

Biuletyn

Urzędu Regulacji Energetyki

w numerze:



- Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2022 r.
- Na kim ciąży obowiązek instalowania liczników i podzielników kosztów ogrzewania umożliwiających zdalny odczyt

01/2023

NR 1 (116) 29 września 2023 ISSN 1506-090X



Urząd Regulacji
Energetyki

Spis treści

Wykaz skrótów używanych w Sprawozdaniu	3
Słowo wstępne Prezesa URE	5
Część I. Prezes URE – instytucja regulacyjna	7
1. Status prawny i ustawowe obowiązki Prezesa URE	7
2. Organizacja i funkcjonowanie urzędu	14
3. Kapitał ludzki	14
4. Budżet	14
4.1. Dochody budżetu państwa wykonane przez URE	16
4.2. Wydatki	16
4.3. Inne	17
5. Kontrola zarządcza	18
6. Sądowa kontrola działalności Prezesa URE	19
7. Kontrola działalności Prezesa URE przez NIK oraz inne instytucje kontrolne	24
Część II. Elektroenergetyka	25
1. Rynek energii elektrycznej – sytuacja ogólna	25
1.1. Rynek hurtowy	25
1.2. Rynek detaliczny	32
2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw elektroenergetycznych	36
2.1. Koncesje	36
2.2. Rejestr wytwórców w małych instalacjach odnawialnych źródeł energii	39
2.3. Taryfy i warunki ich kształtowania	42
3. Wyznaczanie operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych	45
4. Zatwierdzanie Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci	46
5. Zamknięte systemy dystrybucyjne	46
6. Wspólny rynek energii elektrycznej – wdrożenie wytycznych i kodeksów sieciowych	46
7. Działania związane z rynkiem mocy	49
8. Przyznawanie rekompensat dla przedsiębiorstw energochłonnych	54
9. Monitorowanie funkcjonowania operatorów	57
9.1. Monitorowanie realizacji zadań wykonywanych przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych	57
9.2. Kontrolowanie realizacji obowiązków w zakresie warunków dostępu do sieci	67
9.3. Monitorowanie warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji	72
9.4. Monitorowanie zmiany sprzedawcy	74
9.5. Ocena realizacji Programów Zgodności	77
9.6. Stan przygotowania operatorów systemów dystrybucyjnych do migracji danych do Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii	79
10. Przesłanki i ocena bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej	80
10.1. Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i ocena bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej	80
10.2. Uzgodnianie projektów planów rozwoju elektroenergetycznych przedsiębiorstw sieciowych	92
10.3. Uzgodnianie planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i pobrażeniu energii elektrycznej opracowanego przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego	93
10.4. Monitorowanie i kontrolowanie wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów paliw	94
10.5. Monitorowanie planów inwestycyjnych przedsiębiorstw energetycznych w nowe moce wytwórcze	95
11. Obowiązki wynikające z ustawy o rozwiązaniu kontraktów długoterminowych – KDT	97
12. Wyznaczanie przedsiębiorstwa energetycznego do pełnienia funkcji operatora ogólnodostępnej stacji ładowania oraz dostawcy usług ładowania	98
13. Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki	99
Część III. System wsparcia odnawialnych źródeł energii, kogeneracji i efektywności energetycznej	100
1. System taryf gwarantowanych FIT oraz system dopłat do ceny rynkowej FIP	100
2. Aukcje na sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii	103
3. Systemy wsparcia wysokosprawnej kogeneracji	109
4. Wsparcie dla wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	111
5. Odbiorcy przemysłowi w systemie wsparcia OZE i kogeneracji	113
6. Wyznaczanie sprzedawców zobowiązanych	115
7. Kalkulacja stawki opłaty OZE	115
8. Wydawanie i umarzanie świadectw pochodzenia, świadectw pochodzenia biogazu rolniczego. Wydawanie gwarancji pochodzenia	117

Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki

9. Kontrola realizacji obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, świadectw pochodzenia biogazu rolniczego oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji lub uiszczenia opłat zastępczych	118
10. Wydawanie i umarzanie świadectw efektywności energetycznej	119
11. Kontrola realizacji obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw efektywności energetycznej lub uiszczenia opłaty zastępczej oraz obowiązku uzyskania oszczędności energii finalnej	121
12. Obowiązki sprawodawcze i informacyjne przedsiębiorstw energetycznych związane z wytwarzaniem energii elektrycznej z OZE i CHP	122
13. Audyty energetyczne	128
Część IV. Gazownictwo	128
1. Rynek gazu ziemnego – sytuacja ogólna	128
1.1. Rynek hurtowy	128
1.2. Rynek detaliczny	133
2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw gazowniczych	135
2.1. Koncesje	135
2.2. Taryfy i warunki ich kształtowania	138
3. Wyznaczanie operatorów systemów gazowych	145
4. Zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci	149
5. Wspólny rynek gazu – wdrożenie kodeksów sieciowych	150
6. Certyfikaty niezależności	152
7. Monitorowanie funkcjonowania operatorów	154
7.1. Monitorowanie wypełniania zadań przez operatorów systemów dystrybucyjnych, skrapiania gazu ziemnego i magazynowania	154
7.2. Monitorowanie warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji	160
7.3. Monitorowanie zmiany sprzedawcy	163
7.4. Ocena realizacji Programów Zgodności	164
8. Przesłanki i ocena bezpieczeństwa dostarczania gazu ziemnego	165
8.1. Współpraca w zakresie budowy połączeń transgranicznych	165
8.2. Uzgodnianie projektów planów rozwoju gazowniczych przedsiębiorstw sieciowych	172
8.3. Weryfikacja lub ustalanie wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego	177
8.4. Zatwierdzanie planów wprowadzania ograniczeń w pobrażeniu gazu ziemnego. Podstawy prawne i istota planów wprowadzania ograniczeń w pobrażeniu gazu ziemnego	177
8.5. Kontrolowanie obowiązków właściciela sieci przesyłowej oraz operatora systemu przesyłowego gazowego, w tym monitorowanie powiązań i przepływu informacji między nimi	181
8.6. Monitorowanie wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Ustawa o zapasach	182
8.7. Bezpieczeństwo dostarczania gazu ziemnego	185
Część V. Realizacja obowiązków wynikających z rozporządzenia REMIT	187
Część VI. Ciepłownictwo	193
1. Rynek ciepła – sytuacja ogólna	193
1.1. Lokalne rynki ciepła	193
1.2. Bilans podaży i zużycia ciepła	194
2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw ciepłowniczych	195
2.1. Koncesje	195
2.2. Taryfy i warunki ich kształtowania	195
2.3. Inne działania	198
3. Działania Prezesa URE adresowane do sektora – prace Zespołu ds. Ciepłownictwa	200
Część VII. Paliwa ciekłe i biopaliwa ciekłe	202
1. Rynek paliw ciekłych – sytuacja ogólna, charakterystyka rynku	202
2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw paliwowych	205
2.1. Koncesje	205
2.2. Rejestr podmiotów przywozjących	208
2.3. Obowiązki sprawodawcze i informacyjne przedsiębiorstw energetycznych	209
2.4. Wielkość produkcji i przywozu paliw ciekłych	211
3. Monitorowanie realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego	211
4. Monitorowanie realizacji Narodowego Celu Redukcyjnego	213
Część VIII. Działalność kontrolna URE	215
1. Kontrolowanie działalności przedsiębiorstw energetycznych	215
1.1. Kontrola stosowania taryf	215
1.2. Działania interwencyjne	218
1.3. Kontrola realizacji obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej i paliw gazowych	220
1.4. Kontrola przedsiębiorstw na rynku paliw ciekłych	222
1.5. Naruszenia warunków koncesji	224
1.6. Kontrola przedsiębiorstw na rynku mocy	225
2. Nakładanie kar pieniężnych	226
Część IX. Inne zadania Prezesa URE	228
1. Publikowanie wskaźników cenowych	228
1.1. Średnia cena energii elektrycznej dla gospodarstw domowych	228
1.2. Średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym	229
1.3. Średnia kwartalna cena energii elektrycznej niepodlegająca obowiązkowi publicznej sprzedaży	230
1.4. Stawki opłaty mocowej	231
1.5. Jednostkowa stawka kary za niewykonanie obowiązku mocowego	232
1.6. Średnia cena wywarzonej energii elektrycznej wytwórców eksploatujących jednostki centralnie dysponowane opalane węglem (JWCD)	233
1.7. Średnie ceny sprzedaży ciepła wytworzonego w należących do przedsiębiorstw posiadających koncesje jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji	233
1.8. Wskaźniki referencyjne ustalane dla potrzeb kalkulacji taryf dla ciepła	234
1.9. Średnie kwartalne ceny zakupu gazu ziemnego z zagranicy	234
1.10. Stopa wolna od ryzyka ustalana dla potrzeb kalkulacji taryfy	235
1.11. Łączne średnie ceny energii elektrycznej wynikające z taryf sprzedawców z urzędu oraz średnie ceny dla każdej z grup taryfowych zawartych w tych taryfach z uwzględnieniem stref czasowych	235
2. Rozstrzygnięcie spraw spornych	235
3. Skargi na działania przedsiębiorstw energetycznych	239
4. Statystyka publiczna	242
5. Powoływanie komisji kwalifikacyjnych	243
Część X. Komunikacja społeczna i działania na rzecz wzmocnienia pozycji odbiorcy	244
1. Działania edukacyjno-informacyjne URE – największe wyzwania w 2022 roku	244
2. Regulacje chroniące odbiorców	246
2.1. Kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców	246
2.2. Ochrona uzasadnionych interesów odbiorców w gospodarstwie domowym	248
3. Współpraca z wybranymi organami oraz organizacjami konsumenckimi	248
4. Rozpowszechnianie wiedzy o rynku i prawach konsumenta	249
4.1. Działalność Punktu Informacyjnego dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych	249
4.2. Działania informacyjno-edukacyjne i współpraca z mediami	251
5. Współpraca z Punktem Informacji dla Przedsiębiorcy	258
6. Udział w „Programie otwierania danych publicznych”	259
Część XI. Działania Prezesa URE o charakterze międzynarodowym	259
Część XII. URE w liczbach	263
Na kim ciąży obowiązek instalowania liczników i podzielników kosztów ogrzewania umożliwiających zdalny odczyt	269

Wykaz skrótów używanych w Sprawozdaniu

Publikatory prawne podane są wg stanu na 27 kwietnia 2023 r.

ACER, Agencja	Agency for the Cooperation of Energy Regulators – Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki
CEER	The Council of European Energy Regulators – Rada Europejskich Regulatorów Energii
CSIRE	Centralny System Informacji o Rynku Energii
dyrektywa 2009/73/WE	dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE (Dz. U. UE L 211/94 z późn. zm.)
dyrektywa 2019/944	dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE (Dz. U. UE L 158/125 z późn. zm.)
ENTSO-E	The European Network of Transmission System Operators for electricity – Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych energii elektrycznej
ENTSO-G	The European Network of Transmission System Operators for gas – Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych gazu
ERRA	Energy Regulators Regional Association – Regionalne Stowarzyszenie Regulatorów Energetyki
GK PGNiG	Grupa Kapitałowa Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa
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
Kpa	ustawa z dnia 14 czerwca 1960 r. Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. z 2022 r. poz. 2000 z późn. zm.)
Kpc	ustawa z dnia 17 listopada 1964 r. Kodeks postępowania cywilnego (Dz. U. z 2021 r. poz. 1805 z późn. zm.)
Kpk	ustawa z dnia 6 czerwca 1997 r. Kodeks postępowania karnego (Dz. U. z 2022 r. poz. 1375 z późn. zm.)
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
LNG	Liquefied Natural Gas – Skroplony Gaz Ziemny
NEMO	Nominated Electricity Market Operator – Nominowany Operator Rynku Energii Elektrycznej
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 2022 r. poz. 2651 z późn. zm.)
OREO	Operator Rozliczeń Energii Odnawialnej S.A.
OSD	Operator Systemu Dystrybucyjnego
OSM	Operator Systemu Magazynowania
OSP	Operator Systemu Przesyłowego
OZE	Odnawialne Źródła Energii
PGNiG S.A.	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
PGNiG OD Sp. z o.o.	PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.
PKN Orlen S.A.	Polski Koncern Naftowy Orlen S.A.
Prezes UOKiK	Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów
Prezes URE	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 347/2013	rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 347/2013 z dnia 17 kwietnia 2013 r. w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej, uchylające decyzję nr 1364/2006/WE oraz zmieniające rozporządzenia (WE) nr 713/2009, (WE) nr 714/2009 i (WE) nr 715/2009 (Dz. U. UE L 115/39 z późn. zm.)

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 z późn. zm.)
rozporządzenie 714/2009 (utraciło moc 31 grudnia 2019 r.)	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	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 dotyczące wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz. U. UE L 112/1 z późn. zm.)
rozporządzenie 2016/1388	rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczące przyłączenia odbioru (Dz. U. UE L 223/10)
rozporządzenie 2016/1447	rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1447 z dnia 6 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 paliwowe	rozporządzenie Ministra Aktywów Państwowych z dnia 27 listopada 2019 r. w sprawie szczegółowego wykazu paliw ciekłych, których wytwarzanie, magazynowanie lub przeladunek, 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)	UOKiK	Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów
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 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)	URE, Urząd	Urząd Regulacji Energetyki
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 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 z późn. zm.)	ustawa – Prawo energetyczne, Prawo energetyczne	ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385 z późn. zm.)
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 systemowe elektroenergetyczne	rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2007 r. Nr 93, poz. 623 z późn. zm.)	ustawa – Prawo przedsiębiorców	ustawa z dnia 6 marca 2018 r. – Prawo przedsiębiorców (Dz. U. z 2023 r. poz. 221 z późn. zm.)
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 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.)	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.)
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 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.)	ustawa z 30 listopada 2016 r.	ustawa z dnia 30 listopada 2016 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2016 r. poz. 1986)
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 taryfowe elektroenergetyczne	rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 27 listopada 2022 r. w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. z 2022 r. poz. 2505 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.)
rozporządzenie CAM	rozporządzenie Komisji (UE) 2017/459 z dnia 16 marca 2017 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący mechanizmów alokacji zdolności w systemach przesyłowych gazu i uchylające rozporządzenie (UE) nr 984/2013 (Dz. U. UE L 72/1)	rozporządzenie 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)	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 z późn. zm.)
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)	SGT EuRoPol GAZ S.A.	System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A.	ustawa z 19 lipca 2019 r.	ustawa z dnia 19 lipca 2019 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2019 r. poz. 1524 z późn. zm.)
rozporządzenie NC TAR	rozporządzenie Komisji (UE) 2017/460 z dnia 16 marca 2017 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący zharmonizowanych struktur taryf przesyłowych dla gazu (Dz. U. UE L 72/29 z późn. zm.)	SOKiK	Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów	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.)
		TGE S.A.	Towarowa Giełda Energii S.A.	ustawa z 20 maja 2021 r., ustawa zmieniająca	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.)
		TOE	Towarzystwo Obrotu Energią	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)
		TPA	Third Party Access – Zasada Dostępu Strony Trzeciej do Sieci	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)
		UE	Unia Europejska	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.	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)

WYKAZ SKRÓTÓW UŻYWANYCH W SPRAWOZDANIU / SŁOWO WSTĘPNE PREZESA URE

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 2022 r. poz. 1967 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 w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej (Dz. U. z 2023 r. poz. 269 z późn. zm.)
ustawa z 27 października 2022 r.	ustawa z dnia 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku (Dz. U. z 2022 r. poz. 2243 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. w związku z sytuacją na rynku gazu (Dz. U. z 2022 r. poz. 2687 z późn. zm.)
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 2021 r. poz. 2095 z późn. zm.)
ustawa MFW	ustawa z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. z 2022 r. poz. 1050 z późn. zm.)
ustawa OZE	ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378 z późn. zm.)

ustawa o biopaliwach	ustawa z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (Dz. U. z 2022 r. poz. 403 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 2022 r. poz. 553)
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 2021 r. poz. 2166)
dotychczasowa ustawa o efektywności energetycznej	ustawa z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2015 r. poz. 2167 z późn. zm.)
ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych	ustawa z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz. U. z 2022 r. poz. 1083 z późn. zm.)
ustawa o finansach publicznych	ustawa z dnia 27 sierpnia 2009 r. o finansach publicznych (Dz. U. z 2022 r. poz. 1634 z późn. zm.)
ustawa o giełdach towarowych	ustawa z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz. U. z 2023 r. poz. 380)
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 2021 r. poz. 743 z późn. zm.)
ustawa o prawach konsumenta	ustawa z dnia 30 maja 2014 r. o prawach konsumenta (Dz. U. z 2020 r. poz. 287 z późn. zm.)
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 2021 r. poz. 1854 z późn. zm.)
ustawa o statystyce	ustawa z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. z 2023 r. poz. 773)
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 2022 r. poz. 1315 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 2023 r. poz. 296 z późn. zm.)
ustawa o zamówieniach publicznych	ustawa z dnia 11 września 2019 r. – Prawo zamówień publicznych (Dz. U. z 2022 r. poz. 1710 z późn. zm.)
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 państwa i zakłóceń na rynku naftowym (Dz. U. z 2022 r. poz. 1537 z późn. zm.)

Szanowni Państwo,

przekazuję na Państwa ręce „Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki”. Obejmuje i podsumowuje ono całokształt prac prowadzonych w Urzędzie Regulacji Energetyki w 2022 roku.

Miniony rok był dla regulatora sektorowego w wielu obszarach wyjątkowy, ale też trudny. Ze względu na wojnę w Ukrainie, której rezultatem stały się m.in. rosnące ceny energii, a także z uwagi na ciągłe odbudowywanie się gospodarek po pandemii, rok 2022 to przede wszystkim bezprecedensowa dynamika zmian. Niepewna sytuacja na rynku globalnym zwiększyła ryzyko ograniczeń w dostawach surowców. Przedsiębiorstwa sektora energetycznego musiały zatem mierzyć się z nieprzewidywalnością, niepewnością i ryzykiem wynikającymi ze zmieniającej się sytuacji geopolitycznej.

Polski rynek energii nie działa w oderwaniu od europejskiego, ale jest z nim powiązany i jest jego

częścią. Dlatego problem z dostawami gazu dla Europy Zachodniej, wpłynął na ceny na rynkach hurtowych. Ograniczenie dostaw gazu przez Gazprom spowodowało ogromne wzrosty cen tego paliwa oraz dotychczas nie spotykaną ich zmienność, a w konsekwencji część przedsiębiorstw przemysłowych zdecydowała się na ograniczenie produkcji. W wielu państwach cena energii elektrycznej wytwarzanej w elektrowniach gazowych „ustala” cenę krańcową energii elektrycznej. Stąd drastycznie wzrosły również ceny energii elektrycznej. Jednocześnie duża niepewność co do bezpieczeństwa dostaw surowca spowodowała spekulacje na rynku europejskim. Ceny gazu i energii zostały wywindowane. Jednocześnie okazało się, że Unia Europejska nie jest przygotowana na taką sytuację oraz nie ma odpowiednich narzędzi, by tym spekulacjom zapobiec. Dopiero na przełomie września i października 2022 r. zapadły decyzje o możliwości wprowadzenia przez kraje członkowskie działań osłonowych łagodzących skutki wzrostu cen energii elektrycznej i gazu dla odbiorców końcowych.

Z punktu widzenia regulatora, żadna interwencja w rynek, która wpływa na konkurencję, nie jest dobra. Jednak z uwagi na nadzwyczajne okoliczności widzę uzasadnienie dla wyjątkowych regulacji wprowadzonych na rynkach energii, gazu i ciepła, które miały na celu ograniczenie wysokości rachunków i wsparcie określonych, szczególnie wrażliwych, grup odbiorców. Co jednak bardzo istotne – zakres czasowy takich rozwiązań powinien być w mojej ocenie ograniczony do minimum, czyli do momentu, gdy rynki powrócą do stabilizacji i będziemy mogli mówić o prawidłowych mechanizmach funkcjonowania konkurencji.

Kryzys unaoczniał nam, że powinniśmy odchodzić od paliw, które są zależne od geopolityki. A możemy to uczynić zwiększając udział energii odnawialnej w miksie energetycznym. Natomiast aby włączać do systemu coraz więcej OZE, niezbędne są inwestycje w dystrybucję energii elektrycznej. Eksperti nie mają wątpliwości – sieci dystrybucyjne są kluczem do udanej transformacji i rozwoju rynku. Stały się jednak „wąskim gardłem” i wymagają dodatkowych, znacznych nakładów finansowych, właściwego otoczenia regulacyjnego oraz harmonizacji kierunków wsparcia poszczególnych sektorów rynku energii.

To przekonanie oraz potrzeba mądrej, długofalowej regulacji, opartej na porozumieniu uczestników rynku stanęły u podstaw projektu „Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki”, któremu nadałem formalne ramy jeszcze pod koniec 2021 roku. Projekt ten jest wyrazem partnerskiego i pro-przedsiębiorczego podejścia Urzędu, które poczytuję sobie za sukces, a które pozwala na wdrażanie rozwiązań zwiększających skuteczność działania zarówno regulatora, jak i podmiotów regulowanych.

„Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki” – historyczne i bezprecedensowe porozumienie regulatora sektorowego i pięciu największych operatorów systemów dystrybucyjnych – została podpisana w listopadzie 2022 roku. Stanowi ono naszą odpowiedź na wyzwania związane z transformacją sektora. Tworzy stabilne otoczenie regulacyjne dla przedsiębiorstw energetycznych w wieloletnim horyzoncie czasowym w zakresie, w jakim dotyczy ono prowadze-

nia inwestycji w modernizację i rozwój sieci. Tym samym projekt ten przyczyni się do uproszczenia procesu podejmowania decyzji inwestycyjnych, powinien też ułatwić operatorom pozyskiwanie środków na inwestycje ze źródeł innych niż taryfa.

Wszystkie działania kierowanego przeze mnie Urzędu są kluczowe dla sektora energii i paliw oraz krajowej gospodarki. W ramach zatwierdzania taryf dokonywana jest m.in. ocena regulowanych przychodów przedsiębiorstw energetycznych gromadzonych z opłat ponoszonych przez odbiorców końcowych (głównie przez gospodarstwa domowe). W wieloletnich planach rozwoju przedsiębiorstw energetycznych uzgadniane są natomiast nakłady inwestycyjne jakie mają ponieść operatorzy systemów. W ramach pomocy publicznej w sektorach energochłonnych, kogeneracji, OZE, kontraktach długoterminowych i rynku mocy – przyznawane są lub poddawane weryfikacji środki finansowe wspierające przedsiębiorstwa energetyczne.

W całym 2022 roku Urząd przyznał bądź zweryfikował w ramach powyższych działań środki w wysokości przekraczającej 188 mld zł. Należy także wskazać, że dochody budżetu państwa wykonane przez Urząd wyniosły blisko 203 mln zł (nieco ponad 140 proc. planu ogółem).

Z punktu widzenia roli Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w transformacji klimatyczno-energetycznej oraz równoważeniu interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców energii, nie bez znaczenia jest fakt, że rok 2022 podsumował ćwierćwiecze działalności tego organu. Pozwoliło to jeszcze lepiej zdiagnozować priorytety naszych działań w obliczu nowych wyzwań.

Z okazji 25-lecia URE zrealizował szereg działań informacyjno-edukacyjnych. Jedną z ważniejszych inicjatyw jubileuszowych było przygotowanie i wydanie publikacji pt. „W drodze do bezpiecznej i czystej energii, czyli jak napisać rynek na nowo. 25 lat regulacji rynków energii w Polsce”. Do współpracy przy tym wyjątkowym wydawnictwie zaprosiliśmy, oprócz liderów i ekspertów wyróżniających się doświadczeniem w sektorze energii, również przedstawicieli organizacji branżowych, konsumenckich, a także reprezentantów świata młodych oraz dziennikarzy zajmujących się energetyką. Taki dobór autorów czyni tę pozycję unikatową. Opracowanie, które stanowi swoistą monografię rynku, objęło ćwierćwiecze działań podejmowanych przez regulatora sektorowego i uwzględniło dynamikę zmieniającego się otoczenia rynkowego i regulacyjnego. Publikacja ta jest również próbą spojrzenia w przyszłość, ponieważ przed całym sektorem energetycznym – na poziomie europejskim, regionalnym i krajowym – stoi wiele wyzwań dotyczących transformacji energetycznej, wdrażania kolejnych regulacji unijnych, strategii Europejskiego Zielonego Ładu, a rola regulatora w tych działaniach jest i będzie znacząca.

„Sprawozdanie” nie tylko podsumowuje całokształt prac prowadzonych w minionym roku w Urzędzie Regulacji Energetyki, ale stanowi także kompendium wiedzy o zmianach, jakie zachodzą w polskim ciepłownictwie, elektroenergetyce, gazownictwie i paliwach ciekłych wobec licznych nowych regulacji, jakie wprowadzał ustawodawca unijny i krajowy.

Jestem przekonany, że tak przedstawione fakty i liczby mogą stanowić wartościowy punkt wyjścia

do prac nad kolejnymi rozwiązaniami, których celem ma być ograniczenie niepewności i zmienności cen na polskim rynku energii, a także dalszy rozwój naszego kraju, którego jednym z fundamentów jest dekarbonizacja gospodarki.



Rafał Gawin
Prezes URE

Część I. Prezes URE – instytucja regulacyjna

1. Status prawny i ustawowe obowiązki Prezesa URE

I. W 2022 r. minęło ćwierć wieku działalności Prezesa URE i jednocześnie funkcjonowania urzędu obsługującego organ regulacyjny. Organowi temu zostały powierzone szczególnie istotne zadania z zakresu regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji. Zaistniała w ubiegłym roku sytuacja geopolityczna uświadomiła doniosłą rolę tego centralnego organu administracji rządowej, a także konieczność przemian na szeroko postrzeganym rynku energetycznym zmierzających do zapewnienia bezpieczeństwa

Skład URE: centrala i 8 oddziałów terenowych. Na koniec 2022 r. – 382 osoby zatrudnione (249 kobiet i 133 mężczyzn). Średnia wieku – ponad 44 lata.

Dochody do budżetu państwa: ok. 203 mln zł (140,2% planu ogółem, wzrost o 24,4% względem 2021 r.), z czego ponad 175 mln zł (86,3%) pochodzi z opłat koncesyjnych.

Wydano 947 decyzji na łączną kwotę należności blisko 19 mln zł. Wystawiono 289 upomnień na łączną kwotę ok. 163 mln zł.

Wydano 11 690 decyzji administracyjnych (38,3% więcej niż w 2021 r.), od których wniesiono 304 odwołania.

energetycznego. Powyższe wymagało dokonania zmian w obowiązującym prawie i znalazło odzwierciedlenie w przepisach promujących szybszy rozwój odnawialnych źródeł energii oraz w regulacjach zabezpieczających ciągłość dostaw i zapewniających ochronę odbiorców.

Podstawowym aktem prawnym, określającym prawa i obowiązki Prezesa URE, nadal pozostaje ustawa – Prawo energetyczne. Niemniej, na przestrzeni minionych lat, wiele innych obowiązków Prezesa URE 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 pięciu lat obowiązywania była wielokrotnie nowelizowana (kilkadziesiąt razy), dziewięć-

„2022 rok obfitował w wyjątkowe, bezprecedensowe i czasem bardzo trudne sytuacje, w których Urząd Regulacji Energetyki często odnajdował się po raz pierwszy. Mam na myśli zarówno sytuację geopolityczną oraz jej skutki dla rynków energii, jak i ciągle odbudowywanie się gospodarek po pandemii.

Szybko zmieniająca się sytuacja rynkowa oraz wzrost liczby zadań nakładanych na regulatora sektorowego w wyniku zmian otoczenia regulacyjnego, powodują systematyczny wzrost spraw prowadzonych w Urzędzie. Przykładem może być większa o blisko 40 proc. liczba decyzji administracyjnych wydanych w 2022 r. w porównaniu do roku poprzedniego. Równie dużą dynamiką charakteryzują się pozostałe działania realizowane w Urzędzie.

W ramach zatwierdzania taryf dokonujemy m.in. oceny regulowanych przychodów przedsiębiorstw energetycznych, które są gromadzone z opłat ponoszonych przez odbiorców końcowych, przede wszystkim przez gospodarstwa domowe. To łącznie 167,2 mld zł we wszystkich taryfach zatwierdzonych w 2022 r. W wieloletnich planach rozwoju przedsiębiorstw energetycznych uzgodniliśmy nakłady inwestycyjne na poziomie 9,3 mld zł. W ramach pomocy publicznej w sektorach energochłonnych, kogeneracji, OZE, kontraktów długoterminowych i rynku mocy przyznaliśmy lub zweryfikowaliśmy środki finansowe na poziomie 11,7 mld zł.

Działania kierowanego przeze mnie Urzędu, tak kluczowe dla sektora energii i paliw oraz krajowej gospodarki, są realizowane bez istotnego wzrostu zatrudnienia w Urzędzie (wzrost o 5 proc. w ujęciu średniorocznym, ale jedynie o 3 osoby według stanu zatrudnienia na koniec roku). Okoliczność ta w roku 2023 oraz latach kolejnych będzie stanowiła jedno z największych wyzwań w kontekście możliwości i jakości realizowanych przez nas zadań.

Mimo tych trudnych okoliczności zewnętrznych dokładamy starań, aby Urząd Regulacji Energetyki spełniał dobrze swoją rolę i prowadził przewidywalną, elastyczną, dopasowaną do aktualnych wyzwań i transparentną politykę regulacyjną.”

Rafał Gawin, Prezes URE

krotnie też ogłoszono jej tekst jednolity¹⁾. W roku sprawozdawczym miały miejsce kolejne zmiany tej ustawy, o czym niżej. Wielokrotne (w ciągu jednego roku) nowelizacje ustawy – Prawo energetyczne, czynią jej przepisy coraz bardziej złożonymi, co skutkuje występowaniem licznych rozbieżności i wątpliwości interpretacyjnych i to zarówno na poziomie postępowania administracyjnego, jak i są-

dowego. Ma to istotny wpływ na konieczność podejmowania decyzji nie tylko w złożonych stanach faktycznych, ale także prawnych.

Pierwotna wersja ustawy – Prawo energetyczne ograniczała w zasadzie zakres zadań Prezesa URE do ścisłej regulacji rynku energii i gazu, poprzez stosowanie takich instrumentów jak koncesje, taryfy, plany rozwoju, spory czy kary, co znajdowało odzwierciedlenie w szczególności w brzmieniu art. 23 tej ustawy. W czasie dwudziestopięcioletniego okresu obowiązywania ustawy, jej liczne zmiany, jak również nowelizacje pozostałych ustaw określających uprawnienia i obowiązki Prezesa URE

(o czym niżej), modyfikują charakter i zakres kompetencji tego organu. 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), jak również 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. Z kolei zmiany prawa na rynku paliw ciekłych oraz rozszerzanie zakresu kompetencji kontrolnych, skutkują 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.

Podobnie jak w latach ubiegłych, rok 2022 przebiegał pod znakiem bardzo intensywnych prac legislacyjnych, poświęconych w szczególności istot-

¹⁾ Ostatni tekst jednolity: Obwieszczenie Marszałka Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 19 maja 2022 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu ustawy – Prawo energetyczne, Dz. U. z 2022 r. poz. 1385.

nym nowelizacjom ustawy – Prawo energetyczne i ustawy OZE. Procesy te trwają nadal. W roku sprawozdawczym uchwalono szereg ustaw służących zapewnieniu ciągłości dostaw paliw i energii, jak również ochronie odbiorców przed nadmiernym wzrostem cen. Ustawy te dokonały licznych zmian w Prawie energetycznym oraz innych ustawach regulujących zakres działania Prezesa URE, o czym niżej.

Rok sprawozdawczy był też kolejnym rokiem funkcjonowania organu regulacyjnego w uciążliwych warunkach wynikających z wybuchu epidemii COVID-19. Jakkolwiek stan epidemii miał charakter wygasający, jednak nadal pozostają w mocy przepisy szczególne regulujące zarówno działalność organu, jak i przedsiębiorców w warunkach „epidemicznych”, co wywołuje wiele wątpliwości i generuje dodatkowe obowiązki.

II. Ustawa – Prawo energetyczne, pomimo usytuowania przez ustawodawcę zadań organu regulacyjnego w coraz większej liczbie przepisów odrębnych, pozostaje podstawowym aktem prawnym określającym prawa i obowiązki Prezesa URE. Ustawa ta oparta jest na zasadzie jednorodności rynków paliw i energii, regulując tym samym funkcjonowanie rynku gazu ziemnego, energii elektrycznej, ciepła oraz paliw ciekłych, a także w ograniczonym zakresie znajduje zastosowanie w odniesieniu do odnawialnych źródeł energii i kogeneracji.

Podstawowym przepisem o charakterze kompetencyjnym, określającym zadania Prezesa URE, jest art. 23 ustawy – Prawo energetyczne. Przepis

ten, po licznych nowelizacjach na przestrzeni dwudziestu pięciu lat działalności regulatora, zawiera obszerny katalog kompetencji tego organu, determinowanych wzrastającym zakresem obowiązków po stronie przedsiębiorstw energetycznych.

W roku sprawozdawczym, pomimo licznych nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne, brzmienie art. 23 ust. 2 nie uległo znaczącej zmianie. Nadal jednak aktualna pozostaje teza, że zakres kompetencji Prezesa URE ulega nieustającemu i znaczącemu zwiększeniu i to nie tylko pod względem liczby, ale przede wszystkim stopnia złożoności kolejnych zadań. W roku sprawozdawczym pojawiła się bowiem nowa tendencja ustawodawcza, polegająca na rozpraszaniu szeregu nowych zadań regulatora rynku w bardzo wielu nowo przyjmowanych ustawach. Zmienia się tym samym charakter nadzoru Prezesa URE nad rynkami regulowanymi, determinowany zmieniającymi się warunkami zewnętrznymi, zmierzając do jak najpełniejszego wykorzystania instrumentów prawnych do realizacji powierzonych zadań. Coraz większego znaczenia nabiera monitorowanie rynków regulowanych. W minionym roku Prezesowi URE powierzono szereg zadań o charakterze interwencyjno-zapobiegawczym. Jest to następstwem sytuacji geopolitycznej, która wymusiła działania zmierzające do ochrony odbiorców paliw i energii, a w szczególności odbiorców wrażliwych. Szczegółowy opis powyższych działań zostanie przedstawiony w dalszej treści Sprawozdania.

Jak wspomiano, nadal kontynuowana jest, a wręcz nasiliła się, obserwowana w latach ubiegłych, tendencja do rozszerzania zakresu kompe-

tencji Prezesa URE w odrębnych aktach prawnych odnoszących się do zakresu objętego działaniami regulacyjnymi tego organu. Przykładem takich przepisów mogą być ustawy: o rynku mocy, o CHP oraz o systemie rekompensat, także uchwalone w roku sprawozdawczym ustawy szczególne regulujące kwestię ochrony odbiorców przed nadmiernym wzrostem cen paliw i energii. Przy czym zauważyć należy, że coraz bardziej utrudnione jest **pozyskanie środków** na realizację tych zadań, mimo ich wskazania zarówno w regulacjach wydatkowych poszczególnych ustaw, jak i w Ocenie Skutków Regulacji nowoprojektowanych i nowelizowanych ustaw.

III. Skutkiem opisanych powyżej zmian jest umiejscowienie kompetencji Prezesa URE w zróżnicowanych aktach prawnych, regulujących wyodrębnione segmenty rynku. Podjęte intensywne działania legislacyjne ustawodawcy oddziałują istotnie na zakres zadań realizowanych przez Prezesa URE, który na przestrzeni ostatnich lat ulega nieustającemu rozszerzaniu. Znaczące zmiany regulacji prawnych w zakresie szeroko pojętej energetyki spowodowały, że aktualnie szczególne zadania Prezesa URE, przewidziane przez ustawodawcę, zawierają się we wskazanych poniżej ustawach. Mając na uwadze, że do realizacji poszczególnych zadań wynikających z tych ustaw odniesiono się w dalszej części Sprawozdania, w tym miejscu wypada poprzestać jedynie na wskazaniu tych aktów prawnych:

- 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 rozwiązaniu 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) ustawach epizodycznych o wsparciu odbiorców na rynkach paliw i energii.

Należy również wskazać, że w 2022 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 347/2013,
- 2) rozporządzenie 543/2013,
- 3) rozporządzenie 715/2009,
- 4) rozporządzenie 2015/1222,
- 5) rozporządzenie 2016/631,
- 6) rozporządzenie 2016/1388,
- 7) rozporządzenie 2016/1447,
- 8) rozporządzenie 2016/1719,
- 9) rozporządzenie 2017/1485,
- 10) rozporządzenie 2017/1938,

- 11) rozporządzenie 2017/2195,
- 12) rozporządzenie 2017/2196,
- 13) rozporządzenie BAL,
- 14) rozporządzenie CAM,
- 15) rozporządzenie IO,
- 16) rozporządzenie NC TAR,
- 17) rozporządzenie REMIT,
- 18) rozporządzenie 2019/941,
- 19) rozporządzenie 2019/942,
- 20) rozporządzenie 2019/943,
- 21) rozporządzenie 2022/869.

IV. W 2022 r. miały miejsce liczne nowelizacje ustawy – Prawo energetyczne, w tym dokonane odrębnymi ustawami. Poniżej przedstawiono wybrane nowelizacje w porządku chronologicznym.

- [Ustawa z dnia 17 grudnia 2021 r. o ochotniczych strażach pożarnych^{2\)}](#)

Weszła w życie 1 stycznia 2022 r., dokonała ważnej zmiany art. 45 ustawy – Prawo energetyczne, dodając nową odrębną grupę taryfową dla odbiorców – jednostek ochrony przeciwpożarowej.

- [Ustawa z dnia 26 stycznia 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców paliw gazowych w związku z sytuacją na rynku gazu^{3\)}](#)

Weszła w życie 29 stycznia 2022 r. i poszerzyła grupy odbiorców paliw gazowych, w stosunku do których przedsiębiorstwa energetyczne zobowiązane są stosować taryfy zatwierdzone przez

²⁾ Dz. U. z 2021 r. poz. 2490.

³⁾ Dz. U. z 2022 r. poz. 202 z późn. zm.

Prezesa URE oraz ustanowiła system rekompensat dla przedsiębiorstw energetycznych ponoszących wyższe koszty zakupu paliwa gazowego.

- [Ustawa z dnia 24 lutego 2022 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne^{4\)}](#)

Postanowienia tej ustawy weszły w życie 26 marca 2022 r. Do najważniejszych zmian dokonanych ustawą należą:

- doprecyzowanie regulacji związanej z przyłączeniem do sieci operatorów gazowych, np. w zakresie opłat za przyłączenie,
- dookreślenie kompetencji i obowiązków operatorów systemów gazowych,
- uszczegółowienie kompetencji Prezesa URE w zakresie ustalania treści umowy powierzającej pełnienie obowiązków operatora systemu przesyłowego gazowego,
- szczególne postanowienia dotyczące procesu ustalania taryf przez operatorów gazowych.

- [Ustawa z dnia 5 sierpnia 2022 r. o zmianie niektórych ustaw w celu wzmocnienia bezpieczeństwa gazowego państwa w związku z sytuacją na rynku gazu^{5\)}](#)

Ustawa weszła w życie 1 września 2022 r. Zawiera ona uprawnienia ministra właściwego do spraw energii, na wypadek zaistnienia sytuacji kryzysowych, do np. opracowania planu rozwoju oraz planu działań zapobiegawczych. Wprowadza także obowiązek sporządzania planów rozwoju w zakresie zaspokajania obecnego i przyszłego zapotrzebowania na pojemności instalacji maga-

⁴⁾ Dz. U. z 2022 r. poz. 631.

⁵⁾ Dz. U. z 2022 r. poz. 1723.

zynowych przez operatora systemu magazynowania. Ponadto, ustanowiono regulacje znajdujące zastosowanie w przypadku planowanej zmiany rodzaju dostarczanego paliwa gazowego w sieci gazowej z gazu ziemnego zaazotowanego na gaz ziemny wysokometanowy. Zniesiono limit kwotowy dla obowiązku uzyskania koncesji na obrót paliwami gazowymi. Dopuszczono czasowe zniesienie obowiązku sprzedaży gazu ziemnego wysokometanowego na giełdach towarowych oraz rynkach regulowanych w przypadku ogłoszenia stanu nadzwyczajnego w trybie ustawy o zapasach. Przedłużono ponadto termin końcowy obowiązku przedsiębiorstw energetycznych, zajmujących się obrotem paliwami gazowymi, przedkładania Prezesowi URE do zatwierdzenia taryf dla niektórych grup odbiorców.

- [Ustawa z dnia 7 października 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 roku w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej^{6\)}](#)

Zmiany, które weszły w życie 18 października 2022 r., uzupełniły w Prawie energetycznym regulacje związane z wykonywaniem zadań sprzedawcy z urzędu.

- [Ustawa z dnia 29 września 2022 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii^{7\)}](#)

Ustawa weszła w życie 6 grudnia 2022 r. Podstawowa zmiana, dokonana ustawą, to uchylenie art. 49a, czyli zniesienie obowiązku sprzedaży energii elek-

trycznej na giełdach towarowych lub rynkach regulowanych (tzw. obligo giełdowe). W konsekwencji, z pozostałych przepisów usunięto odesłanie do uchylonego art. 49a. Zaostrzono kary za dokonywanie manipulacji na rynku (art. 57a-57f).

- [Ustawa z dnia 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu^{8\)}](#)

Weszła w życie 21 grudnia 2022 r. i dokonała m.in. zmian w art. 7 poprzez wprowadzenie szeregu szczegółowych postanowień regulujących procedurę przyłączenia do sieci (np. nałożenie na przedsiębiorstwa sieciowe obowiązku szacowania wysokości opłaty za przyłączenie). Dodano i ujęto w odrębną jednostkę redakcyjną regulacje w zakresie certyfikacji operatorów systemu magazynowania, rozszerzając zakres kompetencji Prezesa URE o przyznawanie certyfikatów, i w dalszej kolejności, wyznaczanie certyfikowanego przedsiębiorstwa operatorem systemu magazynowania. Rozszerzono katalog sankcji stosowanych przez organ regulacyjny o kary w zakresie wprowadzonych regulacji, m.in. za nieprzestrzeganie nowych obowiązków w zakresie przyłączenia.

Jak wynika z powyższego, zakres dokonanych w roku sprawozdawczym zmian ustawy – Prawo energetyczne jest bardzo obszerny i niewątpliwie wywrze znaczący wpływ na funkcjonowanie poszczególnych rynków regulowanych, a co za tym idzie – w oczywisty sposób przełoży się na uprawnienia i obowiązki organu regulacyjnego.

⁸⁾ Dz. U. z 2022 r. poz. 2687 z późn. zm.

V. W minionym roku szczególne miejsce zajęły przepisy służące zapewnieniu ciągłości dostaw paliw i energii, jak również ochronie odbiorców przed nadmiernym wzrostem cen. W związku z dynamiczną sytuacją na rynku paliw stałych i ciekłych oraz energii elektrycznej i ciepła w 2022 r., wprowadzono szereg regulacji, które miały na celu zapewnienie ich dostępności oraz wprowadzono regulacje mające na celu ustawowe spowolnienie i ograniczenie wzrostu cen energii elektrycznej, paliw gazowych, a także ciepła dla określonych w ustawach grup odbiorców poprzez ustalenie (za pomocą różnych narzędzi regulacyjnych) cen maksymalnych, przy jednoczesnym zagwarantowaniu prawa do wypłaty rekompensat przedsiębiorstwom energetycznym zobowiązanym do stosowania w rozliczeniach z niektórymi odbiorcami cen niższych niż ceny rynkowe. Regulacje powyższe zostały zawarte w następujących ustawach:

- 1) ustawie z dnia 26 stycznia 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców paliw gazowych w związku z sytuacją na rynku gazu,
- 2) ustawie z dnia 5 sierpnia 2022 r. o zmianie niektórych ustaw w celu wzmocnienia bezpieczeństwa gazowego państwa w związku z sytuacją na rynku gazu,
- 3) ustawie z dnia 5 sierpnia 2022 r. o dodatku węglowym⁹⁾,
- 4) ustawie z dnia 15 września 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach w zakresie niektórych źró-

⁹⁾ Dz. U. z 2023 r. poz. 141 z późn. zm.

⁶⁾ Dz. U. z 2023 r. poz. 269 z późn. zm.

⁷⁾ Dz. U. z 2022 r. poz. 2370.

deł ciepła w związku z sytuacją na rynku paliw¹⁰⁾,

- 5) ustawie z dnia 7 października 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 roku w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej,
- 6) ustawie z dnia 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku¹¹⁾,
- 7) ustawie z dnia 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu.

VI. W 2022 r. miały miejsce następujące nowelizacje ustawy OZE:

- 1) [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^{12\)}](#)

Istotą tej nowelizacji było wprowadzenie przepisów epizodycznych, umożliwiających objęcie dotychczasowym system rozliczeń prosumentów te instalacje OZE, w których doszło do rozpoczęcia realizacji przedsięwzięć finansowanych w ramach regionalnego programu operacyjnego w okresie wejścia w życie przepisów wprowadzających nowe zasady rozliczenia dla prosumentów, tzw. net-billing. W tym celu, w art. 4d w ust. 2 ustawy dodano pkt 3 stanowiący, że z rozliczeń, o których mowa

w art. 4 ust. 1 (dotychczasowe rozliczenia prosumentów) korzysta prosument energii odnawialnej, którego mikroinstalacja została przyłączona do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej po 31 marca 2022 r. na podstawie kompletnego i poprawnego zgłoszenia, o którym mowa w art. 7 ust. 8d⁴⁾ ustawy – Prawo energetyczne, złożonego w terminie do 31 grudnia 2023 r., w przypadku gdy prosument ten w terminie do 31 marca 2022 r. zawarł umowę na zakup, montaż lub dofinansowanie tej mikroinstalacji z jednostką samorządu terytorialnego lub innym podmiotem, który realizuje projekt, o którym mowa w art. 2 pkt 18 ustawy z dnia 11 lipca 2014 r. o zasadach realizacji programów w zakresie polityki spójności finansowanych w perspektywie finansowej 2014–2020¹³⁾, dofinansowany w ramach regionalnego programu operacyjnego, o którym mowa w art. 2 pkt 17 lit. c tej ustawy, z uwzględnieniem ust. 6.

Ponadto, w celu realizacji założeń ustawodawcy, w art. 4d ustawy OZE dodano ust. 6-11 oraz dokonano zmian w ustawie z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw¹⁴⁾, która wprowadziła nowy system rozliczeń z dniem 1 kwietnia 2022 r.,

- 2) [ustawa z dnia 9 czerwca 2022 r. o zmianie ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz niektórych innych ustaw^{15\)}](#)

Ustawą tą dokonano zmiany w art. 184d ustawy OZE w zakresie przedłużenia terminu dla wy-

twórców w instalacjach OZE dostarczenia do sieci po raz pierwszy energii elektrycznej z 30 czerwca 2022 r. do 16 lipca 2024 r.

Dodatkowo wprowadzono w art. 184d ust. 1a tej ustawy wymóg złożenia dodatkowych dokumentów do wniosku o przedłużenie terminu na dostarczenie po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej poprzez złożenie wraz z wnioskiem:

- oryginału lub poświadczonej kopii decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach albo
- oryginału lub poświadczonej kopii pozwolenia na budowę wydanych dla instalacji odnawialnego źródła energii,

- 3) [ustawa z dnia 8 czerwca 2022 r. o zmianie ustawy o pomocy obywatelom Ukrainy w związku z konfliktem zbrojnym na terytorium tego państwa oraz niektórych innych ustaw^{16\)}](#)

Ustawa dokonała zmian ustawy OZE w zakresie art. 83 w ust. 3b (poprzez dodanie pkt 8-10) –wprowadzono nowe podstawy ograniczenia wytworzenia energii albo braku jej wytworzenia uwzględniane przy weryfikacji rzeczywistego stopnia wykorzystania mocy dla instalacji OZE dokonujących sprzedaży w ramach systemu aukcyjnego.

Ponadto dodano nowy przepis epizodyczny – art. 184j zawieszający stosowanie obowiązku z art. 60a ust. 2 i 2a dla energii elektrycznej z OZE wytworzonej w okresie od 1 sierpnia 2022 r. do 31 grudnia 2022 r. Art. 60a ustawy OZE określa obowiązek dochowania minimalnego udziału biomasy pochodzenia rolniczego w łącznym udziale wagowym biomasy spalanej w instalacjach spala-

¹⁰⁾ Dz. U. z 2022 r. poz. 1967 z późn. zm.

¹¹⁾ Dz. U. z 2022 r. poz. 2243 z późn. zm.

¹²⁾ Dz. U. z 2022 r. poz. 467.

¹³⁾ Dz. U. z 2020 r. poz. 818.

¹⁴⁾ Dz. U. z 2021 r. poz. 2376.

¹⁵⁾ Dz. U. z 2022 r. poz. 1260.

¹⁶⁾ Dz. U. z 2022 r. poz. 1383.

nia wielopaliwowego oraz dedykowanych instalacjach spalania wielopaliwowego o mocy zainstalowanej elektrycznej wyższej niż 5 MW, a także w dedykowanych instalacjach spalania biomasy oraz układach hybrydowych o mocy zainstalowanej elektrycznej wyższej niż 20 MW. Przyczyna wprowadzenia tej regulacji wynikała ze zgłaszanych przez wytwórców problemów z realizacją obowiązku wymaganego procentowego udziału biomasy pochodzenia rolniczego w łącznym udziale wagowym spalanej biomasy, które związane były z dostępnością biomasy rolniczej pochodzącej z kierunku Europy Wschodniej (głównie Ukraina i Białoruś – łuska słonecznika, pellet z łuski słonecznika). W okresie wojny, jaką wywołała Rosja w Ukrainie, dostawy tej biomasy zostały drastycznie ograniczone bądź wstrzymane,

4) ustawa z dnia 29 września 2022 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii

Uchylenie art. 49a ustawy – Prawo energetyczne spowodowało konieczność zmiany art. 92 ust. 9 ustawy OZE. Dotychczasowo, w przypadku wydania przez Prezesa URE postanowienia o braku możliwości zakwalifikowania kwestionowanej ilości energii elektrycznej jako energii elektrycznej wytworzonej z OZE, sprzedawca zobowiązany dokonywał zakupu energii elektrycznej z OZE, wytworzonej w instalacji o łącznej mocy zainstalowanej mniejszej niż 500 kW, po średniej kwartalnej cenie energii elektrycznej niepodlegającej obowiązkowi obliża giełdowego, obowiązującej w poprzednim kwartale. W wyniku zmian, zakup energii następuje po średniej cenie sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym,

5) ustawa z dnia 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu

Dokonane tą ustawą zmiany ustawy OZE polegają na:

- wydłużeniu z 12 do 18 miesięcy terminu na rozpoczęcie sprzedaży energii w systemach FIT/FIP (art. 70ba ust. 1 ustawy OZE);
- wydłużeniu okresu z 24 do 33 miesięcy, poprzedzających dzień wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej sprzedanej w systemie aukcyjnym, produkcji urządzeń wchodzących w skład instalacji OZE wykorzystującej do wytworzenia energii elektrycznej energię promieniowania słonecznego, służących do wytwarzania i przetwarzania tej energii elektrycznej, zamontowane w czasie budowy albo modernizacji (art. 74 ust. 1 pkt 1 ustawy OZE);
- wydłużeniu z 24 do 33 miesięcy, od dnia zamknięcia sesji aukcji, terminu realizacji zobowiązania uczestnika wygranej aukcji do sprzedaży po raz pierwszy w ramach systemu aukcyjnego energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej do wytworzenia energii elektrycznej wyłącznie energię promieniowania słonecznego (art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a tiret pierwsze ustawy OZE);
- wydłużeniu z 12 do 18 miesięcy dodatkowego okresu na spełnienie zobowiązania do wprowadzenia energii elektrycznej do sieci lub jej sprzedaży oraz wieku urządzeń wchodzących w skład instalacji OZE określanego w postanowieniu Prezesa URE (art. 79a ust. 1 ustawy OZE).

VII. Ustawa z 9 czerwca 2022 r. dokonała zmiany ustawy o elektromobilności wprowadzając nową kompetencję Prezesa URE, tj. stwierdzenie, w drodze decyzji, wyłączenia zakazu pełnienia funkcji operatora ogólnodostępnej stacji ładowania wobec operatora zamkniętego systemu dystrybucyjnego. Kolejna zmiana ustawy o elektromobilności dokonana została ustawą z 15 grudnia 2022 r. Wprowadziła ona m.in. definicję wodoru niskoemisyjnego, elektrolitycznego i odnawialnego, realizując wymóg umiejscowienia w polskim ustawodawstwie nowego paliwa alternatywnego.

VIII. Ustawa z 5 sierpnia 2022 r. dokonała także zmiany ustawy o zapasach. Nowelizacja ta wprowadziła definicję bezpieczeństwa gazowego państwa oraz określiła i sprecyzowała zasady postępowania w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa gazowego państwa oraz konieczności wypełniania zobowiązań międzynarodowych (m.in. ogłaszanie stanu nadzwyczajnego, uruchamianie zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz wprowadzenie ograniczeń).

IX. Ustawa z 9 lutego 2022 r. dostosowała przepisy ustawy o systemie rekompensat do nowych Wytycznych Komisji Europejskiej. Skutkiem wprowadzonych zmian było m.in. wydłużenie terminu składania wniosków o przyznanie rekompensat za rok 2021 (i za kolejne lata), a także nowy wzór wniosku o przyznanie rekompensat ustalony stosownym rozporządzeniem ministra właściwego do spraw gospodarki. Ustawa weszła w życie 5 marca 2022 r.

X. W roku sprawozdawczym kontynuowano prace legislacyjne nad kolejną obszerną nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne (UC 74) regulującą szereg nowych, istotnych kwestii, m.in. linii bezpośrednich, sprzedaży rezerwovej, usług związanych z dostarczaniem energii elektrycznej czy obywatelskich społeczności energetycznych. Rozpoczęto także prace nad zmianą ustawy – Prawo energetyczne (UD 382) wprowadzającą przepisy ustanawiające ramy regulacyjne dla funkcjonowania rynku wodoru w Polsce (m.in. definicje, zasady koncesjonowania działalności związanej z wodorem, funkcjonowanie sieci wodorowych, systemy wsparcie). Ponadto, trwają prace nad obszerną zmianą ustawy OZE (UC 99), ustawy o biopaliwach (UC 110) oraz nowelizacją ustawy o zapasach (UC 52 – zmiana modelu tworzenia oraz utrzymania zapasów strategicznych gazu ziemnego).

.....

2. Organizacja i funkcjonowanie Urzędu

Prezes URE jest centralnym organem administracji rządowej realizującym zadania z zakresu spraw regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji. Regulator wykonuje zadania przy pomocy Urzędu Regulacji Energetyki (URE), który funkcjonuje na podstawie art. 21 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne oraz Zarządzenia nr 90 Prezesa Rady Ministrów z dnia 28 listopada 2013 r. w sprawie nadania statutu Urzędowi Re-

Rysunek 1. Komórki organizacyjne URE



Źródło: URE.

gulacji Energetyki¹⁷⁾, zmienionego Zarządzeniem nr 50 Prezesa Rady Ministrów z dnia 6 maja 2021 r.¹⁸⁾ W 2022 r., w skład URE wchodziło trzynaście komórek organizacyjnych i wyodrębnionych stanowisk oraz osiem oddziałów terenowych.

.....

¹⁷⁾ Obwieszczenie Prezesa Rady Ministrów z dnia 12 listopada 2021 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu zarządzenia Prezesa Rady Ministrów w sprawie nadania statutu Urzędowi Regulacji Energetyki (M. P. z 2021 r. poz. 1088).

¹⁸⁾ Zarządzenie nr 50 Prezesa Rady Ministrów z dnia 6 maja 2021 r. zmieniające zarządzenie w sprawie nadania statutu Urzędowi Regulacji Energetyki (M. P. z 2021 r. poz. 434).

* Centrala URE:

- Departament Efektywności Energetycznej i Kogeneracji,
- Departament Komunikacji Społecznej,
- Departament Monitorowania Rynku,
- Departament Prawny i Rozstrzygania Sporów,
- Departament Rozwoju Rynków i Spraw Konsumentckich,
- Departament Rynków Energii Elektrycznej i Ciepła,
- Departament Rynku Paliw Ciekłych,
- Departament Rynku Paliw Gazowych,
- Departament Źródeł Odnawialnych,
- Biuro Dyrektora Generalnego,
- Stanowisko do Spraw Ochrony Informacji Niejawnych,
- Stanowisko do Spraw Audytu Wewnętrznego,
- Wieloosobowe Stanowisko ds. Współpracy Międzynarodowej

3. Kapitał ludzki

Urząd na koniec 2022 r. zatrudniał 382 osoby, w tym 249 kobiet i 133 mężczyzn. Przeciętne zatrudnienie, w przeliczeniu na pełny etat, wyniosło 369,56. Wśród pracowników, 342 osoby (89,5 proc.) to członkowie korpusu służby cywilnej, których zatrudnienie reguluje ustawa o służbie cywilnej¹⁹⁾, 38 osób (9,9 proc.) to pracownicy zatrudnieni na stanowiskach pomocniczych i obsługi na podsta-

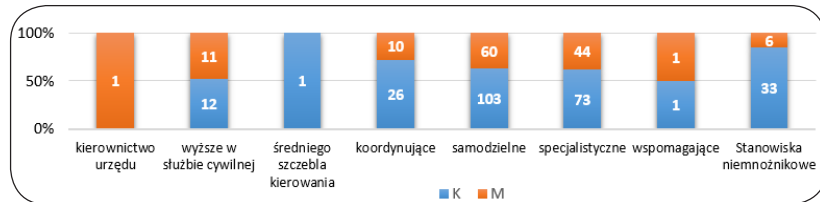
¹⁹⁾ Dz. U. z 2022 r. poz. 1691.

wie przepisów ustawy o pracownikach urzędów państwowych²⁰⁾, jedna osoba zatrudniona na wysokim stanowisku państwowym według zasad określonych w ustawie o wynagrodzeniu osób zajmujących kierownicze stanowiska państwowe²¹⁾ oraz jedna osoba zatrudniona na stanowisku Koordynatora ds. negocjacji przy Prezesie URE według zasad określonych w ustawie – Prawo energetyczne.

Korpus służby cywilnej

Według stanu na 31 grudnia 2022 r., Urząd zatrudnił członków korpusu służby cywilnej w następujących grupach stanowisk:

Rysunek 2. Zatrudnienie w URE w poszczególnych grupach stanowisk



Źródło: URE.

Wśród tych członków, 56 osób posiadało status urzędnika służby cywilnej, w tym 50 osób, które pomyślnie przeszły postępowanie kwalifikacyjne (33 kobiety i 17 mężczyzn) oraz 6 absolwentów Krajowej Szkoły Administracji Publicznej (2 kobiety i 4 mężczyzn). Urzędnicy służby cywilnej stanowili

²⁰⁾ Dz. U. z 2022 r. poz. 2290 z późn. zm.

²¹⁾ Dz. U. z 2022 r. poz. 1215 z późn. zm.

16,4 proc. członków korpusu służby cywilnej oraz 14,6 proc. ogółu zatrudnionych w URE.

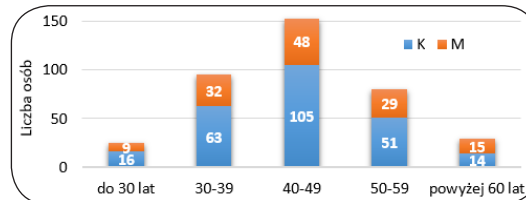
Struktura wykształcenia

Wyższe wykształcenie posiadały 353 osoby (ponad 92 proc. zatrudnionych), w tym wszyscy pracownicy merytoryczni. Pozostali pracownicy, zatrudnieni głównie na stanowiskach pomocniczych, posiadali wykształcenie średnie i policealne.

Struktura wiekowa i staż pracy

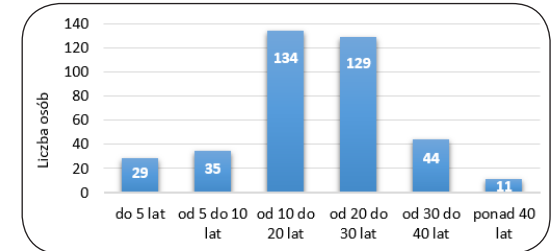
Średnia wieku w URE w 2022 r. wyniosła ponad 44 lata. Pracownicy przed 40-tym rokiem życia stanowili znaczący odsetek ogółu zatrudnionych (31,4 proc.). Wśród zatrudnionych, 20 osób posiadało orzeczenia o stopniu niepełnosprawności.

Rysunek 3. Zatrudnienie w URE w poszczególnych grupach wiekowych



Źródło: URE.

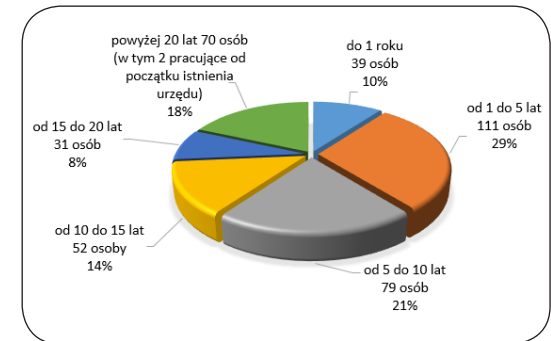
Rysunek 4. Zatrudnienie w URE według doświadczenia zawodowego (w latach)



Źródło: URE.

Średni ogólny staż pracy pracownika URE wyniósł ponad 19 lat. Pracownicy wchodzący w życie zawodowe, posiadający do 5 lat ogólnego stażu pracy, stanowili 7,6 proc. zatrudnionych. Ponad połowa zatrudnionych (60,7 proc.) pracuje w URE dłużej niż 5 lat. Średni staż w Urzędzie w 2022 r. wyniósł ponad 9 lat.

Rysunek 5. Zatrudnienie w URE według stażu w Urzędzie (w latach)



Źródło: URE.

Fluktuacja

W okresie sprawozdawczym do pracy w URE przyjęto 43 osoby, 2 spośród nich (4,6 proc.) zrezygnowało z pracy w URE przed końcem roku. Stosunek pracy ustał z 43 osobami, w tym w związku z przejściem na emeryturę rozwiązano stosunek pracy z 4 osobami. Wskaźnik rotacji w Urzędzie wyniósł 11,25 proc.



4. Budżet

Plan dochodów i wydatków na 31 grudnia 2022 r. dla części 50 – Urząd Regulacji Energetyki wynosił:

- dochody: 144 700,0 tys. zł,
- wydatki: 65 400,0 tys. zł.

Wykonanie budżetu Urzędu wyniosło:

- dochody przekazane do budżetu państwa: 202 926,1 tys. zł, tj. 140,2 proc. planu,
- wydatki ogółem: 64 760,8 tys. zł, tj. 99,0 proc. planu.

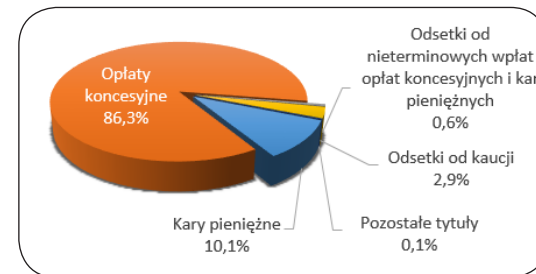
4.1. Dochody budżetu państwa wykonane przez URE

Na 2022 r. Urząd planował wykonanie dochodów w wysokości 144 700,0 tys. zł. Dochody zrealizowano w wysokości 202 926,1 tys. zł (140,2 proc. planu ogółem). Na powyższą kwotę złożyły się wpływy z tytułu:

- opłat koncesyjnych – 175 111,5 tys. zł,
- kar pieniężnych od osób prawnych i innych jednostek organizacyjnych – 20 412,9 tys. zł,
- odsetek od nieterminowych wpłat opłat koncesyjnych i kar pieniężnych – 1 148,3 tys. zł,
- odsetek od kaucji – 5 934,7 tys. zł,
- opłat i kosztów sądowych oraz innych opłat uiszczanych na rzecz Skarbu Państwa z tytułu postępowania sądowego i prokuratorskiego – 230,0 tys. zł,
- rozliczeń/zwrotów z lat ubiegłych – 8,6 tys. zł,
- różnych dochodów – 76,2 tys. zł,
- kosztów egzekucyjnych, opłaty komorniczej i kosztów upomnień 3,4 tys. zł,
- wpłat z różnych opłat – 0,6 tys. zł.

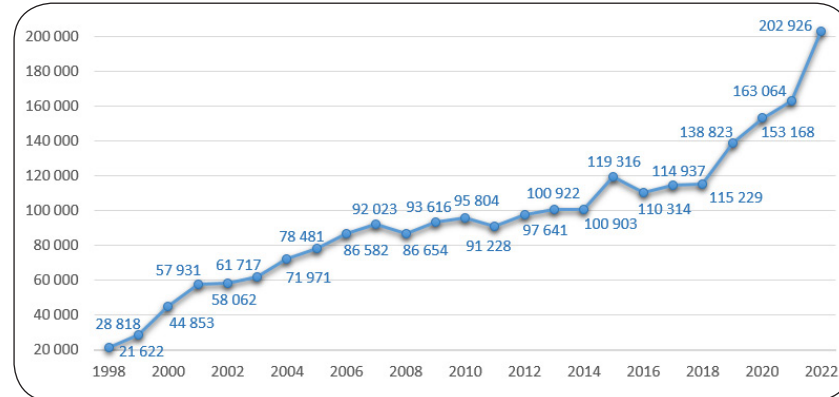
Dochody realizowane przez URE pochodzą głównie z corocznych opłat wnoszonych przez przedsiębiorstwa energetyczne, którym udzielono koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, magazynowania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu paliwami i energią oraz kar pieniężnych nakładanych przez Prezesa URE na przedsiębiorstwa energetyczne.

Rysunek 6. Struktura zrealizowanych dochodów URE w 2022 r.



Źródło: URE.

Rysunek 7. Dochody odprowadzone przez URE do budżetu państwa w latach 1998–2022 [tys. zł]



Źródło: URE.

4.2. Wydatki

W 2022 r. Urząd realizował wydatki budżetowe w rozdziale 75001 Urzędy naczelnych i centralnych organów administracji rządowej. Zgodnie z ustawą

budżetową na rok 2022 z dnia 17 grudnia 2021 r.²²⁾, limit wydatków w części 50 – Urząd Regulacji Energetyki ustalony został w wysokości 60 149 tys. zł.

Do 31 grudnia 2022 r., decyzjami Ministra Finansów, zwiększono plan wydatków URE o 5 251,0 tys. zł, w tym m.in.: 2 950,0 tys. zł stanowiły środki na kontynuację utrzymania utworzonych w 2015 r. etatów celem realizacji zadań Prezesa URE w obszarze odnawialnych źródeł energii, a 1 528,7 tys. zł – na realizację wyroku sądowego.

Tabela 1. Plany wydatków budżetowych URE w 2022 r.

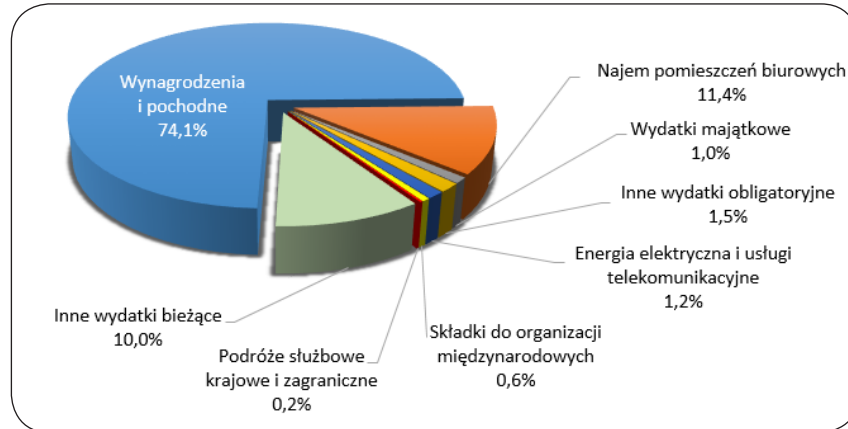
	Plan wydatków na 2022 r.	Plan wydatków na 2022 r. – po zmianach
	[tys. zł]	
Ustalony limit wydatków, w tym:	60 149	65 400,0
świadczenia na rzecz osób fizycznych	10	18,5
wydatki bieżące, w tym:	58 239	64 701,5
wynagrodzenia	38 679	40 560,9
pochodne od wynagrodzeń	7 582	7 614,7
pozostałe wydatki bieżące	11 978	16 525,9
wydatki majątkowe	1 900	680,0

Źródło: URE.

Największą pod względem wielkości realizacji pozycją wydatków bieżących Urzędu były wynagrodzenia wraz z pochodnymi, które wyniosły 47 980,0 tys. zł i stanowiły 74,1 proc. poniesionych wydatków ogółem oraz wydatki związane z najmem pomieszczeń biurowych w wysokości 7 397,6 tys. zł, tj. 11,4 proc. wydatków ogółem.

²²⁾ Dz. U. z 2022 r. poz. 270.

Rysunek 8. Struktura wydatków URE w 2022 r.



Źródło: URE.

Pozostałe wydatki bieżące dotyczyły:

- składek do organizacji międzynarodowych (368,8 tys. zł, tj. 0,6 proc. wydatków ogółem),
- różnych obligatoryjnych wydatków, w tym: odpisów na ZFŚS, badań wstępnych i okresowych, świadczeń na rzecz osób fizycznych, różnych opłat i składek, wpłat na PPK (973,4 tys. zł, tj. 1,5 proc.),
- podróży służbowych krajowych i zagranicznych (162,2 tys. zł, tj. 0,2 proc. wydatków ogółem),
- energii elektrycznej oraz usług telekomunikacyjnych (774,1 tys. zł, tj. 1,2 proc. wydatków ogółem),
- innych wydatków bieżących, w tym: wynagrodzeń bezosobowych, nagród konkursowych, zakupu materiałów (m.in. biurowych, tonerów, paliwa, części zamiennych i eksploatacyjnych)

i wyposażenia, zakupu środków żywności, zakupu usług remontowych, zakupu usług pozostałych (m.in. informatycznych, monitoringu, czystości, pocztowych), zakup usług obejmujących tłumaczenia, analiz i opinii, szkoleń pracowników, kosztów postępowania sądowego (6 478,9 tys. zł, tj. 10,0 proc. wydatków ogółem).

Wydatki majątkowe wyniosły 625,8 tys. zł,

tj. 1,0 proc. ogółu poniesionych wydatków i dotyczyły głównie zakupów sprzętów oraz budowy formularza webowego.

Poziom środków przeznaczonych na finansowanie wydatków URE był, tak jak w latach poprzednich, zbyt niski. Skutkowało to trudnościami w zapewnieniu ciągłości pracy Urzędu oraz realizacji na odpowiednim poziomie wszystkich zadań nakładanych na Prezesa URE. Doraźne zasilanie budżetu URE środkami z rezerw celowych utrudnia racjonalną i planową gospodarkę środkami finansowymi.

4.3. Inne

W URE prowadzono działania w celu efektywnego dochodzenia i zabezpieczenia należności

Prezesa URE. W okresie sprawozdawczym wydano 947 decyzji na łączną kwotę należności wynoszącą 18 886 000 zł. Wystawiono 289 upomnień na łączną kwotę 162 893 100 zł oraz przesłano do organów egzekucyjnych 824 tytuły wykonawcze na łączną kwotę należności podlegającej egzekucji wynoszącej 153 932 300 zł.

Windykacja i egzekucja należności Prezesa URE koncentrowała się na następujących obszarach:

- określanie wysokości opłat koncesyjnych oraz dochodzenie należności z tytułu opłat koncesyjnych (wszczęto 267 postępowań),
- dochodzenie należności z tytułu kar pieniężnych (skierowano do zobowiązanych 216 upomnień),
- dochodzenie należności z tytułu kosztów zastępstwa procesowego i kosztów postępowań klauzulowych (wysłano 25 wezwań do zobowiązanych),
- zabezpieczanie należności Prezesa URE poprzez zgłaszanie wierzytelności w postępowaniach upadłościowych oraz restrukturyzacyjnych,
- rozpatrywanie wniosków o udzielenie ulgi w spłacie należności Prezesa URE,
- monitorowanie stanu należności Prezesa URE pod kątem skutecznego przerwania biegu terminu przedawnienia należności w toku prowadzonego przez organy egzekucyjne, administracyjnego postępowania egzekucyjnego (wystosowano 356 zapytań do organów egzekucyjnych).

W ostatnich dwóch latach nastąpił wzrost liczby upadłości przedsiębiorstw energetycznych, osób fizycznych prowadzących działalność gospodarczą oraz osób fizycznych, które były przedsiębiorcami, ale już nie prowadzą działalno-

ści gospodarczej, a także wzrost liczby postępowań restrukturyzacyjnych. W 2022 r. Prezes URE uczestniczył w 39 postępowaniach upadłościowych i restrukturyzacyjnych, gdzie zabezpieczył wierzytelności w wysokości 3 816 900 zł.

W ubiegłym roku do URE wpłynęło 60 wniosków o przyznanie ulgi w spłacie należności, m.in. o umorzenie należności (w całości lub w części), udzielenie ulgi w postaci rozłożenia należności na raty oraz wnioski kumulatywne/alternatywne, np. o umorzenie należności lub ewentualnie o rozłożenie na raty. Prezes URE wydał 5 decyzji o przyznaniu ulgi w spłacie należności (4 – rozłożenie na raty i 1 – umorzenie).



5. Kontrola zarządcza

Zgodnie z ustawą o finansach publicznych, Prezes URE jest zobowiązany do zapewnienia funkcjonowania w urzędzie adekwatnej, skutecznej i efektywnej kontroli zarządczej. Jest ona rozumiana jako ogół działań podejmowanych dla zapewnienia realizacji celów i zadań w sposób zgodny z prawem, efektywny, oszczędny i terminowy. W URE funkcjonował system kontroli zarządczej, uwzględniający aspekty wynikające ze standardów kontroli zarządczej i szczegółowych wytycznych²³. System obejmował w szczególności:

- 1) wyznaczanie celów i zadań do *Planu działalności URE na 2022 r.* oraz do rocznych planów działalności komórek organizacyjnych, a także mierników określających stopień realizacji celów i zadań służących ich osiągnięciu,
- 2) analizę i zarządzanie ryzykiem,
- 3) monitorowanie realizacji celów i zadań służących ich osiągnięciu w *Planie działalności URE* oraz planach działalności komórek organizacyjnych,
- 4) ocenę stanu kontroli zarządczej, w tym sporządzanie oświadczeń o stanie kontroli zarządczej.

Przygotowano *Plan działalności URE na 2022 r.*, zgodnie z celami „Polityki energetycznej Polski do 2040”, „Krajowego Planu na rzecz energii i klimatu 2021–2030” i priorytetami URE, w szczególności przyjętymi przy planowaniu budżetu zadaniowego. Celem do realizacji w 2022 r. było *Równoważenie interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii (działanie 6.2.1.7 – Regulacja sektora paliwowo-energetycznego, realizacja systemów wsparcia energetyki przyjaznej środowisku oraz wspieranie konkurencji na rynkach paliw i energii, podzadanie 6.2.1 – Rynki paliw i energii, zadanie 6.2. Bezpieczeństwo gospodarcze państwa i gospodarka złożami kopalini²⁴).*

jednostek sektora finansów publicznych, Dz. Urz. MF z 2011 r. nr 2, poz. 11; Komunikat Nr 6 Ministra Finansów z dnia 6 grudnia 2012 r. w sprawie szczegółowych wytycznych dla sektora finansów publicznych w zakresie planowania i zarządzania ryzykiem, Dz. Urz. MF z 2012 r. poz. 56.

²⁴) Plan działalności URE na 2022 r., dostępny na stronie <https://bip.ure.gov.pl/bip/o-urzedzie/zadania-prezesa-ure/plan-dzialalnosci-ure/4349,Plan-dzialalnosci-URE-na-2022-rok.html>

Prezes URE przedstawił ocenę funkcjonowania kontroli zarządczej opartą o wyniki monitoringu realizacji zadań i celów, kontroli zewnętrznych, samooceny kontroli zarządczej i oceny z przeprowadzanych audytów, składając sprawozdanie z wykonania *Planu działalności URE na 2022 r.* oraz oświadczenie o stanie kontroli zarządczej za 2022 r.

6. Sądowa kontrola działalności Prezesa URE

I. W 2022 r. Prezes URE wydał łącznie 11 690 decyzji administracyjnych (38,3 proc. więcej niż w roku ubiegłym). Natomiast odwołania do SOKiK wniesiono od 304 decyzji (8,2 proc. więcej niż w 2021 r.). Powyższe wskazuje, że odsetek zaskarżonych decyzji nieznacznie zmniejsza się i kształtuje się na poziomie 2,6 proc.

Tabela 2. Dane dotyczące wydanych decyzji administracyjnych i odwołań od nich w poprzednich latach

Rok	Liczba wydanych decyzji administracyjnych	Liczba wniesionych odwołań	Ujęcie procentowe odwołań do wydanych decyzji
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%
2013	5 454	134	2,4%

Źródło: URE.

Dokonując – na przestrzeni ostatnich dziesięciu lat – porównania procentowego zestawienia liczby wniesionych środków zaskarżenia do liczby podjętych decyzji, należy zauważyć, że odsetek odwołań od wydanych przez Prezesa URE decyzji ulega corocznym zmianom, natomiast liczba wydanych decyzji w ostatnim roku zwiększyła się. Wzrost liczby wydanych decyzji jest konsekwencją poszerzania zakresu kompetencji organu regulacyjnego. Natomiast liczba odwołań kształtuje się na porównywalnym poziomie.

W 2022 r. do SOKiK przekazane zostały 294 odwołania, w 10 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 2022 r. wniesiono 45 takich zażaleń.

II. Do 31 grudnia 2022 r. SOKiK wydał łącznie 213 wyroków, w tym w 171 przypadkach oddalił odwołania od decyzji Prezesa URE, w 24 zmienił zaskarżone decyzje (w tym w 9 przypadkach przez obniżenie wysokości kary, a w 9 – przez odstąpienie od jej wymierzenia), w 18 przypadkach uchylił zaskarżone decyzje.

W 2022 r. SOKiK wydał 62 postanowienia, w tym w 25 przypadkach oddalił zażalenia na postanowienia Prezesa URE, w 25 przypadkach odrzucił środek zaskarżenia, a w 10 sprawach umorzył postępowanie sądowe. Jedynie w jednej sprawie Sąd uchylił postanowienia Prezesa URE, a w jednej zawiesił postępowanie.

III. W 2022 r. w 149 przypadkach wyroki SOKiK zostały zaskarżone do Sądu Apelacyjnego w Warszawie, przy czym w 49 sprawach apelacje zostały wniesione przez Prezesa URE, zaś w 100 sprawach – przez strony.

Sąd Apelacyjny w Warszawie rozpoznał 142 apelacje wniesione od wyroków SOKiK. W wyniku rozpoznania tych środków zaskarżenia, Sąd w 82 przypadkach oddalił apelacje powoda uwzględniając stanowisko SOKiK i regulatora. W 24 przypadkach Sąd uwzględnił apelacje Prezesa URE, w 11 – apelacje powoda. W 25 przypadkach Sąd Apelacyjny oddalił apelacje wniesione przez Prezesa URE.

Sąd Apelacyjny wydał także 25 rozstrzygnięć w sprawie zażaleń na postanowienia SOKiK. Spośród nich, 13 zażaleń wniesionych przez powoda zostało przez Sąd oddalonych, w dwóch sprawach Sąd uwzględnił zażalenia powoda. W dwóch przypadkach odrzucono zażalenia powoda, w ośmiu – apelacje powoda.

IV. Od wyroków Sądu Apelacyjnego w 2022 r. wniesiono 45 skarg kasacyjnych do Sądu Najwyższego (10 skarg wniósł Prezes URE, 35 – strony).

W 2022 r. Sąd Najwyższy rozpoznał 7 skarg kasacyjnych – wszystkie oddalił, w tym 3 wniesione przez Prezesa URE, a 4 – przez strony.

Ponadto, w 13 przypadkach Sąd Najwyższy przyjął do rozpoznania skargi kasacyjne (9 skarg stron i 4 Prezesa URE), a w 17 przypadkach – postanowieniem odmówił przyjęcia skarg kasacyjnych do rozpoznania (16 skarg wniesionych przez stronę i 1 przez Prezesa URE). Dodatkowo, w jednym przypadku Sąd Najwyższy odrzucił skargę ka-

sacyjną, i również w jednym – oddalił zażalenie na postanowienie o odrzuceniu skargi kasacyjnej powoda.

V. Spośród orzeczeń Sądu Najwyższego wydanych w roku sprawozdawczym, na szczególną uwagę zasługują zaprezentowane poniżej.

[Wyrok z 4 października 2022 r., sygn. akt I NSKP 22/21](#)

W wyroku tym Sąd Najwyższy wyraził stanowisko w kwestii uprawnień Prezesa URE do ingerencji w postanowienia już wydanych koncesji. Prezes URE, na kanwie tej sprawy, działając na rzecz skutecznej regulacji na rynkach paliw i energii wyraził zapatrywanie, w myśl którego jest uprawniony do dostosowania z urzędu warunków udzielonych koncesji. Rozwiązanie takie służyłoby realizacji podstawowej funkcji koncesji, to jest ochronie odbiorców paliw i energii. Koncesja jest wprowadzana bowiem w tych obszarach, w których Państwo uznaje, że ze względu na potrzebę ochrony określonych interesów (np. bezpieczeństwo, ochrona odbiorców), wyłączenie swobody działalności gospodarczej jest niezbędne do prawidłowego funkcjonowania rynku. Biorąc zatem pod uwagę fakt, że koncesja może zostać udzielona nawet na 50 lat i może być przedłużana bez konieczności udzielania nowej koncesji (zob. art. 39 ustawy – Prawo energetyczne), uznanie, że warunki koncesyjne mogą być ustalane tylko przy jej udzieleniu, wydaje się nie odpowiadać celom ustawy – Prawo energetyczne oraz wiedzy i doświadczeniu życiowemu. W ocenie organu przyjęcie rozwiązania umożliwiającego zmianę warunków koncesji tylko na wniosek zainteresowanego prowadziłoby do akcepto-

wania w wielu przypadkach sytuacji patologicznych – trudno bowiem oczekiwać wniosku o zmianę warunków, które byłyby zdaniem wnioskodawcy w jakikolwiek sposób dla niego niekorzystne. Powyższe może prowadzić nie tylko do pogorszenia sytuacji odbiorców paliw i energii u konkretnego podmiotu, ale stanowi naruszenie zasad uczciwej konkurencji między przedsiębiorcami, ponieważ ci, którzy uzyskali wcześniej koncesje, nie musieliby stosować się do określonych wymagań i zmian na rynku. Realizacja warunków koncesji stanowi podstawowy obowiązek koncesjonariusza. Przy czym, co szczególnie istotne, warunkiem *sine qua non* do tego, aby reglamentacja działalności gospodarczej poprzez koncesjonowanie spełniała swoją rolę w obszarze energetyki, a więc m.in. pozytywnie wpływała na bezpieczeństwo energetyczne państwa i chroniła uzasadnione interesy uczestników rynku, w szczególności odbiorców paliw i energii, jest dokonywanie aktualizacji obowiązków koncesyjnych w razie wystąpienia ku temu obiektywnych względów. Aktualizację taką powinien zapewnić w sposób systemowy, tj. względem całego rynku paliw i energii, wyłącznie Prezes URE jako regulator tego rynku. Bez trudu można bowiem sobie wyobrazić całe *spectrum* rozbieżnych interesów poszczególnych przedsiębiorców funkcjonujących na rynku, uniemożliwiających wypracowanie jednolitych, zestandaryzowanych warunków koncesyjnych i następnie wykluczających bieżącą ich jednolitą aktualizację oraz dostosowywanie do zmieniającego się otoczenia zewnętrznego. Wskazując na ograniczenie *de lege lata* kompetencji Prezesa URE w przedmiocie możliwości zapew-

nienia jednolitych zasad funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych na rynkach paliw i energii, poprzez ingerencję w warunki koncesji, Sąd Najwyższy w uzasadnieniu wyroku zważył: *Rację ma Sąd Apelacyjny, że wyposażenie Prezesa URE w kolejne środki w postaci uprawnień do zmiany koncesji z urzędu w przypadkach innych aniżeli określone w ustawie, zwłaszcza w związku ze zmianami prawa energetycznego, przełożyłoby się na jeszcze efektywniejszą realizację przez organ jego obowiązków. W obowiązującym stanie prawnym ocenić to, jednakże należy jako postulaty *de lege ferenda* kierowane nie do organów stosujących prawo, lecz je stanowiących.* Taki też postulat legislacyjny został przekazany do Ministerstwa Klimatu i Środowiska.

[Wyrok z 21 września 2022 r., sygn. akt I NSKP 5/22](#)

Orzeczenie zostało wydane w sprawie o ustalenie opłaty z tytułu koncesji przy zastosowaniu regulacji art. 34 ustawy – Prawo energetyczne. Sąd Najwyższy zajął się zagadnieniem dopuszczalności ustalenia opłaty koncesyjnej w sytuacji, w której przedsiębiorstwo energetyczne korzystało już z koncesji i ponosiło z tego tytułu opłaty koncesyjne, ale nie wystąpiło we właściwym trybie i czasie o przedłużenie koncesji. Podkreślenia wymaga, że w powyższej kwestii ukształtowało się jednolite orzecznictwo Sądu Apelacyjnego w Warszawie. Tym niemniej istotne i od dawna oczekiwane było uzyskanie stanowiska Sądu Najwyższego w tej sprawie. Powołany wyrok potwierdza zasadność poglądu prezentowanego w utrwalonym orzecznictwie Sądu Apelacyjnego, a w konsekwencji sta-

nowiska Prezesa URE wyrażanego w licznych decyzjach wydawanych w sprawach ustalenia kolejnych opłat koncesyjnych przedsiębiorcom, którzy w danym roku uzyskali kolejną decyzję o udzieleniu koncesji. W ocenie Sądu Najwyższego, *Przedsiębiorstwo energetyczne zobowiązane jest (...) do uiszczenia tyłu rocznych opłat koncesyjnych do budżetu państwa ile w danym roku posiada koncesji. Jeżeli w ciągu roku kalendarzowego przedsiębiorstwo uzyska nową (kolejną) koncesję na prowadzenie takiej samej działalności koncesjonowanej to zobowiązane jest do uiszczenia także opłaty koncesyjnej za udzielenie nowej koncesji, stosownie do zasady określonej w art. 34 ust. 1 p.e. Sąd Najwyższy podkreślił przy tym, że Postępowanie o udzielenie koncesji i postępowanie o przedłużeniu okresu obowiązywania koncesji stanowią dwa odrębne postępowania, których przedmiotem jest zbadanie przez organ przesłanek udzielenia albo przedłużenia koncesji – tytułu prawnego do prowadzenia określonej działalności koncesjonowanej. Opłata koncesyjna naliczana jest dla każdej koncesji odrębnie. To, że podstawą obliczenia każdej z opłat koncesyjnych jest ten sam przychód, z formalnego punktu widzenia nie ma znaczenia.*

Mimo odmiennego uregulowania kwestii uiszczenia opłat koncesyjnych w obecnym stanie prawnym, wyrok powyższy stanowi ważne podsumowanie prawidłowości praktyki orzeczniczej organu regulacyjnego.

[Wyrok z 5 października 2022 r., sygn. akt I NSKP 2/22](#)

Wymieniony wyrok dotyczy sankcjonowania nieprzebrzezrania przez zobligowane podmioty

ograniczeń w poborze energii elektrycznej na zasadzie art. 56 ust. 1 pkt 3a ustawy – Prawo energetyczne, ze szczególnym uwzględnieniem ograniczeń w poborze tej energii wprowadzonych przez Operatora Systemu Przesyłowego (taka sytuacja zaistniała 10 i 11 sierpnia 2015 r.). W myśl tego przepisu, w relewantnym dla sprawy okresie, karze pieniężnej podlega ten *kto nie stosuje się do ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii, wprowadzonych na podstawie art. 11, art. 11c ust. 3 lub art. 11d ust. 3.* Zdaniem Prezesa URE, prezentowanym na gruncie tych spraw, przepisy art. 56 ust. 1 pkt 3a w zw. z art. 11, art. 11c ust. 3, art. 11d ust. 3 oraz w zw. z art. 11c ust. 2 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, należy odczytywać i stosować łącznie, w ścisłym związku, bowiem dopiero łącznie dają one normę, co też niezbitnie wynika nie tylko z wykładni językowej, ale także z wykładni funkcjonalnej. Jak argumentował Prezes URE, nie może umknąć z pola widzenia, że pozostawienie poza zakresem sankcjonowania ograniczeń w poborze energii elektrycznej wprowadzonych przez Operatora Systemu Przesyłowego byłoby zupełnie nielogiczne. Jeśli przyjęty sposób dokonania wykładni językowej prowadzi do irracjonalnych konsekwencji, co w sprawie niniejszej sprowadziłoby się do wyłączenia z zakresu sankcjonowania dni 10 i 11 sierpnia 2015 r., będących niewrażliwym czasem dla powodzenia mechanizmu wprowadzonych ograniczeń w poborze energii, to z całą pewnością należy sięgnąć głębiej i zastosować wykładnię funkcjonalną, a dalej celowościową. Należy sobie w tym procesie wykładni odpowiedzieć na podstawowe pytanie, mianowicie jaką funkcję

mają te przepisy do spełnienia, jakie wartości podlegają ochronie w ujęciu wartości społecznych. Odpowiadając od razu, koniecznie należy podkreślić, że wymienione przepisy mają zapobiec załamaniu Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (awarii tego systemu na wielką skalę lub nawet całkowitemu blackoutowi całego systemu). Sąd Najwyższy w wyroku uznał takie podejście za prawidłowe i słuszne, zgadzając się z Prezesem URE, że *niewątpliwie ratio legis powołanych przepisów art. 56 ust. 1 pkt 3a, art. 11d ust. 3 oraz art. 11c ust. 2 pkt 2 p.e. jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego i zapobieżenie załamaniu Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.* Kontynuując uzasadnienie prawne prezentowanego wyroku, Sąd Najwyższy wyraził pogląd, w myśl którego wykładnia ww. przepisów sprowadzająca się do niemożności nałożenia kary pieniężnej przez Prezesa URE za niedostosowanie się do ograniczeń, wprowadzonych na podstawie art. 11c ust. 2 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, *jawi się jako pozbawiona racjonalnych podstaw i sprzeczna z wyżej wymienionymi podstawowymi wartościami społecznymi i gospodarczymi państwa oraz celem wskazanej regulacji.* Sąd Najwyższy wskazał także również na wzajemne relacje zachodzące między analizowanymi przepisami podkreślając, że *przepisy te są ze sobą powiązane funkcjonalnie, a między zakresami ich obowiązywania istnieje ścisła zależność. Podsumowując, Sąd Najwyższy podniósł, że Ostatecznie za powyższą konkluzją przemawia również aktualna redakcja art. 56 ust. 1 pkt 3a p.e. (...) która weszła w życie 3 lipca 2021 r. (...) celem nowelizacji art. 56 ust. 1 pkt 3a p.e. nie*

było poszerzenie zakresu przedmiotowego tego unormowania, lecz jedynie doprecyzowanie jego treści.

Orzeczenie powyższe potwierdza zasadność poglądu prezentowanego w powyższej kwestii w bogatym orzecznictwie Sądu Apelacyjnego, a tym samym – w decyzjach Prezesa URE.

Wyrok z 25 maja 2022 r., sygn. akt I NSKP 6/22

Kolejne orzeczenie Sądu Najwyższego w sprawie z odwołania od decyzji Prezesa URE o wymierzeniu kary pieniężnej na podstawie art. 56 ust. 2 i art. 56 ust. 1 pkt 3a, w zw. z art. 11 i art. 11d ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne w zw. z § 5 pkt 1 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 lipca 2007 r. w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła²⁵⁾, tj. za niedostosowanie się przez ww. odbiorcę do ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzonych w dniach 10-31 sierpnia 2015 r. koncentrowało się na ocenie kwestii prawidłowości doręczenia powodowi planu ograniczeń. W wyroku tym Sąd Najwyższy nie kwestionując co do zasady przyjętego w orzecznictwie stanowiska co do zasadności sankcjonowania naruszenia obowiązku przestrzegania ograniczeń w poborze energii elektrycznej, pochylił się nad istotnością skutecznego doręczenia planu ograniczeń przy ocenie możliwości wymierzenia kary.

Odbiorca bowiem kwestionował otrzymanie tego planu ograniczeń, natomiast operator systemu dystrybucyjnego (OSD) wskazywał, że plan

ograniczeń został wysłany do odbiorcy w formie zwykłej przesyłki listowej. W ocenie Sądu Apelacyjnego brak było zatem wykazania, że powód przekroczył ustalone dla niego w planie ograniczeń normy poboru energii, a tym samym, że naruszył obowiązek stosowania się do ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w dniach 10-31 sierpnia 2015 r., a zatem brak było podstaw do nałożenia kary pieniężnej na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 3a Prawa energetycznego.

Jako podstawę przyjęcia skargi kasacyjnej do rozpoznania wskazane zostały występujące rozbieżności w orzecznictwie Sądu Apelacyjnego w tym zakresie. Sąd Najwyższy, rozpoznając skargę kasacyjną, wypowiedział się w kwestii oceny skuteczności doręczenia planu wprowadzania ograniczeń, na tle rozbieżnych w tym zakresie orzeczeń.

Sąd Najwyższy wyraził stanowisko, że odbiorca energii ma swoiste *prawo do informacji* w zakresie obowiązującego go planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej. W szczególności Sąd Najwyższy podkreślił, że operator systemu dystrybucyjnego (OSD) także jest przedsiębiorcą i odwołując się do treści definicji operatora określonej w art. 3 pkt 25 Prawa energetycznego, wskazał, że w kontekście tej ustawowej definicji i praktycznej roli operatora systemu dystrybucyjnego, oczywistym jest, że to właśnie jego obciąża w pierwszej kolejności zadbanie o prawidłowe poinformowanie odbiorcy. Jednocześnie podkreślił, że w niniejszej sprawie nie wykazano, aby plan wprowadzania ograniczeń został odbiorcy (powodowi) skutecznie doręczony. Zatem swoiste „przerzucanie” odpowiedzialności

na powoda w opisanej sytuacji, w której operator systemu dystrybucyjnego nie dysponuje potwierdzeniem doręczenia planu ograniczeń jest niedopuszczalne. Sąd Najwyższy jednocześnie stwierdził, że wspomnianych wad procedowania przez OSD (brak uzyskania potwierdzenia doręczenia powodowi planu ograniczeń) nie może sanować nadanie komunikatów radiowych. Ogłoszenia w środkach masowego przekazu nie mogą *de facto* „legalizować” bezpośredniej i indywidualnej odpowiedzialności przedsiębiorcy.

Podsumowując, Sąd Najwyższy wyraził stanowisko, że w warunkach przedmiotowej sprawy, przy braku dowiedzenia, że powodowi doręczono plan wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, nie można stwierdzić, że ziściły się przesłanki poniesienia przez powoda odpowiedzialności administracyjnej (finansowej). Innymi słowy nie można stwierdzić, że powód naruszył obowiązek zastosowania się do ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii.

VI. Do Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Warszawie (WSA) w 2022 r. zostało przekazanych 9 skarg wniesionych przez strony. W 2022 r. WSA wydał 6 orzeczeń. Rozpatrywane przez WSA sprawy dotyczyły: odmowy udostępnienia informacji publicznej, skarg w postępowaniu egzekucyjnym oraz skarg na bezczynność Prezesa URE.

W wyniku rozpoznania tych skarg, Sąd w 4 przypadkach oddalił skargi, a w jednym przypadku uwzględnił skargę Prezesa URE. W jednym przypadku WSA uchylił decyzję Prezesa URE w sprawie odmowy udzielenia informacji publicznej.

²⁵⁾ Dz. U. z 2007 r. Nr 133 poz. 924.

VII. W 2022 r. do Naczelnego Sądu Administracyjnego (NSA) przekazano 2 skargi kasacyjne, ponadto Sąd rozpoznał 3 skargi kasacyjne wniesione w latach ubiegłych. W 2 przypadkach Sąd uwzględnił skargi stron i uchylił zaskarżone orzeczenia WSA. Pierwsza ze skarg dotyczyła przewlekłości postępowania prowadzonego przez Prezesa URE (w tym przypadku orzeczenie WSA uchylono częściowo – w zakresie odstąpienia od orzeczenia o rażącym naruszeniu prawa), druga – odmowy udostępnienia informacji publicznej. W jednym przypadku NSA oddalił skargę kasacyjną strony na czynność Prezesa URE w przedmiocie publikacji wykazu odbiorców przemysłowych.

VIII. Statystyka spraw rozstrzygniętych w poszczególnych sądach w 2022 r. przedstawia się następująco:

Sąd	Liczba spraw wygranych przez Prezesa URE	Liczba spraw przegranych przez Prezesa URE
SOKiK	231	43
Sąd Apelacyjny w Warszawie	129	38
Sąd Najwyższy	22	4

Wyjaśnić należy, że niekorzystne rozstrzygnięcia (sądu pierwszej i drugiej instancji) zostały, co do zasady, zaskarżone przez Prezesa URE. Zatem, spraw tych nie można na obecnym etapie uznać za definitywnie zakończone w sposób negatywny dla organu regulacyjnego, ponieważ środki zaskarżenia wniesione przez Prezesa URE nie zostały jeszcze rozstrzygnięte. Ponadto niektóre rozstrzygnięcia, niekorzystne dla Prezesa URE, stanowią wyraz odosobnionych

poglądów poszczególnych składów sądu, które nie znajdują uznania w sądach wyższych instancji.

IX. Dokonana analiza spraw sądowych wskazuje, że w ostatnich latach można zaobserwować coraz większy stopień skomplikowania prowadzonych przez Prezesa URE postępowań (w szczególności pod względem prawnym, ale także faktycznym). W wielu sprawach, z uwagi na niejednoznaczność oraz częste zmiany przepisów prawa, występują duże wątpliwości interpretacyjne, co skutkuje niejednokrotnie rozbieżnością w orzecznictwie, a w konsekwencji korzystaniem przez strony z przysługujących im dalszych środków zaskarżenia. W innych przypadkach, ustalenie stanu faktycznego sprawy wymaga wiadomości specjalnych (zwłaszcza technicznych i ekonomicznych). Toteż sądy niejednokrotnie korzystają z wiedzy specjalistów przeprowadzając dodatkowe dowody z opinii biegłych, jak również coraz częściej dopuszczane są dowody z przesłuchania świadków lub stron (głównie przedsiębiorców). Ponadto niezadko zachodzi potrzeba złożenia dodatkowych wyjaśnień, co nie pozostaje bez wpływu na termin zakończenia sprawy. W konsekwencji, rozpatrzenie sprawy i wydanie wyroku poprzedzone jest kilkoma rozprawami. Niejednokrotnie ma miejsce odroczenie wydania wyroku (zasadniczo do 14 dni) po zamknięciu rozprawy – co świadczy o tym, że sądy mają duże wątpliwości co do ocenianej materii poszczególnych spraw. Powoduje to wydłużanie czasu trwania poszczególnych postępowań sądowych, w sądach wszystkich instancji i rodzajów, przed które jest pozywany Prezes URE.

Z drugiej strony, z uwagi na sytuację epidemiologiczną w kraju i związane z tym zmiany w przepisach postępowania cywilnego, utrzymują się zmiany w funkcjonowaniu sądów. Wskutek regulacji związanych z wprowadzeniem stanu epidemii, sądy uzyskały uprawnienie do kierowania większej liczby spraw na posiedzenia niejawne oraz przeprowadzania rozpraw z wykorzystaniem środków komunikacji elektronicznej. Praktyka ta znajduje szerokie zastosowanie w sądach rozpoznających sprawy z odwołań od decyzji Prezesa URE.

W roku sprawozdawczym w dalszym ciągu obserwowano dość istotną rozbieżność stanowisk sądu pierwszej i drugiej instancji w sprawach dotyczących kar pieniężnych za nieprzestrzeganie obowiązku stosowania się do ograniczeń w poborze energii elektrycznej, jak również w sprawach odwołań od decyzji Prezesa URE ustalających wysokość opłaty koncesyjnej z tytułu uzyskania kolejnej koncesji w danym roku. Podkreślić przy tym należy, że orzeczenia Sądu Apelacyjnego w całości dzielą wykładnię Prezesa URE. Jak wskazano wyżej, do poglądu Sądu Apelacyjnego przychylił się także Sąd Najwyższy, co powinno zakończyć wspomniane rozbieżności. Sprzyja to bowiem ujednoczeniu orzecznictwa w istotnych dla praktyki regulacyjnej obszarach. Aktualna pozostaje kwestia zmiany stanu prawnego lub faktycznego sprawy zaistniałego już po wydaniu zaskarżonej decyzji, które to okoliczności sąd rozpoznający sprawę uwzględni z urzędu. W orzecznictwie (także Sądu Najwyższego) przeważa pogląd, zgodnie z którym do oceny zasadności rozstrzygnięcia Prezesa URE powinno się przyjmować stan prawny i faktyczny z dnia wydawania zaskarżonej decyzji. Jednakże

sądy niejednokrotnie dokonują oceny na podstawie okoliczności istniejących w dacie wydania wyroku. Takie niejednolite podejście sądów skutkuje częstszym wnoszeniem środków zaskarżenia przez strony przegrywające.

Utrzymuje się obserwowana w ubiegłych latach tendencja sądów orzekających do liberalizacji poziomu kar wymierzanych przez Prezesa URE, jak również do odstępowania od wymierzania tych kar. Nadal zdarza się także, że sądy zmniejszają wysokość kary wskazując na aktualną na dzień orzekania sytuację finansową przedsiębiorcy, która uległa zmianie już po wydaniu decyzji. Sądy, podobnie jak w latach poprzednich, miarkując karę najczęściej obniżają jej wysokość (lub odstępują od jej wymierzenia), co skutkuje zmianą decyzji Prezesa URE w tym zakresie, chociaż – co do zasady – sąd podziela stanowisko organu regulacyjnego w kwestii stwierzonego naruszenia prawa.

Nowym obszarem orzecznictwa sądowego w roku sprawozdawczym jest instytucja przedawnienia, której stosowanie budzi liczne wątpliwości wynikające z dokonanych w ubiegłych latach zmian stanu prawnego. Orzecznictwo Sądu Apelacyjnego w tym zakresie zdaje się utrwać, a wytyczony przez sądy kierunek będzie miał istotne znaczenie dla praktyki regulacyjnej²⁶⁾. Jednocześnie problematykę powinno także uporządkować orzecznictwo Sądu Najwyższego²⁷⁾.

²⁶⁾ Por. wyroki Sądu Apelacyjnego z: 30 września 2022 r. sygn. akt 276/22, 27 lipca 2022 r. sygn. akt VII AGa 1229/21, 7 maja 2021 r. sygn. akt VII AGa 794/20, 23 listopada 2021 r. sygn. akt VII AGa 403/21.

²⁷⁾ Zob.: wyrok SN z 15 marca 2023 r. sygn. akt II NSKP 22/23, postanowienie SN z 2 marca 2023 r. sygn. akt II NSK 43/23.

Z kolei powołane wyżej wyroki Sądu Najwyższego z obszaru opłat koncesyjnych oraz kar za nieprzestrzeganie obowiązku ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej stanowią ważne potwierdzenie utrwalonej linii orzeczniczej sądów niższych instancji.

X. W ostatnich latach w ustawie – Prawo energetyczne wprowadzono szereg przepisów o charakterze karnym, w których po złożeniu przez Prezesa URE zawiadomienia o popełnieniu przestępstwa, postępowania toczą się z oskarżenia publicznego. W sprawach tych, w roku sprawozdawczym, zostały wydane 32 postanowienia o umorzeniu postępowania albo o odmowie wszczęcia dochodzenia. Na postanowienia te Prezes URE złożył 27 zażaleń, zaś w pozostałych 5 przypadkach nie znalazł podstaw do wniesienia środka zaskarżenia. Rozpatrując powyższe zażalenia prokuratorzy wyższej instancji oraz sądy częściej przełamują, dający się zauważyć, oportunizm w prowadzeniu tego rodzaju spraw i wydają postanowienia uchylające zaskarżone postanowienia.

XI. Wydatki Prezesa URE z tytułu kosztów procesów w 2022 r. wyniosły 37 458,04 zł. Uzyskany przychód, w postaci zwrotu kosztów procesów, wyniósł natomiast 230 976,63 zł.



7. Kontrola działalności Prezesa URE przez Najwyższą Izbę Kontroli oraz inne instytucje kontrolne

W 2022 r. Najwyższa Izba Kontroli (NIK) realizowała w URE dwie kontrole.

Wykonanie budżetu państwa w 2021 r. w części 50 – Urząd Regulacji Energetyki

Kontrola P/22/001 – Wykonanie budżetu państwa w 2021 r. w części 50-Urząd Regulacji Energetyki została przeprowadzona w URE od 13 stycznia do 1 kwietnia 2022 r. Celem kontroli było dokonanie oceny wykonania budżetu państwa na 2021 r. w części 50-URE pod względem legalności, celowości, rzetelności i gospodarności działań podejmowanych przez dysponenta tej części budżetowej. NIK oceniła pozytywnie wykonanie budżetu państwa w 2021 r. w części 50-URE. W żadnym z obszarów nie wykryto nieprawidłowości. W związku z tym, NIK nie sformułowała uwag i wniosków pokontrolnych.

Rozwój elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej

Kontrola P/22/015 – Rozwój elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej została przeprowadzona od 4 sierpnia 2022 r. do 12 maja 2023 r. Kontrola nie została jeszcze zakończona.

Informacje dotyczące kontroli w URE są dostępne na stronie www.bip.ure.gov.pl. Dokumenty kontroli udostępniane są na wniosek, zgodnie z przepisami ustawy o dostępie do informacji publicznej.



CZĘŚĆ II. Elektroenergetyka

Wolumen krajowej produkcji en. el. brutto: 175 157 GWh, krajowe zużycie brutto: 173 479 GWh.
Moc zainstalowana w KSE: 60 446 MW, moc osiągalna: 59 578 MW.

Do sieci OSD przyłączonych było 17 mln odbiorców, w tym 15,7 mln to gosp. domowe. Zużycie energii obniżyło się o 1,22 TWh w grupie wszystkich odbiorców.

207 przedsiębiorstw zobowiązanych było do przedłożenia taryfy, przychody roczne z zatwierdzonych przez Prezesa URE dla nich taryf – 63 mld zł.

1. Rynek energii elektrycznej – sytuacja ogólna

1.1. Rynek hurtowy

Wielkość i struktura wytwarzania energii elektrycznej

Wolumen krajowej produkcji energii elektrycznej brutto w 2022 r. ukształtował się na wyższym poziomie w stosunku do roku poprzedniego i wyniósł 175 157 GWh (wzrost o 0,9 proc. w porównaniu z 2021 r.). W omawianym okresie krajowe zużycie energii elektrycznej brutto wyniosło 173 479 GWh i zmniejszyło się o (-)0,53 proc. w porównaniu z 2021 r.

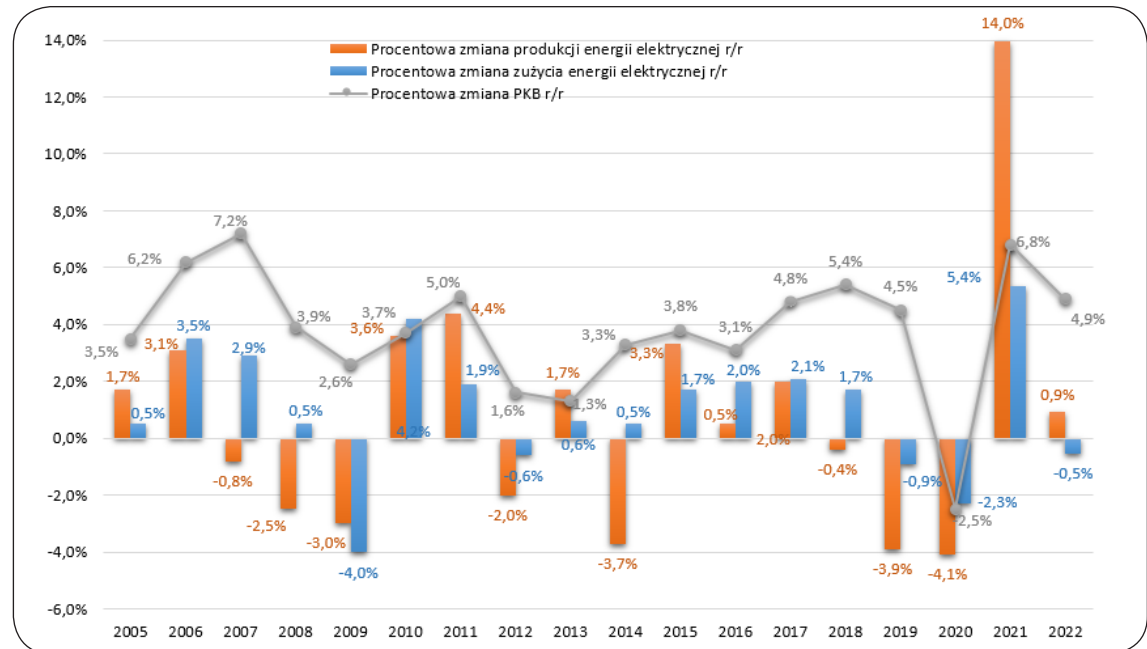
Przyznano rekompensaty dla 92 przedsiębiorstw energochłonnych w łącznej wysokości 785 mln zł.

W ramach pomocy publicznej podmioty biorące udział na rynku mocy otrzymały 5,3 mld zł. Środki na ten cel pochodzą z opłat pobieranych od odbiorców końcowych, dla których stawki kalkuluje Prezes URE.

W wieloletnich planach rozwoju przedsiębiorstw energetycznych uzgodniono nakłady inwestycyjne na poziomie 9 mld zł.

Rozliczenie wytwórców objętych programem pomocy publicznej z KDT za 2021 r. – z uwzględnieniem zaliczek i korekt – prawie 0,208 mld zł.

Rysunek 9. Zmiany krajowej produkcji i zużycia energii elektrycznej na tle zmian PKB w latach 2005–2022



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.

Zwiększenie krajowego zużycia energii elektrycznej było nieznaczne. PKB w 2022 r., które według wstępnych szacunków GUS wyniosło 4,9 proc.²⁸⁾, było o 4 punkty procentowe większe niż przyrost krajowego zużycia energii (rys. 9 str. 25).

W 2022 r. w krajowym bilansie przepływów fizycznych energii elektrycznej udział importu stanowił 8,0 proc. całkowitego przychodu, zaś udział eksportu wyniósł 8,9 proc. rozchodu energii elektrycznej²⁹⁾. W porównaniu z 2021 r., udział importu nie zmienił się, zaś udział eksportu wzrósł o 1,3 punktu procentowego.

Tabela 3. Struktura produkcji, krajowe saldo przepływów fizycznych w wymianie transgranicznej oraz zużycie energii elektrycznej w latach 2021–2022 [GWh]*

	2021 r.	2022 r.	Dynamika**
Produkcja energii elektrycznej ogółem, w tym produkcja przez:	173 583	175 157	100,91
elektrownie na węglu kamiennym	93 037	87 761	94,33
elektrownie na węglu brunatnym	45 367	46 978	103,55
elektrownie gazowe	13 366	10 002	74,83
elektrownie zawodowe wodne	2 830	2 815	99,47
elektrownie wiatrowe	14 234	18 305	128,60

²⁸⁾ <https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/rachunki-narodowe/roczne-rachunki-narodowe/produkt-krajowy-brutto-w-2022-roku-szacunek-wstepny,2,12.html>

²⁹⁾ Bilans handlowy wymiany międzysystemowej został opisany w pkt 9.2. „Kontrolowanie realizacji obowiązków w zakresie warunków dostępu do sieci”, w dalszej części Sprawozdania.

	2021 r.	2022 r.	Dynamika**
elektrownie inne odnawialne	4 749	9 297	195,77
Saldo wymiany zagranicznej***	820	-1 679	
Krajowe zużycie energii	174 402	173 479	99,47

*Prezentowane wielkości są wyznaczone 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.

** 2022 r./2021 r.; 2021 r. = 100.

*** Saldo dodatnie oznacza przewagę przepływów do Polski.

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Struktura produkcji energii elektrycznej zmieniła się nieznacznie w stosunku do poprzedniego roku. Zdecydowana większość wytwarzania oparta jest nadal na paliwach konwencjonalnych, tj. węgla kamiennym oraz węgla brunatnym. Natomiast zauważalną zmianą jest zwiększenie udziału wytwarzania w odnawialnych źródłach energii elektrycznej. W źródłach wiatrowych udział produkcji energii elektrycznej wzrósł z 8 proc. do 10 proc., a w innych źródłach odnawialnych wzrósł z 3 proc. do 5 proc. (rys. 10 str. 27).

W 2022 r. moc zainstalowana w KSE wyniosła 60 446 MW, a moc osiągalna 59 578 MW, co stanowi wzrost odpowiednio o 12,7 proc. oraz o 9,6 proc. w stosunku do 2021 r.³⁰⁾

³⁰⁾ Według stanu na 31 grudnia 2021 r. i 31 grudnia 2022 r., dane PSE S.A.

„W roku 2022 mieliśmy sytuację bardzo trudną, bo kryzysową i niepewną, o dużej dynamice zmian, kiedy zdarzenia na rynku globalnym wpływały na ryzyko ograniczeń w dostawach surowców. Trzeba było szukać rozwiązań doraźnych tak, aby uchronić przed skutkami tego kryzysu zarówno odbiorców energii, jak i przedsiębiorstwa energetyczne.

Na transformację sektora należy patrzeć kompleksowo i długofalowo. Wydarzenia minionych miesięcy jedynie wzmocniły już zachodzące trendy. Niemniej, kryzys wywołany wojną w Ukrainie skłania do przyjrzenia się, czy obecny model rynku we właściwy i wystarczający sposób przyczynia się do zapewnienia ciągłości dostaw i bezpieczeństwa energetycznego. Co więcej, ujawnił, że gospodarka i społeczeństwo nie są gotowe do niekontrolowanej zmienności cen. Myślę, że w perspektywie długoterminowej, nadal będziemy dążyć do gospodarki niskoemisyjnej. Jednak sposób dochodzenia do celów długoterminowych może wymagać korekty.

Wierzę, że rynek energii wyjdzie z obecnego kryzysu doświadczony i mądrzejszy, co w dłuższej perspektywie uda się przekuć w sukces.”

