaz inny niż określony art. 70a ust. 1 i 2 w pkt 1-3 ustawy OZE w wysokosprawnej kogeneracji	0	0,000
wykorzystująca wyłącznie hydroenergię	479	96,913
wykorzystująca wyłącznie biomasę	0	0,000
RAZEM	700	230,783

Rysunek A17. Rozstrzygnięcie aukcji AZ/6/2024 – wygrane oferty [zł/MWh]

Źródło: URE.

Rysunek A18. Rozstrzygnięcie aukcji AZ/7/2024 – wygrane oferty [zł/MWh]

Źródło: URE.

Tabela A36. Dane dotyczące instalacji „nowych”, dla których zrealizowany został obowiązek, o którym mowa w art. 83 ust. 1 pkt 2 ustawy OZE, a rozpoczęcie wytwarzania lub sprzedaży energii elektrycznej w systemie aukcyjnym nastąpiło do 31 grudnia 2024 r. – stan na 4 kwietnia 2025 r.

Aukcje przeprowadzone w roku:		Rodzaj instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystująca wyłącznie:				
		energię promieniowania słonecznego	energię wiatru na lądzie	biogaz rolniczy	hydroenergię	razem
2016	liczba instalacji [szt.]	62	2			64
	łączna moc zainstalowana elektryczna [MW]	59,515	1,600			61,115
2017	liczba instalacji [szt.]	324	2			326
	łączna moc zainstalowana elektryczna [MW]	277,749	1,700			279,449
2018	liczba instalacji [szt.]	514	29	14	4	561
	łączna moc zainstalowana elektryczna [MW]	489,955	922,845	13,986	10,116	1 436,902
2019	liczba instalacji [szt.]	654	56			710
	łączna moc zainstalowana elektryczna [MW]	630,199	1400,457			2 030,656
2020	liczba instalacji [szt.]	180	15	1		196
	łączna moc zainstalowana elektryczna [MW]	488,065	227,830	3,200		719,095
2021	liczba instalacji [szt.]	146	3		8	157
	łączna moc zainstalowana elektryczna [MW]	690,774	60,000		2,474	753,248
2022	liczba instalacji [szt.]	3				3
	łączna moc zainstalowana elektryczna [MW]	12,689				12,689
2023 ¹²	liczba instalacji [szt.]					0
	łączna moc zainstalowana elektryczna [MW]					0,000
2024 ¹²	liczba instalacji [szt.]					0
	łączna moc zainstalowana elektryczna [MW]					0,000
RAZEM liczba instalacji 2016–2024 [szt.]						2017
RAZEM łączna moc zainstalowana elektryczna 2016–2024 [MW]						5 293,154

Tabela A37. Świadectwa pochodzenia wydane w 2024 r. (za produkcję w 2023 r. i w 2024 r.) w rozbiciu na poszczególne technologie wytwarzania wraz z wolumenem energii

Rodzaj OZE	Okres wytwarzania 1 stycznia – 31 grudnia 2023 r.		Okres wytwarzania 1 stycznia – 31 grudnia 2024 r.	
	ilość energii [MWh]	liczba SP [szt.]	ilość energii [MWh]	liczba SP [szt.]
Instalacje wykorzystujące biogaz*	169 838,797	289	358 178,588	697
Instalacje wykorzystujące biomasę	1 268 715,545	64	2 338 575,594	104
Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	20 448,371	355	41 078,769	540
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	4 011 143,294	2 421	7 962 641,115	6 405
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	8 786,832	50	13 054,128	61
Instalacje wykorzystujące technologię współspalania biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego z innymi paliwami	55 129,750	5	47 261,906	5
RAZEM	5 534 062,589	3 184	10 760 790,100	7 812

* W tym instalacje wykorzystujące biogaz rolniczy.

¹² Dla instalacji, które wygrały aukcje przeprowadzone w 2023 r. i w 2024 r. do 4 kwietnia 2025 r. nie zrealizowano obowiązku, o którym mowa w art. 83 ust. 1 pkt 2 ustawy OZE, tj. poinformowania o dniu wytworzenia oraz wprowadzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii do sieci i jej sprzedaży w ramach systemu aukcyjnego.

Tabela A38. Gwarancje pochodzenia energii elektrycznej i ciepła (OZE) wydane w 2024 r. w rozbiu na poszczególne technologie wytwarzania wraz z wolumenem energii (za produkcję w 2023 r. i 2024 r.)

Rodzaj OZE	Okres wytwarzania 1 stycznia – 31 grudnia 2023 r.		Okres wytwarzania 1 stycznia – 31 grudnia 2024 r.	
	ilość energii [MWh]	liczba GP [szt.]	ilość energii [MWh]	liczba GP [szt.]
Energia elektryczna				
Instalacje wykorzystujące biogaz*	304 994	267	500 158	575
Instalacje wykorzystujące biomasę	1 885 840	56	2 934 180	79
Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	1 343 034	4 236	3 165 700	7 489
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	8 762 517	1 765	15 468 539	4 391
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	848 590	383	1 491 999	448
Instalacje wykorzystujące technologię współpalania biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego z innymi paliwami	48 593	2	178 710	10
Ciepło				
Instalacje termicznego przekształcania odpadów	-	-	124 194	2
RAZEM	13 193 568	6 709	23 863 480	12 994

* W tym instalacje wykorzystujące biogaz rolniczy.

Tabela A39. Wolumen energii elektrycznej wynikający z umorzonych SP OZE w 2024 r.

W celu realizacji obowiązku za rok	Wolumen energii wynikający z umorzonych SP OZE [MWh]		
	„zielonych”	„błękitnych”	„zielonych” i „błękitnych” razem
2023	9 435 305,384	242 921,373	9 678 226,757
2024	1 397 003,038	72 670,265	1 469 673,303
RAZEM	10 832 308,422	315 591,638	11 147 900,060

Tabela A40. Podsumowanie rozstrzygnięcia aukcji CHP

	Aukcja Nr ACHP/1/2024	Aukcja Nr ACHP/2/2024	Aukcja Nr ACHP/3/2024	Aukcja Nr ACHP/4/2024
Liczba ofert, które wygrały aukcje	bez wyłonienia uczestników, którzy wygrali aukcję	4	6	13
łączna ilość energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji wynikająca z ofert, które wygrały aukcje		powyżej 628 000,000 MWh	2 881 489,600 MWh	10 540 353,679 MWh
Wartość premii kogeneracyjnej [zł]		powyżej 163 650 000,00 zł	775 948 040,85 zł	3 005 292 541,39 zł
Minimalna wysokość premii kogeneracyjnej, jaka została wskazana w złożonych ofertach uczestników, którzy wygrali aukcję		powyżej 219,00 zł/MWh	260,39 zł/MWh	219,87 zł/MWh
Maksymalna wysokość premii kogeneracyjnej, jaka została wskazana w złożonych ofertach uczestników, którzy wygrali aukcję		nie przekracza 299,00 zł/MWh	289,00 zł/MWh	298,99 zł/MWh
Minimalna wysokość premii kogeneracyjnej, jaka zostanie wypłacona uczestnikom, którzy wygrali aukcję		powyżej 219,00 zł/MWh	260,39 zł/MWh	219,87 zł/MWh
Maksymalna wysokość premii kogeneracyjnej, jaka zostanie wypłacona uczestnikom		nie przekracza 299,00 zł/MWh	289,00 zł/MWh	298,99 zł/MWh

*Działania efektywnościowe – wydawanie i umarzane świadectw efektywności energetycznej***Tabela A41.** Wolumen wydanych w 2024 r. świadectw efektywności energetycznej

Rodzaj przedsięwzięcia – bezterminowe	Liczba świadectw [szt.]	Wolumen [toe]
Izolacja instalacji przemysłowych	106	11 101,678
Przebudowa lub remont budynku wraz z instalacjami i urządzeniami technicznymi	403	22 163,841
Modernizacja lub wymiana oświetlenia	323	15 328,967
Modernizacja lub wymiana urządzeń i instalacji wykorzystywanych w procesach przemysłowych, energetycznych, telekomunikacyjnych lub informatycznych	155	60 157,026
Modernizacja lub wymiana lokalnych sieci ciepłowniczych i lokalnych źródeł ciepła	48	4 270,103
Modernizacja lub wymiana urządzeń przeznaczonych do użytku domowego	0	0
Modernizacja lub wymiana pojazdów służących do transportu drogowego lub kolejowego	0	0
Odzyskiwanie energii, w tym odzyskiwanie energii w procesach przemysłowych	51	39 064,974
Ograniczenie strat na transformacji	2	97,800
Ograniczenie strat w sieciach ciepłowniczych	126	7 679,375
Ograniczenie strat związanych z poborem energii biernej	6	224,700
Ograniczenie strat sieciowych związanych z przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, gazu ziemnego lub paliw ciekłych	0	0
Ograniczenie strat związanych z systemami zasilania urządzeń telekomunikacyjnych lub informatycznych	0	0
Ograniczenie strat związanych z magazynowaniem i przetwarzaniem paliw ciekłych	0	0
Stosowanie do ogrzewania lub chłodzenia obiektów, energii wytwarzanej w instalacjach odnawialnego źródła energii, ciepła użytkowego w wysokosprawnej kogeneracji lub ciepła odpadowego z instalacji przemysłowych	1	36,362
RAZEM	1 221	160 124,826

Tabela A42. Wolumen umorzonych w 2024 r. świadectw efektywności energetycznej (według stanu na 31 grudnia 2024 r.)

W celu realizacji obowiązku za rok/okres	Liczba wydanych decyzji [szt.]	Wolumen energii wynikający z umorzonych świadectw efektywności energetycznej [toe]
2021	155	54 633,174
2022	49	7 440,998
2023	474	50 742,511
2024	14	1 947,131
RAZEM	692	114 763,814

Tabela A43. Realizacja obowiązku, o którym mowa w art. 10 ust. 1 ustawy o efektywności energetycznej (według stanu na 31 grudnia 2024 r.)

Rok/Okres	Ilość energii finalnej wynikająca z umorzonych świadectw efektywności energetycznej [toe]	Wartość uiszczonej opłaty zastępczej [zł]*	Oszczędność energii finalnej wynikająca z zrealizowanego u odbiorcy końcowego przedsięwzięcia służącego poprawie efektywności energetycznej [toe]	Oszczędność energii finalnej wynikająca ze zrealizowanych programów bezzwrotnych dofinansowań
IV kw. 2016 r.	132 138,415	4 427 347,48	X	Nd
2017 r.	427 631,614	1 000 417,61	X	Nd
2018 r.	407 564,136	155 604,24	X	Nd
2019 r.	423 967,010	161 753,06	78,797	Nd
2020 r.	236 364,097	350 871 381,56	51,932	Nd
2021 r.	138 674,263	670 742 036,81	X	Bd
2022 r.	57 274,360	771 394 973,27	2,734	Bd
2023 r.	52 696,297	874 670 547,97	62,829	Bd
IV kw. 2016 r. – 2017 r.	108,366	X	X	X
IV kw. 2016 r. – 2018 r.	16 517,395	X	X	X
2017 r. – 2018 r.	22,208	X	X	X
2018 r. – 2019 r.	1,500	X	X	X
2019 r. – 2020 r.	966,967	X	X	X
2019 r. – 2021 r.	596,726	X	X	X
2020 r. – 2021 r.	216,210	X	X	X
2020 r. – 2022 r.	585,000	X	X	X

* Dane dotyczące wielkości uiszczonej opłaty zastępczej mogą ulec zmianie ze względu na składane przez podmioty zobowiązane wnioski o prześięgowania lub zwroty opłat zastępczych.

X – opłata zastępcza uiszczana za dany rok kalendarzowy

OBOWIĄZKI NAŁOŻONE NA ODBIORCÓW RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Tabela A44. Obowiązek oszczędności zużycia energii elektrycznej przez jednostki sektora finansów publicznych

Okres	Liczba podmiotów zobowiązanych (ustalonych przez PURE)	Liczba złożonych raportów przez podmioty zobowiązane	Liczba Raportów, w których zadeklarowano wypełnienie obowiązku oszczędności 10% energii	Liczba Raportów, w których zadeklarowano niewypełnienie obowiązku oszczędności 10% energii	Liczba postępowań dot. niewywiązania się przez JSFP z osiągnięcia wymaganych poziomów oszczędności energii	Liczba postępowań dot. niezłożenia przez JSFP sprawozdania z osiągnięcia wymaganych poziomów oszczędności energii	Liczba umorzeń w sprawach z tytułu niezłożenia przez JSFP sprawozdania z osiągnięcia wymaganych poziomów oszczędności energii
grudzień 2022 r.	13 221	8 815	5 653	2 119	501	3 898	1 867
2023 r.	11 480	7 538	4 969	1 907	7	160	154