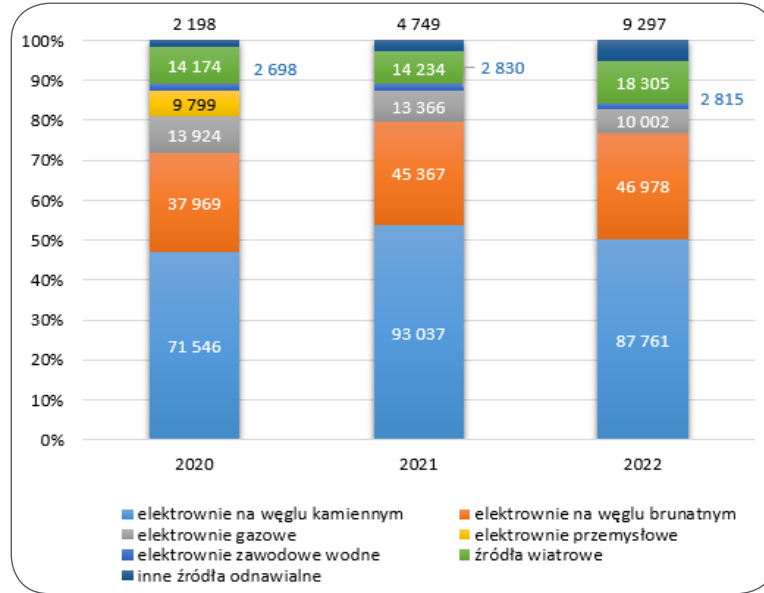
Rafał Gawin, Prezes URE

Struktura podmiotowa hurtowego rynku energii

W 2022 r., podobnie jak w latach poprzednich, grupa kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. miała największy udział w rynku energii w podsektorze wytwarzania energii elektrycznej³¹⁾.

³¹⁾ Udział liczony według wolumenu energii elektrycznej wprowadzonej do sieci. Przy czym przy obliczeniu tego wskaźnika ▶

Rysunek 10. Porównanie struktury produkcji energii elektrycznej w latach 2020–2022 [GWh]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Grupa ta, w badanym okresie, utrzymywała również pozycję lidera na rynku sprzedaży do odbiorców końcowych. W 2022 r., w porównaniu z 2021 r., wzrosło znaczenie grupy kapitałowej Orlen pod względem energii wprowadzonej do KSE.

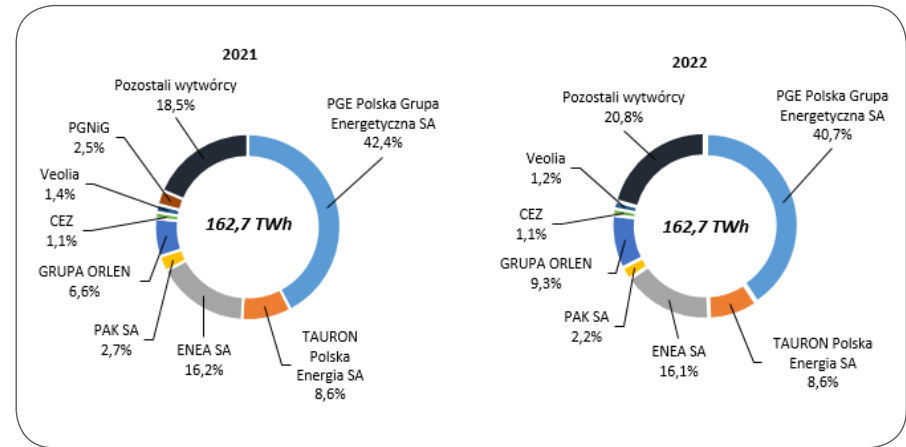
Wskaźnik udziału rynkowego trzech największych podmiotów, mierzony według energii wprowadzonej do sieci (uwzględniającej ilość energii

uwzględniono strukturę podmiotów według stanu na 31 grudnia danego badanego roku.

dostarczonej przez wytwórców bezpośrednio do odbiorców końcowych), w 2022 r.³²⁾ nieznacznie spadł i wyniósł 66,1 proc. (spadek o 1 punkt procentowy w porównaniu do 2021 r.). Wyraźny trend spadkowy kolejny rok z rzędu utrzymywał się dla wskaźnika udziału trzech największych wytwórców w mocy zainstalowanej

³²⁾ 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 2022 r.

Rysunek 11. Udział grup kapitałowych w wolumenie energii elektrycznej wprowadzonej do sieci w latach 2021–2022 (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, Polenergia, FORTUM), jak i wytwórców działających samodzielnie na rynku wytwarzania energii elektrycznej tj. poza grupami kapitałowymi.

Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska i URE.

wanej – spadek o 6,2 punktu procentowego. W gronie trzech największych wytwórców, skupionych w grupach kapitałowych w badanym 2022 r., byli nadal: PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., ENEA S.A., TAURON Polska Energia S.A. (dysponowali oni w sumie prawie połową mocy zainstalowanych). Z kolei pod względem ilości wprowadzonej do sieci energii elektrycznej, z grupy trzech wymienionych wytwórców wyparty został przez PKN Orlen S.A. TAURON Polska Energia S.A. (wytwórcy ci odpowiadali za ponad 2/3 produkcji energii elektrycznej w kraju).

Tabela 4. 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 ³³⁾	
					moc zainstalowana	energia wprowadzona do sieci
2020	3	4	58,3	63,8	1 562,2	2 019,9
2021	4	4	54,5	67,1	1 370,6	2 198,9
2022	4	4	48,3	66,1	1 156,7	2 088,1

* 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.

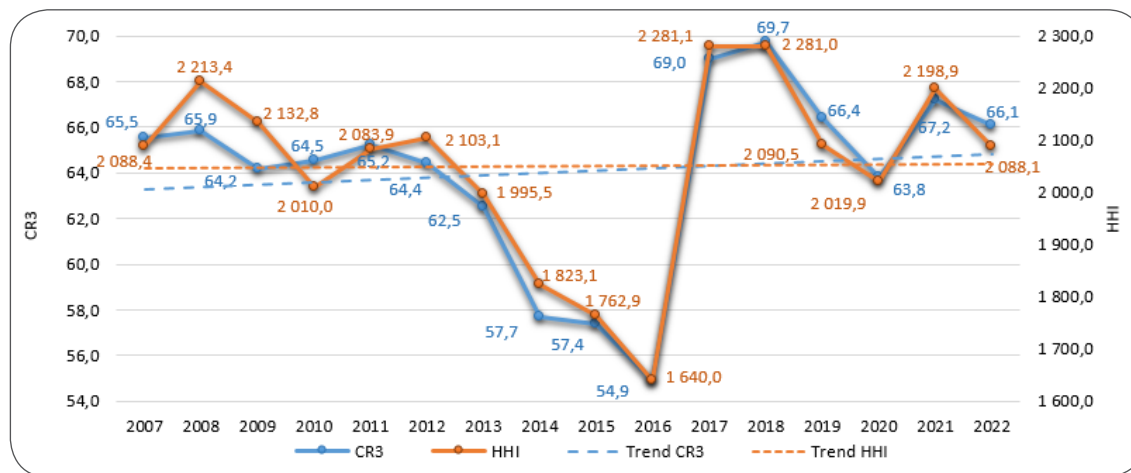
Warto zaznaczyć, że w 2022 r. wytwórcy z grupy PKN Orlen S.A. znacząco umocnili swoją pozycję na rynku wytwarzania energii elektrycznej m.in. w związku z przejściem w swoje struktury wytwórców z grupy kapitałowej PGNiG S.A.

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 bezpośred-

³³⁾ 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).

nio do odbiorców końcowych), w 2017 r. uległ istotnej zmianie, której intensywność obserwuje się również w 2022 r. Wskaźnik koncentracji, według mocy zainstalowanej, kolejny rok utrzymywał tendencję spadkową (co oznacza spadek o prawie 16 proc. w 2022 r. wobec 2021 r.), zaś – według energii wprowadzonej do sieci, po lekkim wzroście ponownie spadł (o 5 proc. wobec 2021 r.).

Warto podkreślić, że wskaźnik ten liczony dla energii wprowadzonej do sieci w 2022 r., utrzymywał wartość pozwalającą na stwierdzenie, że stopień koncentracji na rynku jest wysoki. Z kolei, wskaźnik koncentracji liczony dla mocy zainstalowanej mieści się nadal w przedziale średniej koncentracji na rynku wytwarzania.

Rysunek 12. Stan koncentracji podsektora wytwarzania oraz udziały w rynku największych podmiotów według energii wprowadzonej do sieci w latach 2007–2022

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 paliw kopalnych oraz różnych źródeł odnawialnych. Do spadków obu wskaźników koncentracji w 2022 r., wobec 2021 r., przyczynił się w głównej mierze wzrost produkcji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, małych, rozproszonych, w krajowym bilansie produkcji tej energii. Inną przyczyną spadków są zmiany organizacyjne dokonane w sektorze wytwarzania.

Sprzedaż energii w poszczególnych segmentach

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

Tabele 5 i 6 przedstawiają kształtowanie się form zakupu i sprzedaży energii elektrycznej w segmentach wytwarzania i obrotu w latach 2020–2022.

Zakup energii w poszczególnych segmentach

Tabele 7 i 8 przedstawiają kształtowanie się form zakupu energii elektrycznej w segmentach wytwarzania i obrotu w latach 2020–2022.

Tabela 5. Formy sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców w latach 2020–2022 [TWh]

Rok	Przedsiębiorstwa obrotu	Rynki regulowane, w tym giełda energii	Rynek bilansujący	Eksport	Odbiorcy końcowi	Pozostała sprzedaż*
2020	30,9	105,5	10,8	0,1	1,8	2,6
2021**	31,9	108,2	14,0	0,1	1,7	1,5
2022	28,4	99,5	11,3	0,0	1,6	1,4

* 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 2021 r. w związku ze skorygowaniem danych przez badane podmioty.

Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska i URE.

Tabela 6. Formy sprzedaży energii elektrycznej przez spółki obrotu w latach 2020–2022 [TWh]

Rok	Przedsiębiorstwa obrotu	Rynki regulowane, w tym giełda energii	Rynek bilansujący	Eksport	Odbiorcy końcowi	Pozostała sprzedaż*
2020	110,4	96,5	7,4	1,5	127,0	28,1
2021**	111,0	118,9	7,3	1,4	133,1	23,8
2022	106,7	89,7	7,4	2,4	128,3	20,9

* 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 2021 r. w związku ze skorygowaniem danych przez badane podmioty.

Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska i URE.

Tabela 7. Formy zakupu energii elektrycznej przez wytwórców w latach 2020–2022 [TWh]

Rok	Przedsiębiorstwa obrotu	Rynki regulowane, w tym giełda energii	Rynek bilansujący	Import	Pozostałe kierunki zakupu
2020	8,7	21,4	11,0	0,7	0,2
2021*	8,9	6,8	9,8	0,2	0,2
2022	8,9	3,0	5,7	0,0	0,1

* Dane zostały zmienione w porównaniu z danymi w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2021 r. w związku ze skorygowaniem danych przez badane podmioty.

Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska i URE.

Tabela 8. Formy zakupu energii elektrycznej przez przedsiębiorstwa obrotu w latach 2020–2022 [TWh]

Rok	Elektrownie	Instalacje odnawialnego źródła energii bezpośrednio (OZE)	Przedsiębiorstwa obrotu	Rynki regulowane, w tym giełda energii	Rynek bilansujący	Import	Inne kierunki zakupu	Sprzedawca zobowiązany**
2020	43,7	11,2	111,5	193,3	4,7	4,9	1,3	0,3
2021*	51,3	12,5	107,2	213,0	5,5	2,8	2,2	0,2
2022	39,4	14,9	103,0	184,0	7,5	2,7	2,7	0,2

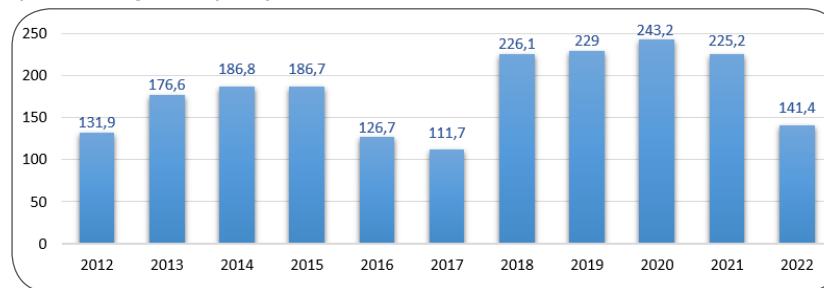
* Dane zostały zmienione w porównaniu z danymi w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2021 r. w związku ze skorygowaniem danych przez badane podmioty.

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

Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska i URE.

Sprzedaz poprzez giełdę energii

Obrót na giełdzie energii prowadzony jest przez całą dobę przez 365 (lub 366) dni 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 13. Całkowity wolumen obrotu energią elektryczną w danym roku na wszystkich rynkach energii elektrycznej na TGE S.A. w latach 2012–2022 [TWh]

Źródło: URE na podstawie danych TGE S.A.

Całkowity wolumen transakcji zawartych w 2022 r. na wszystkich rynkach energii elektrycznej na TGE S.A. wyniósł 141,4 TWh, co oznacza spadek o 37,2 proc. w stosunku do 2021 r., w którym całkowity wolumen zawartych transakcji wyniósł 225,2 TWh. Natomiast sprzedaż energii elektrycznej w całym okresie notowań wszystkich

kontraktów z fizyczną dostawą energii elektrycznej wyniosła 217,0 TWh, co stanowiło 123,9 proc.³⁴⁾ produkcji energii elektrycznej brutto w 2022 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 30 podmiotów, Rynku Dnia Następnego RDN TGE S.A. – 46 podmiotów, Rynku Terminowego Produktów (RTPE) Zorganizowanej Platformy Obrotu (OTF) TGE S.A. – 41 podmiotów. Biorąc pod uwagę, że jeden podmiot może jednocześnie działać na RDB, RDN i RTPE OTF lub tylko na jednym z ww. rynków, łącznie

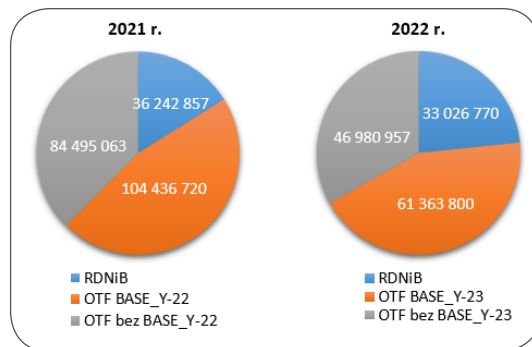
na wszystkich wyżej wymienionych rynkach energii elektrycznej, prowadzonych przez TGE S.A., aktywnie w obrocie uczestniczyło 49 podmiotów.

³⁴⁾ W odniesieniu do produkcji energii elektrycznej w 2022 r., według danych PSE S.A.

Największy wolumen obrotu realizowany był na RTPE OTF. W 2022 r. na tym rynku (wraz z aukcjami) zawarto 34 268 transakcji, a łączny wolumen obrotu na nim wyniósł 108,3 TWh. Najbardziej płynnym kontraktem był kontrakt roczny w dostawie pasmowej na 2023 r. (BASE_Y-23). Wolumen obrotu na tym kontrakcie wyniósł 61,4 TWh – stanowi to 56,6 proc. łącznego wolumenu obrotu odnotowanego na parkiecie RTPE OTF w 2022 r.

W omawianym okresie na RDN zawarto 1 238 155 transakcji. Jednocześnie, członkowie giełdy zrealizowali transakcje zakupu/sprzedaży energii elektrycznej o łącznym wolumenie ok. 31,0 TWh, co oznacza spadek o ok. 8,4 proc. w stosunku do roku poprzedniego. Na RDB zawarto 275 861 transakcji, a łączny wolumen obrotu na tym rynku wyniósł 2,0 TWh.

Rysunek 14. Struktura obrotu energią elektryczną w latach 2021–2022 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.

W ramach kontraktów OTC wytwórcy energii elektrycznej sprzedają tę część energii elektrycznej, która wynika z wyłączeń z obliża giełdowego, o których mowa w art. 49a ust. 5 pkt 1-8 ustawy – Prawo energetyczne. Dodatkowo, od 2019 r. w ramach energii elektrycznej będącej przedmiotem obrotu w kontraktach dwustronnych jest energia wytworzona i sprzedana na podstawie umów sprzedaży zawartych przed 1 stycznia 2019 r. z dostawą w roku realizacji obliża³⁵). Strukturę wyłączeń energii elektrycznej z obowiązku sprzedaży na giełdzie, która jest z kolei przedmiotem kontraktacji w ramach OTC, przedstawiono szerzej w dalszej części niniejszego Sprawozdania.

³⁵ Na podstawie art. 9 ustawy z 9 listopada 2018 r., zgodnie z którym przepisu art. 49a ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1 (tj. ustawy – Prawo energetyczne), w brzmieniu nadanym tą ustawą, nie stosuje się do energii elektrycznej będącej przedmiotem umów zawartych do dnia wejścia w życie tej ustawy (tj. 1 stycznia 2019 r.).

Na podstawie danych Ministerstwa Klimatu i Środowiska oraz URE wynika, że w 2022 r. wolumen kontraktów zawieranych na rynku OTC, nie uwzględniający kontraktów wewnątrzgrupowych, wyniósł 15,1 TWh i był o 17,1 proc. wyższy w porównaniu do 2021 r., kiedy to wyniósł 12,9 TWh.

Ceny na hurtowym rynku energii elektrycznej w 2022 r.

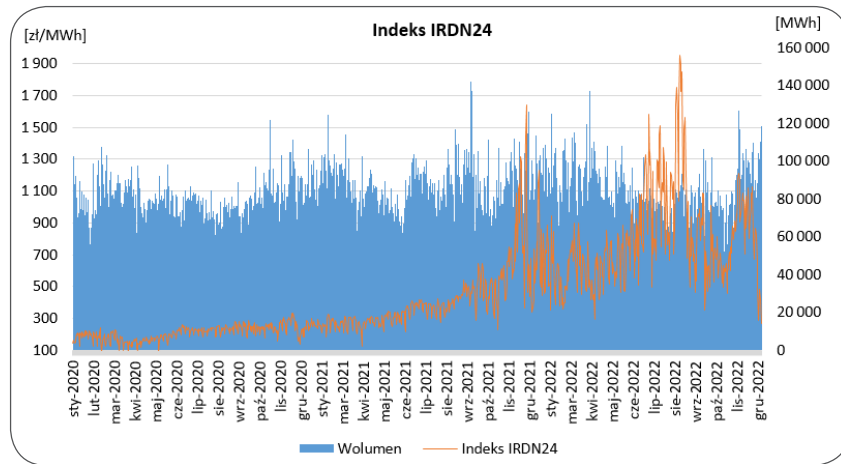
Kształtowanie się cen energii elektrycznej dostarczonej w 2022 r. obrazują trzy wskaźniki cenowe publikowane przez Prezesa URE, tj. średnia roczna i kwartalna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym oraz średnia kwartalna cena energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż wynikające z art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Ceny te zostały omówione w części IX niniejszego Sprawozdania.

Ceny na rynku SPOT TGE S.A.

Na rysunku 15 (str. 32) 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.

Średnia ważona wolumenem cena energii elektrycznej na RDN w 2022 r. wyniosła 796,17 zł/MWh

Rysunek 15. 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 2020–2022



Źródło: URE na podstawie danych TGE S.A.

i była wyższa względem 2021 r. o 395 zł/MWh, kiedy to cena ta wyniosła 401,17 zł/MWh.

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

Odnotowano wzrost cen energii elektrycznej na rynku terminowym prowadzonym przez TGE S.A., czego odzwierciedleniem jest wzrost cen rok do roku kontraktów terminowych BASE_Y (kontrakt roczny w dostawie pasmowej na kolejny rok). Średnioważona wolumenem cena transakcyjna kontraktu BASE_Y-23 w całym 2022 r. ukształtowała się na poziomie 1 110,04 zł/MWh, podczas gdy w 2021 r.

średnioważona wolumenem cena transakcyjna analogicznych kontraktów terminowych BASE_Y-22 wyniosła 384,16 zł/MWh.

Jednocześnie, średnia miesięczna cena kontraktów BASE_Y-23 zawieranych w grudniu 2022 r. wyniosła 1 068,63 zł/MWh, podczas gdy średnia miesięczna cena analogicznych kontraktów BASE_Y-22 zawieranych w grudniu 2021 r. wyniosła 721,84 zł/MWh. Oznacza to wzrost ceny tych kontraktów o 48 proc.

1.2. Rynek detaliczny

Nadzwyczajne okoliczności w 2022 r., które spowodowały skokowe wzrosty cen na rynkach hurtowych, nie pozostały bez wpływu na rynek detaliczny. Należy jednak zaznaczyć, że zarówno prawo krajowe w zakresie energetyki, jak i stosowana przez Prezesa URE od lat polityka w zakresie stosowania wysokich wymagań do oceny możliwości finansowych prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie obrotu energią elektryczną, tj. udzielania koncesji na obrót energią wyłącznie przedsiębiorcom posiadającym odpowiedniej wysokości kapitał i stosowanie zabezpieczeń finansowych,

uchroniły polski rynek detaliczny energii przed falą bankructw na dużą skalę. Nie mniej ważne okazały się także rozwiązania w zakresie sprzedaży rezerwowej, które uruchamiane były sprawnie i które, w większości przypadków, zapewniły odbiorcom ciągłość dostaw energii.

W związku z gwałtownym wzrostem cen na rynku hurtowym energii, w obszarze rynku detalicznego pojawiło się niepokojące, choć na szczęście niepowszechne, zjawisko ucieczki sprzedawców z urzędu od wypełniania ciążącego na nich obowiązku sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom w gospodarstwach domowych po cenie wynikającej z taryfy zatwierdzonej przez Prezesa URE. Konieczne okazało się więc doprecyzowanie w przepisach zadań sprzedawców wchodzących w skład przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo w tym zakresie, a także, ze względu na nadzwyczajną trudną ogólną sytuację gospodarczą i sytuację w sektorze energetycznym, uzupełnienie obowiązujących regulacji o wskazanie podmiotu, który zobowiązany byłby do kontynuowania działalności w przypadku zaprzestania sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych przyłączonych do systemu dystrybucyjnego przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo (np. wskutek upadłości tego przedsiębiorstwa).

Można sformułować ocenę, że w perspektywie krótkotrwałej instytucje i procesy rynku detalicznego energii elektrycznej zadziałały dobrze, jednakże mając na względzie przewidywane dalsze trwanie skutków niekorzystnych zmian ogólnogospodarczych oraz na rynku energii, a także biorąc pod uwagę planowane uruchomienie centralnego

systemu informacji rynku energii, Prezes URE włączył się w prace nad nowym modelem sprzedaży rezerwowej na rynku energii elektrycznej.

Na rynku detalicznym energii elektrycznej odbiorcy dokonują zakupu na własne potrzeby bytowe lub technologiczne. W 2022 r. szczegółowym badaniem Prezesa URE objętych zostało 27 spółek obrotu energią elektryczną o największym wolumenie sprzedaży oraz 46 największych operatorów systemów dystrybucyjnych. Do sieci OSD, uwzględnionych w badaniu, przyłączonych było 17 323 740 odbiorców energii elektrycznej, z których 15 717 348 (ok. 90,7 proc.) stanowiły gospodarstwa domowe (dane z próby badawczej w badaniu ankietowym Prezesa URE). Jednocześnie tak znaczne zwiększenie liczby odbiorców nie przełożyło się na wzrost konsumpcji energii, a przeciwnie – zużycie energii obniżyło się o 1 222 548 MWh (tj. o 0,82 proc.) w grupie wszystkich odbiorców i o 450 483 MWh (tj. o 1,33 proc.) w grupie gospodarstw domowych.

Gospodarstwa domowe zużyły w ciągu 2022 r. 33 508 882 MWh energii elektrycznej, co stanowiło 22,7 proc. całego wolumenu sprzedanej energii.

Strona podaźowa detalicznego rynku energii to sprzedawcy energii oferujący towar odbiorcom końcowym. W grupie tej znajduje się sześciu sprzedawców funkcjonujących w ramach grup kapitałowych, wspólnie z operatorami systemów dystrybucyjnych, ale jako odrębne osoby prawne (tzw. unbundling prawny). Druga grupa to sprzedawcy w podmiotach będących jednocześnie operatorami systemów dystrybucyjnych (w 2022 r.

Tabela 9. Liczba odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na 31 grudnia 2022 r. według grup taryfowych

Grupy taryfowe	A	B	C	G	w tym gospodarstwa domowe	SUMA
liczba odbiorców	535	39 569	1 282 779	16 000 857	15 717 348	17 323 740
liczba PPG	986	50 015	1 622 441	17 100 312	16 654 140	18 773 754

Źródło: URE na podstawie badania ankietowego.

Tabela 10. Wolumen energii elektrycznej sprzedanej odbiorcom końcowym w 2022 r.

Grupy taryfowe	A	B	C	G	w tym gospodarstwa domowe	SUMA
wolumen [MWh]	26 917 923	60 936 259	24 805 953	34 869 025	33 508 882	147 529 160

Źródło: URE na podstawie badania ankietowego.

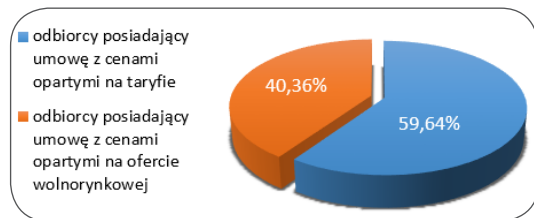
było ich 183), a trzecia to niezależni sprzedawcy energii elektrycznej – podmioty niezwiązane z działalnością dystrybucyjną na terenie Polski.

Poszczególni sprzedawcy, w celu prowadzenia działalności handlowej w obrębie danej sieci dystrybucyjnej, zawierali umowy dystrybucyjne (tzw. generalne umowy dystrybucyjne) z operatorami tych sieci, a więcej informacji na ten temat znaleźć można w dalszej części niniejszego Sprawozdania (pkt 9.1.). Zawarcie generalnej umowy dystrybucyjnej umożliwiła świadczenie sprzedaży, jednakże do podjęcia działalności konieczne jest zawarcie umowy sprzedaży z odbiorcą. W 2022 r. trzech sprzedawców energii (ENEA S.A., PGE Obrót S.A. oraz TAURON Sprzedaż Sp. z o.o.) prowadziło sprzedaż w obszarze dystrybucyjnym 60 lub więcej OSD.

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, obciążeni są publicznoprawnym obowiązkiem sprzedaży (tzw. sprzedaż z urzędu, z ceną podlegającą co do zasady regulacji) do odbiorców z tej grupy, przyłączonych do sieci dystrybucyjnej powiązanego z nimi OSD. Równocześnie mogą oni sprzedawać energię w ramach oferty rynkowej (ze swobodnie ukształtowaną ceną) dla innych grup odbiorców, a także dla gospodarstw domowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej innych OSD. Sprzedawcy ci mogą także przedstawiać ofertę rynkową odbiorcom w gospodarstwach domowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD powiązanego z tym sprzedawcą, jednakże w takim przypadku wybór pomiędzy ofertą taryfową a rynkową jest prawem odbiorcy. Z danych sześciu największych sprzedawców energii elektrycznej, pozyskanych w badaniu przeprowadzonym przez Prezesa URE wynika, że na 31 grudnia 2022 r., spośród gospodarstw domowych będących klientami tych

Rysunek 16. Odbiorcy w gospodarstwach domowych korzystający z tzw. oferty rynkowej sprzedawcy i z taryfy zatwierdzonej przez Prezesa URE (stan na 31 grudnia 2022 r.)



Źródło: URE na podstawie danych od PGE Obrót S.A., ENERGA-OBROT S.A., E.ON S.A., TAURON Sprzedaż Sp. z o.o., TAURON Sprzedaż GZE Sp. z o.o., ENEA S.A.

sprzedawców, blisko 60 proc. kupowało energię w oparciu o umowy z zatwierdzoną taryfą, pozostali zaś kupowali energię z cenami wynikającymi z ofert rynkowych.

Pośród sprzedawców niepowiązanych kapitałowo z operatorami systemów dystrybucyjnych funkcjonującymi na terytorium Polski, część ogranicza swoją aktywność wyłącznie do rynku hurtowego i tylko niektórzy przedstawiali oferty odbiorcom końcowym. Na podstawie badania ankietowego przeprowadzonego wśród 46 największych OSD, ustalono liczbę sprzedawców prowadzących działalność na rynku detalicznym w 2022 r. Wyniosła ona 171, przy czym za kryterium aktywności przyjęto posiadanie przynajmniej jednej ważnej umowy sprzedaży, niezależnie od typu odbiorcy (gospodarstwo domowe czy odbiorca instytucjonalny).

Sprzedawcy energii elektrycznej funkcjonujący aktywnie na rynku detalicznym są zobowiązani

do zamieszczania na swoich stronach internetowych oraz udostępniania do publicznego wglądu w siedzibie informacji o cenach sprzedaży oraz warunkach ich stosowania. W przypadku sprzedawców oferujących energię odbiorcom w gospodarstwach domowych, Prezes URE kontynuował w 2022 r. publikację zestawienia ofert, zawierającego ceny, stawki opłat oraz informacje o obszarze obowiązywania oferty. Na koniec zeszłego roku, oferty dla gospodarstw domowych przedstawiało 24 sprzedawców energii elektrycznej, działających aktywnie w tym segmencie. W porównaniu do poprzedniego roku, liczba sprzedawców prezentujących swoje oferty obniżyła się o 11, a przyczyną tak radykalnej zmiany było wycofywanie ofert przez sprzedawców, ze względu na niepewną sytuację ogólnogospodarczą oraz wysokie ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym.

Na detalicznym rynku energii elektrycznej funkcjonują także podmioty niebędące rynkowymi „graczami”, lecz spełniające daleko ważniejszą funkcję dla rozwoju rynku niż tylko zarządzanie infrastrukturą techniczną. Mowa tu o operatorach systemów dystrybucyjnych, którzy zobowiązani są zachować niezależność od powiązanych kapitałowo sprzedawców energii, równoprawnie traktować wszystkich użytkowników sieci dystrybucyjnej i optymalizować warunki pracy sieci i dostarczania energii, sprzyjając tym samym rozwojowi rynku. Liczba OSD w 2022 r. wyniosła 189, z czego pięciu największych OSD objętych jest obowiązkiem tzw. unbundlingu (rozdziálu) prawnego, a sieci tych OSD przyłączone są bezpośrednio do sieci przesyłowej energii elektrycznej.

Ważną instytucją rynku energii elektrycznej jest sprzedaż rezerwowa, gwarantująca odbiorcy ciągłość dostaw energii w przypadkach niezawinionych przez odbiorcę (np. trudności finansowe sprzedawcy skutkujące brakiem możliwości kontynuacji działalności). W przypadku odbiorców w gospodarstwach domowych, przyłączonych do sieci elektroenergetycznej OSD o napięciu znamionowym do 1 kV, cena energii elektrycznej sprzedawanej w ramach świadczenia rezerwowej usługi kompleksowej nie powinna przekraczać iloczynu współczynnika 2,5 i średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy – Prawo energetyczne. W innych przypadkach, cena oferowana przez sprzedawców rezerwowych jest kształtowana dowolnie i określona w publicznie dostępnych cennikach sprzedawców.

W 2022 r. sprzedażą rezerwową i sprzedażą w trybie art. 5ab ustawy – Prawo energetyczne, objętych zostało 54 140 odbiorców, z czego 32 005 stanowili odbiorcy w gospodarstwach domowych. Według stanu na 31 grudnia 2022 r., sprzedaż rezerwowa lub sprzedaż w trybie art. 5ab ustawy – Prawo energetyczne prowadzona była na rzecz 23 255 odbiorców (14 841 odbiorców w gospodarstwach domowych).

W omawianym okresie doszło do wstrzymania dostaw energii elektrycznej do 200 865 odbiorców (biorąc pod uwagę liczbę punktów poboru energii), co stanowi 1,1 proc. ogólnej liczby odbiorców. Około 69,3 proc. przypadków wstrzymania dostaw energii dotyczyło odbiorców w gospodarstwach

Tabela 11. Ceny za energię elektryczną i opłaty dystrybucyjne dla odbiorców posiadających umowy kompleksowe

Wyszczególnienie	IV kwartał 2021 r.			IV kwartał 2022 r.		
	średnia cena sprzedaży	w tym:		średnia cena sprzedaży	w tym:	
		opłata za energię elektryczną	opłata dystrybucyjna		opłata za energię elektryczną	opłata dystrybucyjna
[zł/MWh]						
Ogółem odbiorcy	596,80	354,10	342,70	879,20	600,60	278,60
w tym: odbiorcy na WN (grupy A)	465,80	402,80	63,00	797,02	726,68	70,34
odbiorcy na SN (grupy B)	482,70	329,30	153,40	838,20	620,80	217,39
odbiorcy na nN (grupy C)	786,40	466,50	319,90	1 476,19	1 107,07	369,12
odbiorcy grup G	594,80	325,40	269,30	736,70	442,05	294,65
w tym: gospodarstwa domowe	603,80	330,80	273,00	755,92	453,92	302,00

Źródło: URE na podstawie danych Ministerstwa Klimatu i Środowiska.

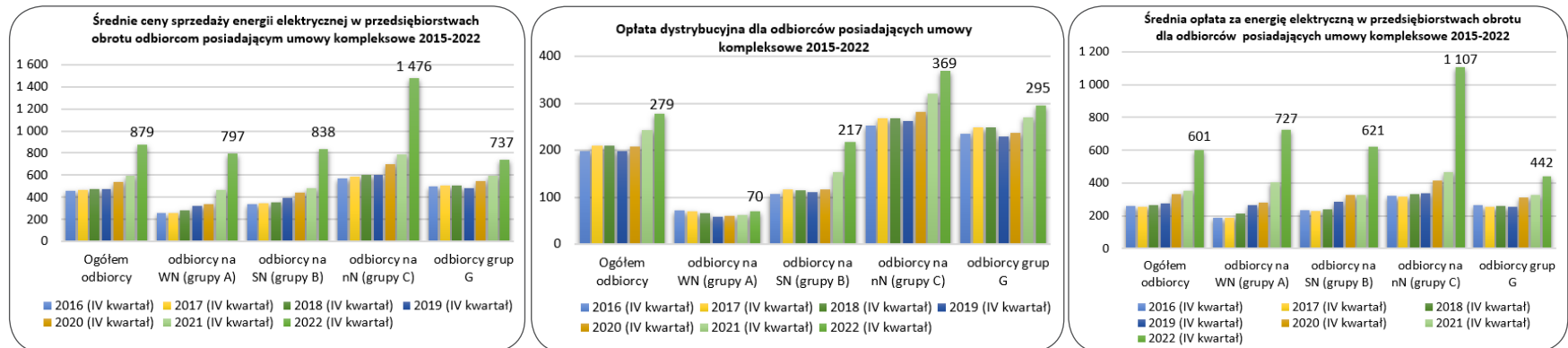
domowych. Przyczyną prawie wszystkich tych zdarzeń (96,03 proc. ogółem, a 96,06 proc. w grupie gospodarstw domowych) był brak terminowej płatności za pobraną energię elektryczną. Zgodnie z przyjętymi w 2022 r. przepisami, przedsiębior-

stwo energetyczne, którego odbiorca (wyłącznie gospodarstwa domowe) zalega z płatnością za usługi, przed wstrzymaniem dostaw informuje konsumenta o dostępnych rozwiązaniach alternatywnych, takich jak przedpłaty, audyt energetycz-

ny, usługi doradcze w zakresie energii elektrycznej czy zarządzania długiem. Podsumowanie zakresu i sposobu realizacji tego obowiązku przez sprzedawców, opublikowane zostanie po pierwszy pełnym roku stosowania tych przepisów.

Ceny

Rok 2022 był kolejnym, w którym rosły ceny energii elektrycznej i opłat dystrybucyjnych. Średnia cena energii za IV kwartał 2022 r., porównana z ceną w analogicznym okresie poprzedniego roku, wykazuje wzrost o 69,6 proc., a opłaty dystrybucyjne wzrosły średnio o 14,8 proc. Wzrost cen energii najsilniej dotknął odbiorców z grupy taryfowej C (137,3 proc.), natomiast dla odbiorców w gospodarstwach domowych wzrost

Rysunek 17. Porównanie poziomów cen: średniej ceny sprzedaży, ceny energii elektrycznej oraz poziomu opłat dystrybucyjnych, stosowanych w umowach kompleksowych, w latach 2017–2022 – średnio dla wszystkich odbiorców oraz dla odbiorców w poszczególnych grupach taryfowych [zł/MWh]

Źródło: URE na podstawie danych Ministerstwa Klimatu i Środowiska.

cen wyniósł średnio 37,22 proc. (pamiętać należy jednak, że ok. 60 proc. tych odbiorców korzysta z cen ustalonych w taryfach zatwierdzonych przez Prezesa URE). Ostatecznie, z punktu widzenia odbiorcy, istotny jest poziom średniej ceny, za którą nabywa on energię elektryczną w punkcie poboru (tj. cena energii wraz z usługą dystrybucji). W 2022 r. koszt zaopatrzenia w energię elektryczną wzrósł średnio o 47,32 proc., ponieważ dynamika wzrostu wysokości opłat dystrybucyjnych także była ponadprzeciętnie wysoka (w grupie gospodarstw domowych wzrost wyniósł 10,62 proc., a najwyższy – 41,72 proc. był w grupie taryfowej B). Ogółem, w roku sprawozdawczym cena energii, stawki opłat dystrybucyjnych i łączny koszt zaopatrzenia w energię wzrosły we wszystkich grupach odbiorów, a ich wartość (nominalnie) ukształtowała się na wcześniej nieobserwowanym poziomie.

Wytwarzanie energii elektrycznej w mikroinstalacjach odnawialnych źródeł energii

Zgodnie z przepisami art. 6a ustawy OZE, 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 dystry-

bucyjnej, rodzaju mikroinstalacji oraz jej mocy zainstalowanej elektrycznej, przygotowany został zbiorczy raport obejmujący dane dotyczące mikroinstalacji, w tym mikroinstalacji prosumenckich.

Poniżej przedstawiono najważniejsze informacje dotyczące wytwarzania energii elektrycznej w mikroinstalacjach odnawialnych źródeł energii.

Tabela 12. Łączna ilość energii elektrycznej, wprowadzonej przez prosumenta energii odnawialnej do sieci operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, oraz łączna moc zainstalowana instalacji wykorzystywanych przez prosumentów, według stanu na 31 grudnia 2022 r.

Nazwa operatora systemu dystrybucyjnego	Liczba prosumentów [szt.]	Łączna ilość energii elektrycznej wprowadzonej przez prosumentów do sieci [MWh]	Łączna moc zainstalowana instalacji wykorzystywanych przez prosumentów [MWh]
ENEA Operator Sp. z o.o.	149 939	743 265,086	1 245,827
ENERGA-OPERATOR S.A.	225 637	1 210 044,255	1 796,028
Energoserwis Kleszczów Sp. z o.o.	1 383	6 394,710	9,557
Stoen Operator Sp. z o.o.	13 476	52 731,760	104,764
PGE Dystrybucja S.A.	436 100	1 816 485,464	2 991,093
TAURON Dystrybucja S.A.	372 729	1 823 406,336	2 747,007
Pozostali	1 491	12 743,593	37,607
SUMA	1 200 755	5 665 071,204	8 931,883

Źródło: URE na podstawie danych OSD.

Tabela 13. Zestawienie rodzaju mikroinstalacji oraz ich mocy zainstalowanej elektrycznej, według stanu na 31 grudnia 2022 r.

Rodzaj mikroinstalacji	Liczba mikroinstalacji [szt.]	Łączna moc zainstalowana [MW]
wykorzystująca biogaz inny niż biogaz rolniczy	31	0,262
wykorzystująca biogaz rolniczy	42	1,403
wykorzystująca biomasę	51	0,439
wykorzystująca promieniowanie słoneczne	1 212 963	9 307,179
wykorzystująca promieniowanie słoneczne/biogaz inny niż biogaz rolniczy	2	0,051
wykorzystująca promieniowanie słoneczne/biogaz rolniczy	1	0,020
wykorzystująca promieniowanie słoneczne/wiatrowa	73	1,006
wykorzystująca promieniowanie słoneczne/wodna	5	0,118
wykorzystująca promieniowanie słoneczne/energię geotermalną	1	0,003
wiatrowa	82	0,636
wodna	320	8,089
SUMA	1 213 571	9 319,207

Źródło: URE na podstawie danych OSD.

2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw energetycznych

2.1. Koncesje

Magazynowanie energii elektrycznej stało się odrębnym przedmiotem działalności gospodarczej po nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne wpro-

wadzonej ustawą z 20 maja 2021 r. Nowe przepisy ustaliły definicję magazynu energii elektrycznej, określiły zasady przyłączenia magazynu do sieci i wprowadziły korzystne rozwiązania dotyczące rozliczania magazynowania energii elektrycznej. Dzięki temu stworzone zostały podstawy prawne do rozwoju magazynów energii elektrycznej w Polsce. Pierwszy efekt zmian dotyczył elektrowni szczytowo-pompowych (ESP). Te wielkoskalowe magazyny energii elektrycznej od lat funkcjonowały w Polsce jako jednostki wytwórcze. Z chwilą wprowadzenia wskazanej wyżej zmiany przepisów, jednostki te w zakresie pracy w cyklu szczytowo-pompowym wpisały się w definicję magazynu energii elektrycznej. Ustawodawca zobowiązał (m.in.) podmioty prowadzące elektrownie szczytowo-pompowe do wystąpienia do Prezesa URE z wnioskiem o uzyskanie koncesji na magazynowanie energii elektrycznej (MEE). W konsekwencji jednego z takich wniosków, w 2022 r. wydano pierwszą w Polsce koncesję na magazynowanie energii elektrycznej dla czterech elektrowni szczytowo-pompowych PGE Energia Odnawialna S.A. tj.: Elektrowni Wodnej Żarnowiec (710,600 MW), Elektrowni Wodnej Porąbka-Żar (540,00 MW), Elektrowni Wodnej Solina (198,660 MW) i Elektrowni Wodnej Dychów (87,975 MW). Pierwsza z wymienionych jest największą tego typu jednostką w Polsce, ostatnia zaś – najdłużej działającym ESP w kraju. Warto też wskazać, że ESP Żarnowiec i ESP Porąbka-Żar stanowią magazyny energii elektrycznej w czystej postaci, zaś dwie pozostałe jednostki, to elektrownie z dopływem naturalnym, funkcjonujące zarówno jako magazyny, jak też jako jednostki wytwórcze.

Ponadto w 2022 r. wydano dwie promesy koncesji na magazynowanie energii elektrycznej dla trzech magazynów w technologii elektrochemiczny akumulator litowo-jonowy (269,400 MW, 49,765 MW i 20,175 MW).

Potrzeba poprawy bezpieczeństwa energetycznego kraju powoduje zwiększenie zapotrzebowania na magazynowanie energii elektrycznej, w najbliższym czasie można zatem spodziewać się zwiększania liczby wniosków o udzielenie promesy/koncesji na magazynowanie energii elektrycznej.

W 2022 r. nie uległy zmianie przepisy art. 32 ustawy – Prawo energetyczne dotyczące koncesjonowania przedsiębiorstw elektroenergetycznych, a także warunki, które musi spełniać wnioskodawca, aby otrzymać koncesję (art. 33 ust. 1) oraz przesłanki uniemożliwiające otrzymanie koncesji na energię elektryczną (art. 33 ust. 3).

Należy jednak wskazać, że w wyniku zmiany definicji małej instalacji OZE, dokonanej ustawą z 17 września 2021 r., jej przedział łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej określony został jako: moc większa niż 50 kW i nie większa niż 1 MW (przed nowelizacją – moc większa niż 50 kW i mniejsza niż 500 kW). Powyższe zmiany miały istotny wpływ na zakres reglamentacji działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, skutkując „migracją” części instalacji OZE objętych dotychczas obowiązkiem uzyskania koncesji Prezesa URE do zbioru małych instalacji OZE.

Wprowadzenie tej zmiany przepisów prawa skutkowało koniecznością podjęcia przez URE

czynności mających na celu dostosowanie warunków wykonywania reglamentowanej działalności gospodarczej do nowych regulacji prawnych. Zgodnie z dyspozycją przepisów przejściowych ustawy z 17 września 2021 r., w roku sprawozdawczym kontynuowano proces wpisania do rejestru małych instalacji OZE wytwórców „migrujących” z systemu koncesyjnego, a zmiany te zostały potwierdzone wydaniem w ustawowych terminach stosownych zaświadczeń oraz wygaszeniem koncesji bezprzedmiotowych. W wyniku tych zmian, liczba ważnych koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej na koniec 2022 r. zmniejszyła się o blisko 46 proc. w stosunku do koncesji ważnych na koniec 2021 r.

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 nie został zagrożony interes odbiorców. W takich sytuacjach Prezes URE ma bowiem prawo i obowiązek interweniowania.

W 2022 r. Prezes URE aktywnie monitorował sytuację odbiorców przedsiębiorstwa, które zgłosiło zamiar zaprzestania działalności koncesjonowanej w zakresie dystrybucji energii elektrycznej oraz obrotu energią elektryczną i systematycznie przekazuje odbiorców do innego przedsiębiorstwa prowadzącego działalność w zakresie dystrybucji energii elektrycznej, w celu zapewnienia ciągłości dostaw energii elektrycznej.

Udzielanie koncesji

Prezes URE w 2022 r. realizował obowiązki w zakresie dotyczącym koncesjonowania przedsiębiorstw elektroenergetycznych przy pomocy: Departamentu Rynków Energii Elektrycznej i Ciepła (departament DRE), Departamentu Efektywności Energetycznej i Kogeneracji (departament DEK), Departamentu Źródeł Odnawialnych (departament DZO) oraz oddziałów terenowych.

W roku sprawozdawczym Prezes URE udzielił 140 koncesji w zakresie energii elektrycznej. Liczbę koncesji udzielonych zgodnie z właściwością, w podziale na poszczególne rodzaje działalności koncesjonowanej w zakresie energii elektrycznej, przedstawia poniższa tabela.

Tabela 14. Liczba koncesji udzielonych w 2022 r. oraz liczba ważnych koncesji w URE, według stanu na koniec 2022 r.

Energia elektryczna	Koncesje udzielone w 2022 r. [szt.]	Koncesje ważne na koniec 2022 r. (dot. URE jako całości) [szt.]
Wytwarzanie	108	926
Przesyłanie lub dystrybucja	8	196
Obrót	23*	420**
Magazynowanie	1	1
Razem	140	1 543

* W tym 5 koncesji wydanych dla podmiotów mających siedzibę za granicą.

** W tym 32 koncesje wydane dla podmiotów mających siedzibę za granicą.

Źródło: URE.

W 2022 r. wydano również 170 decyzji udzielających promesy koncesji/zmiany koncesji na wytwa-

rzanie energii elektrycznej (w tym 1 promesę wraz z potwierdzeniem tzw. „efektu zachęty”), 9 decyzji udzielających promesy koncesji/zmiany koncesji na dystrybucję energii elektrycznej, 2 decyzje udzielające promesy koncesji na obrót energią elektryczną i 2 – na magazynowanie energii elektrycznej.

Tabela 15. Instalacje OZE (instalacje objęte koncesją Prezesa URE, wpisem do rejestru wytwórców energii w małej instalacji, mikroinstalacje³⁶⁾), według stanu na 31 grudnia 2022 r.

Rodzaj instalacji OZE	Sumaryczna moc zainstalowana [MW]	Liczba instalacji
Instalacje wykorzystujące biogaz*	135,255	221
Instalacje wykorzystujące biomasę	1 478,675	55
Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	3 147,861	3 611
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	8 287,870	1 349
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	989,389	786
Instalacje wykorzystujące technologię współspalania biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego z innymi paliwami**	13 331,410	30
Łącznie	27 370,460	6 052

* Nie uwzględnia 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 całkowitej mocy zainstalowanej.

Źródło: URE.

³⁶⁾ Mikroinstalacje wytwarzające energię elektryczną objętą systemem świadectw pochodzenia albo systemem taryf gwarantowanych albo aukcyjnym systemem wsparcia.

Zmiany koncesji

W 2022 r. wydano 254 decyzje zmieniające udzielone koncesje. Zmiany udzielonych koncesji podyktowane były przede wszystkim:

- zmianą nazwy lub siedziby koncesjonariusza,
- zmianą warunków wykonywania działalności (rozszerzenie bądź ograniczenie zakresu wykonywania działalności),
- przedłużeniem okresu obowiązywania koncesji, zgodnie z art. 39 ustawy – Prawo energetyczne.

Cofnięcia, uchylenie, stwierdzenie wygaśnięcia koncesji

W 2022 r. cofnięto 12 koncesji na skutek:

- trwałego zaprzestania wykonywania działalności gospodarczej lub niepodjęcia działalności objętej koncesją,
- nie dysponowania środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności.

Ponadto wydano jedną decyzję o uchyleniu koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej, a w 884 przypadkach stwierdzono wygaśnięcie koncesji/promesy koncesji, głównie w zakresie działalności polegającej na wytwarzaniu energii elektrycznej (w konsekwencji zmiany ustawy OZE dokonanej ustawą z 17 września 2021 r. – o czym mowa wyżej).

Odmowa udzielenia koncesji, pozostawienie wniosków bez rozpoznania

W 2022 r. w 4 przypadkach wydano decyzję odmawiającą udzielenia koncesji/promesy koncesji na obrót energią elektryczną i w 1 przypadku decyzję odmawiającą zmiany koncesji na obrót energią elektryczną. Powodem odmowy udzielenia koncesji/promesy 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 oraz w 3 przypadkach wnioski o promesy koncesji, zgodnie z zapisami art. 35 ust. 2b ustawy – Prawo energetyczne, załatwiono bez rozpoznania, po uprzednim wezwaniu do uzupełnienia wniosku.

2.2. Rejestr wytwórców w małych instalacjach odnawialnych źródeł energii

Zgodnie z art. 7 ust. 1 ustawy OZE, działalność gospodarcza polegająca na wytwarzaniu energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w małej instalacji³⁷⁾, jest działalnością regulowaną w roz-

³⁷⁾ Zgodnie z brzmieniem art. 2 pkt 18 ustawy OZE, mała instalacja to instalacja odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 50 kW i nie większej niż 1 MW, przyłączona do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV albo o mocy osiągalnej cieplnej

mieniu ustawy – Prawo przedsiębiorców i wymaga wpisu do rejestru wytwórców wykonujących działalność gospodarczą w zakresie małych instalacji (zwanego dalej „Rejestrem”).

Rejestr prowadzi Prezes URE, który podejmuje działania przede wszystkim w oparciu o wnioski lub informację przekazaną przez wytwórcę energii elektrycznej w małej instalacji, ale także z urzędu. Kwestie związane z dokonywaniem i zmianą wpisu do Rejestru, składaniem wniosków o wpis oraz wykreślaniem 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.

Rejestr jest jawny i publicznie dostępny do wglądu w Biuletynie Informacji Publicznej URE w dziale „Rejestry i bazy”.

Zadania związane z prowadzeniem Rejestru, rozdzielone zostały w URE pomiędzy [departament DZO](#) i [oddziały terenowe URE](#). Do kompetencji de-

w skójarzeniu 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.

Tabela 16. Instalacje OZE wpisane do rejestru wytwórców energii w małej instalacji – stan na 31 grudnia 2022 r.

Rodzaj instalacji OZE	Sumaryczna moc zainstalowana [MW]	Liczba instalacji**
Instalacje wykorzystujące biogaz*	75,110	180
Instalacje wykorzystujące biomasę	4,607	8
Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	2 491,873	3 056
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	403,320	611
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	97,233	404
Łącznie	3 072,143	4 259

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

** Dane w tabeli dotyczą instalacji, które figurowały w rejestrze na koniec 2022 r. Pozostałe dane, prezentowane poniżej, przedstawiają natomiast informacje dotyczące małych instalacji w okresie całego roku, z uwzględnieniem instalacji, które były wpisane do rejestru i wykreślone z niego przed 31 grudnia 2022 r. (stąd widoczna różnica w danych).

Źródło: URE.

partamentu DZO należą sprawy w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w instalacjach odnawialnego źródła energii wykorzystujących: biomasę albo biomasę z innymi paliwami, biopłyny z innymi paliwami, biogaz z innymi paliwami, biogaz rolniczy z innymi paliwami oraz w zakresie wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w jednostkach kogeneracji stanowiących instalacje odnawialnego źródła energii wykorzystujące: biomasę albo biomasę z innymi paliwami, biopłyny z innymi paliwami, biogaz z innymi paliwami, biogaz rolniczy z innymi paliwami. Do działań realizowanych przez oddziały terenowe URE należy natomiast prowadzenie Rejestru dla wytwórców wytwarzających energię elektryczną w źródłach odnawialnych wykorzystujących w procesie przetwarzania energię:

wiatru, hydroenergię, promieniowania słonecznego, aerothermalną, geothermalną, hydrothermalną, fal, prądów i pływów morskich, oraz pozyskiwaną wyłącznie z biogazu. Do właściwości oddziałów terenowych należą także sprawy związane z dokonaniem wpisu do Rejestru w zakresie pozyskiwania energii i ciepła w jednostkach kogeneracji stanowiących instalacje odnawialnego źródła energii wykorzystujących biogaz.

W 2022 r. do rejestru małych instalacji wpisanych było 4 259 instalacji o łącznej mocy 3 072,143 MW. Pamiętać należy, że część wytwórców posiada więcej niż jedną instalację. Biorąc pod uwagę siedzibę wytwórcy, najwięcej małych instalacji w 2022 r. funkcjonowało u przedsiębiorców mających siedzibę w województwie mazowieckim, co stanowiło ponad trzykrotnie więcej niż w drugim w kolejności województwie śląskim. W okresie tym, najmniej małych instalacji posiadali wytwórcy z województw lubuskiego i opolskiego.

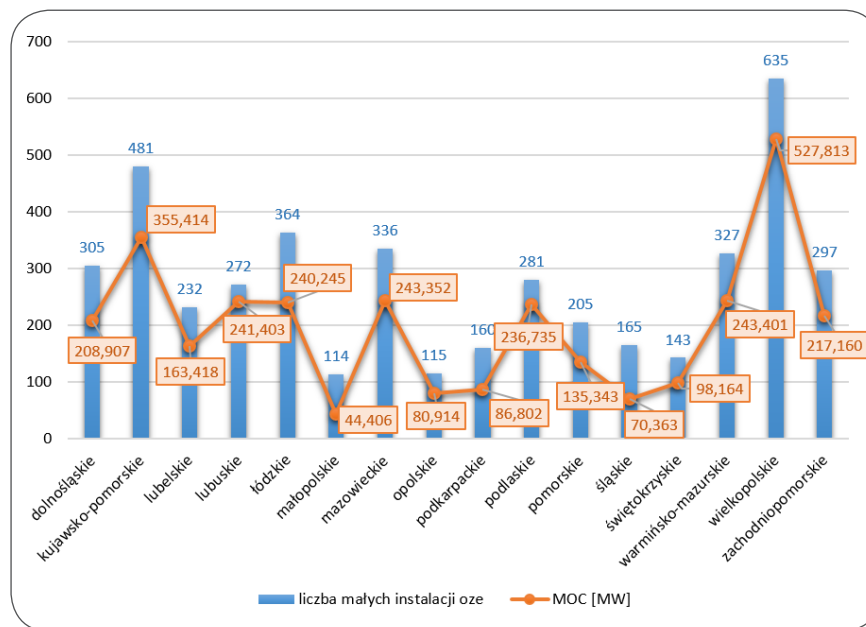
Tabela 17. Liczba małych instalacji funkcjonujących w okresie 2022 r., według siedziby wytwórcy

Województwo siedziby wytwórcy	Liczba małych instalacji OZE	Moc [MW]
dolnośląskie	344	253,485
kujawsko-pomorskie	320	205,447
lubelskie	161	106,829
lubuskie	54	31,258
łódzkie	211	111,189
małopolskie	240	160,952
mazowieckie	1 468	1 286,194
opolskie	64	37,524
podkarpackie	107	43,220
podlaskie	145	110,396

Województwo siedziby wytwórcy	Liczba małych instalacji OZE	Moc [MW]
pomorskie	231	148,011
śląskie	434	313,639
świętokrzyskie	135	93,230
warmińsko-mazurskie	124	59,747
wielkopolskie	293	187,708
zachodniopomorskie	99	44,323
UE	2	0,688
Razem	4 432	3 193,840

Źródło: URE.

Rysunek 18. Rozmieszczenie małych instalacji OZE w Polsce funkcjonujących w okresie 2022 r.



Źródło: URE.

Zupełnie inaczej kształtowała się w okresie 2022 r. sytuacja zagęszczenia małych instalacji według ich położenia. I tu zdecydowanie na czoło wysuwało się województwo wielkopolskie, drugim w kolejności było województwo kujawsko-pomorskie i trzecim – łódzkie. Najmniej instalacji zlokalizowanych było w województwach małopolskim i opolskim.

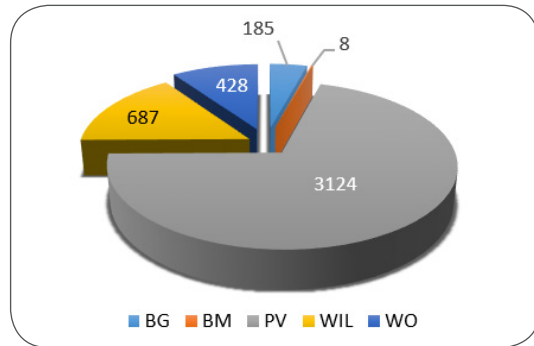
Najwięcej małych instalacji to instalacje fotowoltaiczne (3 124), dalej wiatrowe (687) i wodne (428). Zdecydowanie mniej funkcjonowało instalacji biogazowych (różnego typu), których

w okresie 2022 r. w rejestrze było 185. Sporadycznie pojawiały się małe instalacje biomasowe – tych w rejestrze ujętych było jedynie 8 (rys. 19 i 20 str. 41).

Działania na rynku MIOZE podejmowane w oddziałach terenowych URE

W 2022 r. oddziały terenowe URE nadal realizowały zadania wynikające z ustawy z 17 września 2021 r., które zmodyfikowały

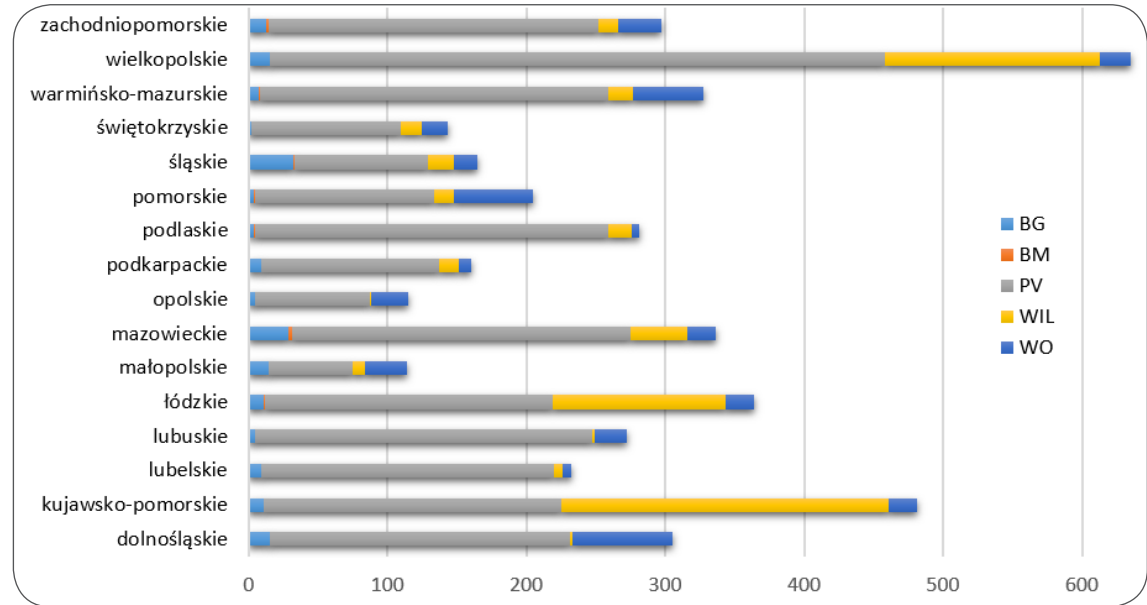
Rysunek 19. Rozmieszczenie małych instalacji OZE w Polsce funkcjonujących w okresie 2022 r.– w podziale na rodzaj instalacji



Źródło: URE.

m.in. definicję małej instalacji odnawialnego źródła energii (o czym szerzej w pkt 2.1. Koncesje). Art. 6 ust. 1 tej ustawy zobowiązał Prezesa URE do wpisania z urzędu do rejestru wytwórców energii w małej instalacji wszystkich wytwórców wykonujących działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w małej instalacji, którzy w dniu wejścia w życie ustawy z 17 września 2021 r. posiadali ważne koncesje na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii. Oznaczało to „przeniesienie” z koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej do Rejestru instalacji o mocy od 500 kW do 1 MW. W związku z tym, oddziały terenowe dokonały z urzędu 670 nowych wpisów do Rejestru oraz 38 zmian wpisów w Rejestrze. Równocześnie, na podstawie art. 6 ust. 2 ustawy zmieniającej OZE, stwierdziły wygaśnięcie 618 koncesji

Rysunek 20. Rozmieszczenie małych instalacji OZE funkcjonujących w okresie 2022 r., według województw z uwzględnieniem rodzaju instalacji



Źródło: URE.

na wytwarzanie energii elektrycznej w całości bądź w odpowiednim zakresie.

Jednocześnie, w ramach akcji informacyjnej związanej ze zmianą ustawy OZE, do każdego wydanego z urzędu zaświadczenia dołączano pismo informacyjne zawierające wykaz praw i obowiązków związanych z wygaśnięciem koncesji i wpisem do rejestru wytwórców energii w małej instalacji.

Źadnemu z wnioskodawców nie odmówiono dokonania wpisu lub zmiany wpisu w Rejestrze, nie wydano też ani jednej decyzji o zakazie wyko-

nywania działalności regulowanej. Tym niemniej, na skutek występujących braków w złożonych do Urzędu wnioskach, oddziały terenowe URE zwróciły 8 wniosków, odmówiły wszczęcia 11 postępowań i pozostawiły 8 wniosków bez rozpoznania (tab. 18 str. 42).

Rok 2022 to także dalszy wzrost ogólnej liczby spraw związanych z prowadzeniem Rejestru – o 231 proc. w stosunku do roku poprzedniego, z czego liczba postępowań prowadzonych na wniosek wzrosła aż trzykrotnie. Warto w tym miejscu

Tabela 18. Działalność OT URE na rynku MIOZE w 2022 r. – Rejestr

	Liczba spraw dot. Rejestru		Zaświadczenia				Decyzje			Postanowienia		Zawiadomienia o pozostawieniu bez rozpoznania
	przewodzonych w 2022 r.	zakończonych w 2022 r.	wpis	zmiana	wykreślenie	odmowa wpisu	odmowa zmiany	zakaz wykonywania działalności	umorzenie	zwrot podania	odmowa wszczęcia	
na wniosek	1 141	1 017	531	406	52	0	0	0	9	8	11	6
z urzędu	708	708	670	38	0	0	0	0	0	0	0	0
Razem	1 849	1 725	1 201	444	52	0	0	0	9	8	11	6

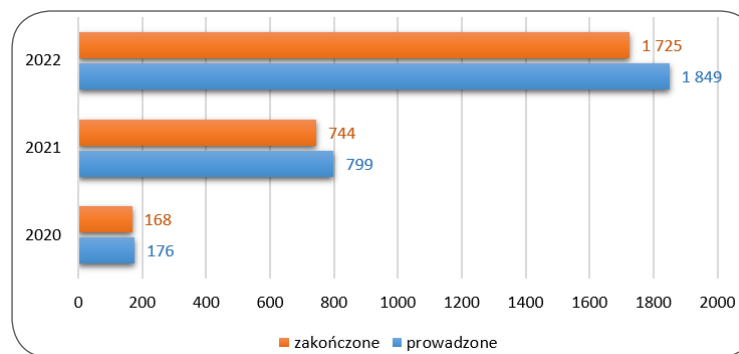
Źródło: URE.

zaznaczyć, że już w 2021 r. odnotowano wzrost o ponad 450 proc. Tendencja ta w znacznej mierze wynika ze zmiany definicji małej instalacji, a co za tym idzie – zwiększenia liczby instalacji, dla których wytwórcy muszą uzyskać wpis do Rejestru, i które tym samym zwolnione są z obowiązku uzyskania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej (rys. 21).

2.3. Taryfy i warunki ich kształtowania

W 2022 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,

Rysunek 21. Liczba spraw prowadzonych w OT URE z zakresu Rejestru

Źródło: URE.

- 3) przedsiębiorstw obrotu energią elektryczną – w odniesieniu do odbiorców grup taryfowych G, przyłączonych do sieci danego operatora systemu dystrybucyjnego, dla których przedsiębiorstwo obrotu świadczy usługę kompleksową, w tym dla przedsiębiorstw obrotu,
- 4) pozostałych przedsiębiorstw energetycznych, tzw. przedsiębiorstw energetyki przemysłowej, w zakresie obrotu energią elektryczną (grupy G) i w zakresie dystrybucji energii elektrycznej dla odbiorców przyłączonych do sieci tych przedsiębiorstw.

Dodatkowo, Prezes URE wyjątkowo prowadził postępowania w sprawie zatwierdzenia taryfy dla przedsiębiorstw obrotu wykonujących zadania sprzedawcy z urzędu, w odniesieniu do odbiorców grup taryfowych G, które to przedsiębiorstwa zwolnione były z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia zgodnie z art. 49 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Powyższe było wynikiem wprowadzenia nowych uregulowań prawnych, w tym ustawy z 7 października 2022 r.

Wyjątkowa sytuacja na rynkach surowców w 2022 r., skutkująca rosnącymi kosztami energii, spowodowała konieczność wprowadzenia przez ustawodawcę szeregu rozwiązań, które miały chronić odbiorców energii elektrycznej, w tym głównie gospodarstwa domowe. Ustawa z 7 października 2022 r. wprowadziła m.in. mechanizm mrożenia rachunków dla określonych limitów zużycia (2 MWh, 2,6 MWh oraz 3 MWh) w odniesieniu do tzw. odbiorców uprawnionych. Tym samym, ceny energii

i stawki opłat dystrybucyjnych do określonych ustawą limitów, zostały zamrożone na poziomie wynikającym z taryf z 2022 r. Ponadto, ustawa z 27 października 2022 r. wprowadziła gwarantowaną „maksymalną” cenę energii elektrycznej, która będzie w 2023 r. stosowana do rozliczeń przez sprzedawców energii z odbiorcami uprawnionymi. Celem tej ustawy było nie tylko zwiększenie ochrony odbiorców w gospodarstwach domowych, ale również wprowadzenie ochrony 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 drastycznymi wzrostami cen i stawek opłat, nie oznaczało braku konieczności prowadzenia przez Prezesa URE postępowań taryfowych i w konsekwencji zatwierdzenia taryf dla przedsiębiorstw energetycznych. Taryfy dla sprzedawców z urzędu oraz OSD na rok 2023, były zatwierdzone bowiem przy uwzględnieniu postanowień obowiązującego prawa, w tym także powołanych wyżej nowych ustaw wprowadzających szczególne rozwiązania służące ochronie odbiorców.

Taryfy zatwierdzone przez Prezesa URE w 2022 r. dla przedsiębiorstw obrotu, w odniesieniu do odbiorców grup taryfowych G, skalkulowane na podstawie kosztów uzasadnionych, nie będą obowiązywały w 2023 r. wprost odbiorców w tych grupach. Taryfy te będą 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 z ustawy z 7 października 2022 r., zostały zamrożone na poziomie cen wynikających z zatwierdzonych przez Prezesa URE taryf dla spółek obrotu ze stycznia 2022 r.

Taryfy dla operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) oraz wynikające z nich stawki opłat dystrybucyjnych dla odbiorców uprawnionych, w tym odbiorców w gospodarstwach domowych, również zostały zamrożone do limitów wskazanych w ustawie z 7 października 2022 r. Natomiast w przypadku przekroczenia przez odbiorców określonych limitów zużycia energii, odbiorcy ci będą rozliczani za dostarczoną energię według stawek opłat dystrybucyjnych wynikających z zatwierdzonych przez Prezesa URE taryf operatorów systemów dystrybucyjnych na 2023 r.

Zatwierdzenie taryfy dla operatora systemu przesyłowego – PSE S.A.

W sierpniu 2022 r. Prezes URE wezwał PSE S.A. do przedłożenia wniosku o zatwierdzenie taryfy na 2023 r., w zakresie prowadzonej przez przedsiębiorstwo działalności. Przedsiębiorstwo złożyło wniosek pod koniec września 2022 r., a przedłożona taryfa została skalkulowana przez przedsiębiorstwo jako taryfa jednoroczna. W trakcie prowadzonego postępowania administracyjnego w sprawie taryfy PSE S.A. na 2023 r., analizie podlegały zarówno wybrane pozycje kosztowe, jak również wielkości energii i mocy stanowiące

podstawę kalkulacji stawek opłat przesyłowych. Postępowanie w sprawie zatwierdzenia taryfy zakończyło się wydaniem 17 grudnia 2022 r. decyzji przez Prezesa URE.

Zatwierdzenie taryf dla operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD), którzy 1 lipca 2007 r. dokonali rozdziału działalności

Taryfy operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) na 2023 r., po raz kolejny skalkulowane zostały w oparciu o wytyczne opracowane wyłącznie na jeden rok. Ustalenie przez Prezesa URE wieloletniego okresu regulacji dla pięciu największych OSD, biorąc pod uwagę szczególnie trudną sytuację społeczno-gospodarczą kraju, związaną m.in. ze znaczącym wzrostem cen energii i gazu, obarczone było zbyt dużym ryzykiem zarówno dla przedsiębiorstw energetycznych, jak również odbiorców energii.

Wytyczne do kalkulacji taryf na 2023 r. opisano w dokumencie „TARYFY OSD NA ROK 2023 (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.

Jednocześnie Prezes URE, mając na uwadze potrzeby rynku w zakresie uzyskania informacji o podstawowych założeniach przyjmowanych w procesie taryfowania sektora dystrybucji, podobnie jak w roku poprzednim, podjął decyzję o publikacji na stronie internetowej URE kluczo-

wych parametrów uwzględnionych w kalkulacji taryf OSD na 2023 r.³⁸⁾

Ze względu na niezależne uwarunkowania, skutkujące koniecznością opracowania wytycznych i zatwierdzenia taryf dla OSD wyłącznie na jeden rok, kalkulacja taryf OSD na 2023 r. opierała się na częściowo zmodyfikowanych dotychczasowych założeniach obowiązujących przy kalkulacji taryf dla tych przedsiębiorstw.

Wnioski o zatwierdzenie taryf dla usług dystrybucji energii elektrycznej na 2023 r., zostały przedłożone pod koniec października 2022 r. 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. Zgodnie bowiem ze znowelizowanymi przepisami art. 47 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje przedkładają Prezesowi URE taryfy oraz ich zmiany z własnej inicjatywy nie później niż w terminie dwóch miesięcy przed upływem okresu obowiązywania taryfy poprzedniej lub na żądanie Prezesa URE. Prezes URE zatwierdził 17 grudnia 2022 r. taryfy dla usług dystrybucji energii elektrycznej na okres do 31 grudnia 2023 r. dla pięciu największych OSD.

W wyniku zatwierdzonych taryf, stawki opłat dystrybucyjnych dla odbiorców końcowych wzrosły średnio o 45,5 proc. Stawki opłat za usługę dystrybucji dla odbiorców grup taryfowych G wzro-

sły od 40,7 proc. w ENERGA-OPERATOR S.A. do 48,3 proc. w PGE Dystrybucja S.A. Łączny średni wzrost stawek opłat dystrybucyjnych dla odbiorców grup taryfowych G, wynikający z zatwierdzonych taryf dla pięciu OSD, wyniósł 45,3 proc.

Powyższe wzrosty stawek opłat dystrybucyjnych, wynikające z taryf zatwierdzonych na 2023 r. dla OSD, będą jednakże dotyczyły odbiorców uprawnionych, w tym odbiorców w gospodarstwach domowych, po przekroczeniu przez nich limitów zużycia energii wskazanych w ustawie z 7 października 2022 r. Dla tej kategorii odbiorców, do limitów zużycia określonych w ustawie, będą miały zastosowanie w rozliczeniach stawki opłat dystrybucyjnych wynikające z taryf OSD obowiązujących w 2022 r.

Zatwierdzenie taryf dla przedsiębiorstw obrotu pełniących funkcję sprzedawców z urzędu

Pod koniec października 2022 r. rozpoczął się proces zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej na 2023 r. 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., oraz w tym roku wyjątkowo, dla dwóch przedsiębiorstw pełniących funkcję sprzedawcy z urzędu, które dotychczas były zwolnione, na mocy wyroków sądowych, z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia: TAURON Sprzedaż GZE Sp. z o.o. oraz E.ON. Polska S.A.

W efekcie prowadzonych postępowań administracyjnych, Prezes URE zatwierdził 17 grudnia

2022 r. taryfy dla energii elektrycznej dla odbiorców grup taryfowych G dla pięciu z ww. sprzedawców z urzędu, tj. ENEA S.A., ENERGA-OBRÓT S.A., PGE Obrót S.A., TAURON Sprzedaż Sp. z o.o. oraz TAURON Sprzedaż GZE Sp. z o.o., na okres do 31 grudnia 2023 r.

W wyniku zatwierdzonych taryf, ceny energii elektrycznej wzrosły średnio u poszczególnych sprzedawców od 158,1 proc. do 170,3 proc. Powodem tak wysokich wzrostów cen energii elektrycznej była niestabilna sytuacja na rynkach surowców, przede wszystkim gazu i węgla, która przekładała się na wysokie ceny prądu w obrocie hurtowym.

Podkreślenia wymaga jednak, że zatwierdzone przez Prezesa URE w 2022 r. ceny energii elektrycznej w odniesieniu do odbiorców grup taryfowych G, nie będą obowiązywały wprost odbiorców w tych grupach w 2023 r. Taryfy te będą stanowiły podstawę do obliczenia poziomu wypłaty rekompensat należnych przedsiębiorstwom energetycznym. Ceny energii elektrycznej dla odbiorców w gospodarstwach domowych, do określonych limitów zużycia wynikających z ustawy z 7 października 2022 r., zostały zamrożone na poziomie cen wynikających z zatwierdzonych przez Prezesa URE taryf dla spółek obrotu ze stycznia 2022 r.

Zatwierdzenie taryf dla przedsiębiorstw tzw. energetyki przemysłowej

Prezes URE, oprócz taryf dla operatora systemu przesyłowego, operatorów systemów dystrybucyjnych i sprzedawców pełniących funkcję sprzedaw-

³⁸⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/zalozenia-dla-kalkulacji/10700,Informacja-w-sprawie-kalkulacji-taryf-OSD-na-2023-r.html>

ców z urzędu, zatwierdza również taryfy dla energii elektrycznej dla tzw. przedsiębiorstw energetyki przemysłowej, czyli dla przedsiębiorstw, które nie miały obowiązku rozdzielania działalności związanej z dystrybucją i obrotem energią elektryczną. Taryfy te zatwierdzane są w zakresie działalności związanej z dystrybucją energii elektrycznej, w odniesieniu do odbiorców wszystkich grup taryfowych na wszystkich poziomach napięć, natomiast w zakresie działalności związanej z obrotem energią elektryczną – jedynie w odniesieniu do odbiorców zakwalifikowanych do grup taryfowych G przyłączonych do sieci danego przedsiębiorstwa, tj. dla odbiorców zużywających energię elektryczną m.in. na potrzeby gospodarstw domowych, pomieszczeń gospodarczych związanych z prowadzeniem gospodarstw domowych, lokali o charakterze zbiorowego mieszkania itd., szczegółowo wskazanych w taryfie przedsiębiorstwa. Należy zauważyć, że zasady kwalifikacji odbiorców do grup taryfowych są jednolite w skali kraju.

Taryfy dla tych przedsiębiorstw są zatwierdzane zarówno w centrali Urzędu ([departament DRE](#)), jak i [oddziałach terenowych](#).

Przedsiębiorstwa, przedstawiając taryfy do zatwierdzenia, zobowiązane były dołączyć materiał analityczny, pozwalający na stwierdzenie zasadności proponowanych zmian cen i stawek opłat oraz zgodności przedłożonej taryfy z obowiązującymi przepisami prawa.

Rezultatem procesu zatwierdzania taryf dla tego typu przedsiębiorstw jest ustalenie stawek opłat, a także cen w grupach taryfowych G, na poziomie pokrywającym koszty uznane przez Prezesa

URE za uzasadnione oraz w taki sposób, aby chroniony był również interes odbiorcy. Dodatkowo, sprawdzane są porównawcze płatności dla odbiorców według proponowanych cen i stawek opłat do płatności, jakie odbiorca tego przedsiębiorstwa ponosiłby będąc odbiorcą spółki dystrybucyjnej, od której przedsiębiorstwo dokonuje zakupu usług dystrybucji energii elektrycznej. Należy jednakże podkreślić, że jest to działanie dodatkowe i wspomagające, a nie decydujące o wysokości stawek opłat.

Ze względu na specyfikę przedsiębiorstw, ponoszonych przez nie kosztów, stopnia uzmiennienia stawek opłat, jak również różnorodności w zakresie stopnia wykorzystania mocy przez odbiorców, nie zawsze udaje się osiągnąć efekt niższych płatności niż u dostawcy, chociażby przez fakt dodania do kosztów zakupu usług dystrybucyjnych kosztów własnych, czy wielkości zwrotu z zaangażowanego kapitału itd.

Dodatkowym elementem taryf dla energii elektrycznej, który mógł w sposób zasadniczy wpłynąć na wynik finansowy przedsiębiorstw, także na zmianę płatności odbiorców, była konieczność uwzględnienia przy ustalaniu przychodu regulowanego, stosownie do przepisów rozporządzenia taryfowego elektroenergetycznego – salda konta regulacyjnego, wynikającego z różnicy pomiędzy przychodami planowanymi w taryfie, a faktycznie uzyskanymi w 2021 r. (zarówno na plus, jak i na minus).

.....

3. Wyznaczanie operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych

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

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

Ustawa – Prawo energetyczne określa warunki funkcjonowania oraz zadania operatorów systemów.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych (OSD) funkcjonujący w przedsiębiorstwie pionowo zintegrowanym, obsługujący więcej niż 100 tys. przyłączonych do swojej sieci odbiorców, mają obowiązek uzyskania niezależności pod względem formy prawnej, organizacyjnej oraz podejmowania decyzji (art. 9d ustawy – Prawo energetyczne).

W Polsce działa jeden operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego – PSE S.A.

Wyznaczanie operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych (OSD)

W 2022 r. Prezes URE wyznaczył pięciu OSD, których nie dotyczył obowiązek rozdziału prawnego. Zgodnie ze złożonymi wnioskami, przedsię-

biorcy ci są operatorami na sieciach, na których prowadzą działalność koncesjonowaną.

Zmiany w decyzjach wyznaczających OSD, w tym przedłużenie okresu obowiązywania

W 2022 r. Prezes URE dokonał zmian w 9 decyzjach wyznaczających OSD. W ich wyniku, według stanu na koniec 2022 r., na rynku energii elektrycznej funkcjonowało 189 operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, w tym pięciu prawnie wydzielonych OSD.

4. Zatwierdzanie Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci

W 2022 r. Prezes URE pięciokrotnie zatwierdził zmiany IRiESP dla OSP (PSE S.A.) oraz trzykrotnie modyfikacje warunków dotyczących bilansowania.

W zakresie IRiESD dla OSD, Prezes URE zatwierdził zmiany tych Instrukcji:

- jednokrotnie dla PGE Dystrybucja S.A.,
- dwukrotnie dla ENEA Operator Sp. z o.o.,
- trzykrotnie dla Stoen Operator Sp. z o.o.,
- czterokrotnie dla ENERGA-OPERATOR S.A.,
- jednokrotnie dla TAURON Dystrybucja S.A.

Wszystkie decyzje dostępne są na stronie Biuletynu Informacji Publicznej URE³⁹⁾.

³⁹⁾ <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/inne-decyzje-informacja/4193,Inne-decyzje-informacje-sprawozdania-opublikowane-w-2022-r.html>

5. Zamknięte systemy dystrybucyjne

W następstwie nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne, dokonanej ustawą z 20 maja 2021 r., wprowadzono przepisy art. 9da-9dc regulujące nową instytucję prawną, tj. zamknięty system dystrybucyjny. Zgodnie z art. 9da ust. 1, Prezes URE, na wniosek operatora systemu dystrybucyjnego, stwierdza, w drodze decyzji, 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 2022 r. do Prezesa URE wpłynęło 8 wniosków o stwierdzenie zamkniętego systemu dystrybucyjnego: 5 z nich opierało się na przesłance z art. 9da ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, 3 dotyczyły przesłanki z art. 9da ust. 1 pkt 1 ustawy.

Prezes URE wydał 8 decyzji stwierdzających zamknięty system dystrybucyjny.

6. Wspólny rynek energii elektrycznej – wdrożenie wytycznych i kodeksów sieciowych

Wytyczne i kodeksy sieciowe

Tabela 19. Obowiązujące rozporządzenia Komisji Europejskiej (kodeksy sieciowe i wytyczne KE)

Nazwa kodeksu sieci / wytycznych	Publikacja
Rozporządzenie Komisji (UE) 2015/1222 z 24 lipca 2015 r. ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi	Dz. Urz. UE L 197 z 25.07.2015, s. 24 ze zm.
Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1719 z 26 września 2016 r. ustanawiające wytyczne dotyczące długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych	Dz. Urz. UE L 259 z 27.09.2016, s. 42 ze zm.
Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2195 z 23 listopada 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania	Dz. Urz. UE L 312 z 28.11.2017, s. 6 ze zm.
Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1388 z 17 sierpnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru	Dz. Urz. UE L 223 z 18.08.2016, s. 10
Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeksy sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci	Dz. Urz. UE L 112 z 27.04.2016, s. 1
Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1447 z 26 sierpnia 2016 r. ustanawiające kodeksy 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.

Źródło: Opracowanie własne URE.

W 2022 r. były kontynuowane prace zapoczątkowane w 2020 r., dotyczące zmiany rozporządzenia 2015/1222 w zakresie dostosowania go do przepisów wprowadzonych rozporządzeniem 2019/943, oraz weryfikacją przepisów, które w opinii organów regulacyjnych oraz ACER należało zmienić lub dodać, a które zostały stwierdzone już podczas stosowania tego rozporządzenia.

W grudniu 2022 r. zakończono prace nad opracowaniem wytycznych ramowych ACER dla nowych regulacji dotyczących strony popytowej⁴⁰⁾. Dokument przygotowano zgodnie z art. 59 ust. 1 lit. e) rozporządzenia (UE) 2019/943 i na podstawie wniosku Komisji Europejskiej.

Decyzja ACER w zakresie ustalenia regionów wyznaczania zdolności przesyłowych (CCR)⁴¹⁾, wydana na podstawie rozporządzenia 2015/1222, spowodowała konieczność podjęcia 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 – 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 (tab. 20 str. 48).

Ponadto, na podstawie rozporządzenia (UE) 2019/943, wydane zostały następujące decyzje⁴²⁾:

- decyzja ACER Nr 11/2022 w sprawie alternatywnych konfiguracji obszarów rynkowych, które mają być wykorzystane w przeglądzie obszarów rynkowych,
- decyzja ACER Nr 05/2022 w sprawie określenia regionów zarządzania pracą połączonych systemów; w jej ramach obszary regulacyjne operatorów systemów przesyłowych Irlandii oraz Irlandii Północnej zostały włączone do regionu zarządzania pracą połączonych systemów Europy Środkowej, a południowo zachodni region wyznaczania zdolności przesyłowych (SWE) oraz w konsekwencji obszary regulacyjne hiszpańskiego i portugalskiego operatora systemu przesyłowego zostały włączone do nowego re-

gionu zarządzania pracą połączonych systemów SWE,

- decyzja Prezesa URE zatwierdzająca wkład do sprawozdania OSP za rok 2020 z udostępniania zdolności przesyłowych zgodnie z trajektorią liniową określoną w planie działania,
- decyzja Prezesa URE zatwierdzająca wkład do sprawozdania OSP za rok 2021 z udostępniania zdolności przesyłowych zgodnie z trajektorią liniową określoną w planie działania,
- decyzja Prezesa URE dotycząca przyznania OSP odstępstwa od obowiązku udostępniania międzystrefowych zdolności przesyłowych dnia następnego, zgodnie z wymaganiami wynikającymi z art. 16 ust. 8 rozporządzenia (UE) 2019/943.

Wdrażanie wytycznych i kodeksów sieciowych na poziomie regionalnym i krajowym

W 2022 r. Prezes URE kontynuował działania związane z przyłączeniowymi Kodeksami Sieci (rozporządzenia: 2016/631, 2016/1388 oraz 2016/1447).

W lutym 2022 r. do Prezesa URE wpłynęły dwa wnioski właściciela modułu wytwarzania energii o przedłużenie ważności tymczasowych pozwoleń na użytkowanie „ION” wydanych przez OSP, odrębnie dla dwóch modułów wytwarzania energii typu D⁴³⁾. Pozwolenie ION uprawnia właściciela

⁴⁰⁾ https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Framework_Guidelines/-Framework%20Guidelines/FG_DemandResponse.pdf

⁴¹⁾ Regiony wyznaczania zdolności przesyłowych zostały ustalone decyzją ACER nr 06/2016 z 17 listopada 2016 r. (opublikowaną na stronie internetowej ACER: http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2006-2016%20on%20CCR.pdf), ze zmianami.

⁴²⁾ Decyzje dostępne na stronach:

- ACER: <https://www.acer.europa.eu/documents/official-documents/individual-decisions>
- PURE: ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskie/decyzje
- <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/inne-decyzje-informacji/4193,Inne-decyzje-informacje-sprawozdania-opublikowane-w-2022-r.html>

⁴³⁾ Do typu D zalicza się moduły wytwarzania energii o wartość 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.

Tabela 20. Metody lub warunki zatwierdzone w 2022 r.⁴⁴⁾

Wytyczne KE/Kodeks Sieci, Rozporządzenie	Warunki lub metody	Obszar	Organ wydający decyzję
2015/1222	Zmiana procedur rezerwowych	CCR Hansa	Decyzja Prezesa URE z 13 maja 2022 r.
2015/1222	Zmiana metody podziału kosztów rozdysponowania lub zakupów przeciwnych	CCR Hansa	Decyzja Prezesa URE z 20 października 2022 r.
2015/1222	Zmiana metody wyznaczania zdolności przesyłowych dnia bieżącego	CCR Core	Decyzja ACER Nr 06/2022 z 19 kwietnia 2022 r.
2015/1222	Zmiana procedur rezerwowych	CCR Core	Decyzja Prezesa URE z 8 kwietnia 2022 r.
2016/1719	Zmiana metody podziału, kosztów ustanowienia, rozwoju i obsługi wspólnej platformy alokacji	UE	Decyzja ACER Nr 09/2022 z 18 lipca 2022 r.
2016/1719	Zmiana metody podziału dochodu z ograniczeń	UE	Decyzja ACER Nr 10/2022 z 18 czerwca 2022 r.
2016/1719	Zmiana zasad nominacji fizycznych praw przesyłowych	granice obszarów rynkowych pomiędzy Austrią, Chorwacją, Czechami, Niemcami, Węgrami, Polską, Słowacją i Słowenią	Decyzja Prezesa URE z 28 kwietnia 2022 r.
2017/2195	Odstępstwo od wymogu wdrożenia terminu, w jakim operator systemu przesyłowego korzysta z europejskiej platformy wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną (aFRR)	Polska	Decyzja Prezesa URE z 20 czerwca 2022 r.
2017/2195	Odstępstwo od wymogu wdrożenia terminu, w jakim operator systemu przesyłowego korzysta z europejskiej platformy wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną (mFRR)	Polska	Decyzja Prezesa URE z 20 czerwca 2022 r.
2017/2195	Zmiana ram wdrażania dla europejskiej platformy procesu kompensowania niebilansowań	UE	Decyzja ACER Nr 16/2022 z 30 września 2022 r.
2017/2195	Zmiana ram wdrażania dla europejskiej platformy wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną (aFRR)	UE	Decyzja ACER Nr 15/2022 z 30 września 2022 r.
2017/2195	Zmiana ram wdrażania dla europejskiej platformy wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną (mFRR)	UE	Decyzja ACER Nr 14/2022 z 30 września 2022 r.
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 Nr 3/2022 z 25 lutego 2022 r.
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 wykaz środków, które mają być wdrażane przez przedmiotowych SGU określonych przez OSP zgodnie z art. 11 ust. 4 lit. c) i art. 23 ust. 4 lit. c) Rozporządzenia 2017/2196	Polska	Decyzja Prezesa URE z 17 maja 2022 r.
2017/1485	Zasady określania wielkości rezerw odbudowy częstotliwości (FRR)	Blok LFC (PSE S.A.)	Decyzja Prezes URE z 27 czerwca 2022 r.
2017/1485	Środki mające na celu ograniczenie uchybu regulacyjnego odbudowy częstotliwości (FRCE) oraz koordynacja działań zmierzających do zmniejszenia FRCE	Blok LFC (PSE S.A.)	Decyzja Prezes URE z 27 czerwca 2022 r.
2017/1485	Przedłużenie okresu osiągnięcia porozumienia organów regulacyjnych obszaru synchronicznego Europy kontynentalnej w sprawie propozycji dotyczącej minimalnego okresu aktywacji, który muszą zapewniać dostawcy FCR (z ang. <i>Frequency containment reserve</i>) zgodnie z art. 156 ust. 10 rozporządzenia 2017/1485	Obszar synchroniczny Europy kontynentalnej	Decyzja ACER Nr 08/2022 z 18 lipca 2022 r.

Źródło: Opracowanie własne URE.

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. W procedurze

⁴⁴⁾ Patrz przypis 42.

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 niniejszego tego rozporządzenia. Po przeprowadzeniu postępowania Prezes URE postanowił, w drodze decyzji, o przedłużeniu okresu, przez który właściciel modułu wytwarzania energii może utrzymać status pozwoleń na użytkowanie ION – wydanych przez OSP odrębnie dla dwóch modułów wytwarzania energii typu D. Informacja o odstępstwach została zamieszczona w prowadzonym przez Prezesa URE, zgodnie z artykułem 64 rozporządzenia 2016/631, Rejestrze odstępstw od wymogów przyłączeniowych kodeksów sieciowych publikowanym na stronie internetowej URE⁴⁵⁾ oraz została opublikowana na dedykowanym rejestrze odstępstw prowadzonym przez ACER⁴⁶⁾.

W IV kwartale 2022 r. do Prezesa URE wpłynął wniosek właściciela modułu wytwarzania energii typu B o przyznanie odstępstwa od niektórych wymogów rozporządzenia 2016/631. Postępowanie nie zakończyło się w 2022 r.

We wrześniu 2022 r. do Prezesa URE wpłynął wniosek OSD w trybie art. 4 ust. 1 pkt a lit. (iii) rozporządzenia 2016/631, o wydanie decyzji stwierdzającej konieczność zawarcia nowej umowy przy-

łączeniowej oraz określenia wymogów tego rozporządzenia – w związku z dokonaniem stosownego powiadomienia OSD przez właściciela istniejącego modułu wytwarzania energii o planowanej modernizacji obiektu będącego farmą wiatrową. Postępowanie nie zakończyło się w 2022 r.

W związku z wątpliwościami dotyczącymi kwalifikacji instalacji, w październiku 2022 r. OSD złożył wniosek o rozstrzygnięcie, czy dany moduł wytwarzania spełnia wymogi uznania za istniejący, czy nowy – w rozumieniu rozporządzenia 2016/631. Biorąc pod uwagę postanowienia art. 8a ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym w wątpliwych przypadkach to OSD, do którego sieci są przyłączone urządzenia, instalacje lub sieci, może złożyć do Prezesa URE wniosek o rozstrzygnięcie, czy te urządzenia, instalacje lub sieci spełniają wymogi uznania ich za istniejące, czy nowe. Postępowanie nie zakończyło się w 2022 r.

W listopadzie 2022 r. do Prezesa URE wpłynął wniosek OSD, przyłączonego do systemu innego niż system przesyłowy, o wydanie decyzji na podstawie art. 4 ust. 1 lit. a) ppkt (iii) rozporządzenia 2016/1388, czy konieczna jest zmiana obowiązującej umowy przyłączeniowej, czy też potrzebna jest nowa umowa przyłączeniowa, oraz które wymogi określone w tym rozporządzeniu mają zastosowanie – w związku z dokonaniem stosownego powiadomienia OSD o planowanej modernizacji lub wymianie urządzeń mogącej mieć wpływ na zdolności techniczne istniejącego systemu dystrybucyjnego przyłączonego do systemu innego niż system przesyłowy. Postępowanie nie zakończyło się w 2022 r.

.....

7. Działania związane z rynkiem mocy

W 2022 r. rynek mocy w Polsce funkcjonował według niezmienionych zasad. Przepisy prawa stanowiące jego podstawy, zarówno europejskie (rozporządzenie 2019/943), jak i krajowe (ustawa o rynku mocy), pozostały nie zmienione.

W ostatnim roku znacząco zwiększyła się liczba potencjalnych zagranicznych dostawców mocy. Zgodnie z obowiązującymi przepisami, w polskim rynku mocy mogą uczestniczyć zagraniczni dostawcy mocy zlokalizowani w strefie profilu synchronicznego, w systemach przesyłowych Republiki Litewskiej oraz Królestwa Szwecji⁴⁷⁾.

Realizując obowiązki wynikające z ustawy o rynku mocy, Prezes URE w 2022 r.:

- ogłosił ostateczne wyniki aukcji głównej na rok dostaw 2026⁴⁸⁾,

⁴⁷⁾ Warunkiem uczestnictwa jest zawarcie umów pomiędzy polskim operatorem systemu przesyłowego a operatorami z ww. stref. W przypadku profilu synchronicznego, muszą to być operatorzy wszystkich systemów przesyłowych połączonych bezpośrednio z KSE. Ze względu na fakt, że do końca 2021 r. ww. warunek nie był spełniony, w aukcjach na polskim rynku mocy mogli brać udział jedynie dostawcy przyłączeni do systemów mających połączenia stałoprądowe z KSE, tj. ze Szwecji oraz Litwy. Dla przyspieszenia negocjacji, Prezes URE, wspólnie z niemieckim regulatorem BnetA, włączył się do procesu uzgodnień pomiędzy operatorami, co doprowadziło do zawarcia 12 sierpnia 2022 r. umowy, która umożliwiła udział dostawców mocy zlokalizowanych w strefie profilu synchronicznego w aukcji wstępnej, a w konsekwencji w aukcji głównej dla roku dostaw 2027.

⁴⁸⁾ Informacja Prezesa URE nr 2/2022.

⁴⁵⁾ <https://bip.ure.gov.pl/bip/rejestry-i-bazy/rejestr-odstepstw-od-wymogow-p/4301,Rejestr-odstepstw-od-wymogow-przylaczeniowych-kodeksow-sieciowych.html>

⁴⁶⁾ <https://aegis.acer.europa.eu/record/>

- ogłosił ostateczne wyniki aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały roku dostaw 2023⁴⁹⁾,
- wystąpił z wnioskiem do Ministra Klimatu i Środowiska dotyczącym wielkości zapotrzebowania na moc w aukcji głównej dla roku dostaw 2027 oraz w aukcjach dodatkowych dla roku dostaw 2024,
- przekazał Ministrowi Klimatu i Środowiska opinię dotyczącą parametrów aukcji głównej dla roku dostaw 2027 oraz parametrów aukcji dodatkowych dla roku dostaw 2024,
- wyznaczył wybrane godziny doby przypadające na godziny szczytowego zapotrzebowania na moc w systemie, wyznaczone odrębnie dla kwartałów roku dostaw 2023⁵⁰⁾,
- skalkulował stawki opłaty mocowej na 2023 r.⁵¹⁾,
- obliczył jednostkową stawkę kary za niewykonanie obowiązku mocowego obowiązującą w roku 2023⁵²⁾.

Dodatkowo, na podstawie art. 79 pkt 7 ustawy o rynku mocy, Prezes URE rozstrzygnął sprawę sporną pomiędzy przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się dystrybucją energii elektrycznej a odbiorcą końcowym, dotyczącą odmowy połączenia punktów pomiarowych zgodnie z art. 70b ust. 2 ustawy o rynku mocy.

Ponadto, Prezes URE udzielał odpowiedzi uczestnikom rynku mocy na wiele pytań, które pojawiły się w związku z obowiązywaniem ustawy, w szczególności w zakresie obowiązków pod-

dania się certyfikacji ogólnej, certyfikacji do aukcji czy danych do kalkulacji i publikacji stawek opłaty mocowej oraz wyznaczenia wybranych godzin doby przypadających na godziny szczytowego zapotrzebowania na moc w systemie dla roku dostaw 2022, a także poboru opłaty mocowej.

Stosownie do wymagań ustawy o rynku mocy, Prezes URE otrzymał od operatora, którym w myśl art. 2 ust. 1 pkt 27 ustawy o rynku mocy jest PSE S.A., informacje dotyczące:

- przebiegu certyfikacji ogólnej w 2022 r., certyfikacji do aukcji dla roku dostaw 2027, przebiegu aukcji dodatkowych na rok dostaw 2023 oraz przebiegu aukcji głównej na rok dostaw 2027,
- parametrów do aukcji głównej na rok dostaw 2027 oraz do aukcji dodatkowych na rok dostaw 2024.

Decyzją z 29 grudnia 2022 r.⁵³⁾, Prezes URE zatwierdził zmiany w Regulaminie rynku mocy. Aktualizacja wprowadziła obowiązek dla dostawców mocy do corocznego złożenia oświadczenia dotyczącego daty rozpoczęcia produkcji komercyjnej przez wszystkie jednostki rynku mocy certyfikowane na dany rok dostaw oraz połączyła proces składania oświadczeń dotyczących daty rozpoczęcia produkcji komercyjnej z oświadczeniami dotyczącymi limitu emisji. Modyfikacja była konieczna dla prawidłowego stosowania przepisów art. 8 ustawy o rynku mocy.

Certyfikacja ogólna w 2022 r.

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.

Udział w certyfikacji ogólnej jest dobrowolny, za wyjątkiem jednostek fizycznych wytwórczych istniejących o mocy brutto co najmniej 2 MW, których właściciele, zgodnie z art. 11 ustawy o rynku mocy, zobowiązani są do ich zgłoszenia w każdym roku.

W 2022 r. w ramach certyfikacji ogólnej złożono 1 412 wniosków, tj. o 12,6 proc. więcej niż w 2021 r. Do rejestru rynku mocy wpisano 1 379 jednostek, tj. o 12,6 proc. więcej niż rok wcześniej. Moc osiągalna netto jednostek fizycznych wpisanych do rejestru opiewa na 53,8 GW (wzrost w porównaniu z rokiem poprzednim o 3,7 proc.)⁵⁴⁾.



Foto: Depositphotos

⁴⁹⁾ Informacja Prezesa URE nr 19/2022.

⁵⁰⁾ Informacja Prezesa URE nr 40/2022.

⁵¹⁾ Informacja Prezesa URE nr 43/2022.

⁵²⁾ Informacja Prezesa URE nr 63/2022.

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

⁵⁴⁾ Infografika_PSE_RynekMocy_CO2022.pdf

Certyfikacja do aukcji głównej w 2021 r. na rok dostaw 2026 oraz certyfikacja do aukcji głównej w 2022 r. na rok dostaw 2027

Tabela 21. Dane dotyczące wydania certyfikatów w ramach przeprowadzonej certyfikacji do aukcji głównej w latach 2021 i 2022

Jednostki Rynku Mocy	2021 r. [szt.]	2022 r. [szt.]
Jednostka wytwórcza istniejąca – udział w aukcji głównej i rynku wtórnym	29	25
Jednostka wytwórcza istniejąca – udział wyłącznie na rynku wtórnym	66	57
Modernizowana jednostka wytwórcza	10	10
Nowa jednostka wytwórcza	11	10
Niepotwierdzona jednostka redukcji zapotrzebowania	60	72
Potwierdzona jednostka redukcji zapotrzebowania	4	4
RAZEM	180	178

Źródło: URE.

Tabela 22. Obowiązki mocowe w aukcji głównej i rynku wtórnym na lata 2026 i 2027 oferowane w ramach przeprowadzonych certyfikacji w latach 2021 i 2022

Jednostki Rynku Mocy	2021 r. [MW]	2022 r. [MW]
Jednostka wytwórcza istniejąca	1 732	2 780
Jednostka istniejąca – magazyn energii	805	277
Modernizowana jednostka wytwórcza	487	213
Modernizowany magazyn energii	171	121
Nowa jednostka wytwórcza	2 340	1 429
Nowy magazyn energii	206	369
Niepotwierdzona jednostka redukcji zapotrzebowania	1 981	1 896
Potwierdzona jednostka redukcji zapotrzebowania	34	4
RAZEM	7 756	7 089

Źródło: URE.

Aukcje dodatkowe na I, II, III i IV kwartał roku dostaw 2023 (odbyły się 17 marca 2022 r.)

Tabela 23. Dane dotyczące aukcji dodatkowych na wszystkie kwartały roku dostaw 2023

Kwartał roku dostaw 2023	Liczba ofert, które wygrały aukcję dodatkową	Sumaryczna wielkość obowiązków mocowych wynikająca z zawartych umów mocowych dla danego roku dostaw [MW]	Cena zamknięcia [zł/kW/rok]
I	48	1 254	333,68
II	32	489	190,00
III	29	435	212,40
IV	50	1 227	364,00

Źródło: URE.

Aukcja główna na rok dostaw 2027 (odbyła się 15 grudnia 2022 r.)

Tabela 24. Dane dotyczące aukcji głównej na rok dostaw 2027

	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	88	4 829	406,35
Jednostki zagraniczne ogółem w tym:	7	550	x
- strefa profilu synchronicznego	6	300	399,00
- system przesyłowy Republiki Litewskiej	1	250	298,00
RAZEM	95	5 379	x

Źródło: URE.

Na rok dostaw 2027 łącznie zakontraktowano 18 712 MW, w tym 5 379 MW w aukcji głównej na rok dostaw 2027 oraz 13 333 MW w wyniku umów wieloletnich w aukcjach dla lat 2021–2026.

Sumaryczna wielkość obowiązków mocowych, wynikająca z zawarcia umów mocowych na więcej niż jeden rok dostaw w aukcji głównej organizowanej na rok dostaw 2027, wynosi 1 468 MW (tab. 25, rys. 22-23 str. 52).

Koszty rynku mocy w latach 2024–2027 będą powiększone o koszty zakupu obowiązków mocowych w ramach aukcji dodatkowych⁵⁵⁾ (rys. 24 str. 52, rys. 25-26 str. 53).

Realizacja procesów rynku mocy w 2022 r. przebiegała terminowo oraz bez zakłóceń.

Aukcja główna na 2027 r. była drugą z rzędu, która zakończyła się w pierwszej rundzie, w efekcie czego cena zamknięcia była po raz kolejny rekordowa, przewyższając ubiegłoroczną o 1,49 proc. Kształtowanie się ceny zamknięcia na najwyższym możliwym poziomie wynika ze zbyt niskiej podaży obowiązków mocowych (5 379 MW) w stosunku do zapotrzebowania (6 237 MW). Podstawową przyczyną takiego stanu rzeczy jest struktura wytwarzania energii elektrycznej w Polsce, w której dominują źródła niespełniające limitu emisji, a tym samym niemogące korzystać ze wsparcia na rynku mocy.

Niepewna sytuacja gospodarcza w Europie, w tym w szczególności duże wahania cen gazu,

⁵⁵⁾ 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.

Tabela 25. Podsumowanie wyników aukcji na lata 2021–2027

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Podaż mocy [MW]	25 505	12 534	13 301	11 914	2 851	7 000	5 000
Zapotrzebowanie na moc w aukcji głównej [MW]*	22 732	10 544	10 708	9 088	2 526	7 991	6 237
Moc zakontraktowana na aukcji głównej [MW]	22 427	10 580	9 779	8 671	2 367	7 189	5 379
Cena max cenotwórcy [zł/kW/rok]	327,80	366,00	406,90	404,30	414,70	400,40	406,40
Cena max cenobiocy [zł/kW/rok]	193,00	198,00	203,00	183,00	179,00	186,00	187,00
Cena min cenobiocy [zł/kW/rok]	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Cena zamknięcia aukcji [zł/kW/rok]	240,32	198,00	202,99	259,87	172,85	400,39**	406,35***
Koszty roczne [mln zł]****	5 530	5 249	5 267	5 272	4 877	5 562	5 888
Koszty roczne wg OSR [mln zł]	3 979	3 819	3 529	3 789	3 909	3 959	3 839
Moc łączna zakontraktowana [MW]****	22 916	23 701	23 213	21 255	20 620	17 969	18 712

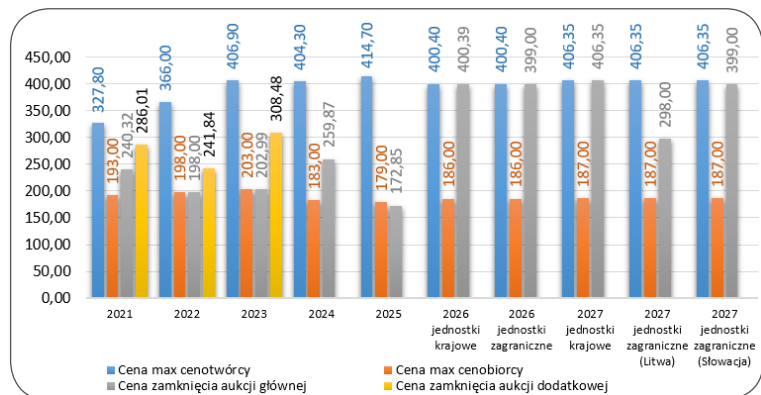
* Zapotrzebowanie na moc określa dla każdego roku rozporządzenie ministra właściwego do spraw energii w sprawie parametrów aukcji głównej.

** Tabela zawiera cenę dla jednostek krajowych, cena dla jednostek zagranicznych wynosi 399 zł/kW/rok.

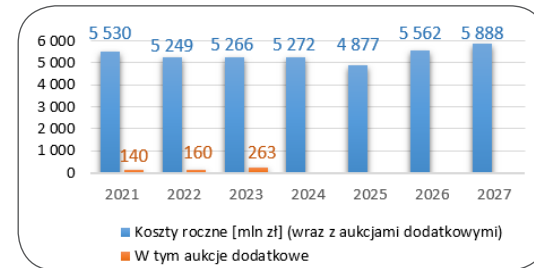
*** Tabela zawiera cenę dla jednostek krajowych, cena dla jednostek zagranicznych wynosi 399 zł/kW/rok dla profilu synchronicznego oraz 298 zł/kW/rok dla połączenia z Litwą.

**** Uwzględniono aukcje dodatkowe oraz kontrakty wieloletnie.

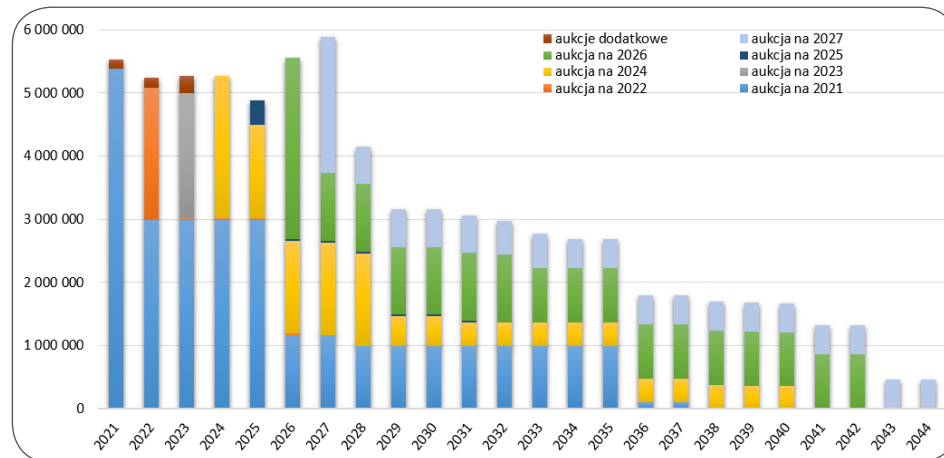
Źródło: URE.

Rysunek 22. Ceny w aukcjach 2021–2027 [w zł/kW/rok]

Źródło: URE na podstawie informacji PSE S.A. zamieszczonych na stronie internetowej, pod adresem: <https://www.pse.pl/aktualnosci-rynku-mocy>

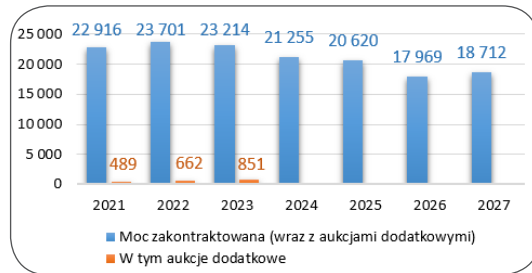
Rysunek 23. Koszty roczne rynku mocy dla lat 2021–2027 [mln zł]

Źródło: URE na podstawie informacji PSE S.A. zamieszczonych na stronie internetowej, pod adresem: <https://www.pse.pl/aktualnosci-rynku-mocy>

Rysunek 24. Koszty roczne umów mocowych na lata 2021–2044, zawarte w wyniku aukcji mocy, które odbyły się w latach 2018–2022 [tys. zł]

Źródło: URE na podstawie informacji PSE S.A. zamieszczonych na stronie internetowej, pod adresem: <https://www.pse.pl/aktualnosci-rynku-mocy>

Rysunek 25. Moc zakontraktowana dla lat 2021–2027 [MW]



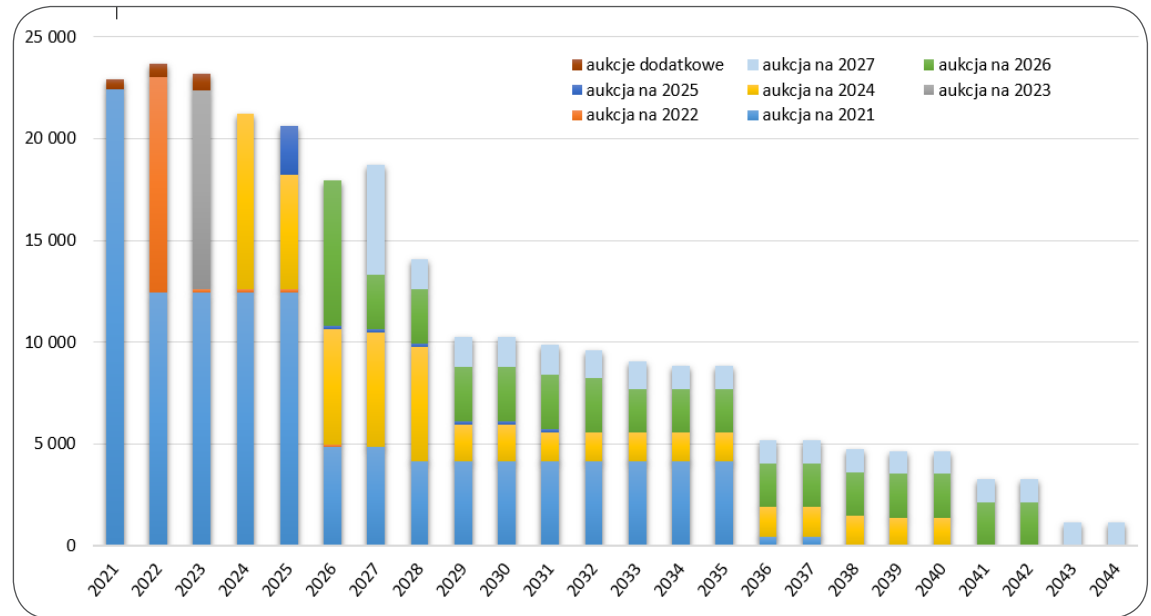
Źródło: URE na podstawie informacji PSE S.A. zamieszczonych na stronie internetowej, pod adresem: <https://www.pse.pl/aktualnosci-rynku-mocy>

spowodowane wojną w Ukrainie, są kolejnym czynnikiem negatywnie wpływającym na podaż mocy w aukcji głównej na rok 2027. Obowiązki mocowe, oferowane przez podmioty planujące budowę nowych jednostek wytwórczych, były na poziomie o ok. 50 proc. niższym w stosunku do aukcji głównej na rok 2026, przy czym w przypadku nowych jednostek opalanych gazem spadek ten wynosi 55 proc.

Pozytywnym symptomem zmian, powoli zachodzących w polskim sektorze elektroenergetycznym, są kontrakty zawarte po raz pierwszy na rynku mocy przez inwestorów w odnawialne źródła energii oraz magazyny energii.

Udział DSR na poziomie ok. 1 500 MW w kontraktach zawartych na rok dostaw 2027, jest praktycznie na niezmiennym poziomie w stosunku do aukcji na rok 2026 co oznacza, że jest to wielkość mocy obecnie dostępna w Polsce w ramach usługi DSR (rys. 27 str. 54).

Rysunek 26. Moc zakontraktowana na lata 2021–2044 w wyniku aukcji mocy, które odbyły się w latach 2018–2022 [MW]



Źródło: URE na podstawie informacji PSE S.A. zamieszczonych na stronie internetowej, pod adresem: <https://www.pse.pl/aktualnosci-rynku-mocy>

Inne działania w obszarze rynku mocy

Europejska ocena wystarczalności zasobów 2022 (European Resources Adequacy Assessment 2022 – ERAA 2022)

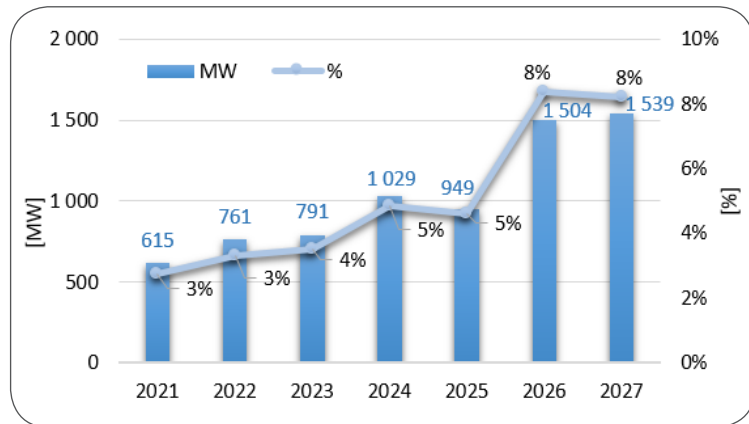
30 listopada 2022 r. ENTSO-E przedłożyła ACER drugą europejską ocenę adekwatności zasobów ERAA 2022. ACER, przy współpracy z organami regulacyjnymi państw członkowskich, dokonała oceny ERAA 2022 w oparciu o kryteria takie, jak

w przypadku ERAA 2021, zgodnie z którymi ERAA powinna być rzetelna i stanowić obiektywną podstawę do oceny wystarczalności, zgodnie z wymogami rozporządzenia 2019/943.