ODMOWY PRZYŁĄCZENIA DO SIECI

Tabela A45. Odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznych

Województwo	Przyczyna odmowy	Grupa przyłączeniowa						moc ¹ [MW]
		I	II	III	IV	V	VI	
dolnośląskie	WE	0	0	3	0	0	0	13,00
	WT	1	0	12	0	0	0	61,99
	WE+WT	8	62	156	2	11	0	5 701,68
kujawsko-pomorskie	WE	0	1	135	0	0	0	293,40
	WT	0	57	324	6	121	0	3 957,19
	WE+WT	2	0	0	0	0	0	110,88
lubelskie	WE	1	13	241	22	11	0	6 319,96
	WT	0	2	11	0	0	0	136,35
	WE+WT	0	12	5	2	11	0	1 639,57
lubuskie	WE	0	1	100	0	0	0	337,38
	WT	0	66	276	0	0	0	4 925,32
	WE+WT	9	1	0	0	0	0	1 449,62
łódzkie	WE	0	5	413	25	2	0	1 134,56
	WT	0	9	37	8	71	0	415,73
	WE+WT	1	9	10	3	10	0	549,45
małopolskie	WE	1	1	8	0	0	0	148,36
	WT	0	1	0	0	1	0	40,01
	WE+WT	1	19	58	1	10	0	914,11
mazowieckie	WE	0	12	304	8	41	0	1 431,41
	WT	0	37	190	27	335	0	1 938,82
	WE+WT	2	51	11	3	178	8	2 990,13
opolskie	WE	0	0	0	0	0	0	0,00
	WT	0	0	2	2	0	0	5,88
	WE+WT	2	38	77	1	11	0	2 916,72
podkarpackie	WE	0	8	116	9	14	0	583,12
	WT	0	0	7	4	1	0	26,34
	WE+WT	3	18	23	3	65	1	1 858,37
podlaskie	WE	0	7	191	31	8	0	578,93
	WT	0	0	4	0	0	0	12,29
	WE+WT	2	22	1	0	0	0	1 085,69
pomorskie	WE	0	1	10	0	0	0	55,43
	WT	0	51	304	118	72	0	2 972,63
	WE+WT	3	3	1	0	0	0	685,42
śląskie	WE	0	0	0	0	0	0	0,00
	WT	0	0	1	0	0	0	1,38
	WE+WT	2	33	85	3	4	0	2 145,39
świętokrzyskie	WE	0	8	106	0	2	0	601,07
	WT	0	5	6	0	0	0	192,47
	WE+WT	1	2	7	3	40	2	420,37
warmińsko-mazurskie	WE	0	6	37	3	22	0	419,85
	WT	0	77	304	6	100	0	4 387,64
	WE+WT	1	20	0	3	4	0	1 953,65
wielkopolskie	WE	0	4	168	0	0	0	466,09
	WT	0	70	823	97	158	0	6 353,76
	WE+WT	1	6	15	0	0	0	995,91
zachodniopomorskie	WE	0	0	97	0	0	0	255,03
	WT	0	132	449	10	43	5	8 080,77
	WE+WT	8	5	3	0	0	0	2 023,04
RAZEM (z podziałem na przyczyny odmowy)	WE	2	67	1 929	98	100	0	12 637,58
	WT	1	507	2 750	278	902	5	33 508,55
	WE+WT	46	301	452	24	344	11	27 439,99
RAZEM wszystkie przyczyny odmowy		49	875	5 131	400	1 346	16	73 586,12

¹ Moc przyłączeniowa z wniosku.

Tabela A46. Odmowy przyłączenia do sieci gazowych

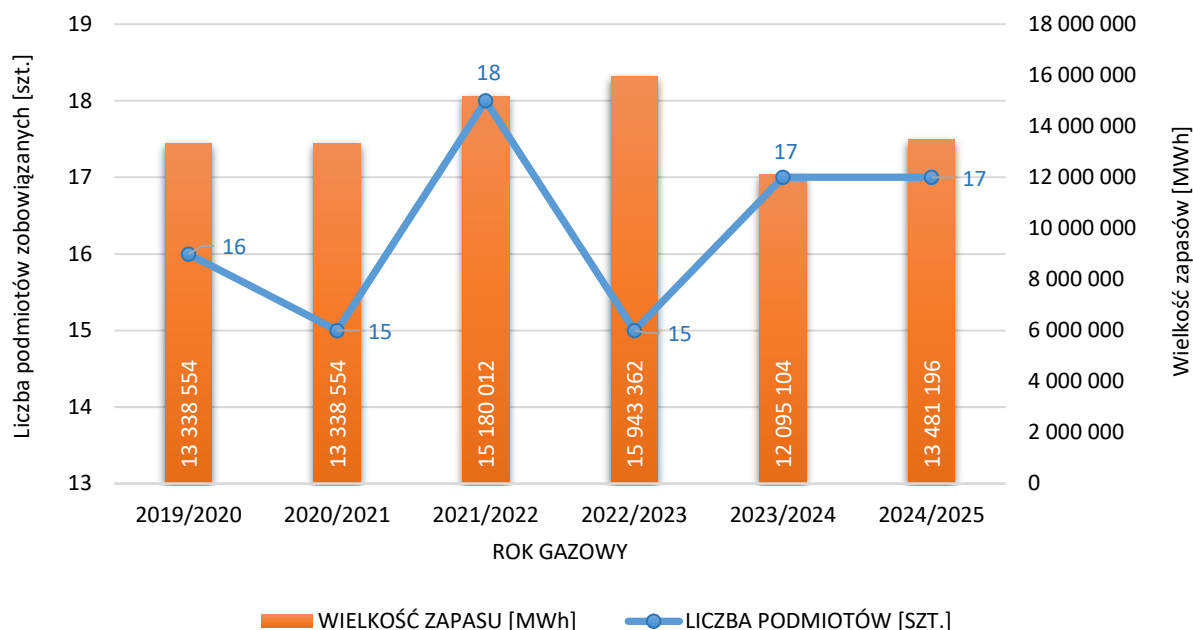
Województwo	Przyczyna odmowy	Grupa przyłączeniowa			
		A	B-I	B-II	C
dolnośląskie	WE	0	922	15	0
	WT	0	194	29	7
	WE+WT	0	0	0	0
kujawsko-pomorskie	WE	0	381	4	0
	WT	0	20	0	1
	WE+WT	0	0	0	0
lubelskie	WE	0	1 234	3	0
	WT	0	180	14	1
	WE+WT	0	0	0	0
lubuskie	WE	0	176	3	0
	WT	0	192	20	0
	WE+WT	0	0	0	0
łódzkie	WE	0	1 499	9	0
	WT	0	94	4	0
	WE+WT	0	0	0	0
małopolskie	WE	1	5 518	8	0
	WT	0	6	0	0
	WE+WT	0	0	0	0
mazowieckie	WE	0	4 253	17	0
	WT	0	1 000	57	0
	WE+WT	0	0	0	0
opolskie	WE	0	375	4	1
	WT	0	12	12	4
	WE+WT	0	0	0	0
podkarpackie	WE	0	3 257	6	0
	WT	0	20	3	2
	WE+WT	0	0	0	0
podlaskie	WE	0	538	2	0
	WT	0	24	1	0
	WE+WT	0	0	0	0
pomorskie	WE	0	730	12	0
	WT	0	111	21	0
	WE+WT	0	0	0	0
śląskie	WE	0	1 895	9	0
	WT	1	677	21	3
	WE+WT	0	0	0	0
świętokrzyskie	WE	0	608	6	0
	WT	0	8	0	0
	WE+WT	0	0	0	0
warmińsko-mazurskie	WE	0	270	19	0
	WT	0	4	2	0
	WE+WT	0	0	0	0
wielkopolskie	WE	0	1 183	24	0
	WT	0	960	163	30
	WE+WT	0	0	0	0
zachodniopomorskie	WE	0	640	6	0
	WT	0	43	31	9
	WE+WT	0	0	0	0
RAZEM (z podziałem na przyczyny odmowy)	WE	1	23 479	147	1
	WT	1	3 545	378	57
	WE+WT	0	0	0	0
RAZEM wszystkie przyczyny odmowy		2	27 024	525	58