Pomimo postępu we wdrożeniu metodologii oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim, zatwierdzonej decyzją ACER 24/2020⁵⁶⁾,

⁵⁶⁾ Decision no 24/2020 of the European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators of 2 October 2020 on the methodology for the European resource adequacy assessment.

Rysunek 27. Udział DSR w kontraktach zawartych na rynku mocy w latach 2021–2027



Źródło: URE.

w stosunku do ERAA 2021, to rozbieżności pomiędzy wykonaną przez ENTSO-E analizą, a wymogami wynikającymi z metodyki zawartej w tej decyzji, są wciąż zbyt duże. Dodatkowo przewiduje się, że obecny kryzys energetyczny w Europie w znacznym stopniu wpłynie na ewolucję europejskiego sektora energetycznego.

Biorąc pod uwagę powyższe czynniki uznano, że wykorzystanie ERAA 2022 do identyfikowania ryzyka związanego z adekwatnością zasobów oraz podejmowania decyzji w sprawie mechanizmów zapewniających zdolności wytwórcze, nie byłoby właściwe i ponownie ACER wraz z organami regulacyjnymi w wszystkich krajach członkowskich zdecydowali o braku akceptacji dla ww. analizy.

.....

8. Przyznawanie rekompensat dla przedsiębiorstw energochłonnych

Ustawa o systemie rekompensat wprowadziła możliwość przyznawania przez Prezesa URE rekompensat podmiotom działającym w określonych w 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. Ustawą tą wprowadzono szereg innych zmian w stosunku do lat ubiegłych. Przede wszystkim zmianie uległa lista sektorów uprawnionych do otrzymania rekompensat. Z wykazu sektorów i podsektorów energochłonnych zostały wykluczone m.in. sektory: produkcji nawozów i związków azotowych, produkcji chemikaliów organicznych podstawowych pozostałych czy górnictwa rud żelaza, które były znaczącymi beneficjentami pomocy w zakresie rekompensat przyznanych w poprzednich latach. Na liście sektorów uwzględniono natomiast – jako nowe – sektory wytwarzania i przetwarzania produktów rafinacji ropy naftowej oraz wytwarzania

wodoru. Inaczej niż w poprzednich latach, rekompensaty w 2022 r. były wyliczane w oparciu o rzeczywiste zużycie energii elektrycznej i rzeczywistą wielkość produkcji w roku kalendarzowym, za który rekompensaty zostały przyznane, tj. w 2021 r. (nie zaś na podstawie wartości historycznych, jak miało to miejsce przed nowelizacją).

Na gruncie nowych przepisów zrezygnowano z mechanizmu znaczącego zwiększenia zdolności produkcyjnych, a także z mechanizmu bieżącego obniżenia poziomu produkcji w porównaniu do wartości historycznych (mającego wpływ na wysokość przyznawanych rekompensat). Jako nowe rozwiązanie, w stosunku do rekompensat przyznawanych w latach poprzednich, pojawiła się instytucja tzw. rekompensat dodatkowych, obliczana jako różnica pomiędzy jedną trzecią wartości przyznanych rekompensat, a wartością odpowiadającą 1,5 proc. wartości dodanej brutto danego podmiotu w roku kalendarzowym, za który są przyznawane rekompensaty.

W związku z powyższymi, opublikowano nowe wzory dokumentów niezbędnych do złożenia wniosku o przyznanie rekompensat za rok 2021, w tym formularz do przygotowania wniosku o ich przyznanie.

Ponadto, na potrzeby obliczenia wysokości rekompensat, 28 stycznia 2022 r. opublikowano Informację Prezesa URE nr 4/2022 w sprawie terminowej ceny uprawnień do emisji uwzględnianej przy obliczaniu rekompensat za rok 2021 oraz maksymalnego limitu środków finansowych przeznaczonych na przyznanie rekompensat za rok 2021. W informacji wskazano, że cena ta wy-

Tabela 26. Łączna kwota przyznanych rekompensat za lata 2019–2021

Rok	Liczba podmiotów, którym przyznano rekompensaty	Łączna kwota przyznanej rekompensaty [zł]
2019	25	340 881 910,50
2020	70	815 674 614,89
2021	92	785 342 924,97

Źródło: URE.

nosi 111,35 zł/t, oraz że maksymalny limit środków finansowych przeznaczanych na przyznanie rekompensat za rok 2021 wynosi 1 766 899 000,00 zł.

Do 30 kwietnia 2022 r. wpłynęło do URE 97 wniosków o przyznanie rekompensat za rok 2021 (co do zasady wnioski o przyznanie rekompensat dla sektorów i podsektorów energochłonnych składane są do Prezesa URE do 31 marca danego roku za rok poprzedni, jedynie w przypadku 2021 r. przesunięto ten termin do 30 kwietnia 2022 r.). Pozytywnie rozpatrzone zostały 92 wnioski, na łączną kwotę ponad 785,3 mln zł. Dwa złożone wnioski pozostawione zostały bez rozpatrzenia, natomiast w przypadku trzech wniosków wydano decyzję o odmowie przyznania rekompensat, przy czym jeden z wnioskodawców złożył odwołanie od niekorzystnego rozstrzygnięcia.

Informacja o uprawnionych podmiotach i kwocie rekompensat przysługujących beneficjentom przekazana została – stosownie do treści art. 11 ust. 4 ustawy o systemie rekompensat – do Ministerstwa Rozwoju i Technologii oraz do Banku Gospodarstwa Krajowego, który dokonuje ich wypłaty z Funduszu Rekompensat Kosztów Pośrednich.

Lista wszystkich podmiotów, którym Prezes URE przyznał rekompensaty za 2019, 2020 oraz

2021 rok, dostępna jest w prowadzonym przez UOKiK Systemie Udostępniania Danych o Pomocy Publicznej⁵⁷⁾.

W przypadku rekompensat przyznawanych za rok 2021 najwięcej, bo prawie 259 mln zł (33 proc. przyznanych środków), otrzymały przedsiębiorstwa działające w przemyśle ciężkim: producenci surowki żelazostopów, żeliwa i stali oraz wyrobów hutniczych. Kolejne cztery sektory z największym wsparciem ponad 374 mln zł (48 proc. przyznanych środków), to te zajmujące się produkcją papieru i tektury, wytwarzaniem i przetwarzaniem produktów rafinacji ropy naftowej, produkcją pozostałych podstawowych chemikaliów nieorganicznych oraz produkcją masy włóknistej. Szczegółowe informacje na temat przyznanych rekompensat w podziale na sektory i podsektory energochłonne przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 27. Łączna kwota przyznanych za rok 2021 rekompensat w podziale na sektory i podsektory energochłonne

PKD 2007/ PKWiU 2015	Opis	Łączna kwota przyznanej rekompensaty [zł]
24.10	Produkcja surowki żelazostopów, żeliwa i stali oraz wyrobów hutniczych	259 176 313,20
17.12	Produkcja papieru i tektury	145 895 144,91
19.20	Wytwarzanie i przetwarzanie produktów rafinacji ropy naftowej	82 805 886,13
20.13	Produkcja pozostałych podstawowych chemikaliów nieorganicznych	73 105 234,76

⁵⁷⁾ Nr środka pomocowego: za 2019 i 2020: SA.53850(2019/N) oraz za 2021: SA.64719(2022/N).

PKD 2007/ PKWiU 2015	Opis	Łączna kwota przyznanej rekompensaty [zł]
17.11	Produkcja masy włóknistej	72 946 993,46
24.44	Produkcja miedzi	44 622 271,88
24.51	Wszystkie kategorie produktu w sektorze odlewnictwa żeliwa	36 477 547,12
24.43	Produkcja ołowiu, cynku i cyny	32 548 254,17
24.42	Produkcja aluminium	18 101 721,08
20.11.11.50	Wodór	16 574 477,07
23.14.12.20	Maty z włókna szklanego	3 088 799,50
24.45	Produkcja pozostałych metali nieżelaznych	281,69
Razem		785 342 924,97

Źródło: Opracowanie własne URE.

Zwrot rekompensat

Zgodnie z art. 12 ust. 1 ustawy o systemie rekompensat, podmiot, któremu zostały przyznane rekompensaty, jest obowiązany do prowadzenia produkcji w instalacji przez okres dwóch lat następujących po roku kalendarzowym, w którym zostały mu przyznane rekompensaty. W przypadku zaprzestania tej produkcji – zgodnie z art. 13 ustawy – rekompensaty podlegają zwrotowi (chyba że podmiot wykaże, że zaprzestanie produkcji wynika z przeniesienia jej na terytorium państwa członkowskiego Unii Europejskiej, Szwajcarii lub państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym). W 2022 r. Prezes URE wydał jedną decyzję w sprawie zwrotu rekompensat z uwagi na zaprzestanie prowadzenia produkcji w instalacji, która uzyskała rekompensat.

saty za rok 2019, a kwota podlegająca zwrotowi przekraczała 5,7 mln zł.

Obowiązek ograniczenia emisji gazów cieplarnianych

Podmioty, które uzyskały rekompensaty, a także:

- a) zaliczają się do tzw. „dużych” przedsiębiorstw oraz
- b) z audytów energetycznych tych przedsiębiorstw wynika, że w przedsiębiorstwie zostały zidentyfikowane przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej, dla których okres zwrotu z nakładów nie przekracza trzech lat (nie należy mylić z okresem uzyskiwania oszczędności energii wskazanym w odniesieniu do danego przedsięwzięcia w zawiadomieniu o przeprowadzeniu audytu, składanym do Prezesa URE na potrzeby realizacji obowiązku określonego w art. 38 ust. 1 ustawy o efektywności energetycznej)

zobowiązane są do ograniczenia emisji gazów cieplarnianych bądź poprawy efektywności energetycznej.

Obowiązek ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, bądź poprawy efektywności energetycznej, może zostać spełniony poprzez:

- a) realizację przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej wskazanych w ostatnim na dzień złożenia wniosku audycie energetycznym przedsiębiorstwa, dla których okres zwrotu nakładów nie przekracza 3 lat,
- b) wykazanie, że w roku kalendarzowym, za który zostały przyznane rekompensaty, co najmniej

30 proc. energii elektrycznej, w odniesieniu do której podmiot ten uzyskał rekompensaty, zostało wytworzonej ze źródeł zapewniających uniknięcie emisji gazów cieplarnianych⁵⁸⁾,

- c) poniesienie nakładów finansowych, w wysokości nie mniejszej niż 50 proc. wartości rekompensat uzyskanych za dany rok kalendarzowy, na przedsięwzięcia mające na celu ograniczenie emisji gazów cieplarnianych.

Wykonanie przedmiotowego obowiązku rozlicza się w terminie:

- czterech lat od dnia wykonania audytu energetycznego przedsiębiorstwa, z którego wynikają te przedsięwzięcia (dotyczy przypadku, o którym mowa w pkt a powyżej),
- do 31 grudnia roku, w którym podmiot uzyskał rekompensaty (w przypadku wykonania obowiązków, o których mowa w pkt b i c powyżej).

W celu ułatwienia określenia 30 proc. energii elektrycznej, w odniesieniu do której podmiot zobowiązany uzyskał rekompensaty za dany rok, 29 listopada 2022 r. opublikowano komunikat zawierający szczegółowe informacje na ten temat wraz z przykładami obliczeń⁵⁹⁾.

⁵⁸⁾ Szczegółowe informacje dotyczące sposobu realizacji tego obowiązku zostały opublikowane na stronie Urzędu: <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/rekompensaty-sektorowe/realizacja-obowiazkow/10677,Komunikat-dotyczacy-sposobu-obliczenia-30-energii-elektrycznej-w-odniesieniu-do-.html>

⁵⁹⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/rekompensaty-sektorowe/realizacja-obowiazkow/10677,Komunikat-dotyczacy-sposobu-obliczenia-30-energii-elektrycznej-w-odniesieniu-do-.html>

Obowiązek sprawozdawczy

Zgodnie z art. 12b ust. 3 ustawy o systemie rekompensat, podmiot zobowiązany do realizacji obowiązku ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, do 31 grudnia roku, w którym uzyskał rekompensaty, przedstawia Prezesowi URE:

- a) sprawozdanie sporządzone zgodnie ze wzorem określonym w rozporządzeniu Ministra Rozwoju i Technologii z dnia 21 grudnia 2022 r. w sprawie wzoru sprawozdania potwierdzającego wykonanie obowiązku ograniczenia emisji gazów cieplarnianych lub poprawy efektywności energetycznej⁶⁰⁾ wraz z dokumentami lub ich kopiami potwierdzającymi realizację tego obowiązku,
 - b) oświadczenia o treści wskazanej w tym przepisie.
- Do 31 grudnia 2022 r. sprawozdanie, o którym mowa powyżej, złożyło 65 podmiotów, jeden podmiot złożył je po wymaganym terminie. Ze złożonych sprawozdań wynika, że:

- 14 podmiotów realizuje przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej wskazane w ostatnim na dzień złożenia wniosku audycie energetycznym przedsiębiorstwa, dla których okres zwrotu nakładów nie przekracza trzech lat,
- 12 podmiotów wskazało brak przedsięwzięć, dla których okres zwrotu nakładów nie przekracza trzech lat (co oznacza, że obowiązek został zrealizowany),
- 39 podmiotów realizuje obowiązek poprzez umorzenie gwarancji pochodzenia lub/i wytworzenie

⁶⁰⁾ Dz. U. z 2022 r. poz. 2765.

zenie energii elektrycznej w instalacjach odnawialnego źródła energii i zużycie tej energii elektrycznej na jego własne potrzeby.

Jeden podmiot realizuje obowiązek poprzez poniesienie nakładów finansowych w wysokości nie mniejszej niż 50 proc. wartości rekompensat uzyskanych za dany rok kalendarzowy, na przedsięwzięcia mające na celu ograniczenie emisji gazów.



9. Monitorowanie funkcjonowania operatorów

9.1. Monitorowanie realizacji zadań wykonywanych przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych

Monitorowanie wypełniania zadań ustawowych przez OSD w zakresie niedyskryminacyjnego dostępu do sieci

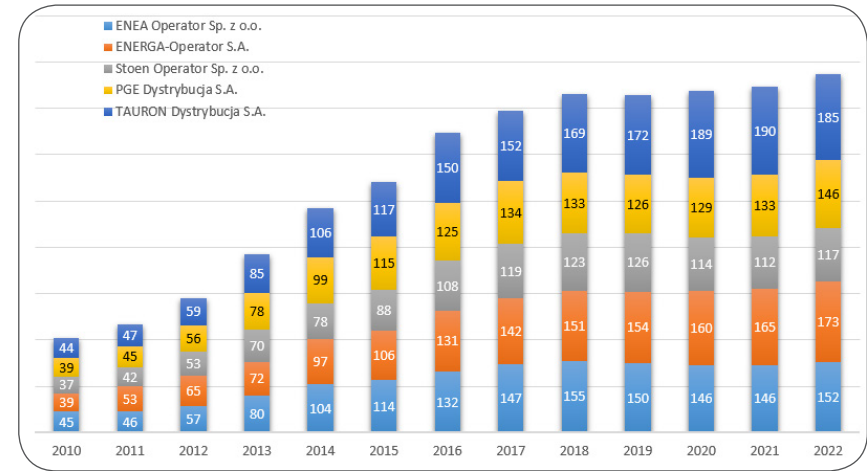
Jednym z ustawowych obowiązków OSD jest umożliwienie realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej poprzez wdrażanie warunków i trybu zmiany sprzedawcy energii elektrycznej. Koniecznym czynnikiem dla zapewnienia faktycznej możliwości korzystania przez odbiorcę z prawa zakupu energii elektrycznej od wybranego sprzedawcy jest posiadanie przez OSDp jak największej liczby umów o świadczenie usług dystrybucji ze sprzedawcami (GUD). Z analizy monitoringu Prezesa URE z lat 2010–2022 wynika, że liczba umów

GUD podpisywanych przez wszystkich OSD ze sprzedawcami systematycznie rosła do 2018 r., później utrzymywała się na stałym poziomie. W 2022 r. zaobserwować można niewielki wzrost (z wyjątkiem obszaru TAURON Dystrybucja, gdzie nastąpił spadek ze 190 do 185 umów GUD). Na koniec 2010 r. liczba ważnych GUD w zależności od operatora wynosiła od 37 do 45, natomiast w 2022 r. przedział ten wynosił od

117 do 185 umów. Najwięcej umów GUD na koniec 2022 r. (185) obowiązywało na obszarze TAURON Dystrybucja S.A., najmniej (117) – odnotowano na obszarze działania Stoen Operator Sp. z o.o.

Generalna umowa dystrybucji dla usługi kompleksowej (GUD-K) to umowa zawierana pomiędzy operatorem systemu dystrybucyjnego a sprzedawcą energii elektrycznej, który na podstawie umowy kompleksowej sprzedaje energię elektryczną i zapewnia jej dystrybucję odbiorcom przyłączonym do sieci tego operatora. GUD-K umożliwia każdemu sprzedawcy oferowanie odbiorcom usługi kompleksowej. W 2022 r. Prezes URE kontynuował monitorowanie stanu wdrożenia do powszechnego stosowania wzoru GUD-K. Z analizy monitoringu

Rysunek 28. Przyrost liczby GUD zawartych w latach 2010–2022 przez poszczególnych operatorów



Źródło: URE na podstawie danych przekazanych przez OSD.

Prezesa URE, jak również informacji przekazanych przez OSD wynika, że proces podpisywania GUD-K rozpoczął się w 2014 r. Z końcem 2022 r. odnotowano, w zależności od OSDp, od 34 do 42 GUD-K zawartych z poszczególnymi sprzedawcami. Najwięcej zawartych GUD-K (42) odnotowano na obszarze działania ENERGA-OPERATOR S.A., natomiast najmniej (34) – na terenie Stoen Operator S.A.

Monitorowanie mechanizmów bilansowania systemu elektroenergetycznego

Zasady funkcjonowania mechanizmu bilansowania systemu elektroenergetycznego (tzw.

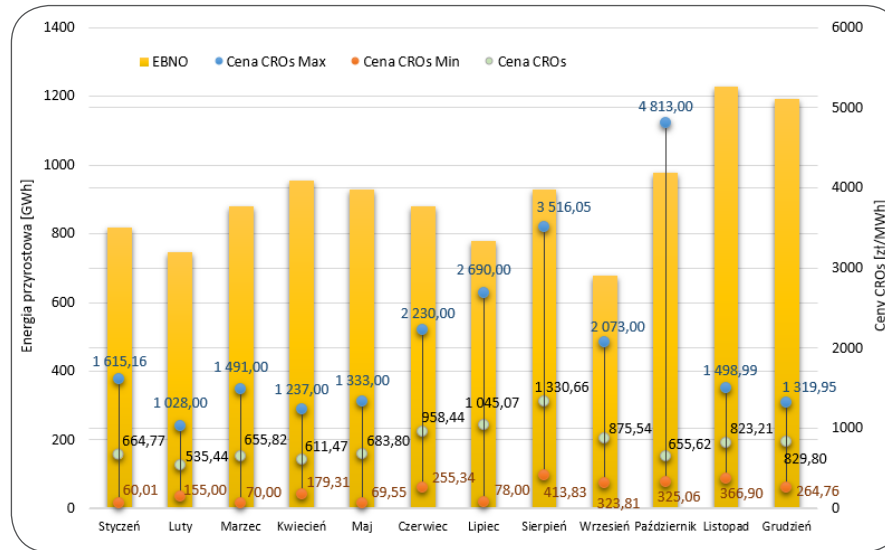
rynek bilansujący – RB), zostały określone przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego w IRiESP oraz – od kwietnia 2020 r. – w Warunkach dotyczących bilansowania (WDB), opracowanych na podstawie art. 18 rozporządzenia 2017/2195. Powyższy dokument w znacznej mierze zastąpił regulacje dotychczas zawarte w IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi. Zarówno IRiESP, jak i WDB podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE.

Na koniec 2022 r., w procesach rynku bilansującego, uczestniczyło 138 podmiotów, w tym 26 wytwórców, 10 odbiorców końcowych, 11 odbiorców sieciowych, 82 przedsiębiorstwa obrotu, 3 giełdy energii, 5 OSD oraz PSE S.A. jako OSP. Dane techniczno-handlowe były zgłaszane przez 52 operatorów rynku i dotyczyły 350 jednostek graficznych.

Na rys. 29 przedstawiono informacje o wolumenie energii bilansującej nieplanowanej odebranej z rynku bilansującego EBNO (zakup z RB) oraz cenach rozliczeniowych niezbilansowania na tym rynku w poszczególnych miesiącach 2022 r.

Wartość maksymalnej ceny rozliczeniowej odchylenia na rynku bilansującym wahała się w przedziale od 1 028,00 zł/MWh do 4 813,00 zł/MWh, a wartość minimalnej ceny rozliczeniowej – od 60,01 zł/MWh do 413,83 zł/MWh, natomiast średnioważone miesięczne ceny CRO zmieniały się w przedziale od 535,44 zł/MWh do 1 330,66 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 29. Energia nieplanowana odebrana (EBNO) i ceny energii bilansującej na rynku bilansującym (CROs) w 2022 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Reakcją na sytuację kryzysową na rynkach energetycznych była nowelizacja rozporządzenia systemowego elektroenergetycznego⁶¹, która wprowadziła przepisy zmieniające zasady składania ofert bilansujących, tak aby odzwierciedlały one poziom kosztów zmiennych. Od 1 października 2022 r. ceny w ofertach składanych na rynku bilansującym nie

⁶¹ Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 27 września 2022 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2022 r. poz. 2007).

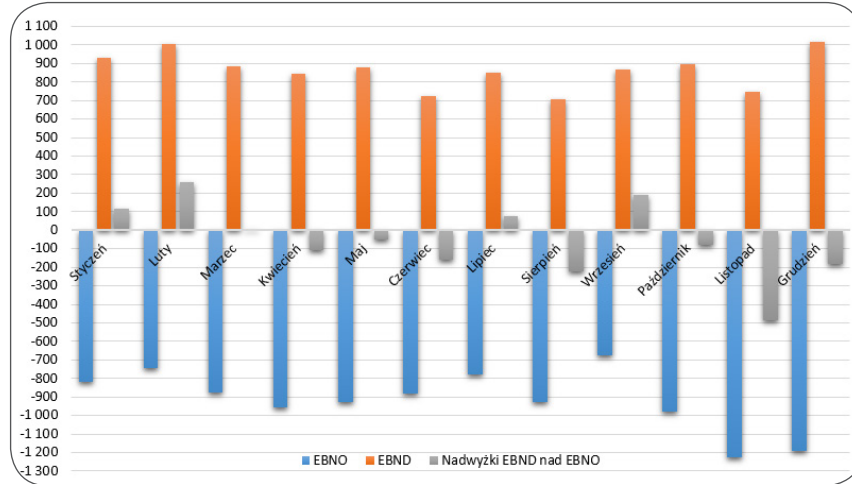
są wyższe niż maksymalna cena ofertowa.

W 2022 r. uczestnicy rynku dostarczyli na rynek bilansujący 18,21 TWh energii bilansującej (zgodnie ze specyfiką rynku bilansującego, taka sama ilość energii bilansującej została odebrana przez uczestników rynku). Na rys. 30 (str. 59) przedstawiono informacje o wielkości nadwyżek energii nieplanowanej dostarczonej (EBND) nad energią nieplanowaną odebraną

(EBNO) w poszczególnych miesiącach 2022 r. W skali całego ubiegłego roku wystąpiła zmiana trendu i zamiast nadwyżki EBND nad EBNO zaobserwowano przewagę wolumenu energii nieplanowanej odebranej nad energią nieplanowaną dostarczoną w wysokości 0,6 TWh.

Koszty usuwania ograniczeń wyniosły 1 706,598 mln zł, natomiast koszty wynikające z realokacji Umów Sprzedaży Energii (USE) wyniosły 155,250 mln zł. Kształtowanie się tych kosztów, jak również kosztów bilansowania w po-

Rysunek 30. Nadwyżki energii dostarczonej (EBND) nad energią odebraną (EBNO) na tle wolumenów tych energii w poszczególnych miesiącach w 2022 r. [GWh]



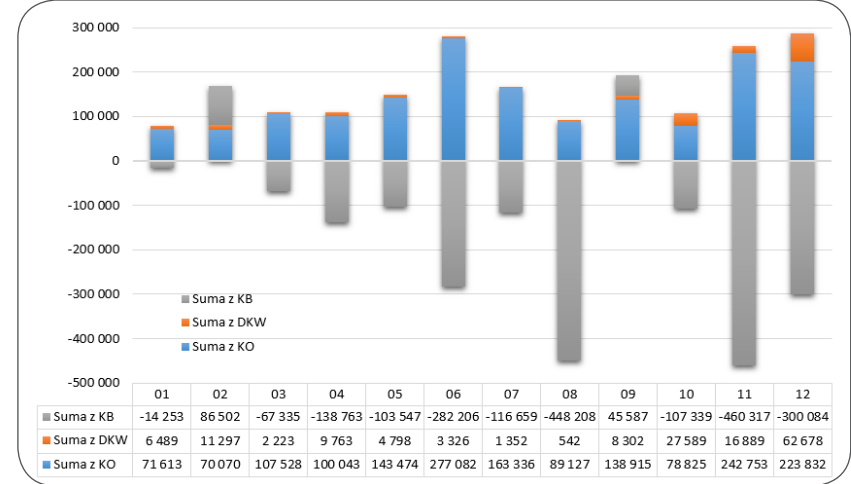
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

szczególnych miesiącach 2022 r., przedstawiono na rys. 31.

Koszty bilansowania zapotrzebowania odbiorców (KB) wyniosły łącznie -1 906,621 mln zł⁶²⁾ i wahały się w przedziale od -460,317 mln zł do 86,502 mln zł. Natomiast koszty usuwania ograniczeń (KO) oraz koszty wynikające z realokacji USE (DKW), zawierały się w przedziałach odpowiednio: od 70,070 mln zł do 277,082 mln zł oraz od 0,542 mln zł do 62,678 mln zł.

⁶²⁾ „-” oznacza przychody uzyskiwane na RB, tj. płatności od Uczestników Rynku Bilansującego.

Rysunek 31. Koszty bilansowania zapotrzebowania odbiorców (KB), koszty usuwania ograniczeń (KO) oraz koszty wynikające z realokacji USE (DKW) w 2022 r. [tys. zł]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Monitorowanie udostępniania użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych informacji przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, w tym realizacji postanowień rozporządzenia 543/2013

Szczegółowy zakres informacji publikowanych przez OSP 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 OSP⁶³⁾.

⁶³⁾ <https://www.pse.pl>

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 przejrzystości⁶⁴⁾ prowadzonej przez ENTSO-E (dalej: „platforma ENTSO-E”).

Zobowiązania publikacyjne wynikające z rozporządzenia 543/2013 dla polskiego obszaru rynkowego wypełniane są przez PSE S.A., jako operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego w Polsce, natomiast zobowiązania publikacyjne

⁶⁴⁾ <http://transparency.entsoe.eu>

dotyczące połączeń transgranicznych w zakresie oferowanych i alokowanych długoterminowych zdolności przesyłowych na profilu synchronicznym wypełniane są w imieniu PSE S.A. oraz innych OSP w regionie przez Biuro Aukcyjne JAO S.A., odpowiedzialne za proces alokacji dla aukcji rocznych i miesięcznych. Od 8 czerwca 2022 r., wraz z wdrożeniem projektu „Core Flow-based Market Coupling”, na platformie ENTSO-E dostosowano zakres publikowanych informacji dotyczących Jednolitego Łączenia Rynków Dnia Następnego w regionie wyznaczania zdolności przesyłowych Core. Od 29 listopada 2022 r., wraz z dołączeniem Słowacji do mechanizmu XBID, na platformie ENTSO-E rozpoczęto publikowanie zdolności przesyłowych udostępnianych w ramach procesu Jednolitego Łączenia Rynków Dnia Bieżącego na przekroju Polska-Słowacja. Jednocześnie zaprzestano publikowania informacji dotyczących rynku dnia bieżącego wymiany międzysystemowej dla przekroju Polska-Słowacja realizowanego przez CEPS a.s., który historycznie pełnił funkcję Biura Alokacji dla aukcji typu *explicit* na tym przekroju. PSE S.A. regularnie udostępnia na platformie informacyjnej 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.

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.

Monitorowanie wypełnienia przez przedsiębiorstwo energetyczne obowiązków wynikających z art. 9c ust. 2 i 3 ustawy – Prawo energetyczne

Zgodnie z przepisem wynikającym z art. 9c ust. 2 pkt 13 ustawy – Prawo energetyczne, OSP zobowiązany jest 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.

W 2022 r. PSE S.A. zrealizowała następujące działania nawiązujące do tego zakresu:

- opracowano we współpracy z OSD „Plan wyłączeń przez automatykę SCO” (opracowanie nastaw przez OSP – marzec 2022 r., wprowadzenie nastaw – do końca września 2022 r., potwierdzenie nastaw – grudzień 2022 r.),
- opracowano we współpracy z OSD aktualizację „Planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej”, obowiązującą w okresie od 1 czerwca 2022 r. do 31 maja 2023 r. Aktualizacja Planu została uzgodniona z Prezesem URE (decyzja z 31 maja 2022 r.),

- opracowano aktualizację dokumentu pt. „Wykaz SGU”. Aktualizacja została uzgodniona z Prezesem URE (decyzja z 17 maja 2022 r.),
- 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 6-12 czerwca 2022 r.”,
- 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 1-7 sierpnia 2022 r.”,
- opracowano we współpracy z OSD „Plan wyłączeń awaryjnych” obowiązujący w okresie od 1 stycznia 2023 r. do 31 grudnia 2023 r. (opracowanie – grudzień 2022 r.),
- aktualizowano instrukcje szczegółowe odbudowy KSE,
- kontynuowano, rozpoczęte w II połowie 2008 r., 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 2022 r.) wspólne szkolenia dyspozytorów KDM z dyspozytorami innych OSP z obszaru Europy Środkowo-Wschodniej (Niemiec, Czech, Słowacji, Austrii, Węgier, Słowenii i Chorwacji),
- kontynuowano szkolenia dyspozytorów KDM, ODM-ów oraz pracowników CN, RCN oraz ZES w zbudowanym przez OSP symulatorze funkcjonowania KSE. Przeprowadzono szkolenia dla dyspozytorów KDM/ODM obejmujące 95 dni

szkoleniowych (21 dni szkoleniowych stacjonarnych), w tym 3 szkolenia międzynarodowe obejmujące 7 dni szkoleniowych (stacjonarne), oraz 10 szkoleń dla pracowników CN, RCN i ZES (7 szkoleń stacjonarnych),

- opracowano (cykliczny, coroczny) raport harmonogramów testów SGU na podstawie zatwierdzonego przez Prezesa URE „Planu testów” według wytycznych art. 43 rozporządzenia NC ER,
- zrealizowano w IV kwartale 2022 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,
- w zakresie planu odbudowy – realizowano działania operacyjne w sieci elektroenergetycznej (próby rozruchu autonomicznego – 14 testów i próby systemowe uruchomienia bloków elektrowni konwencjonalnych ze źródeł posiadających zdolność do rozruchu autonomicznego – 3 testy) zgodnie z postanowieniami IRIESP oraz instrukcjami wewnętrznymi PSE S.A., będące ćwiczeniami zdolności KSE do odbudowy systemu. W systemie elektroenergetycznym właściciele modułów wytwarzania energii przeprowadzali testy obiektowe ich zdolności w zakresie obrony i odbudowy KSE, zgodnie z harmonogramem testów SGU.

OSP nie zgłaszała do Ministra Klimatu i Środowiska, na podstawie przepisów, o których mowa

w art. 11c ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, wniosku o konieczności wprowadzenia przez Radę Ministrów ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej, w drodze rozporządzenia, o którym mowa w art. 11 ust. 7 ustawy.

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 2022 r. PSE S.A. realizowała, 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 PSE S.A. dokonała 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 (okresem rozliczeniowym jest godzina), na Rynku Bilansującym następowało rozliczenie odchyłań pomiędzy rzeczywistą ilością strat energii, a dostawami energii o wolumenie zgodnym z prognozami opracowanymi przez PSE S.A., realizowanymi na podstawie zleceń zakupu złożonych na rynkach giełdowych.

Koszty zakupu energii elektrycznej na pokrycie strat powstałych w sieci przesyłowej są kosztami

poniesionymi przez PSE S.A. na pokrycie różnicy bilansowej w sieci przesyłowej, które w kalkulacji taryfy PSE S.A. przenoszone są przez opłatę sieciową zmienną.

Zgodnie z powyższym, w 2022 r. PSE S.A. poniosła następujące koszty zakupu energii na pokrywanie różnicy bilansowej, które obejmowały (w następujących ilościach i wartościach)⁶⁵:

- 1 035 701,9 tys. zł – łączny koszt zakupu energii elektrycznej w ilości 1 848 792 MWh, w ramach zleceń złożonych na rynkach giełdowych prowadzonych przez TGE S.A.,
- 49 547,6 tys. zł – łączny koszt zakupu energii z tytułu rozliczeń na Rynku Bilansującym w ilości 42 407 MWh,
- 1 085 538,4 tys. zł – sumaryczny koszt zakupu energii na pokrywanie różnicy bilansowej (wraz z prowizją Domu Maklerskiego Banku Ochrony Środowiska S.A. w kwocie 288,9 tys. zł) w ilości 1 891 199 MWh.

Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego przeprowadził szereg projektów inwestycyjnych w sieci przesyłowej, związanych z wyprodukcją mocy ze źródeł wytwórczych oraz usuwaniem ograniczeń przesyłowych wewnątrz KSE⁶⁶. Do najważniejszych należały:

- budowa linii 400 kV Krajnik-Baczyna bez wprowadzenia do stacji Baczyna (linia pracuje czasowo na napięciu 220 kV w relacji Krajnik-Gorzów),

⁶⁵ Podane ilości i wartości różnicy bilansowej są wielkościami księgowymi według stanu na dzień sporządzania informacji, przed zatwierdzeniem sprawozdania finansowego przez biegłego rewidenta.

⁶⁶ Nie wszystkie zostały zakończone pod względem formalnym.

- wprowadzenie kablowe linii 220 kV Miłosna-Mory do stacji 220/110 kV Praga (Żerań),
- modernizacja linii 400 kV: Krajnik-Morzyczyn, Morzyczyn-Dunowo oraz Krajnik-Baczyna na odcinku wykorzystującym istniejącą linię 400 kV Krajnik-Plewiska,
- modernizacja linii 220 kV Rogowiec-Pabianice,
- modernizacja (odkupionej od ENEA Operator Sp. z o.o.) linii 220 kV Morzyczyn-Reclaw,
- wymiana dławików aktywnych typu ConTune wraz z aparaturą towarzyszącą na filtry pasywne w stacji Słupsk DC,
- modernizacja wyposażenia jednostek transformatorowych w stacji 400/220/110 kV Plewiska.

W ramach przepisu wynikającego z art. 9c ust. 3 pkt 10 ustawy – Prawo energetyczne, odnoszącego się do 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 awarii, w 2022 r. poszczególni operatorzy poinformowali o przeprowadzeniu szeregu wspólnych działań z OSP.

Poniżej zaprezentowano skrócone zestawienie zrealizowanych projektów, według relacji stron.

- 1) **Stoen Operator Sp. z o.o.** – podobnie jak w latach ubiegłych, zostały przygotowane, a w dalszej kolejności przesłane do PSE S.A., prognozy zapotrzebowania na moc (cyklicznie – kilka razy do roku) oraz dobowe prognozy zapotrzebowania na moc i prognozy mocy generowanej przez wytwórców przyłączonych do jej sieci dystrybucyjnej. Realizowano codzienną współpracę ruchową,

stanowiącą realizację nadzoru operatywnego OSP nad siecią 110 kV spółki. Pracownicy Dyspozycji uczestniczyli 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. Pracownicy Dyspozycji uczestniczyli w szkoleniach obszarowych, zrealizowanych w trybie zdalnym w sesjach wiosennej i jesiennej, oraz w trybie standardowym w szkoleniu dyspozytorskim na symulatorze sieci.

- 2) **ENEA Operator Sp. z o.o.** – w celu utrzymania odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej, służby spółki współpracują ze służbami OSP PSE S.A. oraz ze służbami pozostałych OSD (TAURON Dystrybucja, ENERGA-OPERATOR) w zakresie prowadzenia ruchu sieci koordynowanej 110 kV na terenie ENEA Operator Sp. z o.o. oraz z ww. służbami w zakresie planowania prac na sieci 110 kV. Współpraca oparta jest o IRIESD oraz IRIESP, a także instrukcje współdziałania służb dyspozytorskich. Od 2017 r., w ramach poprawienia bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej, spółka współpracuje z PSE Innowacje Sp. z o.o. w zakresie cyklicznych szkoleń dyspozytorów mocy na symulatorze KSE.
- 3) **ENERGA-OPERATOR S.A.** – podobnie jak w latach wcześniejszych, przeprowadzono m.in.:
 - aktualizację kwestionariuszy dla planów odbudowy KSE,
 - aktualizację i weryfikację planów podziału sieci 110 kV na „wyspy”,
 - opracowanie planów ograniczeń dla trybu normalnego,

- opracowanie planów wyłączeń awaryjnych A1-A5,
- aktualizację nastaw automatyki SCO – plany ograniczeń dla trybu automatycznego,
- udział w opracowaniu instrukcji ścieżek odbudowy systemu po rozległej awarii systemowej (blackout),
- bieżące uzgodnienia układów pracy sieci przy wyłączeniach elementów infrastruktury sieciowej OSD i OSP.

- 4) **TAURON Dystrybucja S.A.** – spółka podejmowała działania polegające m.in. na:
 - utrzymaniu ciągłej współpracy służb dyspozytorskich OSP i spółki podczas przeglądów planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach oraz odbudowy systemu elektroenergetycznego po wystąpieniu takiej awarii,
 - opracowaniu wspólnie z OSP założeń do sporządzania ekspertyz wpływu na bezpieczeństwo pracy KSE przyłączenia do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym 110 kV spółki nowych odbiorców lub źródeł wytórczych, a następnie uzgadnianiu z nim na podstawie wyników tych ekspertyz warunków przyłączenia tych podmiotów,
 - aktualizacji planów wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej dla odbiorców w trybie automatycznym i awaryjnym,
 - przeprowadzeniu, w ramach cyklicznych spotkań Zespołu ds. Ruchu przy PTPIREE, dyskusji nad bieżącymi zagadnieniami, a w szczególności dokonywaniu oceny pracy

- KSE oraz wpływu nowych regulacji prawnych na działalność w zakresie przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej,
- organizacji prac eksploatacyjnych na sieci dystrybucyjnej w sposób umożliwiający ograniczenie czasu trwania przerw w dostawach energii elektrycznej lub całkowite wyeliminowanie tych przerw, a w szczególności wykorzystaniu najlepszych praktyk w zakresie organizacji służb terenowych oraz minimalizacji czasu dotarcia do miejsca awarii i skutecznej jej likwidacji oraz rozszerzeniu zakresu stosowania techniki prac pod napięciem i wykorzystania agregatów prądotwórczych,
 - stosowaniu nowych technologii w zakresie diagnostyki napowietrznych linii elektroenergetycznych oraz transformatorów,
 - wycince oraz pielęgnacji drzewostanu w bezpośrednim sąsiedztwie linii elektroenergetycznych wszystkich poziomów napięć,
 - stałym monitorowaniu oraz analizowaniu wskaźników dotyczących jakości dostaw energii elektrycznej na poszczególnych obszarach działania przedsiębiorstwa,
 - utrzymywaniu i rozwijaniu zróżnicowanych kanałów komunikacyjnych do zgłaszania przez odbiorców przerw w zasilaniu w energię elektryczną.
- 5) **PGE Dystrybucja S.A.** – zostały podjęte działania polegające m.in. na opracowaniu i przekazaniu do OSP:
- planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, podlegającego uzgodnieniu z Prezesem URE,

- planu wprowadzania ograniczeń w trybie awaryjnym zgodnie z zasadami opisanymi w IRiESP,
 - planu wprowadzania ograniczeń w trybie automatycznym, jako plan nastawień automatyki SCO sporządzony według wytycznych OSP, dodatkowo przedsiębiorstwo realizowało nastawienia przekaźników SCO według planu nastawień,
 - w ramach aktualizacji Planów obrony i odbudowy KSE zaktualizowano:
 - a) tzw. Kwestionariusze C i D dotyczące możliwości pracy odpowiednio stacji i elektrycy w warunkach zaniku napięcia i ich wykorzystania w procesie odbudowy KSE;
 - b) „Plany podziału sieci 110 kV na wyspy” adekwatnie do obszaru działania oddziałów.
- Ponadto spółka utrzymuje system łączności dyspozytorskiej, w tym łączności z Obszarowymi Dyspozycjami Mocy operatora systemu przesyłowego, niezbędny m.in. do likwidacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, zapewnia urządzenia transmisyjne umożliwiające transmisję w trybie on-line danych do systemów SCADA w centrach dyspozytorskich PGE Dystrybucja S.A. i umożliwia ich transmisję do systemów SCADA służb dyspozytorskich OSP. Pracownicy spółki uczestniczą w szkoleniach służb dyspozytorskich organizowanych przez OSP, w szczególności w zakresie realizacji zadań wynikających z realizacji procedur określonych w planach obrony.
- W ramach przepisu wynikającego z art. 9c ust. 3 pkt 9 ustawy – Prawo energetyczne, odnoszącego się do obowiązku 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, operatorzy systemów elektroenergetycznych dystrybucyjnych – analogicznie jak w latach poprzednich – wykozystali 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 teled adresowe,
- informacje umożliwiające odbiorcy zmianę sprzedawcy energii elektrycznej: (1) listę sprzedawców energii elektrycznej, z którymi posiada zawarte umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej (tzw. GUD), (2) listę sprzedawców rezerwowych, (3) informację o sprzedawcy z urzędu działającym na obszarze operatora, (4) informację 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 wymaganymi dokumentów,

- 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),
- 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,
- rejestr magazynów energii elektrycznej.

Monitorowanie wypełnienia przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązku publikacji wskaźników jakościowych na swoich stronach internetowych

W ramach realizacji obowiązku wynikającego z § 41 ust. 3 rozporządzenia systemowego elektroenergetycznego, przeprowadzono czynności z za-

kresu monitoringu zamieszczenia przez przedsiębiorstwa energetyczne wskaźników jakościowych (wskaźników przerw: SAIDI, SAIFI oraz MAIFI) na stronach internetowych tych przedsiębiorstw. Dane za rok 2021 zostały zamieszczone na stronach internetowych OSD zgodnie z terminem określonym w rozporządzeniu, tj. do 31 marca 2022 r., zaś dane za rok 2022 powinny być zamieszczone do 31 marca 2023 r.

W przypadku pięciu największych OSD, 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.

Wypełnienie powyższego obowiązku było monitorowane również w przypadku przedsiębiorstw energetyki przemysłowej, posiadających status operatora systemu dystrybucyjnego (tzw. OSDn). W ocenie Prezesa URE, wypełnienie przywołanego obowiązku zostało przeprowadzone w sposób zadowalający. Większość danych została opublikowana zgodnie z terminem ustawowym i w sposób poprawny. Zdarzały się jednak przypadki niedopełnienia przedmiotowego obowiązku.

Monitorowanie wypełnienia przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązku wynikającego z art. 7 ust. 8l ustawy – Prawo energetyczne

W związku z monitorowaniem przez Prezesa URE wypełnienia obowiązku dotyczącego zapew-

nienia 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).

Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego [Stoen Operator Sp. z o.o.](#) poinformował o niezaisnieniu w 2022 r. przypadków odmownych. 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 wytwórczych np. duże instalacje OZE. Spółka zaobserwowała znikomy rozwój dużych instalacji OZE oraz niski stopień wykorzystania zróżnicowanych rodzajów źródeł odnawialnych. W porównaniu do lat ubiegłych, nadal zauważalny był dla operatora sukcesywny wzrost instalacji fotowoltaicznych (mikroinstalacji).

Według relacji [ENEA Operator Sp. z o.o.](#), w 2022 r. udzielono łącznie 1 673 odmów wydania warunków przyłączenia do sieci dystrybucyjnej dla źródeł energii elektrycznej. Spółka nie udzieliła odmowy przyłączenia dla mikroinstalacji.

Do najczęstszych powodów technicznych udzielanych odmów przyłączenia dla źródeł energii, spółka zaliczyła:

- przeciążenia elementów sieci dystrybucyjnej, w szczególności linii elektroenergetycznych,

- brak bilansowania łącznej planowanej mocy wytwórczej z zapotrzebowaniem w danym węźle sieciowym, do którego nastąpić miałyby przyłączenie,
- przekroczenia dopuszczalnego poziomu napięcia w sieci dystrybucyjnej.

ENERGA-OPERATOR S.A. przedstawiła informację o 2 267 przypadkach odmownych, w których większość dotyczyła elektrowni fotowoltaicznych o mocy poniżej 1 MW. Odnotowano również przypadki dotyczące jednostek elektrowni wiatrowych, wodnych, a także magazynów energii oraz farm fotowoltaicznych. Spółka poinformowała, że 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 spółki, pojawiają się przeciążenia linii WN. Stosunkowo często linie te 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 wyższa, 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 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 – 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 paneli PV) 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 prosumentów powoduje, że tego typu źródła są odłączane przez zabezpieczenia napięciowe w czasie, kiedy mogłyby wytwarzać energię z największą mocą. To powoduje ograniczenia planowanych korzyści finansowych prosumentów.

TAURON Dystrybucja S.A. poinformowała, że nie odmówiła wydania warunków przyłączenia do sieci dystrybucyjnej wnioskującym podmiotom, w tym przedsiębiorstwom zajmującym się wytwarzaniem energii elektrycznej, jeżeli istniała dostępna moc przyłączeniowa w danym miejscu sieci dystrybucyjnej.

W przypadku gdy w danym miejscu sieci dystrybucyjnej dostępna była mniejsza moc niż wnioskowana przez zainteresowany podmiot, spółka każdorazowo przekazywała informację o dostępnej mocy.

Spółka poinformowała, że za najistotniejsze ograniczenia w prowadzeniu działalności w zakresie dystrybucji energii elektrycznej, a w szczególności w wypełnianiu obowiązków związanych z przyłączaniem do posiadanej sieci dystrybucyjnej źródeł wytwórczych, uważa:

- a) brak formalnego potwierdzenia nowych zasad wynagradzania operatorów systemu dystrybucyjnego za prowadzenie działalności w zakresie dystrybucji energii elektrycznej gwarantujących stabilny i wystarczająco wysoki poziom dostępnych środków finansowych,
- b) rosące zainteresowanie podmiotów przyłączeniem do sieci dystrybucyjnej nowych obiektów lub nowego rodzaju instalacji, a w szczególności różnego rodzaju odnawialnych źródeł energii,

- c) rosnącą liczbę obowiązków operatora systemu dystrybucyjnego przy braku lub uzyskaniu niewielkiego pokrycia wydatków ponoszonych przez niego w związku z realizacją tych obowiązków z opłat za świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,
- d) brak regulacji umożliwiających w sposób obiektywny ustalenie odpłatności za korzystanie przez operatorów systemów elektroenergetycznych na potrzeby prowadzenia działalności w zakresie dystrybucji energii elektrycznej z nieruchomości lub majątku, które należą do innych podmiotów oraz regulacji umożliwiających wykorzystanie istniejących mocy przyłączeniowych przez różnego rodzaju źródła energii w jednym miejscu przyłączenia,
- e) przewlekłość procedur związanych z uzyskiwaniem niezbędnych decyzji administracyjnych lub uzyskiwaniem dostępu do gruntów należących do podmiotów trzecich w przypadku ich sprzeciwu lub o nieuregulowanym stanie prawnym,
- f) występowanie przez podmioty nie zainteresowane bezpośrednio budową źródła wytwórczego o wydanie warunków przyłączenia dla takiego źródła w wielu miejscach sieci dystrybucyjnej TAURON Dystrybucja S.A. i długotrwałe blokowanie możliwości przyłączenia innych podmiotów w tych miejscach.

Natomiast [PGE Dystrybucja S.A.](#) przedstawiła informację, że w 168 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 Ekspertyzie wpływu przyłączenia danej jednostki wytwórczej na sieć elektroenergetyczną, wykonanej na podstawie „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 w okresie szczytowej produkcji przez źródła PV. Grunty te są relatywnie tanie i z tego powodu są atrakcyjne dla inwestorów. Z kolei brak dużych odbiorów przy niskim poborze energii elektrycznej ogranicza możliwość przyłączenia kolejnych wytwórców, ze względu na brak zapotrzebowania na energię elektryczną na danym obszarze.

Ponadto na terenach, na których następuje rozwój zarówno budownictwa mieszkaniowego, jak również usług i przemysłu, ceny nieruchomości skutecznie zniechęcają potencjalnych inwestorów do lokalizowania OZE. Dodatkowo, w wielu przypadkach, Miejscowe Plany Zagospodarowania Przestrzennego nie przewidują lub nie dopuszczają lokalizacji tego typu inwestycji.

PGE Dystrybucja S.A. poinformowała o 1 515 przypadkach odmów dla jednostek wytwórczych typu

OZE i 8 przypadkach odmów dla jednostek wytwórczych innych niż OZE.

Monitorowanie realizacji planów rozwoju

Obowiązkiem przedłożenia do 30 kwietnia 2022 r. [sprawozdania z realizacji planu rozwoju za 2021 r.](#) zostały objęte 72 przedsiębiorstwa energetyczne: 66 przedsiębiorstw energetyki przemysłowej, posiadających status operatora systemu dystrybucyjnego (OSDn), pięciu największych OSD (OSDp) oraz operator systemu przesyłowego (OSP). Sprawozdania w ustawowym terminie przedstawiło pięciu OSDp, OSP oraz 63 OSDn.

W przypadku monitorowania obowiązku uzgadniania [projektów planów rozwoju](#) z Prezesem URE, ustalono, że w 2022 r. zobligowanych do przedłożenia planu rozwoju było 19 przedsiębiorstw energetyki przemysłowej (OSDn), z których 16 przedłożyło projekty do 31 marca 2022 r. Przedsiębiorstwa, które nie dopełniły obowiązku, złożyły wyjaśnienia, które uniemożliwiły im jego spełnienie i przedłożyły wymagane projekty planów rozwoju na początku 2023 r.

Dodatkowo, 12 przedsiębiorstw energetyki przemysłowej (OSDn) było zobligowanych do przedłożenia w omawianym okresie [aktualizacji planu rozwoju](#). Do 31 marca 2022 r. taką aktualizację przedłożyło 8 przedsiębiorstw. Te, które nie dopełniły obowiązku, złożyły wyjaśnienia, które uniemożliwiły im jego spełnienie i przedłożyły wymagane projekty aktualizacji planów rozwoju na początku 2023 r.

Weryfikacja IRIESD „małych” operatorów sieci dystrybucyjnej

Zgodnie z art. 9g ust. 8a ustawy – Prawo energetyczne, 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 przedsiębiorstwa. Tym niemniej, 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 energii.

W 2022 r. [oddziały terenowe](#) URE przeprowadziły 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 (m.in. dostosowanie zapisów w zakresie sprzedawcy rezerwowego i sprzedawcy z urzędu, obowiązku informacyjnego po stronie operatorów oraz w zakresie przepisów dotyczących prosumenta energii odnawialnej).

W okresie sprawozdawczym oddziały terenowe URE przeprowadziły i zakończyły monitorowanie 16 przedsiębiorstw będących tzw. „małymi” operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych (tj. operatorów, o których mowa w art. 9d ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne). W większości monitorowanych przedsiębiorstw nie stwierdzono

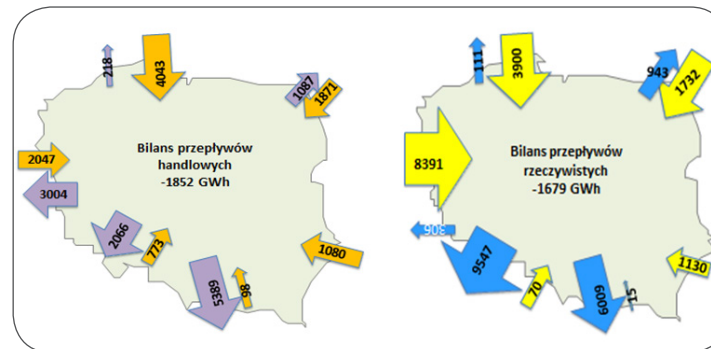
nieprawidłowości. W odniesieniu do dwóch podmiotów odnotowano uchybienia, które zostały usunięte na wezwanie organu. Zaobserwowane nieprawidłowości nie dały podstawy do wszczęcia postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 1g ustawy – Prawo energetyczne.

9.2. Kontrolowanie realizacji obowiązków w zakresie warunków dostępu do sieci

Monitorowanie skoordynowanej wymiany międzysystemowej

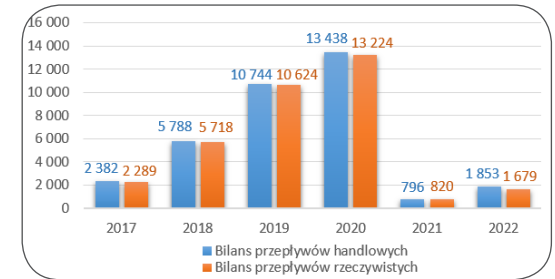
Bilans handlowy wymiany międzysystemowej energii elektrycznej oraz rzeczywiste przepływy energii z poszczególnych krajów do Polski i z Polski do innych krajów w 2022 r. zostały przedstawione na poniższym rysunku.

Rysunek 32. Bilans handlowych i rzeczywistych przepływów energii elektrycznej na połączeniach z innymi krajami w 2022 r. [GWh]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 33. Porównanie bilansów przepływów handlowych i bilansów przepływów rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniach z innymi krajami (łącznie) w poszczególnych latach 2017–2022 [GWh]

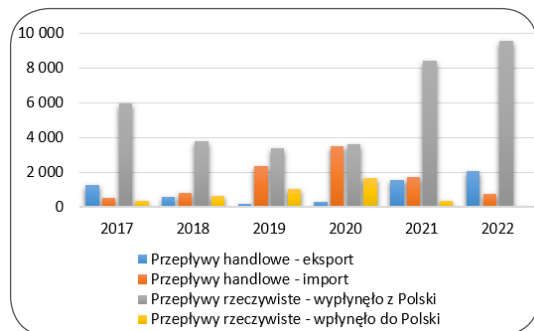


Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Na rys. 34-39 (str. 68) porównano dane w zakresie przepływów handlowych (osobno dla importu i eksportu) i przepływów rzeczywistych (osobno dla energii elektrycznej wpływającej 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.

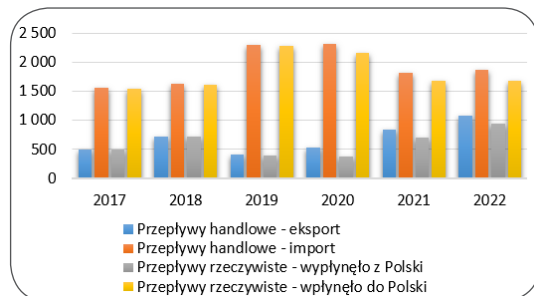
Bilans handlowy – saldo na granicach Polski w 2022 r. – wyniósł 1 852,6 GWh (eksport). Eksport energii elektrycznej wyniósł łącznie 11 763,9 GWh i wzrósł o 26 proc. w porównaniu do roku poprzedniego. Spadł nieznacznie import (o niecałe 2 proc. w porównaniu do roku poprzedniego) – wyniósł łącznie 9 911,3 GWh względem 10 094,9 GWh w 2021 r.

Rysunek 34. Porównanie przepływów handlowych i rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniu Polski z Czechami w latach 2017–2022 [GWh]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

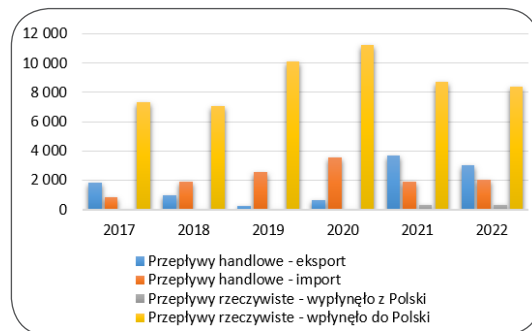
Rysunek 35. Porównanie przepływów handlowych i rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniu Polski z Litwą w latach 2017–2022 [GWh]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

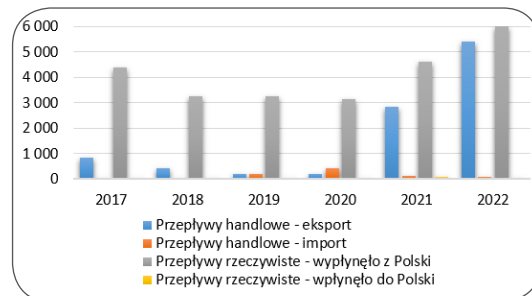
Tak wysoki wzrost eksportu podyktowany był, zapoczątkowanym 2021 r., dużo wyższym wzrostem cen energii elektrycznej w krajach zachodnich niż w Polsce, który utrzymał się w 2022 r. Wzrosty cen energii natomiast spowodowane były

Rysunek 36. Porównanie przepływów handlowych i rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniu Polski z Niemcami w latach 2017–2022 [GWh]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 37. Porównanie przepływów handlowych i rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniu Polski z Słowacją w latach 2017–2022 [GWh]

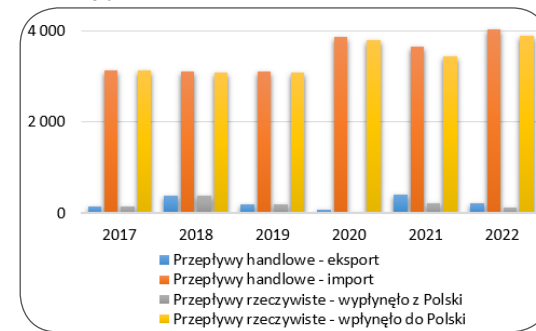


Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

m.in. wzrostem cen gazu na rynkach europejskich, gdzie udział gazu w wytwarzaniu energii elektrycznej jest dużo wyższy niż w Polsce.

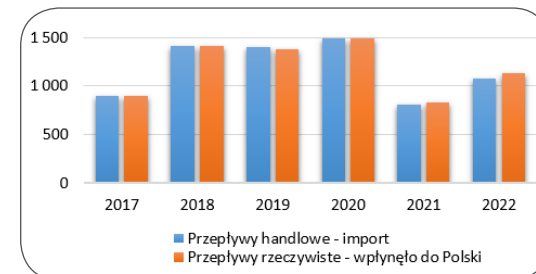
Jednocześnie należy zwrócić uwagę na utrzymującą się od wielu lat istotną różnicę pomiędzy

Rysunek 38. Porównanie przepływów handlowych i rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniu Polski z Szwecją w latach 2017–2022 [GWh]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 39. Porównanie przepływów handlowych i rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniu Polski z Ukrainą (wyłącznie dla importu i dla energii wypływającej z Polski) w latach 2017–2022 [GWh]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

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.

Zdolności przesyłowe na połączeniach wzajemnych na przekroju synchronicznym (połączenia przesyłowe z Niemcami, Czechami i Słowacją) w 2022 r. były alokowane z wykorzystaniem następujących procesów rynkowych:

- na rynku długoterminowym z wykorzystaniem przetargów typu *explicit* dla horyzontów rocznego oraz miesięcznego,
- na rynku krótkoterminowym w ramach mechanizmu łączenia rynków dnia następnego oraz mechanizmu łączenia rynków dnia bieżącego (handel w ramach mechanizmu dnia bieżącego był realizowany w sposób ciągły).

W 2022 r. alokowanie długoterminowych zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej realizowanej na połączeniach wzajemnych na przekroju synchronicznym, odbywało się na podstawie zasad alokacji dla horyzontu długoterminowego, zatwierdzonych decyzją ACER z 29 października 2021 r.⁶⁷⁾

⁶⁷⁾ https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions/ACER%20Decision%2015-2021%20on%20the%20Harmonised%20Allocation%20Rules%20for%20Long-term%20Transmission%20Rights_0.pdf;
https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions_annex/ACER%20Decision%2015-2021%20on%20the%20Harmonised%20Allocation%20Rules%20for%20Long-term%20Transmission%20Rights%20-%20Annex%20I_0.pdf;
https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions_annex/ACER%20Decision%2015-2021%20on%20the%20Harmonised%20Allocation%20Rules%20for%20Long-term%20Transmission%20Rights%20-%20Annex%20Ia_0.pdf;
https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions_annex/ACER%20Decision%2015-2021%20on%20the%20Harmonised%20Allocation%20Rules%20for%20Long-term%20Transmission%20Rights%20-%20Annex%20II_0.pdf

Skoordynowane przetargi są organizowane z wykorzystaniem dedykowanej platformy (tzw. Single Allocation Platform – SAP) obsługiwanej przez biuro aukcyjne JAO, którego udziałowcami są OSP (w tym PSE S.A.).

W dniu 18 czerwca 2021 r. (pierwszy dzień dostawy) uruchomiono przejściowy model łączenia rynków dnia następnego w Europie Środkowej (projekt DE-AT-PL-4M Market Coupling, dalej: „Interim MC”), w którym alokacja zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej na rynku dnia następnego na połączeniach synchronicznych Polski odbywa się w ramach tego mechanizmu.

Wdrożenie Interim MC umożliwiło połączenie rynków energii elektrycznej Polski i państw 4MMC (Czech, Słowacji, Węgier i Rumunii) z największym w Europie rynkiem MRC (Multi Regional Coupling), poprzez wprowadzenie alokacji zdolności przesyłowych typu *implicit* opartej na metodzie NTC (Net Transfer Capacities), na sześciu granicach (Polska-Niemcy, Polska-Czechy, Polska-Słowacja, Czechy-Niemcy, Czechy-Austria, Węgry-Niemcy). W dniu 9 czerwca 2022 r. (pierwszy dzień dostawy), wdrożony został docelowy mechanizm alokacji zdolności przesyłowych dnia następnego w regionie CORE, tj. projekt CORE Flow Based Market Coupling, który obejmuje alokację zdolności przesyłowych na połączeniach synchronicznych KSE w oparciu o podejście flow-based, tj. metodę wyznaczania zdolności przesyłowych, w której wymiany energii między obszarami rynkowymi są ograniczone współczyn-

[Rules%20for%20Long-term%20Transmission%20Rights%20-%20Annex%20II_0.pdf](https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions/ACER%20Decision%2015-2021%20on%20the%20Harmonised%20Allocation%20Rules%20for%20Long-term%20Transmission%20Rights%20-%20Annex%20II_0.pdf)

nikami rozprywu energii elektrycznej i dostępnymi marginesami na krytycznych elementach sieci.

W 2022 r., podobnie jak w latach wcześniejszych, podejmowane były międzyoperatorskie działania zaradcze, tj. środki o charakterze dołącznym mające na celu zapewnienie bezpiecznej pracy połączonych systemów. Działania te obejmowały wyłącznie redispatching dwustronny (nie było konieczności użycia redispatchingu wielostronnego), przy czym skala redispatchingu dwustronnego z niemieckim OSP 50 Hertz była niższa do wolumenu z 2021 r., jednakże całkowity koszt redispatchingu znacząco wzrósł.

Alokacja zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej realizowanej na połączeniach wzajemnych niesynchronicznych Polska-Szwecja oraz Polska-Litwa odbywała się poprzez mechanizm market coupling na rynku dnia następnego z udziałem wielu NEMO w Polsce, tzw. Multi-NEMO Arrangements.

Od 29 listopada 2022 r., wraz z włączeniem granicy polsko-słowackiej do mechanizmu jednolitego łączenia rynku dnia bieżącego, krótkoterminowa alokacja zdolności przesyłowych na wszystkich granicach KSE z krajami członkowskimi UE odbywa się w ramach paneuropejskich mechanizmów jednolitego łączenia rynków dnia następnego oraz jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego.

Zdolności przesyłowe na połączeniu Polska-Ukraina udostępniane były w ramach aukcji jawnych (typu *explicit*) organizowanych w horyzontie czasowym miesięcznym. Zdolności przesyłowe były udostępniane tylko w kierunku importu do Polski w maksymalnej wysokości 265 MW.

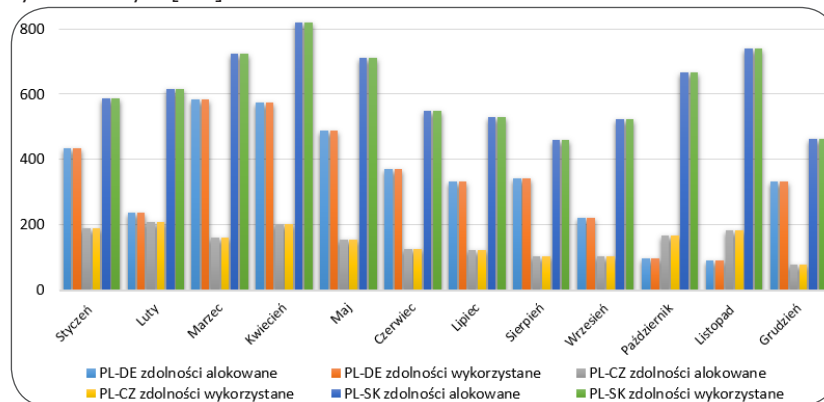
Dodatkowo warto w tym miejscu wspomnieć, że 16 marca 2022 r., w związku z inwazją Rosji na Ukrainę, została przeprowadzona awaryjna synchronizacja systemów ukraińskiego oraz mołdawskiego z systemem Europy kontynentalnej.

Na rys. 40-41 przedstawiono średnie miesięczne ilości zdolności przesyłowych alokowanych i wykorzystanych na połączeniach synchronicznych w 2022 r. – odpowiednio w kierunku eksportu i importu.

W 2022 r. PSE S.A. wyznaczały zdolności przesyłowe dla przekroju technicznego łączącego polski system elektroenergetyczny z systemami Niemiec, Czech i Słowacji dla horyzontu rocznego, miesięcznego oraz (do 8 czerwca 2022 r.) dobowego. Przekrój techniczny składa się z połączeń międzysystemowych, które posiadają wspólne ograniczenie techniczne dla transakcji handlowych realizowanych na poszczególnych połączeniach dwustronnych. Udziały NTC przydzielonej w horyzoncie dnia następnego zostały wyznaczone do doby dostawy 8 czerwca 2022 r., tj. do momentu wprowadzenia metody wyznaczania zdolności przesyłowych opartej na podejściu FBA na połączeniach z systemami Niemiec, Czech i Słowacji dla horyzontu dobowego.

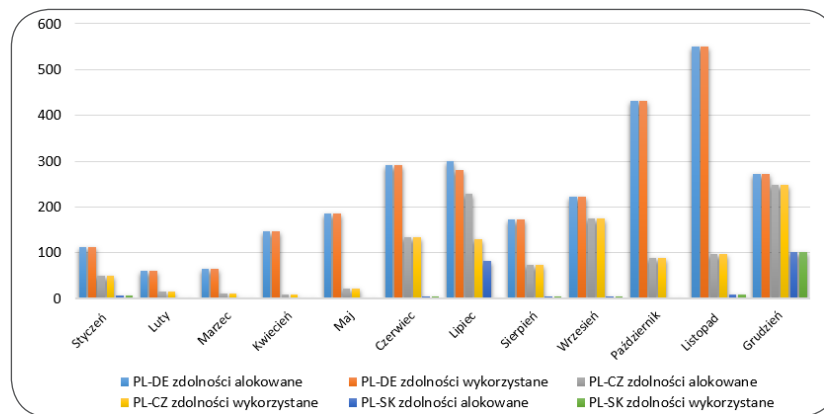
Maksymalne oferowane zdolności przesyłowe na granicy ze Szwecją wyniosły 592 MW w kierunku importu i 595 MW w kierunku eksportu. Podobna sytuacja miała miejsce na połączeniu Polska-Litwa. Kierunek wymiany handlowej na tym połączeniu był w dużej mierze uwarunkowany dostępnością interkonektora łączącego Litwę ze Szwecją. Maksymalne oferowane zdolności przesyłowe na

Rysunek 40. Zestawienie średnich miesięcznych zdolności przesyłowych, alokowanych i wykorzystanych w kierunku eksportu w 2022 r. na poszczególnych połączeniach synchronicznych [MW]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 41. Zestawienie średnich miesięcznych zdolności przesyłowych, alokowanych i wykorzystanych w kierunku importu w 2022 r. na poszczególnych połączeniach synchronicznych [MW]



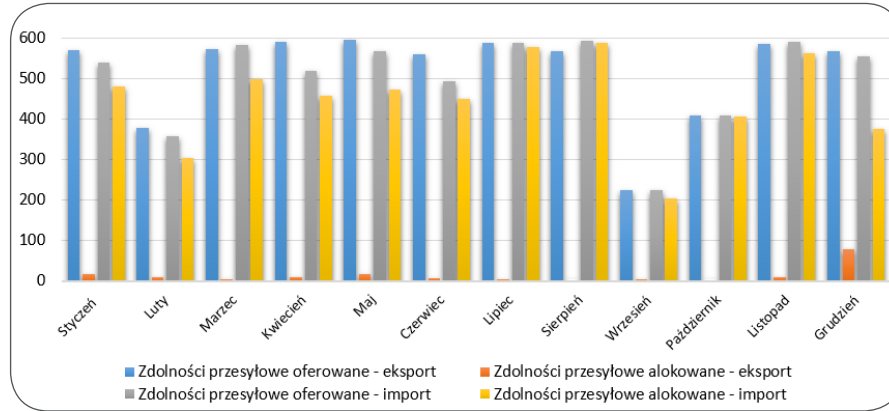
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

połączeniu Polska-Litwa wyniosły: w kierunku eksportu do Litwy 492 MW, a w kierunku importu do Polski 485 MW. Wykresy nie uwzględniają alokowanych zdolności przesyłowych dla celów tranzytu Szwecja-Litwa i Litwa-Szwecja w związku z tym, że od 10 lutego 2021 r. uruchomione zostały aukcje w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego z udziałem wielu wyznaczonych operatorów rynku energii (NEMO) w Polsce, co uniemożliwiło stosowanie dotychczasowych rozliczeń tych tranzytów jako wyodrębnionych z przepływów importowych/eksportowych.

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

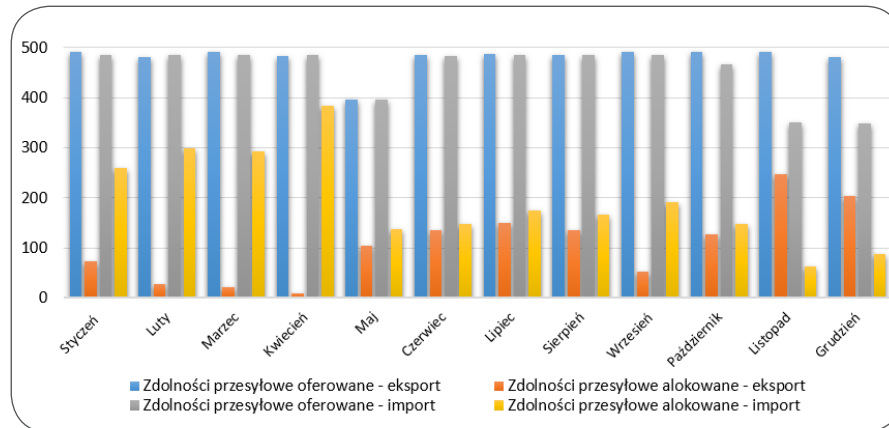
W przypadku wymiany międzysystemowej na

Rysunek 42. Zestawienie średnich miesięcznych wartości zdolności przesyłowych oferowanych i alokowanych w 2022 r. na połączeniu Polska-Szwecja [MW]



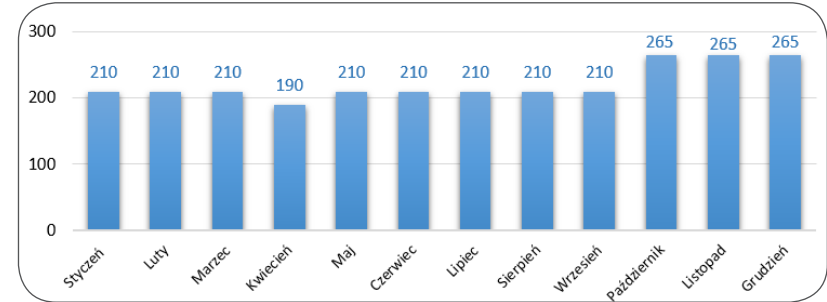
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 43. Zestawienie średnich miesięcznych wartości zdolności przesyłowych oferowanych i alokowanych w 2022 r. na połączeniu Polska-Litwa [MW]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 44. Zestawienie średnich oferowanych i zarezerwowanych zdolności przesyłowych na połączeniu międzysystemowym Polska-Ukraina, kierunek import w 2021 r. [MW]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

połączeniach synchronicznych oraz na połączeniach ze Szwecją i Litwą, nie wystąpiły ograniczenia alokowanych zdolności przesyłowych (redukcje).

Na połączeniu Polska-Ukraina, po stronie polskiej, nie wystąpiły wyłączenia awaryjne skutkujące redukcją zaplanowanych dostaw. Jedynym niedotrzymanie planów wymiany spowodowane było awaryjnym odstawieniem bloku w Elektrowni Dobrotwór.

Przychody z alokacji zdolności przesyłowych na połączeniach z krajami UE i sposób ich wykorzystania w 2022 r.

Wielkość przychodów z tytułu alokacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej na połączeniach z krajami UE w okresie od 1 stycznia do 31 grudnia 2022 r. wyniosła 192 4170 800 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 1 marca 2023 r.⁶⁸⁾

⁶⁸⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/10934,Informacja-nr-112023.html>

9.3. Monitorowanie warunków przyłączenia podmiotów do sieci i ich realizacji

Oddziały terenowe URE każdego roku monitorują działalność operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych w zakresie terminowości wydawania warunków przyłączenia do sieci, odmów wydawania tych warunków oraz sposobu realizacji umów o przyłączenie. Monitorowanie to odbywa się wielopłaszczyznowo. Przede wszystkim 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. W 2022 r. przedsiębiorstwa energetyczne zgłosiły 7 023 odmowy wydania warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej na łączną moc 51 058,994 MW. Spośród nich – 3 461 odmów było spowodowane brakiem warunków technicznych przyłączenia do sieci – WT (łączna moc przyłączeniowa: 25 795,945 MW), a jedynie 72 odmowy względami ekonomicznymi – WE (łączna moc przyłączeniowa: 67,592 MW). W 3 490 przypadkach odmowa była podyktowana jednocześnie występującym brakiem warunków technicznych, jak i ekonomicznych (łączna moc przyłączeniowa: 25 195,456 MW).

Należy zauważyć, że Prezes URE odnotowuje wzrost liczby odmów przyłączenia do sieci od wielu lat. Nie inaczej było w 2022 r., który przyniósł wzrost odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznej o 87,23 proc. w stosunku do roku poprzedniego, ale już w odniesieniu do łącznej mocy

Tabela 28. Odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznych w 2022 r.

Województwo	Przyczyna odmowy	Grupa przyłączeniowa						moc* [MW]
		I	II	III	IV	V	VI	
dolnośląskie	WE	-	-	1	-	-	-	2,200
	WT	-	3	95	-	-	-	319,011
	WE+WT	5	44	348	-	-	-	4 968,509
kujawsko-pomorskie	WE	-	-	-	-	-	-	-
	WT	-	17	283	3	-	-	961,246
	WE+WT	1	8	227	-	-	-	952,358
lubelskie	WE	-	-	1	-	1	-	0,670
	WT	-	-	3	-	-	-	2,987
	WE+WT	-	17	198	1	15	1	1 175,162
lubuskie	WE	-	-	-	-	-	-	-
	WT	2	76	358	-	-	-	5 101,322
	WE+WT	-	7	71	-	-	-	669,386
łódzkie	WE	-	-	-	-	4	-	0,053
	WT	-	6	57	4	7	-	253,197
	WE+WT	-	10	382	-	8	1	967,667
małopolskie	WE	-	-	-	-	1	-	0,010
	WT	-	-	3	-	-	-	4,000
	WE+WT	-	5	45	-	1	-	290,255
mazowieckie	WE	-	-	1	-	9	-	0,111
	WT	-	36	243	1	25	-	2 166,425
	WE+WT	1	13	273	3	69	3	1 736,497
opolskie	WE	-	-	-	-	-	-	-
	WT	-	-	46	-	-	-	85,114
	WE+WT	4	35	178	-	-	-	3 657,771
podkarpackie	WE	-	-	-	1	28	1	0,541
	WT	-	-	5	-	-	-	13,488
	WE+WT	-	13	152	2	46	2	1 156,514
podlaskie	WE	-	-	15	-	-	-	43,611
	WT	-	-	1	-	-	-	6,000
	WE+WT	-	13	300	4	-	-	1 364,243
pomorskie	WE	-	-	-	-	-	-	-
	WT	-	49	425	21	-	-	3 491,886
	WE+WT	2	1	59	-	-	-	1 195,865
śląskie	WE	-	-	-	-	-	-	-
	WT	-	3	17	-	-	-	221,271
	WE+WT	-	21	72	-	-	-	1 027,527

Województwo	Przyczyna odmowy	Grupa przyłączeniowa						moc* [MW]
		I	II	III	IV	V	VI	
świętokrzyskie	WE	-	-	6	-	2	-	12,396
	WT	-	-	3	-	-	-	9,920
	WE+WT	-	13	134	2	14	5	762,540
warmińsko-mazurskie	WE	-	-	-	-	-	-	-
	WT	-	54	508	1	-	-	3 832,394
	WE+WT	1	5	64	-	1	-	620,752
wielkopolskie	WE	-	-	1	-	-	-	8,000
	WT	1	18	387	3	1	-	1 960,945
	WE+WT	3	28	462	1	-	-	3 131,080
zachodniopomorskie	WE	-	-	-	-	-	-	-
	WT	3	101	559	-	34	-	7 366,740
	WE+WT	3	5	88	-	-	-	1 519,330
Razem	WE	0	0	25	1	45	1	67,592
	WT	6	363	2 992	33	67	0	25 795,945
	WE+WT	20	238	3 053	13	154	12	25 195,456

* Moc przyłączeniowa z wniosku.

Źródło: URE.

przyłączeniowej wzrost wyniósł 253,32 proc. (rys. 46 str. 74).

W 2022 r. oddziały terenowe URE przeprowadziły ponadto szeroko zakrojony monitoring wobec 165 operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych w odniesieniu do ich działalności z roku poprzedniego (tj. 2021). Miał on na celu uzyskanie informacji od przedsiębiorstw w zakresie przyłączeń podmiotów do sieci elektroenergetycznej, w tym liczby złożonych do przedsiębiorstw 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 poprzedniego określenia warunków przyłączenia.

Analiza zebranych informacji wskazuje, że przedsiębiorstwa 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 myśl przywołanego przepisu, 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 przyłączenia, 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 energetycz-

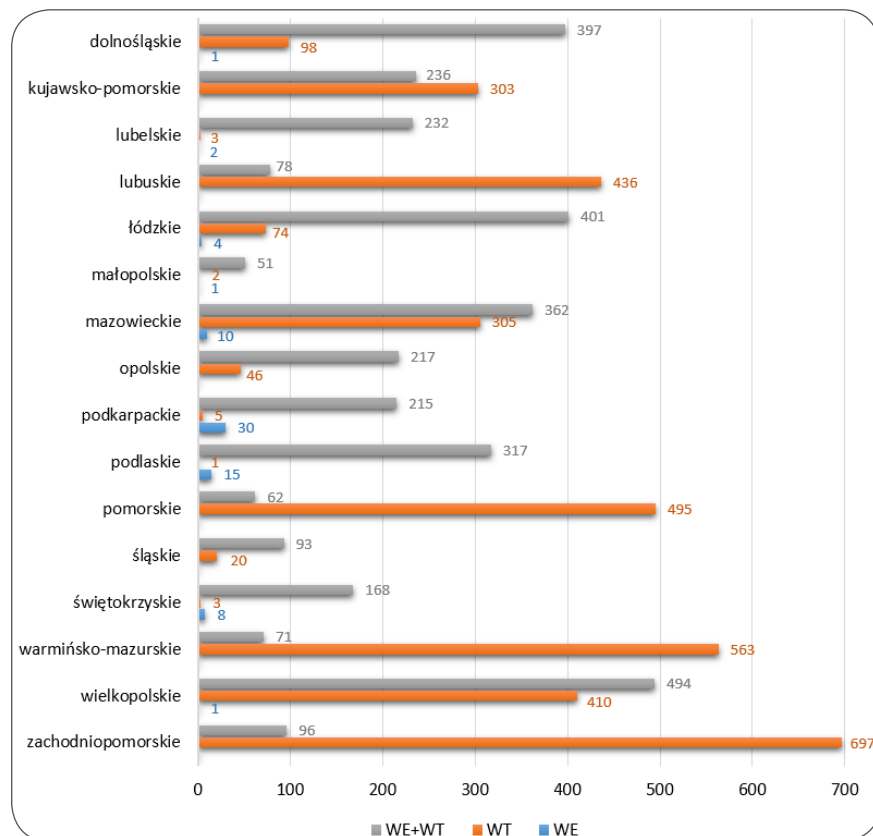
ne odmówi zawarcia umowy o przyłączenie do sieci lub przyłączenia w pierwszej kolejności instalacji odnawialnego źródła energii, jest obowiązane niezwłocznie pisemnie powiadomić o odmowie jej zawarcia Prezesa URE i zainteresowany podmiot, podając przyczyny odmowy.

Jednocześnie stwierdzono naruszenie przez OSD przepisów art. 7 ust. 8g oraz art. 7 ust. 8d⁷ ustawy – Prawo energetyczne. W dominującej większości dotyczyły one opóźnienia w realizacji zgłoszeń przyłączenia mikroinstalacji do sieci elektroenergetycznej. W przypadku stwierdzonych naruszeń podjęto czynności wyjaśniające.

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 rozstrzygnięcia sporów o odmowę zawarcia umowy o przyłączenie do sieci.

W roku sprawozdawczym do oddziałów terenowych URE zgłoszono łącznie 340 skarg i zapytań dotyczących przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, co stanowi wzrost do roku ubiegłego o ok. 40 proc. W przeważającej części zgłaszane 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.

Rysunek 45. Odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej – przyczyny w podziale na województwa

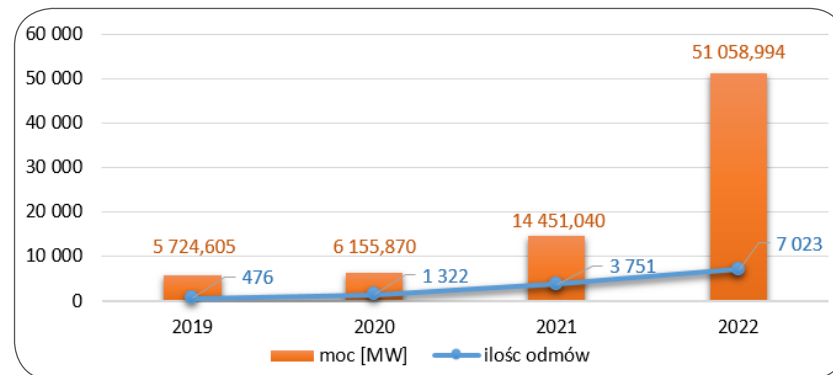


Źródło: URE.

W przypadku każdej ze skarg podejmowano adekwatne działania. Przede wszystkim udzielano wyjaśnień i wskazywano możliwe sposoby roz-

biorstwie energetycznym, które niejednokrotnie prowadziły do zmiany pierwotnego stanowiska OSD. W zakresie wykraczającym poza kompeten-

Rysunek 46. Liczba odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznej w latach 2019–2022



Źródło: URE.

wiązania 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 kompeten-

cje Prezesa URE, informowano o możliwych drogach dochodzenia praw odbiorców energii elektrycznej, m.in. poprzez skorzystanie z pomocy Koordynatora ds. negocjacji przy Prezisie URE, czy też skierowanie sprawy na drogę postępowania sądowego (tam, gdzie było to zasadne).

9.4. Monitorowanie zmiany sprzedawcy

Zgodnie z zasadą TPA, operatorzy systemów dystrybucyjnych zobowiązani są do realizacji każdej umowy sprzedaży energii (tj. do dystrybucji energii) zawartej między odbiorcą a wybranym przez niego sprzedawcą. Każdy sprzedawca energii elektrycznej ma prawo oferować sprzedaż tej energii odbiorcom końcowym na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kom-

pleksowej. Warunkiem realizacji zawartych umów sprzedaży jest jednak zawarcie przez sprzedawcę umowy o świadczenie usług dystrybucji tzw. generalnej umowy dystrybucji (GUD) z operatorem systemu dystrybucyjnego, do którego sieci przyłączony jest odbiorca obsługiwany przez sprzedawcę. Natomiast realizacja umów kompleksowych wymaga zawarcia z OSD tzw. generalnej umowy dystrybucji dla usługi kompleksowej (GUD-K). Na OSD spoczywa obowiązek zawarcia GUD lub GUD-K ze sprzedawcą, który o to wystąpi. Sprzedawcy natomiast nie mają obowiązku zawierania umów GUD i GUD-K, a tym samym obowiązku sprzedaży energii do poszczególnych grup odbiorców z określonych obszarów (za wyjątkiem sprzedaży objętej obowiązkiem publicznoprawnym).

W połowie 2007 r. zakończył się proces uzyskiwania przez odbiorców energii elektrycznej w Polsce prawa zakupu energii od wybranego sprzedawcy, z zapewnieniem usługi dystrybucji dla dowolnego kontraktu i z tym dniem energia elektryczna, jako towar, stała się przedmiotem swobodnego handlu. Od tego czasu liczba zmian sprzedawcy oraz ilość energii objętej sprzedażą od wybranego sprzedawcy są przedmiotem monitoringu Prezesa URE i stanowią jeden z najistotniejszych mierników rozwoju rynku detalicznego w Polsce, świadcząc m.in. o świadomości i aktywności odbiorców, dostępności konkurencyjnych ofert, jakości procedur oraz gotowości przedsiębiorstw w zakresie obsługi procesu zmiany sprzedawcy. Dane za 2022 r. pozyskane zostały od 46 największych OSD (spełniających kryterium minimum 100 odbiorców przyłączonych do sieci), tj. pięciu dużych, wydzielonych

Tabela 29. Prawo wyboru sprzedawcy w poszczególnych grupach odbiorców energii elektrycznej (stan na koniec 2022 r.)

Operator systemu dystrybucyjnego	Liczba odbiorców TPA (narastająco)		Wolumen dostarczonej energii w ramach TPA w 2022 r. [MWh]	
	A, B, C	G	A, B, C	G
PGE Dystrybucja S.A.	52 656	185 513	18 994 069	208 274
ENERGA-OPERATOR S.A.	65 853	152 286	11 216 842	175 967
TAURON Dystrybucja S.A.	63 604	191 676	34 510 416	305 540
ENEA Operator Sp. z o.o.	37 979	93 046	8 165 251	118 621
Stoen Operator Sp. z o.o.	13 592	102 691	3 810 984	354 788
Razem 5 dużych OSD	233 684	725 212	76 697 562	1 163 190
OSDn	4 096	1 740	3 092 489	19 954
Suma OSD	237 780	726 952	79 790 051	1 183 144

Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

w procesie unbundlingu oraz 41 OSD, których sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową (tzw. OSDn).

Ogólny obraz stopnia korzystania w 2022 r. przez odbiorców energii elektrycznej z prawa wyboru sprzedawcy i jednocześnie prawa dostępu do sieci dystrybucyjnej w celu realizacji umowy z tak wybranym sprzedawcą przedstawiono w tab. 29.

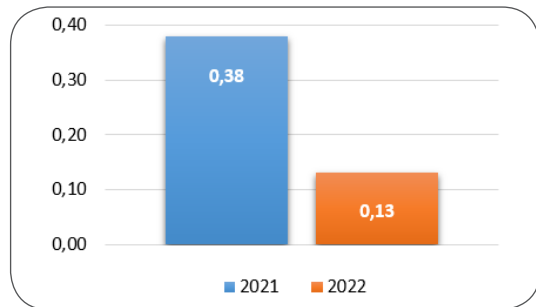
Całkowita ilość energii elektrycznej dostarczonej w 2022 r. odbiorcom końcowym na warunkach rynkowych, tzn. po skorzystaniu z zasady TPA, wyniosła 80 973 195 MWh, tj. 54,89 proc. energii dostarczonej odbiorcom końcowym ogółem. W porównaniu z 2021 r., wolumen energii dostarczonej odbiorcom korzystającym z prawa wyboru sprzedawcy wzrósł o 1 123 809 MWh, a udział tej energii w sumie energii dostarczonej odbiorcom wzrósł w tym okresie o 1,21 punktu procentowego (w 2021 r. wynosił on 53,68 proc.).

Z uzyskanych danych wynika także, że w 2022 r. liczba odbiorców korzystających z prawa wyboru

sprzedawcy wzrosła o 3,62 proc. w stosunku do 2021 r., przy czym w grupie odbiorców instytucjonalnych (grupy taryfowe A, B i C) zmiana ta wyniosła 4,29 proc. (ok. pół punktu procentowego mniej niż w roku poprzednim), zaś w grupie taryfowej G (w tym gospodarstwa domowe) był to przyrost o 2,85 proc. (0,6 punktu procentowego więcej niż rok wcześniej).

Rosnąca liczba odbiorców TPA (w ujęciu narastającym) nie świadczy jednak o wzmożonym rozwoju rynku w danym roku – 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 2022 r. wskaźnik ten obniżył się blisko trzykrotnie w porównaniu do roku poprzedniego i osiągnął wartość 0,13. Uzasadnienia dla takiego spadku aktywności odbiorców zmieniających sprzedawcę na rynku poszukiwać należy w niestabilnej sytuacji ogólnej – politycznej i gospodarczej – która ograniczyła skłonność sprzedawców do prezentowania

Rysunek 47. Wskaźnik TPA rzeczywistej zmiany sprzedawcy w 2022 r. w stosunku do roku poprzedniego



Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

ofert i poszerzania zakresu działalności, ze względu na zwiększone ryzyko niewypłacalności odbiorców. Także odbiorcy wystawieni byli na większe niż we wcześniejszych okresach ryzyko, że nowy sprzedawca, nawet jeśli zaoferowałby energię na korzystniejszych warunkach, w bliskiej przyszłości ogłosić może upadłość, co zmusiłoby odbiorcę do kupowania energii w ramach sprzedaży rezerwowej. Ponadto, w kolejnych miesiącach 2022 r., dostępność ofert systematycznie malała (np. liczba oferentów dla odbiorców w gospodarstwach domowych w zestawieniu publikowanym przez Prezesa URE zmalała od 35 w grudniu 2021 r. do 24 w grudniu 2022 r.). Jeszcze innym czynnikiem ograniczającym skłonność odbiorców do zmiany sprzedawcy, oddziałującym szczególnie w drugiej połowie i pod koniec 2022 r., mogły być zapowiedzi wprowadzenia na kolejny rok szczególnych rozwiązań zmierzających do ograniczenia wpływu gwałtownego wzrostu hurtowych cen energii na

wybrane grupy odbiorców, w tym odbiorców w gospodarstwach domowych.

W 2022 r., spośród dużych OSD, największe wskaźniki wzrostu liczby odbiorców TPA odnotowano w obszarze dystrybucyjnym ENEA Operator Sp. z o.o. (4,82 proc.), zaś najniższy (2,05 proc.) w obszarze dystrybucyjnym Stoen Operator Sp. z o.o. W pozostałych dużych OSD przyrost ten mieścił się w przedziale od 2,61 do 3,33 proc. Najwyższy wskaźnik przyrostu liczby odbiorców TPA (40,00 proc.) odnotowano jednak wśród operatorów systemów dystrybucyjnych OSDn, przy czym w grupach taryfowych A, B i C wzrost liczby odbiorców TPA osiągnął wartość 7,90 proc., a w grupie taryfowej G było to aż 356,69 proc. Przyczyną tak ogromnego wzrostu liczby odbiorców TPA wśród gospodarstw domowych była aktywność nielicznych sprzedawców energii wykonujących zadania sprzedawcy z urzędu w obrębie tych sieci dystrybucyjnych (sprzedawcy zintegrowani pionowo), której celem było ograniczenie zakresu wykonywania obowiązku publicznoprawnego w zakresie sprzedaży energii elektrycznej gospodarstwom domowym po cenie wynikającej z taryfy zatwierdzonej przez Prezesa URE. Działanie to opisano szerzej w części poświęconej działaniom interwencyjnym Prezesa URE.

W obszarach dystrybucyjnych dużych OSD także obserwowano wzrosty liczby odbiorców TPA w grupie taryfowej G, ale ich poziom był znacznie niższy i wahał się od 1,64 proc. w przypadku PGE Dystrybucja S.A. do 3,96 proc. w ENEA Operator Sp. z o.o.

W przypadku odbiorców w grupach taryfowych A, B i C, najwyższy procentowy przyrost liczby od-

biorców TPA (7,9 proc.) odnotowany został także w obszarach dystrybucyjnych OSDn, w których do końca 2022 r. sprzedawcę zmieniło 4 096 odbiorców. Spośród dużych OSD najwyższy przyrost odnotowany został, podobnie jak w poprzednim roku, w obszarze dystrybucyjnym ENEA Operator Sp. z o.o. (6,99 proc.), w PGE Dystrybucja S.A. wyniósł 6,37 proc., a w pozostałych obszarach wahał się od 1,75 proc. w obszarze dystrybucyjnym ENERGA-OPERATOR S.A. do 4,09 proc. w Stoen Operator Sp. z o.o. W grupie taryfowej G najwyższy przyrost liczby odbiorców TPA (6,08 proc.) odnotowany został w obszarze dystrybucyjnym, a w dwóch obszarach (ENEA Operator Sp. z o.o. i TAURON Dystrybucja S.A. wskaźnik ten nie przekroczył 0,5 proc.

W 2022 r. udział energii dostarczonej w ramach TPA przez dużych OSD, w stosunku do całkowitej energii dostarczonej przez dane przedsiębiorstwo, wahał się od 40,78 proc. (ENEA Operator Sp. z o.o.) do 67,47 proc. (TAURON Dystrybucja S.A.). Udział energii dostarczonej w ramach TPA wzrósł w porównaniu do roku poprzedniego we wszystkich obszarach dystrybucyjnych dużych OSD (wzrost od 0,16 do 2,24 punktu procentowego, największy w obszarze dystrybucyjnym Stoen Operator Sp. z o.o.), a także łącznie w obszarach dystrybucyjnych OSDn (wzrost o 1,08 punktu procentowego). We wszystkich badanych obszarach dystrybucyjnych łącznie udział ten wzrósł o 1,21 punktu procentowego w porównaniu z rokiem 2021 i łącznie ok. 55 proc. energii elektrycznej trafiło do odbiorców, którzy zdecydowali się na zmianę sprzedawcy (szczegóły w tabeli poniżej).

Tabela 30. Prawo wyboru sprzedawcy w poszczególnych grupach odbiorców energii elektrycznej (stan na koniec 2022 r.)

Operator systemu dystrybucyjnego	Liczba odbiorców TPA ogółem (narastająco)	Energia dostarczona w TPA wg grup taryfowych w 2022 r. w ujęciu rzeczywistym [MWh]	Udział energii dostarczonej w ramach TPA w stosunku do całkowitej energii dostarczonej przez dane przedsiębiorstwo [%]
PGE Dystrybucja S.A.	238 169	19 202 343	51,71
ENERGA-OPERATOR S.A.	218 139	11 392 809	49,40
TAURON Dystrybucja S.A.	255 280	34 815 956	67,47
ENEA Operator Sp. z o.o.	131 025	8 283 872	40,78
Stoen Operator Sp. z o.o.	116 283	4 165 772	56,66
Razem 5 dużych OSD	958 896	77 860 752	55,83
OSDn	5 836	3 112 443	38,57
Suma OSD	964 732	80 973 195	54,89

Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

9.5. Ocena realizacji Programów Zgodności

W 2022 r. czterech operatorów systemów dystrybucyjnych realizowało programy zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu (tzw. Programy Zgodności) w wersji dostosowanej do treści „Wytycznych do treści Programów zgodności opracowywanych przez operatorów systemów dystrybucyjnych i operatora systemu magazynowania”⁶⁹⁾ (dalej: Wytyczne Prezesa URE), opublikowanych przez Prezesa URE w 2019 r. Niektóre zapisy tych programów – w zakresie dostosowania posiadanego systemu wspomagającego procesy obsługi klienta i rozliczeń usług

dystrybucji dla umów kompleksowych, jak i umów sprzedaży energii elektrycznej, zostały wydłużone do czasu uruchomienia centralnego systemu informacji rynku energii (CSIRE). Dostosowany i zatwierdzony Program Zgodności jednego z operatorów został w 2022 r. zmieniony, w związku ze zmianą nazwy tego operatora (zmiana miała charakter wyłącznie formalny). Postępowanie w sprawie zatwierdzenia zmienionego Programu Zgodności piątego OSD, wszczęte wnioskiem z 31 maja 2019 r., nie zostało zakończone ze względu na brak dostosowania zapisów projektu do wymagań zawartych w Wytycznych Prezesa URE.

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

W trakcie roku sprawozdawczego wpłynął do URE także nowy wniosek o zatwierdzenie Programu Zgodności, złożony przez operatora, który wskutek zmian właścicielskich i organizacyjnych

wszedł w skład grupy kapitałowej, posiadającej łącznie powyżej 100 tys. odbiorców energii elektrycznej przyłączonych do sieci dystrybucyjnej. W 2022 r. przeprowadzona została analiza wniosku oraz sytuacji prawnej operatora, w zakresie spełniania przez tę spółkę kryteriów pozwalających uznać, że jest ona zobowiązana i jednocześnie uprawniona do przedłożenia Prezesowi URE Programu Zgodności, w celu jego zatwierdzenia. Postępowanie jest kontynuowane w 2023 r.

Sprawozdania z realizacji Programów Zgodności za rok 2022 zostały przedłożone w ustawowym terminie, tj. do 31 marca 2023 r.

Lektura tych sprawozdań wskazuje na rosnące znaczenie zagadnień służących niedyskryminacyjnemu traktowaniu użytkowników systemów wśród członków zarządów oraz wśród pracowników spółek operatorów.

Praca Inspektorów ds. zgodności, tj. osób wyznaczonych w przedsiębiorstwach energetycznych – operatorach systemów dystrybucyjnych do wykonywania zadań związanych z monitorowaniem Programów Zgodności, w niektórych spółkach wspomagana jest działaniem lokalnych koordynatorów ds. zgodności, podlegających merytorycznie Inspektorowi ds. zgodności (ENEA Operator Sp. z o.o., PGE Dystrybucja S.A.). Z kolei w TAURON Dystrybucja S.A. funkcjonuje Zespół ds. monitorowania realizacji Programu Zgodności, którego przewodniczącym jest Inspektor ds. zgodności.

W roku sprawozdawczym Inspektorzy ds. zgodności opiniowali projekty dokumentów, w tym także umów zawieranych przez spółki operatorskie z podmiotami zewnętrznymi i umów dotyczących

⁶⁹⁾ Informacja Prezesa URE nr 15/2019 z 18 lutego 2019 r. w sprawie Wytycznych do treści Programów Zgodności opracowywanych przez operatorów systemów dystrybucyjnych i operatora systemu magazynowania.

współpracy w ramach grup kapitałowych przed ich zatwierdzeniem i stosowaniem, 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.

Duże znaczenie w obszarze zapobiegania naruszeniom zasad równoprawnego traktowania użytkowników sieci ma także realizowana przez Inspektorów ds. zgodności wykładnia postanowień Programu Zgodności na wniosek zarządu lub pracowników spółki operatora. Inspektorzy udzielali informacji i wyjaśnień w odpowiedzi na pytania dotyczące sposobu działania w konkretnych sprawach.

W 2022 r. we wszystkich spółkach operatorów przeprowadzono szkolenia dla nowo zatrudnianych pracowników, w terminie maksymalnie 30 dni od daty zatrudnienia. W spółkach, w których Program Zgodności został dostosowany do Wytycznych Prezesa URE, przeszkolono wszystkich pracowników w zakresie celu i zakresu Programu, zasad jego realizacji, obowiązków OSD i pracowników, a także sankcji wynikających z naruszenia obowiązków przez pracowników OSD. Przeszkoleni pracownicy składali oświadczenia o zapoznaniu się z postanowieniami Programu Zgodności i zobowiązaniu do ich stosowania. Szkoleniu w zakresie Programów Zgodności podlegali także wszyscy lub wybrani pracownicy niektórych usługodawców, których zakres zadań stwarza ryzyko naruszenia zasady

równoprawnego traktowania użytkowników systemu (np. usługi w zakresie pomiarów lub obsługi klienta). Usługodawcy w obszarach kluczowych z punktu widzenia zgodności, w niektórych przypadkach (TAURON Dystrybucja S.A.) zobowiązali się do stosowania obowiązującego w OSD Programu Zgodności.

W TAURON Dystrybucja S.A. obsługa klientów realizowana jest na rzecz operatora przez podwykonawcę na podstawie umowy SLA oraz zgodnie z zasadami uzgodnionymi pomiędzy stronami. Powołany został zespół zadaniowy ds. opracowania i wdrożenia zmiany modelu funkcjonowania Punktów Obsługi Klienta, który przygotował zakres i harmonogram wprowadzania zmian, z końcowym terminem wdrożenia do końca I kwartału 2024 r. W trakcie 2022 r. kontynuowano proces dostosowania Punktów Obsługi Klienta do nowego modelu zgodnie z opracowanym harmonogramem.

Z kolei w ENERGA-OPERATOR S.A. w 2022 r. kontynuowane były prace nad zmianą dokumentu regulującego zasady współpracy spółek w grupie kapitałowej – „Umowy o współpracy w Grupie ENERGA”, do wymagań wynikających z Programu Zgodności. Aktualizacje wynikały m.in. z dostosowania Grupy ENERGA do regulacji obowiązujących w Grupie PKN Orlen. Inspektor ds. zgodności w spółce ENERGA-OPERATOR S.A. w 2022 r. uczestniczył w opiniowaniu tzw. kart celów członków zarządu spółki operatora oraz innych menedżerów, w zakresie ich zgodności z zapisami Programu Zgodności.

Natomiast w sprawozdaniu Inspektora ds. zgodności Stoen Operator Sp. z o.o. wskazano, że

w 2021 r. w spółce prowadzone były intensywne prace związane ze zmianą marki grupy kapitałowej, w strukturze której funkcjonuje operator, i wszystkich spółek wchodzących w skład tej grupy, co było efektem zmian właścicielskich w koncernie E.ON. W wyniku tych zmian w roku sprawozdawczym operator działał pod zmienioną już nazwą i marką, odróżniającą się od nazw innych spółek wchodzących w skład grupy kapitałowej.

Ponadto, Inspektor ds. zgodności Stoen Operator Sp. z o.o. został w 2022 r. włączony w dwa istotne, pod kątem przestrzegania Programu Zgodności, procesy: przystosowanie spółki do funkcjonowania w ramach Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii, wdrożenie systemu CRM oraz zintegrowanie go z systemem bilingowym.

W 2022 r. w PGE Dystrybucja S.A. kontynuowane były prace dotyczące nowego systemu bilingowego oraz prace analityczne dotyczące reorganizacji w celu usprawnienia kanałów obsługi w segmencie klienta masowego. Inspektor ds. zgodności brał udział w tych pracach. W spółce od początku 2022 r. obowiązuje Procedura przeprowadzania weryfikacji zgodności dokumentów systemu zarządzania przygotowanych poza PGE Dystrybucja S.A.

Ponadto, ze sprawozdań Inspektorów ds. zgodności wynika, że u jednego z operatorów zidentyfikowano jeden przypadek naruszenia postanowień Programu Zgodności oraz dziewięć przypadków konfliktu interesów. Podjęto działania mające na celu wyeliminowanie naruszeń. W efekcie rozwiązano stosunek pracy z sześcioma osobami. W innym przypadku, Inspektor ds. zgodności opi-

sał zdarzenie mogące nosić znamiona naruszenia Programu Zgodności. Jednak po szczegółowym przeanalizowaniu sprawy ustalono, że zdarzenie nie było spowodowane celowo, lecz wynikało z nieprawidłowego działania systemu – nieprawidłowość usunięto. Odnotowano także interwencję Inspektora w dwóch sprawach związanych z przesyłaniem informacji pocztą elektroniczną. Nieprawidłowości zostały niezwłocznie wyeliminowane. W ocenie Inspektora, miały one charakter incydentalny i krótkotrwały. W kolejnym przypadku, Inspektor odnotował trzy zgłoszenia wymagające wyjaśnienia pod kątem naruszenia postanowień Programu Zgodności. Po dokonaniu szczegółowej analizy wszystkich spraw, nie stwierdzono naruszenia. Nie odnotowano innych przypadków nieprawidłowości.

W 2022 r. w Urzędzie nie odnotowano skarg dotyczących realizacji czy naruszenia zasad Programów Zgodności. Wpłynęło natomiast pismo Przewodniczącego Prezydium Komitetu Obrony Dystrybucji i Obrotu – wspólnej reprezentacji związków zawodowych działających w PGE Dystrybucja S.A. oraz PGE Obrót S.A. – dotyczące realizowanego w grupie kapitałowej PGE projektu „optymalizacja jakości obsługi klienta masowego”. W odpowiedzi Prezes URE wskazał, że szczegółowe stanowisko m.in. na temat funkcjonowania obsługi klientów przez operatorów systemu dystrybucyjnego zostało zawarte w Wytycznych Prezesa URE, opublikowanych na stronie internetowej Urzędu.

Sprawozdania z realizacji Programów Zgodności są publikowane na stronie internetowej URE.

9.6. Stan przygotowania operatorów systemów dystrybucyjnych oraz spółek obrotu do migracji danych do Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii

Rozpoczęte we wrześniu 2021 r. w URE badanie stanu przygotowania operatorów systemów dystrybucyjnych do migracji danych do Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii (CSIRE) było kontynuowane w roku sprawozdawczym. Dodatkowo, w lipcu 2022 r. zostało uruchomione analogiczne badanie w odniesieniu do spółek obrotu energią elektryczną, co było spowodowane zaproponowaniem w art. 14 pkt 2 w projekcie ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw⁷⁰⁾ zmiany polegającej na rozszerzeniu kręgu podmiotów zobowiązanych do przekazania OSP informacji o punktach pomiarowych o sprzedawców. Ze względu na fakt, że przepisy te nie zostały przyjęte w 2022 r., badanie sprzedawców obejmowało wybrane zagadnienia związane z kompletnością umów (nie były badane kwestie organizacyjne związane z przygotowaniem sprzedawców do migracji danych).

W 2022 r., w ramach prowadzonego badania, odbyły się trzy spotkania z OSD oraz jedno ze spółkami obrotu, podczas których zostały omówione wyniki poszczególnych badań.

W ramach badania stanu przygotowania OSD do migracji danych do CSIRE, zbadane zostały

również postępy OSD w realizacji celu, o którym mowa w art. 11t ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne⁷¹⁾. Według stanu na 31 grudnia 2022 r., łączna liczba punktów poboru energii elektrycznej objętych badaniem wyniosła 19 272 814, z tego 1 353 797 było wyposażonych w liczniki zdalnego odczytu, które zgodnie z deklaracjami OSD, spełniają minimalne wymagania techniczno-funkcjonalne oraz minimalne wymagania dotyczące wskaźników jakości dostawy energii elektrycznej określone odpowiednio w Załącznikach nr1 i 3 rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2022 r. w sprawie systemu pomiarowego⁷²⁾, co stanowi 7,02 proc. wszystkich punktów poboru energii elektrycznej.

.....

⁷¹⁾ Art. 11t ust. 1: Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do dnia 31 grudnia 2028 r., zainstaluje liczniki zdalnego odczytu skomunikowane z systemem zdalnego odczytu w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 80% łącznej liczby punktów poboru energii u odbiorców końcowych, w tym stanowiących co najmniej 80% 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 ust. 2.

2. Instalacja liczników zdalnego odczytu odbędzie się do dnia:

- 1) 31 grudnia 2023 r. – w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 15%,
- 2) 31 grudnia 2025 r. – w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 35%,
- 3) 31 grudnia 2027 r. – w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 65% – łącznej liczby punktów poboru energii u odbiorców końcowych, o których mowa w ust. 1.

⁷²⁾ Dz. U. z 2022 r. poz. 788.

⁷⁰⁾ Druk UC 74 z 10 czerwca 2022 r., <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12347450/katalog/12792169#12792169>

10. Przesłanki i ocena bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej

10.1. Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i ocena bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej

Prezes URE monitoruje funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego w zakresie bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej na podstawie przepisu wynikającego z art. 23 ust. 2 pkt 20f ustawy – Prawo energetyczne, 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 skoordynowanej sieci 110 kV – w świetle spoczywającego na nich obowiązku wynikającego z art. 9c ust. 3 pkt 14 ustawy – Prawo energetyczne. W odpowiedzi, poszczególne OSD udzieliły szczegółowych wyjaśnień oraz przedstawiły informacje na temat przerw w dostawach energii elektrycznej spowodowanych awariami sieciowymi w 2022 r., występujących na poszczególnych obszarach dystrybucji.

W efekcie pozyskania danych pomiarowych z pracy KSE, dotyczących bilansu mocy w sys-

temie w 96 kwadransach każdej doby z 2022 r., 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 zainstalowanej oraz mocy osiągalnej w systemie KSE

Zgodnie z przepisem wynikającym z art. 9c ust. 2 pkt 6 ustawy – Prawo energetyczne, OSP realizuje obowiązek dysponowania mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci przesyłowej oraz mocą jednostek wytwórczych, o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej, przyłączonych do skoordynowanej sieci 110 kV. 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 niepozostające do jego dyspozycji (tzw. nJWCD).

Według danych na koniec 2022 r., operator systemu przesyłowego dysponował następującą strukturą mocy zainstalowanej i mocy osiągalnej w elektrowniach krajowych.

Tabela 31. Struktura mocy zainstalowanej w elektrowniach krajowych (na koniec 2022 r.)

Wyszczególnienie	Moc zainstalowana [MW]		
	2021 r.	2022 r.	dynamika zmiany (r/r)
Moc zainstalowana elektrowni krajowych	53 656	60 446	12,65%
w elektrowniach zawodowych	38 570	38 868	0,77%
w elektrowniach zawodowych wodnych	2 380	2 421	1,74%
w elektrowniach zawodowych ciepłych	36 190	36 446	0,71%
– na węglu kamiennym	24 611	24 897	1,16%
– na węglu brunatnym	8 262	8 262	0,00%
– gazowych	3 317	3 288	-0,89%
w źródłach wiatrowych i innych odnawialnych	15 086	21 578	43,04%
w elektrowniach przemysłowych	0	0	
Moc zainstalowana w JWCD	27 850	27 129	-2,59%
Moc zainstalowana w nJWCD	25 806	33 317	29,10%

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Tabela 32. Struktura mocy osiągalnej w elektrowniach krajowych (na koniec 2022 r.)

Wyszczególnienie	Moc osiągalna [MW]		
	2021 r.	2022 r.	dynamika zmiany (r/r)
Moc osiągalna elektrowni krajowych	54 382	59 578	9,55%
w elektrowniach zawodowych	38 877	38 787	-0,23%
w elektrowniach zawodowych wodnych	2 501	2 501	-0,02%
w elektrowniach zawodowych ciepłych	36 375	36 286	-0,24%
– na węglu kamiennym	24 792	24 703	-0,36%
– na węglu brunatnym	8 327	8 327	0,00%
– gazowych	3 256	3 256	0,01%

Wyszczególnienie	Moc osiągalna [MW]		dynamika zmiany (r/r)
	2021 r.	2022 r.	
w źródłach wiatrowych i innych odnawialnych	15 505	20 791	34,09%
w elektrowniach przemysłowych	0	0	
Moc zainstalowana w JWCD	28 190	28 176	-0,05%
Moc zainstalowana w nJWCD	26 192	31 402	19,89%

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.

Nawiązując do powyższych danych (na koniec 2022 r.) należy stwierdzić, że moc zainstalowana w KSE wyniosła 60 446 MW, a moc osiągalna – 59 578 MW, co stanowi wzrost odpowiednio o 12,65 proc. oraz o 9,55 proc. w stosunku do 2021 r. Średnie roczne zapotrzebowanie na moc ukształtowało się na poziomie 23 389,0 MW przy maksymalnym zapotrzebowaniu na poziomie 27 296,2 MW, co oznacza odpowiednio spadek o 1,20 proc. oraz 1,16 proc. w stosunku do danych z roku bezpośrednio poprzedzającego. Relacja mocy dyspozycyjnej do mocy osiągalnej w 2022 r. miała nadal tendencję spadkową i wyniosła 51,8 proc.

(spadek o 5,8 punktów procentowych w stosunku do 2021 r.).

Elektrownie pozostające w dyspozycji operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego posiadały 45 proc. udziału w mocy zainstalowanej w KSE.

Moc osiągalna JWCD zmniejszyła się, w stosunku do 2021 r., o 14 MW. Moc osiągalna nJWCD w 2022 r. zwiększyła się zauważalnie, bo aż o 5 210 MW w porównaniu z 2021 r.

Tendencja wzrostowa w 2022 r., zarówno jeżeli chodzi o moc zainstalowaną, jak i osiągalną, dotyczyła segmentu źródeł wiatrowych oraz pozostałych odnawialnych, w których nastąpił bardzo znaczący wzrost mocy zainstalowanych o ok. 43,04 proc. oraz mocy osiągalnej o ok. 34,09 proc.

Tendencja bez zmian wystąpiła w segmencie elektrowni zawodowych ciepłych zasilanych węglem brunatnym, odnotowując identyczne wielkości jak w 2021 r. dotyczące mocy zainstalowanej oraz mocy osiągalnej.

Natomiast w segmencie elektrowni zawodowych ciepłych zasilanych węglem kamiennym, odnotowano wzrost o 1,16 proc. dotyczący mocy zainstalowanej oraz spadek o 0,36 proc. dotyczący mocy osiągalnej.

Przeciwna sytuacja wystąpiła w segmencie źródeł zawodowych ciepłych zasilanych gazem, odnotowując spadek o 0,89 proc. dotyczący mocy zainstalowanej oraz nieznaczny wzrost o 0,01 proc. dotyczący mocy osiągalnej.

Tabela 33. Wybrane dane dotyczące funkcjonowania KSE w 2022 r. (dane na podstawie średnich rocznych wartości ze szczytu wieczornego dnia roboczych)

Wyszczególnienie	Wartość [MW]		
	2021 r.	2022 r.	dynamika zmiany (r/r)
Moc osiągalna elektrowni krajowych	50 714,6	57 357,5	13,10%
Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych	29 197,4	29 696,9	1,71%
Zapotrzebowanie na moc	23 673,0	23 389,0	-1,20%
Maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc	27 617,2	27 296,2	
	12 lutego 2021 r. godz. 10:45	16 grudnia 2022 r. godz. 12:00	-1,16%
Rezerwa mocy w JWCD dostępna dla OSP w dniu, w którym wystąpiło maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc	4 257,2	2 994,5	-29,66%
	12 132,7	12 287,4	
Minimalne krajowe zapotrzebowanie na moc	6 czerwca 2021 r. godz. 05:00	26 grudnia 2022 r. godz. 03:30	1,28%
Rezerwa mocy w JWCD dostępna dla OSP w dniu, w którym wystąpiło minimalne krajowe zapotrzebowanie na moc	13 620,7	10 690,1	-21,52%

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Tabela 34. Zestawienie z obszarów działalności poszczególnych OSD

Operator	Łączna moc zainstalowana jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej [MW]	w tym:
Stoen Operator Sp. z o.o.	1 144,547	źródła OZE – 113,486 MW źródła hybrydowe (współspalanie) – 170 MW pozostałe źródła oparte na gazie ziemnym, węgla kamiennym i spalaniu odpadów komunalnych – 861,061 MW
ENERGA-OPERATOR S.A.	8 877,000	elektrownie przemysłowe – 675,2 MW elektrownie ciepłe zawodowe – 538,0 MW elektrociepłownie – 581,3 MW elektrownie wodne, szczytowe – 370,4 MW elektrownie wiatrowe – 3 937,8 MW źródła pozostałe OZE (fotowoltaika, biomasa, biogaz, inne) – 2 774,4 MW
TAURON Dystrybucja S.A.	8 893,200	elektrownie ciepłe zawodowe – 8 353,2 MW elektrociepłownie szczytowo-pompowe – 540,0 MW
ENEA Operator Sp. z o.o.	5 306,200	46 elektrownie przemysłowe 4 elektrociepłownie zawodowe 163 elektrownie wodne 252 elektrownie wiatrowe 74 elektrownie biogazowe/biomasa, 150 957 elektrowni fotowoltaicznych, w tym mikroinstalacje 107 instalacji hybrydowych
PGE Dystrybucja S.A.	8 625,000	elektrownie zawodowe – 1 371 MW elektrociepłownie zawodowe – 1 298 MW elektrociepłownie przemysłowe – 156 MW elektrownie wodne przepływowe – 244,2 MW elektrownie szczytowo-pompowe lub wodne z członami pompowymi – 207 MW elektrownie wiatrowe – 1 490 MW elektrownie słoneczne – 3 980 MW elektrownie biogazowe – 76 MW inne wyżej nie wymienione – 6 MW

Źródło: URE na podstawie danych OSD.

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.

Monitorowanie zapotrzebowania na moc szczytową w KSE

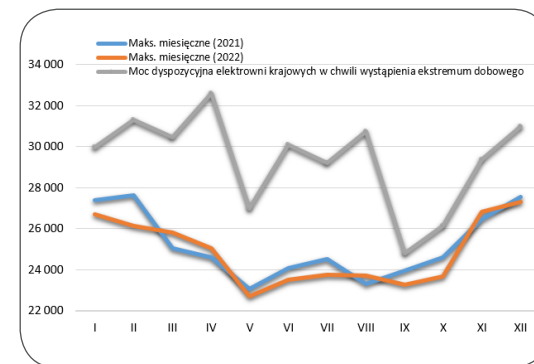
Moc szczytowa określana jest przez najwyższy dzienny wolumen zapotrzebowania na moc czynną (wyrażoną w megawatach), który został określony na podstawie 15-minutowego średniego poboru

mocy czynnej przez wszystkie urządzenia przyłączone do KSE, z uwzględnieniem strat mocy.

W 2022 r. średnie roczne zapotrzebowanie na moc (w odniesieniu do wartości ze szczytu wieczornego) wyniosło 23 389 MW, co stanowiło spadek o ok. 1,20 proc. w stosunku do 2021 r., natomiast zapotrzebowanie maksymalne w dobowych szczytach obciążenia wyniosło 27 296,2 MW, co stanowi spadek o ok. 1,16 proc. w stosunku do roku poprzedniego.

Poniżej odwzorowano zmiany zapotrzebowania na moc szczytową w poszczególnych miesiącach 2022 r. w porównaniu z referencyjnymi wielkościami sprzed roku. Dodatkowo zaprezentowano wielkość mocy dyspozycyjnej dla OSP odpowiadającej chwili wystąpienia w danym miesiącu dziennego ekstremum.

Rysunek 48. Maksymalne miesięczne krajowe zapotrzebowanie na moc szczytową dla dni roboczych w latach 2021–2022



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Jak wynika z powyższego rysunku, zapotrzebowanie na moc szczytową było przez większość miesięcy 2022 r. na poziomie niższym niż rok wcześniej.

Tabela 35. Maksymalna miesięczna moc szczytowa w KSE [MW]

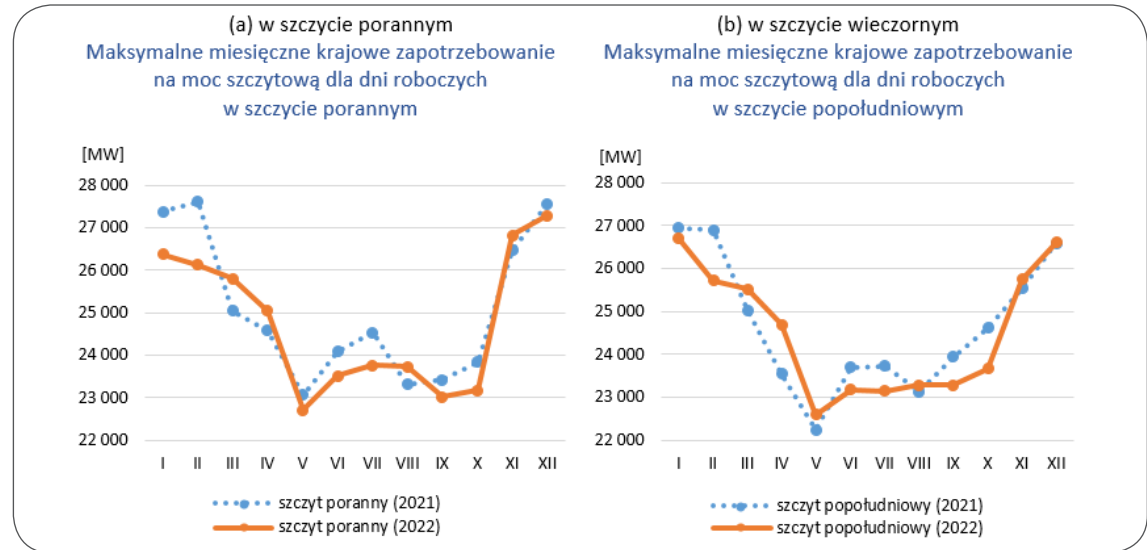
Wyszczególnienie	Maks. miesięczne (2021)	Maks. miesięczne (2022)	Zmiana (r/r)
styczeń	27 380,3	26 704,0	-676,3
lut	27 617,2	26 124,2	-1 493,0
marzec	25 049,3	25 806,5	757,2
kwiecień	24 586,5	25 054,1	467,6
maj	23 063,3	22 703,7	-359,6
czerwiec	24 087,5	23 522,2	-565,3
lipiec	24 532,8	23 760,6	-772,2
sierpień	23 321,7	23 727,9	406,2
wrzesień	23 937,7	23 284,3	-653,4
październik	24 609,6	23 670,0	-939,6
listopad	26 468,5	26 821,7	353,2
grudzień	27 566,4	27 296,2	-270,2

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Zauważalny spadek krajowego zapotrzebowania na moc szczytową, zarówno w szczycie porannym, jak i popołudniowym, w odniesieniu do odpowiednich reprezentatywnych miesięcy w 2021 r., nastąpił w: styczniu, lutym, czerwcu, sierpniu, wrześniu i październiku 2022 r. oraz dodatkowo w szczycie porannym w maju i grudniu.

Przypomnieć należy, że 12 lutego 2021 r. miało miejsce największe w historii KSE zapotrzebowanie na moc w wysokości 27 617,2 MW (w szczycie porannym).

Rysunek 49. Zmiana krajowego zapotrzebowania na moc szczytową w wartościach odpowiadających ekstremum zapotrzebowania z dni roboczych poszczególnych miesięcy w 2022 r. w odniesieniu do 2021 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE SA.

Monitorowanie zaopatrzenia w energię elektryczną

W 2022 r. w Polsce zostało wyprodukowane 175 157 GWh energii elektrycznej, tj. o 1 574 GWh więcej w porównaniu z rokiem poprzednim (nieznaczny wzrost wynoszący 0,91 proc. r/r). Zużycie energii elektrycznej w kraju było na niższym poziomie w porównaniu z rokiem poprzednim i wyniosło 173 479 GWh, co daje spadek o 0,53 proc., zgodnie z zestawieniem zaprezentowanym w tab. 36 (str. 84).

W 2022 r. należy zwrócić uwagę, że w przeciwieństwie do roku wcześniejszego, produkcja energii elektrycznej pokryła krajowe zużycie energii.

Dominujący wolumen, bo aż 84,24 proc. wytworzonej energii elektrycznej, pochodziło z elektrowni i elektrociepłowni zawodowych. Z elektrowni ciepłych zawodowych pochodziło 82,63 proc. energii, a jedynie 1,61 proc. z elektrowni wodnych zawodowych. Udział elektrociepłowni przemysłowych w wytwarzaniu był zerowy.

Tabela 36. Produkcja i zużycie energii elektrycznej w latach 2021–2022

Wyszczególnienie	Wytwarzanie [GWh]			Struktura wytwarzania	
	2021 r.	2022 r.	dynamika	2021 r.	2022 r.
Produkcja energii elektrycznej brutto w kraju	173 583	175 157	0,91%	100,00	100,00
w elektrowniach zawodowych	154 599	147 556	-4,56%	89,06	84,24
w elektrowniach zawodowych wodnych	2 830	2 815	-0,53%	1,63	1,61
w elektrowniach zawodowych ciepłych	151 769	144 741	-4,63%	87,43	82,63
– na węglu kamiennym	93 037	87 761	-5,67%	53,60	50,10
– na węglu brunatnym	45 367	46 978	3,55%	26,14	26,82
– gazowych	13 366	10 002	-25,17%	7,70	5,71
w źródłach wiatrowych i innych odnawialnych	18 984	27 602	45,40%	10,94	15,76
w elektrowniach przemysłowych	0	0		0,00	0,00
Krajowe zużycie energii elektrycznej brutto	174 402	173 479	-0,53%	-	-

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

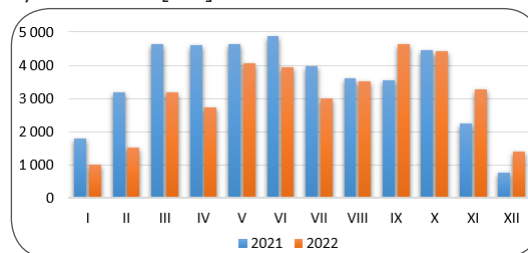
Jako, że najważniejsza grupa elektrowni ciepłych zawodowych wygenerowała nieco mniej energii niż rok wcześniej (spadek o 4,63 proc.), to na uwagę zasługuje znaczne zmniejszenie produkcji w podsegmencie wytwórców w oparciu o paliwa gazowe (spadek produkcji energii elektrycznej (co do wolumenu) miał natomiast miejsce w podsegmencie wytwórców w oparciu o węgiel kamienny (spadek o 5,67 proc.). Mały wzrost odnotowano natomiast w podsegmencie wytwórców opartych o węgiel brunatny (wzrost o 3,55 proc.).

Na szczególną uwagę zasługuje dalszy i znaczący wzrost produkcji energii elektrycznej w OZE – o 45,40 proc.

Monitorowanie ubytków

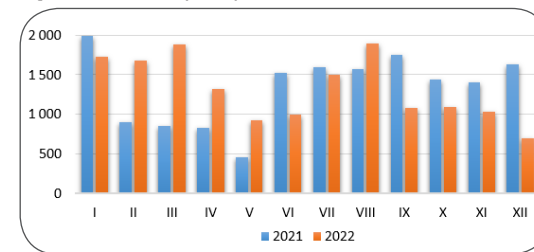
Poniżej zobrazowano wielkości średnich miesięcznych ubytków mocy w JWCD odpowiadają-

ce dobowym szczytem obciążenia dni roboczych w poszczególnych miesiącach lat 2021–2022.

Rysunek 50. Ubytki spowodowane remontami kapitalnymi i średnimi [MW]

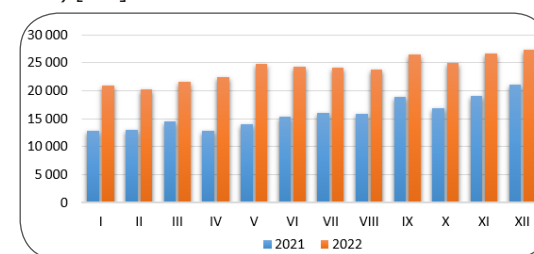
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Ubytki mocy spowodowane postojami z powodu remontów kapitalnych i średnich, praktycznie w ciągu całego 2022 r. (z wyłączeniem września, listopada i grudnia) kształtowały się na średnich poziomach poniżej wielkości odnoszących się do referencyjnych okresów 2021 r.

Rysunek 51. Ubytki spowodowane awariami [MW]

Źródło: URE na podstawie danych PSE SA.

Ubytki mocy spowodowane awariami pracy JWCD w 2022 r. ukształtowały się na średnim poziomie znacznie wyższym niż rok wcześniej w okresie luty-maj oraz sierpniu, przy zmiennej tendencji w pozostałych miesiącach roku.

Rysunek 52. Ubytki pozostałe (z uwzględnieniem m.in. eksploatacyjnych oraz spowodowanych warunkami pracy sieci) [MW]

Źródło: URE na podstawie danych PSE SA.

Pozostałe ubytki mocy, wynikające m.in. z postojów i zanżeń mocy JWCD zgłoszonych przez elektrownie z powodu warunków eksploatacyjnych oraz spowodowane warunkami pracy sieci, kształtowały się na zauważalnie wyższym po-

mie w ciągu całego 2022 r. niż w analogicznym okresie rok wcześniej.

Monitorowanie awarii sieciowych

W dniach 17-19 lutego 2022 r. w KSE miały miejsce zdarzenia awaryjne spowodowane przechodzącym Orkanem Dudley. Począwszy od 17 lutego, występowały wyłączenia awaryjne zarówno w sieci przesyłowej, jak i w sieci dystrybucyjnej spowodowane silnymi wiatrami przechodzącymi przez obszar Polski. Ograniczenia odbiorców spowodowane warunkami atmosferycznymi w tym okresie mają odzwierciedlenie w tab. 37.

Jak wynika z danych, największe w skutkach ograniczenia w dostawach energii elektrycznej do odbiorców wystąpiły odpowiednio w: lutym, styczniu, kwietniu oraz lipcu 2022 r.

Wynikłe z tego powodu ograniczenia odbiorców TAURON Dystrybucja S.A. Oddział Gliwice w wielkości

9,4 MW, w godz. 15:31 – 20:20 (łącznie 45 MWh), zostały zakwalifikowane jako „Ograniczenia dostaw energii z powodu awarii w sieci przesyłowej”, ze względu na podział właścicielski elementów sieci dystrybucyjnej 110 kV na tym ciągu.

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. Poniżej zaprezentowano skrótowne zestawienie najbardziej znaczących awarii sieciowych z obszarów działalności poszczególnych OSD.

- [Stoen Operator Sp. z o.o.](#)

Głównym powodem przerw w dostawie energii elektrycznej do odbiorców przyłączonych do sieci OSD są awarie linii kablowych SN i nN, których przyczyną w znacznym stopniu jest działalność podmiotów trzecich, niezależnych od spółki (m.in. uszkodzenia sprzętem zmechanizowanym podczas usuwania awarii sieci miejskiej innych gestorów – np. sieci ciepłowniczej, wodnej, gazowej lub telekomunikacyjnej, uszkodzenia pojazdami mechanicznymi spowodowane w trakcie prowadzenia prac budowlanych w sąsiedztwie infrastruktury energetycznej). W 2022 r. ok. 30 proc. wszystkich uszkodzeń linii kablowych SN i 21 proc. linii kablowych nN spowodowanych było działaniami podmiotów trzecich.

Pozostałymi przyczynami występowania awarii sieciowych były m.in.: działania żywiołów atmosferycznych (porywisty wiatr, intensywne opady, oblodzenie, śnieg, wyładowania atmosferyczne), czynniki zewnętrzne (zwarcia wywołane przez zwierzęta lub zbliżone gałęzie drzew – zaobserwowana została w ostatnich latach zwiększona szybkość przyrostu roślinności), błędna obsługa urządzeń należących do klientów spółki, pogorszenie parametrów technicznych urządzeń związane z ich długim okresem użytkowania, błędy wykonawcze i niedostateczna jakość dostarczanych przez dostawców urządzeń.

W 2022 r. wystąpił 8 proc. wzrost awaryjności linii kablowych SN oraz 11 proc. spadek awaryjności linii kablowych nN w porównaniu z rokiem poprzednim. Odnotowano także 15 proc. spadek awaryjności linii napowietrznych SN oraz 8,1 proc. wzrost awaryjności linii napowietrznych nN.

Tabela 37. Ograniczenia w dostawach do odbiorców w KSE w 2022 r. [MWh]

Wyszczególnienie	Miesiące											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Ograniczenia dostaw energii z powodu braku mocy w KSE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ograniczenia dostaw energii z powodu awarii w sieci przesyłowej	0	0	0	0	0	0	0	0	45	0	0	0
Ograniczenia dostaw energii z powodu awarii w sieci dystrybucyjnej	13 847	39 351	7	4 965	465	107	1 571	59	108	0	2	742
w tym z powodu złych warunków atmosferycznych	13 436	37 088	0	4 638	367	67	1 475	45	101	0	0	617
RAZEM ograniczenia dostaw energii	13 847	39 351	7	4 965	465	107	1 571	59	153	0	2	742

Źródło: PSE S.A.

Awaryjne linie napowietrznych SN i nN, przy stabilnych warunkach atmosferycznych, mają mniejszy wpływ na przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej do odbiorców przyłączonych do sieci OSD. Z początkiem 2022 r. na terenie całej Polski (w tym Warszawy) nastąpiły silne, nieprzewidywalne zjawiska atmosferyczne, które spowodowały szereg uszkodzeń linii napowietrznych nN, SN i WN oraz związane z tym przerwy w dostawie energii elektrycznej.

Powyżej przywołane zjawiska atmosferyczne spowodowały znaczny wzrost awaryjności linii napowietrznych – przy porównaniu awaryjności liczonej rok do roku, zwiększyła się awaryjność linii napowietrznych SN o 55 proc. oraz linii napowietrznych nN o 40 proc.

Przeprowadzona przez spółkę kalkulacja awaryjności rok do roku, z wyłączeniem awarii spowodowanych nagłymi zjawiskami atmosferycznymi, wskazuje, że w 2022 r. wystąpił 21 proc. spadek awaryjności linii napowietrznych SN oraz 7 proc. spadek awaryjności linii napowietrznych nN.

19 lutego 2022 r. wystąpiła rozległa awaria katastrofalna, której skutki i likwidacja awarii trwała do 21 lutego. Ekstremalne warunki pogodowe (tj. wichury) spowodowały wyłączenia na poziomie wszystkich napięć i na terenie całej Warszawy. Utrzymywały się przez kolejne dwa dni i w znacznym stopniu ograniczały możliwości prowadzenia docelowych napraw uszkodzonych urządzeń. W punkcie kulminacyjnym zdarzenia (19 lutego o godz. 13:30), na terenie działania spółki, dostaw energii elektrycznej pozbawionych było 67 tys. klientów, 448 stacji SN/nN, a łącznie w ciągu trzech dni skutkami przerw w dostawie energii zo-

stało objętych 100 tys. klientów i 668 stacji SN/nN. Zrealizowano też 579 zgłoszeń dotyczących awarii.

W całym 2022 r. suma niedostarczonej energii elektrycznej wyniosła 664 194 kWh, z czego 532 838 kWh stanowiły przerwy na WN i SN oraz 131 356 kWh przerwy na nN.

Wszystkie skutki awarii były usuwane na bieżąco przez służby techniczne operatora w systemie całodobowym.

- **ENEA Operator Sp. z o.o.**

W styczniu i lutym 2022 r. na terenie spółki miały miejsce awaryjne masowe, które spowodowane były ekstremalnymi zjawiskami pogodowymi. W okresie 17-18 stycznia 2022 r. przez teren operatora przeszły silne porywy wiatru powodujące liczne awaryjne, które w kulminacyjnym momencie powodowały przerwy w zasilaniu dla blisko 76 tys. odbiorców. W okresie 29 stycznia-1 lutego, przerwy w dostawie energii elektrycznej spowodowane były orkanem Nadia – ok. 181 tys. odbiorców spółki było bez zasilania. Największe awaryjne masowe odnotowano w okresie 17-23 lutego 2022 r., w szczytowym momencie ok. 546 tys. odbiorców pozbawionych było zasilania.

Przyczyną tak rozległych awarii, przerw w zasilaniu (w tym licznych przerw katastrofalnych), był orkan Dudley i Eunice. Spółki nie ominęły też zjawiska pogodowe o charakterze lokalnym. W Gorzowie Wielkopolskim 8 września 2022 r. wystąpiła gwałtowna burza, której opad spowodował powódź

błyskawiczną obszar (w ciągu godziny spadło 130 mm deszczu na metr kwadratowy). W wyniku tej powodzi zalane zostały stacje transformatorowe SN/nn, co spowodowało przerwy w zasilaniu dla odbiorców z Gorzowa Wielkopolskiego.

Najczęstszymi przyczynami awarii są niekorzystne warunki atmosferyczne takie jak: burze, orkany, wichury, które powodują zerwanie przewodów linii napowietrznych oraz uszkodzenie konstrukcji wsporczych tych linii. Ponadto często spotykany przyczynami awarii sieciowych są uszkodzone kable niskiego napięcia, zmęczenie/starzenie się materiału, zbliżenie drzew – gałęzi do urządzeń, wypadki drogowe, działania osób postronnych oraz ptaki i inne zwierzęta.

W spółce sukcesywnie prowadzona jest standaryzacja sieci dystrybucyjnej, w ramach której ujednolicane są stosowane rozwiązania techniczne, materiały, urządzenia wchodzące w skład sieci dystrybucyjnej, co przyczynia się do skrócenia przerw w dostawie energii elektrycznej do odbiorców.

Natomiast w sytuacji awarii masowych, uruchomiane są Procedury Awaryjne będące częścią Planu Ciągłości Działania ENEA Operator, w ramach których zależnie od wielkości obszaru dotkniętego awarią, powoływane są Zespoły Awaryjne Rejonu Dystrybucji i Oddziału Dystrybucji. W przypadku awarii masowej, obejmującej znaczny obszar spółki, powoływany jest Sztab Kryzysowy na szczeblu Zarządu Spółki. Zarówno Zespoły Awaryjne, jak i Sztab Kryzysowy prowadzą m.in.: stałą kontrolę

Ograniczenia dostaw energii z powodu awarii sieci dystrybucyjnej dla ENEA Operator w 2022 r.	
Poziom napięcia	Liczba zdarzeń
Sieć wysokiego napięcia	304
Sieć średniego napięcia	33 823
Sieć niskiego napięcia	2 177

i analizę skutków awarii i podejmowanych działań, na podstawie których określają środki konieczne do likwidacji awarii, koordynują dostawy materiałów i środków transportu, podejmują decyzję o liczbie i zaangażowaniu brygad niezbędnych do lokalizacji, rozpoznania i likwidacji skutków awarii.

Szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej z powodu przerw w zasilaniu w 2022 r. wyniosła ok. 20 978 MWh (w tym: z powodu przerw planowanych – 2 096 MWh, przerw nieplanowanych – 18 882 MWh).

- **ENERGA-OPERATOR S.A.**

W 2022 r. odnotowano 516 zdarzeń WN, skutkujących wyłączeniami różnych elementów sieci elektroenergetycznej. W zdecydowanej większości (207) były to zdarzenia przemijające, skutecznie eliminowane przez automatykę zabezpieczeniową działającą w cyklu SPZ-WZ (Samoczynne Ponowne Załączenie). W 170 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 11 przypadkach nie udało się zdiagnozować przyczyny ich wystąpienia. W 84 przypadkach awaryjne wyłączenia w sieci 110 kV skutkowały ograniczeniami w dostawach energii elektrycznej dla odbiorców (wyłączenia przemijające 6 szt., krótkie 4 szt., długie 60 szt., bardzo długie 8 szt. i katastrofalne 6 szt.).

W latach 2021–2022 spółka odnotowała istotny wzrost, w porównaniu do lat poprzednich,

niesprzyjających warunków atmosferycznych charakteryzujących się m.in. wiatrami huraganowymi i wyładowaniami atmosferycznymi. Zwiększona częstość występowania anomalii pogodowych, jak i różnorodność zjawisk pogodowych, skutkowałą wystąpieniem zwiększonej liczby i rozległości awarii, w tym katastrofalnych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej do odbiorców.

Najgorsze w skutkach były anomalie pogodowe, które wystąpiły w pierwszych miesiącach 2022 r. Huraganowe wiatry o prędkościach dochodzących do 120 km/h, wywołane m.in. niżami: Nadia, Xandria, Ylenia (Dudley), Eunice, Antonia (Franklin), powodowały np. upadek drzew i gałęzi na linie, co skutkowało licznymi i poważnymi uszkodzeniami sieci elektroenergetycznej spółki na wszystkich poziomach napięcia.

Na każde zaistniałe wyłączenie awaryjne spółka reagowała bez zbędnej zwłoki. Poprzez system SCADA na GPZ-ach, stacjach SN/nn z telesterowaniem oraz w głębi sieci SN za pomocą łączników z telesterowaniem, odbywały się zdalne przełączenia sieci w celu zminimalizowania liczby wyłączonych odbiorców.

W celu ograniczenia rozmiarów i czasów wyłączeń odbiorców, spółka kontynuuje szereg wcześniej rozpoczętych działań mających na celu w głównej mierze wzmocnienie odporności sieci na anomalie pogodowe oraz usprawnienie procesu lokalizacji i usunięcia awarii.

W spółce wdrażane są również rozwiązania z zakresu sieci inteligentnych zwiększające możliwość nadzoru nad siecią i umożliwiające zdalną kontrolę jej pracy. Przykładem jest współfinanso-

wany ze środków UE projekt Smart Grid, w ramach którego powstaje kompleksowy system zarządzania siecią średnich napięć obejmujący cały obszar działania spółki. Zastosowane w nim rozwiązania teleinformatyczne pozwolą znacznie ograniczyć zasięg i czas usuwania awarii.

W celu zapewnienia sprawnego usuwania awarii masowych, jakie zdarzają się w sieci dystrybucyjnej, w spółce konsekwentnie, od 2011 r., stosowana jest procedura pn. „Zasady postępowania w sytuacji kryzysowej spowodowanej awariami masowymi”, która określa zasady postępowania w przypadkach wystąpienia wzmożonych awarii, w tym m.in.: ogłoszenie sytuacji kryzysowej spowodowanej awariami masowymi, powołanie zespołów kryzysowych, organizację likwidacji awarii masowych, współpracę z zespołami Centrów Zarządzania Kryzysowego, Policją, Państwową Strażą Pożarną, Służbą Drogową i Leśną itp.

Ponadto, od 2018 r. funkcjonuje Porozumienie zawarte przez pięciu największych OSD (w tym ENERGA-OPERATOR S.A.) oraz OSP, w zakresie wzajemnej współpracy i pomocy przy usuwaniu awarii w sieciach elektroenergetycznych oraz przy odbudowie systemu elektroenergetycznego, celem przyspieszenia przywracania dostaw energii elektrycznej odbiorcom dotkniętym awariami, w szczególności wywołanymi ekstremalnymi zjawiskami atmosferycznymi.

- **TAURON Dystrybucja S.A.**

W sieci dystrybucyjnej tej spółki, w 2022 r. wystąpiły łącznie 63 872 awarie i zakłócenia sieciowe wywołujące 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:

- sieć dystrybucyjna WN: 97 awarii i zakłóceń,
- sieć dystrybucyjna SN: 29 275 awarii i zakłóceń,
- sieć dystrybucyjna nN: 34 500 awarii i zakłóceń.

Głównymi przyczynami powstawania w 2022 r. awarii w sieci dystrybucyjnej, w kolejności od zwierziedlającej częstość ich występowania, podobnie jak w latach poprzednich, były:

- działania żywiołu (burze, ulewne deszcze lub intensywne opady śniegu, wichury) – dotyczy wszystkich rodzajów sieci dystrybucyjnej, ale przede wszystkim linii napowietrznych SN i nN,
- pogorszenie się parametrów elementów sieci elektroenergetycznej w związku z procesem starzenia i zmęczeniem mechanicznym materiałów – dotyczy wszystkich rodzajów sieci dystrybucyjnej, ale przede wszystkim linii kablowych SN,

- działania osób postronnych np. kolizje drogowe, uszkodzenia mechaniczne kabli podczas prac budowlanych, upadek drzew na linie napowietrzne podczas ich wycinki itp. – dotyczy wszystkich rodzajów sieci dystrybucyjnej,
- działania zwierząt poprzez np. uszkodzenia izolacji kabli, powodowanie zwarc na urządzeniach elektroenergetycznych – dotyczy wszystkich rodzajów sieci dystrybucyjnej.

W przypadku przerw katastrofalnych, najczęstszymi powodami masowych uszkodzeń elementów sieci wszystkich poziomów napięcia były ekstremalne zjawiska pogodowe, takie jak:

- wichury, trąby powietrzne, huragany, orkany czy nawet cyklony,
- burze z towarzyszącymi wichurami i ekstremalnymi opadami,
- obfite opady mokrego śniegu, szadź lub oblodzenie (marznący opad) powodujące katastrofalne obciążenie drzew znajdujących się poza pasem wycinki,

- ulewne deszcze powodujące powódzie, podtopienia i osuwiska.

Natężenie ekstremalnych zjawisk pogodowych w 2022 r. było większe niż rok wcześniej. Szacunkowa ilość energii elektrycznej niedostarczonej w związku z awariami sieciowymi (przerwy nieplanowane z katastrofalnymi) wyniosła ok. 4,1 GWh, zaś w związku z pracami prowadzonymi na sieci dystrybucyjnej (przerwy planowane) ok. 1,1 GWh.

• PGE Dystrybucja S.A.

Na obszarze działania spółki wystąpiło łącznie 193 867 awarii na wszystkich poziomach napięć. W Oddziale Warszawa wystąpiła największa wartość łącznej niedostarczonej energii – 14 738 MWh.

Tabela 38. Ograniczenia dostaw energii z powodu awarii sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. w 2022 r.

Poziom napięcia	Liczba	Główne przyczyny uszkodzeń
Sieć wysokiego napięcia	77	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	37 020	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.
Niedostarczona energia	z tytułu przerw nieplanowanych	36 614,7 MWh
	z tytułu przerw planowanych	2 813,1 MWh

Źródło: PGE Dystrybucja S.A.

Charakterystyka awarii w sieci dystrybucyjnej TAURON Dystrybucja S.A. o największym zasięgu obszarowym w 2022 r.					
Data wystąpienia awarii sieciowej	Przyczyna zaistnienia awarii sieciowej	Obszar występowania awarii sieciowej	Wyłączone elementy sieci dystrybucyjnej (w krytycznym momencie)	Czas przywracania dostaw energii elektrycznej	Liczba odbiorców objętych przerwami
17 stycznia	silny wiatr (niż Hannelore)	cały obszar spółki, a w szczególności obszar woj. małopolskiego	10 linii WN 1 152 stacje SN/nN	20 godz.	ok. 58 tys.
20 stycznia	silny wiatr, śnieżyce (niż Ida)	cały obszar spółki, a w szczególności obszar woj. dolnośląskiego, opolskiego i śląskiego	2 linie WN 388 stacji SN/nN	17 godz.	ok. 28 tys.
30 stycznia	silny wiatr (wichura Nadia)	cały obszar spółki, a w szczególności obszar woj. dolnośląskiego	29 linii WN 1 364 stacje SN/nN	49 godz.	ok. 72 tys.
17-19 lutego	silny wiatr (orkan Dudley)	cały obszar spółki, a w szczególności obszar woj. dolnośląskiego	77 linii WN 1 100 stacji SN/nN	67 godz.	ok. 61 tys.
23-24 lipca	silny wiatr, burze z gradem	obszar woj. małopolskiego	5 linii WN 775 stacji SN/nN	37 godz.	ok. 45 tys.

Monitorowanie rezerw

Zgodnie z obowiązującymi standardami bezpieczeństwa pracy KSE, wynikającymi z zapisów IRiESP, obliczone, w ramach planowania koordynacyjnego, rezerwy mocy OSP powinny wynosić odpowiednio:

- 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

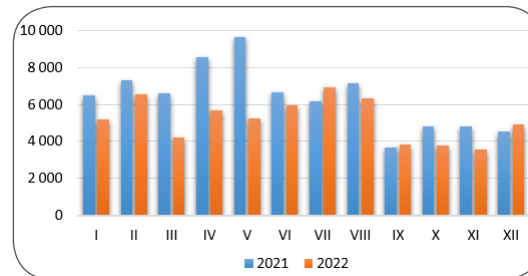
a ponadto dla każdej godziny doby winny być zapewnione następujące wymagania w zakresie rezerwy mocy OSP:

- sumaryczna planowana rezerwa mocy OSP dostępna w czasie nie dłuższym niż 1 godzina (w przypadku elektrowni interwencyjnych należy uwzględnić ograniczenia czasowe ich pracy) powinna wynosić nie mniej niż 9 proc. planowanego zapotrzebowania do pokrycia przez elektrownie krajowe (zgodnie z pkt 4.3.4.11 (1) IRiESP) oraz
- planowana rezerwa ujemna, wyznaczana jako nadwyżka całkowitego zapotrzebowania na moc do pokrycia przez elektrownie krajowe nad mocą sumy minimów technicznych Jednostek Grafikowych aktywnych: JGWA, JGMa, JGFwa i JGPVa planowanych do pracy i planowanego obciążenia jednostek wytwórczych nieuczestniczących aktywnie w Rynku Bilansującym, powinna wynosić nie mniej niż 500 MW i być dostępna w czasie nie dłuższym niż 1 godzina (zgodnie z pkt 4.3.4.11 (2) IRiESP).

W rezultacie porównania średnich miesięcznych wielkości rezerw mocy w elektrowniach zawodowych, w 2022 r. stwierdzono znaczący spadek tych rezerw o ok. 18 proc. w stosunku do roku poprzedniego, do poziomu 5 174 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 2022 r. w porównaniu z analogicznymi wielkościami rok wcześniej.

Rysunek 53. Średnie rezerwy mocy w elektrowniach zawodowych [MW]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

W tab. 39 (str. 90) przedstawiono kalkulację wielkości rezerwy w oparciu o sumę rezerwy wirującej JWCD ciepłych, rezerwy JWCD wodnych oraz rezerwy zimnej JWCD ciepłych. Jak wynika z przedstawionych danych, najniższy stosunek poziomu rezerw do zapotrzebowania KSE na moc wystąpił w trakcie wieczornego szczytu zapotrzebowania na moc 28 września 2022 r. (8,12 proc.).

Maksymalne rezerwy mocy, zarówno dla szczytu porannego, jak i wieczornego, wystąpiły 26 grudnia

2022 r., kiedy zapotrzebowanie na moc znajdowało się na najniższym poziomie w roku i dotyczyło dnia ustawowo wolnego od pracy.

Okresy, dla których rezerwa mocy (JWCD ciepłe wirujące + JWCD wodne) wynosiła poniżej poziomu referencyjnego 9 proc., były stosunkowo częste, ale w większości przypadków nie przekraczały dwóch godzin (w przypadku uwzględnienia w rezerwie mocy rezerwy zimnej w JWCD stwierdzono, że takie okresy występowały, ale były stosunkowo krótkie, z wyjątkiem listopada, w którym okres rezerwy mocy wynosił poniżej poziomu referencyjnego 9 proc. i trwał cztery godziny).

Należy także zauważyć, że dla wybranych miesięcy 2022 r. (w maju, czerwcu, lipcu, sierpniu, listopadzie i grudniu) były przedziałami czasowymi, w których wystąpił okresowy (powyżej dwóch godzin, chociaż zdarzały się przypadki równych czterech godzin) spadek rezerwy mocy w stosunku do zapotrzebowania na tę moc, poniżej poziomu referencyjnego 9 proc. Przykładowo, 15 listopada 2022 r. (w szczycie popołudniowym o godz. 17:00) stosunek rezerwy mocy (JWCD ciepłe wirujące + JWCD wodne) do zapotrzebowania na tę moc, w pojedynczym kwadransie odpowiadającym zapotrzebowaniu na tę moc szczytową, wynosił 5,2 proc., z kolei 12 października 2022 r. (w szczycie popołudniowym o godz. 19:00) osiągnął on wartość 1,8 proc.

W tab. 40 (str. 91) przedstawiono uproszczony bilans mocy za 2022 r. zawierający wartości wykonania. Dane dotyczą przedziałów czasowych odpowiadających wystąpieniu w danym miesiącu szczytowego zapotrzebowania na moc.

Tabela 39. Wielkości rezerw mocy odpowiadające maksymalnemu i minimalnemu zapotrzebowaniu na moc

Rok 2022	Maksymalne zapotrzebowanie na moc				Minimalne zapotrzebowanie na moc			
	data wystąpienia	zapotrzebowanie KSE na moc	dostępna rezerwa mocy	rezerwa/zapotrzebowanie	data wystąpienia	zapotrzebowanie KSE na moc	dostępna rezerwa mocy	rezerwa/zapotrzebowanie
		[MW]	[MW]	[%]		[MW]	[MW]	[%]
styczeń	12-01-2022 16:45	26 704,0	4 119	15,42	02-01-2022 02:15	13 641,3	12 318	90,30
luty	01-02-2022 13:15	26 124,2	5 168	19,78	20-02-2022 04:45	15 158,2	14 186	93,59
marzec	04-03-2022 13:15	25 806,5	4 819	18,67	20-03-2022 06:45	14 921,0	10 724	71,87
kwiecień	01-04-2022 13:15	25 054,1	5 958	23,78	18-04-2022 06:00	12 816,1	12 017	93,76
maj	25-05-2022 13:15	22 703,7	4 586	20,20	22-05-2022 05:30	12 724,2	7 291	57,30
czerwiec	30-06-2022 13:15	23 522,2	6 639	28,23	05-06-2022 05:30	12 674,2	6 906	54,49
lipiec	01-07-2022 12:45	23 760,6	5 433	22,87	17-07-2022 05:30	12 583,6	5 703	45,32
sierpień	25-08-2022 13:30	23 727,9	6 340	26,72	15-08-2022 05:30	12 655,2	4 708	37,20
wrzesień	28-09-2022 19:45	23 284,3	1 890	8,12	04-09-2022 06:00	12 928,1	6 731	52,06
październik	27-10-2022 19:00	23 670,0	3 089	13,05	02-10-2022 03:45	13 246,6	8 358	63,10
listopad	24-11-2022 13:15	26 821,7	3 278	12,22	02-11-2022 00:15	13 779,6	6 964	50,54
grudzień	16-12-2022 12:00	27 296,2	3 486	12,77	26-12-2022 03:30	12 287,4	11 540	93,92

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 bezpieczeń-

stwa, realizowany przez Prezesa URE, obejmuje pozyskiwanie i analizę informacji na temat m.in.:

- bieżącego funkcjonowania KSE,
- stanu infrastruktury sieciowej oraz potrzeb 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 2022 r.:

- 1) 16 grudnia wystąpiło największe w 2022 r. godzinowe zapotrzebowanie na moc elektryczną (27 296,2 MW), które było niższe od wielkości z roku poprzedzającego (największego w historii KSE godzinowego zapotrzebowania na moc elektryczną – 27 617,2 MW) o 321 MW (spadek o 1,16 proc. r/r),
- 2) spadło krajowe zużycie energii elektrycznej do poziomu 173,48 TWh, czyli o ok. 0,53 proc. mniej w porównaniu z rokiem 2021,
- 3) wielkość mocy zainstalowanej utrzymywała się na stosunkowo wysokim poziomie przekraczającym 60,4 GW, przy uwzględnieniu zauważalnej dynamiki jej przyrostu o 12,65 proc. (r/r). Wzrostowi temu towarzyszył równoległy wzrost mocy osiągalnej o ok. 9,55 proc. (r/r). Wartość mocy zainstalowanej rosła szybciej niż w poprzednim roku, natomiast wzrost mocy osiągalnej był minimalnie mniejszy od roku poprzedniego,
- 4) Polska była eksporterem energii elektrycznej netto. Saldo transgranicznej wymiany handlowej wyniosło 1,8526 TWh,
- 5) w systemie elektroenergetycznym przesyłowym wystąpiła jedna awaria, skutkująca wprowadzeniem ograniczeń w dostawie energii elektrycznej,
- 6) OSP zapewnił odpowiedni poziom niezawodności i bezpieczeństwa pracy KSE w efekcie organizacji przebiegu części prac remontowych oraz zmianami w harmonogramie prowadzenia prac inwestycyjnych,

Tabela 40. Roczny bilans mocy 2022 r. na podstawie PKR (wartości w szczycie dobowym dni roboczych w MW)

Bilans dla maksymalnego zapotrzebowania na moc w danym miesiącu [MW]	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
	12-01-2022 16:45	01-02-2022 13:15	04-03-2022 13:15	01-04-2022 13:15	25-05-2022 13:15	30-06-2022 13:15	01-07-2022 12:45	25-08-2022 13:30	28-09-2022 19:45	27-10-2022 19:00	24-11-2022 13:15	16-12-2022 12:00
Moc osiągalna elektrowni krajowych	54 382	54 611	55 534	55 813	57 150	57 795	57 795	58 443	58 588	58 956	59 374	59 578
Ubytki mocy elektrowni przemysłowych	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ubytki mocy elektrowni zawodowych	24 423	23 323	25 091	23 212	30 184	27 701	28 594	27 713	33 799	32 823	30 043	28 635
Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych	29 966	31 291	30 448	32 604	26 969	30 096	29 203	30 730	24 808	26 151	29 348	30 974
elektrownie zawodowe	29 966	31 291	30 448	32 604	26 969	30 096	29 203	30 730	24 808	26 151	29 348	30 974
elektrownie przemysłowe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Obciążenie elektrowni krajowych	25 806	26 043	25 629	26 362	21 832	23 254	23 686	23 894	22 694	23 063	26 070	27 488
elektrownie zawodowe	25 806	26 043	25 629	26 362	21 832	23 254	23 686	23 894	22 694	23 063	26 070	27 488
elektrownie przemysłowe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Krajowe zapotrzebowanie na moc	26 704	26 124	25 807	25 054	22 704	23 522	23 760	23 728	23 284	23 670	26 822	27 296
Krajowe saldo wymiany międzysystemowej	891	64 500	151	-1 328	867	265	82	-161	588	619	740	-185
Ubytki mocy z uwagi na warunki pracy sieci	42	80	0	283	551	214	96	496	225	0	0	0
Rezerwa mocy w elektrowniach zawodowych	4 119	5 168	4 819	5 958	4 586	6 639	5 433	6 340	1 890	3 089	3 278	3 486
Rezerwa mocy w JWCD	3 334	3 925	3 634	5 280	3 773	5 785	4 638	5 770	1 280	2 360	2 747	2 995
- JWCD ciepłe	1 992	2 574	2 532	3 995	2 279	4 098	2 883	3 985	1 027	1 290	1 358	1 719
rezerwa wirująca	1 767	1 487	1 795	1 050	1 849	3 873	2 658	3 155	802	1 290	1 358	1 494
rezerwa zimna	225	1 097	737	2 945	430	225	225	830	225	0	0	225
- JWCD wodne	1 342	1 351	1 102	1 286	1 494	1 687	1 755	1 785	253	1 069	1 389	1 275
Rezerwa mocy pozostała	784	1 244	1 185	678	814	855	796	570	610	729	531	492

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

7) Prezes URE uzgodnił przedłożony przez spółkę PSE S.A. plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną w latach 2023–2032. 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,

8) 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”, „Zielona Energia w gospodarstwie rolnym” czy ulga termomodernizacyjna), kontynuowany był dynamiczny rozwój w segmencie niskoemisyj-

nych technologii wytwarzania, w szczególności w segmencie OZE-fotowoltaika.

10.2. Uzgadnianie projektów planów rozwoju elektroenergetycznych przedsiębiorstw sieciowych

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 przepisu wynikającego z art. 16 ust. 13 ustawy – Prawo energetyczne, podlega uzgodnieniu z Prezesem URE, z wyłączeniem przedsiębiorstw wykonujących działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji dla mniej niż 100 odbiorców, którym przedsiębiorstwo to dostarcza rocznie mniej niż 50 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. Współpracuje przy tym z właściwymi miejscowo zarządami województw, oraz dodatkowo uzgadnia nakłady inwestycyjne w takiej wysokości, aby koszty z nich wynikające mogły stanowić podstawę do kalkulacji taryfy z zachowaniem wymogu, o którym mowa w art. 16 ust. 10 ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym plany powinny zapewniać długookresową maksymalizację efektywności nakładów i kosztów pono-

szonych przez przedsiębiorstwa energetyczne, tak aby nakłady i koszty nie powodowały w poszczególnych latach nadmiernego wzrostu cen i stawek opłat dla energii elektrycznej, przy zapewnieniu ciągłości, niezawodności i jakości dostaw.

Operator systemu przesyłowego (OSP)

W 2022 r. Prezes URE uzgodnił projekt planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023–2032, przedłożony przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego (PSE S.A.). Proces uzgodnieniowy został zapoczątkowany w kwietniu 2022 r., kiedy to operator podał 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 2023–2032 na poziomie 36 619,4 mln zł (dane w cenach stałych z 2022 r.).

W roku sprawozdawczym obowiązywał uzgodniony przez Prezesa URE w 2020 r. plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021–2030, w ra-

mach którego zostały uzgodnione nakłady inwestycyjne do zrealizowania przez operatora przesyłowego w latach 2021–2030 na poziomie 14 158,3 mln zł (dane w cenach stałych z 2019 r.).

Ponadto, wypełniając obowiązek wynikający z art. 16 ust. 18 ustawy – Prawo energetyczne, OSP przedstawił Prezesowi URE coroczne sprawozdanie z wykonania dotychczas obowiązującego planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021–2030, informując tym samym o wykonaniu planowanych nakładów inwestycyjnych w 2021 r. na poziomie 969,7 mln zł (tj. 66,6 proc. planowanych na 2021 r. nakładów inwestycyjnych w wysokości 1 456,6 mln zł).

Operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD)

W omawianym okresie obowiązywały uzgodnione przez Prezesa URE w 2020 r. plany rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2020–2025 pięciu największych operatorów systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego.

Tabela 41. Łączne uzgodnione nakłady inwestycyjne pięciu największych OSD, ceny stałe 2019 r. [mln zł]

Opis	Plan 2020	Plan 2021	Plan 2022	Plan 2023	Plan 2024	Plan 2025	RAZEM
Nakłady inwestycyjne	6 882	7 167	7 424	7 122	6 835	6 770	42 200

Źródło: URE.

Operatorzy Systemu Dystrybucyjnego (OSD), wypełniając obowiązek dotyczący przedstawienia Prezesowi URE corocznego sprawozdania z wykonania planu rozwoju, przedstawili dane za rok 2021, informując o wykonaniu planowanych nakładów inwestycyjnych w tym roku na poziomie 6 248,27 mln zł (dane w cenach 2021 r.).

Pięciu największych operatorów systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, zobowiązanych, zgodnie z zapisami art. 16 ustawy – Prawo energetyczne, przekazało Prezesowi URE projekty planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023–2028 do ich uzgadniania. Prezes URE do 31 grudnia 2022 r. uzgodnił pięć projektów planów rozwoju w zakresie roku 2023.

Łączne nakłady inwestycyjne pięciu OSD uzgodnione na 2023 rok (w cenach stałych 2022 r.) wynoszą 9 041,3 mln zł.

Przedsiębiorstwa energetyki przemysłowej (OSDn)

W 2022 r. zostało przekazanych do Prezesa URE 16 projektów planów rozwoju oraz 8 projektów aktualizacji planu rozwoju przedsiębiorstw tzw. energetyki przemysłowej (OSDn), zobowiązanych, zgodnie z zapisami art. 16 ustawy – Prawo energetyczne, do ich uzgadniania. Prezes URE do 31 grudnia 2022 r. uzgodnił 17 projektów planów rozwoju, w tym 11 projektów przekazanych do uzgodnienia w 2022 r. oraz 11 projektów aktualizacji planu rozwoju, w tym 5 projektów aktualiza-

cji planów rozwoju przekazanych do uzgodnienia w 2022 r.

10.3. Uzgadnianie planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej opracowanego przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego

Zgodnie z art. 11 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, w przypadku zagrożenia:

- bezpieczeństwa energetycznego Rzeczypospolitej Polskiej polegającego na długookresowym braku równowagi na rynku paliwowo-energetycznym,
- bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej⁷³⁾,
- bezpieczeństwa osób,
- wystąpieniem znacznych strat materialnych

⁷³⁾ 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.

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 elektrycznej (art. 11 ust. 3 pkt 1 ustawy). W przypadku wystąpienia zagrożeń, o których mowa w art. 11 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z art. 11 ust. 7 tej ustawy, 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 i poborze energii elektrycznej lub ciepła⁷⁴⁾ 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.

⁷⁴⁾ Dz. U. z 2021 r. poz. 2209.

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 okre-

ślona w umowach łączna wielkość mocy umownej wynosi poniżej 300 kW, oraz w zakresie obiektu wymienionego w § 6 ust. 1 pkt 1-4 powołanego rozporządzenia.

Stosownie do art. 9c ust. 2 pkt 14 ustawy – Prawo energetyczne, pomiotem 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.

Wniosek o uzgodnienie planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, opracowanego przez operatora systemu przesyłowego na okres od 1 czerwca 2022 r. do 31 maja 2023 r., zawarty został w piśmie z 27 kwietnia 2022 r.

Przeprowadzona w toku postępowania administracyjnego analiza planu wprowadzania ograniczeń przedstawionego przez operatora systemu przesyłowego, pozwoliła Prezesowi URE wydać 31 maja 2022 r. decyzję, w której stwierdził, że przedstawiony plan wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na okres od 1 czerwca 2022 r. do 31 maja 2023 r., spełnia wymogi określone w przepisach ustawy – Prawo energetyczne oraz ww. rozporządzenia i uznał ten plan za uzgodniony.

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 tej ustawy,

lecz nie dłużej niż na okres 72 godzin (art. 11c ust. 2 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne),

- 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 ograniczeń (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.

10.4. Monitorowanie i kontrolowanie wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów paliw

Zgodnie z art. 10 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub ciepła jest obowiązane utrzymywać zapasy paliw w ilości zapewniającej utrzymanie ciągłości do-

staw energii elektrycznej lub ciepła do odbiorców, z zastrzeżeniem sytuacji, w której przepisy ustawy – Prawo energetyczne dopuszczają obniżenie ilości zapasów. Minimalne wielkości zapasów paliw, w odniesieniu do węgla kamiennego, węgla brunatnego oraz oleju opałowego, które są obowiązkowo utrzymywać ww. przedsiębiorstwa oraz sposób gromadzenia tych zapasów, określone zostały w rozporządzeniu Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 12 lutego 2003 r. w sprawie zapasów paliw w przedsiębiorstwach energetycznych⁷⁵⁾, które zostało zmienione w 2022 r. rozporządzeniem z dnia 24 października 2022 r. zmieniającym rozporządzenie w sprawie zapasów paliw w przedsiębiorstwach energetycznych⁷⁶⁾. Zmiana dotyczyła w szczególności sposobu ustalania minimalnej wielkości zapasów paliw w jednostkach wytwórczych energii elektrycznej centralnie dysponowanych i powiązania ich z mocą zainstalowaną jednostek.

Rosyjski atak na Ukrainę i nałożone embargo na dostawę rosyjskich towarów, w tym węgla kamiennego, spowodowało konieczność (dostawa węgla kamiennego z Federacji Rosyjskiej w 2021 r. to ok. 6 mln ton węgla) zwiększenia wydobycia lub importu z innych krajów, czego wynikiem były przejściowe zakłócenia dostaw tego paliwa do przedsiębiorstw energetycznych, które korzystały z węgla importowanego z Federacji Rosyjskiej.

Prezes URE w 2022 r. podjął blisko 800 monitoringów przedsiębiorstw energetycznych pro-

wadzących działalność gospodarczą polegającą na wytwarzaniu energii elektrycznej i/lub ciepła w zakresie wywiązywania się z wielkości obowiązkowych zapasów węgla kamiennego (w wielu przypadkach kilkukrotnie u tego samego wytwórcy), w celu sprawdzenia, czy nie zostało naruszone bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej i ciepła. W wyniku podjętych działań, w kilkudziesięciu przypadkach zostały/zostaną wszczęte kontrole wielkości zapasów węgla kamiennego, włącznie z kontrolami przedstawicieli Urzędu w miejscach wytwarzania.

W wyniku kontroli zostały już wszczęte postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej, po ujawnieniu nieprawidłowości w trakcie badania stanu zapasów paliw w związku z art. 56 ust. 1 pkt 2 i ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne.

10.5. 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 2022 r. badanie planów inwestycyjnych wytwórców energii elektrycznej na lata 2022–2036 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 elek-

trycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 50 MW, sporządza i przedkłada Prezesowi URE prognozy na okres 15 lat obejmujące w szczególności: ilości wytwarzanej energii elektrycznej, przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy istniejących lub budowy nowych źródeł, a także dane techniczno-ekonomiczne dotyczące typu i wielkości tych źródeł, ich lokalizacji oraz rodzaju paliwa wykorzystywanego do wytwarzania energii elektrycznej.

Do wykonania badania wykorzystane zostały opracowane przez URE ankiety, które zostały wypełnione i przesłane przez 69 przedsiębiorstw energetycznych i 11 grup kapitałowych.

Badane przedsiębiorstwa energetyczne planują oddać do 2036 r. do eksploatacji łącznie ponad 22 GW nowych mocy wytwórczych. Największe inwestycje planowane są w jednostki wytwórcze oparte o: gaz ziemny (9,8 GW), morskie farmy wiatrowe (5,2 GW) oraz PV (5,7 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 brak efektywności ekonomicznej i zużycie technologiczne. Przedsiębiorcy zadeklarowali również wycofanie nieznaczącej ilości mocy pochodzących z farm wiatrowych na lądzie, biomasy oraz gazu.

⁷⁵⁾ Dz. U. z 2003 r. Nr 39 poz. 338.

⁷⁶⁾ Dz. U. z 2022 r. poz. 2213.

Podsumowując zmiany w strukturze technologii paliwowych: pomiędzy 2022 a 2036 rokiem najbardziej zmniejszy się udział jednostek wytwórczych wykorzystujących węgiel kamienny (z ok. 21 GW do ok. 11 GW), natomiast największy przyrost odnotują jednostki gazowe (z ok. 3,3 GW do ok. 13 GW).

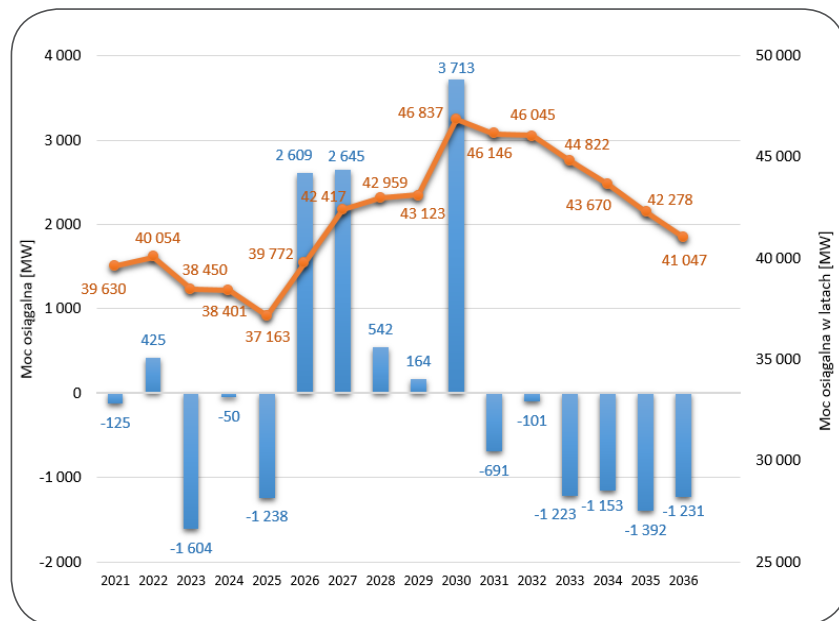
Aby rzetelnie ocenić rzeczywisty bilans mocy wytwórczych, wynikających z działań podejmowanych przez badanych wytwórców, należy zastosować tzw. korekcyjne współczynniki dys-

pozycyjności (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 2021 r.

Zastosowanie tych współczynników powoduje, że z planowanych nominalnie dodatkowych 22 GW mocy, otrzymujemy ok. 12,6 GW mocy

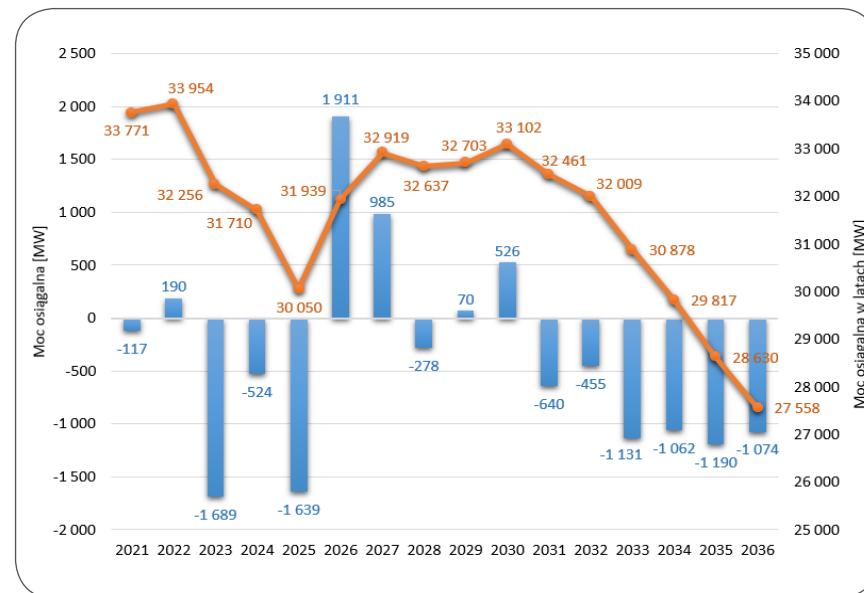
dyspozycyjnych. Wycofanie stabilnych jednostek wytwórczych (o wysokim współczynniku KWD_e) spowoduje zatem znaczący spadek mocy wytwórczych pozostających do dyspozycji, odpowiedzialnego za bilansowanie i bezpieczeństwo pracy KSE, operatora systemu przesyłowego.

Rysunek 54. Plany inwestycyjne wytwórców na lata 2022–2036



Źródło: URE na podstawie danych ankietowych.

Rysunek 55. Plany inwestycyjne wytwórców na lata 2022–2036: bilans mocy wytwórczych przy zastosowaniu KWD_e



Źródło: URE na podstawie danych ankietowych.

11. Obowiązki wynikające z ustawy o rozwiązaniu kontraktów długoterminowych – KDT

Ustawa o rozwiązaniu KDT określa zasady udzielania pomocy publicznej⁷⁷⁾. Program tej pomocy rekompensuje wytwórcom energii elektrycznej koszty osierococone, powstałe w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych na sprzedaż energii elektrycznej, zawartych przed wstąpieniem Polski do Unii Europejskiej, które nie mogły być realizowane na zliberalizowanym rynku energii elektrycznej. Ustawa o rozwiązaniu KDT również umożliwia pokrywanie kosztów gazu ziemnego⁷⁸⁾, którego dostawy do jednostek opalanych gazem ziemnym objęte są umowami długoterminowymi i zawierają formułę take or pay. Program ten realizowany jest od 2008 r.

Łącznie wytwórcy, których lista została zawarta w zał. nr 2 do ustawy o rozwiązaniu KDT, mają

⁷⁷⁾ 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 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 uznaje system rekompensat za pomoc publiczną zgodną ze wspólnym rynkiem zgodnie z Komunikatem Komisji Europejskiej dotyczącym metodologii analizy pomocy państwa związanej z kosztami osieroceniem (List Komisji SG (2001) D/290869 z 6 sierpnia 2001 r.).

⁷⁸⁾ Koszty gazu ziemnego to koszty, które powstały w związku z obowiązkiem odbioru zakontraktowanej ilości gazu ziemnego przez wytwórców wytwarzających energię elektryczną i ciepło z wykorzystaniem tego paliwa.

Tabela 42. Indywidualne rozliczenie każdego z wytwórców objętych programem pomocy publicznej z tytułu przedterminowego rozwiązania umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej za 2021 r.

Wytwórcy	Kwota zaliczek na poczet kosztów osieroconych na rok 2021 w wysokości określonej we wnioskach (art. 24)	Kwota zaliczek na poczet kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym za 2021 r. określonych we wnioskach (art. 45)	RAZEM kwota zaliczek	Korekta roczna kosztów osieroconych	Korekta roczna kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym, o których mowa w art. 44 ustawy	Suma korekt rocznych	Saldo środków publicznych przekazanych wytwórcom z uwzględnieniem rocznym korekt
[tys. zł]							
Zespół Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin S.A. d. Elektrownia Pątnów II Sp. z o.o.*	92 352,398		93 352,398	78 214,300		78 214,300	170 566,698
CEZ Chorzów S.A.**	16 439,998		16 439,998	38 279,283		38 279,283	54 719,281
Elektrociepłownia Zielona Góra S.A.	0,000	0,000	0,000	-17 288,391	0,000	-17 288,391	- 17 288,391
RAZEM	108 792,396	0,000	108 792,396	99 205,192	0,000	99 205,192	207 997,588

* 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 Handlowych⁷⁹⁾.

** d. Elektrociepłownia Chorzów ELCHO Sp. z o.o.

„Pusta komórka” oznacza, że Wytwórca nie jest objęty programem pomocy publicznej w ramach kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym, o których mowa w art. 44 ustawy o rozwiązaniu KDT.

Źródło: URE.

prawo do uzyskania pomocy w wysokości maksymalnie 12,6 mld zł (kwota zdyskontowana do wartości na 1 stycznia 2007 r.).

Ustawa o rozwiązaniu KDT nakłada na Prezesa URE szereg obowiązków związanych z rozliczaniem pomocy publicznej. Realizację najistotniejszych z nich omówiono poniżej.

Ustalenie dla poszczególnych wytwórców wysokości korekty rocznej kosztów osieroconych oraz korekty rocznej kosztów zużycia odebranego gazu ziemnego i kosztów nieodebranego gazu ziemnego za 2021 r.

W 2022 r., tj. czternasty rok z rządu, Prezes URE ustalił dla trzech wytwórców uczestniczących w 2021 r. w systemie rekompensat określonym ustawą o rozwiązaniu KDT wysokość korekty rocz-

⁷⁹⁾ Dz. U. z 2020 r. poz. 1526 z późn. zm.

nej kosztów osieroconych oraz dla jednego z nich – wysokość korekty rocznej kosztów zużycia odebranego i kosztów nieodebranego gazu ziemnego, powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym. W sumie w powyższych sprawach wydano cztery decyzje administracyjne w ustawowym terminie do 31 lipca 2022 r.

Wytwórcy za 2021 r. otrzymali zaliczki na poczet kosztów osieroconych oraz kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym (koszty gazu ziemnego) łącznie w wysokości 108,79 mln zł, tj. o ponad 8 proc. mniej niż w 2020 r.⁸⁰⁾ Przy czym zaliczki na pokrycie kosztów osieroconych wyniosły 108,79 mln zł (spadek o 9,7 mln w porównaniu do 2020 r.), a na poczet kosztów gazu ziemnego – 0,00 zł (jak w 2020 r.). W wyniku decyzji administracyjnych Prezesa URE ustalających korekty roczne, wytwórcy dodatkowo uzyskali łączną kwotę pomocy publicznej w wysokości 99,205 mln zł, tj. o 23,07 proc. mniej niż w 2020 r.

W tej sytuacji ogólne saldo środków publicznych przekazanych wytwórcom za 2021 r., zmniejszyło się o 17,2 proc. w porównaniu z 2020 r. Łączna kwota środków wypłaconych do 2022 r. w zakresie pomocy publicznej, o której mowa w ustawie o rozwiązaniu KDT, wyniosła 17 392 553 tys. zł.

.....

12. Wyznaczanie przedsiębiorstwa energetycznego do pełnienia funkcji operatora ogólnodostępnej stacji ładowania oraz dostawcy usług ładowania

W pierwszym kwartale 2022 r. Prezes URE zakończył dwa postępowania administracyjne wszczęte jeszcze w 2021 r. na wniosek przedłożony przez organy wykonawcze gmin: (i) o zmianę decyzji Prezesa URE oraz (ii) o wyznaczenie przedsiębiorstwa energetycznego do pełnienia funkcji operatora ogólnodostępnych stacji ładowania i dostawcy usług ładowania na obszarze gminy. Pierwsze postępowanie zakończyło się zmianą wydanej decyzji Prezesa URE poprzez zastąpienie części ogólnodostępnych stacji ładowania stacjami rezerwowymi, ujętymi w przyjętym przez radę gminy planie budowy ogólnodostępnych stacji ładowania. Natomiast drugie postępowanie zostało umorzone ze względu na bezprzedmiotowość po wejściu w życie od 24 grudnia 2021 r. przepisu art. 25 nowelizacji ustawy o elektromobilności⁸¹⁾. Zgodnie z tym przepisem do: (i) rozpoczętej budowy ogólnodostępnej stacji ładowania, która nie została oddana do eksploatacji przed 24 grudnia 2021 r., (ii) budowy ogólnodostępnej stacji ładowania nierozpoczętej przed 24 grudnia 2021 r., której

termin przyłączenia przez OSD, zgodnie z programem przyłączenia, o którym mowa w art. 62 ust. 11 ustawy o elektromobilności przed nowelizacją upływa 31 grudnia 2021 r. – stosuje się m.in. przepis art. 64 ustawy o elektromobilności przed nowelizacją w brzmieniu dotychczasowym, który określa obowiązek OSD budowy ogólnodostępnych stacji ładowania wskazanych w planie budowy ogólnodostępnych stacji ładowania, a ponoszone przez OSD koszty budowy tych stacji ładowania są zaliczane do kosztów uzasadnionych w rozumieniu art. 3 pkt 21 ustawy – Prawo energetyczne. W toku postępowania OSD potwierdził brak ogólnodostępnych stacji ładowania spełniających ww. przesłanki art. 25 nowelizacji ustawy o elektromobilności, co stanowiło brak podstawy do wyznaczenia przez Prezesa URE, w drodze decyzji, przedsiębiorstwa do pełnienia funkcji operatora ogólnodostępnej stacji ładowania oraz dostawcy usług ładowania.

W 2022 r. Prezes URE, realizując obowiązek wynikający z art. 3a ust. 6 ustawy o elektromobilności, opracował wytyczne zapewniające przeprowadzenie przez OSD przetargu w celu sprzedaży ogólnodostępnej stacji ładowania w sposób otwarty, przejrzysty i niedyskryminacyjny, które opublikowano 23 maja 2022 r. w Informacji nr 26/2022⁸²⁾. Wytyczne te, stosownie do art. 3a ust. 7 ustawy o elektromobilności, mają zastosowanie wyłącznie do ogólnodostępnych stacji ładowania, o których mowa w ww. art. 25 nowelizacji ustawy o elek-

⁸¹⁾ 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), dalej: „nowelizacja ustawy o elektromobilności”.

⁸²⁾ <https://bip.ure.gov.pl/bip/rejestry-i-bazy/oper/4026,Lista-operatorow-ogolnodostepnych-stacji-ladowania-i-dostawcow-uslug-ladowania-w.html>

⁸⁰⁾ Patrz: Sprawozdanie Prezesa URE za 2021 r.

tromobilności oraz do ogólnodostępnych stacji ładowania będących w dniu wejścia w życie tej ustawy własnością OSD. Następnie Prezes URE, na wniosek OSD, zatwierdził *Ogólne warunki przeprowadzenia przetargu na sprzedaż ogólnodostępnych stacji ładowania* czterem operatorom: TAURON Dystrybucja S.A., Stoen Operator Sp. z o.o., ENEA Operator Sp. z o.o. oraz ENERGA-OPERATOR S.A. Informacja na ten temat została zamieszczona na stronie internetowej URE⁸³⁾. Zgodnie z postanowieniami art. 3a ust. 4 ustawy o elektromobilności, OSD powinni poinformować Prezesa URE o przebiegu i wynikach przetargu na sprzedaż ogólnodostępnych stacji ładowania oraz o innym przypadku zbycia ogólnodostępnej stacji ładowania.

W 2022 r. do URE wpłynęły również wnioski trzech OSDn o zatwierdzenie *Ogólnych warunków przeprowadzenia przetargu na sprzedaż ogólnodostępnych stacji ładowania*. Postępowania te nie zakończyły się w 2022 r.



13. Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki

Z inicjatywy Prezesa URE, 6 października 2021 r. zainaugurowano projekt pod nazwą „Karta Efek-

tywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki” (KET). Celem projektu była:

- diagnoza kluczowych potrzeb związanych z pracą sieci, wynikających z wymogów formalno-prawnych obowiązujących OSD w perspektywie do 2030 r. oraz związanych z rosnącą liczbą źródeł odnawialnych przyłączanych do sieci OSD,
- identyfikacja narzędzi, które pozwolą zaspokoić te potrzeby,
- określenie sposobu i źródeł finansowania oraz ocena ich wpływu na taryfę (społeczeństwo),
- zmiana modelu regulacyjnego OSD wspierająca aktywność inwestycyjną OSD, w szczególności inwestycje związane z szeroko rozumianą elastycznością pracy sieci (w tym optymalizacja przyłączeń źródeł OZE oraz maksymalizacja odbioru energii z tych źródeł).

W toku przeprowadzonych prac zrealizowane zostało:

- określenie wymogów formalno-prawnych wynikających z przepisów prawa obowiązujących OSD w perspektywie do 2030 r., w tym propozycji niezbędnych zmian legislacyjnych w celu ułatwienia realizacji inwestycji,
- ocena obecnego poziomu i możliwości realizacji ww. wymogów do 2030 r.,
- opracowanie propozycji scenariuszy inwestycyjnych na lata 2023–2030:
 - scenariusz 1 „Inwestycje konieczne” – wynika z realizacji wymogów formalno-prawnych oraz w zakresie przyłączeń nowych wytwórców i odbiorców, jest pochodną trendów

wynikających z obecnie zawartych umów o przyłączenie oraz wydanych warunków przyłączenia;

- scenariusz 2 „Inwestycje PEP 2040” – zapewni pełną realizację zapisów polityki energetycznej państwa PEP 2040, a w zakresie przyłączeń nowych wytwórców, poprzez skierowanie przez OSD znacznych środków na rozwój sieci, umożliwi zwiększenie poziomu mocy dostępnej dla OZE oraz umożliwi stopniowe przekształcanie sieci pasywnej (jednokierunkowej) w sieć aktywną (dwukierunkową),
- analiza poszczególnych scenariuszy inwestycyjnych w zakresie możliwości i źródeł ich finansowania przez OSD (taryfa, absorpcja środków pomocowych),
- analiza wpływu poszczególnych scenariuszy inwestycyjnych na wzrost taryfy.

W dniu 7 listopada 2022 r. zawarto porozumienie⁸⁴⁾ między regulatorem sektorowym a branżą dystrybucyjną, które określa najistotniejsze zasady prowadzenia partnerskiego dialogu pomiędzy interesariuszami sektora dystrybucji a regulatorem w osobie Prezesa URE, imiennie wskazując obszary, w których decyzje organu regulacyjnego będą wypracowywane we współpracy i w porozumieniu z przedsiębiorstwami energetycznymi.

⁸³⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/10562,Elektromobilnosc-Prezes-URE-zatwierdził-Ogólne-warunki-przeprowadzenia-przetargu.html>

⁸⁴⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/10630,Rynek-energii-elektrycznej-historyczne-porozumienie-sektorowe-regulatora-i-opera.html?search=366578648011>

Efektom podpisanej KET będą inwestycje związane z:

- zwiększeniem mocy zainstalowanej OZE (z udziałem prosumentów) do ok. 50 GW, tj. o ok. 230 proc. (planowany udział OZE w miksie energii elektrycznej na poziomie 50 proc. w horyzoncie do 2030 r. po uwzględnieniu mocy przyłączanej do sieci PSE S.A.),
- cyfryzacją i automatyzacją sieci i usług, co będzie skutkowało zwiększeniem elastyczności sieci, wsparciem transformacji rynku energii (aktywności uczestników rynku, rozwoju nowych produktów i usług),
- montażem ok. 18 mln Liczników Zdalnego Odczytu (smart metering) do końca 2030 r.,
- przyłączeniem ok. 2 mln nowych odbiorców do 2030 r.

W 2023 r. w ramach KET będą organizowane, pod kierownictwem Prezesa URE, spotkania z innymi podmiotami zrzeszającymi uczestników rynku, celem omówienia głównych problemów związanych z ich uczestnictwem w szeroko rozumianym rynku energii oraz propozycji ich ewentualnego złagodzenia lub wyeliminowania w ramach dalszych prac pomiędzy URE a OSD w zakresie niezbędnych inwestycji lub działań optymalizacyjnych.

Dodatkowo planowane jest opracowanie niezbędnych zmian modelu regulacyjnego OSD oraz zainicjowanie i przeprowadzenie koniecznych zmian legislacyjnych uwzględniających nowe wymagania regulacyjne oraz zapewniających m.in. środki pomocowe dla OSD.



Część III. System wsparcia odnawialnych źródeł energii, kogeneracji i efektywności energetycznej



Wydano 502 zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji OZE. Zwyciężyły instalacje o łącznej mocy zainstalowanej el. – 737,7 MW, liczba zwycięskich ofert – 204.

Przyznano wsparcie 11 jednostkom kogeneracji, dla łącznej ilości ponad 5,65 TWh en. el. z wysokosprawnej kogeneracji, o łącznej wartości ponad 1,446 mld zł.

Wydano 1 402 świadectwa efektywności energetycznej o łącznej wartości 211 897,835 toe (orientacyjna wartość wsparcia to ok. 406 mln zł).

78 decyzji o rzeczywistej ilości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji – orientacyjna wartość rozliczonego wsparcia to 86,192 mln zł.

1. System taryf gwarantowanych FIT oraz system dopłat do ceny rynkowej FIP

Z systemu FIT, zgodnie z postanowieniami art. 70a ustawy OZE, mogą korzystać wytwórcy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, którzy sprzedają lub będą sprzedawać niewykorzystaną energię elektryczną do sprzedawcy zobowiązanego. System FIP natomiast przeznaczony jest 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 prawnym, zgodnie z brzmieniem art. 70a ust. 1 i 2 ustawy OZE, systemy FIT/FIP dedykowane są dla instalacji odnawialnego źródła energii, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej wyłącznie:

- 1) biomasę (obecnie tylko instalacje odnawialnego źródła energii o mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW), albo
- 2) biogaz rolniczy, albo
- 3) biogaz pozyskany ze składowisk odpadów, albo
- 4) biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków, albo
- 5) biogaz inny niż określony w pkt 2-4, albo
- 6) hydroenergię.

W 2022 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,

- 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,
- spełniające wymogi wynikające z art. 10 ustawy z 17 września 2021 r.

Stała cena zakupu w systemach FIT/FIP, zgodnie z art. 70e ust. 1 ustawy OZE, wynosi odpowiednio:

- 95 proc. ceny referencyjnej, o której mowa w art. 77 ust. 3 pkt 1 ustawy OZE, obowiązującej na dzień złożenia deklaracji, o której mowa w art. 70b ust. 1 tej ustawy – dla poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnych źródeł energii, o których mowa w art. 70a ust. 1 ustawy OZE,
- 90 proc. ceny referencyjnej, o której mowa w art. 77 ust. 3 pkt 1 ustawy OZE, obowiązującej na dzień złożenia deklaracji, o której mowa w art. 70b ust. 1 tej ustawy – dla poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnych źródeł energii, o których mowa w art. 70a ust. 2 ustawy OZE,

przy czym obliczana jest ona zgodnie z art. 39a ust. 5 ustawy OZE, z uwzględnieniem art. 39a ust. 7 tej ustawy.

Obowiązujące w 2022 r. ceny referencyjne zostały określone w dwóch aktach prawnych:

- rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 16 kwietnia 2021 r. w sprawie ceny re-

„Obecna sytuacja geopolityczna nie pozostaje bez wpływu na decyzje inwestycyjne przedsiębiorstw sektora energetycznego. Dotyczy to wytwórców energii w źródłach odnawialnych czy wykorzystujących kogenerację.

Niestabilność i duża niepewność prognoz rynkowych cen energii, zauważalne różnice cen referencyjnych w poszczególnych koszykach, a także zmieniające się otoczenie prawne wpływają na spadek atrakcyjności aukcji jako systemu wsparcia OZE. Wydaje się, że w najbliższych latach możemy spodziewać się mniejszego zainteresowania aukcjami OZE na rzecz długoterminowych umów sprzedaży energii elektrycznej typu Power Purchase Agreements (PPA).

Z kolei uruchomiony blisko cztery lata temu system wsparcia dla kogeneracji, początkowo miał służyć głównie jednostkom kogeneracyjnym opalanym gazem ziemnym. Jednak obecnie wiele czynników nie sprzyja inwestycjom z wykorzystaniem tego paliwa. Gwałtowny i znaczny wzrost cen gazu, a także duża zmienność tych cen, nie sprzyjają podejmowaniu decyzji inwestycyjnych w jednostki opalane gazem, czego wyraz znajdujemy w braku zainteresowania wytwórców pomocą publiczną w postaci aukcji i naborów na premię kogeneracyjną organizowanych przez Prezesa URE.”

Rafał Gawin, Prezes URE

ferencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w 2021 r. oraz okresów obowiązujących wytwórców, którzy wygrali aukcje w 2021 r.⁸⁵⁾,

- rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 31 października 2022 r. w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii oraz okresów obowiązujących wytwórców, którzy w danym roku wygrali aukcje – obowiązujące od 5 listopada 2022 r.⁸⁶⁾

Stała cena zakupu podlega corocznej waloryzacji średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem z poprzedniego roku kalendarzowego, określonym w komunikacie Prezesa GUS ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski”. Stała

⁸⁵⁾ Dz. U. z 2021 r. poz. 722.

⁸⁶⁾ Dz. U. z 2022 r. poz. 2247.

cenę zakupu energii elektrycznej pomniejsza pomoc inwestycyjna przeznaczona na realizację inwestycji w zakresie danej instalacji odnawialnego źródła energii (tab. 43 str. 102).

W roku sprawozdawczym wytwórcy złożyli Prezesowi URE 280 deklaracji o zamiarze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej po stałej cenie zakupu, ustalonej zgodnie z art. 70e ustawy OZE. Z tej liczby, 9 deklaracji zostało wycofanych przez wnioskodawców. Zaświadczenia o możliwości sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej, o których mowa w art. 70b ust. 8 ustawy OZE, w 2022 r. wydano dla 90 wytwórców (w tym dla postępowań rozpoczętych w 2020 r. lub 2021 i zakończonych w 2022 r.). W przypadku pozostałych deklaracji, postępowania administracyjne są procedowane w 2023 r. albo zawieszono na wniosek wytwórcy. Odnotowano zwiększone zainteresowanie składaniem deklaracji FIT/FIP po 5 listopada 2022 r., co z dużym praw-

Tabela 43. Zestawienie stałych cen zakupu w systemach FIT/FIP – niezmodernizowane instalacje odnawialnego źródła energii

Rodzaj OZE	Moc	do 4 listopada 2022 r.			od 5 listopada 2022 r.		
		Cena referencyjna [zł/MWh]	90% ceny [zł/MWh]	95% ceny [zł/MWh]	Cena referencyjna [zł/MWh]	90% ceny [zł/MWh]	95% ceny [zł/MWh]
biogaz rolniczy	< 500 kW	650	-	617,50	785	-	745,75
biogaz rolniczy w wysokosprawnej kogeneracji	< 500 kW	760	-	722,00	920	-	874,00
biogaz ze składowisk odpadów	< 500 kW	605	-	574,75	730	-	693,50
biogaz ze składowisk odpadów w wysokosprawnej kogeneracji	< 500 kW	665	-	631,75	820	-	779,00
biogaz z oczyszczalni ścieków	< 500 kW	420	-	399,00	515	-	489,25
biogaz z oczyszczalni ścieków w wysokosprawnej kogeneracji	< 500 kW	510	-	484,50	640	-	608,00
biogaz inny	< 500 kW	470	-	446,50	570	-	541,50
biogaz inny w wysokosprawnej kogeneracji	< 500 kW	530	-	503,50	645	-	612,75
biogaz rolniczy	>= 500 kW =< 1 MW	590	531,00	-	715	643,50	-
biogaz rolniczy w wysokosprawnej kogeneracji	>= 500 kW =< 1 MW	700	630,00	-	840	756,00	-
biogaz ze składowisk odpadów	>= 500 kW =< 1 MW	590	531,00	-	705	634,50	-
biogaz ze składowisk odpadów w wysokosprawnej kogeneracji	>= 500 kW =< 1 MW	655	589,50	-	800	720,00	-
biogaz z oczyszczalni ścieków	>= 500 kW =< 1 MW	385	346,50	-	470	423,00	-
biogaz z oczyszczalni ścieków w wysokosprawnej kogeneracji	>= 500 kW =< 1 MW	475	427,50	-	590	531,00	-
biogaz inny	>= 500 kW =< 1 MW	435	391,50	-	525	472,50	-
biogaz inny w wysokosprawnej kogeneracji	>= 500 kW =< 1 MW	495	445,50	-	605	544,50	-
hydroenergia	< 500 kW	640	-	608,00	770	-	731,50
hydroenergia	>= 500 kW =< 1 MW	575	517,50	-	705	634,50	-
dedykowana instalacja spalania biomasy	< 500 kW	465	-	441,75	525	-	498,75

Źródło: URE.

dopodobieństwem wyniku z opublikowania nowych, wyższych cen referencyjnych.

Tabela 44. Zestawienie wydanych w latach 2018–2022 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	112	69,394
wykorzystująca wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów	46	22,501
wykorzystująca wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów w wysokosprawnej kogeneracji	9	7,631
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	447	88,401
wykorzystująca wyłącznie biomasę	0	0,000
Razem:	615	188,407

Źródło: URE.

Dodatkowo wytwórcy, którzy otrzymali zaświadczenie FIT/FIP, korzystali w 2022 r. z uprawnień, o którym mowa w art. 70b ust. 10 ustawy OZE,

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.

Pod koniec 2022 r., ustawą z 15 grudnia 2022 r., wprowadzone zostały do stosowania istotne regulacje prawne dotyczące systemów wsparcia FIT/FIP, jak również aukcyjnego systemu wsparcia (część 2 niniejszego rozdziału). Regulacje te dotyczyły:

- możliwości wydłużenia terminu spełnienia zobowiązania, o którym mowa w art. 70b ust. 4 pkt 1 lit. d ustawy OZE, oraz okresu, o którym mowa w art. 70b ust. 4 pkt 1 lit. c tej ustawy, o dodatkowy okres określony we wniosku wytwórcy, jednak nie dłuższy niż 18 miesięcy licząc od dnia upływu terminu tego zobowiązania,
- możliwości wydłużenia terminu spełnienia zobowiązania, o którym mowa w art. 70b ust. 4 pkt 1 lit. d ustawy OZE, oraz okresu, o którym mowa w art. 70b ust. 4 pkt 1 lit. c tej ustawy, w przypadku wytwórców, którym wydano postanowienie na podstawie art. 70ba ust. 1 ustawy OZE o dodatkowy okres określony we wniosku wytwórcy, jednak nie dłuższy niż 18 miesięcy licząc od dnia upływu terminu tego zobowiązania.

W związku z możliwością przedłużenia terminu realizacji obowiązku wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w systemach FIT/FIP o maksymalnie 18 miesięcy, z uwzględnieniem przyczyn spowodowanych występującym na terenie kraju stanem epidemii lub stanem zagrożenia epidemicznego COVID-19 (art. 70ba ustawy OZE), w 2022 r. wpłynęło 9 wniosków w sprawie przedłu-

żenia terminu realizacji ww. obowiązku. Badanie wniosków w tym przedmiocie obejmuje w szczególności analizę, czy opóźnienie w dostawie urządzeń lub elementów instalacji, bądź też realizacji lub rozruchu danej instalacji, jest spowodowane stanem epidemii lub stanem zagrożenia epidemicznego, ogłoszonym w drodze rozporządzenia Ministra Zdrowia.

W 2022 r. weszły w życie znowelizowane przepisy dotyczące rozliczania ujemnego salda, co zostało przedstawione w części 2 niniejszego rozdziału.



2. Aukcje na sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii

Aukcyjny system wsparcia dedykowany jest zarówno wytwórcom, 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 wytwórcom, którzy planują rozpoczęcie wytwarzania energii elektrycznej po wygraniu aukcji (w tzw. „nowych instalacjach”). Prezes URE został – na podstawie przepisów ustawy OZE – umocowany do ogłaszania, organizowania i przeprowadzania, za pośrednictwem Internetowej Platformy Aukcyjnej (IPA), aukcji na sprzedaż energii elektrycznej pochodzącej z odnawialnych źródeł energii.

Zgodnie z ustawą OZE, wytwórcy zainteresowani przystąpieniem do aukcji z nowymi instalacja-

mi podlegali ocenie formalnej przygotowania do wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii. Ocena przeprowadza Prezes URE na wniosek wytwórcy o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji. Weryfikacji 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 2022 r.

Wytwórcy energii elektrycznej w istniejących instalacjach odnawialnego źródła energii mieli możliwość złożenia Prezesowi URE deklaracji o przystąpieniu do aukcji, jednakże w 2022 r. nie wpłynęła żadna taka deklaracja.

Podobnie jak w latach poprzednich, zarówno wnioski o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji, jak i deklarację o przystąpieniu do aukcji, wytwórcy mogli składać za pośrednictwem systemu IPA.

Maksymalna ilość i wartość energii elektrycznej podlegającej sprzedaży w poszczególnych tzw. koszykach aukcyjnych, określona została w rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 27 września 2022 r. w sprawie maksymalnych ilości i wartości

Tabela 45. Rozstrzygnięcia aukcji przeprowadzonych w 2022 r.

Aukcja Zwykła Nr	Liczba wygranych ofert	Liczba wygranych wytwórców	Łączna ilość sprzedanej energii [MWh]	Łączna wartość sprzedanej energii [zł]	Minimalna cena z oferty [zł]	Maksymalna cena z oferty [zł]
AZ/1/2022	156	68	1 593 047,376	433 691 647,19	244,77	327,73
AZ/2/2022	46	37	6 400 524,750	1 724 965 505,24	150,00	320,00
AZ/4/2022	2	1	pow. 460 000,000	pow. 290 000 000,00	nie przekracza 650,00	nie przekracza 650,00

Źródło: URE.

energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji w poszczególnych następujących po sobie latach kalendarzowych 2022–2027⁸⁷⁾.

W procesie przeprowadzenia aukcji ogromną rolę odgrywa sprawność prekwifikacji, 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 2022 r. wydano 502 zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji (względem 1 472 zaświadczeń w 2021 r. oraz 1 683 w rekordowym pod tym względem 2020 r.). W tym miejscu należy jednak podnieść, że decyzje inwestycyjne wytwórców energii w źródłach odnawialnych były w 2022 r. mocno zachwiane zaistniałą sytuacją geopolityczną, która miała m.in. bezpośredni wpływ na istotny wzrost rynkowych cen energii elektrycznej.

⁸⁷⁾ Dz. U. z 2022 r. poz. 2085.

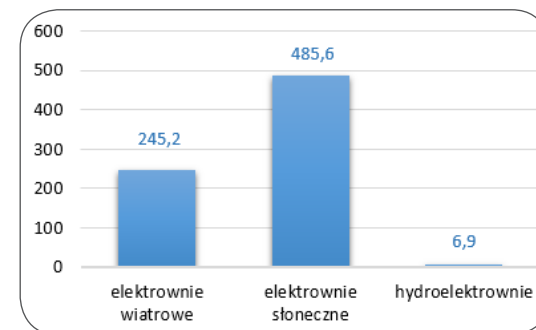
Harmonogram aukcji przewidzianych do przeprowadzenia w 2022 r. został opublikowany, po jego uzgodnieniu z Ministrem Klimatu i Środowiska, na stronie internetowej Urzędu 28 października 2022 r. i na jego

podstawie Prezes URE, 7 listopada 2022 r., ogłosił 7 aukcji. Wszystkie aukcje zadedykowano instalacjom „nowym”, zostały one przeprowadzone kolejno w dniach: 8, 9, 12, 13, 14, 15 i 16 grudnia 2022 r. W aukcjach oznaczonych jako: „AZ/3/2022”, „AZ/5/2022”, „AZ/6/2022” oraz „AZ/7/2022” nie złożono wymaganej liczby przynajmniej trzech ofert spełniających wymagania określone w ustawie OZE, w związku z czym aukcje te pozostały nierozstrzygnięte.

Wyniki pozostałych (rozstrzygniętych) aukcji przedstawia zestawienie w tab. 45.

Na rys. 56-61 przedstawiono wielkość mocy zainstalowanej elektrycznej wygranych ofert w 2022 r. w podziale na rodzaj odnawialnego źródła energii, szczegółowy rozkład ofert w aukcjach dla instalacji fotowoltaicznych i farm wiatrowych oraz porównanie wielkości łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej, ilości i wartości energii elektrycznej z wygranych ofert w latach 2016–2022.

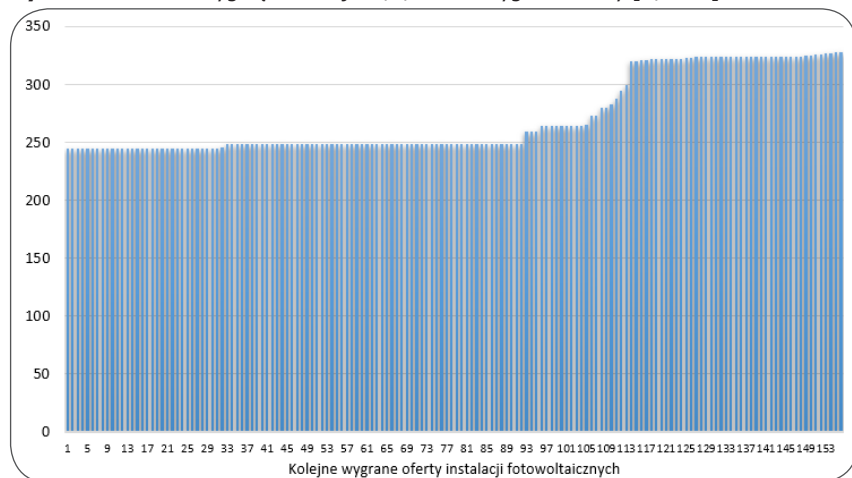
Podsumowując wyniki aukcyjnego systemu wsparcia w ostatnich latach należy stwierdzić, że rok 2022 nie cieszył się tak dużym zainteresowaniem wytwórców jak w latach ubiegłych – wskazu-

Rysunek 56. Łączna moc zainstalowana elektryczna instalacji wytwórców, którzy wygrali aukcje w 2022 r., w podziale na rodzaj odnawialnego źródła energii [MW]

Źródło: URE.

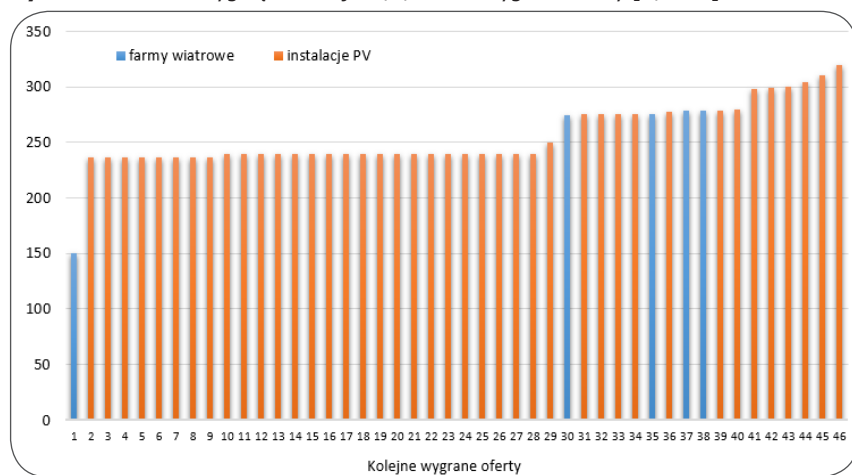
je na to przede wszystkim liczba ofert złożonych w poszczególnych aukcjach. Niewątpliwie na taki stan rzeczy miała wpływ niestabilność i duża niepewność prognoz rynkowych cen energii, zauważalne różnice cen referencyjnych w poszczególnych koszykach, a także zmieniające się otoczenie prawne. Dla zobrazowania skali należy wskazać, że liczba wydanych w 2022 r. zaświadczeń o dopuszczeniu do aukcji jest 1,8 razy większa niż liczba ofert złożonych podczas wszystkich aukcji w roku sprawozdawczym, przy czym nie wyczerpuje to całkowitej puli instalacji dopuszczonych do uczestnictwa w aukcji. W wyniku rozstrzygnięć aukcji przeprowadzonych w roku sprawozdawczym, zwyciężyły instalacje o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej wynoszącej 737,7 MW, wobec 3 853,9 MW w 2021 r. Nadal zauważalna jest znacznie większa popularność elektrowni słonecznych w stosunku do farm wiatrowych na łądzie, jednak dys-

Rysunek 57. Rozstrzygnięcie aukcji AZ/1/2022 – wygrane oferty [zł/MWh]



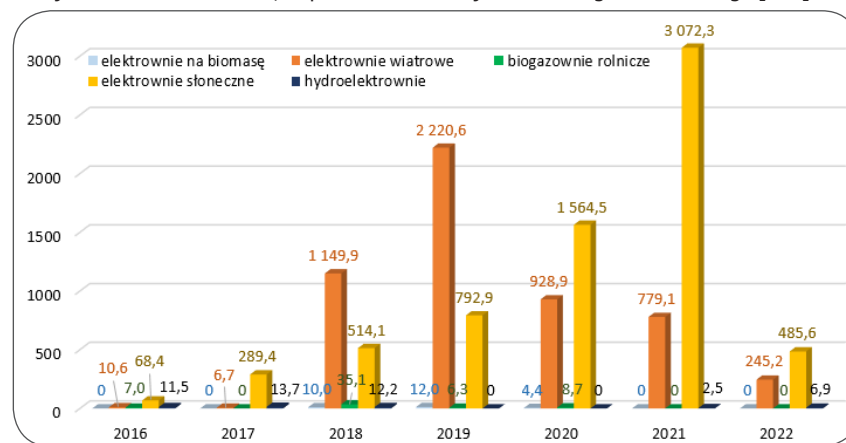
Źródło: URE.

Rysunek 58. Rozstrzygnięcie aukcji AZ/2/2022 – wygrane oferty [zł/MWh]



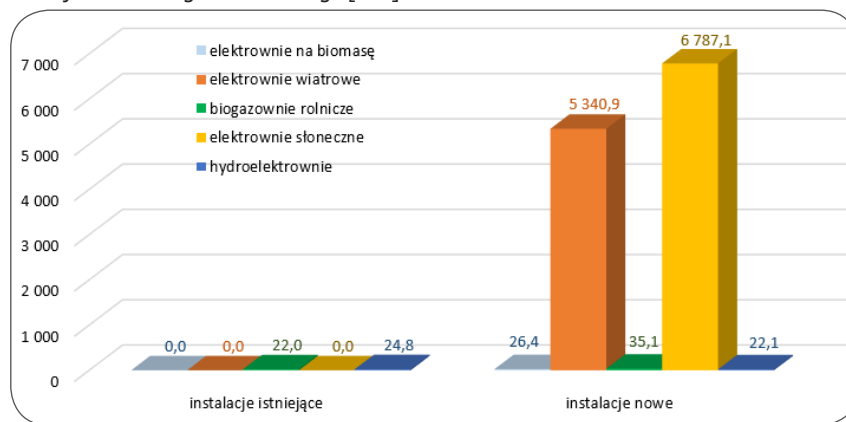
Źródło: URE.

Rysunek 59. Łączna moc zainstalowana elektryczna instalacji wytwórców, którzy wygrali aukcje w latach 2016–2022, w podziale na rodzaj odnawialnego źródła energii [MW]



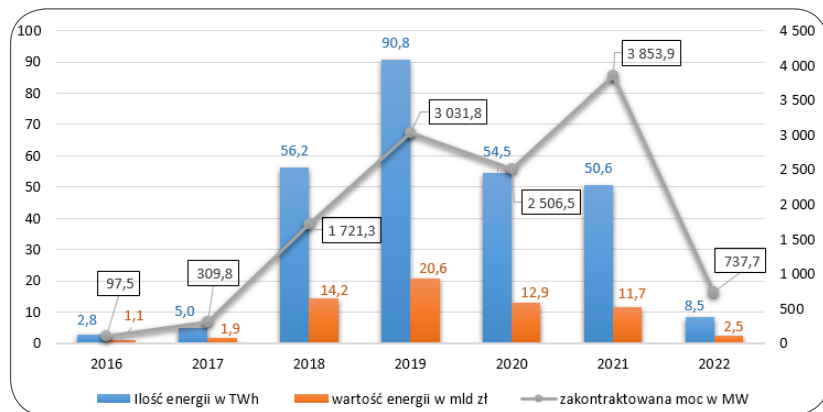
Źródło: URE.

Rysunek 60. Łączna moc zainstalowana elektryczna instalacji wytwórców, którzy wygrali aukcje w latach 2016–2022 według typu instalacji: nowa/istniejąca oraz w podziale na rodzaj odnawialnego źródła energii [MW]



Źródło: URE.

Rysunek 61. Łączna moc zainstalowana elektryczna instalacji [MW], ilość sprzedanej energii [TWh] oraz wartość sprzedanej energii [mld zł] wytwórców, którzy wygrali aukcje w latach 2016–2022



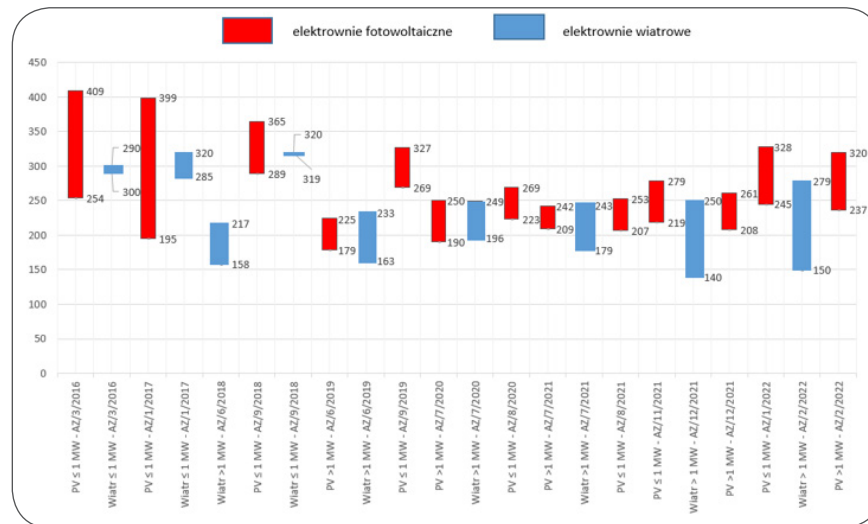
Źródło: URE.

proporcja nie jest tak uderzająca jak w 2021 r. Moc zainstalowana elektryczna elektrowni fotowoltaicznych, które wygrały aukcje w 2022 r., wyniosła 485,6 MW wobec 3 072,3 MW w roku poprzednim. Z kolei moc zainstalowana elektryczna farm wiatrowych na lądzie, które wygrały aukcję w 2022 r., wyniosła 245,2 MW, wobec 779,1 MW w 2021 r. Utrzymujący się w ostatnich latach spadek nowych projektów wiatrowych, nadal jest pokłosiem niesprzyjającego otoczenia prawnego, tj. wprowadzonej w 2016 r. mocą tzw. ustawy odległościowej, zasady „10h”.

W 2022 r., podobnie jak w latach 2020–2021, instalacje fotowoltaiczne zrównały się z poziomem cen ofertowych z farmami wiatrowymi występującymi w tym samym koszyku. Jednak w stosunku do roku ubiegłego,

w roku sprawozdawczym łączna zakontraktowana moc w aukcji AZ/2/2022 (czyli w koszyku powyżej 1 MW) przypadająca na instalacje fotowoltaiczne spadła do poziomu 58 proc. (wobec ok. 70 proc. łącznej zakontraktowanej mocy instalacji PV w aukcjach AZ/7/2021 oraz AZ/12/2021). Dla porównania, w 2020 r. w aukcjach dla instalacji o mocy powyżej 1 MW, udział elektrowni słonecznych wyniósł 47 proc., w 2019 r. udział ten był znikomy (3 proc.), a w 2018 r. instalacje te w ogóle nie wygrywały aukcji. Porównanie zakresu cen sprzedaży energii elektrycznej z wygranych ofert w aukcjach dedykowanych elektrowniom słonecznym oraz farmom wiatrowym, w latach 2016–2022, przedstawia rys. 62.

Rysunek 62. Zakres cen w zł/MWh z wygranych ofert w aukcjach przeznaczonych dla instalacji fotowoltaicznych i farm wiatrowych w latach 2016–2022 (zaokrąglono do 1 zł/MWh)



Źródło: URE.

Udział pozostałych technologii, które wygrały aukcje w 2022 r., był śladowy i dotyczył nowych hydroelektrowni, partycypujących w koszyku o mocy powyżej 1 MW. Wprawdzie do aukcji AZ/4/2022 przystąpił tylko jeden wytwórca, składając dwie zwycięskie oferty obejmujące instalacje o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej niespełna 7 MW, niemniej jest to najwyższa wartość od 2018 r., a udział zakontraktowanej mocy w roku sprawozdawczym (ok. 6,9 MW), w dotychczas przeprowadzonych aukcjach dla nowych hydroelektrowni (ok. 22,1 MW), wyniósł ponad 30 proc.

Analizując wyniki aukcji przeprowadzonych w 2022 r. nie można nie zauważyć, że pomimo

spadku atrakcyjności systemu i niewielkiej liczby zwycięskich ofert (204), zakontraktowano na tyle dużą moc (ok. 737,7 MW), że średnia wielkość instalacji jest historycznie najwyższa.

W ostatnich latach znamienym dla systemu aukcyjnego jest permanentny brak zainteresowania wytwórców wytwarzających energię w procesach termicznego przekształcania odpadów czy też z biomasy. Począwszy od 2018 r., notowany jest również istotny spadek zainteresowania aukcjami pośród wytwórców wytwarzających energię w elektrowniach wodnych oraz w biogazowniach – co w przypadku koszyków aukcyjnych o mocy nie większej niż 1 MW jest wynikiem uruchomionych systemów taryf gwarantowanych (FIT) oraz dopłat do ceny rynkowej (FIP).

Podsumowując aukcje przeprowadzone w 2022 r. można postawić tezę, że zainteresowanie aukcyjnym systemem wsparcia odnawialnych źródeł energii, opartym o mechanizm kontraktu różnicowego, wobec znacznej niepewności prognoz rynkowych cen energii, niestabilnego w ostatnim czasie otoczenia prawnego energetyki, może w najbliższych latach maleć na rzecz dynamicznie rozwijającego się rynku umów sprzedaży energii elektrycznej typu Power Purchase Agreements (PPA).

Prezes URE wydał w 2022 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 48/2022 w sprawie harmonogramu aukcji planowanych do przeprowadzenia w roku 2022,
- Informację Prezesa URE nr 52/2022 w sprawie wyznaczenia sprzedawców zobowiązanych na rok 2023, o których mowa w art. 40 ust. 1 ustawy o odnawialnych źródłach energii,
- Publikację z 20 grudnia 2022 r. dotyczącą podsumowania wyników grudniowych aukcji na sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł.

W roku sprawozdawczym istotną rolę odgrywały także rozwiązania prawne dedykowane wytwórcom, których oferty wygrały dotychczas przeprowadzone aukcje, obejmujące wydłużenie terminu sprzedaży energii elektrycznej po raz pierwszy w systemie aukcyjnym oraz wieku produkcji urządzeń wytwórczych wchodzących w skład instalacji, zaktualizowanie oferty aukcyjnej, a także uzyskanie zgody Prezesa URE na przeniesienie praw i obowiązków wynikających z wygranej aukcji. Wszystkie ww. regulacje spotkały się z dużym zainteresowaniem wytwórców.

W myśl art. 79a ustawy OZE (w brzmieniu obowiązującym do 20 grudnia 2022 r.) wytwórca, który wygrał aukcję, miał możliwość ubiegania się o przedłużenie terminu pierwszej sprzedaży energii elektrycznej w aukcji oraz okresu wieku produkcji urządzeń wchodzących w skład instalacji w wymiarze określonym przez niego we wniosku, jednak nie dłużej niż o 12 miesięcy. Z dniem 21 grudnia 2022 r. weszła w życie ustawa z 15 grudnia 2022 r., zmieniając brzmienie art. 79a ustawy

OZE i umożliwiając tym samym przedłużenie ww. terminów realizacji zobowiązań aukcyjnych łącznie do 18 miesięcy. Zgodnie z ustawą OZE, Prezes URE rozpatrując wnioski złożone w trybie art. 79a tej ustawy, badał w szczególności, czy opóźnienie w dostawie urządzeń lub elementów instalacji, bądź też realizacji lub rozruchu danej instalacji, jest spowodowane stanem epidemii lub stanem zagrożenia epidemicznego, ogłoszonym w drodze rozporządzenia Ministra Zdrowia. W 2022 r. Prezes URE wydał 1 204 postanowienia w sprawie przedłużenia terminu sprzedaży energii elektrycznej po raz pierwszy w systemie aukcyjnym. Na marginesie należy zauważyć, że dla wytwórców, którzy na kanwie dotychczasowego brzmienia art. 79a ustawy OZE złożyli wnioski lub otrzymali postanowienia Prezesa URE, w ustawie z 15 grudnia 2022 r. znalazły się również przepisy przejściowe, umożliwiające korektę przedłużenia terminów realizacji obowiązków aukcyjnych, jednak żaden z wytwórców w roku objętym sprawozdaniem nie podjął działań w nich przewidzianych.

Kolejnym rozwiązaniem dla beneficjentów systemu aukcyjnego, przewidzianym w ustawie OZE, jest możliwość przeniesienia praw i obowiązków wynikających ze zwycięskiej oferty. Na mocy art. 83a ustawy OZE, przed zawarciem umowy przenoszącej własność instalacji odnawialnego źródła energii, wytwórca przenoszący własność oraz nabywca tej instalacji występują do Prezesa URE z wnioskiem o wyrażenie zgody na przejście zobowiązania sprzedawcy zobowiązanego i prawa, określonych odpowiednio w art. 92 ust. 1 i 5, oraz obowiązków wynikających z wygranej aukcji na jej nabyw-

cę. Prezes URE, rozpatrując ww. wnioski, bada w szczególności poprawność danych instalacji objętych wnioskiem oraz potwierdza ustanowienie zabezpieczenia przez nabywcę instalacji. W 2022 r. Prezes URE wydał 339 postanowień wyrażających zgodę na przeniesienie praw i obowiązków wynikających z wygranej aukcji. Jednocześnie, potwierdził dokonanie przez wytwórców, na podstawie art. 79 ust. 9-12 ustawy OZE, 319 aktualizacji ofert aukcyjnych, zaś od wejścia w 2019 r. w życie przepisów umożliwiających wytwórcom takie działania, potwierdzono łącznie 1 026 aktualizacji ofert aukcyjnych.

Podsumowując należy wskazać, że obowiązek wynikający z art. 83 ust. 1 pkt 2 ustawy OZE dotyczący odpowiednio potwierdzenia rozpoczęcia wytwarzania energii elektrycznej, bądź sprzedaży tej energii w aukcyjnym systemie wsparcia, do 31 grudnia 2022 r. został zrealizowany łącznie dla 1 609 nowych instalacji odnawialnego źródła energii, o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej 2 551,573 MW.

W tab. 46 przedstawiono dane dotyczące stanu realizacji instalacji, które zostały objęte związkami ofertami.

W 2022 r. w regulacjach prawnych, istotnych dla aukcyjnego systemu wsparcia, ustawodawca wprowadził kilka istotnych zmian. Pierwsza ich partia wynikała z wejścia w życie przepisów ustawy z dnia 8 czerwca 2022 r. o zmianie ustawy o pomocy obywatelom Ukrainy w związku z konfliktem zbrojnym na terytorium tego państwa oraz niektórych innych ustaw⁸⁸⁾ i obejmowała:

Tabela 46. 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 2022 r. (dane według stanu na 14 kwietnia 2023 r.)

Rodzaj instalacji odnawialnego źródła energii	Aukcje przeprowadzone w 2016 r.		Aukcje przeprowadzone w 2017 r.		Aukcje przeprowadzone w 2018 r.		Aukcje przeprowadzone w 2019 r.	
	liczba instalacji [szt.]	łączna moc zainstalowana elektryczna [MW]	liczba instalacji [szt.]	łączna moc zainstalowana elektryczna [MW]	liczba instalacji [szt.]	łączna moc zainstalowana elektryczna [MW]	liczba instalacji [szt.]	łączna moc zainstalowana elektryczna [MW]
wykorzystująca energię promieniowania słonecznego	62	59,515	324	277,749	514	489,955	626	603,260
wykorzystująca energię wiatru na lądzie	2	1,600	2	1,700	29	922,845	6	147,565
wykorzystująca wyłącznie biogaz rolniczy					10	9,991		
wykorzystująca hydroenergię					4	10,116		

Rodzaj instalacji odnawialnego źródła energii	Aukcje przeprowadzone w 2020 r.		Aukcje przeprowadzone w 2021 r.		Aukcje przeprowadzone w 2022 r.	
	liczba instalacji [szt.]	łączna moc zainstalowana elektryczna [MW]	liczba instalacji [szt.]	łączna moc zainstalowana elektryczna [MW]	liczba instalacji [szt.]	łączna moc zainstalowana elektryczna [MW]
wykorzystująca energię promieniowania słonecznego	20	18,701	5	4,891		
wykorzystująca energię wiatru na lądzie	1	2,260				
wykorzystująca wyłącznie biogaz rolniczy						
wykorzystująca hydroenergię			4	1,425		
					Razem moc [MW]	2 551,573
					Razem liczba instalacji	1 609

Źródło: URE.

- rozszerzenie katalogu możliwych przyczyn niewytworzenia lub ograniczenia wytworzenia energii do weryfikacji rzeczywistego stopnia wykorzystania energii,
- zwolnienie dla energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii wytworzonej w okresie od

1 sierpnia 2022 r. do 31 grudnia 2022 r. z obowiązku minimalnego udziału wagowego biomasy pochodzenia rolniczego w łącznym udziale wagowym biomasy.

Następnie, 15 czerwca 2022 r., wszedł w życie art. 4 ustawy z 9 czerwca 2022 r., nowelizujący

⁸⁸⁾ Dz. U. z 2022 r. poz. 1383 z późn. zm.

ustawę OZE w zakresie możliwości wydłużenia niewypowiedzianych umów przyłączeniowych do 16 lipca 2024 r.

Ustawą z 29 września 2022 r. zmieniono brzmienie art. 92 ust. 9 ustawy OZE, w taki sposób, że w przypadku wydania postanowienia, o którym mowa w art. 88 ust. 1 tej ustawy, sprzedawca zobowiązany dokonuje zakupu energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej mniejszej niż 500 kW nie po średniej kwartalnej cenie energii elektrycznej niepodlegającej obowiązkowi, o którym mowa w art. 49a ustawy – Prawo energetyczne, a po średniej cenie sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, obliczonej przez Prezesa URE zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 18a ustawy – Prawo energetyczne, obowiązującej w poprzednim kwartale.

W okresie sprawozdawczym weszła w życie także kolejna część uregulowań zawartych w ustawie z 17 września 2021 r., w szczególności dotycząca art. 93 ust. 12 ustawy OZE i rozliczania dodatniego salda, które – zgodnie z nowym brzmieniem przepisu – jeśli nie zostało całkowicie rozliczone do końca danego okresu każdego pełnych trzech lat kalendarzowych, o których mowa w art. 83 ust. 2 ustawy OZE, będzie zwracane operatorowi rozliczeń energii odnawialnej w terminie 6 miesięcy od zakończenia danego okresu. Należy podkreślić, że wobec zmiany brzmienia art. 93 ust. 12 ustawy OZE w 2022 r. wszedł w życie również art. 15 ustawy z 17 września 2021 r., który stanowi przepis przejściowy w odniesieniu do zmienionych zasad rozliczania dodatniego salda. Ostatnia istotna

zmiana ustawy OZE miała miejsce pod koniec roku sprawozdawczego, kiedy opublikowano ustawę z 15 grudnia 2022 r. Zmiany przepisów dotyczyły:

- możliwości ubiegania się o przedłużenie terminu pierwszej sprzedaży energii elektrycznej w związku z opóźnieniem spowodowanym stanem zagrożenia epidemicznego lub stanem epidemii, ogłoszonym w drodze rozporządzenia ministra właściwego do spraw zdrowia, w terminie nie dłuższym niż 18 miesięcy (przed zmianą 12 miesięcy),
- wydłużenia maksymalnego dopuszczalnego terminu produkcji urządzeń wchodzących w skład instalacji wykorzystującej do wytwarzania energii elektrycznej wyłącznie energię promieniowania słonecznego z 24 do 33 miesięcy bezpośrednio poprzedzających dzień wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w tej instalacji,
- wydłużenia dla instalacji wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej wyłącznie energię promieniowania słonecznego terminu realizacji obowiązków aukcyjnych z 24 do 33 miesięcy od dnia zamknięcia sesji aukcji.