Tabela A47. Odmowy przyłączenia do sieci ciepłowniczej

Województwo	Przyczyna odmowy	Liczba
dolnośląskie	WE	14
	WT	1
	WE+WT	2
kujawsko-pomorskie	WE	8
	WT	2
	WE+WT	0
lubelskie	WE	6
	WT	1
	WE+WT	0
lubuskie	WE	7
	WT	0
	WE+WT	0
łódzkie	WE	259
	WT	4
	WE+WT	2
małopolskie	WE	193
	WT	16
	WE+WT	4
mazowieckie	WE	146
	WT	9
	WE+WT	5
opolskie	WE	4
	WT	0
	WE+WT	0
podkarpackie	WE	5
	WT	2
	WE+WT	1
podlaskie	WE	4
	WT	0
	WE+WT	0
pomorskie	WE	123
	WT	32
	WE+WT	0
śląskie	WE	39
	WT	3
	WE+WT	4
świętokrzyskie	WE	8
	WT	11
	WE+WT	1
warmińsko-mazurskie	WE	19
	WT	3
	WE+WT	0
wielkopolskie	WE	39
	WT	18
	WE+WT	4
zachodniopomorskie	WE	17
	WT	8
	WE+WT	0
RAZEM (z podziałem na przyczyny odmowy)	WE	891
	WT	110
	WE+WT	23
RAZEM wszystkie przyczyny odmowy		1 024

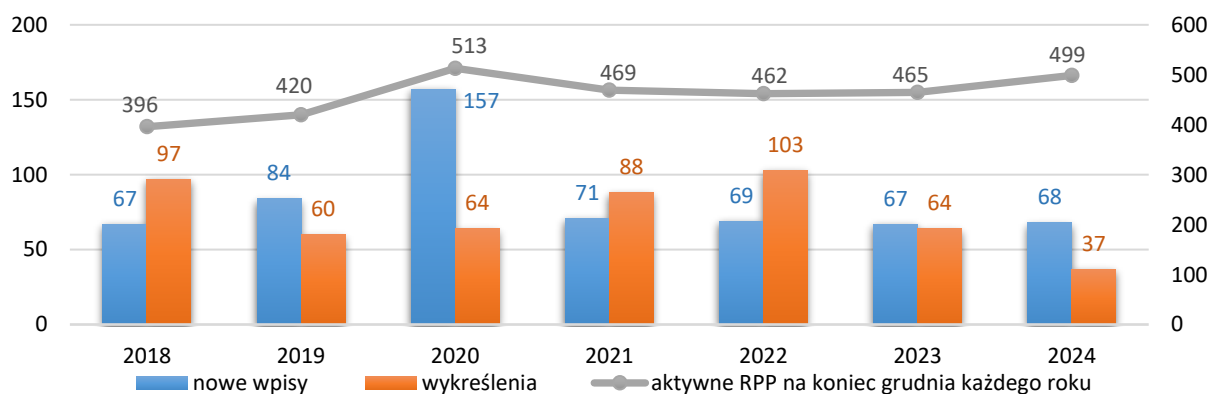
ZAPASY OBOWIĄZKOWE GAZU ZIEMNEGO

Rysunek A19. Wielkość zatwierdzonych zapasów obowiązkowych gazu ziemnego



PRODUKCJA I PRZYWÓZ PALIW CIEKŁYCH, REJESTR PODMIOTÓW PRZYWOŻĄCYCH

Rysunek A20. Dane dotyczące rejestru podmiotów przywożących



Rysunek A21. Wskazywane przeznaczenie przywożonych paliw ciekłych przez podmioty posiadające aktywny wpis w RPP w 2024 r.

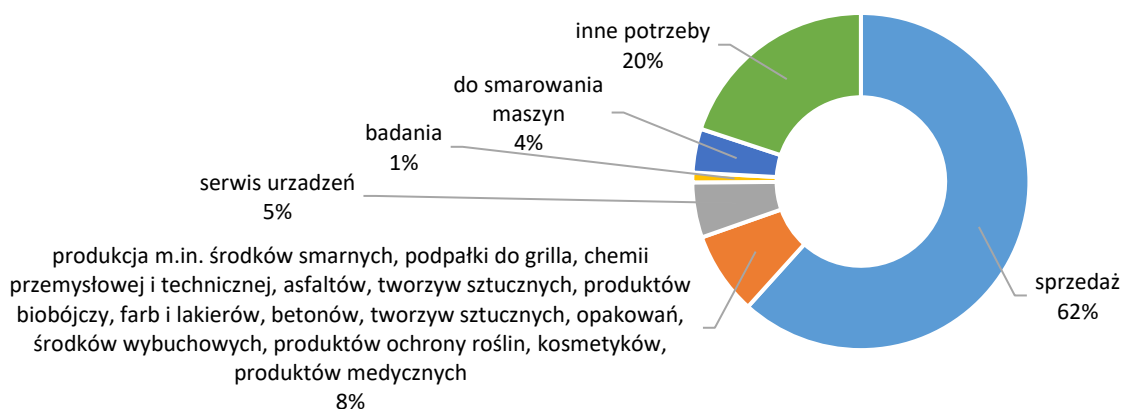


Tabela A48. Produkcja paliw ciekłych w podziale na lata

Produkcja paliw ciekłych w podziale na lata						
Rodzaj paliwa ciekłego	rok 2018	rok 2019	rok 2020	rok 2021	rok 2022	rok 2023
benzyny lotnicze [m ³]	45 622,57	47 486,65	41 678,57	46 604,81	40 829,53	30 691,56
benzyny silnikowe [m ³]	7 416 447,78	9 400 045,53	6 531 248,13	5 674 665,82	4 531 021,89	6 795 286,99
biopaliwa płynne (ciekłe) [m ³]	357 580,94	391 867,50	209 050,55	323 065,06	310 208,84	360 788,09
ciężkie oleje opałowe [tona]	3 732 754,69	3 304 626,59	2 146 413,49	2 147 330,00	2 216 378,74	2 550 277,82
gaz płynny (LPG) [tona]	699 500,14	691 934,80	643 361,37	685 601,41	622 016,70	901 372,80
lekkie oleje opałowe i pozostałe oleje napędowe [m ³]	650 972,31	764 661,74	652 819,75	542 802,86	222 107,04	132 901,42
oleje napędowe [m ³]	17 240 572,71	24 678 761,08	12 819 134,54	15 707 347,98	10 779 297,77	10 015 108,55
paliwa typu nafty do silników odrzutowych [m ³]	1 646 299,68	2 046 596,06	739 644,06	809 829,95	848 773,86	707 097,52
smary [tona]	77 644,90	83 972,92	116 247,76	96 542,53	97 811,12	118 052,00

Tabela A49. Przywóz paliw ciekłych w podziale na lata

Przywóz paliw ciekłych w podziale na lata							
Rodzaj paliwa ciekłego	rok 2018	rok 2019	rok 2020	rok 2021	rok 2022	rok 2023	rok 2024
benzyny lotnicze [m ³]	473,00	733,04	169,40	563,11	1 192,75	1 277,02	1 474,06
benzyny silnikowe [m ³]	672 158,25	616 437,09	625 078,80	1 405 836,60	1 676 531,38	1 909 064,62	2 193 474,91
biopaliwa płynne (ciekłe) [m ³]	10 286,90	13 005,37	2 258,25	71,31	52,25	56,78	460,46
ciężkie oleje opałowe [tona]	194 036,91	152 501,92	125 265,82	131 537,50	145 505,93	192 673,61	102 934,91
gaz płynny (LPG) [tona]	2 561 778,66	2 493 274,50	2 175 228,63	2 348 383,24	2 705 898,55	2 794 125,63	2 791 817,95
lekkie oleje opałowe i pozostałe oleje napędowe [m ³]	91 214,03	98 555,11	129 005,11	23 020,53	1 325,03	12 016,50	57 593,50
oleje napędowe [m ³]	5 447 670,69	5 411 236,51	5 190 174,95	7 112 939,32	7 391 031,02	9 345 841,83	9 736 415,70
paliwa typu nafty do silników odrzutowych [m ³]	38 646,55	29 413,58	121,43	3 408,62	128,53	131 182,41	35 703,68
smary [tona]	255 826,84	247 108,81	282 047,56	349 969,51	457 140,76	343 600,36	378 393,09

POZOSTAŁA DZIAŁALNOŚĆ

Tabela A50. Wskaźniki obliczane i 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] (zawiera podatek akcyzowy i nie zawiera VAT)		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
Średnie ceny sprzedaży ciepła [zł/GJ] dla jednostek wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji (za 2023 r. opublikowane w 2024 r.)	opalanych paliwami węglowymi	119,37			
	opalanych paliwami gazowymi	173,96			
	opalanych olejem opałowym	165,23			
	stanowiących odnawialne źródła energii	103,09			
Wskaźniki referencyjne ustalane dla potrzeb kalkulacji taryf dla ciepła dla:	paliw węglowych	0,77			
	paliw gazowych	0,78			
	oleju opałowego	0,54			
	paliw wykorzystywanych w odnawialnych źródłach energii	0,86			

Wskaźnik		Rok 2024			
Średnie ceny zakupu gazu ziemnego z zagranicy [zł/MWh]	państw członkowskich UE lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym	I kwartał 164,18	II kwartał 148,64	III kwartał 173,48	IV kwartał 198,34
	innych państw niż wskazane w pkt 1	I kwartał 130,43	II kwartał 121,85	III kwartał 148,26	IV kwartał 151,19
Wartość stopy wolnej od ryzyka [%] dla sektora gazowego, ciepłowniczego i elektroenergetycznego dla taryf przedkładanych w danym kwartale		I kwartał 4,589	II kwartał 4,918	III kwartał 5,240	IV kwartał 5,567
Łączne średnie ceny energii elektrycznej wynikające z taryf sprzedawców z urzędu oraz średnie ceny dla każdej z grup taryfowych zawartych w tych taryfach [zł/kWh] w 2024 r. (nie zawierają podatku od towaru i usług VAT oraz podatku akcyzowego)	G11	0,6270			
	G12	0,6064			
	Strefa I	0,7228			
	Strefa II	0,4419			
	G12n	0,6281			
	Strefa I	0,6910			
	Strefa II	0,4749			
	G12r	0,5816			
	Strefa I	0,8388			
	Strefa II	0,3796			
	G12w	0,5990			
	Strefa I	0,7568			
	Strefa II	0,4971			
	G13	0,5966			
	Strefa I	0,6702			
	Strefa II	0,9558			
	Strefa III	0,5140			
	Razem grupy G	0,6228			

Tabela A51. Prowadzone postępowania administracyjne o wymierzenie kar pieniężnych

Podstawa prawna/zakres	Liczba postępowań, które zakończyły się nałożeniem kary pieniężnej	Łączna wysokość nałożonych kar pieniężnych [zł]	Liczba postępowań umorzonych	Liczba odstąpień od wymierzenia kary pieniężnej
USTAWA – PRAWO ENERGETYCZNE (ART. 56 UST. 1)				
nieprzestrzeganie obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectwa pochodzenia, świadectw pochodzenia biogazu lub świadectwa pochodzenia z kogeneracji względnie uiszczenia opłat zastępczych (pkt 1a – w brzmieniu obowiązującym do 24 stycznia 2019 r.)	9	2 156 502,14	1	
nieprzestrzeganie obowiązku utrzymywania zapasów paliw (pkt 2)	7	238 000		
stosowanie cen i taryf bez przedstawienia ich Prezesowi URE do zatwierdzenia (pkt 5)	4	45 000		
nieprzedłożenie do zatwierdzenia taryfy w terminie określonym w art. 47 ust. 1 (pkt 5a)	9	125 000	1	4
niezrealizowanie obowiązku, o którym mowa art. 7b ust. 5 pkt 1 (pkt 5b)	8	16 000	1	5
stosowanie cen lub stawek opłat wyższych od zatwierdzonych lub stosowanie taryfy niezgodnie z określonymi w niej warunkami (pkt 6)	1	100 000		
odmowa udzielenia informacji, o których mowa w art. 28 ustawy (pkt 7)	13	77 000	2	
świadome lub wynikające z niedbalstwa wprowadzanie w błąd Prezesa URE w zakresie przedstawianych na jego żądanie informacji, o których mowa w art. 28 ustawy – Prawo energetyczne (pkt 7a)	4	19 613 552	1	
nieprzestrzeganie obowiązków wynikających z koncesji (pkt 12)	117	2 419 650	14	10
nieprzekazanie w terminie sprawozdania miesięcznego o rodzajach oraz ilości wytworzonych, przywiezionych i wywiezionych paliw ciekłych, a także ich przeznaczeniu (pkt 12b)	76	4 680 000	6	65