Co istotne, ww. ustawą wprowadzono również przepisy przejściowe:

- możliwość wydłużenia, poprzez złożenie stosownego oświadczenia, terminu realizacji obowiązków aukcyjnych łącznie do 18 miesięcy dla wytwórców, którym Prezes URE wydał postanowienia na podstawie art. 79a ustawy OZE przed wejściem w życie ustawy zmieniającej oraz dla których okres w nich wskazany nie upłynął,
- możliwość skorygowania złożonych, a jeszcze nierozpatrzonych, wniosków w trybie art. 79a

ustawy OZE poprzez wskazanie wymiaru opóźnienia do maksymalnie 18 miesięcy,

- wydłużenie dopuszczalnego wieku urządzeń, wchodzących w skład instalacji fotowoltaicznych, które wygrały aukcje przed zmianą przepisów, z 24 do 33 miesięcy bezpośrednio poprzedzających dzień wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w tych instalacjach,
- możliwość wydłużenia, poprzez złożenie stosownego oświadczenia, terminu realizacji obowiązków aukcyjnych z 24 do 33 miesięcy (od dnia zamknięcia sesji aukcji) w przypadku instalacji fotowoltaicznych, które wygrały aukcje przed zmianą przepisów.



3. Systemy wsparcia wysokosprawnej kogeneracji

Rok 2022 był czwartym rokiem funkcjonowania systemów wsparcia wysokosprawnej kogeneracji. Założeniami funkcjonowania ustawy o CHP, która weszła w życie 25 stycznia 2019 r., są: ograniczenie niekorzystnych zjawisk środowiskowych, przy jednoczesnym zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw ciepła i energii elektrycznej, a także poprawa efektywności wykorzystania nośników energii poprzez rozwój wysokosprawnej kogeneracji. Środkiem do osiągnięcia powyższych celów jest wsparcie w postaci premii dopłacanych wytwórcom do ceny energii elektrycznej w ramach następujących systemów:

- 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,
 - 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 2022 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 21 grudnia 2021 r.),
- 2) ogłosił w Biuletynie Informacji Publicznej URE, przed końcem grudnia 2022 r., harmonogram aukcji na kolejny, tj. 2023 rok,
- 3) ogłosił, zorganizował i przeprowadził w 2022 r. dwa nabory na premię kogeneracyjną indywidualną.

Aukcje na premię kogeneracyjną

Z podsumowania rozstrzygnięć aukcji CHP wynika, że w 2022 r. przyznano wsparcie 11 jednostkom kogeneracji, dla łącznej ilości ponad 5,65 TWh energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, o łącznej wartości ponad 1,446 mld zł (tab. 47 str. 111).

Premia gwarantowana

Decyzję o dopuszczeniu do systemu wsparcia w formie premii gwarantowanej w 2022 r. posiadały łącznie 103 jednostki kogeneracji, z czego tylko jedna z nich jest jednostką wielopaliwową,

a pozostałe opalane są paliwami gazowymi (gazem ziemnym), w tym:

- 96 jednostek SSP (silniki spalinowe),
- 5 jednostek TGO (turbina gazowa z odzyskiem ciepła),
- 1 jednostka TGP (turbina gazowa przeciwprężna). Jednostki kogeneracji posiadające decyzje o dopuszczeniu do udziału w systemie wsparcia w formie premii gwarantowanej w 2022 r. to:
 - 66 istniejących jednostek kogeneracji (które korzystały z systemu świadectw pochodzenia z kogeneracji), w tym 32 jednostki o mocy zainstalowanej elektrycznej poniżej 1 MW,
 - 17 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),
 - 20 nowych małych jednostek kogeneracji (10 spośród tych jednostek kogeneracji – o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej wynoszącej 9,79 MW, otrzymało dopuszczenia do systemu premii gwarantowanej w 2022 r.).

Premia gwarantowana indywidualna

Na początku 2022 r. Prezes URE, dla wniosków złożonych w roku ubiegłym, wydał cztery decyzje o dopuszczeniu do systemu premii gwarantowanej indywidualnej, które dotyczyły wsparcia na rok 2022.

W omawianym okresie toczyły się także postępowania administracyjne w przedmiocie dopuszczenia wytwórców do systemu wsparcia w formie premii gwarantowanej indywidualnej dotyczące

Tabela 47. Podsumowanie aukcji CHP i ich rozstrzygnięcia

	Aukcja Nr ACHP/1/2022	Aukcja Nr ACHP/2/2022	Aukcja Nr ACHP/3/2022	Aukcja Nr ACHP/4/2022
Terminy ogłoszenia aukcji w 2022 r.	13 stycznia	30 marca	5 lipca	21 października
Terminy przeprowadzenia aukcji w 2022 r.	1-3 marca	7-9 czerwca	19-21 września	12-14 grudnia
Ogłoszenia o wynikach aukcji w BIP URE w 2022 r.	7 marca	10 czerwca	23 września	15 grudnia
Liczba ofert, które wygrały aukcje	4	3	2	2
Łączna ilość energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji wynikająca z ofert, które wygrały aukcje	3 504 633,330 MWh	powyżej 618 250,000 MWh	powyżej 933 000,00 MWh	powyżej 607 500,00 MWh
Wartość premii kogeneracyjnej	797 344 136,11 zł	powyżej 170 002 000 zł	powyżej 298 950 000,00 zł	powyżej 180 000 000,00 zł
Minimalna wysokość premii kogeneracyjnej, jaka została wskazana w złożonych ofertach uczestników, którzy wygrali aukcję	177,00 zł/MWh	nie przekracza 250,00 zł/MWh	nie przekracza 315,00 zł/MWh	nie przekracza 300,00 zł/MWh
Maksymalna wysokość premii kogeneracyjnej, jaka została wskazana w złożonych ofertach uczestników, którzy wygrali aukcję	320,00 zł/MWh	nie przekracza 320,27 zł/MWh	nie przekracza 320,27 zł/MWh	nie przekracza 310,00 zł/MWh
Minimalna wysokość premii kogeneracyjnej, jaka zostanie wypłacona uczestnikom, którzy wygrali aukcję	177,00 zł/MWh	nie przekracza 250,00 zł/MWh	nie przekracza 315,00 zł/MWh	nie przekracza 300,00 zł/MWh
Maksymalna wysokość premii kogeneracyjnej, jaka zostanie wypłacona uczestnikom	301,04 zł/MWh	nie przekracza 320,27 zł/MWh	nie przekracza 320,27 zł/MWh	nie przekracza 310,00 zł/MWh

Źródło: URE.

dopuszczenia na rok 2023. Do URE wpłynęło pięć wniosków o dopuszczenie jednostek kogeneracji do ww. systemu wsparcia. Prezes URE wydał jedną decyzję o umorzeniu postępowania w sprawie dopuszczenia do systemu premii gwarantowanej indywidualnej na wniosek strony, natomiast w odniesieniu do czterech wniosków dotyczących 2023 r., do końca 2022 r. nadal toczyły się postępowania wyjaśniające.

Nabór na premię kogeneracyjną indywidualną

Nabór na premię kogeneracyjną indywidualną Nr NCHP/1/2022, który został ogłoszony 10 grudnia 2021 r., nie został rozstrzygnięty z powodu

braku złożenia w naborze co najmniej jednej oferty spełniającej wymagania określone w ustawie o CHP. Ogłoszenie wyników nastąpiło 21 marca 2022 r.

Ponadto, 6 czerwca 2022 r. Prezes URE ogłosił nabór na premię kogeneracyjną indywidualną, oznaczony jako „NCHP/2/2022”. Został on przeprowadzony w dniach 5-7 września 2022 r., i podobnie jak nabór Nr NCHP/1/2022 – nie został rozstrzygnięty (z tego samego ww. powodu).

Gwarancje pochodzenia CHP

W 2022 r. Prezes URE wydał 9 gwarancji pochodzenia energii elektrycznej z wysokospraw-

nej kogeneracji za rok 2021, na łączny wolumen 880 965,000 MWh. Dokumenty te poświadczają, że określona w nich ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej lub sieci przesyłowej została wytworzona z wysokosprawnej kogeneracji.

4. Wsparcie dla 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.

W 2022 r. Prezes URE kontynuował czynności w ramach „pierwszej fazy” wsparcia, tj. związane z wydanymi w 2021 r. siedmioma decyzjami w sprawie przyznania prawa do pokrycia ujemne-

Tabela 48. Zestawienie projektów morskich farm wiatrowych, którym przyznano 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.

go 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, wobec ustalenia, że ww. morskie farmy wiatrowe nie zostałyby zrealizowane w przypadku, w którym dla energii elektrycznej wytworzonej w tych farmach i wprowadzonej do sieci nie zostałyby przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 3 ustawy MFW.

Wytwórca, któremu przyznano w „pierwszej fazie”, w drodze decyzji administracyjnej, prawo do pokrycia ujemnego salda, przedkłada Prezesowi URE informacje, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 13 ust. 4 ustawy o pomocy publicznej, dotyczących projektowanej inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej oraz działalności prowadzonej przez wytwórcę oraz grupę kapitałową, w skład której wchodzi wytwórca.

Następnie, po uzyskaniu kompletnej informacji, Prezes URE niezwłocznie występuje do Prezesa UOKiK z wnioskiem o wydanie opinii o projekcie pomocy indywidualnej. Kolejna część procesu jest już prowadzona przy udziale Komisji Europejskiej, która po pozytywnym rozpatrzeniu wniosku wydaje decyzję o zgodności z rynkiem wewnętrznym pomocy publicznej.

W latach 2021–2022 wytwórcy „pierwszej fazy” przedkładali informacje niezbędne do prowadzenia postępowań notyfikacyjnych. W konsekwencji tych postępowań, Prezes URE został poinformowany o wydaniu przez Komisję Europejską, dla dwóch 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 MFW⁸⁹⁾.

Dla projektów, które otrzymały decyzję Komisji Europejskiej, Prezes URE w 2022 r., 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

⁸⁹⁾ 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.

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 projekty są na różnych etapach procedowania i w 2022 r. nie były dla nich wydawane decyzje w oparciu o art. 18 ustawy MFW.

W tym kontekście należy dodatkowo zwrócić uwagę, że w świetle art. 20 ust. 1 ustawy MFW, w przypadku gdy po wydaniu decyzji z art. 18 ustawy, a przed rozpoczęciem prac związanych z budową morskiej farmy wiatrowej, nastąpi istotna zmiana w parametrach rzeczowo-finansowych realizacji inwestycji, powodująca zwiększenie jej wewnętrznej stopy zwrotu o więcej niż 0,5 punktu procentowego w stosunku do wewnętrznej stopy zwrotu wynikającej z ceny ustalonej w decyzji z art. 18 ustawy MFW, wytwórca zobowiązany będzie złożyć do Prezesa URE wnioski o aktualizację ceny na zasadach określonych w art. 20 ust. 1-4 tej ustawy.

Niezależnie od powyższego, zgodnie z dyspozycją art. 42 ust. 3 ustawy MFW wytwórca, któremu przyznano prawo do pokrycia ujemnego salda, przedkłada Prezesowi URE zaktualizowany plan łańcucha dostaw materiałów i usług, uwzględniający informację o przeprowadzeniu dialogu z potencjalnymi dostawcami materiałów i usług, w terminie 18 miesięcy od dnia złożenia wniosku o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda. Wszyscy wytwórcy „pierwszej fazy” spełnili obowiązek w ustawowym terminie, a Prezes URE, wykonując dyspozycję art. 44 ustawy MFW, przekazał

zaktualizowane dokumenty ministrowi właściwemu do spraw klimatu i ministrowi właściwemu do spraw aktywów państwowych.

Uzupełniając powyższe należy wyjaśnić, że ustawa MFW w latach następnych przewiduje możliwość przyznawania wytwórcom wsparcia wyłącznie w formule aukcji organizowanych i przeprowadzanych przez Prezesa URE („druga faza”). Aktualne regulacje przewidują przeprowadzenie aukcji w latach 2025 i 2027 dla morskich farm wiatrowych o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 5 GW. W przypadku, gdy łączna moc zainstalowana elektryczna morskich farm wiatrowych wynikająca z ofert, które potencjalnie wygrałyby aukcje w latach 2025 i 2027 byłaby mniejsza od maksymalnej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych, określonej dla lat 2025 i 2027, pozostała różnica powiększa maksymalną moc zainstalowaną elektryczną morskich farm wiatrowych, w odniesieniu do których może zostać przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda w drodze kolejnej aukcji, która może zostać opcjonalnie przeprowadzona w 2028 r. Przepisy ustawy MFW dopuszczają ponadto możliwość przeprowadzenia aukcji również w innych latach – począwszy od 2029 r., w przypadku wydania przez Radę Ministrów rozporządzenia określającego łączną moc zainstalowaną elektryczną morskich farm wiatrowych, w odniesieniu do których może zostać przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda w drodze aukcji. W ramach funkcjonowania drugiej fazy systemu, cena do rozliczeń ujemnego salda ukształtowana zostanie w procesie konkurencyjnego wyłaniania wytwórców w drodze aukcji.



5. Odbiorcy przemysłowi w systemie wsparcia OZE i kogeneracji

Odbiorcy przemysłowi w systemie wsparcia OZE

Ustawa OZE przewiduje system wsparcia dla odbiorców przemysłowych. W myśl art. 52 ust. 6 ustawy OZE, przez odbiorcę przemysłowego rozumie się odbiorcę końcowego:

- 1) którego przeważającą działalnością gospodarczą jest działalność określona w Polskiej Klasyfikacji Działalności (PKD) i oznaczona następującymi kodami: 0510; 0729; 0811; 0891; 0893; 0899; 1032; 1039; 1041; 1062; 1104; 1106; 1310; 1320; 1394; 1395; 1411; 1610; 1621; 1711; 1712; 1722; 1920; 2012; 2013; 2014; 2015; 2016; 2017; 2060; 2110; 2221; 2222; 2311; 2312; 2313; 2314; 2319; 2320; 2331; 2342; 2343; 2349; 2399; 2410; 2420; 2431; 2432; 2434; 2441; 2442; 2443; 2444; 2445; 2446; 2720; 3299; 2011; 2332; 2351; 2352; 2451; 2452; 2453; 2454; 2611; 2680; 3832,
- 2) dla którego wartość współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej wynosi nie mniej niż 3 proc.

Stosownie zaś do art. 52 ust. 3 ustawy OZE, przedsiębiorca zamierzający uzyskać status odbiorcy przemysłowego w systemie wsparcia OZE, zobowiązany jest w terminie do 30 listopada roku poprzedzającego rok realizacji obowiązku, złożyć Prezesowi URE oświadczenie potwierdzające:

- 1) wykonywanie działalności gospodarczej oznaczonej ww. kodami Polskiej Klasyfikacji Działalności (PKD),

- 2) ilość zużytej energii elektrycznej oraz ilość energii elektrycznej zakupionej na własny użytek w roku kalendarzowym poprzedzającym rok realizacji obowiązku,
 - 3) wartość współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej,
 - 4) ilość energii elektrycznej objętej obowiązkiem umorzenia świadectw pochodzenia lub wniesienia opłaty zastępczej, oraz stanowiącej podstawę do obliczenia opłaty OZE, o której mowa w art. 96 ust. 1 tej ustawy, oraz opłaty kogeneracyjnej, o której mowa w art. 60 ust. 1 ustawy o CHP, wyrażoną w procentach
- wraz z opinią biegłego rewidenta potwierdzającą prawidłowość wyliczenia wartości współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej.

W konsekwencji podmioty, które zamierzały skorzystać w 2023 r. z możliwości realizacji obowiązku umorzenia świadectw pochodzenia lub wniesienia opłaty zastępczej, na zasadach określonych w art. 53 ust. 1 tej ustawy, tj. w odpowiednio mniejszym zakresie oraz skorzystania z ulg w opłacie OZE i opłacie kogeneracyjnej, przedłożyły Prezesowi URE stosowne oświadczenie w terminie do 30 listopada 2022 r.

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 OZE oraz opłaty kogeneracyjnej.

Posiadanie statusu odbiorcy przemysłowego zmniejsza podstawę do wyliczenia ww. obowiązków, która redukuje się odpowiednio do 80 proc., 60 proc. lub 15 proc. w stosunku do jej pierwotnej wartości. Wysokość należnej ulgi zależy od wartości współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej, przez który – zgodnie z art. 53 ust. 2 ustawy OZE – rozumie się stosunek kosztów energii elektrycznej zużytej na własne potrzeby do wartości dodanej brutto obliczanej jako średnia arytmetyczna z trzech ostatnich lat poprzedzających rok realizacji obowiązku. Szczegóły dotyczące sposobu obliczania tego współczynnika zostały określone w rozporządzeniu Ministra Klimatu z dnia 27 sierpnia 2020 r. w sprawie sposobu obliczania współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej przez odbiorcę przemysłowego⁹⁰⁾.

W związku z powyższym, Prezes URE opublikował Informację nr 47/2022 dla odbiorców przemysłowych zamierzających skorzystać w 2023 r. z uprawnień/ulg, o których mowa powyżej.

Następnie realizując obowiązek wynikający z art. 52 ust. 4 ustawy OZE, 29 grudnia 2022 r. Prezes URE sporządził i opublikował w Biuletynie Informacji Publicznej URE Informację nr 69/2022 w sprawie wykazu odbiorców przemysłowych, którzy złożyli oświadczenie, o którym mowa w art. 52 ust. 3 ustawy OZE. W wykazie tym znalazło się łącznie 481 podmiotów, z czego 58 to odbiorcy przemysłowi, o których mowa w art. 52 ust. 2 pkt 1 ustawy OZE⁹¹⁾.

Natomiast odbiorcy przemysłowi uczestniczący w 2021 r. w systemie wsparcia OZE, uwzględnieni w Informacji Prezesa URE nr 73/2020 z 29 grudnia 2020 r. (zaktualizowanej Informacjami Prezesa URE nr: 26/2021, 29/2021, 61/2021 oraz 64/2021) w sprawie wykazu odbiorców przemysłowych, którzy złożyli oświadczenie, o którym mowa w art. 52 ust. 3 ustawy OZE, byli zobowiązani – zgodnie z dyspozycją art. 54 ustawy OZE – do przekazania Prezesowi URE do 31 sierpnia 2022 r. informacji o ilości energii elektrycznej zakupionej na własny użytek w 2021 r., spełnieniu warunków, o których mowa w art. 53 ust. 1 ustawy OZE oraz o wykonaniu obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 1 ww. ustawy⁹²⁾, a także oświadczeń o zgodności z prawdą przekazanych Prezesowi URE danych i spełnieniu warunków do korzystania z ulg w systemie wsparcia.

W związku z powyższym Prezes URE w 2022 r. przeprowadził kontrolę realizacji obowiązku złożenia przez odbiorców przemysłowych wymienionych powyżej informacji i oświadczeń oraz przeprowadził analizę przekazanych danych (w szczególności w aspekcie spełnienia warunków, o których mowa w art. 53 ust. 1 ustawy OZE).

Zgodnie z dyspozycją art. 55 ust. 1 ustawy OZE, odbiorca przemysłowy, który nie przekazał Prezesowi URE w terminie ww. informacji oraz oświadczenia, dotyczących korzystania z przyzna-

nych uprawnień/ulg, o których mowa wyżej, podał w tej informacji nieprawdziwe lub wprowadzające w błąd dane lub skorzystał z przyznaných uprawnień/ulg, nie spełniając określonych w tych przepisach warunków lub został wpisany do wykazu odbiorców przemysłowych, nie spełniając wymagań dla posiadania statusu odbiorcy przemysłowego, nie może skorzystać z uprawnień/ulg, przez okres 5 lat od zakończenia roku, którego dotyczył obowiązek, o którym mowa w art. 52 ust. 1 ustawy OZE.

W wyniku przeprowadzonej w 2022 r. kontroli realizacji wykonania obowiązku przez odbiorców przemysłowych w ww. zakresie, Prezes URE wszczął trzy postępowania administracyjne w związku z ujawnionymi naruszeniami powołanych wyżej przepisów. Dwa postępowania zakończyły się wydaniem decyzji potwierdzających brak możliwości skorzystania z uprawnień/ulg przysługujących odbiorcom przemysłowym.

Działając zgodnie z dyspozycją art. 55a ust. 1 ustawy OZE, Prezes URE sporządził i opublikował 29 grudnia 2022 r. w Biuletynie Informacji Publicznej URE Informację nr 68/2022 przedstawiającą wykaz podmiotów, które w latach 2022–2026 nie mogą korzystać z uprawnień/ulg przewidzianych dla odbiorców przemysłowych.

Odbiorcy przemysłowi w systemie wsparcia kogeneracji

Podmioty uwzględnione w Informacji Prezesa URE w sprawie wykazu odbiorców przemysłowych

⁹⁰⁾ Dz. U. z 2020 r. poz. 1485.

⁹¹⁾ Odbiorcy przemysłowi, którzy w roku kalendarzowym poprzedzającym rok realizacji obowiązku zużyli nie mniej niż

100 GWh energii elektrycznej i złożyli oświadczenie, o którym mowa w art. 52 ust. 3 ustawy OZE.

⁹²⁾ Ostatnia informacja dotycząca odbiorców przemysłowych, o których mowa w przypisie wyżej.

(z uwzględnieniem wszystkich aktualizacji), którzy złożyli oświadczenie, o którym mowa w art. 52 ust. 3 ustawy OZE, są uprawnione do korzystania z ulgi określonej w art. 62 ust. 2 ustawy o CHP, tj. 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.

Mając na uwadze, że stawka opłaty kogeneracyjnej za rok 2021 wynosiła 0,00 zł/MWh, na podstawie rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 20 listopada 2020 r. w sprawie wysokości stawki opłaty kogeneracyjnej na rok 2021⁹³⁾, w 2022 r. nie przekazano danych do UOKiK z uwagi na brak wsparcia wynikającego z wyżej określonej stawki opłaty kogeneracyjnej.

.....

6. 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 energii elektrycznej wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej przez prosumentów oraz przez spółdzielnie energetyczne.

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, Prezes URE wyznaczył na 2023 r. 183 sprzedawców zobowiązanych na obszarze działania operatorów systemów dystrybucyjnych oraz sprzedawcę zobowiązanego na obszarze działania operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego. Dane na temat wyznaczonych na 2023 r. sprzedawców zobowiązanych zostały zawarte w Informacji Prezesa URE nr 52/2022 z 15 grudnia 2022 r.

.....

7. Kalkulacja stawki 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 oraz w systemach FIT/FIP oraz ujemnego salda na potrzeby wsparcia projektów typu „offshore”, na koszty działalności operatora rozliczeń energii odnawialnej, a także na wydatki związane z pokryciem kosztów utrzymania, rozbudowy i modyfikacji internetowej platformy aukcyjnej.

Zgodnie z art. 96 ust. 1 ustawy OZE, opłatę OZE 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 wspar-

⁹³⁾ Dz. U. z 2020 r. poz. 2067.

cia oraz w systemach FIT/FIP oraz ujemnego salda na potrzeby wsparcia projektów typu „off-shore” (KOZEfi), planowana w oparciu o:

- a) informacje o planowanych przez operatora rozliczeń energii odnawialnej w roku następnym wypłatach na pokrycie ujemnego salda;
 - b) 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;
 - c) maksymalną moc zainstalowaną elektryczną instalacji odnawialnego źródła energii, dla których w następnym roku kalendarzowym Prezes URE może wydać zaświadczenia w ramach systemów FIT/FIP, o ile została ona określona w odpowiednich przepisach wykonawczych do ustawy OZE;
 - d) 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, wyliczana jako średnia z trzech ostatnich kwartałów poprzedzających datę publikacji stawki opłaty OZE;
 - e) 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 tej ustawie,
- 2) wydatki związane z ewentualnym zaciągniętym zadłużeniem przez operatora rozliczeń energii

- 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}).

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 poprzedzającego (art. 98 ustawy OZE).

Tabela 49. Zestawienie wysokości stawek opłaty OZE, wraz ze wskazaniem okresu ich obowiązywania i podstawą dla ustalenia ich wysokości⁹⁴⁾

Wysokość netto stawki opłaty OZE [zł/MWh]	Okres obowiązywania danej wysokości stawki opłaty OZE	Podstawa ustalenia wysokości stawki opłaty OZE
2,51	od 1.07.2016 r. do 31.12.2016 r.	art. 185 ustawy OZE – przepisy przejściowe
3,70	od 1.01.2017 r. do 31.12.2017 r.	Informacja Prezesa URE nr 62/2016
0,00	od 1.01.2018 r. do 31.12.2018 r.	Informacja Prezesa URE nr 81/2017
0,00	od 1.01.2019 r. do 31.12.2019 r.	Informacja Prezesa URE nr 100/2018

⁹⁴⁾ Na podstawie stanu prawnego obowiązującego na dzień sporządzenia niniejszego Sprawozdania.

Wysokość netto stawki opłaty OZE [zł/MWh]	Okres obowiązywania danej wysokości stawki opłaty OZE	Podstawa ustalenia wysokości stawki opłaty OZE
0,00	od 1.01.2020 r. do 31.12.2020 r.	Informacja Prezesa URE nr 84/2019
2,20	od 1.01.2021 r. do 31.12.2021 r.	Informacja Prezesa URE nr 62/2020
0,90	od 1.01.2022 r. do 31.12.2022 r.	Informacja Prezesa URE nr 66/2021
0,00	od 1.01.2023 r. do 31.12.2023 r.	Informacja Prezesa URE nr 50/2022

Źródło: URE.

W myśl art. 98 ust. 4 ustawy OZE istnieje także możliwość zmiany stawki opłaty OZE obowiązującej w danym roku. W świetle brzmienia tego przepisu Prezes URE może, nie częściej niż raz w roku kalendarzowym, zmienić stawkę opłaty OZE, 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 2022 r. Prezes URE nie skorzystał z tego uprawnienia.



8. Wydawanie i umarzanie świadectw pochodzenia, świadectw pochodzenia biogazu rolniczego. Wydawanie gwarancji pochodzenia

W 2022 r. Prezes URE wydał 13 638 świadectw pochodzenia OZE na łączny wolumen 19 509 293,216 MWh (za energię elektryczną wytworzoną w 2020 r., 2021 r. i 2022 r.). Ponadto, Prezes URE wydał 14 263 gwarancji pochodzenia OZE (za energię elektryczną wytworzoną w 2021 r. i 2022 r.).

Biorąc pod uwagę złożone wnioski o wydanie świadectw pochodzenia i gwarancji pochodzenia, Prezes URE w 94 przypadkach wydał postanowienia o odmowie wydania świadectw pochodzenia OZE oraz 53 postanowienia o odmowie wydania gwarancji pochodzenia. Przyczyną odmowy było uchybienie przez wnioskodawców terminom przedłożenia operatorowi systemu elektroenergetycznego wniosków o wydanie świadectw pochodzenia i gwarancji pochodzenia⁹⁵⁾ 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

⁹⁵⁾ 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 wnioski takie należy złożyć w terminie 30 dni od dnia zakończenia wytworzenia danej ilości energii elektrycznej objętej tym wnioskiem (art. 121 ust. 2 ustawy OZE).

⁹⁶⁾ 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.,

Tabela 50. Świadectwa pochodzenia wydane w 2022 r. (za produkcję w 2020 r. i 2021 r.) w rozbiu na poszczególne technologie wytwarzania wraz z wolumenem energii

Rodzaj OZE	Okres wytwarzania 1 stycznia – 31 grudnia 2020 r.		Okres wytwarzania 1 stycznia – 31 grudnia 2021 r.	
	ilość energii [MWh]	liczba SP [szt.]	ilość energii [MWh]	liczba SP [szt.]
Instalacje wykorzystujące biogaz*	11 863,134	8	166 722,120	289
Instalacje wykorzystujące biomasę	0,000	0	2 199 086,694	69
Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	466,484	16	20 163,651	374
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	5 303,472	21	3 276 143,082	2 335
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	158,840	6	10 433,924	65
Instalacje wykorzystujące technologię współspalania biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego z innymi paliwami	0,000	0	59 238,643	6
Łącznie	17 791,930	51	5 731 788,114	3 138

* W tym instalacje wykorzystujące biogaz rolniczy.

Źródło: URE.

Tabela 51. Świadectwa pochodzenia wydane w 2022 r. (za produkcję w 2022 r.) w rozbiu na poszczególne technologie wytwarzania wraz z wolumenem energii

Rodzaj OZE	Okres wytwarzania 1 stycznia – 31 grudnia 2022 r.	
	ilość energii [MWh]	liczba SP [szt.]
Instalacje wykorzystujące biogaz*	481 870,121	1 003
Instalacje wykorzystujące biomasę	2 917 326,397	190
Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	69 946,421	731
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	10 074 520,638	8 356
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	33 249,254	152
Instalacje wykorzystujące technologię współspalania biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego z innymi paliwami	182 800,341	17
Łącznie	13 759 713,172	10 449

* W tym instalacje wykorzystujące biogaz rolniczy.

Źródło: URE.

nia OZE, było występowanie z wnioskiem o wydanie świadectwa za okres wytwórczy następujący po upływie 15-letniego okresu wsparcia⁹⁶⁾.

przy czym okres ten liczy się od dnia wytworzenia po raz pierwszy tej energii, potwierdzonego wydanym świadectwem pochodzenia.

Umarzanie świadectw pochodzenia, świadectw pochodzenia biogazu rolniczego

W 2022 r. odbiorcy przemysłowi, przedsiębiorstwa energetyczne, odbiorcy końcowi oraz towarowe domy maklerskie lub domy maklerskie, w celu wywiązania się z obowiązku umorzenia świadectw

Tabela 52. Gwarancje pochodzenia (OZE) wydane w 2022 r. w rozbiu na poszczególne technologie wytwarzania wraz z wolumenem energii (za produkcję w 2021 r. i 2022 r.)

Rodzaj OZE	Okres wytwarzania ⁹⁷⁾ 1.01 – 31.12.2021 r.		Okres wytwarzania 1.01 – 31.12.2022 r.	
	ilość energii [MWh]	liczba GP [szt.]	ilość energii [MWh]	liczba GP [szt.]
Instalacje wykorzystujące biogaz*	253 928	134	423 890	547
Instalacje wykorzystujące biomasę	1 033 088	37	2 817 251	119
Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	313 436	1 261	1 270 512	6 822
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	4 564 070	998	11 693 648	3 824
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	521 188	183	1 230 396	326
Instalacje wykorzystujące technologię współspalania biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego z innymi paliwami	151 814	3	171 188	9
Łącznie	6 837 524	2 616	17 606 885	11 647

* W tym instalacje wykorzystujące biogaz rolniczy.

Źródło: URE.

pochodzenia i świadectw pochodzenia biogazu rolniczego, względnie uiszczenia opłaty zastępczej, występowały do Prezesa URE z wnioskami o umorzenie tych świadectw.

W 2022 r. Prezes URE wydał 759 decyzji umarzających świadectwa OZE na łączną ilość 24 743 983,554 MWh energii elektrycznej.

Tabela 53. Wolumen energii elektrycznej wynikający z umorzonych SP OZE w 2022 r.

W celu realizacji obowiązku za rok	Wolumen energii wynikający z umorzonych SP OZE [MWh]		
	„zielonych”	„błękitnych”	„zielonych” i „błękitnych” razem
2021	12 497 677,307	248 471,629	12 746 148,936

⁹⁷⁾ Zgodnie art. 121 ust. 2 ustawy OZE, wniosek należy złożyć do operatora systemu elektroenergetycznego w terminie 30 dni od dnia zakończenia wytworzenia danej ilości energii elektrycznej objętej tym wnioskiem, co powoduje, że wnioski o wydanie gwarancji dotyczące okresu wytwarzania w 2021 r. mogły być składane również w 2022 r.

W celu realizacji obowiązku za rok	Wolumen energii wynikający z umorzonych SP OZE [MWh]		
	„zielonych”	„błękitnych”	„zielonych” i „błękitnych” razem
2022	11 919 736,497	78 098,121	11 997 834,618
Łącznie	24 417 413,804	326 569,750	24 743 983,554

Źródło: URE.

.....

9. Kontrola realizacji obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, świadectw pochodzenia biogazu rolniczego oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji lub uiszczenia opłat zastępczych

Obowiązek OZE

Prezes URE w 2022 r. kontynuował kontrolę realizacji obowiązku w zakresie umarzania świadectw

pochodzenia lub świadectw pochodzenia biogazu rolniczego, o którym mowa w art. 52 ust. 1 ustawy OZE (dalej: „obowiązek OZE”). Zgodnie z tym przepisem, przedsiębiorstwo energetyczne, odbiorca końcowy, odbiorca przemysłowy oraz towarowy dom maklerski lub dom maklerski, o których mowa w ust. 2, są obowiązane:

- uzyskać i przedstawić do umorzenia Prezesowi URE świadectwo pochodzenia lub świadectwo pochodzenia biogazu rolniczego 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
- uiszczyć opłatę zastępczą w terminie określonym w art. 68 ust. 2 ustawy OZE obliczoną w sposób określony w art. 56 tej ustawy.

Mając powyższe na uwadze, w 2022 r. Prezes URE kontynuował kontrolę realizacji obowiązku OZE za lata 2017–2021. W związku z trwającą kontrolą obowiązku OZE za lata 2019–2020, do podmiotów potencjalnie zobowiązanych do realizacji tego obowiązku, które nie przekazały informacji na temat sprzedaży energii elektrycznej w latach 2019–2020, z uwagi na informację zamieszczoną 23 lipca 2021 r. na stronie internetowej Urzędu, zostało skierowane wezwanie do przekazania informacji wymaganych do przeprowadzenia przez Prezesa URE kontroli prawidłowości realizacji obowiązku OZE za lata 2019–2020. Na 31 grudnia 2022 r. 2 662 podmioty przesłały wymagane dane do Urzędu.

Tabela 54. Realizacja obowiązku OZE za lata 2017–2021 przez podmioty zobowiązane (z uwzględnieniem odbiorców przemysłowych realizujących samodzielnie przedmiotowe obowiązki), według stanu na 31 grudnia 2022 r.

Rok	Ilość energii elektrycznej wynikająca z umorzonych świadectw pochodzenia [MWh]	Wielkość uiszczonej opłaty zastępczej [zł]	Ilość energii wynikająca z wniesionych opłat zastępczych [MWh]
2017*			
zielony	19 044 419,913	0,00	0,000
białokitny	532 376,271	62 665 645,49	208 864,599
2018*			
zielony	18 700 441,665	0,00	0,000
białokitny	470 898,489	193 984 728,28	646 551,106
2019*			
zielony	23 513 431,999	0,00	0,000
białokitny	562 114,016	22 801 370,83	75 996,970
2020*			
zielony	24 279 078,936	0,00	0,000
białokitny	472 695,413	45 322 887,63	151 061,186
2021*			
zielony	25 156 863,513	0,00	0,000
białokitny	352 747,013	89 266 396,00	297 524,901

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

Źródło: URE.

Tabela 55. Zestawienie prowadzonych i zakończonych w 2022 r. postępowań w ramach kontroli realizacji obowiązków OZE

Obowiązek	Liczba decyzji umarzających postępowanie	Liczba decyzji o odstąpieniu od wymierzenia kary	Liczba decyzji o nałożeniu kary pieniężnej	Łączna wysokość nałożonych kar pieniężnych [zł]
OZE	11	0	63	58 411 696,73

Źródło: URE.

W związku z powyższą kontrolą, Prezes URE prowadził postępowania administracyjne w przedmiocie wymierzenia kar pieniężnych z tytułu braku realizacji obowiązku OZE, których zestawienie przedstawiono w tab. 55.

Obowiązek CHP

Zgodnie z art. 9a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne⁹⁸⁾ (w brzmieniu obowiązującym do 24 stycznia 2019 r.), odbiorca przemysłowy, przedsiębiorstwo energetyczne, odbiorca końcowy oraz towarowy dom maklerski lub dom maklerski, o których mowa w ust. 2, w zakresie określonym w ust. 11, są obowiązani uzyskać i przedstawić do umorzenia Prezesowi URE świadectwo pochodzenia z kogeneracji, o którym mowa w art. 9l ust. 1 lub uiścić opłatę zastępczą, w terminie określonym w ust. 15. Należy podkreślić, że 2018 r. był ostatnim, za jaki podmioty zobowiązane realizowały obowiązek CHP, a termin jego realizacji upłynął 30 czerwca 2019 r., jednakże w 2022 r. Prezes URE

⁹⁸⁾ Do 3 kwietnia 2015 r. obowiązek ten wynikał z art. 9a ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne.

kontynuował kontrolę realizacji tego obowiązku za lata ubiegłe (tj. 2016–2018).

W związku z kontrolą realizacji przez podmioty zobowiązane obowiązku CHP, Prezes URE prowadził w 2022 r. postępowania wyjaśniające oraz postępowania administracyjne w przedmiocie wymierzenia kar pieniężnych z tytułu jego niezrealizowania. W 2022 r. prowadzonych było 99 postępowań, z których zakończono 64, z czego 61 postępowań zakończyło się wymierzeniem kar pieniężnych w łącznej kwocie 24 703 917,87 zł, natomiast 3 postępowania zakończyły się wydaniem decyzji umarzających. Od części decyzji Prezesa URE w przedmiocie wymierzenia kar pieniężnych zostały złożone odwołania.



10. Wydawanie i umarzanie świadectw efektywności energetycznej

Ustawa o efektywności energetycznej, która weszła w życie 1 października 2016 r., wprowadziła nowe zasady wydawania świadectw efektywności energetycznej. Zgodnie z art. 20 ust. 1 ustawy, 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 (a zatem, na gruncie ustawy, świadectwa efektywności energetycznej wydawane są dla przedsięwzięć planowanych).

Ponadto, na podstawie przepisu przejściowego zamieszczonego w art. 57 ust. 2 ustawy, podmiot, u którego zostało zrealizowane przedsięwzięcie lub przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej (lub podmiot upoważniony przez ten podmiot), mógł wystąpić do Prezesa URE z wnioskiem o wydanie świadectwa efektywności energetycznej dla przedsięwzięcia, które zostało zakończone przed dniem wejścia w życie ustawy ale nie wcześniej niż przed 1 stycznia 2014 r., o ile dla tego przedsięwzięcia lub przedsięwzięć tego samego rodzaju służących poprawie efektywności energetycznej nie zostało wydane świadectwo efektywności energetycznej na podstawie ustawy z 15 kwietnia 2011 r. Do wydawania świadectw w tym trybie stosuje się odpowiednio przepisy art. 20-23 nowej ustawy o efektywności energetycznej, przy czym świadectwa te uwzględnia się przy rozliczeniu wykonania obowiązku za rok kalendarzowy, w którym zostały one wydane z tym, że muszą one zostać umorzone do 30 czerwca roku następującego po roku, którego dotyczy obowiązek.

Kolejna zmiana ustawy o efektywności energetycznej weszła w życie 22 maja 2021 r., zasadniczo zmieniając system wsparcia w postaci świadectw efektywności energetycznej, zarówno ze względu na zmieniony katalog przedsięwzięć podlegających wsparciu, jak i sposobu obliczania oszczędności energii finalnej, a tym samym wartości wydawanego świadectwa.

Ustawodawca wskazał w zmienionej ustawie sześć rodzajów przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej, za realizację których można uzyskać wsparcie w postaci świadectw

efektywności energetycznej, w szczególności rozszerzając katalog poprzez dodanie: modernizacji lub wymiany pojazdów służących do transportu drogowego lub kolejowego oraz ograniczenia strat związanych z magazynowaniem i przeładunkiem paliw ciekłych.

W 2022 r. Prezes URE wydał 1 402 świadectwa efektywności energetycznej o łącznej wartości 211 897,835 toe (orientacyjna wartość wsparcia to ok. 406 mln zł), w tym 16 świadectw na 3 380,527 toe na podstawie art. 57 ustawy i 1 386 świadectw na 208 517,308 toe na podstawie art. 20 ustawy. Dane w zakresie wydanych świadectw w podziale na poszczególne rodzaje przedsięwzięć przedstawiają poniższe tabele.

Tabela 56. Wolumen wydanych w 2022 r. świadectw efektywności energetycznej na podstawie art. 20 ustawy

Rodzaj przedsięwzięcia – bezterminowe	Liczba świadectw [szt.]	Wolumen [toe]
Izolacja instalacji przemysłowych	63	8 879,907
Przebudowa lub remont budynku wraz z instalacjami i urządzeniami technicznymi	398	27 110,862
Modernizacja lub wymiana oświetlenia	510	28 694,129
Modernizacja lub wymiana urządzeń i instalacji wykorzystywanych w procesach przemysłowych, energetycznych, telekomunikacyjnych lub informatycznych	227	78 169,295
Modernizacja lub wymiana lokalnych sieci ciepłowniczych i lokalnych źródeł ciepła	41	5 501,254
Modernizacja lub wymiana urządzeń przeznaczonych do użytku domowego	0	0,000
Modernizacja lub wymiana pojazdów służących do transportu drogowego lub kolejowego	0	0,000

Rodzaj przedsięwzięcia – bezterminowe	Liczba świadectw [szt.]	Wolumen [toe]
Odzyskiwanie energii, w tym odzyskiwanie energii w procesach przemysłowych	52	54 803,912
Ograniczenie strat na transformacji	5	114,472
Ograniczenie strat w sieciach ciepłowniczych	79	3 968,074
Ograniczenie strat związanych z poborem energii biernej	7	1 183,136
Ograniczenie strat sieciowych związanych z przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, gazu ziemnego lub paliw ciekłych	3	81,907
Ograniczenie strat związanych z systemami zasilania urządzeń telekomunikacyjnych lub informatycznych	0	0,000
Ograniczenie strat związanych z magazynowaniem i przeładunkiem paliw ciekłych	0	0,000
Stosowanie do ogrzewania lub chłodzenia obiektów, energii wytwarzanej w instalacjach odnawialnego źródła energii, ciepła użytkowego w wysoko-sprawnej kogeneracji lub ciepła odpadowego z instalacji przemysłowych	1	10,360
Razem	1 386	208 517,308

Źródło: URE.

Tabela 57. Wolumen wydanych w 2022 r. świadectw efektywności energetycznej na podstawie art. 57 ustawy

Rodzaj przedsięwzięcia – bezterminowe	Liczba świadectw [szt.]	Wolumen [toe]
Izolacja instalacji przemysłowych	0	0,000
Przebudowa lub remont budynku wraz z instalacjami i urządzeniami technicznymi	5	358,697
Modernizacja lub wymiana oświetlenia	0	0,000
Modernizacja lub wymiana urządzeń i instalacji wykorzystywanych w procesach przemysłowych, energetycznych, telekomunikacyjnych lub informatycznych	7	2 745,270

11. Kontrola realizacji obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw efektywności energetycznej lub uiszczenia opłaty zastępczej oraz 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 wysokości określonej w art. 14 ust. 1, potwierdzone audytem efektywności energetycznej, o którym mowa w art. 25, lub uzyskać i przedstawić do umorzenia Prezesowi URE świadectwo efektywności energetycznej, o którym mowa w art. 20 ust. 1, lub zrealizować przedsięwzięcie lub przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej, o których mowa w art. 15a ust. 1 – z zastrzeżeniem art. 11 ustawy o efektywności energetycznej.

Do realizacji ww. obowiązku zobligowane są m.in. przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania lub obrotu energią elektryczną, ciepłem lub gazem ziemnym i sprzedające energię elektryczną, ciepło lub gaz ziemny odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci na terytorium Polski; odbiorcy końcowi przyłączeni do sieci na terytorium Polski będący członkami giełdy w rozumieniu ustawy o giełdach towarowych, w odniesieniu do transakcji zawiera-

nych we własnym imieniu na tej giełdzie; odbiorcy końcowi przyłączeni do sieci na terytorium Polski sprowadzający gaz ziemny w ramach nabycia wewnątrzspółnotowego lub importu w rozumieniu przepisów o podatku akcyzowym, w odniesieniu do ilości tego gazu zużytego na własny użytek; towarowy dom maklerski lub dom maklerski w rozumieniu ustawy o giełdach towarowych, w odniesieniu do transakcji realizowanych na giełdzie towarowej lub na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Polski rynek regulowany, na zlecenie odbiorców końcowych przyłączonych do sieci na terytorium Polski oraz podmioty paliwowe wprowadzające do obrotu paliwa ciekłe.

Jak już wskazano w rozdziale dotyczącym wydawania i umarzania świadectw efektywności energetycznej, podmioty zobowiązane mogą zrealizować przedmiotowy obowiązek (w zakresie nierealizowanym opłatą zastępczą) z trzyletnim przesunięciem, a w przypadku złożenia wniosku o łączne rozliczenie za dwa lub trzy lata – do 30 czerwca roku następującego po ostatnim roku z dwuletniego lub trzyletniego okresu realizacji tego obowiązku (możliwość taka istniała do 21 maja 2021 r.) – również w zakresie nierealizowanym opłatą zastępczą. Informacje dotyczące realizacji obowiązku przez podmioty zobowiązane zawiera tab. 58 (str. 122).

Prezes URE opublikował informacje o osiągniętej oszczędności energii finalnej wynikającej z realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 10 ust. 1 ustawy o efektywności energetycznej oraz oszczędności energii finalnej uzyskanej przez podmioty, o których mowa w art. 10 ust. 2 pkt 1-4 i 6, za rok 2018 oraz (w przypadku łącznej realizacji

Rodzaj przedsięwzięcia – bezterminowe	Liczba świadectw [szt.]	Wolumen [toe]
Modernizacja lub wymiana lokalnych sieci ciepłowniczych i lokalnych źródeł ciepła	1	19,580
Modernizacja lub wymiana urządzeń przeznaczonych do użytku domowego	0	0,000
Modernizacja lub wymiana pojazdów służących do transportu drogowego lub kolejowego	0	0,000
Odzyskiwanie energii, w tym odzyskiwanie energii w procesach przemysłowych	1	35,860
Ograniczenie strat na transformacji	0	0,000
Ograniczenie strat w sieciach ciepłowniczych	2	221,120
Ograniczenie strat związanych z poborem energii biernej	0	0,000
Ograniczenie strat sieciowych związanych z przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, gazu ziemnego lub paliw ciekłych	0	0,000
Ograniczenie strat związanych z systemami zasilania urządzeń telekomunikacyjnych lub informatycznych	0	0,000
Ograniczenie strat związanych z magazynowaniem i przeładunkiem paliw ciekłych	0	0,000
Stosowanie do ogrzewania lub chłodzenia obiektów, energii wytwarzanej w instalacjach odnawialnego źródła energii, ciepła użytkowego w wysokosprawnej kogeneracji lub ciepłą odpadowego z instalacji przemysłowych	0	0,000
Razem	16	3 380,527

Źródło: URE.

.....

Tabela 58. Realizacja obowiązku, o którym mowa w art. 10 ust. 1 ustawy o efektywności energetycznej (według stanu na 31 grudnia 2022 r.)

Rok/Okres	Ilość energii finalnej wynikająca z umorzonych świadectw efektywności energetycznej [toe]	Wartość uiszczonej opłaty zastępczej [zł]
IV kwartał 2016 r.	132 213,753	4 713 488,95
2017 r.	427 722,190	1 010 545,86
2018 r.	415 992,446	181 119,94
2019 r.	416 392,852	83 009,99
2020 r.	182 938,845	326 087 388,81
2021 r.	68 825,225	656 659 694,31
2022 r.	1902,091	b/d
IV kw. 2016 r. – 2017 r.	108,366	X
IV kw. 2016 r. – 2018 r.	16 517,395	X
2017 r. – 2018 r.	22,208	X
2018 r. – 2019 r.	1,500	X
2019 r. – 2020 r.	966,967	X
2019 r. – 2021 r.	596,726	X
2020 r. – 2021 r.	216,210	X

b/d – z uwagi na fakt, że termin realizacji obowiązku za rok 2022 upływa 30 czerwca 2025 r., Prezes URE nie rozpoczął w 2022 r. gromadzenia danych w tym zakresie.

X – opłata zastępcza uiszczana za dany rok kalendarzowy.

Źródło: URE.

obowiązku) za lata 2019–2020, dla których termin wykonania obowiązku upłynął 30 czerwca 2021 r. (Informacja nr 67/2022).

W 2022 r. Prezes URE kontynuował kontrolę realizacji obowiązku efektywnościowego wynikającego z art. 12 – obowiązującej do 30 września 2016 r. – dotychczasowej ustawy o efektywności energetycznej za I-III kwartał 2016 r. oraz obowiązku efektywnościowego wynikającego z art. 10 ustawy o efektywności energetycznej za IV kwartał 2016 r., a także rozpoczął kontrolę wykonania tego obowiązku za lata 2017–2019. W wyniku tej kon-

troli stwierdzono naruszenia w realizacji ww. obowiązków. W roku sprawozdawczym Prezes URE prowadził 171 postępowań, z których 136 zakończyło się wymierzeniem kar pieniężnych w łącznej kwocie 12 510 105,38 zł, natomiast 16 – wydaniem decyzji umarzających, przy czym od części decyzji Prezesa URE w przedmiocie wymierzenia kar pieniężnych zostały złożone odwołania.

Prowadzono także postępowania administracyjne w przedmiocie naruszenia obowiązku sprawozdawczego, o którym mowa w art. 14 dotychczasowej ustawy o efektywności energetycznej (tj. obowiązku przedstawienia Prezesowi URE – na jego żądanie – dokumentów lub informacji niezbędnych do oceny wykonania obowiązku, o którym mowa w art. 12 ust. 1

ustawy dotychczasowej). W 2022 r. w tym zakresie prowadzono dwa postępowania, z czego jedno zakończyło się wymierzeniem kary pieniężnej w kwocie 7 000,00 zł.

12. Obowiązki sprawozdawcze i informacyjne przedsiębiorstw energetycznych związane z wytwarzaniem energii elektrycznej z OZE i CHP

Obowiązki sprawozdawcze i informacyjne wytwórców energii elektrycznej w małych instalacjach OZE

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

- łącznej ilości energii elektrycznej wytworzonej w małej instalacji,
- energii elektrycznej sprzedanej sprzedawcy zobowiązane mu, która została wytworzona z odnawialnych źródeł energii w małej instalacji i wprowadzona do sieci dystrybucyjnej,
- łącznej ilości zużytych paliw do wytwarzania energii

Tabela 59. Zestawienie zakończonych w 2022 r. postępowań prowadzonych w ramach kontroli realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 12 dotychczasowej ustawy o efektywności energetycznej oraz obowiązku wynikającego z art. 10 ustawy o efektywności energetycznej

Obowiązek	Liczba decyzji umarzających postępowanie	Liczba decyzji o odstąpieniu od wymierzenia kary	Liczba decyzji o nałożeniu kary pieniężnej	Łączna wysokość nałożonych kar pieniężnych [zł]
Art. 12 ust. 1	12	0	77	4 953 248,23
Art. 10 ust. 1	4	0	59	7 556 857,15
Łącznie	16	0	136	12 510 105,38

Źródło: URE.

elektrycznej w małej instalacji oraz rodzaju tych paliw,

- energii elektrycznej sprzedanej odbiorcom końcowym.

Zgodnie z art. 9 ust. 1 pkt 7 ustawy OZE, w brzmieniu obowiązującym do 1 lutego 2022 r., wytwórcy zobowiązani byli do składania sprawozdań kwartalnych, w terminie 30 dni od dnia zakończenia każdego kwartału. Po zmianie przepisu, wytwórcy zobowiązani są składać sprawozdania półroczne, w terminie do końca miesiąca następującego po zakończeniu półrocza. Wobec powyższego rok 2022 był ostatnim, w którym wytwórcy składali sprawozdania kwartalne – za IV kwartał 2021 r. w terminie do 30 stycznia 2022 r. – i pierwszym, w którym składali sprawozdania półroczne – za I półrocze 2022 r. do końca lipca 2022 r.

Na 31 grudnia 2022 r., do złożenia półrocznego sprawozdania przez wytwórców prowadzących działalność gospodarczą polegającą na wytwarzaniu energii elektrycznej w instalacji OZE wykorzystującej biomasę, w tym w kogeneracji lub wykorzystującej biogaz inny niż biogaz rolniczy, w tym w kogeneracji (sprawozdania składane do [departamentu DZO](#)), było zobowiązanych osiem przedsiębiorstw energetycznych, w 2022 r. przeanalizowano pięć takich sprawozdań. Na początku 2022 r. do URE wpływały ponadto jeszcze sprawozdania za IV kwartał 2021 r.

W przypadku [oddziałów terenowych URE](#), zobowiązanych do złożenia sprawozdań okresowych (we właściwości oddziałów terenowych) było 2 416 wytwórców energii w małej instalacji, którzy złożyli łącznie 4 998 takich sprawozdań. Liczba

zobowiązanych wytwórców wzrosła dwukrotnie w stosunku do roku poprzedniego, w którym zobowiązanych było 1 200 wytwórców i ponad trzykrotnie w stosunku do roku 2020, w którym takich wytwórców było 720. W konsekwencji rośnie także liczba składanych sprawozdań. W 2021 r. było ich 3 144, w 2020 r. – 2 700.

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. Znaczna część wytwórców prowadzi działalność przy wykorzystaniu więcej niż jednej małej instalacji.

Nieprzedłożenie w terminie Prezesowi URE sprawozdania kwartalnego/półrocznego lub przedstawienie w tym sprawozdaniu nieprawdziwych informacji zagrożone jest sankcją w postaci kary pieniężnej w wysokości 1 000 zł (art. 168 pkt 11 i art. 170 ust. 4 pkt 2 ustawy OZE). Na tej podstawie wobec wytwórców, którzy nie dopełnili w terminie obowiązku sprawozdawczego, wszczynano postępowania w sprawie nałożenia kary pieniężnej. Jednakże w związku z nadal obowiązującymi rozwiązaniami wynikającymi z epidemii COVID-19, w odniesieniu do wytwórców, którzy nie złożyli sprawozdania za czwarty kwartał 2021 r., wszczęcie postępowań w sprawie kary pieniężnej poprze-

zione zostało zawiadomieniami o uchybieniu terminu do złożenia sprawozdania kwartalnego i wyznaczeniem dodatkowego, 30-dniowego terminu na złożenie wniosku o przywrócenie terminu do złożenia sprawozdania wraz z dokonaniem tej czynności (na podstawie art. 15 zzzzzz² ustawy covidowej). Regulacja ta nie obowiązywała już w odniesieniu do wytwórców, którzy nie dopełnili obowiązku złożenia sprawozdań za I półrocze 2022 r.

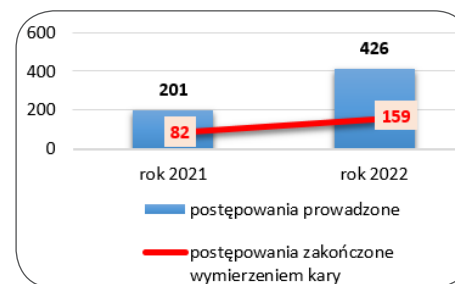
W 2022 r. przed Prezesem URE prowadzonych było 426 takich postępowań, zakończono 257, z czego nałożeniem kary zakończyło się 159 postępowań. W pozostałych przypadkach odstąpiono od nałożenia kary lub umorzono wszczęte postępowania.

W porównaniu do 2021 r. nastąpił wzrost liczby prowadzonych postępowań o nałożenie na wytwórców kary pieniężnej w związku z niedopełnieniem obowiązku sprawozdawczego. Sytuacja ta ma przede wszystkim związek ze stałym wzrostem liczby wytwórców oraz wzrostem liczby małych instalacji objętych wpisem do

Rejestru.

Wytwórców wykonujących działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w małej instalacji, ustawodawca zobowiązał ponadto do przekazywania Prezesowi URE informacji o wytworzeniu po raz pierwszy energii elektrycznej w małej instalacji lub jej wytworzeniu

Rysunek 63. Liczba prowadzonych postępowań w sprawie nałożenia kar pieniężnych za niedopełnienie obowiązków sprawozdawczych przez wytwórców energii w małych instalacjach



Źródło: URE.

po modernizacji tej instalacji (w art. 9 ust. 1 pkt 8 ustawy OZE).

W oddziałach terenowych URE znacznie ponad połowa wytwórców, znajdujących się w ich właściwości, nie dopełnia powyższego obowiązku (ok. 60 proc.). Taki stan rzeczy należy łączyć z niewielką znajomością obowiązujących przepisów, 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. Co więcej, informacja ta zawarta jest w pouczeniu wydawanego wytwórcy zaświadczenia o dokonanej wpisie, a ponadto w dołączonym odrębnie piśmie informacyjnym, zawierającym wykaz praw i obowiązków związanych z wpisem do Rejestru. 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 małej instalacji, oddziały terenowe URE przeprowadzają działania monitorujące, wzywając te podmioty do przedłożenia dokumentacji potwierdzającej datę wytworzenia po raz pierwszy energii w instalacjach wpisanych do Rejestru.

Należy odnotować, że konsekwentnie prowadzone od lat przez oddziały terenowe URE działania nakierowane na zwiększenie świadomości wytwórców w zakresie ciążyących na nich obowiązków sprawozdawczych i informacyjnych,

przynoszą efekty. Z roku na rok spada bowiem odsetek podmiotów, które wymaganym informacją nie składają Prezesowi URE (w 2021 r. obowiązku dopełniło jedynie ok. 17 proc. zobowiązanych wytwórców). Efekt jest tym większy, że w 2022 r. liczba podmiotów zobowiązanych znacznie wzrosła.

Obowiązki sprawozdawcze i informacyjne operatorów systemów elektroenergetycznych

Zgodnie z art. 9c ust. 12 ustawy – Prawo energetyczne, operator systemu elektroenergetycznego, w obszarze swojego działania, jest obowiązany przedstawiać Prezesowi URE informacje o ilościach energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii przyłączonych do jego sieci i wprowadzonej do systemu elektroenergetycznego, z podziałem na poszczególne rodzaje źródeł, w terminie do:

- 1) 31 lipca – za okres od 1 stycznia do 30 czerwca danego roku,
- 2) 31 stycznia – za okres od 1 lipca do 31 grudnia roku poprzedniego

– z zastrzeżeniem, że nie dotyczy to instalacji spalania wielopaliwowego i układów hybrydowych, w rozumieniu ustawy OZE, oraz elektrowni szczytowo-pompowych i elektrowni wodnych z członem pompowym.

Zgodnie z brzmieniem art. 6a ust. 1 ustawy OZE, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przekazuje Prezesowi URE sprawozdanie roczne zawierające:

- 1) informacje o:
 - a)⁹⁹⁾ łącznej ilości energii elektrycznej, o której mowa w art. 4 ust. 1 oraz 1a, wprowadzonej do sieci odrębnie przez prosumentów energii odnawialnej, prosumentów zbiorowych energii odnawialnej oraz prosumentów wirtualnych energii odnawialnej, wraz z informacją o liczbie poszczególnych prosumentów energii odnawialnej, prosumentów zbiorowych energii odnawialnej oraz prosumentów wirtualnych energii odnawialnej korzystających z rozliczeń prowadzonych przez sprzedawcę zobowiązanego oraz sprzedawcę wybranego, o których mowa w art. 40 ust. 1a;
 - b) łącznej ilości energii elektrycznej sprzedanej sprzedawcy zobowiązanemu, o którym mowa w art. 40 ust. 1, która została wytworzona z odnawialnego źródła energii w mikroinstalacji i wprowadzona do sieci dystrybucyjnej,
- 2) wykaz wytwórców energii elektrycznej w mikroinstalacji, ze wskazaniem terminu wprowadzenia po raz pierwszy do sieci dystrybucyjnej przez poszczególnych wytwórców energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii w mikroinstalacji,
- 3) wskazanie rodzaju mikroinstalacji oraz jej mocy zainstalowanej elektrycznej

⁹⁹⁾ Art. 6a ust. 1 pkt 1 lit. a ustawy OZE został zmieniony z dniem 1 kwietnia 2022 r. przez art. 1 pkt 7 lit. b ustawy z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2021 r. poz. 2376). W zakresie dotyczącym prosumenta wirtualnego energii odnawialnej w rozumieniu art. 2 pkt 27b ustawy OZE, przepis ten wejdzie w życie 2 lipca 2024 r.

– w terminie 30 dni od dnia zakończenia roku kalendarzowego.

W myśl art. 6a ust. 2 ustawy OZE, na podstawie wyżej wymienionych sprawozdań, Prezes URE, w terminie 75 dni od dnia zakończenia roku kalendarzowego, sporządza zbiorczy raport, który:

- 1) przekazuje ministrowi właściwemu do spraw klimatu, ministrowi właściwemu do spraw energii oraz ministrowi właściwemu do spraw gospodarki,
- 2) zamieszcza w Biuletynie Informacji Publicznej URE, z zachowaniem przepisów o ochronie danych osobowych.

Zgodnie z brzmieniem art. 40 ust. 2 ustawy OZE, operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, w terminie do 15 września każdego roku, przekazują Prezesowi URE informacje dotyczące sprzedawców energii elektrycznej o największym wolumenie jej sprzedaży w okresie od 1 stycznia do 31 sierpnia tego roku odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci dystrybucyjnej danego operatora na obszarze działania tego operatora. Powyższe informacje służą Prezesowi URE do wyznaczenia sprzedawców zobowiązanych na następny rok. W 2022 r. obowiązek ten został zrealizowany, a szczegółowe informacje przedstawione zostały we wcześniejszej części Sprawozdania (pkt 6. Wyznaczanie sprzedawców zobowiązanych).

Zgodnie z art. 100 ust. 2 ustawy OZE, płatnik opłaty OZE, którym w myśl art. 95 ust. 2 ustawy OZE jest operator systemu dystrybucyjnego elek-

troenergetycznego, jest obowiązany przekazać operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego oraz Prezesowi URE w szczególności informację o:

- 1) ilościach energii elektrycznej, która stanowi podstawę do naliczenia opłaty OZE,
- 2) wielkości należnych środków z tytułu opłaty OZE – w terminie do szóstego dnia miesiąca następującego po okresie rozliczeniowym, o którym mowa w art. 101 ustawy OZE.

Obowiązki sprawozdawcze i informacyjne przedsiębiorstw energetycznych, które wygrały aukcje na sprzedaż energii elektrycznej, o których mowa w ustawie OZE

Rodzaj informacji	Podstawa prawna jej przekazania	Termin przekazania	Uwagi
Aukcje przeprowadzone w latach 2016–2017			
Oświadczenie potwierdzające, że skumulowane, otrzymane do dnia zakończenia okresu sprawozdawczego wsparcie nie przekracza maksymalnej wartości pomocy publicznej, o której mowa w art. 39 ust. 1 ustawy OZE i zawierające informacje o wartości otrzymanej pomocy publicznej	art. 4 ust. 4 ustawy z 7 czerwca 2018 r.	90 dni od dnia zakończenia okresu pełnych trzech lat, w których przysługiwało wsparcie oraz od dnia zakończenia okresu określonego w przepisach wydanych na podstawie art. 77 ust. 1 ustawy OZE tj. od zakończenia okresu wsparcia	W 2022 r. obowiązek był realizowany przez wytwórców, którzy migrowali z systemu aukcyjnego do systemu FIT/FIP, o którym mowa w art. 70a-70f ustawy OZE, zgodnie z art. 9 ustawy z 7 czerwca 2018 r. oraz do 31 marca 2023 r. przez wytwórców, którzy rozpoczęli korzystanie z aukcyjnego systemu wsparcia po 1 stycznia 2019 r.
Potwierdzona przez operatora sieci przesyłowej elektroenergetycznej lub operatora sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej informacja o terminie wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii	art. 83 ust. 1 pkt 2 ustawy OZE w brzmieniu obowiązującym przed wejściem w życie ustawy z 7 czerwca 2018 r.	30 dni od dnia wytworzenia po raz pierwszy tej energii	Obowiązek jest realizowany na bieżąco
Informacja o ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii wyrażona w MWh, jaka wytworzona została w poprzednim roku kalendarzowym	art. 83 ust. 1 pkt 3 ustawy OZE w brzmieniu obowiązującym przed wejściem w życie ustawy z 7 czerwca 2018 r.	30 dni od zakończenia każdego roku kalendarzowego	1. Obowiązek za 2021 r. był realizowany do 30 stycznia 2022 r. 2. Obowiązek za 2022 r. był realizowany do 30 stycznia 2023 r.
Aukcje przeprowadzone w latach 2018–2022			
Oświadczenie o pomocy inwestycyjnej, o której mowa w art. 39 ust. 1 ustawy OZE, udzielonej po dniu złożeniu oświadczenia, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 9 ustawy OZE	art. 39 ust. 7 ustawy OZE w brzmieniu obowiązującym po wejściu w życie ustawy z 7 czerwca 2018 r.	Najpóźniej w dziesiątym dniu miesiąca następującego po miesiącu, w którym nastąpiło udzielenie pomocy inwestycyjnej	Obowiązek jest realizowany na bieżąco
Oświadczenie o nieudzieleniu pomocy inwestycyjnej, o której mowa w art. 39 ust. 1 ustawy OZE w poprzednim roku kalendarzowym, albo oświadczenie o wartości tej pomocy	art. 39 ust. 9 ustawy OZE w brzmieniu obowiązującym po wejściu w życie ustawy z 7 czerwca 2018 r.	30 dni od zakończenia roku kalendarzowego	1. Obowiązek za 2021 r. był realizowany do 30 stycznia 2022 r. 2. Obowiązek za 2022 r. był realizowany do 30 stycznia 2023 r.

W myśl art. 100 ust. 2a ustawy OZE, zobowiązanym do przekazywania Prezesowi URE wyżej wymienionych informacji w analogicznym terminie, jest również operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

Art. 56 ust. 1 pkt 24 ustawy – Prawo energetyczne stanowi, że karze pieniężnej podlega ten, kto będąc operatorem wyznaczonym na podstawie art. 9h tej ustawy, nie realizuje obowiązków operatora wynikających z ustawy.

Rodzaj informacji	Podstawa prawna jej przekazania	Termin przekazania	Uwagi
Informacja o dniu wytworzenia oraz wprowadzenia en. el. z odnawialnych źródeł energii do sieci, potwierdzona przez operatora sieci przesyłowej elektroenergetycznej lub operatora sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej i jej sprzedaży po raz pierwszy w ramach systemu aukcyjnego	art. 83 ust. 1 pkt 2 ustawy OZE w brzmieniu obowiązującym po wejściu w życie ustawy z 7 czerwca 2018 r.	30 dni od dnia sprzedaży energii elektrycznej po raz pierwszy w ramach wygranej oferty aukcyjnej	Obowiązek jest realizowany na bieżąco
Informacja o ilości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, jaką wytwórca sprzedał w poprzednim roku kalendarzowym w ramach systemu aukcyjnego	art. 83 ust. 1 pkt 3 ustawy OZE w brzmieniu obowiązującym po wejściu w życie ustawy z 7 czerwca 2018 r.	30 dni od zakończenia każdego roku kalendarzowego	1. Obowiązek za 2021 r. był realizowany do 30 stycznia 2022 r. 2. Obowiązek za 2022 r. był realizowany do 30 stycznia 2023 r.
Aukcje przeprowadzone w latach 2016–2022			
Opinia akredytowanej jednostki, o której mowa w art. 77 ust. 3 ustawy o CHP, potwierdzająca zasadność uznania instalacji za instalację, o której mowa w art. 77 ust. 5 pkt 1a, 2a, 3a, 4a, 6a, 7a, 8a, 9a lub 10a ustawy OZE	1. art. 184c ust. 5 ustawy OZE 2. art. 93a ustawy OZE	1. W terminie 3 miesięcy od dnia rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego. 2. Do 15 marca każdego roku następującego po roku, w którym wytworzono energię elektryczną w wysokosprawnej kogeneracji	1. Obowiązek jest realizowany na bieżąco. 2. Obowiązek za 2021 r. był realizowany do 15 marca 2022 r. 3. Obowiązek za 2022 r. był realizowany do 15 marca 2023 r.

Źródło: URE.

Obowiązki sprawozdawcze i informacyjne przedsiębiorstw energetycznych, które otrzymały zaświadczenie o możliwości sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej zgodnie z przepisami art. 70a-70f ustawy OZE

Rodzaj informacji	Podstawa prawna jej przekazania	Termin przekazania	Uwagi
Oświadczenie o pomocy inwestycyjnej, o której mowa w art. 39a ust. 1 ustawy OZE, udzielonej po dniu złożeniu oświadczenia, o którym mowa w art. 70b ust. 3 pkt 6 ustawy OZE	art. 39a ust. 7 ustawy OZE	Najpóźniej w dziesiątym dniu miesiąca następującego po miesiącu, w którym nastąpiło udzielenie pomocy inwestycyjnej	Obowiązek jest realizowany na bieżąco
Oświadczenie o nieudzieleniu pomocy inwestycyjnej, o której mowa w art. 39a ust. 1 ustawy OZE w poprzednim roku kalendarzowym, albo oświadczenie o wartości tej pomocy	art. 39a ust. 9 ustawy OZE	30 dni od zakończenia roku kalendarzowego	1. Obowiązek za 2021 r. był realizowany do 30 stycznia 2022 r. 2. Obowiązek za 2022 r. był realizowany do 30 stycznia 2023 r.
Informacja o stanie wykonania harmonogramu, o którym mowa w art. 70b ust. 4 pkt 1 lit. e ustawy OZE	art. 70b ust. 11 ustawy OZE	30 dni od zakończenia każdego roku kalendarzowego	1. Obowiązek za 2021 r. był realizowany do 30 stycznia 2022 r. 2. Obowiązek za 2022 r. był realizowany do 30 stycznia 2023 r.
Opinia akredytowanej jednostki, o której mowa w art. 77 ust. 3 ustawy o CHP, potwierdzająca zasadność uznania instalacji za instalację, o której mowa w art. 77 ust. 5 pkt 1a, 2a, 3a, 4a, 6a, 7a, 8a, 9a lub 10a ustawy OZE	art. 93a ustawy OZE	Do 15 marca każdego roku następującego po roku, w którym wytworzono energię elektryczną w wysokosprawnej kogeneracji	1. Obowiązek za 2021 r. był realizowany do 15 marca 2022 r. 2. Obowiązek za 2022 r. był realizowany do 15 marca 2023 r.

Źródło: URE.

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

Zgodnie z ustawą o CHP, do 15 marca każdego roku wytwórca energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, uczestniczący w systemach wsparcia dla energii elektrycznej z jednostek kogeneracyjnych, zobowiązani są, zgodnie z art. 77 ust. 1 ustawy o CHP, do złożenia Prezesowi URE sprawozdania rocznego CHP za rok poprzedni. Obowiązek dotyczy wytwórców energii elektrycznej uprawnionych do otrzymania premii:

- gwarantowanej (PG),
 - gwarantowanej indywidualnej (PGI),
 - kogeneracyjnej (PK),
 - 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 pieniężną na podstawie art. 87 ust. 1 pkt 6 ustawy o CHP. Wraz ze sprawozdaniem, wytwórca składa opinię akredytowanej jednostki stwierdzającą prawidłowość danych zawartych w sprawozdaniu oraz zasadność składanego wniosku o wypłatę danego rodzaju premii. Wytwórca 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.

ną 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 2022 r. wytwórcy uprawnieni do korzystania z systemów wsparcia złożyli Prezesowi URE sprawozdania za rok 2021. 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 w 2022 r. łącznie 83 sprawozdań rocznych za rok 2021, dotyczących poszczególnych jednostek kogeneracji, mając na uwadze, że energia elektryczna z wysokosprawnej kogeneracji, pochodząca z tych jed-

nostek, mogła zostać objęta wsparciem w postaci premii określonych w zapisach ustawy o CHP.

Zgodnie z art. 78 ust. 1 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 wsparcia.

W 2022 r. wydano 78 decyzji o rzeczywistej ilości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, w tym: 4 dotyczyły 2019 r., 20 – 2020 r., a 54 – 2021 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 prekwalfikacje 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 2022 r. Do ww. ilości dodano orientacyjne wartości [zł], które mogą stanowić zobrazowanie działań Prezesa URE polegających na rozliczeniu w 2022 r. wytwórców,

których jednostki kogeneracji uczestniczyły w systemach wsparcia wysokosprawnej kogeneracji. Prezentowane orientacyjne wartości wyrażone w [zł] nie stanowią rzeczywistych wartości wparcia wypłaconego wytwórcom przez operatora rozliczeń.

Tabela 60. Łączne ilości energii elektrycznej, które zostały określone w decyzjach o rzeczywistej ilości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji wydanych przez Prezesa URE w 2022 r., 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	34	44
Ilość energii elektrycznej objętej wydanymi decyzjami	66 187,674 MWh	3 539 405,705 MWh
Orientacyjna wartość rozliczonego wsparcia	3,710 mln zł	82,482 mln zł

Źródło: URE.

Podmioty, które wygrały pierwszą aukcję CHP w 2019 r., dwie aukcje CHP przeprowadzone w 2020 r., a także trzy aukcje rozstrzygnięte w 2021 r., zobowiązane były do przekazania – w terminie do 30 stycznia 2022 r. – informacji o stanie realizacji inwestycji (art. 76 ust. 1 ustawy o CHP) i oświadczenia o pomocy inwestycyjnej (art. 14 ust. 9 ustawy o CHP). Wszystkie te pod-

mioty zrealizowały ww. obowiązki w odniesieniu do 22 jednostek, które wygrały w sześciu aukcjach przeprowadzonych w latach 2019–2021.

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

Ponadto wytwórcy posiadający dopuszczenia do systemu premii gwarantowanej, wydane przed 1 stycznia 2022 r., złożyli oświadczenia o pomocy inwestycyjnej (stosownie do zapisów art. 14 ust. 9 ustawy o CHP). Powyższy obowiązek dotyczył łącznie ośmiu nowych małych jednostek kogeneracji.



13. Audyty energetyczne

W ustawie o efektywności energetycznej, na określonej kategorii przedsiębiorców ciąży obowiązek sporządzania audytu energetycznego przedsiębiorstwa. W myśl ustawy, zobowiązaniem do przeprowadzenia audytu, lub do zlecenia jego przeprowadzenia jest przedsiębiorca w rozumieniu ustawy – Prawo przedsiębiorców, z wyjątkiem mikroprzedsiębiorcy, małego lub średniego przedsiębiorcy w rozumieniu art. 104-106 tej ustawy. Audyt energetyczny przedsiębiorstwa przeprowadzany jest co 4 lata.

Prezes URE zobowiązany jest – zgodnie z art. 38 ust. 2 ustawy o efektywności energetycznej (obowiązującej od 22 maja 2022 r.) – 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,
- 3) możliwych do uzyskania oszczędnościach energii, wynikających z przeprowadzonych audytów energetycznych przedsiębiorstwa

– z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych, do 31 marca roku następującego po roku, w którym przedsiębiorca, o którym mowa w art. 36 ust. 1, przesłał informację, o której mowa w ust. 1. Informację, o której mowa w art. 38 ust. 2 ustawy, Prezes URE przekazał Ministrowi Klimatu i Środowiska w marcu 2022 r., wskazując, że od 1 stycznia do 31 grudnia 2022 r. do URE wpłynęły 283 zawiadomienia o przeprowadzonych audytach energetycznych przedsiębiorstwa, w tym 61 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 85 957,148 toe/rok.



Część IV. Gazownictwo

Zakupy gazu z zagranicy na potrzeby odbiorców, w ilości 154,5 TWh, uzupełniane były gazem pochodzącym ze źródeł krajowych w ilości 39,8 TWh.

Do sieci OSD przyłączonych było blisko 7 mln odbiorców w zakresie gazu wysokometanowego oraz prawie 0,4 mln w zakresie gazu zaazotanego.

94 proc. odbiorców nabywało gaz ziemny po cenach wynikających z taryfy zatwierdzonej przez Prezesa URE.

86 przedsiębiorstw zobowiązanych było do przedłożenia taryfy, przychody roczne z zatwierdzonych przez Prezesa URE dla nich taryf – 55,8 mld zł.

1. Rynek gazu ziemnego – sytuacja ogólna

1.1. Rynek hurtowy

Pozyskanie i przepływy gazu ziemnego

Zakupy gazu z zagranicy na potrzeby odbiorców w Polsce, w ilości 154,5 TWh, uzupełniane były gazem pochodzącym ze źródeł krajowych w ilości 39,8 TWh. Całkowite dostawy gazu z zagranicy w 2022 r. obejmowały import oraz nabycie wewnątrzspółnotowe.

Tabela 61. Struktura dostaw gazu w 2022 r.

Wyszczególnienie	Wolumen [TWh]
Dostawy z zagranicy	154,5
Wydobycie ze źródeł krajowych	39,8
Zmiana stanu zapasów	-5,9

Źródło: URE na podstawie danych OGP Gaz-System S.A. i spółek obrotu gazem oraz Ministerstwa Klimatu i Środowiska.

Przez polski system przesyłowy przepłynęło 216,2 TWh gazu wysokometanowego i 6,8 TWh gazu zaazotowanego. Poniższa tabela prezentuje najważniejsze kierunki przepływu gazu w systemie przesyłowym.

Tabela 62. Bilans przepływów handlowych* gazu wysokometanowego poprzez Krajowy System Przesyłowy oraz System Gazociągów Tranzytowych i gazu zaazotowanego poprzez Krajowy System Przesyłowy w 2022 r. [TWh]

Rodzaj gazu	Gaz wysokometanowy	Gaz zaazotowany
Wejście do systemu razem	216,2	6,8
z tego:		
kopalnie i odazotownie	22,3	3,1
magazyny	22,4	0,0
dostawy spoza UE	39,6	0,0
dostawy z UE	66,1	0,0
terminal LNG	64,3	0,0
inne (wejścia z dystrybucji)	1,5	3,7
Wyjście z systemu razem	216,2	6,8
z tego:		
mieszalnie i odazotownie	0,0	1,1
magazyny	28,1	0,0
do sieci dystrybucyjnej	135,3	5,5
do odbiorców końcowych na sieci przesyłowej	36,3	0,2
dostawy do UE [MWh]	9,9	0,0
dostawy poza UE	5,4	0,0

Rodzaj gazu	Gaz wysokometanowy	Gaz zaazotowany
potrzeby własne operatora (w tym zmiana stanu kont operatorskich)	1,2	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. i EuRoPol GAZ S.A.

Obrót gazem ziemnym

Na koniec 2022 r. koncesję na obrót paliwami gazowymi posiadało 176 podmiotów wobec 180 na koniec 2021 r. Natomiast 89 przedsiębiorstw aktywnie uczestniczyło w obrocie gazem ziemnym. Przedsiębiorstwa obrotu gazem spoza GK PKN Orlen pozyskały 78,6 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 (tab. 63 str. 130).

Giełda gazu ziemnego

Sprzedaż i zakup paliw gazowych na polskim rynku hurtowym odbywa się przede wszystkim

„Problemy, które obserwujemy na rynku gazu w UE, spowodowane uzależnieniem od dostaw błękitnego paliwa z Rosji, wywołują pytania o przyszłość sektorów, dla których ciągłość i przewidywalność dostaw gazu są kluczowe. Troska o przyszłość i znaczenie tego paliwa w procesie transformacji oznaczają konieczność rozszerzenia obszaru zainteresowania decydentów o regiony, które do tej pory rzadko były uwzględniane jako kierunki dostaw tego paliwa. Dotychczas Europa polegała na „tradycyjnych” dostawach gazu bazujących na jego przesyłach gazociągami, a gaz LNG - ze względu na swoją cenę - nie wydawał się tak kuszącą alternatywą. Uczynienie przez Rosję gazu narzędziem polityki, a następnie wybuch wojny w Ukrainie, spowodowały urealnienie znaczenia pojęcia „dywersyfikacji” dla bezpieczeństwa energetycznego.

Niezależnie od wyżej opisanych okoliczności uważam, że paliwo gazowe będzie miało swoje istotne miejsce w zaspokajaniu krajowych potrzeb energetycznych jeszcze przez wiele lat. Stanowi bowiem ono swoisty magazyn energii, gotowy do wykorzystania w okresach relatywnie niskich cen tego surowca bądź też w sytuacjach podyktowanych koniecznością zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju (np. kryzys energetyczny). W tym kontekście ważne staje się opracowanie polityki w zakresie magazynowania gazu w horyzoncie wieloletnim.”

Rafał Gawin, Prezes URE

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

Tabela 63. Wolumeny gazu pozyskiwanego i sprzedawanego w ramach obrotu hurtowego przez ankietowane przedsiębiorstwa obrotu w 2022 r. [TWh]

	Łącznie	GK PGNiG	Pozostałe spółki obrotu
Pozyskanie gazu (zakup i wydobycie)	431,3	362,7	68,6
Hurtowa sprzedaż gazu	184,1	148,1	36,0

Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska oraz URE.

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.

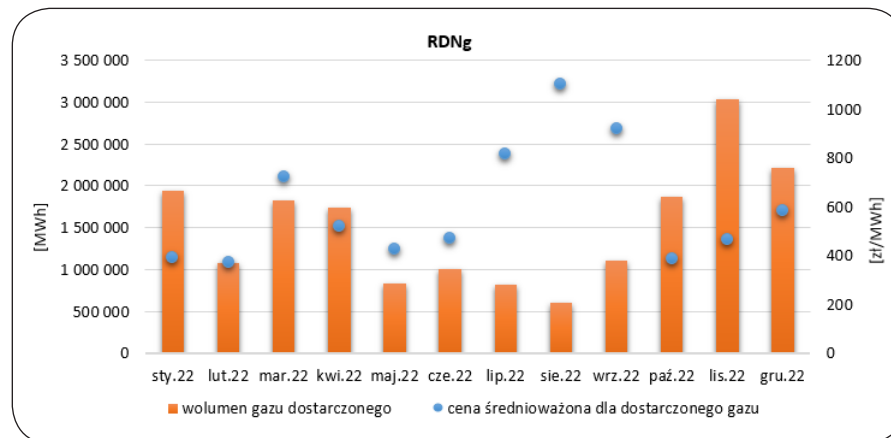
W 2022 r. TGE S.A. prowadziła następujące rynki sprzedaży paliw gazowych: Rynek Dnia Bieżącego (RDBg), Rynek Dnia Następnego (RDNg) oraz Rynek Terminowy Produktów z dostawą gazu ziemnego (RTPG) zorganizowanej Platformy Obrotu (OTF).

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 Rynku Dnia Następnego 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.

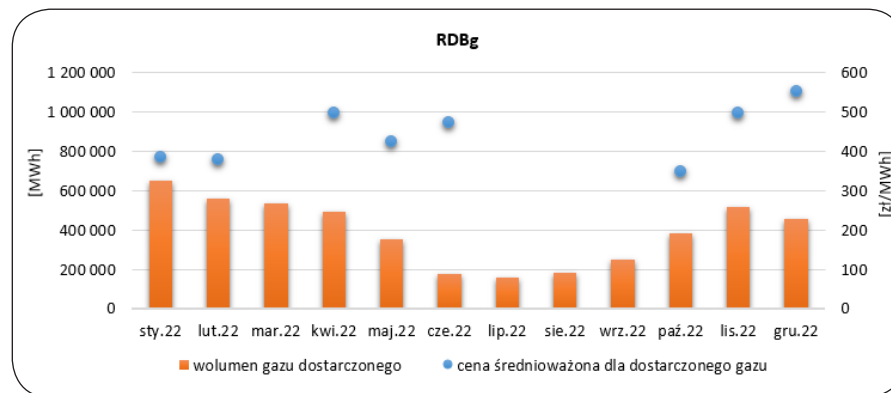
Obrót na Rynku Dnia Bieżącego prowadzony jest w systemie notowań ciągłych.

Rysunek 64. Wolumen oraz średnioważona miesięczna cena dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na Rynku Dnia Następnego gazu (RDNg) w 2022 r.



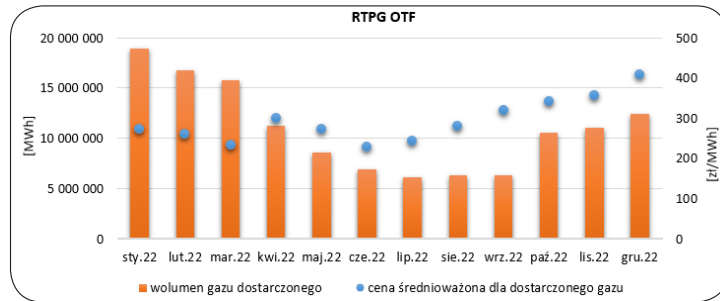
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE S.A.

Rysunek 65. Wolumen oraz średnioważona miesięczna cena dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na Rynku Dnia Bieżącego gazu (RDBg) w 2022 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE S.A.

Rysunek 66. 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 2022 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE S.A.

Rysunki 64-66 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).

W 2022 r. w wyniku realizacji kontraktów zawartych na TGE S.A., w całym okresie notowania danego rodzaju kontraktu dostarczono 153 661 626 MWh gazu ziemnego po średniej cenie 330,63 zł/MWh (18 061 483 MWh na rynku RDNg po średniej cenie 552,48 zł/MWh, 4 707 448 MWh na rynku RDBg po średniej cenie 527,46 zł/MWh i 130 892 695 MWh na rynku terminowym po średniej cenie 292,94 zł/MWh).

Obrót gazem ziemnym wysokometanowym w punkcie wirtualnym OTC

W 2022 r. Prezes URE monitorował również transakcje zawierane w punkcie wirtualnym na rynku pozagiełdowym. W wyniku realizacji kontraktów zawartych w tym punkcie na rynku OTC, niezależnie od daty zawarcia kontraktu, dostarczono 22,0 TWh gazu ziemnego po średniorocznej ważonej cenie 524,74 zł/MWh. Ceny w poszczególnych kwartałach kształtują się jak w tab. 64.

Tabela 64. Porównanie średnich cen gazu ziemnego z kontraktów sprzedaży w punkcie wirtualnym OTC i sprzedaży poprzez TGE S.A. w poszczególnych kwartałach 2022 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	423,55	360,22	575,75	567,53
Średnie ceny z kontraktów sprzedaży poprzez TGE S.A. z dostawą w danym okresie	283,89	302,78	374,03	392,61

Źródło: URE.



Magazynowanie gazu ziemnego

Na terenie kraju działalność w zakresie magazynowania gazu prowadzi jeden podmiot, tj. Gas Storage Poland Sp. z o.o. z siedzibą w Dębogórz.

Tabela 65. Praca instalacji magazynowych w 2022 r. (stan na 1 stycznia 2023 r. na godz. 6:00)

Nazwa i rodzaj magazynu			Rodzaj magazynowanego gazu	Pojemność czynna		Ilość gazu pobrana z magazynu [GWh] ²⁾	Ilość gazu zatłoczona do magazynu [GWh] ²⁾	Stan magazynowy minimalny [GWh] ²⁾	Stan magazynowy maksymalny [GWh] ^{2) 4)}	Stan na koniec okresu sprawozdawczego [GWh] ²⁾
				[mln m ³]	[GWh] ³⁾					
GIM Kawerna ¹⁾	KPMG Mogilino	w kawernach solnych		880,62	580,92	9 813,1	6 471,4	8 242,1	9 834,0	9 465,1
	KPMG Kosakowo			299,70	3 341,7					
GIM Sanok ¹⁾	PMG Brzeźnica	w szcerpanym złożu gazu wysokometanowego	gaz ziemny wysokometanowy, grupa E	1 050,00	100,00	11 868,2	1 126,0	4 572,8	11 883,9	11 239,9
	PMG Husów			500,00	5 650,0					
	PMG Strachocina			360,00	4 078,8					
	PMG Swarzędów			90,00	1 013,4					
PMG Wierzchowice ¹⁾		w szcerpanym złożu gazu zaazotowanego		1 300,00	14 729,0	5 595,4	7 540,7	7 221,2	14 610,0	14 448,2
Razem				3 230,62	36 410,3	16 327,4	21 271,2	-	-	35 153,1

Uwagi:

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

²⁾ Rozliczenia usług magazynowania paliwa gazowego prowadzone są w jednostkach energii, zgodnie z postanowieniami rozporządzenia taryfowego gazowego.

³⁾ Pojemność czynna w [GWh] określona po prognozowanym cieple spalania.

⁴⁾ Stan magazynowy maksymalny uwzględniający stan napełnienia instalacji określany po rzeczywistym cieple spalania.

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

Praca Terminalu LNG w Świnoujściu

Praca terminalu LNG w Świnoujściu prowadzona jest przez operatora systemu skraplania gazu, tj. spółkę OGP GAZ-System S.A.

Tabela 66. Terminal LNG w liczbach – rok 2022

Nazwa i rodzaj instalacji LNG	Pojemność czynna [mln m ³] [MWh]	Maksymalna moc odbioru [mln m ³ /h] [MWh/h]	Zdolność przeznaczona na cele handlowe [mln m ³] [MWh]		Pojemność zbiorników na LNG [mln LNG] [mln m ³]	Ilość importowanego LNG [TWh/r]	Maksymalna zdolność techniczna [TWh/h]
			całkowita zaoferowana	zarezerwowana			
Terminal LNG w Świnoujściu - Instalacja do rozładunku, procesowego składowania i regazyfikacji LNG	300 000 m ³ LNG 172,98 mln Nm ³ 2 058 000 MWh	1 401,7 m ³ LNG/h 820 tys. Nm ³ /h 9 165 MWh/h	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	66,64	820 000 Nm ³ /h 0,009165140 TWh/h
Terminal LNG w Świnoujściu - Instalacja do załadunku LNG na autocysterny			1 982 500 MWh/rok	1 982 500 MWh/rok			180 m ³ LNG/h 0,0012348 TWh/h

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

1.2. Rynek detaliczny

Ustawa z 26 stycznia 2022 r. wprowadziła na okres od 1 stycznia do 31 grudnia 2022 r. mechanizm zamrożenia cen paliw gazowych dla odbiorców objętych taryfą zatwierdzaną przez Prezesa URE. Przyjęte rozwiązania wykluczyły możliwość podwyższenia cen i stawek taryfowych paliwa gazowego w 2022 r. Jednocześnie, w roku sprawozdawczym prowadzone były prace legislacyjne nad przygotowaniem rozwiązań mających na celu ochronę odbiorców paliw gazowych przed nadmiernym wzrostem cen w kolejnym roku. W wyniku tych prac, 21 grudnia 2022 r. weszły w życie przepisy ustawy z 15 grudnia 2022 r., które utrzymały mechanizm zamrożenia cen.

Ponadto, przepisy art. 1 ustawy z 5 sierpnia 2022 r. zmieniły art. 62b ustawy – Prawo energetyczne, przedłużając w ten sposób obowiązek przedkładania do zatwierdzenia przez Prezesa URE taryf dla odbiorców wskazanych w tym przepisie do 31 grudnia 2027 r., zatem zniesienie przedmiotowego obowiązku zostało odsunięte w czasie do 2028 r.

Rynek detaliczny gazu rozumiany jest jako rynek sprzedaży do odbiorców końcowych, niezależnie od ilości nabywanego paliwa. Po stronie podażowej, na koniec 2022 r., 124 sprzedawców miało zawarte umowy z OSP umożliwiające sprzedaż na rynku detalicznym (spadek o 9 w stosunku do 2021 r.), a w obszarze sieci dystrybucyjnej (PSG) – liczba umów wyniosła 57 (spadek o 16 w stosunku do 2021 r.). Sprzedawcy, w celu prowadzenia działalności na rynku detalicznym, zawierali umowy z poszczególnymi operatorami systemów

(przesyłowego i dystrybucyjnych). Maksymalna liczba umów zawartych przez jednego sprzedawcę wyniosła 18, a w sieci największego OSD – PSG Sp. z o.o. – aktywną działalność sprzedażową (przynajmniej jedna ważna umowa z odbiorcą) prowadziło 37 sprzedawców gazu ziemnego wysokometanowego.

W 2022 r. szczegółowym badaniem Prezesa URE objętych zostało 27 spółek obrotu gazem ziemnym oraz 11 największych operatorów systemów dystrybucyjnych¹⁰⁰. Do sieci OSD, uwzględnionych w badaniu, przyłączonych było 6 994 305 odbiorców (7 189 602 punkty poboru gazu) w zakresie gazu wysokometanowego oraz 382 152 odbiorców (395 566 punkty poboru gazu) w zakresie gazu zaazotowanego. Według stanu na 31 grudnia 2022 r., na rynku gazu ziemnego działało 51 operatorów systemów dystrybucyjnych.

Tabela 67. Odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej gazu wysokometanowego – według grup taryfowych

Grupy taryfowe	Gospodarstwa domowe (W 1-4)		Pozostali odbiorcy (W 5-13)	
	liczba	[%]	liczba	[%]
Liczba odbiorców	6 974 441	99,72	19 864	0,28

¹⁰⁰ Z dniem 2 listopada 2022 r. PKN Orlen S.A. wstąpił we wszystkie prawa i obowiązki spółki pod firmą PGNiG S.A., jednak z uwagi na fakt, że większość roku spółki działały w ramach GK PGNiG, w części Sprawozdania Prezesa URE dotyczącej prezentacji wyników monitoringu rynku gazu ziemnego, przyjęta została po raz ostatni dotychczasowa metodologia, tj. GK PGNiG i pozostałe spółki. Zakres żądanych w badaniu danych tożsamy jest z danymi raportowanymi do Agencji Rynku Energii S.A., które przez PKN Orlen S.A. oraz ex-PGNiG S.A. do końca 2022 r. raportowane były rozdzielnie.

Grupy taryfowe	Gospodarstwa domowe (W 1-4)		Pozostali odbiorcy (W 5-13)	
	liczba	[%]	liczba	[%]
Liczba układów pomiarowych	7 148 648	99,43	40 954	0,57

Źródło: URE na podstawie danych z badania ankietowego.

Tabela 68. Odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej gazu zaazotowanego – według grup taryfowych

Grupy taryfowe	Gospodarstwa domowe		Pozostali odbiorcy	
	liczba	[%]	liczba	[%]
Liczba odbiorców	380 540	99,58	1 612	0,42
Liczba układów pomiarowych	392 745	99,29	2 821	0,71

Źródło: URE na podstawie danych z badania ankietowego.

Dane pozyskane przez Prezesa URE wskazują, że w 2022 r. 94 proc. odbiorców nabywało gaz ziemny po cenach wynikających z taryfy zatwierdzonej przez Prezesa URE.

Oprócz odbiorców przyłączonych do sieci operatorów, wielu klientów spółek obrotu nabywa gaz w postaci skroplonej (LNG), transportowany cysternami, bezpośrednio do instalacji odbiorczej. Część gazu LNG, po regazyfikacji, wprowadzana jest do sieci dystrybucyjnych i tą drogą dostarczana odbiorcom. W 2022 r. łączny wolumen sprzedaży gazu LNG w postaci skroplonej przez badanych sprzedawców, do odbiorców końcowych wyniósł 1 101 353 496 MWh, co w porównaniu do danych za 2021 r. oznacza spadek wolumenu o 31,79 proc. W strukturze zużycia gazu LNG w poszczególnych gałęziach gospodarki dominuje przemysł (60,30 proc.).

Udział sprzedaży gazu LNG w pozostałych segmentach kształtował się następująco: usługi i handel – 38,83 proc., rolnictwo – 2,71 proc., gospodarstwa domowe – 2,23 proc., a najniższą sprzedaż odnotowano w segmencie użyteczności publicznej (0,79 proc.).

Tabela 69. Struktura sprzedaży gazu LNG do odbiorców końcowych w 2022 r. [MWh]

	Sprzedawcy alternatywni	GK PGNiG	Suma
Sprzedaż gazu do odbiorców końcowych przez spółki obrotu działające na terenie kraju	780 869	320 484	1 101 353
z tego: przemysł	507 471	103 129	610 600
rolnictwo	29 857	0	29 857
usługi i handel	210 250	217 355	427 605
użyteczność publiczna	8 722	0	8 722
gospodarstwa domowe	24 569	0	24 569

Źródło: URE na podstawie danych z badania ankietowego.

W roku sprawozdawczym, całkowita sprzedaż paliwa gazowego wysokometanowego i zaazotowanego do odbiorców końcowych wyniosła natomiast 171 795 031 MWh, z czego najwięcej, bo aż 56,44 proc. trafiło do odbiorców przemysłowych, a 32,71 proc. do gospodarstw domowych. Sprzedaż ogółem spadła o ok. 16,86 proc. w stosunku do 2021 r. (gdy wynosiła 206 626 689 MWh), przy czym spadek sprzedaży odnotowano w rolnictwie (32,42 proc.), w usługach i handlu (23,82 proc.), w przemyśle (23,12 proc.) oraz w sektorze sprzedaży do odbiorców w gospodarstwach domowych

(5,17 proc.). Natomiast w sektorze użyteczności publicznej odnotowano wzrost sprzedaży o 21,27 proc. Najbardziej prawdopodobną przyczyną spadku sprzedaży gazu ziemnego we wskazanych segmentach była trudna sytuacja na rynku gazu w 2022 r. spowodowana wysokimi cenami produktu na rynku hurtowym.

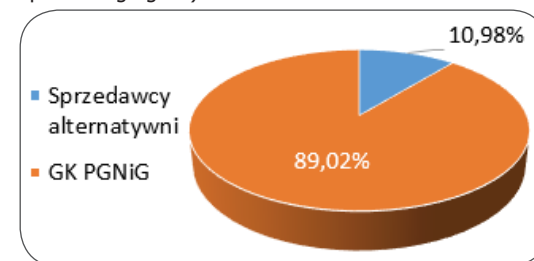
Tabela 70. Struktura sprzedaży gazu wysokometanowego i zaazotowanego do odbiorców końcowych w 2022 r. [MWh]

	Sprzedawcy alternatywni	GK PGNiG	Suma
Sprzedaż gazu do odbiorców końcowych przez spółki obrotu działające na terenie kraju	18 865 737	152 929 294	171 795 031
z tego: przemysł	10 664 107	86 299 622	96 963 729
rolnictwo	119 362	309 393	428 755
usługi i handel	4 553 875	7 359 499	11 913 374
użyteczność publiczna	890 475	5 397 813	6 288 288
gospodarstwa domowe	2 637 918	53 562 968	56 200 886
zużycie własne	90 697	1 877 452	1 968 149
Łącznie	18 956 434	154 806 746	173 763 180

Źródło: URE na podstawie danych z badania ankietowego.

Rynek detaliczny gazu ziemnego (wysokometanowego i zaazotowanego) charakteryzuje silna koncentracja. Udział podmiotów z GK PGNiG w sprzedaży gazu do odbiorców końcowych, przyłączonych do sieci dystrybucyjnych, wyniósł nieco ponad 89 proc. (88,7 proc. dla gazu wysokometanowego i 92,5 proc. dla gazu zaazotowanego) i wzrósł w stosunku do roku ubiegłego o 0,3 proc. Wzrósł także udział podmiotów z GK PGNiG w rynku detalicznym gazu skroplonego (LNG), osiąga-

Rysunek 67. Udział w sprzedaży gazu wysokometanowego i zaazotowanego w 2022 r. (według wolumenu sprzedanego gazu)



Źródło: URE na podstawie danych z badania ankietowego.

jąc poziom 29 proc. (w 2021 r. udział ten wynosił 19,25 proc.).

Wzrost udziału GK PGNiG w sprzedaży paliwa gazowego do odbiorców końcowych, przyłączonych do systemu dystrybucyjnego, utrzymuje się od 2017 r. Należy jednak wskazać, że w 2022 r. wzrost ten, jak wskazano powyżej, był bardzo niewielki. Największy wzrost udziałów podmiotów z GK PGNiG miał miejsce w obszarze użyteczności publicznej (o 8,87 proc.). Natomiast w segmencie usług i handlu, udział GK PGNiG spadł do 61,77 proc. w stosunku do roku poprzedniego (68,13 proc.), co oznacza spadek o 6,36 punktu procentowego. Warto odnotować, że udział GK PGNiG w sprzedaży do odbiorców w gospodarstwach domowych, w stosunku do roku poprzedniego, wzrósł jedynie o nieco powyżej 0,1 proc. (95,3 proc. w 2022 r., 95,16 proc. w 2021 r.).

Natomiast udział sprzedaży gazu do odbiorców końcowych, realizowanej przez alternatywne spółki obrotu, dokonującej sprzedaży do odbiorców

końcowych w kraju, wynosił 10,98 proc. (wobec 11,26 proc. w 2021 r.). Wartość udziału tych sprzedawców waha się w poszczególnych sektorach gospodarki od 38,22 proc. w sektorze usług i handlu (w 2021 r. udział ten wyniósł 31,87 proc.) do 4,69 proc. w grupie gospodarstw domowych.

Wartość wskaźnika Herfindahla-Hirschmana dla rynku gazu ziemnego wysokometanowego w 2022 r. wynosił 9 499 – licząc według liczby odbiorców i 7 874 – według wolumenu sprzedanego gazu¹⁰¹.

W obszarze sieci przesyłowej funkcjonował jeden sprzedawca rezerwowi – PGNiG OD Sp. z o.o., zaś w sieci dystrybucyjnej sprzedawców mogących świadczyć sprzedaż rezerwową było kilku. Między 1 stycznia a 31 grudnia 2022 r., sprzedaż rezerwową lub sprzedaż prowadzoną w trybie art. 5ab¹⁰² ustawy – Prawo energetyczne, OSD uruchomili dla 32 115 odbiorców gazu (zarówno gazu wysokometanowego, jak i zaazotowanego). W tym ponad 99 proc. odbiorców (31 882) to odbiorcy gazu wysokometanowego z grupy taryfowej W 1-4 (moc umowna nie większa niż 110 kWh/h), natomiast w grupie W 5-13 odbiorców gazu wysokometanowego odsetek ten stanowił 0,7 proc. odbiorców. Z kolei w przypadku gazu zaazotowanego, sprze-

daż rezerwową uruchomiono dla pięciu odbiorców (w czterech przypadkach były to gospodarstwa domowe).

W 2022 r. doszło do wstrzymania dostaw dla 37 344 odbiorców gazu ziemnego wysokometanowego (z czego 35 837, tj. 95,96 proc. stanowią odbiorcy z grup taryfowych W 1-4) oraz 2 522 odbiorców gazu ziemnego zaazotowanego (z czego 2 323, tj. 92,11 proc. stanowią odbiorcy w gospodarstwach domowych). Przyczyną większości przypadków wstrzymania dostaw (77,3 proc. gaz wysokometanowy oraz 72,1 proc. gaz zaazotowany) był brak terminowej płatności za odebrany gaz ziemny.



2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw gazowniczych

2.1. Koncesje

Na mocy ustawy z 5 sierpnia 2022 r., z Prawa energetycznego usunięto wyłączenie uprawniające do obrotu paliwami gazowymi bez koncesji, jeżeli roczna wartość obrotu nie przekracza równowartości 100 000 euro. Ponadto wprowadzono przepis przejściowy, w myśl którego podmiot prowadzący w dniu wejścia w życie powyższej nowelizacji (tj. 1 września 2022 r.) działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami gazowymi, którego roczna wartość nie przekracza 100 000 euro, może prowadzić tę działalność bez koncesji, o której mowa w art. 32 ust. 1 pkt 4 ustawy – Prawo energetycz-

ne, przez okres sześciu miesięcy od dnia wejścia w życie powyższej nowelizacji.

Pozostałe przepisy art. 32 ustawy – Prawo energetyczne dotyczące koncesjonowania przedsiębiorstw gazowniczych nie uległy zmianie. Aktualnie pozostały także przepisy dotyczące warunków, które musi spełniać wnioskodawca, aby otrzymać koncesję (art. 33 ust. 1) oraz przesłanki uniemożliwiające otrzymanie koncesji (art. 33 ust. 3 i 3a) na rynku paliw gazowych.

Na mocy ustawy z 24 lutego 2022 r., art. 33 rozszerzono o ust. 1aa, na mocy którego Prezes URE udziela koncesji na przesyłanie paliw gazowych wnioskodawcy działającemu w formie spółki akcyjnej, której jedynym akcjonariuszem jest Skarb Państwa.

Ustawa – Prawo energetyczne wskazuje minimalny zakres danych i informacji, które powinny zostać zamieszczone we wniosku o udzielenie koncesji (art. 35 ust. 1). Dodatkowo, w świetle art. 35 ust. 1a tej ustawy, wniosek o udzielenie koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą powinien określać wielkość średniodobowego planowanego przez podmiot przywozu w okresie od dnia jego rozpoczęcia do 31 marca roku następującego po rozpoczęciu przywozu, zgodnie z ustawą o zapasach. Z kolei, jak stanowi art. 35 ust. 1aa ustawy – Prawo energetyczne, przepisu ust. 1a nie stosuje się do wniosku o udzielenie koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą wyłącznie w zakresie wywozu gazu ziemnego.

Ponadto, zgodnie z art. 35 ust. 2a ustawy w przypadku, gdy wniosek o udzielenie koncesji lub jej zmianę nie zawiera wszystkich wymaganych

¹⁰¹ 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 wewnętrzny 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).

¹⁰² Zgodnie z art. 5ab ustawy – Prawo energetyczne.

ustawą informacji lub dokumentów poświadczających, że wnioskodawca spełnia warunki określone przepisami prawa, wymagane do wykonywania określonej działalności gospodarczej, Prezes URE niezwłocznie wzywa wnioskodawcę do uzupełnienia wniosku w terminie nie krótszym niż 21 dni od dnia doręczenia wezwania. Jak natomiast stanowi art. 35 ust. 2b ustawy, wniosek o udzielenie lub zmianę koncesji nieuzupełniony w wyznaczonym terminie w sposób spełniający wszystkie wymagane ustawą warunki, pozostawia się bez rozpoznania.

Jednakże w 2022 r., z uwagi na obowiązujący stan epidemii, a następnie stan zagrożenia epidemicznego, termin wskazany w art. 35 ust. 2a ustawy – Prawo energetyczne został przedłużony na mocy przepisów ustawy covidowej. Zgodnie z art. 15zzzzt ust. 1 tej ustawy, w sprawach wszczętych i niezakończonych przed dniem lub w czasie trwania na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej stanu zagrożenia epidemicznego albo stanu epidemii, termin, o którym mowa w art. 35 ust. 2a ustawy – Prawo energetyczne, przedłuża się do 60 dni po dniu odwołania na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej tego stanu.

Udzielanie koncesji/promes koncesji

Na koniec grudnia 2022 r. przedsiębiorcy posiadali 271 ważnych koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie przesyłania paliw gazowych (PPG), dystrybucji paliw gazowych (DPG), obrotu paliwami gazowymi (OPG), obrotu gazem ziemnym z zagranicą (OGZ), skraplania gazu ziem-

nego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego (SGZ) oraz magazynowania paliw gazowych (MPG).

Prezes URE realizował obowiązki w zakresie dotyczącym koncesjonowania przedsiębiorstw gazowniczych przy pomocy Departamentu Rynku Paliw Gazowych (departamentu DRG) oraz oddziałów terenowych.

W 2022 r. nie odnotowano znaczącej zmiany liczby podmiotów posiadających koncesję OPG względem roku poprzedniego. Według stanu na koniec 2021 r., ważne koncesje OPG posiadało 180 podmiotów, natomiast na koniec 2022 r. – 176 (spadek o ok. 2 proc.). Tym niemniej, mimo nieznaczącej zmiany ocenianej według stanu na koniec roku, należy mieć na uwadze, że zmianie uległ skład tej grupy koncesjonariuszy (cofnięcia vs. udzielenia).

Odnotowano znaczny spadek (ok. 38 proc.) liczby koncesjonariuszy posiadających koncesję OGZ – z 55 na koniec 2021 r. do 34 na koniec 2022 r. Jest on 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 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, 12-miesięcznego terminu.

Powyższy przepis został dodany do ustawy – Prawo energetyczne przez art. 1 pkt 44 ustawy zmieniającej i wszedł w życie 3 lipca 2021 r. rezultacie, dla przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą, w dniu wejścia w życie art. 42b

Tabela 71. Liczba koncesji udzielonych w 2022 r. i koncesji ważnych na koniec 2022 r.

Paliwa gazowe	Koncesje udzielone w 2022 r. (dane w zakresie całego URE) [szt.]	Promesy koncesji udzielone w 2022 r. (dane w zakresie całego URE) [szt.]	Koncesje ważne na koniec 2022 r. (dotyczy urzędu jako całości) [szt.]
Magazynowanie	0	0	1
Przesyłanie lub dystrybucja	1	1	53
Obrót	8*	0	176**
Obrót gazem ziemnym z zagranicą	7***	0	34****
Skraplanie gazu ziemnego i regazyfikacja skroplonego gazu ziemnego	0	1	7
Razem	16	2	271

* W tym 4 koncesje wydane dla podmiotów mającego siedzibę za granicą.

** W tym 25 koncesji wydanych dla podmiotów mających siedzibę za granicą.

*** W tym 1 koncesja wydana dla podmiotu mającego siedzibę za granicą.

**** W tym 9 koncesji wydanych dla podmiotów mających siedzibę za granicą.

Źródło: URE.

ustawy – Prawo energetyczne, początkowym dniem 12-miesięcznego terminu wskazanego w tym przepisie był 3 lipca 2021 r.

Z uwagi na brak dokonywania obrotu gazem ziemnym z zagranicą przez kolejne następujące po sobie 12 miesięcy, aż 22 koncesje OGZ wygasły z mocy prawa 4 lipca 2022 r. Prezes URE wydał w tych sprawach 19 decyzji w sprawie stwierdzenia wygaśnięcia koncesji OGZ, kolejne 3 decyzje zostały wydane w styczniu 2023 r. Ponadto, na mocy ww. przepisu, jedna z koncesji OGZ wygasła pod koniec grudnia 2022 r., a Prezes URE wydał w tej sprawie decyzję stwierdzającą wygaśnięcie koncesji na początku kwietnia 2023 r. Aktualnie w toku pozostaje jedno postępowanie dotyczące stwierdzenia wygaśnięcia koncesji OGZ na podstawie ww. przepisu oraz prowadzone są czynności wyjaśniające w odniesieniu do kilku koncesjonariuszy.

Prezes URE, prowadząc ww. postępowania odnotował, że część przedsiębiorców posiadających koncesje OGZ nie realizuje terminowo obowiązków sprawozdawczych nałożonych na nich przepisami prawa, co w wielu przypadkach powodowało konieczność podejmowania przez Prezesa URE szeregu działań monitorujących lub wyjaśniających w celu ustalenia, czy prowadzili oni działalność objętą koncesją OGZ.

Analizując populację koncesjonariuszy OPG i OGZ w perspektywie pięcioletniej, należy stwierdzić, że nastąpił 12 proc. spadek liczby posiadanych koncesji OPG oraz blisko 41 proc. spadek liczby posiadanych koncesji OGZ. Na koniec 2017 r. ważne koncesje OPG posiadało bowiem 200 podmiotów, a koncesje OGZ – 58 podmiotów. Tym

niemniej, liczba obowiązujących koncesji OPG od 2019 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. 50-55 podmiotów. 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. 26 proc. wszystkich koncesji OGZ oraz ok. 14 proc. wszystkich koncesji OPG obowiązujących na koniec 2022 r., to koncesje posiadane przez podmioty mające siedzibę za granicą.

W 2022 r. w zakresie koncesji gazowych w szczególności warto odnotować, że Prezes URE:

- zakończył postępowanie dotyczące przedłużenia terminu obowiązywania koncesji na magazynowanie paliw gazowych udzielonej spółce Gas Storage Poland – w maju 2022 r. wydano decyzję przedłużającą tę koncesję o 10 lat, tj. do 31 maja 2032 r.,

- zakończył postępowania w sprawie zmiany ww. koncesji MPG polegające na: (i) zwiększeniu pojemności magazynowej PMG „Kosakowo” z dotychczasowych 239,4 mln m³ do 299,70 mln m³ (decyzja Prezesa URE ze stycznia 2022 r.), (ii) zmniejszeniu pojemności magazynowej czynnej PMG „Mogilno” z dotychczasowych 585,40 mln m³ do 580,92 mln m³ (decyzja Prezesa URE z marca 2022 r.),
- prowadził postępowanie w sprawie zmiany (zwiększenia) pojemności magazynowej czynnej PMG „Strachocina” z dotychczasowych 360 mln m³ do 460 mln m³, jak również postępowanie w sprawie zmiany (zmniejszenia) pojemności magazynowej czynnej PMG „Kosakowo” z dotychczasowych 299,70 mln m³ do 296,80 mln m³ (postępowania zakończyły się wydaniem decyzji w lutym 2023 r.),
- wydawał decyzje koncesyjne związane z procesem konsolidacji spółek Grupy LOTOS S.A. i PKN Orlen S.A. oraz spółek PGNiG S.A. i PKN Orlen S.A., mające na celu uwzględnienie zmian związanych z połączeniem ww. podmiotów,
- prowadził 22 postępowania w sprawie stwierdzenia wygaśnięcia koncesji OGZ na podstawie art. 42b ustawy – Prawo energetyczne, z których 19 zostało zakończonych w 2022 r., a 3 w 2023 r. Kolejne postępowania wszczynane były w 2023 r.

Zmiany koncesji/promes koncesji

W 2022 r. wydano 56 decyzji zmieniających koncesje w zakresie paliw gazowych. Nie wydano

decyzji zmieniających promesy koncesji. Dokonane zmiany koncesji dotyczyły przede wszystkim danych identyfikacyjnych koncesjonariusza (nazwa firmy, siedziba lub adres), jak również zmiany zakresu działalności oraz zmiany terminu obowiązywania koncesji.

Duża część wniosków o zmianę koncesji była wynikiem wprowadzenia obowiązku złożenia wniosku o zmianę koncesji w przypadku zmiany danych, o których mowa m.in. w art. 37 ust. 1 pkt 1 i 7 ustawy – Prawo energetyczne. W myśl art. 37 ust. 2c tej ustawy, wniosek powinien zostać złożony najpóźniej w terminie 7 dni od dnia zaistnienia tych zmian.

Cofnięcia, uchylecia, stwierdzenia wygaśnięcia koncesji/promes koncesji

W 2022 r. Prezes URE wydał 14 decyzji w sprawie cofnięcia koncesji, z czego 8 dotyczyło koncesji OPG, 3 koncesji OGZ i 3 koncesji DPG. W ośmiu przypadkach Prezes URE cofnął koncesje działając na wniosek, zaś w pozostałych przypadkach postępowania zostały wszczęte z urzędu. W zdecydowanej większości przypadków koncesje zostały cofnięte ze względu na trwałe zaprzestanie wykonywania działalności. W dwóch przypadkach cofnięto je ze względu na niedysponowanie środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności koncesjonowanej lub brak możliwości ich pozyskania (art. 41 ust. 2 pkt 4 ustawy – Prawo energetyczne). Obydwa ww. cofnięcia dotyczyły koncesji OPG i związane były z prowadzonymi przez Prezesa URE działaniami monitorującymi.

W grudniu 2022 r. uprawomocniła się natomiast decyzja Prezesa URE z 2018 r. cofająca koncesję OPG jednemu z przedsiębiorców, z uwagi na rażące naruszenie warunków określonych w koncesji lub innych warunków wykonywania koncesjonowanej działalności gospodarczej, określonych przepisami prawa – sprawa dotyczyła wprowadzania w błąd odbiorców paliw gazowych w gospodarstwach domowych, co do warunków dostarczania im tych paliw, a także nie udzielania im pełnych, rzetelnych i wyczerpujących informacji dotyczących ich uprawnień i obowiązków.

W 2022 r. nie wydawano decyzji uchylających koncesji/promes koncesji. Wydano natomiast 20 decyzji stwierdzających wygaśnięcia koncesji. Dziewiętnaście decyzji dotyczyło koncesji OGZ i zostało wydanych na podstawie art. 42b ustawy – Prawo energetyczne w wyniku postępowań wszczętych przez Prezesa URE z urzędu, zaś jedna decyzja dotycząca stwierdzenia wygaśnięcia koncesji OPG została wydana na wniosek przedsiębiorcy.

Odmowa udzielenia koncesji lub promesy

W 2022 r. Prezes URE nie wydawał żadnej decyzji odmownej w zakresie udzielenia koncesji lub udzielenia promesy koncesji dla paliw gazowych.

Umorzenie, pozostawienie bez rozpatrzenia lub bez rozpoznania

W 2022 r. umorzono 12 postępowań koncesyjnych. Umorzenia dotyczyły wniosków o udzielenie

koncesji (6 na OPG i 2 na OGZ) i wniosków o zmianę koncesji (2 wnioski o zmianę OPG) oraz dwóch postępowań wszczętych z urzędu w sprawie cofnięcia koncesji OPG i OGZ.

W 2022 r. 6 wniosków pozostawiono bez rozpoznania. Wszystkie dotyczyły udzielenia koncesji (4 OPG i 2 OGZ). Żaden wniosek nie został pozostawiony bez rozpatrzenia.

2.2. Taryfy i warunki ich kształtowania

Rok 2022 upłynął pod znakiem kolejnych znacznych zmian w zakresie cen paliw gazowych. Od początku roku ceny gazu wzrastały. Mieliśmy także do czynienia z bardzo dynamiczną i dotychczas nieobserwowaną sytuacją na europejskim rynku gazowym, w szczególności w związku z wybuchem wojny w Ukrainie, skutkującą wysokimi cenami tego paliwa. Rosły koszty pozyskania gazu ziemnego zarówno w przypadku zakupów produktów gazowych na TGE S.A. lub innych platformach obrotu, jak i w kontraktach B2B. Sytuację na rynku gazu w latach 2020–2022 można prześledzić na przykładzie kształtowania się w tym okresie cen na Rynku Dnia Następnego TGE S.A. (rys. 68 str. 139).

W 2022 r. przedsiębiorstwa zajmujące się obrotem paliwami gazowymi (w zakresie sprzedaży gazu do odbiorców taryfowych, tj. odbiorców wymienionych w art. 62b ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne), występowały do Prezesa URE z wnioskami o zatwierdzenie zmian obowiązujących taryf, w części dotyczącej cen gazu dla odbiorców taryfowych. W przedkładanych Prezesowi

Rysunek 68. Kurs cen gazu na rynku dnia następnego (TGEgazDA) w latach 2020–2022 [zł/MWh]



Źródło: URE na podstawie danych TGE S.A.

URE do zatwierdzenia wnioskach dotyczących kolejnych taryf także miał miejsce znaczący wzrost cen paliw gazowych. Dodać należy, że powodem zmian taryf w 2022 r. było również poszerzenie zakresu odbiorców uprawnionych do rozliczeń za dostarczone paliwo gazowe na podstawie taryf zatwierdzonych przez Prezesa URE, w wyniku wejścia w życie ustawy z 26 stycznia 2022 r.

Przedsiębiorstwa energetyczne kalkulują taryfy na podstawie kosztów uzasadnionych, czyli tych, które są niezbędne do poniesienia w celu wykonywania zobowiązań związanych z prowadzoną działalnością – w tym przypadku obrotem paliwami gazowymi. Jednak z uwagi na wejście w życie ustawy z 2 grudnia 2021 r., przedsiębiorstwa energetyczne mogły, do 30 czerwca 2022 r., przedłożyć Prezesowi URE taryfę na sprzedaż gazu dla odbiorców taryfowych skalkulowaną na podstawie tylko części kosztów uzasadnionych, tj. części kosztu zakupu gazu. Natomiast nieuwzględnioną w zatwierdzonej taryfie część kosztów, sprzedawca będzie

mógł odzyskać w kolejnych taryfach obowiązujących od początku 2023 r. lub cenach i stawkach opłat ustalonych na rynkach konkurencyjnych, przez kolejne trzy lata, czyli do końca 2025 r. Z tego prawa w omawianym okresie skorzystało siedem przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność w zakresie obrotu paliwami gazowymi.

Na skutek znacznego wzrostu cen, ustawą z 26 stycznia 2022 r., na okres od 1 stycznia do 31 grudnia 2022 r., dla odbiorców objętych ochroną taryfową, wprowadzono mechanizm zamrożenia cen paliw gazowych na poziomie cen zawartych w taryfie sprzedawcy z urzędu, tj. PGNiG OD Sp. z o.o. Cena ta była jednocześnie ceną maksymalną, co oznaczało, że wobec odbiorców, którzy wcześniej zawarli umowę z dostawcą, przewidującą niższą cenę, stosowało się tę niższą cenę do czasu wygaśnięcia umowy.

Ustawą z 26 stycznia 2022 r. rozszerzono również katalog podmiotów objętych ochroną taryfową o podmioty realizujące zadania z zakresu użyteczności publicznej. Doprecyzowano także przepisy dotyczące ochrony taryfowej odbiorców gazu ziemnego w budynkach wielolokalowych.

W dniu 21 grudnia 2022 r. weszła w życie kolejna ustawa mająca na celu ochronę odbiorców paliw gazowych – mianowicie ustawa z 15 grudnia 2022 r. Ustaliła ona m.in. na rok 2023 maksymalną

cenę netto paliw gazowych dla odbiorców, o których mowa w art. 62b ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, na poziomie 200,17 zł/MWh oraz ustaliła stawki opłat za świadczenie usług dystrybucji na poziomie stawek z ostatniej taryfy stosowanej w 2022 r., a także określiła mechanizm udzielania rekompensat przedsiębiorstwom energetycznym, w związku z ww. mechanizmami chroniącymi odbiorców paliw gazowych.

Taryfy 2022

Spośród prowadzonych w 2022 r. w [departamencie DRG](#) postępowań taryfowych, 85 zakończonych zostało wydaniem decyzji Prezesa URE. Spośród nich, 51 dotyczyło decyzji zatwierdzających przedłożoną taryfę, 24 – decyzji zatwierdzających zmianę taryfy, 2 – zmiany okresu obowiązywania taryfy, 7 – umorzeń postępowań w sprawie zatwierdzenia taryfy.

W 2022 r. 12 postępowań dotyczyło zatwierdzenia lub zmiany taryf ustalonych przez kluczowe przedsiębiorstwa sektora gazowego, w tym: 1 postępowanie dotyczyło taryfy przedsiębiorstwa PGNiG OD Sp. z o.o., 2 – PSG Sp. z o.o., 3 – Gas Storage Poland Sp. z o.o., 6 – OGP Gaz-System S.A. (z czego: 4 dotyczyły przesyłania paliw gazowych, 1 usług regazyfikacji, 1 – przesyłania paliw gazowych polskim odcinkiem gazociągu jamalskiego).

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 ener-

getyczne, tj. czy zapewniają pokrycie wyłącznie kosztów uzasadnionych, jak również gwarantują ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym ich poziomem.

Taryfa PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.

W 2022 r. Prezes URE prowadził jedno postępowanie administracyjne w sprawie zatwierdzenia taryfy w zakresie obrotu paliwami gazowymi ustalonej przez przedsiębiorstwo energetyczne – PGNiG OD Sp. z o.o. (taryfa nr 12).

Taryfa przedsiębiorstwa dotycząca cen i stawek opłat m.in. dla odbiorców w gospodarstwach domowych, została zatwierdzona przez Prezesa URE w drodze decyzji z okresem jej obowiązywania do 31 marca 2023 r. i opublikowana w Biuletynie Branżowym URE – Paliwa gazowe 17 grudnia 2022 r. Wprowadzenie taryfy do stosowania nastąpiło 1 stycznia 2023 r.

W porównaniu do cen wynikających z poprzedniej taryfy nr 11, ceny gazu wzrosły o 224,7 proc., zaś stawki opłat abonamentowych wzrosły o 1,6 proc. Przekłada się to na wzrost średnich cen w obrocie o:

- 216,4 proc. dla gazu ziemnego wysokometanowego, Lw oraz
- 217,6 proc. dla gazu ziemnego zaazotowanego Lw oraz
- 218,3 proc. dla gazu ziemnego zaazotowanego Ls.

Jednakże powyższy skutek nie ma zastosowania dla odbiorców taryfowych, z uwagi na wejście w życie ustawy z 15 grudnia 2022 r., która zakłada maksymalną cenę paliw gazowych na poziomie 200,17 zł/MWh w 2023 r.

oraz stawki opłat dystrybucyjnych na poziomie nie większym niż stosowane na 1 stycznia 2022 r. Zatem dla odbiorców taryfowych płatność kompleksowa netto (tzn. bez VAT) w 2023 r. nie uległa zmianie w stosunku do płatności w 2022 r.

Natomiast w 2022 r. obowiązywała taryfa nr 11 zatwierdzona decyzją Prezesa URE z 17 grudnia 2021 r. Taryfę zatwierdzono na podstawie szczególnego mechanizmu wprowadzonego w celu minimalizowania podwyżek cen.

Taryfa Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

W 2022 r. Prezes URE prowadził dwa postępowania w sprawie taryf ustalonych przez PSG Sp. z o.o. z siedzibą w Tarnowie, tj. największego w skali kraju operatora świadczącego usługi w zakresie dystrybucji paliw gazowych.

Decyzją z 17 sierpnia 2022 r. Prezes URE zatwierdził zmianę taryfy nr 10, która została wprowadzona do stosowania 1 września 2022 r., skutkując ok. 2,6 proc. wzrostem średniej stawki dystrybucji dla odbiorców gazu ziemnego wysokometanowego i zaazotowanego w porównaniu do poprzedniej taryfy.

Następnie, 17 grudnia 2022 r. Prezes URE zatwierdził i opublikował kolejną taryfę PSG Sp. z o.o. (taryfa nr 11), której okres obowiązywania ustalono do 31 grudnia 2023 r. Przedmiotowa taryfa została wprowadzona do stosowania 1 stycznia 2023 r. i skutkowała wzrostem średniej opłaty za usługę dystrybucji o ok. 21 proc.

Podkreślić jednak należy, że zgodnie z ustawą z 15 grudnia 2022 r., w rozliczeniach z odbiorcami paliw gazowych, o których mowa w art. 62b ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, PSG Sp. z o.o. stosuje w 2023 r. stawki opłat za świadczenie usług dystrybucji na poziomie stawek dystrybucyjnych z ostatniej taryfy stosowanej w 2022 r.

Taryfa Gas Storage Poland Sp. z o.o.

Taryfa 1/2022 w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego dla przedsiębiorstwa Gas Storage Poland Sp. z o.o. [GSP], została zatwierdzona 20 maja 2022 r. na okres do 31 marca 2023 r. Łączna pojemność instalacji magazynowych (GIM Kawerna, GIM Sanok i PMG Wierzchowice), w porównaniu z pojemnością przyjętą do kalkulacji taryfy 1/2021, zwiększyła się z 3 174,8 mln m³ do 3 230,6 mln m³ w związku z:

- a) rozbudową KPMG Kosakowo o 60,3 mln m³,
- b) redukcją pojemności czynnej KPMG Mogilno w wyniku zjawiska konwergencji (zaciskania się) soli o ok. 4,5 mln m³.

W efekcie, wzrosła liczba dostępnych pakietów o 2 781, tj. do poziomu 175 020. Pojemność czynna w pakiecie pozostała na poziomie 200 MWh. W porównaniu z zakresem usług magazynowych świadczonych w okresie stosowania taryfy 1/2021, z oferty została usunięta usługa pakietowa 90/40, z uwagi na brak zainteresowania taką usługą.

Średnia stawka za usługę magazynowania wzrosła o 2,94 proc., przy czym stawki za usługi przerywane wzrosły średnio o 7,57 proc., a za

usługi ciągle o 0,81 proc. Zróznicowanie tempa wzrostu opłat za usługi ciągle i przerywane jest kolejnym krokiem w kierunku realizacji wytycznych unijnych nakazujących uwzględnienie w wycenie usług przerywanych prawdopodobieństwa wystąpienia przerwy w świadczeniu tych usług.

Taryfa 1/2022 została następnie, na wniosek GSP, trzykrotnie zmieniona decyzjami Prezesa URE (z 22 lipca 2022 r., 12 września 2022 r. i 5 stycznia 2023 r. – postępowanie wszczęte 8 grudnia 2022 r.). Pierwsza zmiana taryfy za usługi magazynowania związana była ze wzrostem kosztów zakupu usług przesyłania na wejściu do i na wyjściu z systemu przesyłowego do instalacji magazynowych – spowodowanym zmianą taryfy OGP Gaz-System S.A. Średnia stawka za usługi magazynowania wzrosła o 2,65 proc. w stosunku do płatności ustalonych w oparciu o taryfę 1/2022. Przyczynami kolejnej zmiany taryfy były: wzrost kosztów zakupu gazu na potrzeby własne GSP oraz implementacja zmienionych przepisów dotyczących utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu, polegająca na wydłużeniu z 40 do 50 dni maksymalnego czasu dostarczenia zapasów gazu z instalacji magazynowych do systemu gazowego¹⁰³). OSM, w celu implementacji znowelizowanych przepisów, zaproponował przekwalifikowanie części usług przerywanych na usługi o charakterze ciągłym z jednoczesnym obniżeniem wartości mocy odbioru/zatłaczania – przypisanych do pakietu. Dostosowanie taryfy magazynowej do zmienionych przepisów, dotyczących utrzymywania za-

pasów obowiązkowych, było neutralne kosztowo dla użytkowników, jednak ze względu na wzrost kosztów zakupu gazu średnia stawka za usługi magazynowania wzrosła o kolejne 2,37 proc.

GSP wystąpiła 8 grudnia 2022 r. z wnioskiem o zatwierdzenie zmiany nr 3 taryfy 1/2022, z uwagi na wzrost kosztów zakupu usług przesyłania na wejściu do i na wyjściu z instalacji magazynowych, wynikający z zatwierdzenia 15 grudnia 202 r. zmiany taryfy OGP Gaz-System S.A., obowiązującej w 2023 r. Średnia stawka za usługi magazynowania wzrosła o kolejne 5,91 proc.

Taryfa OGP Gaz-System S.A. – taryfa dla przesyłania paliw gazowych

W 2022 r. w rozliczeniach z tytułu świadczonych przez OGP Gaz-System S.A. usług przesyłania paliw gazowych w krajowym systemie przesyłowym stosowana była taryfa nr 15, zatwierdzona decyzją Prezesa URE z 2 czerwca 2021 r. na okres od 1 stycznia 2022 r. do 31 grudnia 2022 r.¹⁰⁴

Taryfa 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 (2021/22) 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.

W kalkulacji taryfy nr 15 uwzględnione zostały postanowienia decyzji Prezesa URE z 29 marca 2019 r. zatwierdzającej *Metodę wyznaczania cen referencyjnych nr 1/OGP w zakresie własnej sieci przesyłowej Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A. na okres: od dnia 1 stycznia 2020 r. do dnia 31 grudnia 2022 r., stanowiącą załącznik do tej decyzji*¹⁰⁵) oraz *Informacji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Nr 11/2021 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 dnia 1 stycznia 2022 r. do dnia 31 grudnia 2022 r.*¹⁰⁶), wydanych na podstawie przepisów rozporządzenia NC TAR.

Natomiast decyzją z 11 maja 2022 r.¹⁰⁷) została zatwierdzona zmiana taryfy nr 15 polegająca na dostosowaniu jej postanowień dotyczących zasad ustalania wysokości opłaty za przyłączenie do sieci przesyłowej do zmienionych przepisów ustawy –

¹⁰⁵) Biuletyn branżowy URE – Paliwa gazowe nr 32/1226, <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/inne-decyzje-informacje-3777,Inne-decyzje-informacje-sprawozdania-opublikowane-w-2019-r.html>

¹⁰⁶) <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/mnozники-wspolczynnikow-2/9090,Rynek-gazu-Konsultacje-Prezesa-URE-dotyczace-wskaznikow-do-przesylowych-taryf-ga.html>

¹⁰⁷) Biuletyn branżowy URE – Paliwa gazowe nr 40/2557, <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe-4192,Taryfy-opublikowane-w-2022-r.html>

¹⁰³) Ustawa z 5 sierpnia 2022 r.

¹⁰⁴) Biuletyn branżowy URE – Paliwa gazowe nr 39/2440, <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe-4007,Taryfy-opublikowane-w-2021-r.html>

Prawo energetyczne oraz aktualizacji wysokości bonifikat za niedotrzymanie standardów jakościowej obsługi użytkowników, w związku z ogłoszeniem 9 lutego 2022 r. przez Prezesa GUS wysokości przeciętnego wynagrodzenia w gospodarce narodowej w 2021 r. Zgodnie z informacją przedsiębiorstwa, zmiana taryfy została wprowadzona do stosowania od 1 czerwca 2022 r.

Decyzją z 6 lipca 2022 r.¹⁰⁸⁾ została zatwierdzona kolejna zmiana taryfy nr 15, polegająca na aktualizacji stawek opłat za świadczone usługi przesyłania paliw gazowych w związku ze wzrostem kosztów zakupu gazu na potrzeby własne, energii elektrycznej oraz uprawnień do emisji CO₂ w porównaniu do wartości prognozowanych tych kosztów przyjętych do kalkulacji taryfy. Zgodnie z informacją Operatora, zmiana taryfy została wprowadzona do stosowania od 22 lipca 2022 r.

Z kolei decyzją z 3 czerwca 2022 r. Prezes URE zatwierdził taryfę dla przesyłania paliw gazowych nr 16 na okres od 1 stycznia 2023 r. do 31 grudnia 2023 r.¹⁰⁹⁾ Jednocześnie, decyzją tą został uzgodniony stan konta regulacyjnego na 31 grudnia 2021 r. poprzez ustalenie poziomu nadmiernie odzyskanych przychodów w kwocie 265 764 tys. zł, z czego w kalkulacji taryfy na 2023 r. została uwzględniona kwota 184 945 tys. zł. Pozostała część salda konta regulacyjnego, w kwocie 80 819 tys. zł,

zostanie uwzględniona w kalkulacji taryf na kolejne okresy.

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 Operatora Gazociągów Przesyłowych 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 decyzji¹¹⁰⁾ oraz *Informacji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Nr 11/2022 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 dnia 1 stycznia 2023 r. do dnia 31 grudnia 2023 r.*¹¹¹⁾

Taryfa zawiera stawki opłat przesyłowych 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 przesyłowej¹¹²⁾ (zgodnie z postanowieniami Informacji nr 11/2022), będą obliczane poprzez pomnożenie cen bazowych danych standardowych produktów z zakresu zdolności ciągłej przez różnicę między 100 proc. i poziomem rabatu *ex-ante*:

- 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,
- 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 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 natomiast dodatkowego rabatu/bonifikaty.

¹⁰⁸⁾ Biuletyn branżowy URE – Paliwa gazowe nr 66/2583, <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe-/4192,Taryfy-opublikowane-w-2022-r.html>

¹⁰⁹⁾ Biuletyn branżowy URE – Paliwa gazowe nr 54/2571, <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe-/4192,Taryfy-opublikowane-w-2022-r.html>

¹¹⁰⁾ Biuletyn branżowy URE – Paliwa gazowe nr 39/2556, <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/inne-decyzje-informacji/4193,Inne-decyzje-informacje-sprawozdania-opublikowane-w-2022-r.html>

¹¹¹⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/mnozniczki-wspolczynniki-3/9723,Rynek-gazu-konsultacje-dotyczace-rabatow-mnozownikow-i-wspolczynnikow-sezonowych-d.html>

¹¹²⁾ 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.

Rabat *ex-ante* nie będzie stosowany dla usług wirtualnego przesyłania zwrotnego (tzw. rewersu wirtualnego), dla których na podstawie § 14 rozporządzenia taryfowego gazowego jest stosowany współczynnik 0,2 (rabat w wysokości 80 proc.). Tym niemniej, w związku z art. 16 kodeksu taryfowego, współczynnik ten (a zatem i rabat 80 proc.) może być stosowany tylko do produktów z zakresu zdolności przerywanej.

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 16 (na 2023 r.) z działalności polegającej na przesyłaniu paliw gazowych zostały wyodrębnione usługi sprężania i usługi redukcji ciśnienia. Podstawowym celem wyodrębnienia tych usług była eliminacja nadmiernego subsydiowania skrośnego pomiędzy grupami odbiorców, korzystających z dodatkowych usług oraz niekorzystających z tych usług. Dotychczas całość kosztów usługi redukcji ciśnienia oraz część kosztów związanych z usługami sprężania paliw gazowych była ponoszona przez wszystkich użytkowników systemu przesyłowego, niezależnie od faktycznego korzystania z tych usług.

Usługi sprężania będą oferowane przez Operatora na wniosek użytkownika w wybranych punktach wejścia do systemu przesyłowego, w szczególności w celu wprowadzenia paliwa gazowego z lokalnych kopalń gazu ziemnego.

Miesięczną opłatę za usługę sprężania stanowić będzie suma dwóch składników:

- stałej opłaty abonamentowej ustalanej na podstawie kosztów stałych usługi sprężania dla danej tłoczni gazu [zł/miesiąc],
- opłaty zmiennej stanowiącej iloczyn:
 - ilości gazu zużytego do napędu sprężarek w danej tłoczni w części dotyczącej świadczonej usługi sprężania paliwa gazowego [kWh];
 - ceny referencyjnej gazu (CRG) dla obszaru bilansowania gazu wysokometanowego określanej jako cena stanowiąca średnioważoną cenę zakupu paliwa gazowego przez Operatora w miesiącu gazowym poprzedzającym miesiąc, w którym CRG będzie opublikowana [zł/kWh].

Usługi redukcji ciśnienia paliwa gazowego będą realizowane przez Operatora na instalacjach technologicznych znajdujących się w punktach wyjścia z systemu przesyłowego, w celu obniżenia ciśnienia gazu do ciśnienia średniego lub niskiego, w miejscu połączenia stacji gazowej z instalacją odbiorcy przyłączonego do systemu przesyłowego lub przyłączenia sieci dystrybucyjnej.

Dzięki tej usłudze, zostanie ograniczone subsydiowanie skrośne odbiorców potrzebujących usługi redukcji ciśnienia gazu do ciśnienia średniego lub niskiego przez:

- odbiorców posiadających własne stacje redukcyjno-pomiarowe oraz
- odbiorców, którzy nie potrzebują dodatkowej usługi redukcji ciśnienia.

Wprowadzenie tej usługi spowoduje, że koszty związane m.in. z eksploatacją i remontami stacji

redukcyjno-pomiarowych będą ponoszone przez użytkowników korzystających z tych usług. W dotychczasowych taryfach koszty te były uwzględniane w kalkulacji stawek opłat za przesyłanie paliw gazowych i tym samym ponoszone solidarnie przez wszystkich użytkowników.

W taryfie na 2023 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 50/50. 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.

Decyzją z 15 grudnia 2022 r.¹¹³⁾ została zatwierdzona zmiana taryfy nr 16 polegająca na aktualizacji stawek opłat za świadczone usługi przesyłania, usługi sprężania oraz usługi redukcji ciśnienia paliw gazowych, w związku ze wzrostem kosztów zakupu gazu i energii elektrycznej na potrzeby własne oraz wzrostem kosztów własnych uzależnionym od wzrostu średniorocznej dynamiki cen towarów i usług konsumpcyjnych, w porównaniu

¹¹³⁾ Biuletyn branżowy URE – Paliwa gazowe nr 131/2648, <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe/4192,Taryfy-opublikowane-w-2022-r.html>

do wartości prognozowanych przyjętych do kalkulacji taryfy.

OGP Gaz-System S.A. – taryfa dla przesyłania paliw gazowych polskim odcinkiem Systemu Gazociągów Tranzytowych Jamał-Europa na 2023 r.

W 2022 r. taryfę dla przesyłania paliw gazowych polskim odcinkiem Systemu Gazociągów Tranzytowych Jamał-Europa [Gazociąg Jamalski] po raz pierwszy opracowało i przedłożyło do zatwierdzenia Prezesowi URE przedsiębiorstwo energetyczne wyznaczone operatorem systemu przesyłowego na tym gazociągu, tj. OGP Gaz-System S.A. Wcześniej czynności te wykonywało przedsiębiorstwo energetyczne będące właścicielem Systemu Gazociągów Tranzytowych Jamał-Europa, tj. SGT EuRoPol GAZ S.A.

Zgodnie bowiem z art. 47 ust. 1aa ustawy – Prawo energetyczne, operator systemu przesyłowego gazowego albo operator systemu połączonego gazowego wyznaczony na sieci przesyłowej gazowej, niebędącej jego własnością, dokonuje ustalenia taryf dla paliw gazowych dla tej sieci, które podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE oraz proponuje okres ich obowiązywania. Decyzją z 29 sierpnia 2022 r. Prezes URE ustalił treść umowy o powierzeniu obowiązków operatora systemu przesyłowego na ww. gazociągu pomiędzy właścicielem SGT i OGP Gaz-System S.A.

Taryfa dla przesyłania paliw gazowych polskim odcinkiem Gazociągu Jamalskiego na 2023 r. została opracowana w oparciu o metodę wyznacza-

nia cen referencyjnych nr 2/SGT w zakresie sieci przesyłowej będącej własnością przedsiębiorstwa energetycznego SGT EuRoPol GAZ S.A. i uwzględnienia ustalenia w zakresie poziomu mnożników, współczynników sezonowych i rabatów, wynikające z Komunikatu Prezesa URE nr 11/2022 w tym zakresie. Poziom mnożników do usług krótkoterminowych i rabatów, stosowanych w przypadku przerwania usługi przerywanej, nie uległ zmianie w stosunku do taryfy na 2022 r.

Zgodnie z metodą do kalkulacji taryfy, przyjęto dwa prawdopodobne scenariusze przepływu gazu: Mallnow wejście – PWP wyjście (fizyczny przepływ, który w rzeczywistości jest realizowany) i przesył wirtualny PWP wejście – Mallnow wyjście.

W tym kontekście należy także odnotować, że od 27 kwietnia 2022 r. spółka Gazprom Export całkowicie wstrzymała dostawy gazu do Polski z kierunku wschodniego. Z uwagi na fakt, że System Gazociągów Tranzytowych nie jest obecnie wykorzystywany ani do importu gazu do Polski z kierunku wschodniego, ani do tranzytu gazu ze wschodu na zachód, w taryfie ustalone są stawki opłat dla trzech punktów: PWP wyjście, Mallnow wejście i Mallnow wyjście (brak stawek w punkcie Kondratki).

OGP Gaz-System S.A. – taryfa dla usług regazyfikacji LNG

Od 1 stycznia 2022 r. w rozliczeniach z tytułu świadczonych przez Operatora¹¹⁴⁾ Terminalu LNG

¹¹⁴⁾ Z dniem 31 marca 2021 r. nastąpiło połączenie OGP Gaz-System S.A. i Polskiego LNG S.A. przez przejęcie – na podstawie

im. Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu usług regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego (LNG) oraz usług dodatkowych, stosowana była taryfa nr 7 zatwierdzona decyzją Prezesa URE z 17 grudnia 2021 r. na okres od 1 stycznia 2022 r. do 31 grudnia 2022 r.¹¹⁵⁾

Natomiast decyzją z 16 grudnia 2022 r.¹¹⁶⁾ Prezes URE zatwierdził taryfę dla usług regazyfikacji LNG nr 8 na okres od 1 stycznia 2023 r. do 31 grudnia 2023 r.

Zatwierdzenie taryfy nr 8 skutkowało wzrostem średniej stawki za usługi regazyfikacji o 25,1 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 autocyferty wzrosła o 31,5 proc. Wzrosty te wynikały ze wzrostu kosztu zakupu energii elektrycznej i gazu ziemnego na potrzeby własne oraz wzrostu kosztów ubezpieczeń i uprawnień do emisji CO₂.

W taryfie nr 8, podobnie jak w taryfie poprzedniej, zostały ustalone stawki opłat (stałej i zmiennej) za pakietowe usługi regazyfikacji skroplonego

art. 492 §1 pkt 1 ustawy z dnia 15 września 2000 r. – Kodeks spółek handlowych, przy czym OGP Gaz-System S.A. był spółką przejmującą, a Polskie LNG S.A. spółką przejmowaną. Do tego czasu taryfa była kalkulowana przez Polskie LNG S.A. (w 100 proc. spółkę zależną OGP Gaz-System S.A.).

¹¹⁵⁾ Biuletyn branżowy URE – Paliwa gazowe nr 110/2511, <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe/4007,Taryfy-opublikowane-w-2021-r.html>

¹¹⁶⁾ Biuletyn branżowy URE – Paliwa gazowe nr 135/2652, <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe/4192,Taryfy-opublikowane-w-2022-r.html>

gazu ziemnego obejmujące: wyładunek LNG z tankowca, procesowe składowanie w zbiornikach, regazyfikację i oddanie paliwa gazowego do systemu przesyłowego oraz stawki opłat za usługi w zakresie przeładunku LNG na autocysterny. Usługi regazyfikacji LNG mogą być świadczone jako długoterminowe – w okresie dłuższym niż rok oraz usługi krótkoterminowe – w okresie co najmniej jednej doby gazowej. Ponadto, taryfa zawiera 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 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 operator nie uwzględnia w taryfie kosztów zakupu gazu zużywanego w procesie regazyfikacji. Koszt ten ponosi bezpośrednio Zlecający Usługą Regazyfikacji, akceptując fakt, że odbiera z Terminalu mniej gazu (w MWh) niż do niego wprowadza (w MWh).

W [oddziałach terenowych URE](#) w 2022 r. prowadzonych było łącznie 51 postępowań w sprawie taryf ustalonych przez przedsiębiorstwa, które prowadzą działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji paliw gazowych oraz w zakresie obrotu paliwami gazowymi w odniesieniu do odbiorców w gospodarstwach domowych.

Spośród prowadzonych postępowań, w 28 przypadkach zatwierdzono taryfy oraz wydano 11 decyzji zmieniających obowiązujące taryfy.

Na 31 grudnia 2022 r. w toku pozostawało 9 postępowań administracyjnych w sprawie zatwierdzenia taryfy dla paliw gazowych.



3. Wyznaczanie operatorów systemów gazowych

W świetle obowiązujących regulacji ustawy – Prawo energetyczne, operatorów systemów gazowych wyznacza Prezes URE w drodze decyzji:

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

Zgodnie z art. 4e¹ ustawy – Prawo energetyczne usługi przesyłania, dystrybucji, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego mogą być świadczone wyłącznie odpowiednio przez operatora systemu przesyłowego (OSP), operatora systemu dystrybucyjnego (OSD), operatora systemu magazynowania paliw gazowych (OSM), operatora systemu skraplania gazu ziemnego (OSGZ) lub operatora systemu połączonego. W związku z powyższą regulacją, przedsiębiorca posiadający stosowną koncesję nie może wykonywać działalności gospodarczej z zakresu przesyłania, dystrybucji, magazynowania paliw gazowych oraz skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, jeżeli nie posiada jednocześnie statusu operatora systemu.

Nieprzestrzeganie powyższego przepisu sankcjonowane jest karą pieniężną. W myśl art. 56 ust. 1 pkt 24a ustawy, karze pieniężnej podlega ten, kto nie będąc operatorem systemu przesyłowego, dystrybucyjnego, magazynowania paliw gazowych lub operatorem systemu skraplania gazu ziemnego lub operatorem systemu połączonego wyznaczonym na podstawie art. 9h, świadczy usługi przesyłania, dystrybucji, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego.

W ustawie – Prawo energetyczne zostały także określone zasady unbundlingu (rozdzielenia działalności) OSP, OSD oraz OSM. Ma to na celu zapewnienie skutecznego rozdziału działalności przesyłowej, działalności dystrybucyjnej i działalności w zakresie magazynowania paliw gazowych od działalności związanych z produkcją lub sprzedażą gazu ziemnego.

Niedostosowanie się do wymogów unbundlingu sankcjonowane jest karą pieniężną. W świetle art. 56 ust. 2 pkt 20 i 21 ustawy – Prawo energetyczne, karze pieniężnej podlega ten, kto nie przestrzega warunków i kryteriów niezależności operatora systemu, o których mowa w art. 9d ust. 1-2, a także ten, kto nie zapewnia wyznaczonemu dla swojej sieci operatorowi systemu spełnienia warunków i kryteriów niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1-2.

Zakres działalności, którą może wykonywać OSP gazowy, uregulowano w art. 9d ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym operator systemu przesyłowego oraz operator systemu połączonego pozostają pod względem formy prawnej

i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji niezależni od wykonywania innych działalności niezwiązanych z:

- przesyłaniem, dystrybucją lub magazynowaniem paliw gazowych, lub skraplaniem gazu ziemnego, lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego albo
- przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej. Ponadto, jak stanowi art. 9d ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne, w celu zapewnienia niezależności operatora systemu przesyłowego oraz operatora systemu połączonego, ta sama osoba lub podmiot nie może:
- bezpośrednio lub pośrednio wywierać decydującego wpływu lub wykonywać innych praw względem przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną oraz bezpośrednio lub pośrednio wywierać decydującego wpływu lub wykonywać innych praw względem operatora systemu przesyłowego lub połączonego ani wywierać decydującego wpływu na system przesyłowy lub system łączony,
- powoływać członków rady nadzorczej, zarządu lub innych organów uprawnionych do reprezentacji operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu połączonego, ani względem systemu przesyłowego lub połączonego oraz bezpośrednio lub pośrednio wywierać decydującego wpływu lub wykonywać praw względem przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem pa-

liwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną,

- pełnić funkcji członka rady nadzorczej, zarządu lub innych organów uprawnionych do reprezentacji operatora systemu przesyłowego lub połączonego, ani względem systemu przesyłowego lub systemu połączonego oraz pełnić tych funkcji w przedsiębiorstwie energetycznym zajmującym się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną.

Ustawa reguluje również zakres niezależności operatora systemu dystrybucyjnego gazowego. Zgodnie z art. 9d ust. 1d ustawy – Prawo energetyczne, OSD będący w strukturze przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo pozostaje pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji niezależny od innych działalności niezwiązanych z dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej. Ponadto, w celu zapewnienia niezależności operatora systemu dystrybucyjnego, należy spełnić łącznie następujące kryteria niezależności:

- osoby odpowiedzialne za zarządzanie operatorem systemu dystrybucyjnego nie mogą uczestniczyć w strukturach zarządzania przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo lub przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem, produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi lub przesyłaniem, wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną ani być odpowiedzialne, bezpośrednio lub pośrednio, za bieżącą działalność w tym zakresie,

- osoby odpowiedzialne za zarządzanie operatorem systemu dystrybucyjnego mają zapewnioną możliwość niezależnego działania,
- operator systemu dystrybucyjnego ma prawo podejmować niezależne decyzje w zakresie majątku niezbędnego do wykonywania działalności gospodarczej w zakresie dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej,
- organ przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo nie może wydawać operatorowi systemu dystrybucyjnego poleceń dotyczących jego bieżącej działalności ani podejmować decyzji w zakresie budowy sieci lub jej modernizacji, chyba że polecenia te lub decyzje dotyczyłyby działania operatora systemu dystrybucyjnego, które wykraczałyby poza zatwierdzony plan finansowy lub inny równoważny dokument (art. 9d ust. 1e ustawy – Prawo energetyczne).

Co więcej, jak stanowi art. 9d ust. 1h ustawy – Prawo energetyczne, operator systemu przesyłowego, operator systemu dystrybucyjnego oraz operator systemu połączonego nie mogą wykonywać działalności gospodarczej związanej z produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi lub energią elektryczną ani jej wykonywać na podstawie umowy na rzecz innych przedsiębiorstw energetycznych.

W ustawie przewidziano również zakres zwolnień z obowiązków unbundlingu dla OSD gazowych. Zgodnie z art. 9d ust. 7 ww. ustawy – Prawo energetyczne, obowiązek wydzielenia prawnego i organizacyjnego OSD gazowego nie dotyczy przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, obsługującego mniej niż 100 tys. odbior-

ców przyłączonych do systemu dystrybucyjnego gazowego, wchodzącego w skład tego przedsiębiorstwa, jeżeli sprzedaż paliw gazowych przez to przedsiębiorstwo w ciągu roku nie przekracza 150 mln m³, a także przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo obsługującego mniej niż 100 tys. odbiorców przyłączonych do systemu dystrybucyjnego gazowego wchodzącego w skład tego przedsiębiorstwa, jeżeli sprzedaż przez to przedsiębiorstwo dotyczy paliw gazowych innych niż gaz ziemny wysokometanowy lub zaazotowany, w tym skroplony gaz ziemny, dostarczanych siecią gazową.

W ustawie – Prawo energetyczne zawarte zostały także postanowienia dotyczące niezależności operatora systemu magazynowania. W myśl art. 9d ust. 1f tej ustawy OSM, będący częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, powinien pozostawać pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji niezależny od innych działalności niezwiązanych z magazynowaniem, przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych. Ponadto, zgodnie z art. 9d ust. 1g ustawy, w celu zapewnienia niezależności operatorowi systemu magazynowania należy spełnić łącznie następujące kryteria:

- osoby odpowiedzialne za zarządzanie operatorem systemu magazynowania nie mogą uczestniczyć w strukturach przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo lub przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi, ani być odpowiedzialne, bezpośrednio lub pośrednio, za bieżącą działalność w tym zakresie,

- osoby odpowiedzialne za zarządzanie operatorem systemu magazynowania mają zapewnioną możliwość niezależnego działania,
- operator systemu magazynowania ma prawo podejmować niezależne decyzje dotyczące majątku niezbędnego do wykonywania działalności gospodarczej w zakresie magazynowania paliw gazowych,
- 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 dotyczyłyby działań operatora systemu magazynowania, które wykraczałyby poza zatwierdzony plan finansowy lub inny równoważny dokument.

Ustawa – Prawo energetyczne określa poza tym przesłanki, jakie Prezes URE zobowiązany jest uwzględnić, wydając decyzję operatorską (art. 9h ust. 7) oraz okoliczności, które obligują regulatora do odmowy wyznaczenia danego przedsiębiorcy operatorem systemu (art. 9h ust. 8).

W ustawie znalazły się również uregulowania dotyczące zamkniętych systemów dystrybucyjnych (art. 9da-dc). Na ich podstawie 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 dystrybucyjnych oraz zasady uchylania decyzji w sprawie zamkniętego systemu dystrybucyjnego.

Decyzje w sprawach operatorów systemów gazowych

W 2022 r. Prezes URE wyznaczył 1 OSD gazowego, wydał 12 decyzji dotyczących zmiany decyzji operatorskich oraz stwierdził wygaśnięcie 3 decyzji w sprawie 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 2022 r., na rynku paliw gazowych funkcjonowali następujący operatorzy:

- 1 operator systemu przesyłowego gazowego,
- 51 operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych (w tym jeden prawnie wydzielony),

- 1 operator systemu magazynowania,
- 7 operatorów systemów skraplania gazu ziemnego.

Na terytorium kraju funkcjonuje jeden OSP, którym jest jednoosobowa spółka Skarbu Państwa OGP Gaz-System S.A. Działalność OSP obejmowała w 2022 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., posiadająca w 2022 r. koncesję na przesyłanie paliw gazowych. Operatorstwo na odcinku gazociągu tranzytowego 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.

Na mocy ustawy z 24 lutego 2022 r. wprowadzono szereg zmian do art. 9h ustawy – Prawo energetyczne oraz dotyczących uprawnień i obowiązków OSP oraz właściciela sieci przesyłowej gazowej. Powyższa nowelizacja weszła w życie 26 marca 2022 r. i zgodnie z uzasadnieniem ma na celu uzupełnienie i doprecyzowanie przepisów ustawy – Prawo energetyczne m.in. w zakresie uprawnień, obowiązków oraz obszaru działania operatora systemu przesyłowego gazowego, operatora systemu połączonego gazowego oraz

właściciela sieci przesyłowej gazowej, na której wyznaczono operatora systemu przesyłowego gazowego oraz relacji pomiędzy właścicielem sieci przesyłowej gazowej, a operatorem systemu przesyłowego gazowego wyznaczonym na tej sieci.

Zgodnie z art. 7 powyższej nowelizacji, w przypadku gdy przed dniem wejścia w życie ustawy, a po wyznaczeniu operatora systemu przesyłowego gazowego albo operatora systemu połączonego gazowego na sieci przesyłowej gazowej wchodzącej w skład systemu przesyłowego, który 3 września 2009 r. należał do przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, doszło do zmiany okresu ważności udzielonej temu operatorowi koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie przesyłania paliw gazowych, z dniem wejścia w życie ustawy okres wyznaczenia operatora na tej sieci z mocy prawa ulega zrównaniu z okresem ważności udzielonej mu koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie przesyłania paliw gazowych. Z uwagi na spełnienie przesłanek określonych w ww. przepisie, okres wyznaczenia OGP Gaz-System S.A., jako OSP na ww. gazociągu, został z mocy prawa przedłużony do 6 grudnia 2068 r., tj. do dnia obowiązywania udzielonej OGP Gaz-System S.A. koncesji na przesyłanie paliw gazowych.

Natomiast zgodnie z wprowadzonym na mocy ww. nowelizacji art. 33 ust. 3aa ustawy – Prawo energetyczne, w przypadku gdy operator systemu przesyłowego gazowego albo operator systemu połączonego gazowego wyznaczony na sieci przesyłowej gazowej wchodzącej w skład systemu przesyłowego, który 3 września 2009 r. należał do

przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, ma prawo do korzystania z majątku właściciela tej sieci niezbędnego do pełnienia obowiązków operatora z jej wykorzystaniem, w tym wykonywania działalności gospodarczej w zakresie przesyłania paliw gazowych, posiadana przez tego operatora koncesja na przesyłanie paliw gazowych z mocy prawa obejmuje również wykonywanie działalności gospodarczej polegającej na przesyłaniu paliw gazowych tą siecią.

W powyższej nowelizacji przewidziano też, mający substytucyjny charakter, mechanizm nakazujący Prezesowi URE wszczęcie postępowania w sprawie wydania decyzji zastępującej umowę powierzającą pełnienie obowiązków operatora systemu przesyłowego gazowego, jeżeli nie otrzyma informacji o zawarciu kolejnej umowy. W myśl przepisów tej nowelizacji, Prezes URE korzysta z przewidzianej w art. 9h ust. 3e ustawy – Prawo energetyczne kompetencji do wydania decyzji, zastępującej umowę powierzającą jedynie wówczas, gdy strony dotychczasowej umowy powierzającej nie dojdą do porozumienia w zakresie treści kolejnej umowy w określonym w ustawie terminie.

W związku z faktem, że we wskazanym w ustawie – Prawo energetyczne terminie Prezes URE nie otrzymał informacji o zawarciu kolejnej umowy powierzającej, 4 maja 2022 r. wszczęto postępowanie administracyjne w sprawie ustalenia treści tej umowy. Prezes URE 29 sierpnia 2022 r. wydał decyzję ustalającą treść kolejnej umowy powierzającej pomiędzy OGP Gaz-System S.A. a SGT EuRoPol GAZ S.A. Umowa ta weszła w życie 1 stycznia 2023 r. i będzie obowiązywała do 6 grudnia 2068 r. Decy-

zja Prezesa URE, zgodnie z przepisami, zastępuje kolejną umowę powierzającą pomiędzy tymi spółkami w zakresie objętym tą decyzją oraz określa m.in.: obszar wykonywania działalności gospodarczej przez operatora, zasady realizacji obowiązków przez strony, majątek SGT EuRoPol GAZ S.A. niezbędny do pełnienia przez OGP Gaz-System S.A. obowiązków operatora z jego wykorzystaniem, wraz z zasadami korzystania z tego majątku, sposób ustalenia wynagrodzenia należnego SGT EuRoPol GAZ S.A. za korzystanie przez operatora z tego majątku oraz zasady odpowiedzialności stron z tytułu niewykonania lub nienależytego wykonania zobowiązań wynikających z umowy, w tym kary umowne.

Na terytorium kraju, według stanu na 31 grudnia 2022 r., funkcjonowało 51 OSD gazowych, w tym jeden prawnie i funkcjonalnie wydzielony. Tym podmiotem była PSG Sp. z o.o. należąca do GK PGNiG (aktualnie do GK Orlen). Spółka ta wykonuje działalność gospodarczą polegającą na dystrybucji paliw gazowych sieciami dystrybucyjnymi o ciśnieniu niskim, średnim i wysokim na potrzeby odbiorców zlokalizowanych na terytorium Polski.

W 2022 r. funkcję OSM pełniła spółka Gas Storage Poland Sp. z o.o. wyznaczona OSM, na mocy decyzji Prezesa URE, do 31 maja 2023 r. W 2022 r. prowadzone było postępowanie administracyjne w sprawie przedłużenia terminu obowiązywania decyzji operatorskiej wydanej dla tej spółki. Decyzją z 30 maja 2022 r. Prezes URE przedłużył o rok (tj. do 31 maja 2023 r.) okres wyznaczenia spółki operatorem systemu magazynowania paliw gazowych. Pełni ona swoją funkcję na majątku stano-

wącym własność PKN Orlen S.A. (uprzednio: PGNiG S.A.).

W I kwartale 2023 r. Prezes URE zakończył dwa postępowania dotyczące zmiany oznaczenia pojemności magazynowej czynnej w posiadanej przez Gas Storage Poland Sp. z o.o. koncesji MPG – kolejno w zakresie zmniejszenia pojemności PMG „Kosakowo” z dotychczasowych 299,70 mln m³ do 296,80 mln m³ (z uwagi na zjawisko konwergencji) oraz w zakresie zwiększenia pojemności magazynowej czynnej PMG „Strachocina” z dotychczasowych 360 mln m³ do 460 mln m³. Aktualnie zatem pojemność magazynowa czynna wszystkich PMG wynosi łącznie 3 327,72 mln m³.

Według stanu na 31 grudnia 2021 r., siedem podmiotów posiadało przyznany przez Prezesa URE status operatora systemu skraplania gazu ziemnego.

.....

4. Zatwierdzanie Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci

Operator systemu przesyłowego

Prezes URE 15 grudnia 2022 r. wydał decyzję o zmianie IRIESP, na mocy której dodano zapisy

Wykonywanie zadań przez Gas Storage Poland Sp. z o.o. w odniesieniu do instalacji magazynowych wysokometanowego gazu ziemnego (grupa E), stan na 31 grudnia 2022 r.

Instalacja magazynowa	Lokalizacja na terenie gminy	Pojemność magazynowa czynna [mln m ³]
PMG „Husów”	Łąńcut i Markowa	500,00
PMG „Wierzchowice”	Milicz i Krośnice	1 300,00
PMG „Mogilno” (z wyłączeniem tej części instalacji magazynowej, która jest niezbędna do realizacji zadań operatora systemu przesyłowego gazowego)	Mogilno i Rogowo	580,92
PMG „Swarzów”	Dąbrowa Tarnowska i Olesko	90,00
PMG „Brzeźnica”	Dębica	100,00
PMG „Strachocina”	Sanok i Brzozów	360,00
PMG „Kosakowo”	Kosakowo	299,70
Łącznie		3 230,62

regulujące świadczenie usługi redukcji ciśnienia paliwa gazowego. Decyzja ta, w przedmiocie zatwierdzenia IRIESP, jest dostępna na stronie internetowej URE¹¹⁷⁾ i jest decyzją częściową.

Prezes URE prowadził także postępowanie administracyjne w przedmiocie zatwierdzenia IRIESP Polskiego Odcinka Systemu Gazociągów Tranzytowych Jamał-Europa. Projekt dostępny jest na stronie OGP Gaz-System S.A.¹¹⁸⁾

Operator systemu dystrybucyjnego

W 2022 r. Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. przeprowadziła konsultacje istotnych postanowień

¹¹⁷⁾ <https://bip.ure.gov.pl/download/3/16121/ZmianaInstrukcjiRuchuiEksploatacjiSieciPrzesylowejOperatoraGazociagowPrzesylowyc.pdf>

¹¹⁸⁾ <https://www.gaz-system.pl/pl/dla-klientow/konsultacje-z-rynkiem/archiwum-konsultacji.html>

umownych stanowiących załącznik do IRIESD, o których mowa w art. 9g ust. 5d ustawy – Prawo energetyczne, a następnie Prezes URE prowadził postępowanie administracyjne w przedmiocie ich zatwierdzenia, jako zmian do IRIESD.

Regulator prowadził także postępowania w przedmiocie zatwierdzenia IRIESD G.EN. Operator Sp. z o.o. oraz ECO Logistyka Sp. z o.o.

Operator systemu magazynowania

W 2022 r. Gas Storage Poland Sp. z o.o. przeprowadziła konsultacje IRIEIM, a następnie OSM przedłożył projekt Instrukcji do zatwierdzenia przez Prezesa URE. W 2022 r. toczyło się postępowanie administracyjne w przedmiocie jej zatwierdzenia.

Projekt IRIEIM dostępny jest na stronie internetowej Operatora¹¹⁹⁾.

Operator systemu skraplania gazu ziemnego

Zgodnie z art. 9g ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, operator systemu skraplania gazu ziemnego jest obowiązany do opracowania instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji skroplonego gazu ziemnego. OGP Gaz-System S.A., po przeprowadzeniu konsultacji z uczestnikami rynku, przedłożyła do zatwierdzenia projekt Instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji skroplonego gazu ziemnego

¹¹⁹⁾ <https://ipi.gasstoragepoland.pl/pl/menu/transparency-template/?page=regulacje-prawne/regulamin-magazynowania/konsultacje-projektu-iriejim/>

go zlokalizowanej w Świnoujściu wraz z informacją o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia¹²⁰⁾.



5. Wspólny rynek gazu – wdrożenie kodeksów sieciowych

Przepisy rozporządzeń 715/2009 (w tym załącznika do tego rozporządzenia), CAM, BAL, 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 2022 r. następujące decyzje, jak w poniższej tabeli.

Zgodnie z art. 28 ust. 1 NC CAM, Prezes URE otrzymał wniosek o zatwierdzenie projektu przepustowości przyrostowej dla granicy pomiędzy obszarami rynkowymi Polska-Ukraina, natomiast zgodnie z art. 4 ust. 3 NC IO, otrzymał od OGP

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 ¹²¹⁾
PSG Sp. z o.o.	Zatwierdzenie „Metody sporządzania prognoz dotyczących mierzonych rzadziej niż codziennie ilości paliw gazowych odbieranych przez użytkowników systemu gazowego”	art. 9cb ustawy – Prawo energetyczne ¹²²⁾
OGP Gaz-System S.A.	Zatwierdzenie punktów właściwych systemu KSP i systemu SGT	art. 18 ust. 4 rozporządzenia 715/2009 w zw. z art. 18 ust. 3i pkt 3.2. ppkt 1, 2 i 3 załącznika I do rozporządzenia 715/2009 ¹²³⁾
OGP Gaz-System S.A.	Zobowiązanie do stosowania zasad określonych w punkcie 2.2.3. podpunkt 3 załącznika I do rozporządzenia 715/2009 oraz zakończenie stosowania mechanizmu udostępniania zdolności ciągłej z jednodniowym wyprzedzeniem na zasadzie „wykorzystaj lub strać”: 1. GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS – wejście do systemu polskiego 2. GCP GAZ-SYSTEM/UA TSO – wejście do systemu polskiego	art. 16 ust. 3 i art. 24 rozporządzenia 715/2009 w zw. z art. 18 ust. 3 i pkt 3.2. ppkt 1, 2 i 3 załącznika I do rozporządzenia 715/2009 ¹²⁴⁾
OGP Gaz-System S.A.	Zatwierdzenie Metody wyznaczania cen referencyjnych nr 2/OGP w zakresie własnej sieci przesyłowej Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A. na okres: od godziny 6:00 dnia 1 stycznia 2023 r. do godziny 6:00 dnia 1 stycznia 2025 r.	art. 27 ust. 4 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/460 z 16 marca 2017 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący zharmonizowanych struktur taryf przesyłowych dla gazu ¹²⁵⁾
OGP Gaz-System S.A.	Zatwierdzenie 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.	art. 27 ust. 4 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/460 z 16 marca 2017 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący zharmonizowanych struktur taryf przesyłowych dla gazu ¹²⁶⁾

Źródło: URE.

¹²⁰⁾ <https://www.gaz-system.pl/pl/terminal-Ing/instrukcja-terminalu/konsultacje-z-rynkiem.html>

¹²¹⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/paliwa-gazowe/europejski-rynek-gazu-1/decyzje/10543,GAZ-SYSTEM-otrzymal-zgode-Prezesa-URE-na-obrot-gazem-na-sasiadujacych-obszarach-.htm>

¹²²⁾ <https://www.psgaz.pl/metoda-prognozowania-ilosci-odbieranych-przez-uzytkownika-sieci>

¹²³⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/paliwa-gazowe/europejski-rynek-gazu-1/decyzje/10294,Rynek-gazu-Prezes-URE-zatwierdzil-trzy-nowe-punkty-na-polaczeniach-gazowych-syst.html>

¹²⁴⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/paliwa-gazowe/europejski-rynek-gazu-1/decyzje/10745,Prezes-URE-podjal-decyzje-w-sprawie-procedur-zarządzania-ograniczeniami-kontrakt.html>

¹²⁵⁾ <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>

¹²⁶⁾ Ibidem.

Gaz-System S.A. porozumienia dotyczące połączeń międzysystemowych tzw. INTERCONNECTION AGREEMENT, zawarte z następującymi operatorami:

- litewskim AB Amber Grid – porozumienie z 21 marca 2022 r. (rozpoczęcie współpracy od 1 maja 2022 r.),
- duńskim Energinet SOV – porozumienie z 3 października 2022 r. (rozpoczęcie współpracy od 1 października 2022 r.),
- słowackim Eustream a.s. – porozumienie z 10 listopada 2022 r. (rozpoczęcie współpracy od 24 listopada 2022 r.).

Wdrożenie kodeksów sieciowych NC TAR

W 2022 r. kontynuowano realizację obowiązków wynikających z rozporządzenia NC TAR, które weszło w życie 6 kwietnia 2017 r., za wyjątkiem przepisów rozdziałów VI i VIII, stosowanych od października 2017 r. oraz rozdziałów II, III i IV, stosowanych od 31 maja 2019 r. Rozporządzenie NC TAR jest jednym z tzw. „kodeksów sieci”, których procedura opracowania i uchwalenia została przewidziana w art. 6 rozporządzenia 715/2009, wiąże ono w całości i jest stosowane bezpośrednio we wszystkich krajach członkowskich Unii Europejskiej.

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

syłania 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 obniżyć rachunków za gaz dla gospodarstw domowych.

Wzmocnieniu stabilności finansowej operatorów przesyłowych gazu ma służyć wprowadzone przez rozporządzenie NC TAR tzw. konto regulacyjne (ang. regulatory account). Dzięki jego zastosowaniu będzie możliwe 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 długo- lub krótkoterminowej zostanie wyeliminowane. Dotychczas dokonano uzgodnienia stanu konta regulacyjnego dla OGP Gaz-System S.A. na 31 grudnia 2019 r., 31 grudnia 2020 r. oraz 31 grudnia 2021 r., obszerniejsze informacje w tej sprawie zostały zamieszczone w decyzjach zatwierdzających taryfy dla usług przesyłania paliw gazowych na 2021, 2022 i 2023 r., dostępnych na stronie internetowej Urzędu.

W kalkulacji taryf za usługi przesyłania paliw gazowych na 2023 r., świadczone z wykorzystaniem sieci przesyłowej będącej własnością OGP Gaz-System S.A. oraz sieci będącej własnością przedsiębiorstwa SGT EuRoPol GAZ S.A.¹²⁷⁾, były stosowane postanowienia *Metody wyznaczania cen referencyjnych nr 2/OGP w zakresie własnej sieci przesyłowej Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A. na okres: od godziny 6:00 dnia 1 stycznia 2023 r. do godziny 6:00 dnia 1 stycznia 2025 r.*¹²⁸⁾ 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.*¹²⁹⁾

W postępowaniach administracyjnych w sprawie zatwierdzenia powyższych metod wyznaczania cen referencyjnych zostały wykorzystane wyniki konsultacji przeprowadzonych przez Operatora w dniach od 31 sierpnia do 31 października 2021 r., dotyczących lat 2023–2024 w zakresie własnej

¹²⁷⁾ 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.

¹²⁸⁾ <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>

¹²⁹⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/wyznaczanie-cen-referen/8186,Kodeks-sieci-dotyczacy-zharmonizowanych-struktur-taryf-przesylowych-dla-gazu.html>

sieci przesyłowej¹³⁰⁾ oraz sieci przesyłowej będącej własnością SGT EuRoPol GAZ S.A.¹³¹⁾ Po ich zakończeniu, Operator opublikował uzyskane odpowiedzi i ich podsumowanie. Natomiast stosownie do postanowień art. 27 ust. 3 rozporządzenia NC TAR, 21 grudnia 2021 r. ACER opublikowała oraz przesłała do Urzędu oraz Operatora wnioski z analiz dokumentów konsultacyjnych, przeprowadzonych zgodnie z ust. 2 ww. przepisu¹³²⁾.

W myśl art. 27 ust. 4 rozporządzenia NC TAR, Prezes URE 31 marca 2022 r., dochowując terminu 5 miesięcy od zakończenia ostatecznych konsultacji, wydał uzasadnione decyzje¹³³⁾ dotyczące metod wyznaczania cen referencyjnych, obejmujących elementy określone w art. 26 ust. 1 rozporządzenia NC TAR w zakresie sieci przesyłowej OGP Gaz-System S.A. oraz sieci będącej własnością SGT EuRoPol GAZ S.A. Decyzje zostały ogłoszone na stronie internetowej URE oraz przesłane do ACER i Komisji Europejskiej.

W okresie od 14 listopada 2022 r. do 16 stycznia 2023 r. Prezes URE po raz piąty konsultował kwestie¹³⁴⁾, o których mowa w art. 28 rozporządze-

nia 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, na 2024. Konsultacje dotyczyły sieci OGP Gaz-System S.A. oraz sieci przesyłowej będącej własnością SGT EuRoPol GAZ S.A. W trakcie konsultacji wpłynęła opinia Regulatora Duńskiego¹³⁵⁾ wyrażająca brak zastrzeżeń odnośnie konsultowanych zagadnień.

W dniu 20 lutego 2023 r. Prezes URE wydał i opublikował *Informację nr 7/2023 w sprawie poziomu mnożników, współczynników sezonowych i rabatów, o których mowa w art. 28 ust. 1 lit. a)-c) Kodeksu taryfowego, uwzględnianych w kalkulacji taryf dla usług przesyłania paliw gazowych na okres od 1 stycznia 2024 r. do 31 grudnia 2024 r.* Postanowienia powyższej Informacji będą uwzględnione w kalkulacji taryf na 2024 r. dla sieci OGP Gaz-System S.A. oraz sieci przesyłowej będącej własnością SGT EuRoPol GAZ S.A.

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 dłuższy niż okres regulacyjny. W związku z tym, że taryfy dla usług przesyłania paliw gazowych są zatwierdzane na okres 12 miesięcy, przedmiotowe konsultacje są przeprowadzane każdego roku.

¹³⁵⁾ Forsyningstilsynet – Danish Utility Regulator.

Prezes URE 18 marca 2022 r. wydał i opublikował informację¹³⁶⁾ dotyczącą poprzednich konsultacji, o których mowa w art. 28 ust. 1 lit. a)-c) Kodeksu taryfowego. Postanowienia powyższej Informacji zostały uwzględnione w kalkulacji taryf na 2023 r.

6. 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 zapewnią, 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*

¹³⁶⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/mnozники-wspolczynniki-3/9723,Rynek-gazu-konsultacje-dotyczace-rabatow-mnozownikow-i-wspolczynnkow-sezonowych-d.html>

unbundling) podmiot będący operatorem sieci jest równocześnie jej właścicielem i pozostaje on w pełni niezależny od jakiegokolwiek 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. 3 ust. 2 rozporządzenia 715/2009, w terminie 2 miesiące 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.

Postępowania w sprawie przyznania certyfikatu niezależności OSP

W 2022 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.).

W roku sprawozdawczym 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.

Certyfikacja operatora systemu magazynowania paliw gazowych

Na mocy ustawy z 15 grudnia 2022 r. zostały transponowane do polskiego porządku prawnego przepisy dotyczące certyfikacji operatora systemu magazynowania paliw gazowych i weszły one w życie 21 grudnia 2022 r. Powyższa nowelizacja, w związku z wejściem w życie rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2022/1032 z dnia 29 czerwca 2022 r. w sprawie zmiany rozporządzeń (UE) 2017/1938 i (WE) nr 715/2009 w odniesieniu do magazynowania gazu¹³⁷⁾, realizuje nałożony na państwo członkowskie obowiązek

zapewnienia, aby każdy operator systemu magazynowania, w tym każdy operator systemu magazynowania kontrolowany przez operatora systemu przesyłowego, był certyfikowany, zgodnie z procedurą określoną w artykule 3a tego rozporządzenia. Certyfikacja ma zapewnić wyeliminowanie ryzyka związanego z możliwością wpływania na działalność operatora systemu magazynowania w sposób, który mógłby zagrozić bezpieczeństwu dostaw paliw gazowych na poziomie krajowym, regionalnym lub unijnym.

Zgodnie z przepisami, operatorem systemu magazynowania może 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 ogólnounijnym, 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 Komisji Europejskiej w formie projektu decyzji w celu wydania opinii, o której mowa w art. 3a ust. 6 rozporządzenia 715/2009. Prezes URE po stwierdzeniu, że przedsiębiorstwo energetyczne spełnia kryteria, o których mowa w art. 3a ww. rozporządzenia, przyznaje temu przedsiębiorstwu, w drodze decyzji, certyfikat, w terminie 25 dni roboczych od dnia wydania opinii przez KE. Zgodnie z art. 3a ust. 6

¹³⁷⁾ Dz. U. UE L 173/17.

ww. rozporządzenia, instytucja certyfikująca w jak największym stopniu uwzględni opinię Komisji.

W 2022 r. Prezes URE nie prowadził postępowania w sprawie certyfikacji OSM. Zgodnie z art. 71 ust. 1 powyższej nowelizacji, przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na magazynowanie paliw gazowych w instalacjach magazynowych występuje do Prezesa URE z wnioskiem, o którym mowa w art. 9h³ ust. 2 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne, w terminie do 3 listopada 2023 r. Z kolei ust. 2 ww. powyższego przepisu stanowi, że pozostają w mocy decyzje o wyznaczeniu operatora systemu magazynowania wydane przed dniem wejścia w życie ww. nowelizacji.



7. Monitorowanie funkcjonowania operatorów

7.1. Monitorowanie wypełniania zadań przez operatorów systemów dystrybucyjnych, skraplania gazu ziemnego i magazynowania w zakresie warunków dostępu do sieci i instalacji

Monitorowanie wypełniania zadań przez operatora systemu przesyłowego

Prezes URE corocznie monitoruje wypełnianie zadań przez OSP, przede wszystkim w ramach postępowania w przedmiocie zatwierdzenia 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 2022 r., w tym w szczególności:

1. Dostęp do sieci przesyłowej w okresie sprawozdawczym.
2. Własność gazu wprowadzanego do sieci przesyłowej (punkt 20.8.1.3. IRiESP oraz punkt 16.5.1.3. IRiESP SGT).
3. Udostępnianie połączeń z innymi systemami przesyłowymi z uwzględnieniem zdolności ciągłych i przerywanych (w tym w systemie SGT) (tab. 72 str. 155-156).
4. Wysokość pobieranych opłat i udzielanych bonifikat naliczanych przez OSP na podstawie IRiESP w okresie sprawozdawczym.
5. Realizacja obowiązków wynikających z rozporządzenia 715/2009, w tym:
 - zagwarantowanie wszystkim użytkownikom sieci niedyskryminacyjnego dostępu do usług przesyłowych, zarówno ciągłych i przerywanych oraz krótko- i długoterminowych, na równoważnych warunkach umownych,
 - realizacja obowiązków informacyjnych oraz dokumentacyjnych, w tym w szczególności wskazanych w art. 18 rozporządzenia 715/2009,
 - realizacja obowiązków informacyjnych oraz dokumentacyjnych wskazanych w pkt 3 załącznika I do rozporządzenia 715/2009, w tym realizacja obowiązków informacyjnych, o których mowa w pkt 3.1.2 oraz pkt 3.3 ppkt 1-5 załącznika I do rozporządzenia 715/2009,

- 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:
 - a) informowanie uczestników o okolicznościach, które mogą mieć wpływ na dostępność zakontraktowanej zdolności;
 - b) oferowanie niewykorzystanej zdolności na rynku pierwotnym na warunkach przewidywujących co najmniej jednodniowe wyprzedzenie i na zasadach przerywanych, w przypadku ograniczeń kontraktowych;
 - c) umożliwienie użytkownikom sieci odsprzedanie bądź udostępnienie na podstawie innego tytułu prawnego niewykorzystywanej zakontraktowanej zdolności na rynku wtórnym,
 - 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,
 - wykorzystanie środków uzyskanych przez OSP z tytułu zarządzania ograniczeniami systemowymi (kontraktowymi) pod kątem rozbudowy systemu przesyłowego, zgodnie z postanowieniami IRiESP,
 - prowadzenie dokumentacji zgodnie z art. 20 rozporządzenia 715/2009.
6. Realizacja obowiązków wynikających z rozporządzenia BAL, w tym:

Tabela 72. Połączenia z innymi systemami przesyłowymi z uwzględnieniem zdolności ciągłych i przerywanych (w tym w systemie SGT)

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	MWh/rok	101 315 733	21 939 280	58 459 474	684 693	42 856 259	21 254 587	0	19 791 061	44 319 785
				mln m ³ /rok	9 087	1 968	5 277	62	3 810	1 906	0	1 824	3 892
OSGT GAZ-SYSTEM S.A.	Polska	Punkt Wzajemnego Połączenia (wy)	Polska/SGT	MWh/rok	0	87 346 135	0	770 959	0	86 575 176	0	86 129 336	445 840
				mln m ³ /rok	0	7 941	0	70	0	7 871	0	7 831	40
ONTRAS	Niemcy	GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS (we)	Polska	MWh/rok	16 753 098	12 697 620	16 829 923	1 210 202	0	11 487 418	0	-43 566	11 530 984
				mln m ³ /rok	1 503	1 139	1 509	109	0	1 030	0	21	1 010
ONTRAS	Niemcy	GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS (wy)	Niemcy	MWh/rok	4 915 446	12 861 222	110 295	0	4 805 151	12 861 222	4 529 344	12 861 222	275 807
				mln m ³ /rok	441	1 153	10	0	431	1 153	407	1 153	24
Severomoravska Plynarenska	Czechy	Branice Czechy	Polska	MWh/rok	15 794	15 794	0	0	15 794	15 794	12 005	15 794	3 789
				mln m ³ /rok	1	1	0	0	1	1	1	1	0
Net4Gas	Czechy	Cieszyn (we)	Polska	MWh/rok	6 593 915	1 393 715	6 489 709	0	104 206	1 393 715	0	-2 245 987	3 743 908
				mln m ³ /rok	587	124	578	0	9	124	0	-197	330
Net4Gas	Czechy	Cieszyn (wy)	Czechy	MWh/rok	0	6 593 915	0	0	0	6 593 915	0	6 405 980	187 935
				mln m ³ /rok	0	587	0	0	0	587	0	570	17
Eustream	Słowacja	Vyrava (we) ²⁾	Polska	MWh/rok	8 697 000	869 700	322 632	0	8 374 368	869 700	8 054 053	869 700	320 315
				mln m ³ /rok	780	78	29	0	751	78	723	78	28
Eustream	Słowacja	Vyrava (wy) ²⁾	Słowacja	MWh/rok	7 225 200	722 520	0	0	7 225 200	722 520	7 225 199	722 520	1
				mln m ³ /rok	648	65	0	0	648	65	648	65	0
LLC Gas TSO of Ukraine	Ukraina	GCP GAZ-SYSTEM/UA TSO (we)	Polska	MWh/rok	49 494 000	21 978 319	35 511 220	0	13 982 780	21 978 319	1 943 024	21 978 319	12 039 756
				mln m ³ /rokk	4 380	1 945	3 143	0	1 237	1 945	180	1 945	1 058
LLC Gas TSO of Ukraine	Ukraina	GCP GAZ-SYSTEM/UA TSO (wy) ¹⁾	Ukraina	MWh/rok	0	56 624 119	3 151 680	3 909 408	0	52 714 711	0	47 303 296	5 411 415
				mln m ³ /rok	0	5 011	279	346	0	4 665	0	4 189	476
Bieltransgaz	Białoruś	Wysokoje	Polska	MWh/rok	61 703 250	28 630 308	30 886 000	0	30 817 250	28 630 308	17 989 802	28 630 308	12 827 448
				mln m ³ /rok	5 475	2 540	2 741	0	2 734	2 540	1 592	2 540	1 142
Bieltransgaz	Białoruś	Tietierowka	Polska	MWh/rok	2 665 580	1 875 779	800 852	0	1 864 728	1 875 779	1 428 251	1 875 779	436 477
				mln m ³ /rok	237	166	71	0	166	166	127	166	39
AB Amber Grid	Litwa	Santaka (we) ²⁾	Polska	MWh/rok	3 840 595	8 958 817	6 103 996	1 940 197	0	7 018 620	0	632 640	6 385 980
				mln m ³ /rok	344	803	547	174	0	629	0	71	558
AB Amber Grid	Litwa	Santaka (wy) ²⁾	Litwa	MWh/rok	11 386 380	5 717 809	2 992 552	100 595	8 393 828	5 617 214	6 133 621	5 617 214	2 260 207
				mln m ³ /rok	1 021	513	268	9	753	504	556	504	197
Energinet	Dania	FAXE (Baltic Pipe wejście) ²⁾	Polska	MWh/rok	28 324 032	11 996 160	23 390 812	0	4 933 220	11 996 160	0	9 473 868	7 455 512
				mln m ³ /rok	2 514	1 065	1 988	0	526	1 065	0	950	640
Energinet	Dania	FAXE (Baltic Pipe wyjście) ²⁾	Dania	MWh/rok	8 136 987	813 699	237 792	0	7 899 195	813 699	7 713 565	813 699	185 630
				mln m ³ /rok	692	69	21	0	671	69	655	69	16
GASCADE Gastransport GmbH	Niemcy	Mallnow SGT (we)	Polska	MWh/rok	67 452 000	55 803 013	41 904 936	4 072 247	25 547 064	51 730 766	0	40 609 032	36 668 798
				mln m ³ /rok	6 535	5 406	1 883	0	4 652	5 406	1 432	5 406	3 220

Nazwa operatora systemu	Kraj operatora	Miejsce połączenia	Kierunek dostaw	Całkowita zdolność przesyłowa*		Zarezerwowane zdolności przesyłowe		Niezarezerwowane zdolności przesyłowe		Niewykorzystane zarezerwowane zdolności przesyłowe		Prześlą zrealizowany – zdolności ciągłe i przerywane	
				ciągła	przerywana	ciągłe	przerywane	ciągłe	przerywane	ciągłe	przerywane		
GASCADE Gastransport GmbH	Niemcy	Mallnow SGT (wy)	Niemcy	MWh/rok	339 997 491	33 000 672	19 434 961	0	320 562 530	33 000 672	313 597 233	33 000 672	6 965 297
				mln m ³ /rok	32 939	3 197	4 060	395	28 879	2 802	28 268	2 802	612
Gazprom Transgaz Białoruś	Białoruś	Kondratki	Polska	MWh/rok	374 901 072	116 473	56 368 198	0	318 532 874	116 473	304 256 684	116 473	14 276 190
				mln m ³ /rok	36 321	11	5 461	0	30 860	11	29 589	11	1 272

* Maksymalna zdolność przesyłowa, jaką operator systemu przesyłowego może zaoferować użytkownikom sieci, biorąc pod uwagę integralność systemu i wymagania eksploatacyjne sieci przesyłowej.

¹⁾ W punkcie GCP Gaz-System/UA TSO (wy) zdolność przesyłowa oferowana była w ramach produktów przerywanych warunkowo ciągłych (produkty roczne, kwartalne, miesięczne i dobowe/śróddzienne) oraz w ramach produktów ciągłych (miesięczne i dobowe/śróddzienne).

²⁾ Wartości w kolumnie „Całkowita zdolność przesyłowa” uwzględniają przepustowość od daty komercyjnego uruchomienia punktów w 2022 r.

Źródło: OGP Gaz-System S.A.

- wysokość opłat związanych ze statusem bilansowym i realizacja obowiązków informacyjnych w tym zakresie, w szczególności w zakresie opłaty za niezbilansowanie dobowe w poszczególnych obszarach bilansowania; wskazania, w oparciu o jakie dane ww. wysokość opłat była obliczana,
- działania poczynione w celu harmonizacji systemów bilansowania oraz minimalizacji struktury i poziomu opłat za bilansowanie,
- 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 niezbilansowania dla wszystkich użytkowników na rozpoczęcie każdego okresu bilansowania oraz progno-

zowanego łącznego niezbilansowania dla wszystkich użytkowników na zakończenie każdego dnia gazowego,

- stosowanie standardowych produktów krótkoterminowych,
- łączna liczba podmiotów, którym zawieszono przydział zdolności oraz liczba podmiotów, którym przydział zdolności został przywrócony,
- łączna liczba podmiotów, z którymi rozwiązano umowę o świadczenie usługi przesyłania,
- publikowanie następujących informacji dotyczących:
 - a) usług bilansujących i kosztów poniesionych w związku z tymi usługami (art. 8 ust. 7 rozporządzenia BAL);
 - b) kosztów, częstotliwości oraz liczby działań bilansujących przeprowadzanych zgodnie z art. 9 ust. 1 oraz art. 9 ust. 3 rozporządzenia BAL;
 - c) zmiany krańcowej ceny kupna i krańcowej ceny sprzedaży;

d) łącznych opłat, o których mowa w art. 29 ust. 1 rozporządzenia BAL oraz łącznych opłat związanych z neutralnością bilansowania;

- e) metody kalkulacji opłaty za niezbilansowanie dobowe zgodnie z art. 20 ust. 2 rozporządzenia BAL,
- przekazywanie użytkownikom sieci informacji dotyczących ogólnego stanu sieci, działań bilansujących podejmowanych przez operatora, o których mowa w rozdziale III rozporządzenia 312/2014 oraz ilości gazu ziemnego dostarczanych i odbieranych przez użytkowników sieci podczas doby gazowej zgodnie z art. 32 pkt 1-3 rozporządzenia BAL,
- stosowanie przez OSP zasad określonych w art. 9 rozporządzenia BAL (Merit Order),
- 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,
- stosowanie usług bilansujących zgodnie z art. 8 rozporządzenia BAL,
 - informacje dotyczące działań bilansujących podejmowanych na platformie handlowej,
 - implementacja zasad dotyczących składania nominacji zgodnie z art. 12-18 rozporządzenia BAL,
 - ilość łącznych nieuiszczonych przez użytkowników opłat związanych z działalnością bilansującą oraz opóźnień w płatnościach tych opłat w poszczególnych obszarach bilansowania,
 - nieuiszczenia lub opóźnienia w płatnościach na rzecz OSP opłat związanych z działalnością bilansującą przez poszczególnych użytkowników, innych nieporządzanych działań użytkowników np. działań powodujących znaczące w stosunku do dotychczasowego niezbilansowanie użytkownika.
7. Realizacja obowiązków wynikających z rozporządzenia CAM, w tym:
- udostępnianie maksymalnej zdolności technicznej w punktach połączeń międzysystemowych z uwzględnieniem integralności systemu, bezpieczeństwa i efektywnej pracy sieci,
 - wymiana informacji z operatorami sąsiadujących systemów przesyłowych stosownie do art. 7 rozporządzenia,
 - alokacja usług przerywanych i jej ewentualny wpływ na ilość zaoferowanej zdolności ciągłej,
 - powiązanie zdolności na zasadach określonych w art. 19 rozporządzenia (czy miało miejsce powiązanie zdolności zgodnie z przepisem),
 - czy na platformach, zarówno GSA, jak i RBP, proces zamawiania przepustowości następował bez zakłóceń (czy wystąpiły jakieś utrudnienia/kłopoty),
 - czy na platformach GSA oraz RBP miały miejsce sytuacje, w wyniku których konieczne było zastosowanie procedury awaryjnej,
 - czy w okresie sprawozdawczym wystąpiły aukcje z premią.
8. Realizacja obowiązków wynikających z rozporządzenia IO, w tym:
- publikowanie punktów, w których obowiązują aktualne porozumienia operatorskie o prowadzenie konta operatorskiego OBA,
 - realizacja porozumień o prowadzenie konta operatorskiego OBA zawierających szczegółowe ustalenia dotyczące: zasad procesu sprawdzania zgodności nominacji, zasad alokacji ilości gazu, procedury komunikacji w przypadku zdarzeń wyjątkowych,
 - publikowanie danych dobowych (zgodnie z art. 16 INT NC) dla każdego punktu połączenia międzysystemowego dotyczących liczby Wobbego oraz ciepła spalania.

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 ramach regulowania zasad dostępu do sieci gazowych, w 2022 r. do Prezesa URE wpłynął jeden wniosek o czasowe zwolnienie z obowiązku świadczenia usług dystrybucji paliw gazowych na rzecz innego sprzedawcy, na zasadach określonych w art. 4 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne. W uzasadnieniu wnioskodawca wskazał na ryzyko wystąpienia trudności ekonomicznych związanych z realizacją zobowiązań wynikających z uprzednio zawartych umów przewidujących obowiązek zapłaty za określoną ilość gazu ziemnego, niezależnie od ilości pobranego paliwa. W toku postępowania wnioskodawca wycofał jednak swój wniosek, wskutek czego postępowanie zostało umorzone.

Prezes URE na podstawie ankiet monitorował działalność PSG Sp. z o.o. oraz G.EN. Operator Sp. z o.o. w zakresie świadczenia usług dystrybucji oraz realizacji obowiązków operatora systemu dystrybucyjnego, w tym w szczególności realizacji obowiązku:

- 1) zapewnienia bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych poprzez zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowego i realizacji umów z użytkownikami tego systemu,
- 2) eksploatacji, konserwacji i remontu sieci, instalacji i urządzeń, wraz z połączeniami z innymi systemami gazowymi, w sposób gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu gazowego stosownie do art. 9c ust. 1 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne,
- 3) zarządzania przepływami paliw gazowych oraz utrzymania parametrów jakościowych tych paliw w systemie gazowym i na połączeniach z innymi systemami gazowymi,
- 4) zachowania poufności informacji handlowych, które operator uzyskał w trakcie wykonywania działalności oraz zapobiegania ujawnianiu, w sposób dyskryminacyjny, informacji o własnej działalności, które mogą powodować korzyści handlowe,
- 5) dostarczania użytkownikom systemu i operatorom innych systemów gazowych informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji,
- 6) 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,
- 7) dokonywania napraw sieci dystrybucyjnej.

Ponadto, Prezes URE badał przypadki zawieszenia świadczenia usługi dystrybucji i ich przyczyny oraz czy i w jakim terminie usługa dystrybucji zo-

stała przywrócona, a także przypadki, gdy umowa na świadczenie usług dystrybucji z użytkownikami sieci została wypowiedziana, rozwiązana lub wygasła z innych powodów.

Istotnym elementem corocznie analizowanym przez Prezesa URE jest stosowanie mechanizmu wyrównania, w tym badanie ilości zakupionego paliwa gazowego na potrzeby wyrównania i bilansowania oraz wielkości kosztów i przychodów osiągniętych w ramach procedury wyrównania.

Należy również nadmienić, że PSG Sp. z o.o., jako wyznaczony przez Prezesa URE podmiot odpowiedzialny za prognozowanie, zgodnie z art. 9cb ustawy – Prawo energetyczne opracowała „Metodę sporządzania prognoz dotyczących mierzonych rzadziej niż codziennie ilości paliw gazowych odbieranych przez użytkowników systemu gazowego”. Opracowana i wdrożona Metoda określająca prognozowaną ilość paliwa gazowego wykorzystuje takie zmienne jak: profil SLP wyznaczony dla poszczególnych grup odbiorców uwzględniający charakterystykę poboru paliwa gazowego w ramach danego obszaru dystrybucyjnego, średniodobową prognozowaną temperaturę powietrza wyznaczaną w podziale na obszary temperaturowe, współczynniki dobowe w podziale na dni tygodnia, określające zmianę zapotrzebowania na gaz w zależności od dnia tygodnia oraz okresu świątecznego, a także współczynnik zużycia dla każdego punktu poboru typu WS, opisujący indywidualną charakterystykę zużycia gazu przez danego odbiorcę.

Monitorowanie wypełniania zadań przez operatora systemu magazynowania

Prezes URE corocznie monitoruje wypełnianie zadań przez OSM przede wszystkim w ramach postępowania w przedmiocie zatwierdzenia IRIESM oraz 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 2022 r., w tym w szczególności:

1. Oferowanie usług z uwzględnieniem ich rodzajów i warunków ich świadczenia (tab. 73 str. 159).
2. Stosowanie procedur zarządzania ograniczeniami, w tym ograniczeniami kontraktowymi.
3. Stosowanie aukcji przydziału zdolności magazynowych.
4. Czy w okresie sprawozdawczym przeprowadzono ocenę zapotrzebowania na usługi magazynowe w dziesięcioletnim horyzoncie czasowym.
5. Zakres i sposób realizacji obowiązków informacyjnych Gas Storage Poland Sp. z o.o. w związku z pełnioną przez niego funkcją OSM (art. 15 ust. 1, art. 17 ust. 2 i art. 19 rozporządzenia 715/2009), 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 niezbędnymi

Tabela 73. Zdolności magazynowe oferowane przez Gas Storage Poland Sp. z o.o. w 2022 r.

Instalacja magazynowa	Rodzaj UM	Liczba pakietów [szt.]	Pojemność czynna [MWh]	Moc zatłaczania [MWh/h]	Moc odbioru [MWh/h]	Początek okresu objętego ofertą	Koniec okresu objętego ofertą
Zdolności magazynowe na warunkach ciągłych							
IM PMG Wierzchowice		4 635	927 000	384,705	1 223,640	15.04.2022 r. godz. 6:00	15.04.2026 r. godz. 6:00
		39	7 800	3,237	10,296	15.04.2022 r. godz. 6:00	15.04.2024 r. godz. 6:00
GIM Kawerna	Długoterminowa, w formie Pakietów, Pakietów Elastycznych lub UM Rozdzielonej	1 980	396 000	295,020	679,140	15.04.2022 r. godz. 6:00	15.04.2026 r. godz. 6:00
		633	126 600	92,418	185,469	15.04.2022 r. godz. 6:00	15.04.2026 r. godz. 6:00
		5	1 000	0,745	1,715	15.04.2022 r. godz. 6:00	01.08.2022 r. godz. 6:00
		5	1 000	0,745	1,715	01.08.2022 r. godz. 6:00	01.08.2026 r. godz. 6:00
Zdolności magazynowe na warunkach przerywanych							
IM PMG Wierzchowice	Długoterminowa, w formie Pakietów, Pakietów Elastycznych lub UM Rozdzielonej	6 793	1 358 600	584,198	883,090	15.04.2022 r. godz. 6:00	15.04.2026 r. godz. 6:00
GIM Kawerna	Długoterminowa, w formie Pakietów, Pakietów Elastycznych lub UM Rozdzielonej	2 149	429 800	320,201	737,107	15.04.2022 r. godz. 6:00	15.04.2023 r. godz. 6:00
		2 039	407 800	303,811	699,377	15.04.2023 r. godz. 6:00	15.04.2026 r. godz. 6:00
GIM Kawerna	Krótkoterminowa, w formie Pakietów, Pakietów Elastycznych lub UM Rozdzielonej	1 662	332 400	247,638	570,066	01.07.2022 r. godz. 6:00	01.04.2023 r. godz. 6:00
		165	33 000	24,585	56,595	01.12.2022 r. godz. 6:00	01.02.2023 r. godz. 6:00

Źródło: Gas Storage Poland Sp. z o.o.

użytkownikom instalacji magazynowych do uzyskania skutecznego dostępu do tych instalacji,

- 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 maga-

zynowych, 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 doku-

mentacji przez OSM (art. 20 rozporządzenia 715/2009).

8. Sposób realizacji przez OSM obowiązku wynikającego z art. 22 rozporządzenia 715/2009 dot. Wtórny obrotu zdolnościami magazynowymi.
9. Czy i jakie działania planuje podjąć OSM w związku z wymogami wynikającymi z art. 12 i art. 13 rozporządzenia Rady (UE) 2022/2576 z dnia 19 grudnia 2022 r. w sprawie zwiększenia solidarności dzięki lepszej koordynacji zakupów gazu, wiarygodnym poziomom odniesienia cen i transgranicznej wymianie gazu¹³⁸⁾.

Monitorowanie wypełniania zadań przez operatora systemu skraplania gazu ziemnego

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 2022 r., w tym w szczególności:

1. Procedury oferowania usług przez Operatora Systemu LNG w podziale na usługi regazyfikacji o charakterze długookresowym i typu *spot*,

¹³⁸⁾ Dz. U. UE L 173/17.

- 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 pra-

- wami do zdolności w sposób przejrzysty i niedyskryminacyjny (art. 22 rozporządzenia 715/2009).
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.

Monitorowanie „małych” operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych

Zgodnie z art. 9g ust. 8a ustawy – Prawo energetyczne, 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 w ciągu roku nie przekracza 150 mln m³ lub jeżeli sprzedaż przez to przedsiębiorstwo dotyczy paliw gazowych innych niż gaz ziemny wysokometanowy lub zaazotowany, w tym skroplony gaz ziemny, dostarczanych siecią gazową. Tym niemniej, 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.

Wobec tego w 2022 r. [oddziały terenowe URE](#) przeprowadziły 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 (m.in. dostosowanie 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, warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci).

W okresie sprawozdawczym oddziały terenowe URE przeprowadziły i zakończyły monitorowanie ośmiu przedsiębiorstw będących tzw. „małymi” operatorami systemów dystrybucyjnych gazowych (tj. operatorów, o których mowa w art. 9d ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne). W większości monitorowanych przedsiębiorstw energetycznych nie stwierdzono nieprawidłowości. Tylko w odniesieniu do jednego przedsiębiorstwa zidentyfikowano nieprawidłowości dające podstawę do wszczęcia postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 1g ustawy – Prawo energetyczne. Postępowanie zakończyło się nałożeniem kary w wysokości 10 000 zł.

7.2. Monitorowanie warunków przyłączenia podmiotów do sieci i ich realizacji

[Oddziały terenowe URE](#) każdego roku monitorują działalność operatorów systemów dystry-

bucyjnych gazowniczych w zakresie terminowości wydawania warunków przyłączenia do sieci, odmów wydawania tych warunków oraz sposobu realizacji umów o przyłączenie.

Monitorowanie wydawania przez OSD warunków przyłączenia do sieci i sposób ich realizacji odbywa się w oddziałach terenowych URE wielopłaszczyznowo. Przede wszystkim 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. W roku sprawozdawczym przedsiębiorstwa energetyczne zgłosiły 31 072 odmowy wydania warunków przyłączenia do sieci gazowej. Z przedstawianych przez OSD informacji wynika, że 6 261 odmów przyłączenia do sieci było spowodowane brakiem warunków technicznych przyłączenia – WT, a 24 807 brakiem warunków ekonomicznych – WE. Dodatkowo wystąpiły cztery przypadki, w których odmowa była podyktowana wystąpieniem zarówno braku warunków technicznych, jak i ekonomicznych przyłączenia, podczas gdy w roku poprzednim nie zgłoszono żadnego takiego przypadku.

Tabela 74. Odmowy przyłączenia do sieci gazowej

Województwo	Przyczyna odmowy	Grupa przyłączeniowa				
		A	B-I	B-II	C	WS-2
dolnośląskie	WE	-	977	67	-	-
	WT	-	556	116	10	-
	WE+WT	-	-	-	-	-
kujawsko-pomorskie	WE	-	732	36	-	-
	WT	-	370	77	1	-
	WE+WT	-	-	-	-	-

Województwo	Przyczyna odmowy	Grupa przyłączeniowa				
		A	B-I	B-II	C	WS-2
lubelskie	WE	1	1 880	106	-	-
	WT	-	287	21	2	-
	WE+WT	-	-	-	-	-
lubuskie	WE	-	394	19	-	-
	WT	-	106	22	-	-
	WE+WT	-	-	-	-	-
łódzkie	WE	-	1 595	-	-	-
	WT	-	425	-	-	-
	WE+WT	-	-	-	-	-
małopolskie	WE	-	2 637	20	-	-
	WT	-	1 038	6	7	-
	WE+WT	-	-	-	-	-
mazowieckie	WE	-	3 468	-	-	-
	WT	-	906	-	-	-
	WE+WT	-	2	-	-	-
opolskie	WE	-	426	22	-	-
	WT	1	72	11	4	-
	WE+WT	-	-	-	-	-
podkarpackie	WE	-	3 002	39	-	-
	WT	-	25	27	5	-
	WE+WT	-	-	-	-	-
podlaskie	WE	-	544	7	-	-
	WT	-	239	17	-	-
	WE+WT	-	-	-	-	-
pomorskie	WE	-	1 478	53	-	-
	WT	-	393	15	-	-
	WE+WT	-	-	-	-	-
śląskie	WE	-	3 483	8	-	-
	WT	1	576	34	4	-
	WE+WT	-	-	2	-	-
świętokrzyskie	WE	-	709	11	-	-
	WT	-	-	1	1	-
	WE+WT	-	-	-	-	-
warmińsko-mazurskie	WE	-	459	12	-	-
	WT	-	87	2	-	-
	WE+WT	-	-	-	-	-

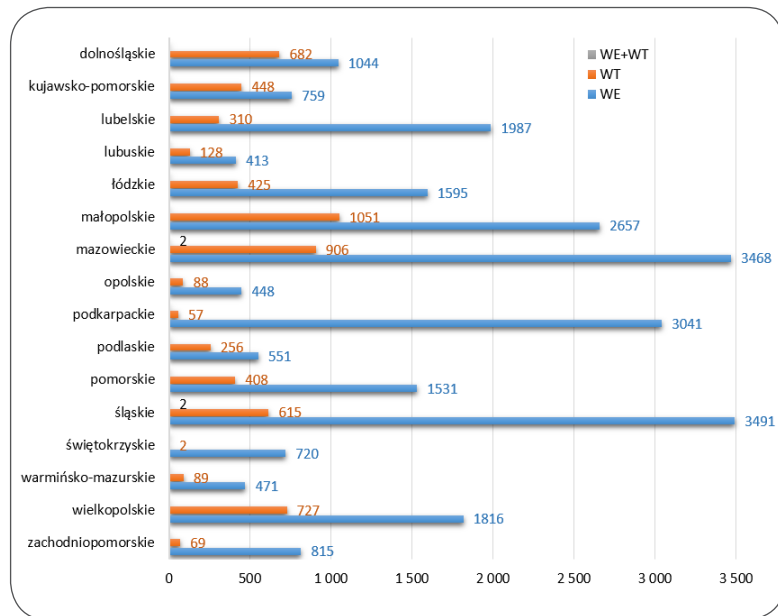
Województwo	Przyczyna odmowy	Grupa przyłączeniowa				
		A	B-I	B-II	C	WS-2
wielkopolskie	WE	-	1 754	61	1	-
	WT	-	547	177	3	-
	WE+WT	-	-	-	-	-
zachodniopomorskie	WE	-	772	43	-	-
	WT	-	31	38	-	-
	WE+WT	-	-	-	-	-
RAZEM	WE	1	24 301	504	1	0
	WT	2	5 658	564	37	0
	WE+WT	0	2	2	0	0

Źródło: URE.

Należy zauważyć, że Prezes URE odnotowuje wzrost liczby odmów przyłączenia do sieci od wielu lat. Nie inaczej było w roku sprawozdawczym, w którym liczba odmów w stosunku do roku poprzedniego wzrosła ogółem o 21,5 proc., przy czym liczba odmów motywowana brakiem warunków technicznych zmalała o 25 proc., podczas gdy liczba odmów z powodu braku warunków ekonomicznych wzrosła o 44 proc.

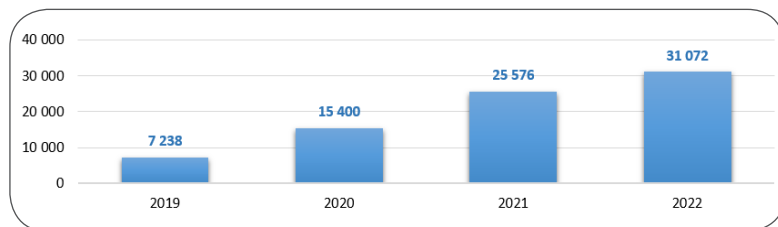
W 2022 r. oddziały terenowe URE przeprowadziły monitoring wobec 51 operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych w odniesieniu do ich działalności z roku poprzedniego. Miał on na celu uzyskanie informacji od przedsiębiorstw w zakresie przyłączeń podmiotów do sieci gazowej, w tym liczby złożonych do przedsiębiorstw 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.

Rysunek 69. Odmowy przyłączenia do sieci gazowej – przyczyny w podziale na województwa



Źródło: URE.

Rysunek 70. Liczba odmów przyłączenia do sieci gazowej w latach 2019–2022



Źródło: URE.

Analiza zebranych informacji wskazuje, że przedsiębiorstwa 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 gazowej. W myśl przywołanego przepisu, przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych są obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do tej sieci, na zasadzie równoprawnego traktowania i przyłączenia, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania paliw gazowych, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne odmówi zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, jest obowiązane niezwłocznie pisemnie powiadomić o odmowie jej zawarcia Prezesa URE i zainteresowany podmiot, podając przyczyny odmowy. W toku prowadzonych czynności wy-

jaśniających odnotowano nieliczne nieprawidłowości, w tym 54 przypadki przekroczenia terminu wydania warunków przyłączenia do sieci gazowej.

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 rozstrzygnięcia sporów o odmowę zawarcia umowy o przyłączenie do sieci.

W roku sprawozdawczym do oddziałów terenowych URE zgłoszono łącznie 193 skargi i zapytania dotyczące przyłączenia do sieci gazowej, czyli w liczbie zbliżonej do roku poprzedniego. W przeważającej części skargi dotyczyły braku dotrzymania przez operatora zobowiązań umownych w zakresie terminów realizacji przyłączeń do sieci gazowej, poszczególnych kwestii dotyczących technicznych oraz prawnych aspektów realizacji procesu przyłączenia do sieci, jak również wysokości opłaty za przyłączenie.

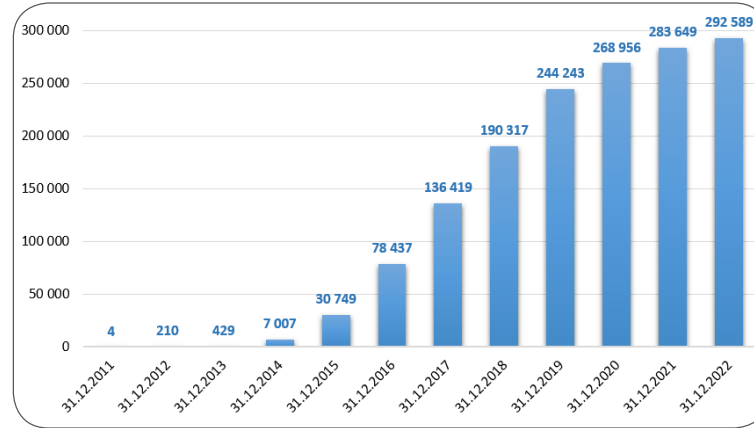
W przypadku każdej ze skarg podejmowano adekwatne działania. Przede wszystkim udzielano wyjaśnień i wskazywano możliwe sposoby rozwiązania problemu. W ramach powyższych działań, przekazywano zainteresowanym informacje o możliwości wystąpienia z wnioskiem o rozstrzygnięcie przez Prezesa URE sporu dotyczącego odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci. Podjęwano również interwencje w samym przedsiębiorstwie energetycznym, które niejednokrotnie prowadziły do zmiany pierwotnego stanowiska OSD. W zakresie wykraczającym poza kom-

petencje Prezesa URE, informowano o możliwych drogach dochodzenia praw odbiorców gazu, m.in. poprzez skorzystanie z pomocy Koordynatora ds. negocjacji przy Prezesie URE, skierowanie sprawy na drogę postępowania sądowego (tam gdzie było to zasadne).

7.3. Monitorowanie zmiany sprzedawcy

Dzięki wynikającemu z art. 4 ust. 2 Prawa energetycznego uprawnieniu do dostępu do sieci gazowej i jednocześnie zobowiązaniu przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych do realizacji każdej umowy zakupu tych paliw, odbiorcy już w 2007 r. uzyskali możliwość zakupu gazu ziemnego od dowolnego, wybranego przez siebie sprzedawcy. Jednak liczba zmian sprzedawcy (możliwość skorzystania z prawa wyboru sprzedawcy) nie zależy wyłącznie od przyznanego uprawnienia, ale także od innych czynników, takich jak: rozwój infrastruktury rynkowej, stan konkurencji, a także świadomość i aktywność odbiorców. Prezes URE systematycznie monitoruje stopień rzeczywistego korzystania z prawa wyboru sprzedawcy przez odbiorców paliw gazowych. Analiza danych z wypełnionych ankiet wskazuje na coroczny przyrost liczby odbiorców dokonujących zmiany sprzedawcy, jednakże począwszy od 2016 r., z roku na rok słabnie dynamika tych zmian. Poniżej zaprezentowane dane (w ujęciu narastającym) obrazują rozwój TPA w Polsce w minionym okresie.

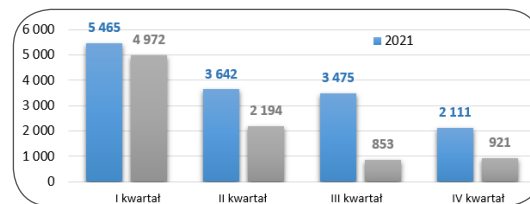
Rysunek 71. Liczba zmian sprzedawcy gazu ziemnego przez odbiorców końcowych (narastająco)



Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

Na koniec 2022 r. liczba zmian sprzedawcy (narastająco) wyniosła 292 589. Oznacza to, że w ciągu 2022 r. do grupy odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę, dołączyło 8 940 podmiotów. Liczba ta stanowi ok. 60,85 proc. analogicznej liczby z roku poprzedniego (14 693 odbiorców).

Rysunek 72. Liczba zmian sprzedawcy gazu według liczby odbiorców w ujęciu rzeczywistym – porównanie kwartał do kwartału w latach 2021–2022



Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

Większość przypadków zmiany sprzedawcy w 2022 r. (niespełna 56 proc.) odnotowana została w pierwszym kwartale i stanowiła realizację umów zawartych w 2021 r., liczba tych zmian stanowiła jednak aż 99,9 proc. liczby zmian w analogicznym okresie 2021 r. W kolejnych kwartałach 2022 r. liczba zmian sprzedawcy stopniowo obniżała się i w trzecim kwartale wynosiła zaledwie 24,57 proc. liczby zmian w trzecim kwartale 2021 r. W czwartym kwartale 2022 r. liczba ta nieznacznie wzrosła, jednak stanowiła nadal jedynie 43,58 proc. liczby zmian sprzedawcy w ostatnim kwartale 2021 r. Przyczyną

stopniowo malejącej liczby zmian sprzedawcy jest niechęć odbiorców do podejmowania ryzyka poszukiwania innego sprzedawcy na rynku niż sprzedawca z urzędu w czasie trudnej sytuacji rynkowej. Ponadto, wobec znacznego wzrostu cen zakupu (i związanego z tym ryzyka), sprzedawcy znacznie ograniczyli ofertę, a w niektórych przypadkach doszło nawet do wypowiedzenia umów przed ich wejściem w życie.

Pomimo bardzo wysokiego stopnia monopolizacji rynku gazu oraz trudnych warunków rynkowych, w 2022 r. sprzedawcę gazu zmieniło 8 940 odbiorców gazu ziemnego, co stanowi 0,1 proc. ogółu odbiorców. Porównanie udziału odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę w 2022 r. do wartości za 2021 r. (0,16 proc.), wskazuje na spadek tego udziału o nieco ponad 30 proc.

7.4. Ocena realizacji Programów Zgodności

W 2022 r. obowiązywały dwa zatwierdzone Programy Zgodności – operatora systemu dystrybucyjnego i operatora systemu magazynowego gazu, przy czym w przypadku operatora systemu dystrybucyjnego od 28 kwietnia 2022 r. obowiązywał Program Zgodności w wersji dostosowanej do „Wytycznych do treści Programów zgodności opracowywanych przez operatorów systemów dystrybucyjnych i operatora systemu magazynowego”. Zmiana miała na celu wzmocnienie niezależności operatora, funkcjonującego w ramach grupy kapitałowej i objęła takie obszary jak zasady komunikacji, marketingu, działalności badawczo-rozwojowej, ochrony danych sensytywnych, a także funkcjonowanie technologii informacyjno-telekomunikacyjnych i odrębność marki operatora na tle innych spółek grupy kapitałowej.

W trakcie 2022 r. wpłynął także wniosek o zatwierdzenie Programu Zgodności operatora, który wskutek wypełnienia kryteriów określonych w art. 9d ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne, stał się zobowiązany do prawnego wydzielenia działalności dystrybucyjnej od innych rodzajów działalności – decyzja w sprawie zatwierdzenia tego programu wydana została już w 2023 r. Drugi wniosek o zatwierdzenie Programu Zgodności, który wpłynął w 2022 r., złożony został przez operatora, który wskutek zmian właścicielskich i organizacyjnych wszedł w skład grupy kapitałowej, a w związku z planowanym przejęciem działalności w zakresie dystrybucji gazu od innej spółki, planuje

limit 150 mln m³ sprzedaży gazu rocznie. W 2022 r. przeprowadzona została analiza wniosku oraz sytuacji prawnej operatora, w zakresie spełniania przez tę spółkę kryteriów pozwalających uznać, że jest ona zobowiązana i jednocześnie uprawniona do przedłożenia Prezesowi URE Programu Zgodności, w celu jego zatwierdzenia. Postępowanie jest kontynuowane w 2023 r.

Operatorzy wypełnili obowiązek publikowania Programów Zgodności na swoich stronach internetowych.

Sprawozdania z realizacji Programów Zgodności za rok 2022 zostały przedłożone Prezesowi URE w ustawowym terminie – do końca marca 2023 r. 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.

Inspektorzy ds. zgodności podejmowali działania edukacyjno-szkoleniowe dotyczące Programów Zgodności, obowiązków pracowników i zarządu spółek w zakresie niezależności operatora i niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemów oraz konsekwencji ewentualnych naruszeń, w tym możliwych sankcji. Nowozatrudnieni pracownicy przeszkoleni zostali w terminie do miesiąca od daty zatrudnienia oraz złożyli wymagane oświadczenia, ze zobowiązaniem do przestrzegania Programu Zgodności. W 2022 r. szkolenia

w OSM objęły także powołanych w roku sprawozdawczym członków Rady Nadzorczej, co wypełniło rekomendacje Prezesa URE zawarte w Wytycznych. Szkolenia z Programu zgodności w PSG Sp. z o.o. przechodzą także praktykanci oraz stażyści, bez względu na zakres czynności realizowanych w czasie praktyk czy stażu.

Inspektorzy ds. zgodności zajmowali się także wykładnią postanowień Programów Zgodności, poradnictwem, konsultacjami, interpretacją przepisów i obsługą zgłoszeń w przypadkach wymagających wyjaśnienia. W 2022 r. kluczowym elementem aktywności Inspektora ds. zgodności PSG Sp. z o.o. było wydawanie opinii oraz stanowisk, zawierających ocenę rozpatrywanych stanów faktycznych i ryzyk związanych z podjęciem określonych działań. W ubiegłym roku opiniował on zagadnienia przede wszystkim z obszaru badań i rozwoju, komunikacji, zakupów, nieruchomości, ICT, rozwoju sieci gazowej, wdrożenia regulacji holdingowych, spraw międzynarodowych (tj. nawiązania współpracy z OSD z innych krajów), ochrony informacji sensytywnych, projektów, controllingu oraz inwestycji. W spółce obowiązuje „Regulamin współpracy badawczo-rozwojowej i innowacyjnej z jednostkami zewnętrznymi”, który został opublikowany na stronie internetowej PSG Sp. z o.o. Inspektor ds. zgodności uczestniczył także w opiniowaniu porozumień, które spółka zawierała z podmiotami zewnętrznymi.

W 2022 r. miała miejsce istotna zmiana na rynku gazu (przejęcie PGNiG S.A. przez PKN Orlen S.A.), która bezpośrednio wpływa na PSG Sp. z o.o. W efekcie, OSD stał się częścią holdingu

liczącego ok. 260 spółek, dla których spółką dominującą jest PKN Orlen S.A. PKN Orlen S.A. (podobnie jak poprzedni wspólnik operatora) posiada koncesję na obrót paliwami gazowymi. W związku z tym, jak wskazano w sprawozdaniu PSG Sp. z o.o., przestrzeganie reguł zgodności, z uwagi na fakt, że OSD należy obecnie do GK Orlen, do której należą sprzedawcy paliwa gazowego posiadający największy udział w hurtowym i detalicznym rynku sprzedaży paliwa gazowego, stanowi fundamentalny obszar aktywności spółki. Liczne opinie wydawane przez Inspektora dotyczyły działalności marketingowej oraz identyfikacji wizualnej spółki, a także prawidłowej polityki komunikacyjnej wewnątrz i na zewnątrz organizacji, w tym w ramach dawnej GK PGNiG oraz GK Orlen.

W związku z powyższą zmianą, Inspektor ds. zgodności OSM uczestniczył w procesie weryfikacji możliwości udostępnienia określonych danych dotyczących tego operatora i stopnia zaangażowania OSM w planowane wspólne procesy spółek z grupy kapitałowej.

Inspektorzy ds. zgodności byli także zaangażowani w ocenę niektórych planowanych działań operatora, także w kontekście przedsięwzięć całej grupy kapitałowej. W przypadku zgłoszenia zastrzeżeń, postępowaniu nienaruszającemu norm prawa w zakresie zgodności, przyznawano pierwszeństwo przed celami biznesowymi. Inspektorzy opiniowali projekty regulaminów, nowych zasad, umów i innych dokumentów przed ich przyjęciem przez zarząd operatora, w tym współpracowali z innymi służbami operatora w sprawie środków stosowanych w zakresie ochrony informacji sensytywnych.

Regulacje Programu Zgodności odnoszą się również do zewnętrznych kontrahentów spółek operatorskich, do usługodawców, a także innych podmiotów zainteresowanych dostępem do danych, jak np. samorządy. Wszelka współpraca z osobami trzecimi, która wiązała się z przekazywaniem sensytywnych informacji handlowych, realizowana była na podstawie umowy o poufności.

W 2022 r. zarówno w OSD, jak i OSM nie stwierdzono wystąpienia konfliktu interesów w rozumieniu Programu Zgodności, ani przypadków naruszenia zasady równego i niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników. 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.

Informacje zgromadzone przez Inspektorów ds. zgodności pozwalają stwierdzić, że w 2022 r. postanowienia Programów Zgodności obu operatorów były realizowane prawidłowo.

W 2022 r. do Urzędu wpłynęło natomiast pismo jednego z Inspektorów ds. zgodności z wnioskiem o ocenę i interpretację postanowień Programu Zgodności odnoszących się do obowiązku równoprawnego traktowania systemu, w kontekście regulacji wprowadzonych na mocy ustawy z dnia 13 kwietnia 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach w zakresie przeciwdziałania wspieraniu agresji na Ukrainę oraz służących ochronie bezpieczeństwa narodowego¹³⁹⁾. W sprawie tej wątpliwości Prezes

¹³⁹⁾ Dz. U. z 2022 r. poz. 129 z późn. zm.

URE wskazał na treść opublikowanej na stronie internetowej Urzędu Informacji nr 27/2022, z której wynika, że w ocenie Prezesa URE decyzja ministra właściwego do spraw wewnętrznych o wpisaniu podmiotu na „listę sankcyjną” i objęcie go sankcją zamrożenia środków finansowych i zasobów gospodarczych, stanowi automatycznie podstawę „zamrożenia” (swoistego zawieszenia) koncesji oraz innych rozstrzygnięć Prezesa URE związanych z reglamentacją prowadzenia działalności na rynku energii elektrycznej, ciepła oraz paliw gazowych i ciekłych, a podmiot wpisany na listę pozbawiony zostanie *de facto* możliwości kontynuowania jakiegokolwiek działalności gospodarczej na terytorium Polski, wskutek czego utraci on automatycznie status użytkownika systemu.

W minionym roku nie odnotowano w URE skarg dotyczących realizacji czy naruszenia zasad Programów Zgodności.

Sprawozdania z realizacji Programów Zgodności są publikowane na stronie internetowej URE.

.....

8. Przesłanki i ocena bezpieczeństwa dostarczania gazu ziemnego

8.1. Współpraca w zakresie budowy połączeń transgranicznych

W 2022 r. OGP Gaz-System S.A. uruchomiła szereg gazowych połączeń transgranicznych, kluczowych z punktu widzenia poprawy bezpieczeń-

stwa dostaw, które umożliwiają zastąpienie dostaw z kierunku wschodniego źródłami alternatywnymi:

- 1 maja 2022 r. uruchomione zostało międzysystemowe połączenie Polska-Litwa zrealizowane w ramach projektu „GIPL” (Gas Interkonektor Poland-Lithuania),
- 23 czerwca 2022 r. przekazano do eksploatacji międzysystemowe połączenie Polska-Słowacja,
- 1 października 2022 r. uruchomione zostało połączenie z Danią poprzez gazociąg „Baltic Pipe”.

Ponadto, OGP Gaz-System S.A. kontynuowała realizację szeregu projektów gazowych, zmieniających zasadniczo architekturę krajowego systemu gazowego, co przyczyni się do poprawy bezpieczeństwa i stopnia dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego do Polski. Do tych inwestycji należy przede wszystkim rozbudowa zdolności importu gazu LNG terminalu w Świnoujściu oraz planowana budowa terminalu „FSRU”¹⁴⁰⁾ w Zatoce Gdańskiej. Istotne są także prowadzone inwestycje wewnątrz krajowego systemu przesyłowego, takie jak program budowy Korytarza Północ-Południe, umożliwiające odpowiednie rozproszczenie gazu ziemnego wewnątrz terytorium Polski oraz zwiększające elastyczność kierunków przepływu pomiędzy obsługiwanyimi połączeniami międzysystemowymi. Celem prowadzonych inwestycji jest także stworzenie warunków do budowy zintegrowanego i konkurencyjnego rynku gazu ziemnego w Europie Środkowej i regionie Morza Bałtyckiego.

Terminowo sfinalizowanie wymienionych powyżej projektów budowy połączeń transgranicznych

¹⁴⁰⁾ Ang. *Floating Storage Regasification Unit*.

Rysunek 73. Schemat przebiegu gazociągu podmorskiego z Danii do Polski



Źródło: OGP Gaz-System S.A.

w pełni wpisuje się w realizację celów strategicznych określonych w dokumentach takich jak „Polityka Energetyczna Polski do 2040 r.”¹⁴¹⁾ a także „Plan Działań Zapobiegawczych”¹⁴²⁾, adresujących potrzebę ich realizacji. Jak wskazano w ocenie ryzyka zawartej we wspomnianym planie działań, *Najpoważniejsze skutki dla systemu gazowego miałyby wstrzymanie dostaw z kierunku wschodniego przez wszystkie punkty wejścia. Ryzyko wystąpienia tego scenariusza wzrosłoby w przypadku przekierowania przesyłu gazu ziemnego z Federacji Rosyjskiej przez terytorium Białorusi i Ukrainy na gazociągi Nord Stream I i II*¹⁴³⁾. Należy zauważyć,

¹⁴¹⁾ Załącznik do uchwały nr 22/2021 Rady Ministrów z 2 lutego 2021 r.

¹⁴²⁾ Opracowany przez Ministerstwo Energii na podstawie art. 8 ust 2 lit. a rozporządzenia 2017/1938.

¹⁴³⁾ Plan Działań Zapobiegawczych, str. 26.

że opisany scenariusz całkowitego wstrzymania dostaw z kierunku wschodniego do Polski w 2022 r. zmaterializował się w praktyce, jednak dzięki nowym połączeniom transgranicznym ryzyko niezbalansowania krajowego systemu przesyłowego nie wystąpiło. Ukończenie ww. połączeń międzysystemowych zapewniło większy poziom dywersyfikacji źródeł dostaw oraz większą integrację polskiego systemu gazowego z systemami innych państw członkowskich UE. Realizacja wspomnianych inwestycji zapewniła również innym państwom regionu,

a w szczególności krajom bałtyckim: Litwie, Łotwie i Estonii, dostęp do europejskiego systemu przesyłowego i nowych źródeł.

Uruchomienie opisanych połączeń transgranicznych stanowi istotną część realizacji polskiej strategii w obszarze zwiększania możliwości importowych gazu ziemnego oraz przyczynia się do zwiększenia eliminacji skutków zakłóceń dostaw, przewidzianych w „Planie Działań Zapobiegawczych”. Oddanie do eksploatacji wspomnianych interkonektorów gazowych stwarza również warunki do powstania na terenie Polski centrum przesyłu i handlu gazem dla państw Europy Środkowej i Wschodniej oraz państw bałtyckich. Inwestycje te pozwalają zastąpić gaz dotychczas dostarczany z kierunku wschodniego (przez punkty Wysokoje, Tietierowka i Kondratki), w szczególności dostawami gazu ziemnego poprzez terytorium Litwy z terminala w Kłajpedzie

oraz dostawami gazu pochodzącego ze złóż norweskiego szelfu kontynentalnego poprzez terytorium Danii. Wszystkie oddane połączenia transgraniczne dodatkowo umożliwiają realizację dostaw w ramach handlu wewnątrzspółnotowego oraz zapewniają dostęp do instalacji magazynowych, zlokalizowanych w innych państwach członkowskich.