Podstawa prawna/zakres	Liczba postępowań, które zakończyły się nałożeniem kary pieniężnej	Łączna wysokość nałożonych kar pieniężnych [zł]	Liczba postępowań umorzonych	Liczba odstępień od wymierzenia kary pieniężnej
wstrzymywanie lub ograniczanie z nieuzasadnionych powodów dostarczania paliw i energii do odbiorców (pkt 14)	1	15 000	1	
zwlekkanie z powiadomieniem Prezesa URE lub zainteresowanego podmiotu o odmowie zawarcia umów, o których mowa w art. 4g ust. 1 lub art. 7 ust. 1 ustawy (pkt 15)				1
niewydanie w ustawowym terminie warunków przyłączenia (pkt 18)	12	754 500	11	5
niedokonywanie z nieuzasadnionych powodów w terminie określonym w art. 7 ust. 8d pkt 2 ustawy przyłączenia mikroinstalacji (pkt 18a)	1	200 000	1	
nieprzestrzeganie warunków i wymagań technicznych korzystania z systemu elektroenergetycznego lub gazowego, procedur postępowania i wymiany informacji, a także nie stosowanie się do zasad i obowiązków w zakresie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, planów i procedur stosowanych w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 9, metod, warunków, wymogów lub zasad przyjętych na podstawie rozporządzenia 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 uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 lub rozporządzeń wydanych na podstawie art. 6 lub art. 18 tego rozporządzenia (pkt 19)	1	10 000		
świadczenie usługi przesyłania, dystrybucji, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego, regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, przesyłania wodoru, dystrybucji wodoru, z wyłączeniem dystrybucji wodoru siecią wodorową ograniczoną geograficznie, lub magazynowania wodoru nie będąc operatorem systemu przesyłowego, operatorem systemu dystrybucyjnego, operatorem systemu magazynowania paliw gazowych, operatorem systemu skraplania gazu ziemnego, operatorem systemu połączonego, operatorem systemu przesyłowego wodorowego, operatorem systemu dystrybucyjnego wodorowego, operatorem systemu magazynowania wodoru lub operatorem systemu połączonego wodorowego wyznaczonym na podstawie art. 9h (pkt 24a)	1	100 000	1	
nieprzedkładanie sprawozdań, o których mowa w art. 9d ust. 5a i art. 16 ust. 18, lub planów, o których mowa w art. 16 ust. 2 i 4, lub aktualizacji tych planów (pkt 31)				6
nieprzestrzeganie obowiązku przekazania informacji o realizacji umów dotyczących zakupu gazu ziemnego z zagranicy (pkt 32)	7	70 000	1	4
brak realizacji w terminie obowiązku, o którym mowa w art. 49aa ust. 1 (pkt 32a)	1	10 000		
nieprzekazywanie ACER danych, o których mowa w art. 8 ust. 1 rozporządzenia 1227/2011, w terminie, o którym mowa w art. 7 rozporządzenia wykonawczego 1348/2014 (pkt 40)	1	570 000		
sprzedaż paliw ciekłych z naruszeniem wymogów, o których mowa w art. 43a ust. 1 lub 4 ustawy (pkt 45)	3	190 000	1	
nieprzekazanie w wymaganym terminie informacji lub przekazanie nieprawdziwych informacji o rodzajach i lokalizacji infrastruktury paliw ciekłych wykorzystywanej do prowadzonej działalności (pkt 48)	10	150 000	4	6
nierealizowanie obowiązku, o którym mowa w art. 37 ust. 2c lub ust. 2d ustawy (pkt 49)	16	229 000	1	8
brak zawiadomienia w wymaganym terminie o zmianie struktury kapitału zakładowego spółki (pkt 53)	6	70 000		1
USTAWA O BIOPALIWACH (ART. 33 UST. 1)				
odmowa przedstawienia dokumentów lub informacji dotyczących realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego (pkt 2a)	1	5 000		
niepoinformowanie o pierwszej czynności skutkującej powstaniem obowiązku realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego w danym roku kalendarzowym (pkt 4a)				1

Podstawa prawna/zakres	Liczba postępowań, które zakończyły się nałożeniem kary pieniężnej	Łączna wysokość nałożonych kar pieniężnych [zł]	Liczba postępowań umorzonych	Liczba odstąpień od wymierzenia kary pieniężnej
brak realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego (pkt 5)	1	5 448,64	3	2
brak realizacji blendingu (pkt 5b)			1	
nieprzekazanie w terminie sprawozdania lub podanie w sprawozdaniu nieprawdziwych danych (pkt 8a i 8aa)			1	
nieprzekazanie świadectw potwierdzających spełnienie kryteriów zrównoważonego rozwoju przez biokomponenty (pkt 8d)	2	10 000		
USTAWA O ZAPASACH (ART. 63 UST. 1)				
niedopełnienie obowiązku utworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych (pkt 1)	1	1 647 141		
nieprzedstawienie Prezesowi URE informacji o rzeczywistej wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz miejscu ich magazynowania, wynikającego z art. 27 ust. 2 pkt 1 ustawy (pkt 6)	1	16 538,26		
nieprzekazanie w wymaganym terminie informacji o ustalonej wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego (pkt 5c)	1	276 252		
USTAWA OZE (ART. 168)				
nieprzestrzeganie obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectw pochodzenia lub świadectwa pochodzenia biogazu rolniczego, w terminie określonym w art. 67 ust. 2 oraz na zasadach określonych w art. 47 ustawy albo nieuiszczenia opłaty zastępczej, w terminie określonym w art. 68 ust. 2 ustawy (pkt 1)	56	5 787 293,58	14	2
nieprzedstawienie w terminie sprawozdania, o którym mowa w art. 9 ust. 1 pkt 7 ustawy, lub podawanie w tym sprawozdaniu nieprawdziwych informacji (pkt 11)	647	803 000,00	40	233
odmowa wglądu lub nieprzedstawienie Prezesowi URE dokumentów lub informacji, o których mowa w art. 70 pkt 1 lub 2 ustawy (pkt 11a)	15	27 138,50		8
nieprzekazywanie w terminie informacji, o których mowa w art. 5 ust. 1 lub 2, albo w art. 12 ust. 1 ustawy, lub podawanie nieprawdziwych informacji (pkt 12)	36	36 000,00	1	1
prowadzenie działalności bez wpisu do rejestru wytwórców energii w małej instalacji (pkt 14)	1	1 000,00		
dokonanie sprzedaży energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego poniżej 85% ilości tej energii określonej w ofercie (pkt 15)	6	634 153,02		
nieprzekazanie w terminie Prezesowi URE informacji, o której mowa w art. 39 ust. 7, 9 i 11, art. 39a ust. 7 i 9, art. 70b ust. 11a, art. 83 ust. 1 pkt 2, art. 83m ust. 11, art. 83q ust. 6, 8 i 10 ustawy, lub przekazanie nieprawdziwych informacji (pkt 16)	150	150 000	469	124
nieprzekazywanie Prezesowi URE informacji lub oświadczenia, o których mowa w art. 54 ustawy (pkt 25)				2
DOTYCHCZASOWA USTAWA O EFEKTYWNOŚCI ENERGETYCZNEJ (ART. 35 UST. 1)				
nieprzestrzeganie obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectwa efektywności energetycznej lub nieuiszczenia opłaty zastępczej (pkt 1)	1	89 250,25		
USTAWA O EFEKTYWNOŚCI ENERGETYCZNEJ (ART. 39 UST. 1)				
nieprzestrzeganie obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectwa efektywności energetycznej lub nieuiszczenia opłaty zastępczej (pkt 1 i 2)	116	9 236 500,09	5	
USTAWA O SYSTEMIE MONITOROWANIA I KONTROLOWANIA JAKOŚCI PALIW (ART. 35a)				
brak realizacji Narodowego Celu Redukcyjnego (pkt 7)	4	7 305 530		
nieprzekazanie w terminie sprawozdania rocznego lub podanie w tym sprawozdaniu nieprawdziwych danych (pkt 8)	2	10 000		2
odmowa przedstawienia dokumentów lub informacji dotyczących realizacji Narodowego Celu Redukcyjnego (pkt 12)	1	5 000		1
INNE PODSTAWY PRAWNE				
brak realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 37 ust. 5 ustawy z 7 października 2022 r. (art. 38 ust. 1 pkt 3 i 4, ust. 2 i 4)			807	43
brak realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 25 ust. 1 ustawy z 27 października 2022 r. (art. 31 ust. 1 pkt 2, ust. 2 pkt 2, ust. 3 i 4)	29	926 600	5	