Jak poinformowała OGP Gaz-System S.A., suma technicznych zdolności przesyłowych w punktach wejścia do krajowego systemu przesyłowego z UE zwiększyła się z 10,90 GWh/h według stanu na 1 stycznia 2022 r. do 33,98 GWh/h według stanu na 31 grudnia 2022 r., co stanowi wzrost o 211,7 proc. Z kolei techniczne zdolności przesyłowe w punktach wejścia do systemu z instalacji LNG w omawianym okresie zwiększyły się z 7,57 GWh/h do 9,47 GWh/h, co stanowi wzrost o 25 proc. w pośrednim etapie rozbudowy.

Osiągnięte efekty realizacji omawianych inwestycji, wypełniają zatem cel szczegółowy zakładany w „Polityce Energetycznej Polski do 2040 roku” dotyczący dywersyfikacji dostaw i budowy II filara zeroemisyjnego systemu energetycznego¹⁴⁴⁾.

Projekt Baltic Pipe (połączenie Polska-Dania, korytarz norweski)¹⁴⁵⁾

Stronami, które zrealizowały projekt Baltic Pipe, były OGP Gaz-System S.A. i duński operator syste-

mu przesyłowego – Energinet. W ramach projektu Baltic Pipe zbudowano gazociągi, które łączyły systemy przesyłowe gazu ziemnego Polski, Danii i Norwegii. Korytarz Norweski¹⁴⁶⁾ stworzył techniczne możliwości przesyłania gazu z norweskiego szelfu kontynentalnego poprzez duński system przesyłowy i podmorskie połączenie z Danii do Polski oraz w dalszej perspektywie do innych krajów Europy Środkowej i Wschodniej oraz regionu Morza Bałtyckiego.

Uruchomione w dniu 1 października 2022 r. międzysystemowe połączenie Polska-Dania początkowo funkcjonowało w ograniczonym zakresie do czasu zakończenia wszystkich prac budowlanych po stronie duńskiej w zakresie sprężania gazu i opomiarowania w tłoczni Zealand. Od 30 listopada 2022 r. połączenie to funkcjonuje z docelowymi parametrami technicznymi i można nim przesyłać 10 mld m³ gazu rocznie w kierunku Polski.

Postępy prac w roku sprawozdawczym przebiegały następująco:

- w I kwartale rozpoczęto instalację urządzeń na wybrzeżu Polski i Danii do przeprowadzenia operacji przedrozruchowych gazociągu (czyszczenie, hydrotest, suszenie); zakończono także zasypywanie gazociągu podmorskiego,
- w II kwartale wykonano próbę szczelności gazociągu podmorskiego (hydrotest); ponadto w maju Danish Working Environment Authority (DWEA) wydała pozwolenie na użytkowanie 400 m odcinka gazociągu „Baltic Pipe” na wybrze-

żu duńskim; w czerwcu OGP Gaz-System S.A. przedstawiła ofertę produktów rocznych dla istniejących i nowych punktów połączeń, w tym m.in. dla połączenia Polska-Dania; zakończono także operacje przedrozruchowe (pre-commissioning): czyszczenie, płukanie i suszenie gazociągu podmorskiego,

- w III kwartale Wojewódzki Inspektor Nadzoru Budowlanego w Szczecinie wydał Pozwolenie na użytkowanie gazociągu na wodach polskich; zakończono operację nagazowania gazociągu od Terminala Konarzewo do śluzy odbiorczej w Danii; ponadto Duńska Agencja Energii (DEA) wydała Pozwolenie na użytkowanie gazociągu na wodach duńskich; w lipcu zakończono operację połączenia gazociągu (tzw. „złote spawy”) podmorskiego z gazociągiem lądowym w Polsce i Danii,
- 1 października, zgodnie z harmonogramem, rozpoczęto użytkowanie połączenia międzysystemowego z Danią (IP Faxe); tego samego dnia, OGP Gaz-System S.A. zadeklarowała do Energinet zakończenie projektu po swojej stronie (Ready for Operations).

Projekt połączenia Polska-Słowacja (element korytarza Północ-Południe)¹⁴⁷⁾

Celem projektu było wykonanie nowego transgranicznego gazociągu, który miał za zadanie po-

¹⁴⁴⁾ „Polityka Energetyczna Polski do roku 2040” str. 36 i nast.

¹⁴⁵⁾ <https://www.gaz-system.pl/nasze-inwestycje/integracja-z-europejski-systemem/baltic-pipe/>

¹⁴⁶⁾ Poza OGP Gaz-System S.A. i Energinet w projekcie uczestniczył także norweski operator systemu przesyłowego Gassco.

¹⁴⁷⁾ <https://www.gaz-system.pl/nasze-inwestycje/integracja-z-europejski-systemem/polska-slowacja/>

łączyć systemy przesyłowe gazu ziemnego Polski i Słowacji. Stronami projektu były OGP Gaz-System S.A. i słowacki operator systemu przesyłowego – Eustream a.s. Połączenie Polska-Słowacja jest częścią europejskiej inicjatywy związanej z budową korytarza północ-południe. Połączenie to stanowi istotny element gazowych połączeń międzysystemowych północ-południe w Europie Środkowo-Wschodniej i Południowo-Wschodniej (NSI East Gas) i przyczyni się do zwiększenia regionalnego bezpieczeństwa dostaw oraz integracji rynków gazu w regionie. W wyniku realizacji projektu, kraje tego regionu uzyskają bezpośredni dostęp do nowych źródeł dostaw gazu z kierunku północnego – takich jak w pełni operacyjne terminale LNG na Morzu Bałtyckim (Terminal LNG w Świnoujściu, Kłajpeda LNG poprzez Połączenie Międzysystemowe Polska-Litwa) oraz z Norwegii (z planowanego gazociągu Baltic Pipe), jak również z kierunku południowego. Pozwoli to na poprawę efektywności rynków gazu w regionie Europy Środkowo-Wschodniej.

Wybudowany interkonektor łączył systemy przesyłowe obu krajów: słowacką tłocznię gazu w miejscowości Veľké Kapušany z węzłem gazu w pobliżu Strachociny (województwo podkarpackie). Projekt połączenia gazowego Polska-Słowacja obejmował także niezbędną rozbudowę wewnętrznej sieci przesyłowej w południowo-wschodniej Polsce oraz budowę stacji pomiarowej w pobliżu granicy SK-PL po stronie słowackiej. Długość całego połączenia wynosi 164 km.

Realizacja inwestycji po stronie słowackiej była opóźniona w stosunku do części polskiej ze

względu na problemy z wykonawcą południowego odcinka gazociągu. W 2022 r. kontynuowane były prace budowlane po stronie słowackiej, przeprowadzono nagazowanie, testy oraz rozruch połączenia PL-SK. Eksploatację komercyjną połączenia międzysystemowego Polska-Słowacja uruchomiono 12 listopada 2022 r.

Projekt połączenia Polska-Litwa (GIPL)¹⁴⁸⁾

Celem realizacji gazowego międzysystemowego połączenia transgranicznego Polska-Litwa było połączenie systemów przesyłowych gazu ziemnego Polski i Litwy, a w konsekwencji także pozostałych krajów bałtyckich z europejską siecią gazową. Połączenie to wpisuje się w główne założenia polityki energetycznej Unii Europejskiej (priorytetowy projekt infrastrukturalny w ramach Planu działań w zakresie połączeń międzysystemowych na rynku energii państw bałtyckich dla gazu – BEMIP) i ma służyć rozwiązaniu problemów związanych z bezpieczeństwem dostaw gazu oraz zakończeniem izolacji państw bałtyckich od rynku gazu UE. Gazowe połączenie międzysystemowe Polska-Litwa ma długość 343 km na terenie Polski i 165 km na Litwie.

1 maja 2022 r. OGP Gaz-System S.A. i Amber Grid (operator litewskiego systemu przesyłowego) uruchomili dwukierunkowe gazowe połączenie międzysystemowe w punkcie IP Santaka.

¹⁴⁸⁾ <https://www.gaz-system.pl/pl/system-przesylowy/inwestycje/korytarz-centrum-wschod/polska-litwa.html>

Należy pamiętać, że ważnym elementem projektu połączenia gazowego Polska-Litwa jest także tłocznia gazu w Gustorzynie. Obiekt ten odpowiada bowiem za umożliwienie rozprzewadzenia gazu m.in. z Norwegii (Baltic Pipe) w kierunku tłoczni, a następnie skierowania tego strumienia m.in. w kierunku Litwy (GIPL). W 2022 r. prace w tym zakresie znajdowały się na końcowym etapie realizacji.

Rozbudowa terminalu LNG w Świnoujściu¹⁴⁹⁾

Celem rozbudowy Terminalu LNG jest zwiększenie mocy regazyfikacyjnej do ok. 8,3 mld m³ gazu ziemnego rocznie oraz wprowadzenie nowych funkcjonalności tej instalacji. Rozbudowa terminalu obejmuje cztery zadania: zwiększenie zdolności regazyfikacyjnej instalacji technologicznej przez dodatkowe urządzenia SCV (pompy metanowe, regazyfikatory); dodatkowe pojemności poprzez wybudowanie trzeciego zbiornika na skroplony gaz ziemny; zwiększenie elastyczności dostaw do terminalu dzięki budowie drugiego nabrzeża oraz dywersyfikację transportu lądowego przez instalację przeładunkową LNG wraz z bocznicą kolejową.

W ramach programu rozbudowy terminalu LNG, w 2022 r. zrealizowano I etap prac polegający na rozbudowie infrastruktury o nowe regazyfikatory SCV i pompy LNG pozwalające na zwiększenie nominalnej mocy regazyfikacyjnej terminalu do poziomu ok. 6,2 mld m³/rok.

¹⁴⁹⁾ <https://www.polskielng.pl/terminal-Ing/program-rozbudowy-terminalu-Ing/>

Drugi etap rozbudowy terminalu zakłada zwiększenie zdolności regazyfikacyjnej do poziomu ok. 8,3 mld m³/r, poprzez wybudowanie trzeciego zbiornika na skroplony gaz ziemny (ok. 180 tys. m³ brutto) wraz z wymaganymi instalacjami i urządzeniami oraz zwiększenie elastyczności dostaw do terminalu dzięki budowie drugiego nabrzeża wraz z urządzeniami i instalacjami towarzyszącymi.

Stanowiska statkowe będą podłączone do istniejącej infrastruktury terminalu LNG w części lądowej. Stanowiska statkowe przystosowane będą do przyjmowania tankowców oraz innych jednostek pływających (w tym bunkierek) o parametrach:

- Stanowisko 1 – statki o pojemności zbiorników od 7 500 m³ LNG do ok. 220 000 m³ LNG, długości całkowitej od 110 m do 320 m oraz zanurzeniu do 12,5 m,
- Stanowisko 2 – statki o pojemności zbiorników od 500 m³ LNG do ok. 7 500 m³ LNG, długości całkowitej od 50 m do 110 m oraz zanurzeniu do 7 m.

Urządzenia terminalu po rozbudowie umożliwią:

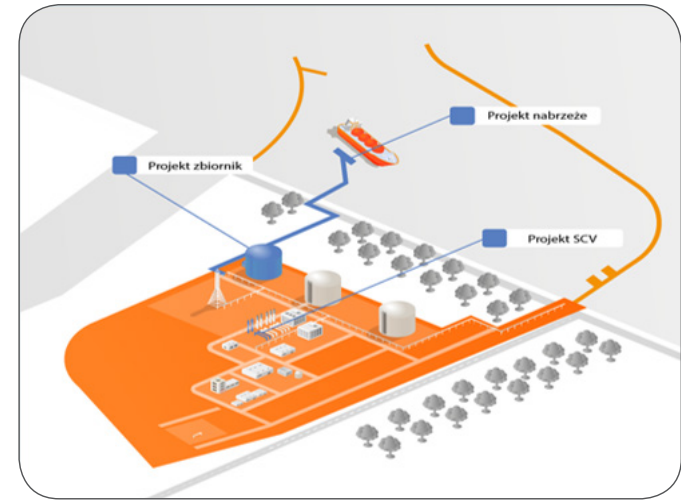
- wyładunek LNG z obu stanowisk na jednostki pływające z mocą 12 000 m³ LNG/h (Stanowisko 1) i 1 000 m³ LNG/h (Stanowisko 2),
- załadunek LNG na jednostki pływające z mocą 4 000 m³ LNG/h (Stanowisko 1) i 1 000 m³ LNG/h (Stanowisko 2),
- przeładunek LNG z jednostek przycumowanych przy stanowisku statkowym przy istniejącym nabrzeżu i przy Stanowisku 1 z mocą 10 000 m³/h,
- bunkrowanie z mocą 50 m³ LNG/h ze Stanowiska 2.

Rok sprawozdawczy zakończył się wykonaniem następujących prac budowlanych oraz dostawą materiałów i urządzeń:

W „Projekcie Zbiornik” zaawansowanie procesu projektowania wynosi ok. 93 proc. Zrealizowano dostawę trzech kompresorów wraz z urządzeniami pomocniczymi, dostawę windy na ścianę zbiornika, dostawę kabli średniego napięcia, a także pierwszą dostawę falowników dla pomp LNG i „sofstarterów” kompresorów BOG. Przeprowadzono serię czynności weryfikacyjno-kontrolnych w zakładach prefabrykacyjnych rurociągów i konstrukcji stalowych, zakończono wykonanie elewacji budynku podstacji elektrycznej 8150, zakończono scalanie konstrukcji wsporczych chłodziw BOG, szlifowano ściany wewnątrz zbiornika i realizowano montaż blach „wall liner’a”, zakończono prace betonowania kopuły zbiornika, prowadzono iniekcje przerwy roboczej kopuły zbiornika.

W „Projekcie Nabrzeże” kontynuowano produkcję: prefabrykowanych słupów, rygli, belek, kształtowników, estakad; ramion przeładunkowych; wież trapowych; zaworów kulowych; zaworów motylkowych; chromatografu. Przeprowadzono przegląd modelu 3D na poziomie 90 proc. w zakresie platformy przeładunkowej (orurowanie, urządzenia procesowe, BHP, dostęp dla obsługi i serwisu), kontynuowano dostawy materiałów rur i kształtek kriogenicznych, zakończono montaż konstrukcji stalowej estakady PR-1520, prowadzono montaż

Rysunek 74. Schemat rozbudowy Terminalu LNG w Świnoujściu



Źródło: OGP Gaz-System S.A.

kanalów żelbetowych, zamontowano kotwy pod wieże gaśnicze, zakończono montaż konstrukcji stalowej estakady PR-1520, prowadzono prace przygotowawcze do rozpoczęcia prefabrykacji rurociągów.

W „Projekcie SCV” w pierwszym kwartale roku sprawozdawczego zakończono rozruch i testy regazyfikatorów SCV, zakończono testy systemu CEMS, uruchomione zostały pompy LP na zbiornikach – po testach indywidualnych, uruchomiony został ciąg pomiarowy – po kalibracji statycznej i dynamicznej. W drugim kwartale podpisano Protokół Odbioru Końcowego.

Zakończenie inwestycji obecnie planowane jest na rok 2024.

Terminal FSRU w Zatoce Gdańskiej¹⁵⁰⁾

Nowy terminal LNG (FSRU) to planowana do umiejscowienia w rejonie Gdańska instalacja – a dokładnie pływająca jednostka FSRU – zdolna do wyładunku LNG, procesowego składowania i regazyfikacji LNG, a także do świadczenia usług dodatkowych. W ramach tej inwestycji planowana jest także rozbudowa krajowego systemu przesyłowego, która umożliwi efektywne rozprowadzenie gazu z rejonu Gdańska do klientów zarówno w Polsce, jak i w regionie. Zakłada się wybudowanie terminala przystosowanego do regazyfikacji na poziomie 6,1 mld Nm³ gazu rocznie, z możliwością zwiększenia mocy regazyfikacyjnych w zależności od rozwoju rynku oraz wzrostu zapotrzebowania na gaz ziemny w kraju i w regionie.

Obecnie planowany jest następujący zakres Projektu FSRU:

W części lądowej:

- gazociąg DN 1000 Gustorzyn – Kolnik o długości 214 km,
- gazociąg DN 1000 Kolnik – Gdańsk (Bogatka) o długości 29 km,
- gazociąg przyłączeniowy FSRU DN 1000 – część lądowa o długości 1,2 km.

W części morskiej:

- usadowienie jednostki FSRU i przygotowanie jej do eksploatacji,
- budowa nabrzeża wraz z infrastrukturą wyładunkową,

- budowa gazociągu przyłączeniowego FSRU DN 1000 – część podwodna o długości 5,5 km.

W 2022 r. kontynuowano prace związane z projektowaniem, uzyskiwaniem stosownych decyzji administracyjnych oraz prowadzono negocjacje dotyczące finansowania inwestycji:

- w I kwartale wraz z Urzędem Morskim w Gdyni oraz z Ministerstwem Infrastruktury opracowano Wieloletni program finansowania „Budowy falochronu osłonowego w porcie Gdańsk”. Program został przekazany w lutym pod obrady Rady Ministrów,
- w II kwartale nastąpiło opublikowanie wyników prowadzonej wcześniej procedury „Open Season” oraz podpisanie umowy „Order to Proceed”,
- w III kwartale na posiedzeniu Rządu RP została przyjęta uchwała w sprawie ustanowienia Programu Wieloletniego pod nazwą „Budowa falochronu osłonowego w Porcie Gdańsk”. Wartość inwestycji określono na 856 mln zł, a jej realizacja przewidziana jest na lata 2022–2027,
- w IV kwartale uzyskano dofinansowanie z funduszu Connecting Europe Facility na przeprowadzenie prac projektowych dla części podmorskiej. Maksymalna wysokość przyznanego wsparcia wynosi ok. 19,5 mln euro. Ponadto podpisano umowę z Uniwersytetem Morskim w Gdyni dotyczącą wykonania analizy nawigacyjnej, a także określono harmonogram przeprowadzenia tych prac. Kontynuowano także ustalenia i negocjacje w zakresie umów o współpracy z Polskim Funduszem Rozwoju.

Przyłączenie nowej jednostki FSRU w Zatoce Gdańskiej jest planowane w perspektywie roku gazowego 2027/2028.

Jak wyżej przedstawiono, proces rozbudowy gazowych połączeń transgranicznych, pomimo niewątpliwych postępów i finalizacji kluczowych zadań, nie został jeszcze ukończony i wymaga kontynuacji. Współpraca z innymi państwami w tym zakresie w znaczącej mierze była i w dalszym ciągu jest wspierana programami unijnymi dotyczącymi tzw. Projektów wspólnego zainteresowania (ang. *Project of common interest*, PCI). Status projektu wspólnego zainteresowania jest przyznawany w drodze ustaleń pomiędzy przedsiębiorstwem zamierzającym podjąć się jego realizacji a państwem członkowskim (ew. przedsiębiorstwami i państwami członkowskimi), z udziałem instytucji unijnych (w szczególności Komisji Europejskiej). Jako projekty PCI mogą być uznane kluczowe transgraniczne projekty infrastrukturalne, które ze względu na swój potencjał mogą znacząco przyczynić się do realizacji celów UE. Wyżej opisane gazowe połączenia transgraniczne, oddane w 2022 r. do użytkowania, były realizowane jako projekty wspólnego zainteresowania, co miało istotne znaczenie dla ich ukończenia. Inwestycje PCI mogą bowiem liczyć m.in. na dofinansowanie ze środków europejskich, w formie grantu przyznawanego przez dedykowaną agencję UE (INEA) lub innej formy wsparcia (np. zachęty krajowe – *incentives*) i korzystać z przyspieszonej procedury wydawania pozwoleń i decyzji administracyjnych (m.in. zasada jednego okienka).

W 2022 r., po osiągnięciu istotnych postępów w rozbudowie połączeń gazowych w ramach UE, proces wspierania gazowych projektów przez Komisję Europejską uległ wydatnym zmianom, co

¹⁵⁰⁾ [https://www.gaz-system.pl/nasze-inwestycje/krajowy-system-przesylowy/program-fsru/](https://www.gaz-system.pl/nasze-inwestycje/krajowy-system-przesylowy/program-fsr/)

odbyło się w wyniku nowelizacji z 16 maja 2022 r. rozporządzenia o transeuropejskich sieciach energetycznych (tzw. Nowe TEN-E). Począwszy od kolejnej listy PCI, wsparcie będzie prowadzone na odmiennych zasadach: znacząco ograniczono możliwość ujmowania projektów bazujących na pozyskiwaniu energii z paliw kopalnych, a wsparcie przekierowano na morskie sieci energetyczne służące integracji elektrowni wiatrowych, na infrastrukturę wodorową i na magazyny energii. Projekty gazowe będą mogły utrzymać wsparcie UE ale tylko do 2029 r. i to pod warunkiem, że zostaną dostosowane do przesyłu lub magazynowania wodoru albo biometanu. Zmiany w procesie przyznawania statusu PCI są zbieżne z celami obniżenia emisyjności gospodarki UE określonymi w perspektywie roku 2030 i uwzględniają wnioski płynące z Europejskiego Zielonego Ładu.

Korzyści wynikające z wykorzystania wodoru i biometanu zostały dostrzeżone również w Polsce. Rozwój tych dziedzin odbywa się w oparciu o strategię krajową, określającą sposób działania. Szczególna rola w tym obszarze przypada operatorom sieciowym. I tak, OGP Gaz-System S.A. ubiega się o wpisanie na szóstą listę PCI (pierwszą listę PCI według nowego Rozporządzenia TEN-E) trzech nowych projektów, określanych jako: nordycko-bałtycki korytarz wodorowy, krajowa sieć szkieletowa wodoru oraz magazyn wodoru w Damasławku.

Pierwszy z wymienionych projektów, **nordycko-bałtycki korytarz wodorowy**, ma za zadanie umożliwić przesyłanie wodoru z Finlandii przez państwa bałtyckie i Polskę do Niemiec. W tym celu w grudniu operatorzy

systemów przesyłowych gazu: OGP Gaz-System S.A. (Polska), Gasgrid Finland (Finlandia), Elering (Estonia), Conexus Baltic Grid (Łotwa), Amber Grid (Litwa) i ONTRAS (Niemcy) podpisali porozumienie o współpracy oraz zainicjowali prace nad wstępnym studium wykonalności. Projekt ma wzmocnić bezpieczeństwo energetyczne regionu, zmniejszyć zależność od importowanej energii kopalnej i stworzyć szybką ścieżkę dekarbonizacji w znaczących sektorach gospodarki, w tym np. w przemyśle, transporcie, elektroenergetyce i ciepłownictwie, by spełnić cele REPowerUE 2030. W zakres inwestycji wchodzi budowa korytarza służącego do transportu wodoru z Finlandii, przez państwa bałtyckie i Polskę do Niemiec (możliwość także dostaw rewersowych). Wzdłuż trasy gazociągu planowana jest budowa punktów wejścia-wyjścia, które pozwolą na zaopatrzenie krajowych rynków w wodór oraz wtłoczenie ew. nadwyżek wodoru w celu ich przesyłu do innych krajów.

W 2022 r. OGP Gaz-System S.A. podjęła następujące działania:

- w czerwcu zgłoszono projekt do europejskiego planu inwestycyjnego,
- w II połowie roku wypracowano wstępną koncepcję projektu,
- w grudniu podpisano umowę o współpracy z pozostałymi OSP oraz wysłano aplikację o przyznanie statusu projektu wspólnego zainteresowania.

W najbliższej perspektywie realizacji projektu planowane jest:

- w marcu 2023 r. – zakończenie prac nad dokumentacją przetargową na wybór wykonawcy wstępnego studium wykonalności,

- w II kwartale 2023 r. – wybór wykonawcy wstępnego studium wykonalności,
- w lipcu 2023 r. – spodziewana jest decyzja na poziomie roboczym nt. przyznania statusu PCI,
- w IV kwartale 2023 r. – przewiduje się odbiór wstępnego studium wykonalności.

Drugi z wymienionych projektów, **krajowy szkielet wodorowy**, ma na celu budowę krajowej sieci wodorowej łączącej krajowych producentów, źródła importowe, planowany magazyn wodoru w Damasławku z odbiorcami końcowymi i ew. lokalnymi sieciami dystrybucyjnymi. W pierwszym etapie przewidywana jest budowa sieci łączącej elektrolizery planowane do budowy w południowej części województwa zachodniopomorskiego z odbiorcami końcowym w regionie (np. Zakłady Chemiczne Police) i połączeniem międzysystemowym na granicy polsko-niemieckiej (rejon Szczecina i ew. Gubina).

W 2022 r. OGP Gaz-System S.A. podjęła następujące działania:

- w maju podpisano umowę o zachowaniu poufności z podmiotem zainteresowanym produkcją wodoru,
- w czerwcu zgłoszono projekt do europejskiego planu inwestycyjnego,
- w drugiej połowie roku prowadzono rozmowy na temat założeń i zakresu projektu pomiędzy Gaz-System, ONTRAS i potencjalnym producentem wodoru.

W dalszej perspektywie realizacji projektu planowane jest:

- w II kwartale 2023 r. – przygotowanie wstępnej koncepcji projektu (w tym trasowania i podsta-

wowych parametrów sieci) w północno-zachodniej Polsce,

- w kwietniu 2023 r. – analiza i publikacja wyników niewiążącego badania rynku,
- w II kwartale 2023 r. – przewiduje się zlecenie wspólnie z ONTRAS opracowania studium wykonalności dla sieci wodorowej w północno-zachodniej Polsce i wschodnich Niemczech,
- w lipcu 2023 r. – spodziewana jest decyzja na poziomie roboczym nt. przyznania statusu PCI.

Inwestycja jest częścią inicjatywy European Hydrogen Backbone (EHB), która ma na celu przyspieszenie procesu dekarbonizacji Europy poprzez zdefiniowanie kluczowej roli infrastruktury wodorowej – opartej na istniejących i nowych rurociągach – w umożliwieniu rozwoju konkurencyjnego, paneuropejskiego rynku odnawialnego i niskoemisyjnego wodoru. EHB tworzy założenia przyszłej sieci przesyłowej wodoru w UE, potencjalne kierunki dostaw, jak również moce wytwórcze państw członkowskich uczestniczących w inicjatywie.

Trzeci ze wspomnianych projektów, [magazyn wodoru w Damasławku](#), ma na celu zagospodarowanie złoża soli kamiennej Damasławek w celu budowy magazynu wodoru. OGP Gaz-System S.A. przewiduje możliwość budowy 36 kawern, każdej o pojemności 40 mln m³, które łącznie mogą pozwolić na zmagazynowanie 4,3 TWh energii w postaci wodoru. W 2022 r. zrealizowano działania analityczne i przedinwestycyjne w zakresie koncesyjno-geologiczno-górnictwem. Zakończono prace geologiczne związane z realizacją koncesji na rozpoznanie złoża soli kamiennej Damasławek. Ukończono także projekty wstępne planowanego

Rysunek 75. Schemat poglądowy planowanych inwestycji w zakresie infrastruktury wodorowej



Źródło: OGP Gaz-System S.A.

podziemnego magazynu. Ponadto wykonano inwentaryzacje i waloryzacje przyrodnicze, złożono wnioski o udzielenie Decyzji Środowiskowej, wykonano analizy środowiskowe w zakresie zagospodarowania nieprzemysłowego solanki oraz opracowano bazowy model ekonomiczno-finansowy.

Realizacja projektów posiadających status PCI oraz ubiegających się o wparcie w tej procedurze podlega bieżącemu monitorowaniu przez Prezesa URE w ramach uzgadniania projektów planów rozwoju oraz corocznych ankiet walidacyjnych w toku prac ACER. Do zadań Prezesa URE należy także monitorowanie wykonywania postanowień decyzji o Transgranicznej Alokacji Kosztów (CBCA) dotyczących wzajemnych rozliczeń promotorów realizujących projekty PCI. Będzie to możliwe po zakończeniu i podsumowaniu finalnych kosztów realizacji inwestycji.

8.2. Uzgadnianie projektów planów rozwoju gazowniczych przedsiębiorstw sieciowych i magazynowania

Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych, zgodnie z art. 16 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, są obowiązane do sporządzenia dla obszaru swojego działania planów rozwoju

w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na te paliwa.

Ponadto, na mocy art. 16¹ ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, operator systemu magazynowania paliw gazowych jest obowiązany do sporządzania planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na pojemności instalacji magazynowych na okres 10 lat. Przepisy art. 16¹ weszły w życie od 1 września 2022 r. na podstawie art. 1 pkt 4 ustawy z 5 sierpnia 2022 r. Zgodnie z przepisem art. 6 ust. 3 pkt 1 tej ustawy, operator systemu magazynowania po raz pierwszy sporządza i przedkłada ministrowi właściwemu do spraw energii oraz Prezesowi URE plan rozwoju, o którym mowa w art. 16¹ ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne – w terminie do 30 września 2022 r.

Uzgodnianie projektów planów rozwoju ma na celu zapewnienie zgodności projektu planu z ustawą i przepisami wykonawczymi do tej ustawy oraz zgodności z 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. Uzgodnianie projektów planów rozwoju pozostaje zatem w ścisłym związku z wydawaniem decyzji w sprawie zatwierdzenia taryf.

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

Dodatkowo, ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych postanowieniami art. 20 ust. 1 nałożyła na prawnie wyodrębnionych OSD gazowych¹⁵¹⁾ obowiązek opracowania programu budowy stacji¹⁵²⁾ gazu ziemnego oraz

¹⁵¹⁾ OSD gazowy, o którym mowa w art. 9d ust. 1d ustawy – Prawo energetyczne, z wyłączeniem przedsiębiorstw, o których mowa w art. 9d ust. 7 pkt 3 i 4 tej ustawy.

¹⁵²⁾ Zgodnie z postanowieniami art. 2 pkt 26 ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych, „stacja gazu ziemnego” jest rozumiana jako zespół urządzeń, w tym punkt tankowania sprężonego gazu ziemnego (CNG) lub punkt tankowania skroplonego gazu ziemnego (LNG), przyłączonych do sieci dystrybucyjnej gazowej lub terminalu przeznaczonego do sprowadzania,

przedsięwzięć w zakresie modernizacji, rozbudowy albo budowy sieci niezbędnych do przyłączenia tych stacji. Ustawa ta wdrożyła rządowy Plan rozwoju elektromobilności w Polsce oraz stanowi odpowiedź na propozycję działań legislacyjnych i celów rozwoju infrastruktury zawartych w Krajowych ramach polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych, przyjętych przez Radę Ministrów 29 marca 2017 r.

Obowiązek przedkładania projektów planów rozwoju do uzgodnienia z Prezesem URE w 2022 r.¹⁵³⁾ dotyczył dziewięciu operatorów:

- OGP Gaz-System S.A. – w zakresie części dotyczącej infrastruktury Systemu Gazociągów Tranzytowych,
- Gas Storage Poland Sp. z o.o. – operator systemu magazynowania paliw gazowych,
- 7 operatorów systemów dystrybucyjnych nie wydzielonych prawnie (na podstawie art. 16 ust. 13 ustawy – Prawo energetyczne).

Nakłady inwestycyjne w uzgodnionych w 2022 r. projektach planów rozwoju (obejmujących horyzont 2023–2027) wyniosły 0,307 mld zł (w cenach stałych 2022 r.).

wylądunku i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego (LNG) wraz z instalacjami pomocniczymi i zbiornikami magazynowymi wykorzystywanymi w procesie regazyfikacji.

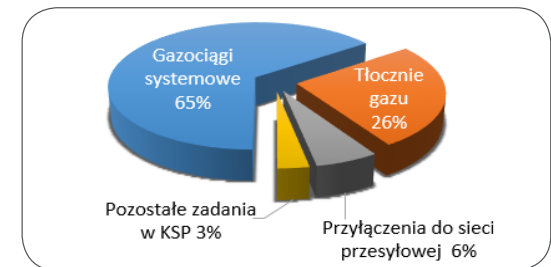
¹⁵³⁾ Co wynikało m.in. z zasadniczo dwuletnich cykli przedkładania planów.

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

W 2022 r. obowiązywał plan rozwoju operatora sieci przesyłowej pn. „Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2022 – 2031. Warszawa, październik 2021 r.”¹⁵⁴⁾ (dalej: KDPR), którego projekt został uzgodniony 29 października 2021 r. Plan ten został szczegółowo opisany w Sprawozdaniu Prezesa URE za rok 2021.

Stopień realizacji inwestycji pod względem finansowym przez OGP Gaz-System S.A. wyniósł 95,3 proc. w stosunku do poziomu nakładów uzgodnionych na 2022 r.

Rysunek 76. Struktura nakładów inwestycyjnych zrealizowanych w 2022 r.



Źródło: OGP Gaz-System S.A.

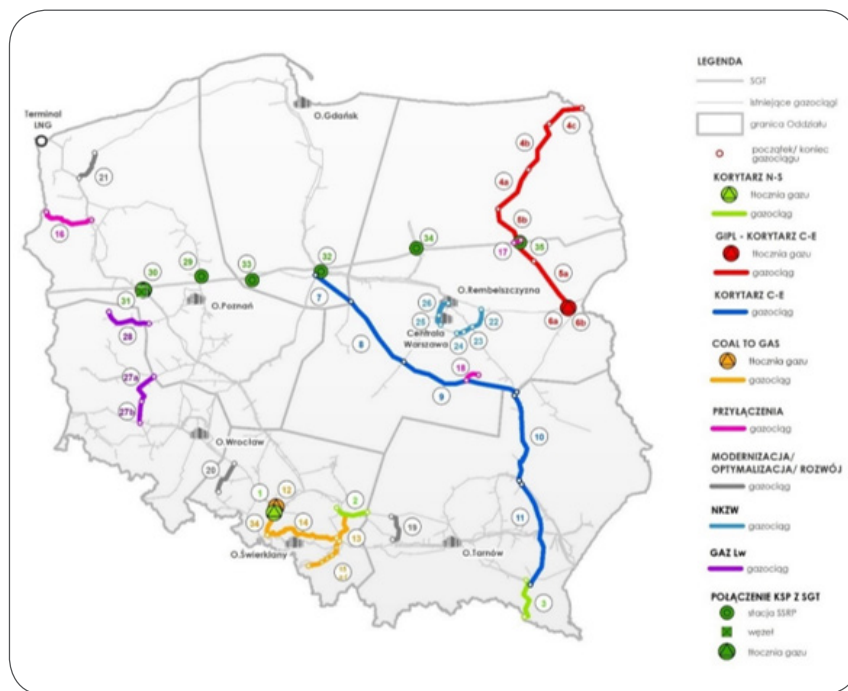
¹⁵⁴⁾ Wyciąg z planu rozwoju jest dostępny na stronie internetowej: <https://www.gaz-system.pl/pl/system-przesylowy/rozwoj-systemu-przesylowego/krajowe-plany-rozwoju.html>

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

- gazociąg Pogórska Wola-Tworzeń, odc. III Braćejówka-Tworzeń o długości 34,1 km i średnicy 700 mm,
- gazociąg Polska-Słowacja o długości ok. 61,3 km i średnicy 1 000 mm,
- gazociąg Polska-Litwa, odc. płn. 1 od ZZU Rudka Skroda do ZZUP Konopki o długości 60,6 km i średnicy 700 mm,
- gazociąg Polska-Litwa, odc. płn. 2 od ZZUP Konopki do ZZUP Kuków o długości 76,9 km i średnicy 700 mm,
- gazociąg Polska-Litwa, odc. płn. 3 od ZZUP Kuków do granicy Polska – Litwa o długości 47,4 km i średnicy 700 mm,
- gazociąg Polska-Litwa, odc. pld. 1 od Tłoczni Gazu Hołowczyce I wraz z układem włączeniowym do granicy woj. mazowieckiego o długości 72,5 km i średnicy 700 mm,
- gazociąg Polska-Litwa, odc. pld. 2 od granicy woj. mazo-

- wiekiego do miejscowości Rudka Skroda o długości 84,7 km i średnicy 700 mm,
- gazociąg Szczecin-Gdańsk, etap V Goleniów-Płoty o długości 41,9 km i średnicy 700 mm,
- przyłączeni do sieci przesyłowej sieci dystrybucyjnej PSG Zambrów-Ostrożne o długości 0,1 km i średnicy 400 mm,
- Tłoczni Gazu Kędzierzyn o mocy 23 MW i ciśnieniu MOP 8,4 MPa,

Rysunek 77. Mapa inwestycji kluczowych, stan na 31 grudnia 2022 r.



Źródło: OGP Gaz-System S.A.

- Tłoczni Gazu Hołowczyce II – dostosowanie (DHT) o ciśnieniu MOP 8,4 MPa.

Pismem z 9 czerwca 2022 r. Prezes URE uzgodnił projekt planu rozwoju OGP Gaz-System S.A. pn. „Krajowy dziesięcioletni plan rozwoju; Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe; aktualizacja części B na lata 2023 – 2032; Warszawa, marzec 2022 r.”. Plan ten obejmuje inwestycje dotyczące infrastruktury przesyłowej będącej własnością SGT EuRoPol GAZ S.A., na której OGP Gaz-System S.A. pełni funkcję operatora. Poziom nakładów inwestycyjnych na sieci przesyłowej powierzonej OGP Gaz-System S.A. został uzgodniony na lata 2023–2025.

Należy nadmienić, że w 2022 r. OGP Gaz-System S.A. była jedynym podmiotem uprawnionym do sporządzenia i aktualizacji planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwo gazowe dla całości sieci przesyłowych w Polsce. Wynika to z nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne, która dokonała zmian od 3 lipca 2021 r. mających zastosowanie do sieci będącej własnością SGT EuRoPol GAZ S.A., na której OGP Gaz-System S.A. pełni funkcję operatora.

Ujęte w tym planie zadania inwestycyjne ukierunkowane są na utrzymanie pełnej sprawności technicznej poprzez inwestycje odtworzeniowe i niezbędne prace modernizacyjne. Planowane inwestycje obejmują modernizacje urządzeń, instalacji i obiektów tłoczni, w tym systemów sterowania, zabezpieczeń i archiwizacji danych, mody-

Tabela 75. Inwestycje kluczowe obowiązujące w 2022 r.

NAZWA	NR Z MAPY PROJEKTÓW KLUCZOWYCH	NAZWA PROJEKTU (INWESTYCJI/ZADANIA)	PODSTAWOWE DANE TECHNICZNE	FAZA	ODDZIAŁ
KORYTARZ N-S	1	TG KĘDZIERZYN		Realizacji - zakończona	Świerklany
	2	GAZOCIĄG POGÓRSKA WOLA – TWORZEŃ Odc. 3: Braciejówka – Tworzeń	DN1000; L=34,1 km	Realizacji - zakończona	Świerklany
	4	GAZOCIĄG POLSKA-SŁOWACJA	DN1000; L=61,3 km	Realizacji - zakończona	Tarnów
GIPL - KORYTARZ C-E	4a	GAZOCIĄG POLSKA-LITWA, ODCINEK PÓŁNOCNY Zadanie 1	DN700; L=60,6 km	Realizacji - zakończona	Rembelszczyzna
	4b	GAZOCIĄG POLSKA-LITWA, ODCINEK PÓŁNOCNY Zadanie 2	DN700; L=76,9 km	Realizacji - zakończona	Rembelszczyzna
	4c	GAZOCIĄG POLSKA-LITWA, ODCINEK PÓŁNOCNY Zadanie 3	DN700; L=47,4 km	Realizacji - zakończona	Rembelszczyzna
	5a	GAZOCIĄG POLSKA-LITWA, ODCINEK POŁUDNIOWY Zadanie 1	DN700; L=72,5 km	Realizacji - zakończona	Rembelszczyzna
	5b	GAZOCIĄG POLSKA-LITWA, ODCINEK POŁUDNIOWY Zadanie 2	DN700; L=84,7 km	Realizacji - zakończona	Rembelszczyzna
	6a	TG HOŁOWCZYCE II - DOSTOSOWANIE (DTH)		Realizacji - zakończona	Rembelszczyzna
	6b	TG HOŁOWCZYCE - NOWY AGREGAT SPRĘŻAJĄCY (NASH)		Projektowanie	Rembelszczyzna
KORYTARZ C-E	7	GAZOCIĄG GUSTORZYN-WRONÓW Etap I Gustorzyn – Leśniewice	DN1000; L=54,1 km	Realizacji	Gdańsk
	8	GAZOCIĄG GUSTORZYN-WRONÓW Etap II Leśniewice - Rawa Mazowiecka	DN1000; L=100,0 km	Realizacji	Rembelszczyzna
	9	GAZOCIĄG GUSTORZYN-WRONÓW Etap III: Rawa Mazowiecka – Wronów	DN1000; L=154,0 km	Realizacji	Tarnów
	10	GAZOCIĄG WRONÓW-ROZWADÓW	DN1000; L=107 km	Projektowanie	Tarnów
	11	GAZOCIĄG ROZWADÓW – STRACHOCINA	DN1000; L=140 km	Projektowanie	Tarnów
COAL TO GAS	12	TG KĘDZIERZYN – Przenośny Zestaw sprężający (5AS)	AGR.spr-1szt;moc-ok. 13 MW	Projektuj i Buduj	Świerklany
	13	GAZOCIĄG OŚWIĘCIM – TWORZEŃ WRAZ Z SSRP OŚWIĘCIM	DN700; L=45,0 km	Realizacji	Świerklany
	14	GAZOCIĄG RACIBÓRZ - OŚWIĘCIM WRAZ Z SSRP SUSZEC	DN700; L=110,0 km	Projektowanie	Świerklany
	15a	GAZOCIĄG SKOCZÓW – KOMOROWICE – OŚWIĘCIM Etap I: SSRP Oświęcim – węzeł Oświęcim-Zaborze	DN500; L=0,55 km	Projektowanie	Świerklany
	15b	GAZOCIĄG SKOCZÓW – KOMOROWICE – OŚWIĘCIM Etap II: ZZU Wilamowice do ŚNO w Oświęcimiu	DN500; L=19,65 km	Projektowanie	Świerklany
	15c	GAZOCIĄG SKOCZÓW – KOMOROWICE – OŚWIĘCIM Etap III: ZZU Komorowice do ZZU Wilamowice (bez ZZU)	DN500; L=10,8 km	Projektowanie	Świerklany
	15d	GAZOCIĄG SKOCZÓW – KOMOROWICE – OŚWIĘCIM Etap IVa: ZZU Komorowice (bez ZZU) do Stare Bielsko	DN500; L=7,5 km	Projektowanie	Świerklany
	15e	GAZOCIĄG SKOCZÓW – KOMOROWICE – OŚWIĘCIM Etap IVb: Od Stare Bielsko do ZZU Wapienica (bez ZZU)	DN500; L=4,0 km	Projektowanie	Świerklany
15f	GAZOCIĄG SKOCZÓW – KOMOROWICE – OŚWIĘCIM Etap V: ŚNO Pogórze (wraz ze służą) do ZZU Wapienica	DN500; L=14,63 km	Projektowanie	Świerklany	
PRZYŁĄCZENIA	16	PRZYŁĄCZENIE ELEKTROWNI DOLNA ODRA	DN=700; L=63,0 km	Realizacji	Poznań
	17	PRZYŁĄCZENIE SIECI DYSTRYBUCYJNEJ PSG W ZAMBROWIE	DN400; L=0,1 km	Projektuj i Buduj - Zakończone	Rembelszczyzna
	18	PRZYŁĄCZENIE EC KOZIENICE W ŚWIERŻACH GÓRNYCH	DN700; L=20 km	Projektowanie	Rembelszczyzna
MODERNIZACJA OPTYMALIZACJA ROZWÓJ	19	GAZOCIĄG WĘŻERÓW- PRZEWÓZ WRAZ Z SSRP PRZEWÓZ	DN700; L=45 km	Projektowanie	Tarnów
	20	GAZOCIĄG LEWIN BRZESKI – NYSA WRAZ Z ODGAŁĘZIENIAMI SG	DN500 (L=38 km) DN150 (L=11,6 km/ L=0,017 km) DN100 (L=1 km/L=1,46 km)	Projektowanie	Świerklany
NOWE KIERUNKI ZASILANIA WARSZAWY (NKZW)	21	GAZOCIĄG SZCZECIN – GDAŃSK Etap V Goleniów – Płoty	DN700; L=41,9 km	Realizacji - zakończona	Poznań
	22	GAZOCIĄG STANISŁAWÓW (MIŃSK MAZOWIECKI) – SG WOLA KARCZEWSKA	DN700; MOP=8,4 MPa; L=31,6 km	Projektowanie	Rembelszczyzna
	23	GAZOCIĄG WOLA KARCZEWSKA – KARCZEW	DN500; MOP=8,4 MPa; L=11,5 km	Projektowanie	Rembelszczyzna
	24	GAZOCIĄG KARCZEW – GASSY	DN400; MOP=8,4MPa; L=2,65 km	Projektowanie	Rembelszczyzna
	25	GAZOCIĄG MORY – REGUŁY	DN400; MOP=5,5 MPa; L=5,1 km	Projektowanie	Rembelszczyzna
	26	GAZOCIĄG REMBELSZCZYŻNA – MORY	DN=700 L=29,0 km	Przetarg WRB	Rembelszczyzna

NAZWA	NR Z MAPY PROJEKTÓW KLUCZOWYCH	NAZWA PROJEKTU (INWESTYCJI/ZADANIA)	PODSTAWOWE DANE TECHNICZNE	FAZA	ODDZIAŁ
GAZ Lw	27a	GAZOCIĄG KOTOWICE – HM LEGNICA Odcinek północny (KOTOWICE – KRZECZYN)	DN300 MOP=8,4 MPa; L=36 km	Projektowanie	Wrocław
	27b	GAZOCIĄG KOTOWICE – HM LEGNICA Odcinek południowy (KRZECZYN – HM LEGNICA)	DN300; MOP=8,4 MPa; L=24 km	Projektowanie	Wrocław
	28	GAZOCIĄG RAKONIEWICE-ŚWIEBODZIN	DN300 L=43 km; DN100 L=23,6 km; DN100 L=9,4 km	Projektowanie	Wrocław
POŁĄCZENIE KSP Z SGT	29	SSRP DŁUGA GOŚLINA	DN500 Q=250 tys. m ³ /h	Projektowanie	Poznań
	30	WĘZEŁ LWÓWEK (ZSU ZĘBOWO – WP LWÓWEK)	DN1000, Q m ³ /h (dwukierunkowa)=1,6 mln	Projektowanie	Poznań
	31	TG LWÓWEK; Agr. spręż. = 3szt	MOC=30 MW	Projektowanie	Poznań
	32	SSRP WŁOCLĄWEK	Q=1000 tys. m ³ /h (dwukierunkowa)	Projektowanie	Gdańsk
	33	SSRP WYDARTOWO	Q=1200 tys. m ³ /h (dwukierunkowa)	Projektowanie	Gdańsk
	34	SSRP CIECHANÓW-PAWŁOWO		Przetarg na Dokumentację projektową	Rembelszczyzna
	35	SSRP ZAMBRÓW	Q (dwukierunkowa) =1,0 mln m ³ /h	Projektowanie	Rembelszczyzna

Źródło: OGP Gaz-System S.A.

fikację i modernizację systemów łączności, a także zadania wynikające z przeglądów technicznych i kontroli środowiskowych oraz zadania poprawiające warunki bhp.

Ponadto, OGP Gaz-System S.A. ujęła w tym planie rozwojowe zadania inwestycyjne na Tłoczni Włocławek i Tłoczni Szamotuły.

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

GSP Sp. z o.o. przedłożyła projekt plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na pojemności instalacji magazynowych na lata 2023 –2032 przy piśmie z 30 września 2022 r. Proces uzgadniania projektu tego planu nie został zakończony w 2022 r. i będzie kontynuowany w kolejnym roku.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych gazowych (OSD)

W 2022 r. liczba operatorów, zobowiązanych do uzgadniania projektów planów rozwoju z Prezesem URE, zmniejszyła się o jeden w stosunku do 2021 r.

PSG Sp. z o.o. jest największym w skali kraju operatorem świadczącym usługi w zakresie dystrybucji paliw gazowych. W 2022 r. spółka świadczyła usługi dystrybucji:

- gazu ziemnego wysokometanowego grupa E,
- gazu ziemnego zaazotowanego grupa L, podgrupa Lw,
- gazu ziemnego zaazotowanego grupa L, podgrupa Ls,
- gazu koksowniczego.

W 2022 r. obowiązywał plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania

na paliwa gazowe na lata 2022–2026, którego projekt Prezes URE uzgodnił z PSG Sp. z o.o. 21 października 2021 r. Informacja na temat tego planu znajduje się w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2021 r.

Według stanu na 31 grudnia 2022 r., jedenastu operatorów systemu dystrybucyjnego miało uzgodnione projekty planów rozwoju na lata 2022–2026, pięciu na lata 2023–2027 oraz po jednym na lata 2021–2025 i 2023–2024. W 2022 r. do URE, w związku z dwuletnim cyklem aktualizacji projektów planów rozwoju, wpłynęło siedem wniosków o uzgodnienie. Sześć projektów planów rozwoju uzgodniono w roku sprawozdawczym (jeden projekt planu na okres 2023–2024 i pięć na okres 2023–2027), zaś uzgadnianie jednego projektu planu rozwoju kontynuowano w 2023 r.

8.3. Weryfikacja lub ustalanie wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego

Prezes URE w 2022 r. prowadził 28 postępowań o ustalenie lub weryfikację wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Wynikiem postępowań było wydanie:

- 18 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,
- 5 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,
- 1 decyzji o umorzeniu postępowania.

Jedno postępowanie nie zostało zakończone w 2022 r. i było kontynuowane w 2023 r.

Ponadto, Prezes URE wydał 5 postanowień o odmowie wszczęcia postępowania administracyjnego w sprawie ustalenia lub weryfikacji wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego ze względu na:

- brak podstaw do wydania decyzji weryfikującej ustaloną przez przedsiębiorstwo wielkość zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, wynikający z niedokonania przez przedsiębiorstwo przy-

wozu gazu ziemnego w okresie od 1 kwietnia 2021 r. do 31 marca 2022 r.,

- brak podstaw do wydania decyzji weryfikującej ustaloną przez przedsiębiorstwo wielkość zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, wynikający z niepodlegania przedsiębiorstwa pod tryb wskazany w art. 25 ust. 3 ustawy o zapasach (właściwym trybem był art. 25 ust. 5 zdanie drugie ustawy o zapasach),
- brak podstaw do wydania na wniosek przedsiębiorstwa decyzji ustalającej wielkość zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, wynikający z uprzedniego wszczęcia z urzędu postępowania w tej sprawie.

Jeden podmiot zobowiązany do złożenia informacji o ustalonej wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego na okres od 1 października 2022 r. do 30 września 2023 r., w celu jej weryfikacji w trybie art. 25 ust. 3 ustawy o zapasach (dotyczy podmiotów kontynuujących przywóz gazu ziemnego na terytorium RP), nie zrealizował przedmiotowego obowiązku. W przypadku tym wszczęto postępowanie w sprawie wymierzenia kary pieniężnej, zakończone wydaniem stosownej decyzji.

8.4. Zatwierdzanie planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego. odstawy prawne i istota planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego

Zgodnie z art. 56 ust. 1 ustawy o zapasach, Rada Ministrów, na wniosek ministra właściwe-

go do spraw energii 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 ograniczenia. 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. 2¹⁵⁵⁾ 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 dostawę gazu w zakontraktowanych ilościach, pomimo obowiązywania ograniczeń w poborze gazu ziemnego.

¹⁵⁵⁾ 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.

Zgodnie z art. 58 ust. 1 ustawy o zapasach, operatorzy systemów przesyłowych gazowych, operatorzy systemów dystrybucyjnych gazowych oraz operatorzy systemów połączonych gazowych lub przedsiębiorstwa energetyczne pełniące funkcję operatorów są obowiązani do opracowania planów wprowadzania ograniczeń. 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 ziemnego¹⁵⁶⁾, podmioty opracowujące plany wprowadzania ograniczeń informują odbiorców o ustalonej dla nich w zatwierdzonym planie wprowadzania ograniczeń maksymalnej ilości poboru gazu ziemnego w poszczególnych stopniach zasilania. Wielkości te, określone w zatwierdzonych planach wprowadzania ograniczeń, stają się integralną częścią umów sprzedaży, umów o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji gazu ziemnego oraz umów kompleksowych, w rozumieniu art. 5

ust. 2 pkt 1 i 2 oraz ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne.

Zgodnie z § 7 ust. 1 rozporządzenia o ograniczeniach, ujęte w planach ograniczenia określa się w stopniach zasilania od 1 do 12 dla odbiorców i punktów wyjścia z systemu gazowego, w których pobierają gaz ziemny. Maksymalna wielkość poboru gazu ziemnego w poszczególnych stopniach zasilania określana jest następująco:

- 1 stopień odpowiada wielkości maksymalnej mocy umownej, jaką może pobierać odbiorca w danym punkcie wyjścia z systemu gazowego na podstawie umowy, o której mowa w art. 5 ust. 2 pkt 1 i 2 oraz ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne,
- 2 stopień odpowiada 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 opracowania planu; do kalkulacji nie są przyjmowane dni, w których pobór dobowy był równy 0 kWh/dobę,
- stopnie od 3 do 9 określa się jako wartości pośrednie między 2 a 10 stopniem, zmniejszające się proporcjonalnie. Rozporządzenie dopuszcza w przypadku istnienia technicznych uzasadnionych przesłanek inną zmienność ww. stopni, jednak przy zachowaniu zasady stopniowej redukcji poboru gazu ziemnego między 2 a 10 stopniem zasilania – wyjątek: w stosunku do odbiorców gazu ziemnego, których moc umowna (o której mowa w 1 stopniu zasilania) jest mniejsza niż 5 500 kWh/h, wielkość poboru gazu ziemnego określona w stopniach

zasilania od 3 do 9 równa jest wielkości poboru w 2 stopniu zasilania (§ 7 ust. 10 rozporządzenia o ograniczeniach),

- 10 stopień zasilania – odpowiada minimalnej godzinowej i dobowej ilości gazu ziemnego pobieranej przez odbiorcę w danym punkcie wyjścia z systemu gazowego, niepowodującej zagrożenia bezpieczeństwa osób ani uszkodzenia lub zniszczenia obiektów technologicznych, co istotne ilość ta, określona przez odbiorcę, nie może przekraczać najwyższego z minimalnych (godzinowych i dobowych) poborów gazu wyznaczonych dla każdego roku w okresie 3 lat poprzedzających dzień 1 lipca roku, w którym został opracowany plan; w kalkulacji nie są uwzględniane dni, w których godzinowa i dobową ilość gazu ziemnego, jaką odbierał odbiorca w danym punkcie wyjścia z systemu gazowego, nie przekraczała 15 proc. wartości określonej dla tego odbiorcy w 2 stopniu zasilania, wyznaczonej dla danego roku,
- 11 stopień odpowiada poborowi 0 kWh/h i 0 kWh/dobę gazu ziemnego przez odbiorcę w danym punkcie wyjścia z systemu gazowego,
- 12 stopień odpowiada poborowi 0 kWh/h i 0 kWh/dobę gazu ziemnego przez odbiorcę w danym punkcie wyjścia z systemu gazowego, w tym przez odbiorcę chronionego, o którym mowa w § 4 ust. 1 rozporządzenia o ograniczeniach:
 - pkt 2, 8 i 9;
 - pkt 13, w zakresie, w jakim zajmuje się wytwarzaniem ciepła dla odbiorców, o których mowa w § 4 ust. 1 pkt 2, 8 i 9, pobierających

¹⁵⁶⁾ Dz. U. z 2021 r. poz. 549, dalej: „rozporządzenie o ograniczeniach”.

ciepło w okresie od 1 września do 31 maja na potrzeby centralnego ogrzewania, ciepłej wody użytkowej, wentylacji oraz technologii w postaci pary i wody gorącej, lub zaopartywaniem w ciepło tych odbiorców, pod warunkiem że instalacji tego odbiorcy gazu ziemnego nie można zasilać paliwem innym niż gaz ziemny.

Zgodnie z § 4 ust. 1 rozporządzenia o ograniczeniach, ograniczenia określone w stopniach zasilania od 1 do 11 maja zastosowanie do wszystkich odbiorców gazu ziemnego, z wyjątkiem:

- 1) odbiorców gazu ziemnego w gospodarstwach domowych,
- 2) przyłączonych do sieci dystrybucyjnej gazowej:
 - a) przedsiębiorców w rozumieniu art. 4 ust. 1 i 2 ustawy – Prawo przedsiębiorców;
 - b) podmiotów prowadzących działalność wytwórczą w rolnictwie w zakresie upraw rolnych oraz chowu i hodowli zwierząt, ogrodnictwa, warzywnictwa, leśnictwa i rybactwa śródlądowego;
 - c) rolników wynajmujących pokoje, sprzedających posiłki domowe i świadczących w gospodarstwach rolnych inne usługi związane z pobytem turystów;
 - d) producentów będących rolnikami wyrabiającymi mniej niż 100 hektolitrow wina w ciągu roku gospodarczego, o których mowa w art. 17 ust. 3 ustawy z dnia 12 maja 2011 r. o wyrobie i rozlewie wyrobów winiarskich, obrocie tymi wyrobami i organizacji rynku wina¹⁵⁷⁾;

¹⁵⁷⁾ Dz. U. z 2020 r. poz. 1891.

- e) rolników prowadzących działalność w zakresie sprzedaży, o której mowa w art. 20 ust. 1c ustawy z dnia 26 lipca 1991 r. o podatku dochodowym od osób fizycznych¹⁵⁸⁾;
- f) kół gospodyń wiejskich prowadzących działalność na podstawie ustawy z dnia 9 listopada 2018 r. o kołach gospodyń wiejskich¹⁵⁹⁾, które spełniają warunki, o których mowa w art. 24 ust. 1 tej ustawy – w przypadku których moc umowna w miejscu poboru gazu ziemnego z systemu gazowego lub sumie miejsc poboru tego gazu z systemu gazowego zasilających danego odbiorcę pod jednym adresem, zwanych dalej „punktem wyjścia z systemu gazowego”, nie przekracza 710 kWh/h,
- 3) podmiotów zapewniających świadczenie opieki zdrowotnej w rozumieniu ustawy z dnia 27 sierpnia 2004 r. o świadczeniach opieki zdrowotnej finansowanych ze środków publicznych¹⁶⁰⁾ przyłączonych do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej gazowej,
- 4) jednostek organizacyjnych pomocy społecznej w rozumieniu art. 6 pkt 5 ustawy z dnia 12 marca 2004 r. o pomocy społecznej¹⁶¹⁾ przyłączonych do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej gazowej,
- 5) noclegowni i ogrzewalni, o których mowa w art. 48a ust. 3 i 4 ustawy o pomocy spo-

¹⁵⁸⁾ Dz. U. z 2020 r. poz. 1426 z późn. zm.

¹⁵⁹⁾ Dz. U. z 2021 r. poz. 165.

¹⁶⁰⁾ Dz. U. z 2020 r. poz. 1398 z późn. zm.

¹⁶¹⁾ Dz. U. z 2020 r. poz. 1876 z późn. zm.

łącznej, przyłączonych do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej gazowej,

- 6) jednostek organizacyjnych wspierania rodziny i systemu pieczy zastępczej w rozumieniu art. 2 ust. 3 ustawy z dnia 9 czerwca 2011 r. o wspieraniu rodziny i systemie pieczy zastępczej¹⁶²⁾ przyłączonych do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej gazowej,
- 7) jednostek systemu Państwowego Ratownictwa Medycznego oraz jednostek współpracujących z tym systemem w rozumieniu ustawy z dnia 8 września 2006 r. o Państwowym Ratownictwie Medycznym¹⁶³⁾ przyłączonych do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej gazowej,
- 8) podmiotów stanowiących element systemu oświaty, o których mowa w art. 2 pkt 1, 2, 7 i 8 ustawy z dnia 14 grudnia 2016 r. – Prawo oświatowe¹⁶⁴⁾, przyłączonych do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej gazowej,
- 9) organów administracji publicznej w rozumieniu art. 5 § 2 pkt 3 Kpa i urzędów je obsługujących, przyłączonych do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej gazowej,
- 10) podmiotów prowadzących żłobki i kluby dziecięce, w zakresie tej działalności, a także dziennych opiekunów, o których mowa w ustawie z dnia 4 lutego 2011 r. o opiece nad dziećmi w wieku do lat 3¹⁶⁵⁾, przyłączonych do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej gazowej,

¹⁶²⁾ Dz. U. z 2020 r. poz. 821 z późn. zm.

¹⁶³⁾ Dz. U. z 2020 r. poz. 882 z późn. zm.

¹⁶⁴⁾ Dz. U. z 2020 r. poz. 910 z późn. zm.

¹⁶⁵⁾ Dz. U. z 2021 r. poz. 75.

- 11) przedsiębiorstw wodociągowo-kanalizacyjnych w rozumieniu art. 2 pkt 4 ustawy z dnia 7 czerwca 2001 r. o zbiorowym zaopatrzeniu w wodę i zbiorowym odprowadzaniu ścieków¹⁶⁶⁾ przyłączonych do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej gazowej,
- 12) podmiotów odpowiedzialnych za gospodarowanie odpadami, w zakresie, w jakim realizują zadania, o których mowa w art. 3 ust. 1 pkt 2 ustawy z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach¹⁶⁷⁾, przyłączonych do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej gazowej,
- 13) odbiorców gazu ziemnego, w zakresie, w jakim zajmują się wytwarzaniem ciepła dla odbiorcy, o którym mowa w pkt 1-12, pobierającego ciepło w okresie od 1 września do 31 maja, na potrzeby centralnego ogrzewania, ciepłej wody użytkowej, wentylacji oraz technologii w postaci pary i wody gorącej, lub zaopatrywaniem w ciepło tego odbiorcy, pod warunkiem że instalacji tych odbiorców gazu ziemnego nie można zasilac paliwem innym niż gaz ziemny – zwanych „odbiorcami chronionymi”.

Ograniczenia określone w 12 stopniu zasilania mają zastosowanie do wszystkich odbiorców gazu ziemnego, z wyjątkiem odbiorców chronionych, o których mowa w § 4 ust. 1 rozporządzenia o ograniczeniach:

- 1) pkt 1, 3-7 i 10-12,
- 2) pkt 13, w zakresie, w jakim zajmują się wytwarzaniem ciepła dla odbiorcy, o którym mowa

w ust. 1 pkt 1, 3-7 i 10-12, pobierającego ciepło w okresie od 1 września do 31 maja na potrzeby centralnego ogrzewania, ciepłej wody użytkowej, wentylacji oraz technologii w postaci pary i wody gorącej, lub zaopatrywaniem w ciepło tego odbiorcy, pod warunkiem że instalacji tych odbiorców gazu ziemnego nie można zasilac paliwem innym niż gaz ziemny.

Zgodnie z postanowieniami rozporządzenia o ograniczeniach plan ograniczeń składa się z dwóch części. Część pierwsza zawiera informacje dotyczące (i) okresu obowiązywania planu ograniczeń, (ii) sumarycznych maksymalnych godzinowych i dobowych ilości poboru gazu ziemnego dla poszczególnych stopni zasilania od pierwszego do dwunastego wyrażonych w jednostkach energii – określonych w danym planie dla poszczególnych rodzajów gazu ziemnego, sporządzone w formie zestawienia, (iii) jednostek wytwórczych, o których mowa w § 4 ust. 4 rozporządzenia, określonych przez operatora systemu przesyłowego gazowego, po uwzględnieniu opinii operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego. Druga część planu zawiera informacje o średniej godzinowej i dobowej ilości gazu ziemnego, o której mowa w § 7 ust. 3, oraz określenie maksymalnych godzinowych i dobowych ilości poboru gazu ziemnego w stopniach zasilania od pierwszego do dwunastego wyrażonych w jednostkach energii przez poszczególnych odbiorców przyłączonych do sieci, z wyjątkiem odbiorców chronionych.

W 2022 r. do URE wpłynęło łącznie 49 wniosków o zatwierdzenie planu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego na sezon 2022/2023

(podobnie jak w poprzednim sezonie 2021/2022), tj. od wszystkich funkcjonujących operatorów systemów gazowych zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją gazu ziemnego. 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 paliw gazowych.

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 2022 r. Prezes URE zatwierdził 22 plany wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego na sezon 2022/2023. Postępowania w sprawie pozostałych planów ograniczeń były kontynuowane w 2023 r.

W zatwierdzonych planach ograniczeń na okres po 15 listopada 2022 r. ujęto łącznie 204 501 odbiorców paliw gazowych podlegających ograniczeniom w:

- 2.-11. stopniach ograniczeń – 4 430 odbiorców,
- 12. stopniu ograniczeń – 200 071 odbiorców.

Rok 2022 był pierwszym pełnym rokiem obowiązywania planów ograniczeń, opracowywanych w oparciu o nowe zasady wymuszające ujmowanie

¹⁶⁶⁾ Dz. U. z 2020 r. poz. 2028.

¹⁶⁷⁾ Dz. U. z 2020 r. poz. 797 z późn. zm.

w planach znacznej liczby odbiorców. W związku ze znaczącym przyrostem liczby odbiorców uwzględnianych w planach, skokowo wzrosła również liczba zapytań oraz różnego rodzaju propozycji.

Prezes URE odpowiadał także na liczne pisma od odbiorców ujętych ww. planach. Wskazani odbiorcy, ze względu na rodzaj prowadzonej działalności, wnosili na ogół 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, (iii) wyjaśnienia sposobu wyliczania wielkości kar pieniężnych za niestosowanie ograniczeń itp. Należy wskazać, że obawy odbiorców ujętych w planach ograniczeń, dotyczące ograniczeń w dostawie gazu ziemnego oraz jego wstrzymania, związane były również z wybuchem wojny w Ukrainie.

Do Urzędu trafiały pytania odbiorców gazu ziemnego reprezentujących wiele branż (m.in. spożywcza, hutnicza, szklarska, usługowa) i instytucji (m.in. przedszkola, jednostki wojskowe, ambasady) o różnym znaczeniu dla gospodarki i funkcjonowania państwa. Wskazane pisma dotyczyły zarówno dużych odbiorców gazu ziemnego podlegających pod ograniczenia w stopniach zasilania od 1 do 12, jak również odbiorców chronionych, którzy podlegają pod ograniczenia wyłącznie w 12. stopniu zasilania.

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 roku sprawozdawczym wpłynęły trzy odwołania od decyzji Prezesa URE z 19 stycznia 2022 r. w przedmiocie zatwierdzenia planu wprowadzania ograniczeń dla PSG Sp. z o.o. Odwołania zostały złożone przez podmioty nie posiadające przymiotu strony w ramach prowadzonego postępowania administracyjnego, w związku z czym nie zasługiwały one na uwzględnienie. W jednym przypadku stanowisko to zostało podzielone przez SOKiK, który w postanowieniu z 2 sierpnia 2022 r. wskazał na brak legitymacji do wniesienia odwołania po stronie powodowej. Pozostałe sprawy znajdują się obecnie w toku procedowania.

W 2022 r. nie wprowadzono ograniczeń w poborze gazu ziemnego na terenie kraju lub jego części. Ostatnie wprowadzenie ograniczeń miało miejsce w 2009 r.

Tym niemniej zauważyć należy, że zmiana rozporządzenia o ograniczeniach w 2021 r., zwiększająca efektywność mechanizmu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego, pozytywnie wpłynęła na potencjalne możliwości redukcji zapotrzebowania odbiorców gazu ziemnego w czasie trwania ewentualnych ograniczeń.

8.5. Kontrolowanie obowiązków właściciela sieci przesyłowej oraz operatora systemu przesyłowego gazowego, w tym monitorowanie powiązań i przepływu informacji między nimi

Zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 6b ustawy – Prawo energetyczne, do zakresu działań Prezesa URE należy kontrolowanie wypełniania przez właściciela sieci przesyłowej oraz OSP obowiązków określonych w ustawie – Prawo energetyczne oraz umowie, o której mowa w art. 9h ust. 3 pkt 2, 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. Do kontroli nie stosuje się przepisów art. 48 ust. 1-10 ustawy – Prawo przedsiębiorców. Ponadto, na mocy art. 9h ust. 14 tej ustawy, 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 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 2022 r. monitorowaniu podlegało zagadnienie związane z zakresem i rodzajem danych przekazywanych właścicielowi sieci przez OSP. Analiza przedłożonych informacji i dokumentów nie dostarczyła dowodów na istnienie nieprawidłowości w kwestii powiązań pomiędzy ww. spółkami oraz związanych z zakresem i rodzajem danych przekazywanych przez OSP właścicielowi sieci.

8.6. 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. Opisując zagadnienia związane z utrzymywaniem zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w 2022 r., można zatem wydzielić dwa podokresy: od początku roku do 30 września i od 1 października do końca roku.

Do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego (dalej 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 wewnątrzspółnotowego 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 2022 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.

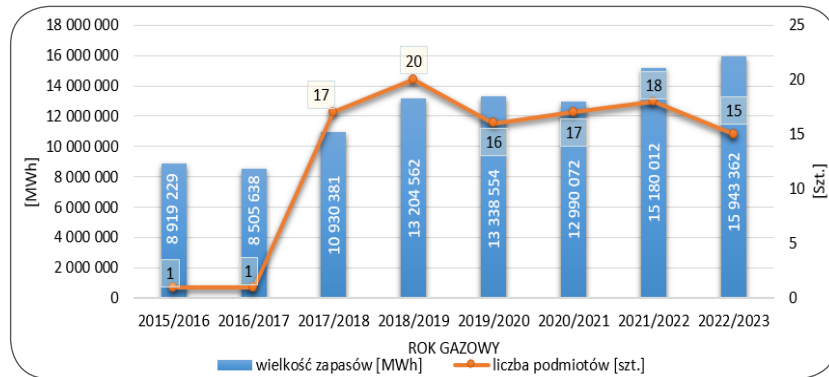
Możliwe jest utworzenie zapasu na paliwie gazowym zarówno należącym do zleceniodawcy, jak i zleceniobiorcy. Tak utworzone zapasy można utrzymywać zarówno w kraju, jak i za granicą.

W 2022 r. dla obydwu okresów obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych, tj. do 30 września 2022 r. i od 1 października 2022 r., zakres podmiotowy obowiązku zapasowego był zbliżony do zakresu z 2021 r.

Prezes URE zweryfikował oraz ustalił zapasy obowiązkowe gazu ziemnego, na okres od 1 października 2022 r. w łącznej wysokości 15 943 362 MWh, co oznacza ok. 5 proc. przyrost zatwierdzonej wielkości zapasów obowiązkowych względem wielkości zapasów zatwierdzonych dla poprzedniego okresu rocznego. Jednocześnie liczba podmiotów zobowiązanych uległa zmniejszeniu o trzy przedsiębiorstwa (18 podmiotów zobowiązanych do utrzymywania zapasów obowiązkowych na 1 października 2021 r. vs. 15 podmiotów zobowiązanych na 1 października 2022 r.).

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 2022 r. nie uruchamiano zapasów obowiązkowych.

Rysunek 78. Wielkość zatwierdzonych zapasów obowiązkowych gazu ziemnego

Źródło: URE.

Wyrażenie przez Prezesa URE zgód na zawieranie tzw. umów biletowych

Rok 2022 był szóstym rokiem, w którym podmioty zobowiązane miały możliwość realizacji obowiązku zapasowego poprzez zawarcie tzw. umowy biletowej, o której mowa w art. 24b ustawy o zapasach. Zgodnie z art. 24b ust. 1 ustawy o zapasach, przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą i podmiot dokonujący przywozu gazu ziemnego mogą zlecić, na podstawie umowy, wykonywanie zadań w zakresie utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego innemu przedsiębiorstwu energetycznemu wykonującemu działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub przedsiębiorstwu energetycznemu wykonującemu działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami gazowymi. Podstawo-

we wymogi, co do treści takiej umowy, zawarto w art. 24b ust. 3 ustawy o zapasach. Dodatkowo, ustawa ta wskazuje, że w przypadku gdy zapasy obowiązkowe gazu ziemnego, utrzymywane zgodnie z art. 24b ust. 1, nie stanowią majątku przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub

podmiotu dokonującego przywozu gazu ziemnego, zlecającego utrzymywanie tych zapasów, umowa powinna zawierać także postanowienia gwarantujące zlecającemu prawo nabycia tych zapasów w okresie jej obowiązywania oraz określać sposób ustalania ceny odsprzedaży tych zapasów (art. 24b ust. 4).

Zgodnie z art. 24b ust. 6 ww. ustawy, przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą i podmiot dokonujący przywozu gazu ziemnego (jako podmioty zobowiązane do realizacji obowiązku zapasowego), przed zawarciem umowy biletowej są obowiązane do przedłożenia projektu tej umowy Prezesowi URE oraz uzyskania zgody na jej zawarcie. Prezes URE, w drodze decyzji, wyraża zgodę albo odmawia wyrażenia zgody na zawarcie umowy, o której mowa w ust. 1, w terminie 30 dni od dnia otrzymania kompletnego wniosku o wyrażenie zgody na zawarcie umowy,

o której mowa w ust. 1 (art. 24b ust. 7). Przesłanki odmowy wyrażenia zgody na zawarcie ww. umowy przez Prezesa URE określa art. 24b ust. 8 ustawy. Przepis ten stanowi, że Prezes URE odmawia wyrażenia zgody na zawarcie umowy biletowej jeżeli: (1) projekt tej umowy nie zawiera postanowień, o których mowa w art. 24b ust. 3 ustawy o zapasach, (2) lokalizacja lub parametry techniczne instalacji magazynowych i sieci gazowych, do których instalacje te są przyłączone, nie zapewniają możliwości dostarczenia całkowitej ilości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego do systemu gazowego w okresie nie dłuższym niż 50 dni.

Wydłużenie wymaganego okresu dostarczenia całkowitej ilości zapasu obowiązkowego do systemu gazowego z wcześniejszych 40 do 50 dni jest rozwiązaniem wprowadzonym w 2022 r. na mocy art. 70d ustawy z 5 sierpnia 2022 r. Zmiana ta miała za zadanie umożliwić bardziej elastyczne zarządzanie zdolnościami magazynowymi. Rozwiązanie jest ograniczone czasowo, wydłużenie ww. okresu ma obowiązywać jedynie do 30 września 2024 r.

W przypadku realizacji obowiązku zapasowego w oparciu o umowę biletową, w 2022 r., podobnie jak rok wcześniej, szczególne znaczenie miało efektywne prowadzenie postępowań administracyjnych, gdyż zawarcie stosownej umowy warunkowane jest wyrażeniem przez Prezesa URE zgody na jej zawarcie w formie decyzji, a ta powinna być wydana w terminie 30 dni od dnia otrzymania kompletnego wniosku (art. 24a i n. ustawy o zapasach).

Zgodnie z powyższymi przepisami, po uprzednim przedłożeniu projektów umów biletowych

przez zainteresowane przedsiębiorstwa i podmioty, Prezes URE w drodze decyzji wydał zgody na zawarcie umów biletowych (lub aneksów do obowiązujących umów biletowych) siedmiu podmiotom zobowiązanym. Wydano dwie decyzje umarzające ze względu na niepodtrzymanie wniosków przez stronę postępowania. Żaden z przedłożonych Prezesowi URE w 2022 r. wniosków o wyrażenie zgody na zawarcie umowy biletowej na sezon 2022/2023 nie spotkał się z odmową.

W sezonie 2022/2023 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 art. 27 ust. 2 pkt 1 ustawy o zapasach, 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 2022 r. – do 20 września 2022 r.

Z kolei na podstawie art. 27 ust. 2 pkt 2 ustawy o zapasach, podmioty zobowiązane powinny w terminie do 15 maja 2022 r. przedstawić ministrowi właściwemu do spraw energii i Prezesowi URE informacje o: (1) działaniach podjętych w okresie od 1 stycznia do 31 grudnia poprzedniego roku (tu: od 1 stycznia 2020 r. do 31 grudnia 2020 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 zagranicą oraz realizacji obowiązku zapasowego, a przekazywanych na podstawie art. 27 ust. 2 pkt 2 ustawy o zapasach, był tożsamy z tym wskazanym w Informacji nr 30/2019 z 23 kwietnia 2019 r. w sprawie obowiązku informacyjnego przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą i podmiotów dokonujących przywozu gazu ziemnego. Komunikat zwracał 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 bez-

pośrednio związany z dokonaniem przywozu gazu ziemnego, dokonaniem obrotu gazem ziemnym z zagranicą czy też tylko z realizacją obowiązku utrzymywania zapasów gazu ziemnego.

Dla nowego okresu, rozpoczynającego się 1 października 2022 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 2022 r. wywiązało się 17 z 18 podmiotów zobowiązanych do utworzenia zapasów obowiązkowych (wszystkie poza jednym, którym zapasy obowiązkowe zostały zweryfikowane), w tym 15 przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą oraz 2 podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego; w stosunku do jednego przedsiębiorstwa Prezes URE wszczął postępowanie o nałożenie kary pieniężnej w związku z podejrzeniem niewywiązania się z obowiązku zapasowego na 1 października 2021 r.; postępowanie to zostało zakończone w 2022 r.,
- z obowiązku utworzenia zapasów obowiązkowych na 1 października 2022 r. wywiązały się wszystkie podmioty zobowiązane do utworzenia zapasów obowiązkowych (wszystkie, którym zapasy obowiązkowe zostały zweryfikowane), w tym 13 przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą oraz 2 podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego,
- w jednym przypadku stwierdzono nie wywiązanie się z obowiązku przekazania w wymaganym terminie do 15 maja 2022 r. informacji o ustalonej wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego na okres od 1 października 2022 r. do 30 września 2023 r. Prezesowi URE w celu jej weryfikacji (art. 25 ust. 3 ustawy o zapasach), w związku z czym wymierzono karę pieniężną;

należy zauważyć, że konsekwencją nieprzekazania informacji o ustalonej wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego jest obniżenie wielkości utrzymywanych zapasów obowiązkowych w skali kraju,

- w jednym przypadku stwierdzono niedopełnienie obowiązku, o którym mowa w art. 25 ust. 6 pkt 1 ustawy o zapasach, polegającego na poinformowaniu Prezesa URE o zamiarze rozpoczęcia przywozu gazu ziemnego najpóźniej na 30 dni przed dniem rozpoczęcia tego przywozu, w związku z czym wymierzono karę pieniężną,
- nie stwierdzono naruszenia obowiązku, o którym mowa w art. 24b ust. 3 ustawy o zapasach, polegającego na wykorzystywaniu zdolności przesyłowych zarezerwowanych na potrzeby dostarczenia całkowitych ilości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego utrzymywanych poza terytorium RP do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej, wyłącznie na te potrzeby; prowadzone postępowanie w sprawie podejrzenia wystąpienia takiego przypadku nie wykazało naruszenia ustawy.

8.7. Bezpieczeństwo dostarczania gazu ziemnego

Zgodnie z art. 7a ust. 2 pkt 3 ustawy z dnia 4 września 1997 r. o działach administracji rządowej¹⁶⁸⁾ w związku z § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 13 grudnia

2017 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Energii¹⁶⁹⁾, organem państwa właściwym w sprawach bezpieczeństwa energetycznego kraju, w tym bezpieczeństwa dostaw energii, surowców energetycznych i paliw oraz infrastruktury energetycznej, w tym funkcjonowania systemów energetycznych, z uwzględnieniem zasad racjonalnej gospodarki i potrzeb bezpieczeństwa energetycznego kraju, jest minister właściwy do spraw energii.

Tym niemniej, mając na uwadze zakres działania opisany w art. 23 ust. 2 pkt 20 lit. f ustawy – Prawo energetyczne, również Prezes URE w ramach działalności regulacyjnej pełni istotną rolę w monitorowaniu funkcjonowania systemu gazowego m.in. w zakresie bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych.

W tym kontekście niniejszego podrozdziału warto zauważyć, że w ramach nowelizacji ustawy o zapasach¹⁷⁰⁾, w 2022 r. ustawodawca wprowadził nową definicję bezpieczeństwa gazowego państwa. Pojęcie to w art. 2 ust. 1 pkt 1a ustawy zdefiniowano jako *stan umożliwiający bieżące i perspektywiczne pokrycie zapotrzebowania odbiorców na gaz ziemny, w określonej wielkości i czasie, w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, w stopniu umożliwiającym prawidłowe funkcjonowanie gospodarki*. Należy podkreślić, że pojęcie to ma charakter odmienny od dotychczas funkcjonującego bezpieczeństwa paliwowego państwa, posiadającego bardziej ogólne znaczenie.

¹⁶⁹⁾ Dz. U. z 2017 r. poz. 2314.

¹⁷⁰⁾ Dz. U. z 2022 r. poz. 1537.

¹⁶⁸⁾ Dz. U. z 2022 r. poz. 2512.

Monitorowanie bezpieczeństwa dostaw przez Prezesa URE realizowane było m.in. w poniższych aspektach.

Dywersyfikacja

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 zagranicą (zmieniony art. 32 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne). 10 maja 2017 r. weszło w życie rozporządzenie Rady Ministrów z 24 kwietnia 2017 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy¹⁷¹⁾, 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.

Prezes URE w 2022 r. przeprowadził monitoring przestrzegania przepisów ww. rozporządzenia dywersyfikacyjnego przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające w 2021 r. koncesję na

obróć gazem ziemnym z zagranicą. Monitoringiem objętych zostało 21 podmiotów. W związku z koniecznością uzupełnienia informacji i przekazanej dokumentacji, działania te były kontynuowane w 2023 r.

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 wnoszący 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.

Wniosek o udzielenie koncesji OGZ, nieuzupełniony w wyznaczonym terminie w sposób spełniający wszystkie wymagane ustawą warunki, pozostawia się bez rozpoznania na podstawie art. 35 ust. 2b ustawy – Prawo energetyczne.

Ponadto, mając na uwadze istotne znaczenie obowiązku zapasowego dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego państwa, Prezes URE w udzielanych koncesjach na 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.



¹⁷¹⁾ Dz. U. z 2017 r. poz. 902.

Część V. Realizacja obowiązków wynikających z rozporządzenia REMIT

Obowiązki wynikające z rozporządzenia REMIT

W 2022 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 współ-

Liczba wszystkich uczestników rynku zarejestrowanych w CEREMP - 16 110, liczba uczestników rynku zarejestrowana z Polski - 817 (5,07% wszystkich).

Pośredniczeniem w zawieraniu transakcji na hurtowych rynkach energii zajmowały się trzy podmioty: TGE S.A., PSE S.A. oraz OGP Gaz-System S.A.

pracy z osobami zawodowo zajmującymi się pośredniczeniem w zawieraniu transakcji na hurtowym rynku energii,

- monitorowanie wypełniania przez osoby zawodowo zajmujące się pośredniczeniem 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 z 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 administracyj-

Przeprowadzono dwa postępowania wyjaśniające w sprawach dotyczących podejrzenia dokonania manipulacji na rynku lub próby manipulacji na rynku.

Prezes URE prowadzi cykliczny monitoring hurtowego rynku energii elektrycznej m.in. pod kątem komponentów mających wpływ na poziom cen en. el.

- nych 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,
- 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.

Z kolei osoby zajmujące się zawodowo pośredniczeniem w zawieraniu transakcji na hurtowym rynku energii mają obowiązek:

- niezwłocznego powiadamiania krajowego organu regulacyjnego w przypadku uzasadnionych podstaw, że transakcja może stanowić naruszenie zakazu manipulacji na rynku lub niezgodnego z prawem wykorzystywania informacji wewnętrznych,
- tworzenia i utrzymywania skutecznych mechanizmów i procedur służących identyfikacji przypadków naruszenia zakazu wykorzystywania informacji wewnętrznych oraz zakazu manipulacji na rynku.

„Gdy w bezprecedensowym tempie rosną ceny energii elektrycznej i gazu, może to budzić pytania o zasadność podwyżek i mechanizmy nimi rządzące. Czy rzeczywiście wahania cen odzwierciedlają koszty paliw, a mechanizmy transakcyjne mają charakter rynkowy?

Na rynku energii, tak jak na każdym innym rynku, ceny są wynikiem gry podaży i popytu, ale występuje tam również element spekulacji oraz wyceny ryzyka, których przecież nie zakazują przepisy. To to po prostu próba oceny danego zjawiska w przyszłości, bazująca na informacji, jaką dysponujemy w bieżącej chwili.

Rynek obawiał się gwałtownego przerwania dostaw paliw, nieprzewidywalności sytuacji geopolitycznej, a także skutków szybko rosnących cen surowców energetycznych. I w pierwszym półroczu 2022 roku, oprócz realnych kosztów produkcji, z całą pewnością na rynku silnie oddziaływały elementy spekulacyjne i odzwierciedlające ryzyko, bazujące na niepewności.

Należy jednak wyraźnie odróżnić spekulację od manipulacji. Ta druga jest zabroniona prawem. Jest to bowiem intencjonalne działanie z konkretnym zamiarem, który ma wywołać np. wzrost cen. W celu zapobieżenia takim działaniom wprowadzono przepisy prawa, czyli rozporządzenie REMIT i wynikające z niego sankcje karne. Efektem postępowania wyjaśniającego URE w sprawie manipulacji może być złożenie wniosku do prokuratury.

Działając na podstawie rozporządzenia REMIT, na bieżąco przyglądamy się sytuacji na rynkach energetycznych, w tym na Towarowej Gieldzie Energii, pod kątem występowania działań niezgodnych z prawem.”

Rafał Gawin, Prezes URE

Rejestracja w krajowym rejestrze uczestników rynku

Rejestracja uczestników polskiego rynku energii prowadzona jest przez URE za pośrednictwem Scentralizowanego Europejskiego Rejestru Uczestników Rynku Energii (*Centralised European Registry for Energy Market Participant – CEREMP*¹⁷²⁾), przygotowanego przez ACER.

¹⁷²⁾ Scentralizowany Europejski Rejestr Uczestników Rynku Energii, ang. *Centralised European Registry for Energy Market Participant – CEREMP*, https://www.acer-remit.eu/ceremp/home?nraShortName=20&lang=pl_PL

Na koniec 2022 r. w systemie CEREMP było zarejestrowanych łącznie 16 110 uczestników rynku, podczas gdy liczba uczestników rynku z Polski wyniosła 817 (ok. 5,07 proc. wszystkich zarejestrowanych podmiotów). Wzrost zarejestrowanych uczestników rynku z Polski w 2022 r. w porównaniu z 2021 r. wyniósł 9,37 proc.

W obliczu nadal trwającej w 2022 r. epidemii COVID-19, Prezes URE w dalszym ciągu zauważał zwiększenie się liczby przedkładanych w CEREMP pełnomocnictw podpisanych elektronicznie, co zapewne wynikało z pracy zdalnej i utrudnionego kontaktu z przedstawicielami spółek osób będących pełnomocnikami, chcących zarejestrować w CEREMP nowych uczestników rynku.

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 zleceniach¹⁷³⁾ odbywa się za pośrednictwem podmiotów, które uzyskały nadany przez ACER status tzw. Registered Reporting Mechanism (RRM)¹⁷⁴⁾. Na koniec 2022 r. w całej UE były 104 zarejestrowane podmioty posiadające status RRM, w tym trzy podmioty, tj.: TGE S.A., OGP Gaz-System S.A. oraz PSE S.A. posiadały swoją siedzibę w Polsce.

W 2022 r. ACER kontynuowała stosowanie uruchomionych od 1 marca 2021 r. nowych zasad walidacji kodów EIC X w kontraktach dotyczących przesyłu energii elektrycznej lub gazu ziemnego. W latach poprzednich, Agencja wielokrotnie informowała¹⁷⁵⁾ uczestników rynku o powyższym zamiarze wprowadzenia nowych zasad walidacji kodów EIC X i wzywała ich w związku z powyższym do stosowania tylko jednego kodu Energy Identi-

¹⁷³⁾ Przekazywane dane gromadzone są przez ACER przy wykorzystaniu utworzonego w tym celu systemu ARIS (ACER REMIT Information System).

¹⁷⁴⁾ *Registered Reporting Mechanism (RRM)* – strony przekazujące informacje, zwane również zarejestrowanymi mechanizmami sprawozdawczymi, to uczestnicy rynku lub podmioty przekazujące informacje w ich imieniu, które spełniają wymogi techniczne i organizacyjne w celu zapewnienia sprawnej, skutecznej i bezpiecznej wymiany informacji i przetwarzania informacji na potrzeby obsługi informacji zgodnie z art. 8 rozporządzenia REMIT i rozporządzeniem wykonawczym (UE) nr 1348/2014.

¹⁷⁵⁾ ACER updates validation rules under REMIT (europa.eu) A9R4692.tmp (acer-remit.eu).

fication Code (EIC) typu „X” (tj. identyfikującego podmiot, czyli uczestnika rynku) przy zawieraniu transakcji podlegających raportowaniu zgodnie z rozporządzeniem REMIT. Jednocześnie wyjaśniała, że ten sam kod identyfikacyjny energii (EIC) typu „X”, który służy do identyfikacji uczestnika rynku w zgłaszanych danych, musi być zarejestrowany w CEREMP, ponieważ po aktywacji nowych zasad wszystkie zgłoszone do ACER rekordy z danymi, zawierające kody EIC, jako identyfikatory uczestników rynku, które nie zostaną wprowadzone do CEREMP, zostaną odrzucone.

W 2022 r. ACER dokonała zmian w następujących dokumentach dotyczących raportowania danych, dostępnych na stronie internetowej ACER w zakładce REMIT PORTAL:

- Transaction Reporting User Manual (TRUM) wraz z Aneksami,
- Frequently Asked Questions (FAQs) on REMIT transaction reporting,
- Manual of Procedures on Data Reporting (MoP on Data Reporting) wraz z Aneksami,
- Q&As on REMIT.

W dalszym ciągu, na mocy decyzji¹⁷⁶⁾ wydanej przez Komisję Europejską (po przeprowadzeniu od 8 czerwca do 31 sierpnia 2020 r. konsultacji¹⁷⁷⁾),

¹⁷⁶⁾ Decyzja Komisji (UE) 2020/2152 z 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, EUR-Lex -32020D2152 - EN - EUR-Lex (europa.eu).

¹⁷⁷⁾ Konsultacje zostały przeprowadzone przez Komisję Europejską na podstawie art. 32 rozporządzenia 2019/942; <https://>

ACER w 2022 r. 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 decyzji. Powyższe opłaty wnosi corocznie każdy podmiot raportujący dane do ACER, zarejestrowany zgodnie z art. 11 rozporządzenia wykonawczego, jako RRM.

Na stronie internetowej ACER REMIT PORTAL w zakładce „REMIT Documents – REMIT Fees”¹⁷⁸⁾, ACER zamieszcza dokumenty z informacjami wyjaśniającymi techniczne i operacyjne aspekty opłat, które Agencja pobiera na podstawie przedmiotowej decyzji.

Publikowanie informacji wewnętrznych

Skuteczne wypełnianie obowiązku publikowania przez uczestników rynku informacji wewnętrznych, od 1 stycznia 2021 r. może odbywać się tylko za pośrednictwem zarejestrowanych w ACER Platform Informacji Wewnętrznych (*Inside Information Platform – IIP*) oraz (pod określonymi warunkami) za pośrednictwem odpowiednich platform transparentności (*Transparency Platforms*).

W 2022 r. ACER kontynuowała proces certyfikacji i rejestracji Platform Informacji Wewnętrznych

ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/12406/public-consultation

¹⁷⁸⁾ REMIT Documents | www.acer.europa.eu

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. Wytycznych ACER¹⁷⁹⁾. Agencja w rozdziale 7.2. powyższych wytycznych z 2019 i 2020 r. oraz w rozdziale 4.2 wytycznych z 2021 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 (*Inside Information Platforms – IIP*) oraz (pod określonymi warunkami) za pośrednictwem odpowiednich platform transparentności (*Transparency Platforms*¹⁸⁰⁾).

Od 1 stycznia 2023 r. uczestnicy hurtowego rynku energii nie mogą już korzystać ze swoich internetowych stron, jako rozwiązania zapasowego do

¹⁷⁹⁾ 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; Guidance on REMIT application | www.acer.europa.eu.

¹⁸⁰⁾ 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. Wytycznych ACER, wskazuje również ujawnianie informacji wewnętrznych za pośrednictwem odpowiednich platform transparentności (*Transparency Platforms*) na podstawie rozporządzenia 2019/942, uchylającego rozporządzenie 714/2009 lub na podstawie rozporządzenia 715/2009.

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 energii¹⁸¹⁾.

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

W 2022 r., na liście ACER opublikowanej na stronie internetowej REMIT PORTAL¹⁸²⁾, wśród podmiotów ubiegających się o status prowadzonych przez te podmioty platform, jako *Inside Information Platforms* oraz podmiotów, których platformy przeszły przynajmniej pierwszy etap oceny ACER, znajdowały się m.in. TGE S.A. prowadząca Giełdową Platformę Informacyjną (GPI)¹⁸³⁾ w zakresie hurtowego rynku energii elektrycznej oraz OGP Gaz-System S.A. prowadząca platformę w zakresie hurtowego rynku gazu – *Gas Inside Information Platform* (GIIP). Zarówno TGE S.A., jak i OGP Gaz-

-System S.A., przeszły pozytywnie wszystkie etapy oceny ACER.

Obowiązki osób zajmujących się zawodowo pośrednictwem w zawieraniu transakcji

Szczególną rolę w zakresie monitorowania nadużyć wynikających z rozporządzenia REMIT pełnią podmioty zajmujące się zawodowo pośrednictwem w zawieraniu transakcji na hurtowych rynkach energii (PPATs – ang. *Persons professionally arranging transactions*), które mają obowiązek tworzenia i utrzymywania skutecznych mechanizmów i procedur służących identyfikacji przypadków naruszenia zakazu manipulacji na rynku, próby manipulacji na rynku lub niezgodnego z prawem wykorzystywania informacji wewnętrznych.

W 2022 r. w Polsce pośrednictwem w zawieraniu transakcji na hurtowych rynkach energii aktywnie zajmowały się trzy podmioty: TGE S.A., PSE S.A. oraz OGP Gaz-System S.A.

Podmioty te, na podstawie przepisów rozporządzenia REMIT, zobowiązane są do powiadamiania Prezesa URE, w przypadku posiadania uzasadnionych podstaw aby podejrzewać, że dana transakcja na hurtowym rynku energii może stanowić naruszenie zakazów manipulacji lub niezgodnego z prawem wykorzystywania informacji wewnętrznej. Dodatkowo podmioty te prowadzą okresowe szkolenia dla uczestników rynku w celu aktualizacji wdrożonych zasad monitorowania hurtowego rynku energii ukierunkowanego na wykrywanie i zapobieganie nadużyciom zdefiniowanym w rozporządzeniu REMIT.

W 2022 r. jeden z polskich PPAT zgłosił Prezesowi URE dwa przypadki podejrzenia dokonania przez uczestników hurtowego rynku energii manipulacji na rynku lub próby manipulacji na rynku.

Tabela 76. Kategorie podmiotów wynikające z rozporządzenia REMIT

Stan na koniec 2022 r.	Unia Europejska	Polska
Uczestnicy rynku zarejestrowani w CEREMP	16 110	817
Registered Reporting Mechanisms (RRM)	104	3
Podmioty ubiegające się w ACER o status <i>Inside Information Platforms</i> oraz podmioty, które przeszły przynajmniej pierwszy etap oceny ACER* jako <i>Inside Information Platforms</i>	21	2
PPATs – ang. <i>Persons professionally arranging transactions</i>	Brak zaktualizowanych danych	3

* 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 2022 r. przedstawiciele Prezesa URE uczestniczyli w pracach grup roboczych ACER, w których dyskutowane były kwestie sposobu prowadzenia nadzoru hurtowego rynku energii.

Prace były prowadzone w formule spotkań online oraz poprzez wymianę informacji w formie elektronicznej.

¹⁸¹⁾ Publikacja ACER pn. „REMIT Quarterly” (Issue No. 31 /Q4 2022), informacja pt. „Disclosure of inside information”; REMIT Quarterly_Q4_2022_1.0.pdf (europa.eu)

¹⁸²⁾ <https://www.acer-remit.eu/portal/list-inside-platforms>

¹⁸³⁾ Giełdowa Platforma Informacyjna (GPI) funkcjonuje od 27 lutego 2014 r. i została utworzona przy współpracy przedstawicieli całego sektora elektroenergetycznego pod patronatem Prezesa URE.

Komunikacja z uczestnikami hurtowego rynku energii

Najważniejsze informacje związane z rozporządzeniem REMIT są udostępniane na stronie internetowej URE¹⁸⁴⁾. Uczestnicy rynku mogą także przesyłać do URE na dedykowaną skrzynkę e-mail¹⁸⁵⁾ pytania dotyczące realizacji obowiązków wynikających z ww. rozporządzenia oraz z przepisów wykonawczych dotyczących procesu rejestracji w krajowym rejestrze uczestników rynku. Z kolei ACER na swojej stronie internetowej prowadzi tzw. „REMIT Portal”¹⁸⁶⁾ poświęcony wszelkim zagadnieniom zawartym w rozporządzeniu REMIT.

W 2022 r. Prezes URE na stronie internetowej Urzędu:

- 1) informował o opublikowaniu przez ACER zaktualizowanych wersji następujących dokumentów dotyczących obszaru REMIT:
 - ACER REMIT Transaction Reporting User Manual (TRUM) (Version 5.0, 31 March 2022) i jego załącznik Annex II – Examples of transaction reporting (31 March 2022). TRUM to instrukcja dla uczestników rynku energii i podmiotów trzecich raportujących dane do ACER w ich imieniu, określająca w jaki sposób raportować do ACER dane o produktach energetycznych sprzedawanych w obrocie hurtowym, zgodnie z obowiązkiem wynika-

jącym z art. 8 rozporządzenia REMIT. Zaktualizowane wersje powyższych dokumentów są wynikiem pięciomiesięcznych konsultacji różnych zainteresowanych stron, w tym stowarzyszeń uczestników rynku, zorganizowanych platform handlowych oraz zarejestrowanych mechanizmów sprawozdawczych i dotyczą raportowania transakcji związanych z przesyłem gazu ziemnego;

- ACER Frequently Asked Questions (FAQs) on REMIT Transaction Reporting (13th Edition, 31 March 2022). Jest to kolejna edycja najczęściej zadawanych pytań na temat raportowania transakcji w ramach obowiązków wynikających z rozporządzenia REMIT, która zawiera nowe i uzupełnione odpowiedzi na pytania uczestników hurtowego rynku energii w zakresie raportowania transakcji zgodnie z ww. rozporządzeniem tak, aby lepiej odzwierciedlić ciągłą ewolucję rynków UE i ułatwić raportowanie danych;
- Questions & Answers on REMIT (27th Edition, Updated: 31 March 2022). Dokument zawiera odpowiedzi na najczęściej zadawane przez uczestników rynku energii pytania. Został on przygotowany w 2011 r. we współpracy m.in. z organami regulacyjnymi i od tego czasu jest stale aktualizowany. ACER wyjaśnia w nim kwestie budzące wątpliwości uczestników rynku energii odnoszące się do sposobu rozumienia definicji i stosowania w praktyce przepisów rozporządzenia REMIT. Aktualizacja zawiera trzy nowe pytania i odpowiedzi doprecyzowujące zastosowanie

- REMIT w przypadku ujawniania informacji wewnętrznych, gwarancji pochodzenia i agregatorów energii odnawialnej¹⁸⁷⁾,
- 2) ponownie przypominał uczestnikom hurtowego rynku energii, że ACER od 1 stycznia 2021 r. wymaga, aby obowiązek publikacji informacji wewnętrznych, wynikający z art. 4 ust. 1 rozporządzenia REMIT, był wypełniany poprzez ich publikację na spełniających kryteria ACER Platformach Informacji Wewnętrznych tzw. Inside Information Platforms oraz (pod określonymi warunkami) centralnych Platformach Transparentności (Transparency Platforms). Ponadto w publikacji¹⁸⁸⁾ regulator informował o decyzji ACER, spowodowanej wyjątkowymi okolicznościami związanymi z pandemią COVID-19, o przedłużeniu do końca 2022 r., w sytuacjach awaryjnych, możliwości publikacji informacji wewnętrznych przez uczestników rynku hurtowego na firmowych stronach internetowych. Jest to rozwiązanie zapasowe (awaryjne), które można stosować w przypadku gdy spełnione są jednocześnie dwa warunki:
 - wystąpiła czasowa niedostępność platform informacji wewnętrznych (Inside Information Platforms – IIP);

¹⁸⁷⁾ Patrz Informacja URE z 14 kwietnia 2022 r.: ACER opublikowała kolejną aktualizację wytycznych dotyczących obszaru REMIT – Aktualności REMIT – Urząd Regulacji Energetyki.

¹⁸⁸⁾ Patrz Informacja URE z 14 stycznia 2022 r.: Hurtowy rynek energii: obowiązek publikacji informacji wewnętrznych w zakresie REMIT można realizować w formie zapasowej do końca 2022 roku – Aktualności REMIT – Urząd Regulacji Energetyki (ure.gov.pl).

¹⁸⁴⁾ <https://www.ure.gov.pl/urząd/prawo/prawo-wspolnotowe/remit/aktualnosci-remit>

¹⁸⁵⁾ REMIT.rejestracja@ure.gov.pl

¹⁸⁶⁾ <https://www.acer-remit.eu/portal/home>

- a uczestnik rynku nie ma możliwości skorzystania z rozwiązań zapasowych (awaryjnych) wprowadzonych przez IIP.

Co ważne, zastosowanie wyłącznie tego rozwiązania nie spełnia warunku skutecznego ujawnienia informacji wewnętrznych. Uczestnicy rynku hurtowego zobowiązani są także do wskazania w krajowym rejestrze uczestników rynku wybranej platformy i strony internetowej, na których będą publikować wymagane informacje wewnętrzne.

Powiadomienia o podejrzeniu naruszenia przepisów rozporządzenia REMIT, uczestnicy hurtowego rynku energii, a także inne podmioty i instytucje, mogą zgłaszać poprzez prowadzoną przez ACER internetową platformę (Notification Platform)¹⁸⁹⁾, a także bezpośrednio do Prezesa URE.

Postępowania wyjaśniające

W 2022 r. upoważnieni przez Prezesa URE pracownicy URE przeprowadzili dwa postępowania wyjaśniające w sprawach dotyczących podejrzenia dokonania manipulacji na rynku lub próby manipulacji na rynku, zarządzane na podstawie art. 23p ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Jedno z postępowań zostało zarządzane na podstawie powiadomienia przekazanego przez jednego z PPAT's i zakończyło się zamknięciem postępowania, ponieważ nie znaleziono podstaw do przeprowadze-

nia kontroli REMIT, o której mowa w art. 23c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, ani do złożenia zawiadomienia o podejrzeniu popełnienia przestępstwa.

Drugie postępowanie zostało zarządzane przez Prezesa URE w związku z gwałtownym wzrostem cen energii elektrycznej, szczególnie produktu BASE_Y-23, obserwowanym od 1 stycznia 2022 r. Postępowanie to zostało zakończone przygotowaniem zawiadomienia o podejrzeniu popełnienia przestępstwa pod koniec 2022 r. i złożeniem tego zawiadomienia do Prokuratury na początku 2023 r.

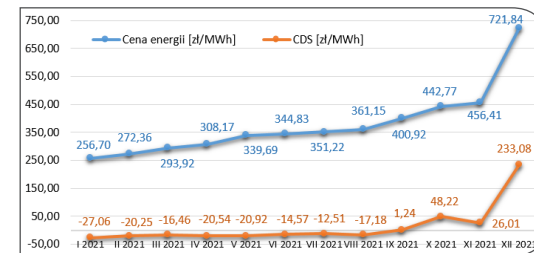
W myśl art. 23p ust. 6 i 8 ustawy – Prawo energetyczne, po zakończeniu postępowania wyjaśniającego, Prezes URE składa zawiadomienie o podejrzeniu popełnienia przestępstwa, wszczyna kontrolę REMIT albo zarządza zamknięcie postępowania wyjaśniającego, które nie stanowi przeszkody do ponownego jego przeprowadzenia o ten sam czyn, chyba że nastąpiło przedawnienie karalności przestępstwa.

Niezależnie od powyższego, w 2022 r. Prezes URE analizował jeszcze sześć spraw dotyczących podejrzenia manipulacji na rynku lub niezgodnego z prawem wykorzystywania informacji wewnętrznych zgłoszone bezpośrednio do Prezesa URE przez polskich uczestników rynku energii i inne polskie podmioty, a także przez polskich PPAT's oraz przez podmioty zagraniczne za pośrednictwem prowadzonej przez ACER internetowej platformy dedykowanej do zgłaszania naruszeń przepisów rozporządzenia REMIT (*Notification Platform*). Po dokonaniu szczegółowej analizy Prezes URE uznał, że w dwóch z sześciu ww. spraw nie ma podstaw

do wszczęcia kontroli REMIT (art. 23c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne), ani zarządzenia postępowania wyjaśniającego (art. 23p ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne). Analiza pozostałych spraw jest kontynuowana w 2023 r.

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)¹⁹⁰⁾.

Rysunek 79. Średniomiesięczny CDS na tle średniomiesięcznych cen energii elektrycznej – instrumentu BASE_Y-22¹⁹¹⁾ notowanego na TGE S.A. w 2021 r. [zł/MWh]



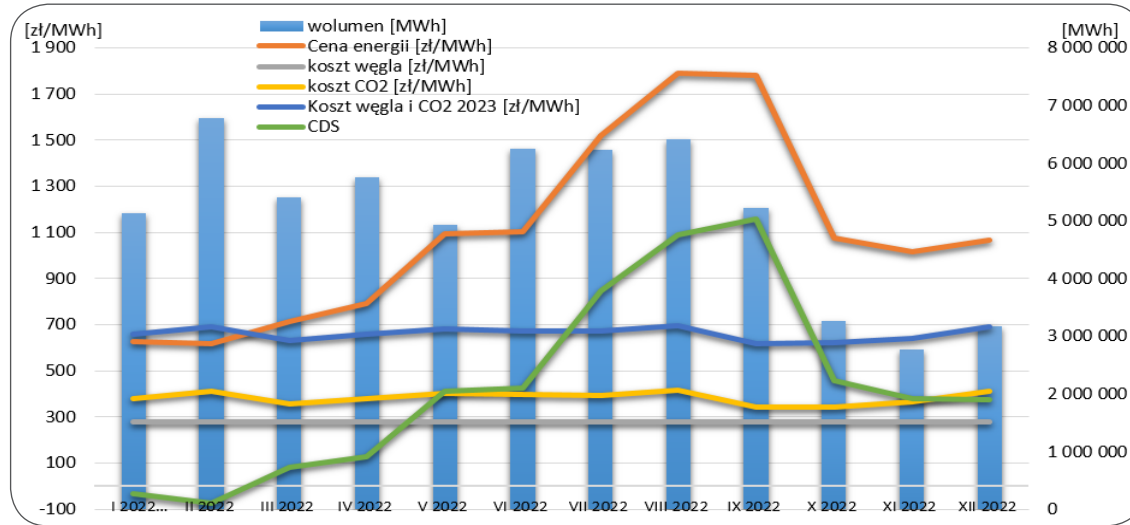
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE S.A., ICE, ARP.

¹⁹⁰⁾ $CDS = C_{EE} - (CP + C_{CO_2})$, 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.

¹⁹¹⁾ Roczny kontrakt terminowy na dostawę energii elektrycznej, którego wykonanie przypada w 2022 r.

¹⁸⁹⁾ <https://www.acer-remit.eu/np/home>

Rysunek 80. Średniomiesięczny CDS na tle średniomiesięcznych cen energii elektrycznej – instrumentu BASE_Y-23¹⁹²⁾ notowanego na TGE S.A. w 2022 r. [zł/MWh]



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

Część VI. Ciepłownictwo

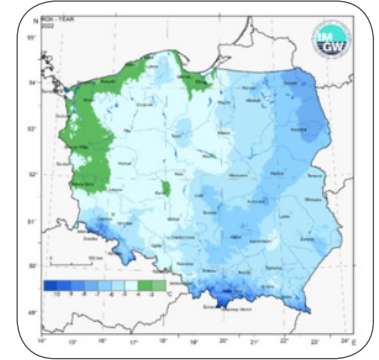
1. Rynek ciepła – sytuacja ogólna

1.1. Lokalne rynki ciepła

Jako specyfikę rynku ciepła należy niewątpliwie uznać położenie geograficzne Polski (strefę

klimatyczną), która czyni z tego rynku dobro mające ogromne znaczenie dla konsumentów ciepła w gospodarstwach domowych i jest dobrem pierwotnym, koniecznym do zaspokojenia w pierwszej kolejności. Jak podaje Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej¹⁹³⁾, średnia obszarowa temperatura powietrza w 2022 r. wyniosła w Polsce 9,5°C i była o 0,8 stopnia wyższa od średniej rocznej wieloletniej (klimatologiczny okres normalny 1991–2020). Ubiegły rok należy zaliczyć do lat

bardzo ciepłych. Najcieplejszym regionem było Podkarpacie, gdzie średnia obszarowa temperatura powietrza wyniosła 9,9°C i była wyższa od normy dla tego obszaru o 0,9 stopnia. Najchłodniejszymi regionami były Sudety i Karpaty – tam średnia roczna temperatura wyniosła 8,9°C (0,8 stopnia powyżej normy). Pomimo wzrostów średnich temperatur, w dalszym ciągu występują na terenie Polski



392 przedsiębiorstwa posiadały koncesje na prowadzenie działalności w zakresie zaopatrzenia odbiorców w ciepło.

Zakończono aż 928 postępowań administracyjnych w sprawach zatwierdzenia taryfy/zmiany taryfy, prawie dwukrotnie więcej niż w 2021 r.

Przedsiębiorstwa energetyczne zgłosiły 924 odmowy wydania warunków przyłączenia do sieci ciepłowniczej.

398 przedsiębiorstw zobowiązanych było do przedłożenia taryfy, przychody roczne z zatwierdzonych przez Prezesa URE dla nich taryf – 40 mld zł.

¹⁹²⁾ Roczny kontrakt terminowy na dostawę energii elektrycznej, którego wykonanie przypada w 2023 r.

¹⁹³⁾ <https://www.imgw.pl/wydarzenia/charakterystyka-wybranych-elementow-klimatu-w-polsce-w-2022-roku-odsumowanie>

długie okresy (co najmniej 6 miesięczne) wymagające ogrzewania pomieszczeń, przeznaczonych na pobyt stałych ludzi, w celu zapewnienia im komfortu cieplnego, co pokazuje rysunek obok.

W odpowiedzi na zapotrzebowanie rynku, w zakresie dostarczania ciepła, nastąpił rozwój lokalnych rynków ciepła (ciepłowni i elektrociepłowni) skupionych głównie w miastach. W małych miastach i poza nimi, regułą są indywidualne źródła wytwarzania ciepła.

Niewątpliwie polskie ciepłownictwo stoi przed ogromnymi wyzwaniami związanymi z polityką klimatyczną UE, przy czym dostosowanie ciepłownictwa w Polsce do polityki klimatyczno-energetycznej Unii powinno odbywać się przy zachowaniu podstawowych celów ustawy – Prawo energetyczne, a więc ochrony środowiska i równoważeniu interesów odbiorców i przedsiębiorstw energetycznych.

Wyzwania dla ciepłownictwa wynikające z polityki klimatyczno-energetycznej UE do 2030 r.¹⁹⁴⁾ oraz planu osiągnięcia przez UE do 2050 r. neutralności klimatycznej (strategia Europejskiego Zielonego Ładu), zostały uwzględnione w „Krajowym planie na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030” oraz w „Polityce energetycznej Polski do 2040 r.” (PEP 2040).

Transformacja energetyczna, w tym dotycząca ciepłownictwa, ma na celu nie tylko ograniczenie emisji gazów cieplarnianych, poprawę bezpieczeń-

„Nie mam wątpliwości, że systemy ciepłownicze w Polsce należy zmieniać, uniezależnić od paliw kopalnych, ale należy również w tej transformacji uwzględnić lokalną specyfikę, bardzo charakterystyczną dla polskiego rynku. Co więcej, modernizację ciepłownictwa należy traktować jako element bezpieczeństwa, co dobitnie pokazała nam sytuacja związana z wojną w Ukrainie i obawami o brak dostaw węgla dla polskich ciepłowni i elektrociepłowni. Dlatego uważam, że powinien zostać utworzony model centralnego finansowania modernizacji ciepłownictwa.”

Rafał Gawin, Prezes URE

stwa energetycznego, konkurencyjności i efektywności energetycznej gospodarki, ale również poprawę warunków życia obywateli UE.

Realizacja powyższych celów ma nastąpić m.in. poprzez rozwój kogeneracji, zwiększenie wykorzystania źródeł OZE, popularyzację magazynów ciepła. Sprostanie wyzwaniom prowadzonej przez UE polityki dekarbonizacji, będzie wymagało poniesienia w najbliższych latach ogromnych nakładów inwestycyjnych na przedsięwzięcia z zakresu transformacji energetycznej, dlatego też transformacja ciepłownictwa w Polsce powinna odbywać się przy wykorzystaniu funduszy krajowych i unijnych, tj. m.in. Polityki Spójności, Instrumentu na rzecz Odnowy i Zwiększania Odporności, Funduszu na rzecz Sprawiedliwej Transformacji, ReactEU oraz pozostałych instrumentów (np. programy priorytetowe NFOŚiGW oraz środki Wspólnej Polityki Rolnej), jak również nowych instrumentów, które będą wspierać transformację systemu energetycznego w Polsce, tj. np. Funduszu Modernizacyjnego

go oraz krajowego funduszu celowego zasilanego środkami ze sprzedaży uprawnień do emisji CO₂, tj. Funduszu Transformacji Energetyki.

W dynamicznie zmieniającym się otoczeniu kluczową rolę na rynku ciepłowniczym odgrywa Prezes URE, który swoimi działaniami wspiera zarówno przedsiębiorstwa ciepłownicze, jak i odbiorców. Dlatego też, kompleksowe podejście regulatora do zmian zachodzących na rynku ciepła pozwala na zachowanie równowagi pomiędzy interesami przedsiębiorstw energetycznych, a słusznym interesem odbiorców ciepła, zapewniając w taryfach dla ciepła część środków finansowych na realizację zadań inwestycyjnych związanych z transformacją energetyczną, chroniąc jednocześnie odbiorców przed nieuzasadnioną wysokością cen i stawek opłat.