Podstawa prawna/zakres	Liczba postępowań, które zakończyły się nałożeniem kary pieniężnej	Łączna wysokość nałożonych kar pieniężnych [zł]	Liczba postępowań umorzonych	Liczba odstąpień od wymierzenia kary pieniężnej
nieprzekazanie w terminie sprawozdania z odpisu na Fundusz (art. 31 ust. 1 pkt 2 ustawy o środkach nadzwyczajnych)	362	3 325 574,28	83	
nieosiągnięcie celu zmniejszenia zużycia energii elektrycznej przez JSFP (art. 38 ust. 1 pkt 3 i 4 ustawy z 7 października 2022 r.)			441	102
stosowanie ceny paliwa gazowego wyższej od ceny maksymalnej paliwa gazowego wynoszącego 200,17 zł/MWh (art. 17 ust. 1 ustawy o szczególnej ochronie niektórych odbiorców gazowych w 2023 r. oraz w 2024 r. w związku z sytuacją na rynku gazu)	1	1 000 000		
brak realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 12b ust. 3 (złożenie sprawozdania) ustawy o systemie rekompensat	1	10 000		
RAZEM	1 744	63 158 623,76	1 930	636

Tabela A52. Pozostała działalność

Sprawy nie wymienione w poprzednich danych	Liczba spraw prowadzonych w 2024 r.				
	ogółem	z tego dotyczących:			
Kategoria spraw		energii elektrycznej	paliw gazowych	ciepła	paliw ciekłych
sprawozdania i raporty dla podmiotów zewnętrznych ¹	48	12		1	34
skargi, wnioski i petycje ² (w tym załatwione bezpośrednio lub przekazane do załatwienia innym organom lub zwrócone)	30	17	1	9	2
dostęp do informacji publicznej oraz ponowne wykorzystywanie informacji sektora publicznego ³	100	48	2	16	6
interpelacje i pytania ⁴	13	5		4	1
współpraca z innymi podmiotami	452	139	96	23	194
zapytania i wyjaśnienia w sprawie koncesji	761	343	21	90	307
informacje dot. kalkulacji i redakcji taryf	65		62	3	
opinie dotyczące taryf i cen w zakresie energii elektrycznej, ciepła, gazu ziemnego wysokometanowego	389	233	71	85	
projekty zewnętrznych aktów prawnych	80	11	60	9	
sprawozdania, informacje, wyjaśnienia, decyzje związane ze wspieraniem energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji	420	420			
informacje dla przedsiębiorców dotyczące energii odnawialnej i kogeneracji	30	30			
wystąpienia, wnioski o wyjaśnienia, zapytania, informacje dot. kodeksów sieci	24	24			
decyzje, wystąpienia, wnioski o wyjaśnienia, zapytania, informacje dot. elektromobilności	35	35			
uzgadnianie projektów planów rozwoju	127	39	8	80	
sprawozdania z wykonania planów rozwoju	78	59	19		
zapytania i wyjaśnienia, informacje dotyczące planów rozwoju	88	65	16	7	
wydawanie świadectw efektywności i ich umarzanie	1 913	1 913			
wydawanie świadectw pochodzenia, gwarancji pochodzenia i ich umarzanie	31 508	31 506		2	
wnioski o wyjaśnienia, zapytania, informacje dot. efektywności energetycznej	3 225	3 225			
wnioski o wyjaśnienia, zapytania, informacje dot. rekompensat sektorowych	250	250			
statystyka publiczna (udział w realizacji Programu Badań Statystycznych Statystyki Publicznej) ⁵	37		2	26	9
Biuletyny branżowe	847	286	124	431	6
informacje i komunikaty Prezesa URE ⁶	80	55	5	7	6
udzielone patronaty honorowe Prezesa URE ⁷	50	29	5	5	1
RAZEM	40 650	38 744	492	798	566
postanowienia (dot.: sprostowania oczywistych omyłek pisarskich, przywrócenia/odmowy przywrócenia terminu, uzupełnienia/odmowy uzupełnienia decyzji, o zabezpieczeniu majątkowym, inne ⁸)	800	630	33	31	106

¹ W tym 1 sprawozdanie dotyczące całego rynku energii.

² W tym 1 sprawa dotycząca komisji kwalifikacyjnych.

³ W tym 28 spraw, które dotyczyły kilku rynków energii, bądź nie można ich zakwalifikować do żadnego z rynków (m.in. sprawy dot. URE, interpretacje prawne, dane do prac naukowych).

⁴ W tym 3 sprawy dotyczące kilku rynków energii.

⁵ Współprowadzenie badań: *Elektroenergetyka i ciepłownictwo oraz Paliwa ciekłe i gazowe*.

⁶ W tym 7 dotyczących kilku rynków energii.

⁷ W tym 10 dotyczących kilku rynków energii.

⁸ W tym liczba postanowień dotyczących w szczególności: odmowy wydawania świadectw pochodzenia i gwarancji pochodzenia, przedłużenia terminu na sprzedaż energii elektrycznej w systemach wsparcia FIT/FIP oraz aukcyjnego, wyrażenia zgody przez Prezesa URE na przejście praw i obowiązków wynikających z wygranej aukcji.

SĄDOWA KONTROLA DZIAŁALNOŚCI PREZESA URE

Tabela A53. Wydane decyzje administracyjne i odwołania od nich

Rok	Liczba wydanych decyzji administracyjnych	Liczba wniesionych odwołań	Ujęcie procentowe odwołań do wydanych decyzji
2024	11 883	310	2,6%
2023	9 237	269	2,9%
2022	11 690	304	2,6%
2021	8 451	281	3,3%
2020	8 518	340	4,0%
2019	10 025	394	3,9%
2018	12 051	438	3,6%
2017	12 979	363	2,8%
2016	7 673	179	2,3%
2015	7 843	189	2,4%
2014	6 549	153	2,3%

BUDOWA WSPÓLNEGO RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Tabela A54. Metody lub warunki zatwierdzone w 2024 r. na podstawie rozporządzenia 2019/943 oraz kodeksów sieci i wytycznych

Rozporządzenie	Warunki lub metody	Obszar	Organ wydający decyzję ¹³
Rozporządzenie 2017/2196	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.
Rozporządzenie 2017/2196	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.
Rozporządzenie 2015/1222	Zmiana metody wyznaczania zdolności przesyłowych dnia bieżącego	region Core	Decyzja ACER 03/2024 z 14 marca 2024 r.
Rozporządzenie 2015/1222	Zmiana ustalenia regionów wyznaczania zdolności przesyłowych	UE	Decyzja ACER 04/2024 z 19 marca 2024 r.

¹³ 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	Organ wydający decyzję ¹³
Rozporządzenie 2017/2195	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.
Rozporządzenie 2017/2195	Zmiana metody wyceny energii bilansującej i międzyobszarowych zdolności przesyłowych stosowane na potrzeby wymiany energii bilansującej lub obsługi procesu kompensowania niebilansowań	UE	Decyzja ACER 09/2024 z 5 lipca 2024 r.
Rozporządzenie 2015/1222	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.
Rozporządzenie 2015/1222	Zmiana metody wyznaczania planowanych wymian wynikających z jednolitego łączenia rynków dnia następnego	UE	Decyzja ACER 12/2024 z 25 września 2024 r.
Rozporządzenie 2015/1222	Zmiana produktów, które mogą być brane pod uwagę w ramach jednolitego łączenia rynków dnia następnego	UE	Decyzja ACER 13/2024 z 25 września 2024 r.
Rozporządzenie 2017/2195	Metoda wyznaczania międzyobszarowych zdolności przesyłowych dla horyzontów czasowych bilansowania	region Baltic	Decyzja Prezesa URE z 29 stycznia 2024 r.
Rozporządzenie 2017/2195	Metoda wyznaczania zdolności przesyłowych dla horyzontów czasowych bilansowania	region Core	Decyzja Prezesa URE z 4 marca 2024 r.
Rozporządzenie 2017/2195	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.
Rozporządzenie 2017/2195	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.
Rozporządzenie 2019/943	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.
Rozporządzenie 2015/1222	Zmiana wspólnej metody wyznaczania zdolności przesyłowych dnia następnego	region Core	Decyzja Prezesa URE z 23 lipca 2024 r.
Rozporządzenie 2015/1222	Zmiana metody wyznaczania zdolności przesyłowych dnia następnego i dnia bieżącego	region Baltic	Decyzja Prezesa URE z 21 listopada 2024 r.
Rozporządzenie 2015/1222	Zmiana metody podziału kosztów redysponowania i zakupów przeciwnych	region Hansa	Decyzja Prezesa URE z 4 grudnia 2024 r.
Rozporządzenie 2019/943	odstępstwo dla PSE S.A. od obowiązku udostępniania międzystrefowych zdolności przesyłowych dnia następnego	PL	Decyzja Prezesa URE z 10 grudnia 2024 r.

MAGAZYNY W POLSCE

Tabela A55. Informacje o magazynach wpisanych do rejestru magazynów energii elektrycznej przyłączonych do sieci operatorów, których łączna moc zainstalowana jest większa niż 50 kW, według stanu na koniec 2024 r.

Operator	NAZWA MAGAZYNU	Tytuł prawny do posiadania magazynu	Zakres wykonywanej działalności	Miejsce wykonywanej działalności gospodarczej	Technologia magazynu	Łączna moc zainstalowana [kW]	Pojemność [kWh]	Sprawność [%]	Maksymalna moc ładowania [kW]	Maksymalna moc rozładowania [kW]	Część jednostki wytwórczej	Część instalacji odbiorcy końcowego
Operator systemu przesyłowego												
PSE S.A.	Elektrownia Wodna Żarnowiec PGE Energia Odnawialna S.A.	własność	Wytwarzanie energii elektrycznej Magazynowanie energii elektrycznej	Czymanowo Stacja Żarnowiec	Elektrownia szczytowo-pompowa	710 600	3 800 000	78	800 000	776 000	Nie	Nie
	Elektrownia Wodna Porąbka – Żar PGE Energia Odnawialna S.A.	własność	Wytwarzanie energii elektrycznej Magazynowanie energii elektrycznej	Międzybrodzie Bialskie Stacja Bujaków	Elektrownia szczytowo-pompowa	540 000	2 000 000	75	560 000	592 000	Nie	Nie
Operatorzy systemów dystrybucyjnych												
AEC Sp. z o.o.	Androimpex Sp. z o.o.	własność	Produkcja pozostałych podstawowych chemikaliów organicznych	Andrychów	Baterie litowo-jonowe	75	67	98	50	50	Tak	Tak
Enea Operator Sp. z o.o.	PCSS Kąkolewo	własność	Wytwarzanie energii elektrycznej	Kąkolewo	Energia elektrochemiczna	90	533	84	90	90	Tak	Tak
Stoen Operator Sp. z o.o.	Stoen Operator Sp. z o.o.	własność	Dystrybucja energii elektrycznej	Warszawa	Baterie litowo-jonowe	70	62	82	70	70	Nie	Nie
PGE Dystrybucja S.A.	PGE Dystrybucja S.A.	własność	Dystrybucja energii elektrycznej	Rzeszów	Baterie litowo-jonowe	2 088	4 237	84	2 048	2 048	Nie	Nie
	PGE Energia Odnawialna S.A.	własność	Wytwarzanie energii elektrycznej Magazynowanie energii elektrycznej	Warszawa Solina	Elektrownia szczytowo-pompowa	198 660	640 000	79	64 800	198 000	Nie	Nie
TAURON Dystrybucja S.A.	TAURON Ekoenergia Sp. z o.o.	własność	Wytwarzanie, przesyłanie, dystrybucja i handel energią elektryczną, wytwarzanie energii elektrycznej	Lubachów	Baterie litowo-jonowe	500	500	80	500	500	Tak	Nie
	TAURON Inwestycje Sp. z o.o.	własność	Wytwarzanie energii elektrycznej	Bytom	Energia elektrochemiczna	200	250	93	150	150	Nie	Nie
	TAURON Polska Energia S.A.	własność	Wytwarzanie energii elektrycznej	Jaworzno	Energia elektrochemiczna	150	150	88	150	150	Nie	Nie
	PGE Energia Odnawialna S.A.	własność	Działalność badawczo-rozwojowa	Międzybrodzie Żywieckie Porąbka	Baterie litowo-jonowe z ogniwami typu NMC	550	750	90	550	550	Tak	Tak
ENERGA-OPERATOR S.A.	ME Bystra	własność	Wytwarzanie energii elektrycznej	Wisłina	Hydrodowo-akumulatorowa	6 000	15 000	70	6 000	6 000	Tak	Nie
	ME Odolanów	własność	Wytwarzanie paliw gazowych	Odolanów	Akumulatory litowo-jonowe	180	403	98	100	50	Tak	Nie
	ME Almidex	własność	Produkcja baterii i akumulatorów	Nowa Wieś 29, Kruszyn	Akumulatory kwasowe	250	420	80	250	250	Tak	Nie
PGE Energetyka Kolejowa S.A.	PKP Energetyka		Dystrybucja energii elektrycznej	Garbce	Baterie litowo-jonowe	5 500	1 200	bd.	bd.	bd.	bd.	bd.
RAZEM						1 464 913	6 463 572	x	x	x	x	x

Źródło: URE na podstawie monitoringu operatorów.