1.2. Bilans podaży i zużycia ciepła

Opis sektora ciepłowniczego przygotowujemy jest co roku w oparciu o dane zbierane przez Prezesa URE w corocznym badaniu koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych. Badanie przeprowadzane jest w I kwartale każdego roku. Opis sektora ciepłowniczego za 2021 r. został zamieszczony w publikacji pt. „Energetyka ciepła w liczbach – 2021” i opublikowany w grudniu 2022 r. na stronie www.ure.gov.pl. Publikacja dotycząca 2022 r. będzie dostępna w bieżącym roku, po przetworzeniu danych zgromadzonych w trakcie badania przedsiębiorstw ciepłowniczych.

.....

¹⁹⁴⁾ W grudniu 2020 r. Rada Europejska zatwierdziła unijny cel zakładający ograniczenie emisji netto gazów cieplarnianych do 2030 r. o co najmniej 55 proc. w porównaniu z poziomem z 1990 r. – zwiększono dotychczas obowiązujący 40 proc. cel redukcyjny.

2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw ciepłowniczych

Jednym z narzędzi regulacji przedsiębiorstw energetycznych jest zatwierdzanie taryf dla ciepła, po wcześniejszym udzieleniu koncesji przedsiębiorstwu energetycznemu. Ze względu na lokalny charakter działalności przedsiębiorstw ciepłowniczych, komórkami URE regulującymi tę działalność są [oddziały terenowe URE](#) oraz [departament DRE](#) zgodnie z właściwością określoną w regulaminie organizacyjnym URE.

Do zadań tych komórek organizacyjnych URE w 2022 r. należało m.in. prowadzenie postępowań administracyjnych i wydawanie decyzji w sprawie udzielenia koncesji (promesy koncesji), a także zmiany, cofnięcia lub stwierdzenia jej wygaśnięcia na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji oraz obrotu ciepłem.

Ponadto komórki wszczywały i prowadziły postępowania administracyjne w sprawach dotyczących zatwierdzania taryf dla ciepła przedsiębiorstw energetycznych objętych obowiązkiem uzyskania koncesji (odpowiednio do właściwości) oraz objętych obowiązkiem uzyskania koncesji udzielanych przez departament DZO w zakresie wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w kogeneracji w źródłach odnawialnych, w tym w źródłach, w których występuje współspalanie paliw kopalnych i biomasy lub biogazu.

Szczegółowe dane liczbowe dotyczące działalności tych komórek organizacyjnych przedstawione są w cz. XII niniejszego Sprawozdania.

2.1. Koncesje

W 2022 r. nie uległy zmianie przepisy dotyczące koncesjonowania działalności ciepłowniczej. Obowiązkiem uzyskania koncesji objęta jest cała działalność gospodarcza związana z zaopatrzeniem odbiorców w ciepło, z wyłączeniem wytwarzania ciepła w źródłach o łącznej mocy cieplnej zainstalowanej nieprzekraczającej 5 MW, wytwarzania ciepła uzyskiwanego w przemysłowych procesach technologicznych, a także wytwarzania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu ciepłem, jeżeli moc cieplna zamówiona przez odbiorców nie przekracza 5 MW.

Udzielanie koncesji następuje na wniosek przedsiębiorcy i opiera się wyłącznie na merytorycznych przesłankach i równoprawnym traktowaniu ubiegających się o nią podmiotów, bez względu na ich formę własności.

W 2022 r. liczba koncesjonariuszy zajmujących się działalnością gospodarczą związaną z zaopatrzeniem odbiorców w ciepło, według stanu na 31 grudnia 2022 r., utrzymała się na poziomie zbliżonym do roku ubiegłego. Na krajowym rynku ciepła koncesje na prowadzenie działalności w zakresie zaopatrzenia odbiorców w ciepło posiadały 392 przedsiębiorstwa. Były to koncesje na wytwarzanie ciepła, przesyłanie i dystrybucję ciepła oraz obrót ciepłem, w liczbie 816. Od 2005 r. obserwuje się stabilizację liczby koncesjonariuszy. Od tego czasu obowiązkiem uzyskania koncesji objęci są przedsiębiorcy posiadający moc wytwórczą ciepła powyżej 5 MW. Wcześniej wartością graniczną był 1 MW. Po 2005 r. zmiany na rynku ciepłowniczym były raczej niewielkie i w szczególności wynikały z przekształceń organizacyjno-własnościowych: przejmowania mająt-

ku ciepłowniczego przez inne przedsiębiorstwa koncesjonowane, konsolidacji przedsiębiorstw oraz ograniczania zakresu działalności skutkującego brakiem obowiązku posiadania koncesji.

Przedsiębiorstwa ciepłownicze są coraz częściej zainteresowane rozszerzeniem swojej działalności. Szukają przede wszystkim możliwości wejścia na nowe, nawet małe rynki lokalne. Działalność niektórych firm ciepłowniczych znacznie wykracza poza pierwotny obszar funkcjonowania i ukierunkowuje się na inne województwa, nie tylko ościennie. Wejście na nowe rynki ciepła następuje zazwyczaj poprzez przejęcie innych przedsiębiorstw ciepłowniczych. Jednocześnie, ze względu na zmniejszenie zużycia ciepła przez odbiorców indywidualnych, które jest wynikiem m.in. termomodernizacji budynków, a także ocieplaniem się klimatu, a w 2022 r. ograniczeniem zużycia ciepła przez odbiorców w związku z rosnącymi cenami, firmy ciepłownicze zmuszone są optymalizować swoją działalność i poszukiwać nowych klientów, a także nowych form sprzedaży ciepła (np. dostarczając do odbiorców chłód wytworzony w absorpcyjnych lub adsorpcyjnych agregatach wody lodowej). Nowe obszary działalności będą się kształtować w związku z transformacją energetyczną, której kierunki zostały nakreślone w dokumentach wspólnotowych oraz PEP 2040.

2.2. Taryfy i warunki ich kształtowania

Zgodnie z art. 47 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa energetyczne posia-

dające koncesje ustalają taryfy, które podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE. Przepisy regulujące sposób kształtowania taryf dla ciepła zawarte są w rozporządzeniu taryfowym ciepłowniczym.

Zmiany rozporządzenia taryfowego dla ciepła, które weszły w życie w 2022 r., w szczególności miały na celu dostosowanie cen wytwarzania ciepła w jednostkach kogeneracji do zewnętrznych warunków prowadzenia tego zakresu działalności, w tym m.in. do zmieniających się kosztów paliw oraz kosztów zakupu uprawnień do emisji dwutlenku węgla.

Były to następujące zmiany przepisów prawa:

- § 1 pkt 2 rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 23 grudnia 2021 r. zmieniającego rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło¹⁹⁵⁾ – zwiększono (w § 13 ust. 6 rozporządzenia taryfowego dla ciepła) o 1 punkt procentowy maksymalne wskaźniki wzrostu przychodów w taryfach dla ciepła dla jednostek kogeneracji, dla poszczególnych przedziałów wartości ilorazu średniej ostatnio stosowanej ceny wytwarzania ciepła w tych jednostkach do ostatnio opublikowanej przez Prezesa URE średniej ceny wytwarzania ciepła w jednostkach wytwórczych nie będących jednostkami kogeneracji, w których zużywane jest tego samego rodzaju paliwo, jak w danej jednostce kogeneracji. Ponadto, jako kryterium kwalifikowania do poszczególnych przedziałów wzrostu przychodów, ustalono udział ceny cie-

pła z jednostki kogeneracji wynikającej z ostatnio stosowanej taryfy (przed wejściem w życie tego rozporządzenia był to udział ceny ciepła przyjętej przez przedsiębiorstwo energetyczne dla roku stosowania taryfy) do opublikowanej przez Prezesa URE średniej ceny ciepła w jednostkach wytwórczych nie stanowiących jednostek kogeneracji opalanych tym samym rodzajem paliwa, jak w danej jednostce kogeneracji,

- § 1 pkt 2 rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 14 marca 2022 r. zmieniającego rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło¹⁹⁶⁾ – zmieniono:

- definicję jednostki kogeneracji, co umożliwiło 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 i odrębnie kształtowanie cen i stawek opłat w jednostkach kogeneracji zainstalowanych w elektrociepłowniach metodą uproszczoną na podstawie § 13 ust. 1 rozporządzenia taryfowego dla ciepła. Zmiana ta umożliwiła istotne zwiększenie przychodów z wytwarzania ciepła w zatwierdzanych przez Prezesa URE taryfach dla ciepła przedsiębiorstw energetycznych eksploatujących elektrociepłownie, które w warunkach dynamicznych zmian kosztów zakupu paliwa (szczególnie po inwazji Federacji Rosyjskiej

- na Ukrainę) i uprawnień do emisji dwutlenku węgla, miały odpowiadać ponoszonym kosztom wytwarzania ciepła w tych jednostkach;
- definicję wielkości „k” we wskaźniku referencyjnym, według nowych przepisów prawa – określa on zmianę kosztów obciążających jednostkę produkowanego ciepła w jednostkach kogeneracji wynikającą z istotnej zmiany warunków wykonywania działalności gospodarczej przez przedsiębiorstwa energetyczne w takim zakresie, w jakim koszty związane z prowadzeniem działalności gospodarczej będą obciążać produkcję ciepła w okresie obowiązywania wskaźnika referencyjnego, a nie obciążały jej w okresie poprzedzającym okres ustalania tego wskaźnika, obliczaną dla poszczególnych rodzajów paliw, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. c ustawy. Dotychczas ta zmiana była ograniczona do zmian kosztów wynikających ze zmian przepisów prawa. W związku ze zmianą definicji „k”, Prezes URE po raz pierwszy w 2022 r. opublikował wskaźniki referencyjne w wysokości większej od jedności dla paliw węglowych i dla paliw gazowych, co z kolei umożliwiło ustalenie cen referencyjnych dla paliw gazowych i paliw węglowych na poziomie wyższym od opublikowanych przez Prezesa URE cen z jednostek niekogeneracyjnych, co z kolei pozwoliło na kolejne przeniesienie w przychodach ustalanych w taryfach zatwierdzanych przez Prezesa URE dla jednostek kogeneracji zmian kosztów obciążających jednostkę kogeneracji;

¹⁹⁵⁾ Dz. U. z 2022 r. poz. 37.

¹⁹⁶⁾ Dz. U. z 2022 r. poz. 597.

- § 1 pkt 1d rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 23 listopada 2022 r. zmieniającego rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło¹⁹⁷⁾ – zmieniono w szczególności brzmienie § 13 ust. 6 rozporządzenia taryfowego dla ciepła poprzez powiększenie maksymalnego wskaźnika wzrostu przychodów ze sprzedaży ciepła w jednostkach kogeneracji o opublikowany przez Prezesa URE wskaźnik referencyjny pomniejszony o jeden i wyrażony w procentach. Ponadto jako kryterium kwalifikowania do poszczególnych przedziałów wzrostu przychodów ustalono udział ceny ciepła z jednostki kogeneracji wynikającej z ostatnio stosowanej taryfy (przed wejściem w życie tego rozporządzenia był to udział ceny ciepła przyjętej przez przedsiębiorstwo energetyczne dla roku stosowania taryfy) do ceny referencyjnej dla jednostek kogeneracji opalanych tym samym rodzajem paliwa jak w danej jednostce kogeneracji, co z kolei pozwoliło na dalsze przeniesienie w przychodach ustalanych w taryfach zatwierdzanych przez Prezesa URE dla jednostek kogeneracji zmian kosztów które będą obciążać jednostkę kogeneracji w okresie po opublikowaniu przez Prezesa URE średnich cen ciepła w jednostkach wytwórczych nie stanowiących jednostek kogeneracji opalanych tym samym rodzajem paliwa, jak w danej jednostce kogeneracji oraz wskaźników referencyjnych,

- § 1 pkt 4 rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 23 listopada 2022 r. – wprowadzono możliwość doliczenia w taryfie dla ciepła dla jednostki kogeneracji albo jej zmianie, do ceny ciepła z jednostek kogeneracji, ustalonych zgodnie z § 13 ust. 1, kwot (różnych dla różnych rodzajów paliw zużywanych w danej jednostce kogeneracji) z tytułu pokrycia kosztów paliwa, które nie zostały uwzględnione w cenie referencyjnej.

Powyższe zmiany miały na celu 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. Zapewnienie odpowiedniego poziomu przychodów z wytwarzania ciepła w jednostkach kogeneracji było szczególnie istotne dla zachowania bezpieczeństwa dostaw ciepła do odbiorców w warunkach dynamicznych zmian w 2022 r. kosztów podstawowych czynników tej produkcji, tj. paliwa i uprawnień do emisji dwutlenku węgla. W wyniku tych zmian przepisów prawa, przychody z wytwarzania ciepła w jednostkach kogeneracji, dla których taryfy dla ciepła są kształtowane w sposób uproszczony, zaczęły odpowiadać ponoszonym kosztom wytwarzania ciepła w tych jednostkach.

Zmiany kosztów jednostkowych paliwa, głównie miały węgla kamiennego oraz gazu ziemnego, jakie następowały w 2022 r., były nawet kilkukrotnie w porównaniu z tymi kosztami uwzględnianymi

w taryfach zatwierdzanych w 2021 r. lub wcześniej. Tym zmianom kosztów paliwa towarzyszył w 2022 r. ponad 20 proc. wzrost kosztów jednostkowych zakupu uprawnień do emisji dwutlenku węgla. Należy zwrócić uwagę, że w 2022 r. zmieniono¹⁹⁸⁾ sposób ustalania kosztów uprawnień w taryfach dla ciepła (zmiana średniej ceny uprawnień ustalana z 60 na 30 sesji notowań na jednej z giełd towarowych działających na terytorium państwa członkowskiego UE, państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, Konfederacji Szwajcarskiej lub Zjednoczonego Królestwa Wielkiej Brytanii i Irlandii Północnej).

W 2022 r. zakończono 928 postępowań administracyjnych w sprawach zatwierdzenia taryfy/zmiany taryfy, tj. blisko 2-krotnie więcej niż w 2021 r. Zakres zmian przychodów, wynikających z taryf i zmian taryf zatwierdzanych w 2022 r., jest zróżnicowany i wynosi od kilku do ponad 100 proc.

Wzrost przychodów przedsiębiorstw energetycznych, wynikający ze wszystkich postępowań administracyjnych zakończonych w 2022 r. (w tym wyodrębniono oddziały przedsiębiorstw prowadzące działalność w poszczególnych województwach), prowadzonych w sprawie zatwierdzenia/zmian taryf, w porównaniu z przychodami z taryf ostatnio stosowanych, wyniósł ok. 22 proc. (z 60 mld zł do

¹⁹⁷⁾ Dz. U. z 2022 r. poz. 597.

¹⁹⁸⁾ Rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 14 marca 2022 r. zmieniającym rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło.

73 mld zł – niektóre z przedsiębiorstw występowały do Prezesa URE o zatwierdzenie zmiany taryf kilkukrotnie).

Jednocześnie należy zwrócić uwagę, że w prowadzonych postępowaniach w sprawie zatwierdzenia taryf dla ciepła w zakresie wytwarzania ciepła w źródłach nie wyposażonych w jednostki kogeneracji oraz w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła (przy uznawaniu uzasadnionych kosztów dostarczania ciepła do odbiorców), uwzględniano uzyskiwane od przedsiębiorstw informacje dotyczące m.in. realizacji remontów, usuwania awarii, a także inwestycji, w tym modernizacji źródeł i sieci ciepłowniczych.

Czterokrotna zmiana w 2022 r. przepisów rozporządzenia taryfowego dla ciepła, jak również wejście w życie ustawy z 15 września 2022 r., spowodowały konieczność opiniowania kolejnych projektów tych aktów prawnych, co wiązało się z dużym zaangażowaniem czasu pracy poszczególnych komórek organizacyjnych URE.

Metodologia ustalania oraz uwzględniania w taryfach dla ciepła zwrotu z kapitału

Prezes URE dąży do równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców ciepła. W celu transparentności swojego działania, w Informacji nr 77/2021 z 28 grudnia 2021 r. regulator określił zasady i sposób ustalania oraz uwzględniania w taryfach dla ciepła zwrotu z kapitału (kosztu kapitału) na rok 2022, który uwzględnił rozporządzenie taryfowe ciepłownicze oraz

uszczegóławiał Model obowiązujący do końca 2021 r.

W modelu uwzględniono zmiany kosztów uprawnień do emisji CO₂, kosztów wynagrodzeń oraz zwiększono możliwą do uzyskania premię za reinwestowanie. Zaproponowane zmiany spowodowały, że planowany wzrost przychodu był ustalany odpowiednio do struktury kosztów w taryfie i ich zmian oraz intensywności inwestowania w majątek energetyczny.

Model nie stanowi źródła prawa, jednak jako uznanie administracyjne z powodzeniem funkcjonuje, będąc modyfikowanym po korekcie zaobserwowanych wad oraz zmieniających się warunków prowadzenia działalności gospodarczej przez przedsiębiorstwa energetyczne.

Stosując Model, Prezes URE miał możliwość i uwzględnił okoliczności, które nie zostały w Modelu przewidziane. Zawsze dotyczyło to zindywidualizowanej oceny wniosku o zatwierdzenie taryfy dla ciepła.

Istotną okolicznością, mającą wpływ na funkcjonowanie rynku ciepła w 2022 r. (z punktu widzenia odbiorców uprawnionych do wsparcia z budżetu państwa części kosztów zużycia ciepła), było wejście w życie ustawy z 15 września 2022 r. Miała ona częściowo ograniczyć wydatki uprawnionych odbiorców ciepła w związku z rosnącymi cenami wytwarzania (w pierwotnej ustawie) oraz cenami dostarczania ciepła w ostatniej zmianie ustawy, która obowiązuje od marca 2023 r. Wyrównania z tytułu różnic, pomiędzy przychodami wynikającymi z taryf dla ciepła zatwierdzanych przez Pre-

zesa URE (lub cenników dla przedsiębiorstw niekoncesjonowanych) oraz cen z wytwarzania ciepła z rekompensatą lub maksymalnych cen dostawy ciepła, są wypłacane z budżetu państwa przez Zarządcę Rozliczeń S.A. (dla koncesjonowanych przedsiębiorstw) lub przez gminy (dla niekoncesjonowanych przedsiębiorstw).

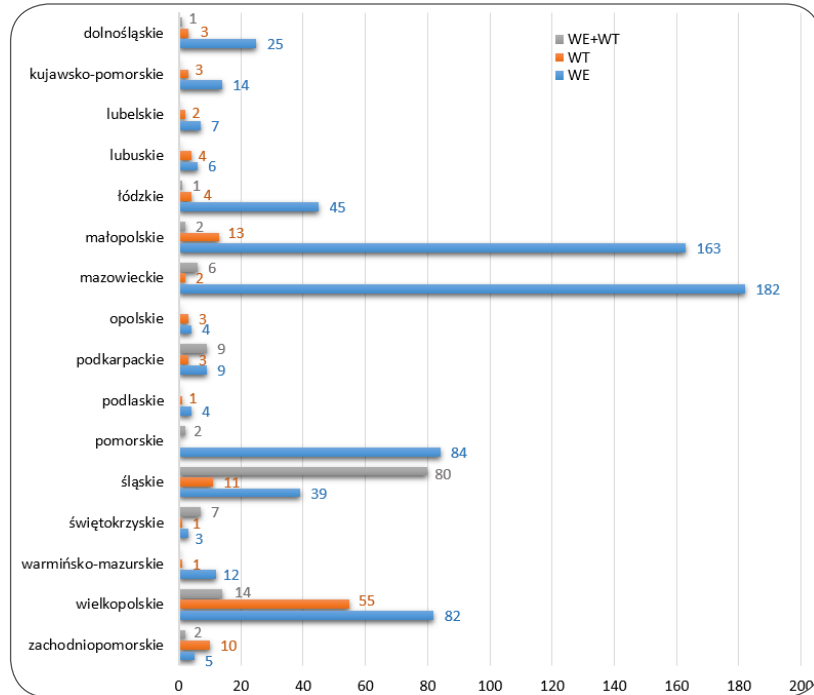
2.3. Inne działania

Monitorowanie warunków przyłączenia podmiotów do sieci i ich realizacji

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. Czynią to wielowątkowo.

Przed wszystkim 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 924 odmowy wydania warunków przyłączenia do sieci ciepłowniczej. Z przedstawianych przez nie informacji wynika, że 116 odmów przyłączenia do sieci było spowodowanych brakiem warunków technicznych przyłączenia (WT), 684 – brakiem warunków ekonomicznych (WE), a 124 odmowy były spo-

Rysunek 81. Odmowy przyłączenia do sieci ciepłowniczej w 2022 r. – przyczyny w podziale na województwa



Źródło: URE.

wodowane łącznym wystąpieniem braku warunków technicznych i ekonomicznych przyłączenia do sieci. Oznacza to minimalny spadek liczby odmów w stosunku do roku poprzedniego o niecałe 5 proc., przy czym liczba odmów motywowana łącznym wystąpieniem braku warunków technicznych i ekonomicznych przyłączenia do sieci spadła o 71 proc., przy jednoczesnym wzroście liczby

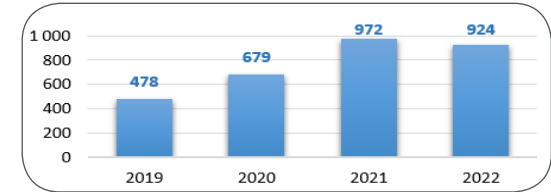
odmów spowodowanych brakiem warunków technicznych o 11,5 proc. oraz brakiem warunków ekonomicznych o 54,4 proc.

Tak jak wskazano, w roku sprawozdawczym Prezes URE odnotował spadek liczby odmów przyłączenia do sieci ciepłowniczej, inaczej niż w latach poprzednich, w których liczba odmów rosla z roku na rok.

W 2022 r. oddziały terenowe URE przeprowadziły szeroko zakrojony monitoring wobec 186 przedsiębiorstw prowadzących działalność w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła, w odniesieniu do ich działalności z roku poprzedniego (2021). Miało na celu uzyskanie informacji od przedsiębiorstw w zakresie przyłączeń

podmiotów do sieci elektroenergetycznej, w tym liczby złożonych do przedsiębiorstw 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.

Rysunek 82. Liczba odmów przyłączenia do sieci ciepłowniczej w latach 2019–2022



Źródło: URE.

Analiza zebranych informacji wskazuje, że przedsiębiorstwa 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 ciepłowniczej. W myśl przywołanego przepisu, przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła 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 ciepła, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne odmówi zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, jest obowiązane niezwłocznie pisemnie powiadomić o odmowie jej zawarcia Prezesa URE i zainteresowany podmiot, podając przyczyny odmowy.

Przeprowadzony monitoring ujawnił w pięciu przedsiębiorstwach naruszenie art. 7 ust. 8g³ ustawy – Prawo energetyczne, tj. w zakresie terminowości wydawania warunków przyłączenia.

Powyższe stanowiło podstawę do wszczęcia postępowań w sprawie wymierzenia kar pieniężnych, na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 18 ustawy – Prawo energetyczne.

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 roku sprawozdawczym do oddziałów terenowych URE zgłoszono łącznie osiem skarg i zapytań dotyczących przyłączenia do sieci ciepłowniczej, czyli zdecydowanie mniej niż podobnych pism wpływających w zakresie sieci elektroenergetycznej czy gazowej. Większość z nich wpłynęła do OT Łódź (5), pojedyncze do OT Lublin, OT Katowice i OT Kraków, w odróżnieniu do roku ubiegłego, w którym zgłoszono 14 skarg, z czego niemal wszystkie dotyczyły obszaru działania OT Wrocław. Przedmiot skarg i wniosków był jednak zbliżony i dotyczył braku dotrzymania przez operatora zobowiązań umownych w zakresie terminów realizacji przyłączeń do sieci, poszczególnych kwestii dotyczących technicznych oraz 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 na możliwe sposoby rozwiązania problemu. W ramach powyższych działań przekazywano zainteresowanym informa-

cje 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. W zakresie wykraczającym poza kompetencje Prezesa URE, informowano o możliwych drogach dochodzenia praw odbiorców, m.in. poprzez skorzystanie z pomocy Koordynatora ds. negocjacji przy Prezesie URE, czy też skierowanie sprawy na drogę postępowania sądowego (tam, gdzie było to zasadne).



3. Działania Prezesa URE adresowane do sektora – prace Zespołu ds. Ciepłownictwa

Branża ciepłownicza musi sprostać ogromnym wyzwaniom związanym z dynamicznym otoczeniem regulacyjnym, w tym związanym z polityką klimatyczną UE. Wyzwania dla ciepłownictwa, wynikające z polityki klimatyczno-energetycznej UE do 2030 r. oraz planu osiągnięcia przez UE do 2050 r. neutralności klimatycznej (strategia Europejskiego Zielonego Ładu), zostały uwzględnione w „Krajowym planie na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030” oraz w „Polityce energetycznej Polski do 2040 r.” (PEP 2040).

Generalnie, w Polsce w sektorze ciepłownictwa, w praktyce, dyrektywy unijne są raczej wdrażane punktowo (np. kogeneracja) lub podążają za wdrożeniami z rynku energii elektrycznej i gazu

(np. EU ETS, OZE, IED, efektywność energetyczna). Stąd, niestety, przez wiele lat skupialiśmy się raczej na tworzeniu koncepcji derogacji niż tworzeniu całościowej koncepcji zmian.

Realizacja przez przedsiębiorstwa celów transformacyjnych powinna odbywać się w zróżnicowany sposób. Każdy system ciepłowniczy jest inny, dlatego też musi przygotować własną, lokalną strategię korzystając ze Strategii Ministerstwa Klimatu i Środowiska. Każde z przedsiębiorstw ciepłowniczych winno znaleźć swoją drogę. Rozwiązania, które odpowiadają jednemu przedsiębiorstwu, niekoniecznie są dobre dla innego. W obecnej sytuacji, warto jak najbardziej otwierać ciepłownictwo na źródła OZE, nie zapominając jednak o zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw ciepła po akceptowalnej społecznie cenie. W rzeczywistości wymaga to szczegółowego planowania na poziomie każdego lokalnego rynku ciepła. Należy zaznaczyć, że musi to być miks rozwiązań opartych na węglu i gazie (optymalnie kogeneracji) i alternatyw dla nich, przygotowanych na podstawie planów na kolejne 15-20 lat.

Na rynku ciepłowniczym już widać zmiany polegające na inwestowaniu przez przedsiębiorstwa ciepłownicze w jednostki kogeneracji (głównie gazowe) oraz na zwiększeniu wykorzystania źródeł OZE. Ważnym elementem zamierzeń inwestycyjnych, podejmowanych przez przedsiębiorstwa ciepłownicze, jest konieczność posiadania środków finansowych na ich realizację.

W dynamicznie zmieniającym się otoczeniu, kluczową rolę na rynku ciepłowniczym odgrywa Prezes URE, który swoimi działaniami wspiera za-

równy przedsiębiorstwa ciepłownicze, jak i odbiorców. Kompleksowe podejście regulatora do zmian zachodzących na rynku ciepła pozwala na zachowanie równowagi pomiędzy interesami przedsiębiorstw energetycznych, a słusznym interesem odbiorców ciepła, zapewniając w taryfach dla ciepła część środków finansowych na realizację zadań inwestycyjnych, związanych z transformacją energetyczną, chroniąc jednocześnie odbiorców przed nieuzasadnioną wysokością cen i stawek opłat.

W maju 2020 r. Prezes URE powołał Zespół ds. Ciepłownictwa. Bez wątplenia rok 2022 upłynął pod znakiem wielokrotnych zmian otoczenia regulacyjnego, w tym zmian legislacyjnych na rynku ciepłowniczym. Trzykrotna zmiana przepisów rozporządzenia taryfowego dla ciepła, jak również wejście w życie ustawy z 15 września 2022 r., spowodowały konieczność opiniowania kolejnych projektów aktów prawnych, co wiązało się z dużym zaangażowaniem pracowników URE odpowiedzialnych za proces zatwierdzania taryf dla ciepła.

Aby zmiany przepisów prawnych mogły w płynny sposób być wdrożone w życie, Zespół ds. Ciepłownictwa każdorazowo wypracowywał jednolite zasady postępowania dla ośmiu oddziałów terenowych oraz departamentu DRE.

W 2022 r. w ramach Zespołu, odbyło się siedem spotkań (zarówno stacjonarne, jak i zdalnie), podczas których poruszane były zagadnienia dotyczące m.in. zmian w zakresie:

- zwiększenia (w § 13 ust. 6 rozporządzenia taryfowego dla ciepła) o 1 punkt procentowy maksymalnych wskaźników wzrostu przychodów

w taryfach dla ciepła obejmujących jednostki kogeneracji, dla poszczególnych przedziałów wartości ilorazu średniej ostatnio stosowanej ceny wytwarzania ciepła w tych jednostkach do ostatnio opublikowanej przez Prezesa URE średniej ceny wytwarzania ciepła w jednostkach wytwórczych nie będących jednostkami kogeneracji, w których zużywane jest tego samego rodzaju paliwo jak w danej jednostce kogeneracji. Ponadto, jako kryterium kwalifikowania do poszczególnych przedziałów wzrostu przychodów ustalono udział ceny ciepła z jednostki kogeneracji wynikającej z ostatnio stosowanej taryfy (przed wejściem w życie zmiany tego uregulowania był to udział ceny ciepła przyjętej przez przedsiębiorstwo energetyczne dla roku stosowania taryfy) do opublikowanej przez Prezesa URE średniej ceny ciepła w jednostkach wytwórczych nie stanowiących jednostek kogeneracji opalanych tym samym rodzajem paliwa jak w danej jednostce kogeneracji;

- nowego brzmienia:
 - definicji jednostki kogeneracji, co umożliwiło 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 oraz odrębne kształtowanie cen i stawek opłat, dla jednostek kogeneracji zainstalowanych w elektrociepłowniach, metodą uproszczoną na podstawie § 13 ust. 1 rozporządzenia taryfowego dla ciepła. Zmiana ta umożliwiła

- istotne zwiększenie przychodów z wytwarzania ciepła, w zatwierdzanych przez Prezesa URE taryfach dla ciepła przedsiębiorstw energetycznych eksploatujących elektrociepłownie, które w warunkach dynamicznych zmian kosztów zakupu paliwa (szczególnie po inwazji Federacji Rosyjskiej na Ukrainę) i uprawnień do emisji dwutlenku węgla, miały odpowiadać ponoszonym kosztom wytwarzania ciepła w tych jednostkach;
- definicji wielkości „k” we wskaźniku referencyjnym, który według nowych przepisów prawa określa zmianę kosztów obciążających jednostkę produkowanego ciepła w jednostkach kogeneracji, wynikającą z istotnej zmiany warunków wykonywania działalności gospodarczej przez przedsiębiorstwa energetyczne w takim zakresie, w jakim koszty związane z prowadzeniem działalności gospodarczej będą obciążać produkcję ciepła w okresie obowiązywania wskaźnika referencyjnego, a nie obciążały jej w okresie poprzedzającym okres ustalania tego wskaźnika, obliczaną dla poszczególnych rodzajów paliw, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. c ustawy. Dotychczas ta zmiana była ograniczona do zmian kosztów wynikających ze zmian przepisów prawa. Nowe brzmienie definicji k, umożliwiło Prezesowi URE, po raz pierwszy w 2022 r., opublikować wskaźniki referencyjne dla paliw węglowych i dla paliw gazowych w wysokości większej od jedności, co z kolei umożliwiło ustalenie cen referencyjnych dla paliw gazowych i paliw

węglowych na poziomie wyższym od opublikowanych przez Prezesa URE cen z jednostek niekogeneracyjnych. Finalnie pozwoliło to na kolejne przeniesienie w przychodach, ustalanych w taryfach zatwierdzanych przez Prezesa URE dla jednostek kogeneracji, zmian kosztów obciążających jednostkę kogeneracji,

- wprowadzenia w taryfie dla ciepła, obejmującej jednostki kogeneracji albo jej zmianie, możliwości doliczenia do cen ciepła z jednostek kogeneracji, ustalonych zgodnie z § 13 ust. 1, kwot (różnych dla różnych rodzajów paliw zużywanych w danej jednostce kogeneracji) z tytułu pokrycia kosztów paliwa, które nie zostały uwzględnione w cenie referencyjnej,
- wypracowania jednolitych zasad postępowania umożliwiających uznawanie w taryfach dla ciepła planowanych kosztów finansowych związanych z kredytowaniem zakupu paliwa, czy uprawnień do emisji dwutlenku węgla,
- wprowadzenia do rozporządzenia taryfowego dla ciepła zasad obliczania planowanych kosztów uprawnień do emisji dwutlenku węgla.

Dodatkowo, w związku z wejściem w życie ustawy z 15 września 2022 r., Zespół ds. Ciepłownictwa wypracował jednolity sposób prezentacji danych do Zarządcy Rozliczeń, co z pewnością przyczyniło się do szybszej wypłaty rekompensat dla przedsiębiorstw ciepłowniczych.

Reasumując, stwierdzić należy, że sprawne i kompleksowe działanie Zespołu ds. Ciepłownictwa umożliwiło płynną, jednolitą oraz szybką im-

plementację wprowadzanych przez ustawodawcę licznych zmian w przepisach prawa. 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.

Podkreślić należy, że dzięki ogromnemu zaangażowaniu pracowników, przy niezwiększonej liczbie ekspertów URE zajmujących się taryfowaniem ciepła w OT oraz departamentu DRE, w 2022 r. zakończono aż 928 postępowań administracyjnych w sprawach zatwierdzenia taryfy/zmiany taryfy, tj. blisko dwukrotnie więcej niż w 2021 r.



Część VII. Paliwa ciekłe i biopaliwa ciekłe



1. Rynek paliw ciekłych – sytuacja ogólna, charakterystyka rynku

W roku sprawozdawczym liczba przedsiębiorstw energetycznych posiadających ważne koncesje paliwowe wyniosła 5 558, co w porównaniu do 2021 r. (5 697 firm) oznacza spadek o 2,4 proc.

Produkcja paliw ciekłych w procesie przerobu ropy naftowej w 2022 r., podobnie jak w latach ubiegłych, prowadzona była głównie w rafine-

Liczba przedsiębiorstw energetycznych posiadających ważne koncesje paliwowe – 5 558 (spadek o 2,4% do roku poprzedniego).

Udzielono 220 koncesji w zakresie paliw ciekłych (w tym 212 na OPC), natomiast 317 koncesji utraciło moc.

Do URE wpłynęło łącznie 4 012 spraw dotyczących koncesjonowania paliw ciekłych, w tym 2 837 spraw w zakresie zmian koncesji OPC.

Wymierzono 4 kary za naruszenia obowiązku realizacji Narodowego Celu Redukcyjnego (NCR) w łącznej wysokości blisko 178 mln zł (najwyższe kary w 2022 r.).

rii należącej do Polskiego Koncernu Naftowego 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 zagranicą 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. Taki model sprzyja powstawaniu nadużyć w handlu paliwami. Niczym nadzwyczajnym jest sprzedaż jednej partii paliwa nawet pięciu pośrednikom, zanim trafi 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 wykonywana jest przy wykorzystaniu stacji zakładowych oraz poprzez dostawy do kontenerowych stacji paliw ciekłych należących do odbiorców, a także poza stacjami paliw ciekłych.

„Rynek paliw ciekłych w Polsce już od kilku lat przechodzi proces zmian związanych z koniecznością uszczelnienia i wyeliminowania z niego nieprawidłowości. Już dziś widzimy wymierne i oczekiwane korzyści działań podejmowanych w tym zakresie przez różne organy państwa, w tym Urząd Regulacji Energetyki. Jednak mimo to, nadal rynek paliw ciekłych narażony jest na powstawanie i funkcjonowanie na nim „szarej strefy”, w której nielegalna sprzedaż jest opłacalna.

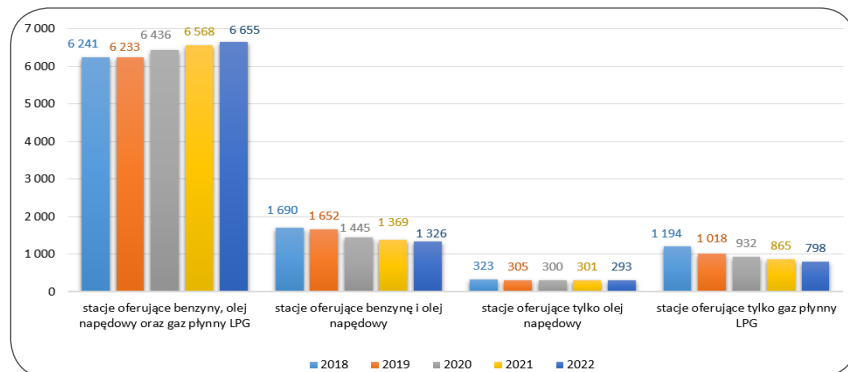
Zmniejszenie i wyeliminowanie zjawiska szarej strefy paliwowej wymaga kolejnych zmian przepisów prawa, które trzeba dostosować do sytuacji obserwowanych na rynku.

W szczególności dostrzegam tu potrzebę utworzenia spójnego pojęciowo systemu prawnego, w którym zostaną jasno określone odpowiedzialności i kompetencje organów oraz sposób i forma realizacji istniejących norm prawnych. Konieczne są również zmiany prawne dotyczące w szczególności rynku gazu płynnego LPG, wytwarzania smarów oraz olejów popirolitycznych, a także uszczelnienie systemu dystrybucji paliw na potrzeby żegluga, kolejnictwa, lotnictwa i rolnictwa.”

Rafał Gawin, Prezes URE

Na terenie kraju funkcjonowało 9 120 powszechnie dostępnych stacji paliw ciekłych, sprzedających co najmniej jeden gatunek paliw ciekłych.

Rysunek 83. Stacje paliw ciekłych z podziałem na rodzaje sprzedawanych paliw ciekłych

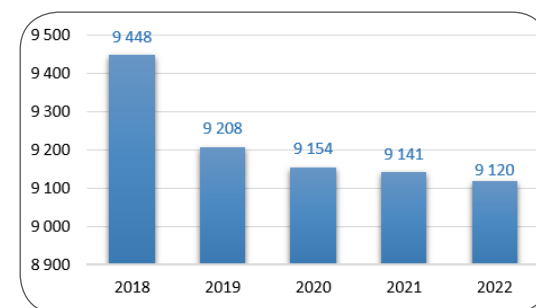


Źródło: URE.

kłych powszechnie stosowanymi paliwami ciekłymi są:

- oleje napędowe oznaczone kodami CN: 2710 19 43, 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.

Rysunek 84. Ogólna liczba stacji paliw w latach 2018–2021



Źródło: URE.

Od kilku lat liczba działających na rynku stacji paliw ciekłych corocznie spada: na przestrzeni lat 2018–2022 liczba ta zmalała o ok. 3,5 proc.

Biorąc pod uwagę liczbę eksploatowanych stacji paliw, niezmiennie dominuje Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A. Drugim operatorem, pod względem liczby użytkowanych stacji paliw, jest obecnie BP Europa SE Spółka europejska Oddział w Polsce (zajmująca poprzednio trzecie miejsce), zaś trzecie miejsce przypadło w tym roku Shell Polska Sp. z o.o. (poprzednio druga lokata). Na kolejnych miejscach znalazły się: Lotos Paliwa Sp. z o.o.

Stacji paliw ciekłych oferujących:

- benzyny silnikowe, oleje napędowe i gaz płynny LPG – było 6 655,
- benzyny silnikowe i oleje napędowe – było 1 326,
- tylko olej napędowy – było 293,
- tylko gaz płynny LPG – było 798.

Należy w tym miejscu zaznaczyć, że na stacjach paliw cie-

(którego właścicielem został MOL Hungarian Oil and Gas Public Limited Company z siedzibą w Budapeszcie, a nazwa wkrótce zostanie zmieniona na MOL Polska Sp. z o.o.) oraz CIRCLE K POLSKA Sp. z o.o.

Tabela 77. Lista koncesjonariuszy z największą liczbą stacji paliw ciekłych¹⁹⁹⁾

Nazwa	Stacje paliw ciekłych [szt.]
Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A.	1 485
BP Europa SE Spółka europejska Oddział w Polsce Kraków	394
Shell Polska Sp. z o.o.	382
Lotos Paliwa Sp. z o.o. (sieć: MOL)	288
CIRCLE K POLSKA Sp. z o.o.	276
ANWIM S.A.	137
AMIC POLSKA Sp. z o.o.	112
Watis Sp. z o.o.	63
Pieprzyk Family Sp. z o.o.	57
CARREFOUR POLSKA Sp. z o.o.	40
UNIMOT S.A.	36
PW ALICJA Sp. z o.o.	34
AS 24 Polska Sp. z o.o.	33
Przedsiębiorstwo Wielobranżowe PIEPRZYK Sp. z o.o.	28
HIL-GAZ Paweł Hildebrański Sp. z o.o.	27
HAWA S.A.	25
OLKOP Sp. z o.o.	24
HYPEROIL Sp. z o.o.	23
GROSAR Sp. z o.o.	22
MGR GRUPA Sp. z o.o.	21

Źródło: URE.

Tabela 78. Zestawienie największych przymarketowych sieci stacji paliw ciekłych²⁰⁰⁾

Nazwa	Stacje paliw ciekłych [szt.]
CARREFOUR POLSKA Sp. z o.o.	40
HYPEROIL Sp. z o.o.	23
Jeronimo Martins Polska S.A.	17

Źródło: URE.

Stacje paliw ciekłych działające przy sklepach E.LECLERC POLSKA czy Intermarché nie należą do jednego przedsiębiorcy. Jest to franczyzowa sieć działająca przy supermarketach spożywczych, dlatego też nie mogła znaleźć się w powyższym zestawieniu.

Zauważalna jest również obecność stacji franczyzowych, która wynika z faktu, że wielu prywatnych przedsiębiorców, wobec konkurencji ze strony koncernów, a nierzadko także hipermarketów, podejmuje współpracę z partnerem posiadającym silną markę oraz stabilną pozycję rynkową.

Usługi logistyczne na rynku paliw ciekłych świadczone są w oparciu o infrastrukturę magazynowania, przeładunku i przesyłania paliw ciekłych oraz środków transportu paliw ciekłych: cystern drogowych, cystern kolejowych, cystern kontenerowych oraz statków. Z przesyłanych do Prezesa URE informacji o rodzajach i lokalizacji infrastruktury paliw ciekłych wykorzystywanej do prowadzonej działalności wynika, że aktualnie eksploatowanych jest 785 instalacji magazynowania, 918 instalacji przeładunku i 25 instalacji przesyłania paliw cie-

łych (o łącznej długości 1 214,53 km). Środki transportu paliw ciekłych stanowią: cysterny drogowe, w tym ciśnieniowe i beciśnieniowe (9 795), cysterny kolejowe (5 346), cysterny kontenerowe (94) oraz statki (22).

Ceny paliw ciekłych nie podlegają regulacji Prezesa URE. Są one wyznaczane na zasadach rynkowych – uzależnione są od cen ropy naftowej na rynkach światowych, wysokości stawek podatku akcyzowego i opłaty paliwowej, a także od kursu USD oraz euro.

Jakość paliw. W 2022 r. do URE wpłynęły łącznie 28 informacje przekazane przez Prezesa UOKiK i dotyczące 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 (17 informacji), a także w zakresie niezgodności w infrastrukturze paliw ciekłych eksploatowanej przez te podmioty (11 informacji). Liczba przekazanych informacji o ujawnionych przypadkach jakości paliw ciekłych niezgodnej z obowiązującymi w tym zakresie normami była nieco wyższa niż w 2021 r. – wówczas Prezes URE otrzymał informacje o 13 przypadkach wykonywania działalności z naruszeniem przepisów prawa, dotyczących wyłącznie możliwości wprowadzania do obrotu paliw ciekłych o niewłaściwej jakości.

¹⁹⁹⁾ Zestawienie nie obejmuje stacji franczyzowych.

²⁰⁰⁾ Zestawienie nie obejmuje stacji franczyzowych.

2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw paliwowych

2.1. Koncesje

Rok 2022 był kolejnym z rzędu, w którym kontynuowano rozpatrywanie wniosków wynikających ze zmian przepisów prawa wprowadzonych jeszcze w 2016 r.

W roku sprawozdawczym Prezes URE kontynuował rozpoczęty w 2021 r. kolejny etap procesu dostosowania koncesji oraz wpisów do rejestru podmiotów przywożących do aktualnych przepisów prawa – wszczęto z urzędu postępowania dotyczące zmian koncesji paliwowych oraz wpisu do rejestru podmiotów przywożących na podstawie art. 18 ustawy z dnia 4 lipca 2019 r. o zmianie ustawy o podatku od towarów i usług oraz niektórych innych ustaw²⁰¹⁾ w związku z art. 3 pkt 3b ustawy – Prawo energetyczne oraz w związku z rozporządzeniem 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 przywożących²⁰²⁾ i rozporządzeniem Ministra Klimatu z dnia 7 sierpnia 2020 r. zmieniającym 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 przywożących²⁰³⁾.

Niezależnie od liczby prowadzonych postępowań dotyczących wskazanej powyżej zmiany, przedsiębiorcy działający na rynku paliw ciekłych składali do URE również inne wnioski, wynikające ze zmian w prowadzonej przez nich działalności.

W 2022 r. do organu koncesyjnego wpłynęło łącznie 4 012 spraw.

Wytwarzanie paliw ciekłych

W 2022 r. udzielono jednej koncesji na wytwarzanie paliw ciekłych. Wydano również 24 decyzje w przedmiocie zmiany koncesji tego rodzaju, obejmujących oznaczenie siedziby koncesjonariusza lub zmiany przedmiotu i zakresu wykonywanej działalności koncesjonowanej. Ponadto utraciły ważność 2 koncesje na wytwarzanie paliw ciekłych (na skutek cofnięcia). Dane dotyczące ważnych na 31 grudnia 2022 r. koncesji na wytwarzanie paliw ciekłych zawiera tab. 79.

Przesyłanie lub dystrybucja paliw ciekłych

W okresie sprawozdawczym dokonano 2 zmian koncesji na przesyłanie lub dystrybucję paliw ciekłych. Należy też zaznaczyć, że koncesję na przesyłanie i dystrybucję paliw ciekłych posiada

obecnie trzech przedsiębiorców, tj. Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A., PERN S.A. oraz Rafineria Gdańska Sp. z o.o.

Magazynowanie i przeładunek paliw ciekłych

W 2022 r. Prezes URE udzielił jednej koncesji na magazynowanie i przeładunek paliw ciekłych, dokonał również 32 zmian decyzji w zakresie tych koncesji oraz cofnął 4 koncesje. Dane dotyczące ważnych na 31 grudnia 2022 r. koncesji na magazynowanie i/lub przeładunek paliw ciekłych zawiera tab. 79.

Obrót paliwami ciekłymi

Koncesjonowanie działalności gospodarczej polegającej na obrocie paliwami ciekłymi w 2022 r. obejmowało przede wszystkim dokonanie zmian już wydanych koncesji w związku z nowelizacjami ustawy – Prawo energetyczne. Udzielano również nowych koncesji przedsiębiorcom, którzy złożyli wnioski o przedłużenie posiadanej koncesji po terminie wskazanym w art. 39 ustawy – Prawo energetyczne albo rozpoczęli 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 prawem (w szczególności nie posiadał możliwości technicznych bądź finansowych) lub został

²⁰¹⁾ Dz. U. z 2019 r. poz. 1520 z późn. zm.

²⁰²⁾ Dz. U. z 2019 r. poz. 2332.

²⁰³⁾ Dz. U. z 2020 r. poz. 1431.

skazany za przestępstwo mające związek z prowadzoną działalnością gospodarczą. Umożnienie 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.

Prezes URE w 2022 r. udzielił 212 koncesji na obrót paliwami ciekłymi, co jest wielkością wyższą o ponad 8 proc. w porównaniu z 2021 r. (wówczas udzielono 195 tego rodzaju koncesji). Nie oznacza to jednak, że na rynek paliw ciekłych weszła grupa nowych podmiotów. Jak wspomniano powyżej, zdecydowana większość nowo udzielonych koncesji stanowi kontynuację koncesji, których przedłużenie nie było możliwe w trybie ich zmiany, lecz wymagało udzielenia nowej koncesji podmiotowi, który na rynku paliw ciekłych funkcjonował już w latach wcześniejszych.

Równocześnie Prezes URE odmówił udzielenia koncesji w 31 przypadkach, w jednym przypadku odmówił udzielenia promesy koncesji, zaś w 11 – odmówił udzielenia zmiany koncesji.

Dokonano również 2 835 zmian obowiązujących koncesji, co oznacza znaczący wzrost w odniesieniu do zmian dokonanych w 2021 r. (wówczas wydano 863 zmiany koncesji).

W 2022 r. 307 koncesji na obrót paliwami ciekłymi utraciło moc obowiązującą w związku z wydaniem decyzji o ich cofnięciu (255), stwierdzeniu ich wygaśnięcia lub upływu terminu ich ważności (50), uchyleniu decyzji (2).

Dane dotyczące ważnych na 31 grudnia 2022 r. koncesji na obrót paliwami ciekłymi zawiera tab. 79.

Obrót paliwami ciekłymi z zagranicą

W 2022 r. Prezes URE udzielił 6 koncesji na obrót paliwami ciekłymi z zagranicą oraz dokonał 29 zmian decyzji. Ponadto, w roku sprawozdawczym, utraciły swoją ważność 4 koncesje tego rodzaju. Dane dotyczące ważnych na 31 grudnia 2022 r. koncesji na obrót paliwami ciekłymi z zagranicą zawiera tab. 79.

Cofnięcie i wygaśnięcie koncesji

W 2022 r. Prezes URE wydał łącznie 317 rozstrzygnięć w zakresie cofnięcia (264), uchylenia koncesji (2) i wygaśnięcia koncesji (51) dotyczących działalności gospodarczej dotyczącej paliw ciekłych.

Rozstrzygnięcia w zakresie stwierdzenia wygaśnięcia koncesji dotyczyły m.in.:

- 1) uchylenia terminom wynikającym z ustaw: z 7 i 22 lipca 2016 r., zobowiązującym ich do uzupełnienia złożonego wniosku o wymagane dokumenty w terminie wskazanym przez Prezesa URE,
- 2) 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 wykreślono-

Tabela 79. Koncesjonowanie paliw ciekłych

Paliwa ciekłe	Koncesje udzielone w 2022 r.	Koncesje ważne na koniec 2022 r.	Koncesje ważne na koniec 2021 r.	Koncesje ważne na koniec 2020 r.	Koncesje ważne na koniec 2019 r.	Koncesje ważne na koniec 2018 r.
Wytwarzanie	1	33	34	34	33	33
Magazynowanie lub przeladunek	1	43	46	45	45	45
Przesyłanie lub dystrybucja	0	3	3	2	2	2
Obrót	212	5 544	5 684	5 799	5 990	6 199
Obrót z zagranicą	6	45	43	41	39	43
Razem	220	5 668	5 810	5 921	6 109	6 322

Źródło: URE.

ny z właściwego rejestru lub ewidencji, wydana jest decyzja deklaratoryjna o wygaśnięciu koncesji z dniem wykreślenia,

- 3) upływu terminu ich obowiązywania – należy zaznaczyć, że w części tego rodzaju przypadków koncesjonariusze nie występują już o ponowne udzielenie koncesji.

Inne działania Prezesa URE w zakresie paliw ciekłych

Uwzględniając charakter regulacji zawartych w ustawie – Prawo energetyczne, dotyczących szeroko rozumianego monitorowania podmiotów działających na rynku paliw ciekłych, należy wskazać, że Prezes URE podejmuje działania w tym zakresie 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 zawodowych (art. 33 ust. 1 pkt 2-4 ustawy – Prawo energetyczne), wyeliminowaniem możliwości wykonywania działalności koncesjonowanej przez wnioskodawców skazanych prawomocnym wyrokiem sądu za przestępstwo lub przestępstwo skarbowe mające związek z prowadzoną działalnością gospodarczą (art. 33 ust. 3 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne).

Nie mniej istotne jest monitorowanie działalności podmiotów, które już uzyskały koncesje Prezesa URE, mające na celu zapewnienie wykony-

wania 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).

W procesie koncesjonowania paliw ciekłych, jak również monitorowania tego sektora rynku, istotna była także współpraca z innymi organami administracji oraz służbami państwa. Przebiega to 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 nadsyłają informacje o ujawnionych w trakcie wykonywania ich czynności kontrolnych nieprawidłowościach w działalności przedsiębiorców posiadających koncesje.

Po otrzymaniu takich informacji, Prezes URE dysponuje trójakimi narzędziami oddziaływania na podmioty koncesjonowane. Może, stosownie

do indywidualnie ocenionego przypadku, nałożyć karę pieniężną, cofnąć koncesję, jak również ograniczyć jej zakres. Na podstawie art. 41 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE może zmienić (ograniczyć) zakres udzielonej koncesji 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 sankcją, 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.

Podobnie jak w roku poprzednim, w 2021 r. organy państwowe ujawniały fakt prowadzenia działalności bez wymaganej koncesji i przekazywały takie informacje do Prezesa URE. Działanie takie jednak co do zasady podlega kognicji sądów powszechnych, bowiem od 2 września 2016 r. prowadzenie działalności gospodarczej bez wymaganej koncesji podlega przepisom karnym. Zgodnie z art. 57g ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, kto prowadzi działalność gospodarczą w zakresie paliw ciekłych bez wymaganej koncesji podlega grzyw-

nie do 5 mln zł albo karze pozbawienia wolności od 6 miesięcy do lat 5.

Jednocześnie istotną informacją przy stwierdzeniu, że podmiot prowadzi działalność gospodarczą bez wymaganej prawem koncesji, jest także wskazanie dostawcy paliwa ciekłego, który sprzedawał paliwa przedsiębiorcy, który nie posiadał koncesji. Zgodnie bowiem z warunkami koncesji na obrót paliwami ciekłymi 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. Dodatkowo, zgodnie z art. 43a ustawy – Prawo energetyczne (obowiązującym od 22 lipca 2014 r.) działalność gospodarcza w zakresie obrotu paliwami ciekłymi może być prowadzona wyłącznie pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi posiadającymi wymagane koncesje, o których mowa w art. 32 ust. 1 pkt 1-4, w zakresie wytwarzania i obrotu paliwami ciekłymi, z wyłączeniem sprzedaży dla odbiorcy końcowego. Powzięcie zatem wyżej wymienionej informacji może stanowić podstawę do wszczęcia przez Prezesa URE wobec tego koncesjonariusza postępowania w sprawie wymierzenia mu kary pieniężnej.

W omawianym roku Prezes URE kontynuował również współpracę z instytucjami i organizacjami związanymi z rynkiem paliw, w tym w szczególności z Polską Organizacją Przemysłu i Handlu Naftowego oraz Polską Izbą Paliw Płynnych, a także z Polską Organizacją Gazu Płynnego i Polską Izbą Gazu Płynnego.

Dodatkowo należy wskazać, że następstwem zmian przepisów Prawa energetycznego od 2016 r. był znaczący wzrost postępowań w sprawie wymierzenia kar pieniężnych w stosunku do tych przedsiębiorców działającym na rynku paliw ciekłych, których działania lub zaniechania, stwierdzone w toku postępowań koncesyjnych, wyczerpywały znamiona naruszenia warunków koncesyjnych bądź dyspozycje przepisów obligujących Prezesa URE do nałożenia kary pieniężnej. Działania te przyniosły pozytywny efekt regulacyjny w postaci wzmoczonych przedsięwzięć inwestycyjnych podejmowanych przez podmioty koncesjonowane mających na celu dostosowanie eksploatowanej infrastruktury do obowiązujących przepisów prawa w zakresie chociażby prowadzonej na stacjach paliw płynnych gospodarki wodno-ściekowej, przestrzegania przepisów przeciwpożarowych czy dostosowania tych obiektów do wymogów rozporządzenia Ministra Gospodarki z 21 listopada 2005 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać bazy i stacje paliw płynnych, rurociągi przesyłowe dalekosiężne służące do transportu ropy naftowej i produktów naftowych i ich usytuowanie²⁰⁴⁾. Warto podkreślić także stanowczą postawę regulatora w odniesieniu do stwierdzonych przypadków braku legalizacji użytkowanych w obrocie paliwami ciekłymi urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych, czy ich nieprawidłowej pracy przejawiającej się w sankcjonowaniu tego typu naruszeń. Duża część wymierzanych kar pieniężnych dotyczyła wprowadzania do obrotu paliw ciekłych

²⁰⁴⁾ Dz. U. z 2014 r. poz. 1853 z późn. zm.

nie spełniających obowiązujących norm jakościowych, o czym Prezes URE był informowany przez Prezesa UOKiK. Szereg postępowań dotyczyło też naruszenia przez koncesjonariuszy ich obowiązków informacyjno-ewidencyjnych, a także prowadzenia koncesjonowanej działalności gospodarczej w szerszym zakresie, aniżeli zakres określony w treści decyzji koncesyjnych.

Realizacja przez Prezesa URE nałożonych ustawami z 2016 r., 2019 r. i 2021 r. obowiązków doprowadziła także do wyeliminowania z koncesjonowanego rynku paliw ciekłych tych przedsiębiorców, którzy w sposób ewidentny nie spełniali przypisanych temu rynkowi wymogów, a przez to również nie dawali rękąmi prawidłowego wykonywania tego rodzaju działalności koncesjonowanej.

2.2. Rejestr podmiotów przywożących

Podmioty (osoby fizyczne, osoby prawne, jednostki organizacyjne nieposiadające osobowości prawnej), które samodzielnie lub za pośrednictwem innego podmiotu dokonują przywozu paliw ciekłych (sprowadzenia na terytorium RP paliw ciekłych w ramach nabycia wewnątrzspółnotowego 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 akcyzowym²⁰⁵⁾, mogą dokonywać przywozu paliw ciekłych po wpisaniu do rejestru podmiotów przywożących (RPP), prowadzonego przez Prezesa URE (art. 32a i następną ustawy – Prawo energetyczne, wprowadzone ustawą z 22 lipca 2016 r.).

Zgodnie z art. 32c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, podmiot przywożący może dokonywać przywozu paliw ciekłych po wpisaniu do rejestru podmiotów przywożących, bez narażania się na odpowiedzialność karną wynikającą z art. 57g ust. 2 tejże ustawy (*Kto dokonuje przywozu paliw ciekłych bez wymaganego wpisu do rejestru, o którym mowa w art. 32a, podlega grzywnie do 2 500 000 zł*). Zatem 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.

W 2022 r. do rejestru podmiotów przywożących zostało wpisanych 69 przedsiębiorców, natomiast wykreślono z tego rejestru 102 podmioty (zarówno na wniosek zainteresowanych, jak i z urzędu). Na koniec 2022 r. w rejestrze figurowało 455 przedsiębiorców.

2.3. Obowiązki sprawozdawcze i informacyjne przedsiębiorstw energetycznych

W roku sprawozdawczym przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą na rynku paliw ciekłych zobowiązane były do wykonywania trzech obowiązków sprawozdawczych i jednego informacyjnego wynikających z zapisów ustawy – Prawo energetyczne:

- **art. 43d** – 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 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 sprawozdanie, począwszy od sierpnia 2017 r.,
- **art. 4ba ust. 4** – przedsiębiorstwa energetyczne świadczące usługi magazynowania, przeładunku, przesyłania, dystrybucji paliw ciekłych, są zobowiązane do przekazywania Prezesowi URE miesięcznych sprawozdań zawierających informację o podmiotach zlecających usługi, o których mowa powyżej, w terminie 14 dni od dnia zakończenia miesiąca, którego dotyczy sprawozdanie, począwszy od czerwca 2017 r.,
- **art. 4ba ust. 1** – przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się magazynowaniem, przeładunkiem, przesyłaniem lub dystrybucją paliw ciekłych prowadzi wykaz przedsiębiorstw ener-

getycznych zajmujących się wytwarzaniem, obrotem, w tym obrotem z zagranicą paliwami ciekłymi, podmiotów przywożących i odbiorców końcowych paliw ciekłych, którym świadczymi 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 miesiąca,

- **art. 43e ust. 1** – przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność polegającą na wytwarzaniu paliw ciekłych, magazynowaniu lub przeładunku paliw ciekłych, przesyłaniu lub dystrybucji paliw ciekłych, obrocie paliwami ciekłymi, w tym obrocie nimi z zagranicą, a także podmiot przywożący, przekazują do Prezesa URE 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 infrastruktury, począwszy od lipca 2017 r.

Obowiązujące wzory wyżej wymienionych sprawozdań i informacji zostały ogłoszone 23 maja 2019 r. w rozporządzeniach Ministra Energii z dnia 17 maja 2019 r. w sprawie wzoru sprawozdania o podmiotach zlecających usługi magazynowania, przeładunku, przesyłania lub dystrybucji paliw ciekłych²⁰⁶⁾, w sprawie wzoru sprawozdania o rodzajach i ilości wytworzonych, przywiezionych i wywiezionych paliw ciekłych, a także ich przezna-

²⁰⁵⁾ Dz. U. z 2017 r. poz. 43 i 60.

²⁰⁶⁾ Dz. U. z 2019 r. poz. 973.

czeniu²⁰⁷⁾, a także w sprawie wzoru sprawozdania informacji o rodzajach i lokalizacji paliw ciekłych wykorzystywanej do prowadzonej działalności²⁰⁸⁾. Wyżej wskazane rozporządzenia weszły w życie 24 maja 2019 r. Jednocześnie należy wskazać, że 24 sierpnia 2020 r. pod pozycją 1431 opublikowane zostało rozporządzenie Ministra Klimatu z dnia 7 sierpnia 2020 r. zmieniające rozporządzenie z 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 przywożących²⁰⁹⁾. Powyższe rozporządzenie wprowadziło zmiany w zakresie oznaczenia niektórych kodów CN, co związane było z opublikowaniem w Dzienniku Urzędowym nr L280 Unii Europejskiej rozporządzenia wykonawczego Komisji (UE) 2019/1776 z 9 października 2019 r. zmieniającego załącznik I do rozporządzenia Rady (EWG) nr 2658/87 w sprawie nomenklatury taryfowej i statystycznej w sprawie Wspólnej Taryfy Celnej. Powyższe rozporządzenie wykonawcze wprowadziło do stosowania od 1 stycznia 2020 r. aktualizację niektórych kodów CN, wymienionych w dotychczasowym rozporządzeniu Ministra Energii z 27 listopada 2019 r. w sprawie wykazu paliw ciekłych. Ponadto w § 1 pkt 2 w zakresie gazu płynnego LPG wprowadzono dla kodu CN 2901 10 00 wyłączenie dotyczące pro-

duktów przeznaczonych na cele inne niż opałowe, napędowe lub żeglugowe.

W celu prawidłowej realizacji przez Prezesa URE nałożonych na niego obowiązków ustawowych publikacji wykazu zawierającego informacje o rodzajach i lokalizacji infrastruktury paliw ciekłych, który zawiera dane o eksploatowanych: instalacjach wytwarzania, magazynowania oraz przeładunku paliw ciekłych, stacjach paliw ciekłych, kontenerowych stacjach paliw ciekłych, środkach transportu paliw ciekłych, a także rurociągach oraz ogłaszania kwartalnie w Biuletynie URE całkowitych wielkości produkcji i przywozu poszczególnych paliw ciekłych na terytorium RP, jak również przekazywania zagregowanych danych, ze wszystkich sprawozdań i informacji innym organom, niezwykle istotna jest terminowość realizacji obowiązków przez przedsiębiorców. Dlatego też sankcja przewidziana za naruszenie obowiązku sprawozdawczego jest tożsama dla koncesjonariusza, jak i podmiotu przywożącego.

Stosownie do dyspozycji art. 43b ust. 5 pkt 3 w zw. z ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, w prowadzonym w Biuletynie Informacji Publicznej URE rejestrze przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesję w zakresie paliw ciekłych, udostępniony został wykaz zawierający informacje o rodzajach i lokalizacji infrastruktury paliw ciekłych, który zawiera dane o eksploatowanych: instalacjach wytwarzania, magazynowania oraz przeładunku paliw ciekłych, stacjach paliw ciekłych, kontenerowych stacjach paliw ciekłych, środkach transportu paliw ciekłych, a także rurociągach. Opublikowany wykaz nie obejmuje zbior-

ników przydomowych oraz butli z gazem propan-butan, ujawnieniu podlega natomiast korzystanie ze środków transportu osób trzecich²¹⁰⁾.

Informacje zawarte w wykazie podlegają bieżącej aktualizacji, stosownie do przesyłanych przez przedsiębiorców informacji o rodzajach i lokalizacji infrastruktury paliw ciekłych wykorzystywanej do prowadzonej działalności.

Tabela 80. Infrastruktura paliw ciekłych

Rodzaj infrastruktury	Liczba instalacji
Instalacje wytwarzania paliw ciekłych	234
Instalacje przeładunku paliw ciekłych	918
Stacje paliw	9 120
Kontenerowe stacje paliw	83
Magazynowanie	785
Rurociągi	25
Środki transportu	15 257

Źródło: URE.

Zmiany w eksploatowanej infrastrukturze paliw ciekłych, podlegające obowiązkowi zgłaszania do Prezesa URE przez zobowiązanych przedsiębiorców, są analizowane przez organ regulacyjny pod kątem prawidłowości zawartych w nich danych. W przypadku stwierdzenia niezgodności, regulator aktywnie wskazuje na konieczność dokonania stosownych korekt w wykazanej infrastrukturze.

Należy też nadmienić, że zgodnie z przywołanym powyżej art. 43e ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa energetyczne powinny w terminie 7 dni od dnia rozpoczęcia lub zakończenia

²⁰⁷⁾ Dz. U. z 2019 r. poz. 971.

²⁰⁸⁾ Dz. U. z 2019 r. poz. 974.

²⁰⁹⁾ Dz. U. z 2020 r. poz. 1431.

²¹⁰⁾ Wykaz dostępny pod adresem: <https://rejestrzy.ure.gov.pl>

eksploatacji danej infrastruktury paliw ciekłych zgłosić Prezesowi URE stosowną informację o tym fakcie. Analiza składanych informacji wykazała, że te terminy nie są dochowywane, w związku z czym Prezes URE wymierza tym podmiotom kary pieniężne w wysokości określonej w przepisach ustawy – Prawo energetyczne. W przypadku gdy składane informacje zawierają nieprawdziwe dane, wówczas również Prezes URE nakłada określone przepisem kary pieniężne.

Z uwagi na fakt, że realizacja wskazanych powyżej obowiązków wiąże się z uciążliwością biurokratyczną i źródłem kosztów związanych z uiszczaniem opłat skarbowych od reprezentacji, aby ułatwić przedsiębiorstwom realizację ustawowych obowiązków, trwają intensywne prace Prezesa URE, we współpracy z Prezesem Rządowej Agencji Rezerw Strategicznych (RARS), nad wprowadzeniem w drugim kwartale 2023 r. dedykowanego systemu teleinformatycznego pn. Platforma Paliwowa, który ma na celu usprawnienie przepływu informacji pomiędzy organami administracji publicznej a przedsiębiorcami.

2.4. Wielkości produkcji i przywozu paliw ciekłych

Zgodnie z treścią art. 43d ustawy – Prawo energetyczne, do składania sprawozdań o rodzajach oraz ilości wytworzonych, przywiezionych i wywiezionych paliw ciekłych, a także ich przeznaczeniu, zobligowane są podmioty, które posiadają stosowne koncesje w zakresie wytwarzania lub obrotu

Tabela 81. Ilość wytworzonych, przywiezionych i wywiezionych podstawowych paliw ciekłych w 2022 r.

Rodzaj paliwa	Kod CN	Ilość paliw		
		wytworzonych	przywiezionych	wywiezionych
oleje napędowe	suma	12 111 536,40	7 463 701,38	1 448 517,05
oleje napędowe	2710 19 43	3 841 674,02	6 392 534,71	1 444 083,43
oleje napędowe	2710 20 11	8 269 862,38	1 071 166,67	4 433,63
benzyny silnikowe	suma	2 369 237,40	1 292 764,96	179 959,16
benzyny silnikowe	2710 12 45	2 269 334,43	1 243 187,30	168 646,78
benzyny silnikowe	2710 12 49	99 902,97	49 577,66	11 312,38
lekkie oleje opalowe (w tym CN 2710 19 43 do celów grzewczych)	suma	–	–	–
gaz płynny (LPG)	suma	622 016,70	2 707 800,57	633 499,48
gaz płynny (LPG)	2711 12	6 589,09	1 097 046,12	115 141,21
gaz płynny (LPG)	2711 13	330 842,92	107 955,37	14 149,74
gaz płynny (LPG)	2711 14 00	4 216,08	81 842,57	63 413,54
gaz płynny (LPG)	2711 19 00	280 368,61	1 179 481,36	281 969,58
gaz płynny (LPG)	2901 10 00	–	241 475,17	158 825,42
benzyny lotnicze	2710 12 31	40 829,53	1 127,58	36 840,05
paliwa typu nafty do silników odrzutowych	2710 19 21	719 434,16	124,73	177 886,00

Źródło: URE.

paliwami z zagranicą, a także podmioty przywożące. Stosownie do art. 43d ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne, na podstawie sprawozdań, o których mowa wyżej, 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 kwartału. W tym miejscu warto nadmienić, że nieterminowe składanie sprawozdań, o których mowa w art. 43d ustawy – Prawo energetyczne, prowadzi do znacznego utrudnienia oczekiwanego przez ustawodawcę efektu (który miał zaistnieć poprzez comiesięczne, a nie kwartalne składanie sprawozdań) w postaci zapewnie-

nia wiarygodnej i aktualnej informacji na temat ilości produkowanych w Polsce i przywożonych na jej teren paliw ciekłych. Ponadto terminowość składania sprawozdań ma na celu umożliwienie bieżącej realizacji ustawowych zadań regulatora, w szczególności w przedmiocie nadzoru i kontroli na rynku paliw.

3. Monitorowanie realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego

Wzrost udziału odnawialnych źródeł energii w bilansie paliwowo-energetycznym, stanowi

jeden z kluczowych celów polityki klimatyczno-energetycznej Unii Europejskiej. W realizację tego celu niewątpliwie wpisuje się wykorzystywanie 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 wytworzenia, importu lub nabycia wewnątrzspółnotowego, 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 pieniężnych.

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. Tym niemniej, NCW na 2022 r. w wysokości 8,8 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 ustaw²¹¹⁾.

Podobnie jak w latach wcześniejszych, również w 2022 r. biokomponenty wykorzystane do realizacji NCW musiały spełniać kryteria zrównoważonego rozwoju, określone w ustawie o biopaliwach. 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 wytwórców (w rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 18 ustawy o biopaliwach), prowadzących działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania biokomponentów, z surowców rolniczych lub biomasy o określonym pochodzeniu. Współczynnik redukcyjny na 2022 r. wynosił 0,82.

W 2022 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 niespożywcym lub odpadowym, których katalog określa załącznik nr 1 do ustawy o biopaliwach. Udział tego rodzaju biokomponentów nie mógł jednak przekroczyć 0,45 proc.,
- możliwością realizacji części NCW przez uiszczenie opłaty zastępczej, pod warunkiem zrealizowania NCW w 80 proc. w tradycyjny sposób. Opłatę zastępczą za 2022 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 uiszczyć w terminie do 60 dni po zakończeniu roku

kalendarzowego na rachunek bankowy Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

Ponadto podmiot realizujący NCW w 2022 r. miał możliwość:

- wykorzystania biowęglowodorów ciekłych, w tym hydrowęglowodórów olejów roślinnych (HVO); udział tego rodzaju biokomponentów również nie mógł przekroczyć 0,45 proc.,
- wykorzystania biokomponentów zawartych w paliwach powstałych w wyniku współudornienia.

Oprócz obowiązku realizacji NCW, uczestnicy rynku paliw ciekłych byli w 2022 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:

- 3,20 proc. w benzynach silnikowych,
 - 5,00 proc. w oleju napędowym.
- 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 dokonania (art. 22a ust. 1 ustawy o biopaliwach),
 - 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,

²¹¹⁾ Dz. U. z 2019 r. poz. 1527.

paliwach ciekłych i biopaliwach ciekłych podlegających obowiązkowi realizacji NCW lub wykorzystanych do jego realizacji (art. 30b ust. 1 i 3 ustawy o biopaliwach).

Przekazanie, w trybie art. 22a ust. 1 ustawy o biopaliwach, stosownej informacji, stanowi 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 Biuletynie Informacji Publicznej URE. Na koniec 2022 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 2022 r., przekazanego ministrom właściwym do spraw: finansów publicznych, energii, klimatu, rynków rolnych i środowiska oraz Dyrektorowi Generalnemu Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa. Zbiór podstawowych danych zebranych w tym raporcie przedstawia poniższa tabela.

Tabela 82. Podstawowe informacje o rynku paliw ciekłych, biopaliw ciekłych i innych paliw odnawialnych, w kontekście realizacji NCW za 2022 r.

Ilości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych stosowanych w transporcie stanowiących podstawę realizacji NCW w 2022 r.	
benzyny silnikowe	5 132 686 ton
olej napędowy	18 552 275 ton
ester stanowiący samoistne paliwo (B100)	274 106 ton

Ilości biokomponentów wykorzystanych do realizacji NCW w 2022 r.	
bioetanol	300 642 ton
ester	1 378 162 ton
biowęglowodory ciekłe	9 741 ton
pozostałe biokomponenty	0
Realizacja NCW w 2022 r. ²¹²⁾	
	5,98 proc.
Liczba podmiotów realizujących NCW, które złożyły sprawozdania roczne za 2022 r.	
ogółem	17
skorzystały z redukcji NCW	6
uiściły opłatę zastępczą	14

Źródło: URE.

Powyższe dane uzyskano na podstawie sprawozdań rocznych dotyczących realizacji NCW za 2022 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 z powodzeniem realizowane w 2022 r. Prezes URE kierował wówczas wezwania do podmiotów realizujących NCW oraz podmiotów podejrzanych o obowiązek realizacji NCW. Narastająca w kolejnych latach komplikacja przepisów o realizacji NCW, w tym wymogi odnośnie spełniania kryteriów zrównoważonego rozwoju przez biokomponenty i możliwość obniżenia NCW, jak również konieczność dostrzeżenia przypadków prób realizacji NCW w sposób

²¹²⁾ 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.

niedopuszczalny, np. poprzez wykorzystanie biokomponentów uprzednio zaliczonych do realizacji obowiązku przez inny podmiot, oznaczały, że rozliczenia te były skomplikowane i czasochłonne. W ich efekcie w 2022 r. było możliwe stwierdzenie przez Prezesa URE naruszenia obowiązku realizacji NCW lub blendingu w dziewięciu przypadkach, co skutkowało wymierzeniem kar pieniężnych w łącznej wysokości 2,7 mln zł.

4. Monitorowanie realizacji Narodowego Celu Redukcyjnego

W realizację polityki klimatyczno-energetycznej Unii Europejskiej, której elementem jest ograniczenie emisji gazów cieplarnianych, wpisuje się 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 wewnątrz-wspólnotowego 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 załadunkowej,
- 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 wewnątrz-wspólnotowego 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 tę oblicza się na podstawie wskaźników emisji gazów cieplarnianych dla poszczególnych paliw lub energii i wartości energetycznych tych paliw lub energii, określonych w rozporządzeniach wydanych na podstawie art. 30h i art. 30ha ustawy

o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw, w stosunku do emisji gazów cieplarnianych w przeliczeniu na jednostkę energii z 2010 r.

Wykonaniu obowiązku 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 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 podstawą realizacji NCR stanowią głównie oleje napędowe i benzyny silnikowe.

Realizując NCR w 2022 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 4,1 proc. Opłatę zastępczą za 2022 r. należało uiścić na rachunek bankowy Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

Realizacja celu redukcyjnego przez zobowiązane podmioty powiązana jest z obowiązkiem sprawoz-

dawczym 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 2021 r., które wpłynęły do Urzędu w 2022 r., podmioty zobowiązane zadeklarowały osiągnięcie redukcji emisji gazów cieplarnianych netto w porównaniu ze średnią z 2010 r., tj. realizację NCR, w wysokości 5,3 proc.

Sprawozdania roczne, złożone przez podmioty realizujące NCR za 2021 r., stanowiły podstawę do sporządzenia przez Prezesa URE w 2022 r. „Zbiorczego raportu rocznego dla Komisji Europejskiej, dotyczącego ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w cyklu życia paliw i energii elektrycznej, za 2021 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 2022 r. do ujawnienia przypadków naruszenia obowiązku realizacji NCR, co skutkowało wymierzeniem kar pieniężnych w łącznej wysokości 178 mln zł.



Część VIII. Działalność kontrolna URE

1. Kontrolowanie działalności przedsiębiorstw energetycznych

1.1. Kontrola stosowania taryf

Przepisy ustawy – Prawo energetyczne wskazują wprost obszary, które podlegają kontroli regulatora. Zgodnie z delegacją ustawową zawartą w art. 23 ust. 2 pkt 2 ustawy, 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, w tym analizowanie i weryfikowanie kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfach.

W 2022 r. na proces zatwierdzania taryf bardzo duży wpływ miała sytuacja geopolityczna, wywołana wojną w Ukrainie. Kryzys energetyczny wymusił na przedsiębiorstwach wiele działań zmierzających

Łączna wysokość wymierzonych kar przez Prezesa URE podmiotom regulowanym wyniosła blisko 496 mln zł.

Skontrolowano 2 210 przedsiębiorstw działających na rynku paliw ciekłych.

do zabezpieczenia dostaw ciepła dla odbiorców. Wiązało się to z koniecznością zakupu paliw po znacznie wyższych cenach. Proces zatwierdzania taryf w ubiegłym roku zdominowały zmiany tych taryf, spowodowane głównie przez wzrost cen paliw i energii. Mimo, że kryzys energetyczny zdominował i zdefiniował nowe warunki funkcjonowania przedsiębiorstw w 2022 r., na bieżąco dokonywano szerokiej kontroli w każdym postępowaniu administracyjnym w sprawie zatwierdzenia lub zmiany taryfy, zmierzającej do równoważenia interesów przedsiębiorstw i odbiorców, poprzez:

- analizowanie i weryfikowanie kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione do kalkulacji cen i stawek opłat (w tym prawidłowości kosztów przeniesionych i sposobu podziału kosztów wspólnych),
- weryfikowanie poprawności ustalania oraz uwzględniania zwrotu z kapitału w taryfach dla ciepła,
- weryfikowanie poprawności ustalenia oraz doliczenia do cen ciepła rekompensaty, o której mowa w § 45a rozporządzenia taryfowego, wnioskowanej przez przedsiębiorstwa energetyczne,

Rozpatrzone 2 297 skarg i wniosków odbiorców w zakresie taryf dla energii elektrycznej, paliw gazowych i ciepła.

W OT URE stwierdzono 88 naruszeń warunków koncesyjnych, w tym najwięcej dotyczyło przedsiębiorstw paliwowych (73).

„Działalność kontrolna Urzędu Regulacji Energetyki ma kluczowe znaczenie dla zapewnienia odpowiedniego stopnia nadzoru nad rynkami regulowanymi. Celem takich działań regulatora jest monitorowanie przedsiębiorstw energetycznych pod kątem przestrzegania przepisów prawa, co zapewnia stabilność i bezpieczeństwo na rynkach energii oraz odpowiednią ochronę interesów konsumentów.

W przypadku wykrycia nieprawidłowości, Prezes URE może nałożyć na przedsiębiorstwa energetyczne kary finansowe, a w skrajnych przypadkach nawet pozbawić je koncesji na prowadzenie działalności. W zakresie tego działania, w 2022 r. łączna wysokość wymierzonych kar przez Prezesa URE podmiotom regulowanym wyniosła blisko 496 mln zł.”

Rafał Gawin, Prezes URE

- weryfikowanie poprawności ustalenia oraz doliczenia do cen ciepła kwoty, o której mowa w § 47a rozporządzenia taryfowego, wnioskowanej przez przedsiębiorstwa energetyczne,
- weryfikowanie poprawności ustalenia oraz uwzględnienia w kalkulacji stawek opłat w zakresie dystrybucji energii elektrycznej salda konta regulacyjnego na 2022 r.,
- sprawdzenie, czy wysokość proponowanych do zatwierdzenia cen i stawek opłat zapewnia ochronę interesów odbiorców przed ich nieuzasadnionym poziomem,
- ustalanie udziału opłat stałych w łącznych opłatach za usługi dystrybucji,
- analizowanie prawidłowości planowanych przychodów za ponadumowny pobór energii biernej, z przekroczenia mocy i innych, w tym przy-

chodów z różnicy pomiędzy wielkością mocy cieplnej zamówionej przez odbiorców, a wielkością mocy zamówionej w obcych źródłach, o które to przychody pomniejszany jest przychód pokrywający koszty uzasadnione przedsiębiorstwa, a stanowiący podstawę do kalkulacji stawek opłat,

- sprawdzenie, czy przedsiębiorstwa różnicują ceny i stawki opłat dla poszczególnych grup taryfowych stosownie do ponoszonych kosztów,
- weryfikacja daty wprowadzenia taryfy do stosowania, a w ślad za tym również okresu jej obowiązywania oraz sprawdzanie terminu złożenia kolejnego wniosku o zatwierdzenie taryfy, okresu jej stosowania, zgodności taryfy z koncesją, zgodności z art. 44 ustawy – Prawo energetyczne,
- sprawdzanie dotrzymywania standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz posiadanie stosownych kwalifikacji zawodowych przez osoby zatrudnione przy eksploatacji sieci i urządzeń.

Rok 2022 był kolejnym, w którym w zakresie taryfowania sektora ciepłowniczego odnotowano gwałtowny wzrost liczby wniosków o zmianę taryf, co było związane ze wzrostem kosztów paliw, w tym destabilizacją rynku gazu i węgla kamiennego, która dokonała się w obliczu agresji Rosji na Ukrainę. Jednocześnie przy wzroście cen nastąpiło dodatkowe negatywne zjawisko związane z niestabilnymi dostawami paliw. Równocześnie, kolejny rok następował wzrost kosztów zakupu uprawnień do emisji CO₂.

Znaczący wzrost cen dotknął praktycznie wszystkich odbiorców. Opisanie zmiany zewnętrz-

nych warunków prowadzenia działalności koncesjonowanej spowodowały również sytuację, w której wnioski już w procesie taryfowania były wielokrotnie modyfikowane i dostosowywane do bieżącej niezwykle dynamicznej sytuacji, szczególnie na rynku paliw. Dodatkowo opisane zmiany spowodowały, że przedsiębiorstwa częściej niż w latach ubiegłych wprowadzały zatwierdzone taryfy niezwłocznie po upływie 14 dni od ich opublikowania, czyli w ustawowo najkrótszym możliwie terminie.

W 2022 r. problem wysokich cen wpłynął na kondycje przedsiębiorstw ciepłowniczych. Nie w każdym przypadku ceny paliw znalazły szybkie odbicie we wzroście taryf. Wiele małych systemów na poziomie powiatowym boryka się nie tylko z wysokimi cenami paliw, ale też z ich dostępnością. Podnoszone są problemy dotyczące wręcz likwidacji wielu źródeł. Występujące w roku sprawozdawczym problemy na rynku ciepła spowodowały, że nowy poziom osiągnęła także dyskusja o odejściu od ciepła systemowego.

W zakresie taryfowania sektora elektroenergetycznego należy zauważyć, że większość przedsiębiorstw wykazała wprawę w ustalaniu salda konta regulacyjnego w procedowanych postępowaniach taryfowych, co wpłynęło na skrócenie czasu załatwienia tych postępowania. Saldo konta regulacyjnego zastąpiło w taryfach, uwzględnioną po raz pierwszy w 2021 r., zaliczkę na poczet tego salda.

Koniec 2022 r. przyniósł znaczący wzrost liczby wydanych decyzji w sprawie zmiany taryfy w części dotyczącej stawki opłaty jakościowej. Było to spowodowane tym, że zmiana tej stawki znaczą-

co wpłynęła na poziom rozliczeń przedsiębiorstw energetyki przemysłowej, wymaganych od stycznia 2023 r. Warto zaznaczyć, że wprowadzenie do stosowania stawki opłaty jakościowej następuje wyłącznie w trybie art. 47 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne, w odróżnieniu od stawek opłaty OZE, kogeneracyjnej i mocowej, które są stosowane od 1 stycznia danego roku z mocy przepisów prawa.

W przypadku zatwierdzania taryf dla paliw gazowych, działania realizowane przez URE były pochodną sytuacji na rynku gazu. Przykładowo, ze względu na dynamiczne i dość nieprzewidywalne zmiany cen paliw gazowych w 2022 r., taryfy w zakresie obrotu paliwami gazowymi były zatwierdzane na okresy krótsze niż rok. Z punktu widzenia prowadzonych postępowań, wpłynęło to na zwiększenie ich liczby. Ustawa z 26 stycznia 2022 r. nie tylko zamroziła ceny paliw gazowych dla odbiorców, o których mowa w art. 62b ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, wprowadzając jednocześnie system rekompensat dla przedsiębiorstw energetycznych sprzedających gaz w tej formule, ale także rozszerzyła katalog odbiorców uprawnionych do zakupu paliw gazowych po tych cenach. Przełożyło się to także na liczbę prowadzonych postępowań w sprawach zatwierdzenia taryf.

W 2022 r., w ramach monitorowania stosowania taryf, wysłanych zostało 130 wezwań do przedsiębiorstw sektora gazowego, posiadających koncesje w zakresie obrotu paliwami gazowymi lub koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą, do przedłożenia taryf do zatwierdzenia przez Prezesa URE. W związku z wprowadzonymi zmia-

nami w zakresie obowiązku zatwierdzania taryf dla obrotu paliwami gazowymi, Prezes URE prowadził także monitoring przedsiębiorstw energetycznych realizujących działalność w zakresie obrotu paliwami gazowymi, dotyczący stosowania cen paliw gazowych w związku ze sprzedażą lub możliwością sprzedaży tych paliw odbiorcom, o których mowa w art. 62b ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne.

Oddziały terenowe URE w 2022 r. wielokrotnie występowały do przedsiębiorstw energetycznych z wezwaniami, z czego najczęściej w zakresie uwzględniania w taryfach rekompensaty z § 45a rozporządzenia taryfowego dla ciepła, poprzez doliczenie rekompensaty z tytułu niepokrytych kosztów rozliczenia emisji dwutlenku węgla za 2020 r., a także przypominając o konieczności przedłożenia nowej taryfy do zatwierdzenia w związku z upływem okresu obowiązywania aktualnej taryfy. Tych ostatnich w oddziałach terenowych wystosowano w roku sprawozdawczym 15 (12 w odniesieniu do taryf dla ciepła, 2 do taryf dla energii elektrycznej i 1 dla taryfy gazowej). Stanowi to znaczny spadek w odniesieniu do roku poprzedniego (w 2021 r. takich wezwań wystosowano łącznie 60) i jest powiązane wprost z aktywnością przedsiębiorstw energetycznych w sferze przedstawiania z własnej inicjatywy wniosków o zatwierdzenie nowych taryf i ich zmian w związku z niestabilną sytuacją gospodarczą.

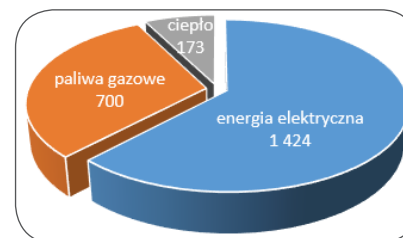
Kontrola stosowania taryf odbywa się też tradycyjnie w toku rozpoznawania skarg i zapytań odbiorców. Te zgłaszane w zakresie ciepła dotyczyły zarówno wzrostu cen ciepła oraz częstych zmian stosowanych taryf w okresie roku ich obowiąz-

wania oraz rozliczeń energii elektrycznej oraz ciepła. W związku ze wzrostami cen ciepła nasiliły się telefony związane z różnicowaniem cen dla odbiorców wrażliwych i pozostałych – niższa cena gazu dla odbiorców wrażliwych i działania zmierzające do przekwalifikowania źródeł na takie, które mogą stosować niższe ceny gazu.

Należy zauważyć, że wiele z analizowanych skarg okazało się niezasadnych, co wynikało z braku dostatecznej wiedzy odbiorców na temat sposobu rozliczeń za ciepło oraz energię elektryczną i gaz oraz z braku zapoznania się z treścią zawartej umowy, a także informacjami o zasadach rozliczeń umieszczonych na stronach internetowych przedsiębiorstw energetycznych, czy też regulaminach rozliczeń za ciepło obowiązującymi w budynkach wielolokalowych.

Poza skargami typowymi dla wcześniejszych lat, wskazującymi na błędy w odczytach układów pomiarowo-rozliczeniowych w aspekcie stosowania taryf, wystąpienia odbiorców dotyczyły również stosowania cen i stawek opłat, w szczególności wprowadzenia nowych cenników do stosowania lub ich zmian. Powodem takiego stanu rzeczy były opisane wyżej dynamiczne zmiany dotyczące paliw energetycznych oraz cen zakupu uprawnień do zakupu emisji CO₂, a także wprowadzane doraźne rozwiązania wspomagające przedsiębiorstwa

Rysunek 85. Liczba skarg i wniosków odbiorców w zakresie taryf – rozpatrywanych w URE w 2022 r.



Źródło: URE.

ciepłownicze. To przełożyło się na liczne zmiany zatwierdzonych taryf, a to z kolei na wielokrotne zmiany cenników w rozliczeniach z odbiorcami.

Ponadto kontynuowane były, rozpoczęte w 2021 r., działania monitorujące w zakresie skarg i wniosków będących wynikiem stosowania taryf w zakresie dystrybucji energii elektrycznej przez pięciu największych OSD (OSDp).

Prezes URE, podobnie jak w roku poprzednim, wystąpił do pięciu największych OSD o przedstawienie informacji dotyczącej zakresu skarg określonych jako „skargi i wnioski związane z innymi sprawami”, tj. takie, które OSD nie kwalifikowały do jednego z ośmiu zaproponowanych wcześniej zakresów tematycznych. Analiza przekazanych wyjaśnień wskazała na pewne trudności z jednolitym katalogowaniem tematycznym elementów tej podgrupy skarg i wniosków zgłaszanych przez odbiorców. Ponadto analiza wykazała, że udział trudnych do jednoznacznego zakwalifikowania spraw w całości związanych z wnioskami i skargami kierowanymi do OSD jest stosunkowo wysoki, niemniej wykazuje on tendencję malejącą. Przeprowadzony monitoring wykazał ponadto, że jakkolwiek bezwzględna liczba skarg pod koniec badanego okresu wzrosła, to wzrosła także liczba skarg uznanych przez OSD za zasadne. Dodatkowo, odnotowano pewną tendencję spadkową liczby skarg i wniosków w „ujęciu jednostkowym”, tj. przy odniesieniu ich do 10 tys. odbiorców.

1.2. Działania interwencyjne

Działania interwencyjne wobec przedsiębiorstw energetycznych ze strony Prezesa URE mają szeroki charakter. Polegają na podejmowaniu przewidzianych przepisami prawa działań, w celu skorygowania ewentualnych nieprawidłowości w postępowaniu przedsiębiorstw energetycznych, a także na podejmowaniu działań mających na celu zapewnienie odbiorcom paliw i energii nieprzerwanych dostaw tych mediów w odpowiedniej jakości. Były one głównie wynikiem skarg i wniosków, z którymi występowały odbiorcy, informacji napływających od innych uczestników rynku, w tym samych przedsiębiorstw oraz ustaleń poczynionych przez Urząd np. w toku prowadzonych działań monitorujących.

Najczęściej pierwsze działania Urzędu obejmowały przede wszystkim żądanie od przedsiębiorstwa wyjaśnień. Niejednokrotnie już na etapie wstępnym, przedsiębiorstwa same dokonywały korekty własnego postępowania, bez konieczności dalszej ingerencji ze strony Urzędu. Takie sytuacje w znacznej mierze odnosiły się do korekty rozliczeń, rozpatrzenia reklamacji i wypłaty bonifikat za przekroczenie ustawowego terminu ich rozpoznania. W razie potrzeby Urząd, adekwatnie do poczynionych ustaleń, podejmował dalsze kroki zmierzające do skorygowania zachowań przedsiębiorstw godzących w sposób wyraźny w interesy odbiorców paliw i energii. Podejmowane działania w wielu przypadkach doprowadziły do zmiany stanowiska prezentowanego pierwotnie przez przedsiębiorstwo energetyczne oraz do podjęcia

działań w zakresie realizacji postanowień zawartych umów.

Wiele skutecznych interwencji Urzędu związanych było z niewłaściwą kwalifikacją odbiorców do grup taryfowych, zwłaszcza w zakresie przekwalifikowania odbiorcy energii elektrycznej z grupy C do grupy dla gospodarstw domowych. Działania interwencyjne URE prowadziły też do podejmowania przez przedsiębiorstwa działań zmierzających do wzmocnienia nadzoru nad eksploatowaną infrastrukturą techniczną oraz przeprowadzenia jej napraw lub wymiany. Wielokrotnie na skutek interwencji Urzędu przedsiębiorstwa wykazywały się postawą ugodową, odstępując od naliczania opłat, rezygnując z odsetek od należności uiszczanych po terminie czy rozkładając zaległości na raty. Działania interwencyjne prowadziły też częstokroć do rozwikłania spraw o bardzo skomplikowanych stanach faktycznych i prawnych.

Pod koniec 2022 r. kilku sprzedawców paliw gazowych i energii elektrycznej zakończyło działalność w zakresie sprzedaży paliw gazowych lub energii do odbiorców końcowych. Kontynuację dostaw odbiorcom, którzy nie dokonali wyboru nowego sprzedawcy, zapewniła instytucja sprzedaży rezerwowej (lub sprzedaży z urzędu, zgodnie z art. 5ab ustawy – Prawo energetyczne), a do Prezesa URE wpłynęło kilka zapytań w tej sprawie, które jednak nie wymagały interwencji u przedsiębiorstw energetycznych. Tym niemniej, Prezes URE wezwał w styczniu 2023 r. tych sprzedawców do złożenia wyjaśnień co do okoliczności zaprzestania działalności i podjętych względem odbiorców działań.

Działania w zakresie energii elektrycznej

W 2022 r. do Prezesa URE, podobnie jak w latach ubiegłych, wpływały skargi na działalność przedsiębiorstw energetycznych, które – zdaniem odbiorców – naruszały ich interesy. Prezes URE podjął szereg działań mających na celu wyjaśnienie zagadnień objętych wystąpieniami odbiorców, które dotyczyły m.in. przypadków utrudniania zmiany sprzedawcy energii elektrycznej.

Poniżej wymieniono najważniejsze zagadnienia, które występowały w wystąpieniach odbiorców:

- brak informacji o możliwości zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej na podstawie zatwierdzonej przez Prezesa URE taryfy,
- brak rzetelnej i pełnej informacji o warunkach oferty,
- niejasności związane z ceną energii elektrycznej obowiązującej u sprzedawcy,
- problemy związane z uruchomieniem sprzedaży rezerwowej.

Działania wyjaśniające i interwencyjne podjęte przez Prezesa URE, w związku z powyższymi skargami, w większości przypadków zostały rozwiązane pomyślnie z punktu widzenia odbiorców.

W kilku przypadkach, na skutek podjętych przez Prezesa URE interwencji, sprzedawcy odstępowali od naliczenia odbiorcom opłaty za przedterminowe rozwiązanie umowy. Sytuacje te dotyczyły procedury zmiany sprzedawcy, w trakcie której na skutek niedopatrzania sprzedawcy lub w związku z błędem jego przedstawiciela czy błędem systemu informatycznego, odbiorca obciążony był taką

opłatą. Podkreślić należy, że odbiorca mógłby dochodzić swoich praw od sprzedawcy na drodze sądowej. Tym niemniej wyjaśnienia, których Prezes URE żąda od przedsiębiorstw energetycznych w podobnych sprawach, często okazują się wystarczające do zakończenia sprawy w sposób satysfakcjonujący odbiorcę.

Prezes URE wzywał przedsiębiorstwa energetyczne do złożenia wyjaśnień w zgłoszonych przez odbiorców przypadkach związanych z niezasadnym, ich zdaniem, przypadkach uruchomienia sprzedaży rezerwowej lub sprzedaży z urzędu, prowadzonej zgodnie z art. 5ab ustawy – Prawo energetyczne. Podobnie jak wyżej, odpowiedzi udzielane przez przedsiębiorstwa wskazywały na jednostkowe przypadki występowania błędu pracownika czy systemu informatycznego, które zostawały wyjaśnione, a następnie – dokonywane zostawały korekty rozliczeń, by odbiorcy nie ponieśli konsekwencji błędów przedsiębiorstw.

W związku z rosnącymi cenami energii na rynku hurtowym, obserwowane było zjawisko ograniczania przez sprzedawców zakresu prowadzonej działalności w zakresie sprzedaży energii elektrycznej na rynku detalicznym. Działania sprzedawców wiązały się nierzadko z naruszeniem zasad dobrego obyczajaju, a niekiedy nawet – przy braku stosowanej interwencji – mogłyby doprowadzić do naruszenia norm obowiązującego prawa. Przykładowo, sprzedawcy wypowiadali umowy już zawarte, których termin realizacji jeszcze się nie rozpoczęły, bez zachowania wymaganych terminów, powołując się na nadzwyczajne okoliczności i stawiając tym samym odbiorcę w bardzo trudnej sytuacji.

Większość tego typu spraw rozwiązano dzięki odpowiedzialnej postawie dotychczasowych sprzedawców, którzy wyrażali zgodę na kontynuowanie dostaw na wcześniejszych warunkach.

Szczególnym problemem, który wystąpił na rynku detalicznym i spotkał się ze zdecydowaną reakcją Prezesa URE, były podjęte przez nielicznych sprzedawców energii, wykonujących zadania sprzedawcy z urzędu, próby zaniechania wykonania obowiązku publicznoprawnego w zakresie sprzedaży energii elektrycznej gospodarstwom domowym po cenie wynikającej z taryfy zatwierdzonej przez Prezesa URE. Sprzedawcy ci nie naruszali wprost norm prawa, ale informując odbiorców o swoich planach dotyczących ograniczenia działalności w bliżej nieokreślonej przyszłości, skłonili niektórych z nich do zawarcia umów z innymi sprzedawcami. W wyniku interwencji Prezesa URE, sprzedawcy zaprzestali tej praktyki.

W roku sprawozdawczym wpływały także zgłoszenia dotyczące wstrzymania dostaw energii elektrycznej zarówno od gospodarstw domowych, jak i podmiotów prowadzących działalność gospodarczą. W każdym z takich przypadków niezwłocznie podejmowane były działania interwencyjne bezpośrednio u przedsiębiorstwa energetycznego, zmierzające do wznowienia dostaw energii (lub zapewnienia ich nieprzerwanego kontynuowania) jako bezwzględnego priorytetu.

Działania w zakresie paliw gazowych

W zakresie skarg odbiorców na zmianę sprzedawcy paliw gazowych, w 2022 r. do Prezesa URE

wpłynęły pojedyncze skargi, wynikające głównie z braku zrozumienia procedury, a nie z naruszeń po stronie przedsiębiorstw energetycznych.

Prezes URE przeprowadził liczne czynności wyjaśniające w odniesieniu do gazowych przedsiębiorstw energetycznych, wobec których m.in. zachodziło podejrzenie, że zaprzestały spełniać wszystkie warunki określone w art. 33 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne lub wystąpiła którakolwiek z okoliczności określonych w art. 33 ust. 3 lub 3a ustawy. W 2022 r. prowadzono również działania monitorujące w zakresie zaprzestania wykonywania lub braku rozpoczęcia działalności koncesjonowanej, jak również w zakresie wykonywania działalności bez wymaganej przepisami prawa koncesji.

W części przypadków przeprowadzone czynności wyjaśniające dały podstawy do podjęcia przez Prezesa URE dalszych działań zarówno w 2022 r., jak i 2023 r. (np. wszczęcia postępowań w sprawie cofnięcia lub stwierdzenia wygaśnięcia koncesji).

Działania w zakresie ciepła

Działania podejmowane w URE na skutek skarg odbiorców szczegółowo opisano w pkt IX.3 Sprawozdania. W tym miejscu warto zaznaczyć jednak dwie interwencje podjęte w 2022 r. dotyczące zapewnienia mieszkańcom nieprzerwanych dostaw ciepła.

Pierwsza z nich podjęta została przez jeden z oddziałów terenowych URE, na skutek informacji o zakończeniu przez przedsiębiorstwo działalności

ciepłowniczej. Gmina, na której obszarze przedsiębiorstwo energetyczne zdecydowało o zakończeniu działalności, podjęła działania w celu utrzymania funkcjonowania należącej do niej infrastruktury ciepłowniczej i kontynuacji dostaw ciepła. Oddział na bieżąco monitorował postępy w tym zakresie, również uczestnicząc w nich czynnie, w ramach prowadzonych postępowań koncesyjnych i taryfowych. W efekcie, dostawy ciepła dla mieszkańców nie zostały wstrzymane, a zagrożenie definitywnie zażegnano.

W innym oddziale terenowym uprzedzając przeprowadzono działania interwencyjne związane z przygotowaniem do sezonu ciepłowniczego dla danego miasta. Do przedstawienia informacji w tym zakresie wezwano dwa przedsiębiorstwa wytwarzające ciepło na tym rynku oraz dystrybutora ciepła dla miasta. Działania te wynikały z przewidywanego wyjątkowo trudnego sezonu grzewczego, związanego z zawirowaniami na rynku paliw i energii oraz dużymi awariami infrastruktury technicznej odnotowanymi w poprzednim sezonie grzewczym. Przedsiębiorstwa przedstawiły szczegółowo możliwe ryzyka zewnętrzne wpływające na bezpieczeństwo dostaw paliw, wynikające z dostępności paliwa węglowego oraz utrzymania właściwego zapasu paliwa o odpowiedniej jakości. Jednocześnie wskazały, że w znacznej mierze zrealizowały plany remontowe oraz przeprowadziły szereg działań modernizacyjnych eliminujących potencjalne awarie w źródłach ciepła. W wyniku podjętych działań i poczynionych uzgodnień, zapewniono mieszkańcom dostawy ciepła bez znaczących zakłóceń.

1.3. Kontrola realizacji obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej i paliw gazowych

Obowiązek publicznej sprzedaży energii elektrycznej (art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne)

Obowiązek giełdowy, o którym mowa w ustawie – Prawo energetyczne, został uchylony 6 grudnia 2022 r. ustawą z 29 września 2022 r. Na mocy przepisu art. 61 ustawy z 15 grudnia 2022 r., przywrócone zostały przepisy dotyczące obliga giełdowego w ustawie – Prawo energetyczne, poprzez dodanie w ustawie z 29 września 2022 r. przepisu art. 3a, regulującego zasady realizacji obowiązków określonych w art. 49a ust. 1, 5, 7-9 oraz art. 56 ust. 1 pkt 32 ustawy – Prawo energetyczne, w brzmieniu obowiązującym za okres przed dniem wejścia w życie ustawy z 29 września 2022 r.

W marcu 2022 r. została opublikowana Informacja Prezesa URE nr 10/2022 w sprawie przeprowadzenia kontroli na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 4a ustawy – Prawo energetyczne dotyczącej realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne za rok 2021. Do szczegółowej kontroli poddano grupę 29 największych przedsiębiorstw energetycznych, których łączna produkcja energii elektrycznej brutto stanowiła ponad 80 proc. krajowej produkcji. Grupa ta, z punktu widzenia celu realizacji ustawy – Prawo energetyczne, tj. zwiększenia płynności sprzedaży energii elektrycznej na rynkach giełdo-

wych²¹³⁾, w tym przejrzystości i transparentności cen energii elektrycznej na rynku energii, powinna przyczynić się w największym stopniu do realizacji ustawowego celu.

Sprawozdania z realizacji obliga giełdowego za 2021 r. zostały złożone przez przedsiębiorstwa energetyczne w ustawowym terminie, tj. do 31 marca 2022 r., w tym przez trzech wytwórców objętych programem pomocy publicznej, określonym ustawą o rozwiązaniu KDT.

Prezes URE, w I kwartale 2023 r., zakończył kontrolę wykonania obliga giełdowego przez przedsiębiorstwa energetyczne za okres 1 stycznia – 31 grudnia 2021 r., według stanu prawnego obowiązującego w 2021 r.²¹⁴⁾

W 2021 r., obowiązujące od 2019 r. 100 proc. obligo, w rzeczywistości dotyczyło jedynie ok. 59,9 proc. energii elektrycznej wytworzonej przez przedsiębiorstwa objęte badaniem URE, co stanowi ok. 50,4 proc. energii wyprodukowanej w kraju.

Na podstawie przeprowadzonej przez Prezesa URE kontroli realizacji obliga giełdowego za 2021 r. ustalono, że łączna produkcja energii elektrycznej

²¹³⁾ Na TGE S.A. lub na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium RP rynek regulowany, o którym mowa w art. 3 pkt 44 ustawy – Prawo energetyczne lub na zorganizowanej platformie obrotu (OTF), o której mowa w art. 3 pkt 44a ustawy – Prawo energetyczne, lub w ramach jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego przez wyznaczonych operatorów rynku energii, w wyniku realizacji kontraktów na sprzedaż energii elektrycznej z dostawą w 2021 r.

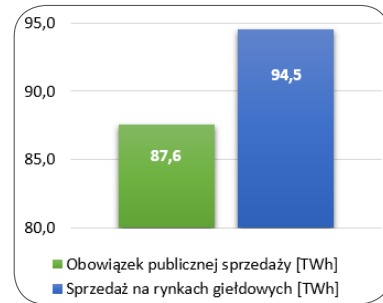
²¹⁴⁾ W 2021 r., podobnie jak w 2019 r., procentowy udział sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej objętej obowiązkiem, o którym mowa w art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, wynosił 100 proc. (art. 1 pkt 10 lit. a ustawy z 9 listopada 2018 r.).

brutto podmiotów poddanych badaniu wyniosła 146,1 TWh, z czego obowiązek sprzedaży energii elektrycznej w ramach obliża giełdowego obejmował 87,6 TWh energii elektrycznej, co stanowiło 59,9 proc. produkcji energii elektrycznej brutto.

Obowiązek publicznej sprzedaży wynika z pomniejszenia wyprodukowanej przez ww. przedsiębiorstwa energetyczne energii elektrycznej brutto o ustawowe wyłączenia, o których mowa w art. 49a ust. 5 pkt 1-8 ustawy – Prawo energetyczne. Dodatkowo ustawodawca wprowadził rozwiązanie umożliwiające sprzedaż energii elektrycznej poza giełdą energii. W 2021 r., zgodnie z art. 9 ustawy z 9 listopada 2018 r.²¹⁵⁾, ilość energii elektrycznej wytworzonej i sprzedanej na podstawie umów sprzedaży zawartych przed 1 stycznia 2019 r. z dostawą w 2021 r., podlegała wyłączeniu z przedmiotowego obowiązku.

Suma ustawowych wyłączeń z obowiązku publicznej sprzedaży w 2021 r. wyniosła 58,5 TWh energii elektrycznej i stanowiła 40,1 proc. produkcji energii elektrycznej brutto. Wyłączenia te dotyczyły: energii wytworzonej w jednostkach

Rysunek 86. Realizacja obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej w 2021 r. [TWh]



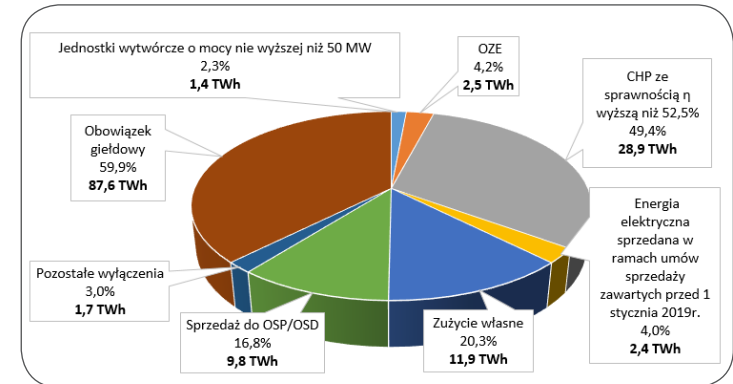
Źródło: Opracowanie własne URE.

o łącznej mocy nie wyższej niż 50 MW, energii elektrycznej wyprodukowanej w OZE, w kogeneracji ze sprawnością wyższą niż 52,5 proc., zużycia energii elektrycznej na potrzeby własne, energii elektrycznej sprzedanej na rzecz OSP lub

OSD, energii elektrycznej będącej przedmiotem umów zawartych przed 1 stycznia 2019 r. oraz pozostałych wyłączeń²¹⁶⁾, tj. energii wytworzonej w jednostce wytwórczej przyłączonej bezpośrednio do urzędów lub instalacji odbiorcy końcowego zużywającego tę energię elektryczną lub sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, której operatorem wyznaczony został ten odbiorca końcowy oraz energii wytworzonej w jednostkach wytwórczych, które rozpoczęły wytwarzanie energii elektrycznej po raz pierwszy po 1 lipca 2017 r. Żaden wolumen energii elektrycznej nie został zakwalifikowany do wyłączeń, tj. jako energia elektryczna dostarczana za pomocą linii bezpośredniej.

²¹⁶⁾ Na podstawie art. 49a ust. 5 pkt 1, 7 i 8 ustawy – Prawo energetyczne.

Rysunek 87. Wolumen energii podlegający wyłączeniu z obowiązku giełdowego i procentowy udział wolumenu podlegającego wyłączeniu w całej produkcji brutto badanych podmiotów w 2021 r.



Źródło: Opracowanie własne URE na podstawie danych przedstawionych przez przedsiębiorstwa wytwórcze w sprawozdaniach za 2021 r.

W ramach ustawowych wyłączeń, wytwórcy w większości skorzystali z przepisów umożliwiających sprzedaż energii elektrycznej poza giełdą. Najwięcej energii – 28,9 TWh – zostało wyłączone z obliża w związku z produkcją energii elektrycznej wytworzoną w kogeneracji ze sprawnością przemianą wyższą niż 52,5 proc. To 19,8 proc. całej produkcji energii elektrycznej, a zarazem 49,4 proc. wszystkich wyłączeń ustawowych.

Z kolei energia będąca przedmiotem umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przed 1 stycznia 2019 r. z dostawą w 2021 r., została wyłączona w ilości 2,4 TWh i zmniejszyła się prawie 4,5-krotnie w stosunku do 2020 r. (10,7 TWh). Energia dotycząca ww. umów w 2021 r. stanowiła 1,6 proc. całej produkcji energii elektrycznej, a za-

²¹⁵⁾ Na podstawie art. 9 ustawy z 9 listopada 2018 r., zgodnie z którym przepisu art. 49a ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1 (tj. ustawy – Prawo energetyczne), w brzmieniu nadanym tą ustawą, nie stosuje się do energii elektrycznej będącej przedmiotem umów zawartych do dnia wejścia w życie tej ustawy (tj. 1 stycznia 2019 r.).

razem 4,0 proc. wszystkich wyłączeń ustawowych. Wytwórcy działający w ramach grup kapitałowych w większości przypadków zawierali umowy głównie w ramach własnych grup.

Badani wytwórcy na rynku giełdowym prowadzonym przez TGE S.A. sprzedali łącznie 94,5 TWh energii elektrycznej, tj. o ok. 7 TWh więcej, niż wynikało to z obowiązku. Oznacza to, że na giełdzie sprzedano dodatkowo 8 proc. energii podlegającej ustawowym wyłączeniom, z których nie skorzystali przedsiębiorcy. Świadczy to o atrakcyjności rynku giełdowego jako zorganizowanego miejsca prowadzenia obrotu energią elektryczną.

Pośród przedsiębiorstw objętych badaniem realizacji obowiązku publicznej sprzedaży w 2021 r., obowiązek ten został wykonany w 100 proc. przez wszystkie podmioty objęte kontrolą.

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.²¹⁷⁾, 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 tego rozporządzenia, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem paliwami gazowymi jest zobowiązane 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 2013–2021 jedynym przedsiębiorstwem energetycznym, które podlegało obowiązkowi publicznej sprzedaży gazu ziemnego, była spółka PKN Orlen S.A. (która 2 listopada 2022 r. wstąpiła we wszystkie prawa i obowiązki PGNiG S.A.).

Wszczęte w 2015 r. postępowanie administracyjne w sprawie niewykonania w 2013 r. obowiązku publicznej sprzedaży gazu ziemnego przez PKN Orlen S.A., nie zostało zakończone w 2022 r.

Proces weryfikacji wykonania obowiązku publicznej sprzedaży gazu ziemnego przez przedsiębiorstwa energetyczne w 2022 r. pozostaje w toku.

²¹⁷⁾ Dz. U. z 2022 r. poz. 2734.

1.4. Kontrola przedsiębiorstw na rynku paliw ciekłych

W 2022 r. Prezes URE przeprowadził kontrole przedsiębiorstw na rynku paliw ciekłych, zgodnie z przyjętym planem kontroli. Obszary, w których Urząd skontrolował przedsiębiorstwa energetyczne oraz liczba tych przedsiębiorstw, zostały opisane w tabeli poniżej.

Tabela 83. Kontrola przedsiębiorstw na rynku paliw ciekłych

Przedmiot kontroli	Liczba
wypełnianie obowiązków informacyjnych, tj. przekazywanie informacji o zmianach w reprezentacji, siedzibie lub oznaczeniu podmiotu*	760
rozpoczęcie prowadzenia działalności gospodarczej objętej koncesją	58
figurowanie przedsiębiorstwa w rejestrze VAT	760
spełnienie warunków sprzedaży paliw wyłącznie podmiotom posiadającym koncesję, z wyłączeniem sprzedaży paliw odbiorcom końcowym oraz kontrola spełniania warunku zakupu paliw ciekłych wyłącznie od podmiotów posiadających koncesję na obrót paliwami ciekłymi lub obrót paliwami ciekłymi z zagranicą	53
zgodność sprawozdań z art. 43e ustawy – Prawo energetyczne z treścią koncesji	358
legalizacja układów pomiarowych na środkach transportu	58
faktyczne zakończenie działalności	23
działalność podmiotów, którym odmówiono udzielenia bądź zmiany koncesji	12
wyjazdowe (w miejscu prowadzenia działalności przez przedsiębiorce)	5
spełnianie warunku świadczenia usług logistycznych podmiotom posiadającym koncesję	10
spełnianie warunku sprzedaży paliw wyłącznie podmiotom posiadającym koncesję, z wyłączeniem sprzedaży paliw odbiorcom końcowym oraz kontrola spełniania warunku zakupu paliw ciekłych wyłącznie od podmiotów posiadających koncesję na wytwarzanie paliw ciekłych	5
weryfikacja treści sprawozdań zerowych z art. 43d ustawy – Prawo energetyczne z danymi zawartymi w systemie SENT	40

Przedmiot kontroli	Liczba
weryfikacja sprawozdań z art. 43d ustawy – Prawo energetyczne składanych przez podmioty deklarujące przywóz paliw z danymi zawartymi w systemie SENT	26
porównanie treści składanych sprawozdań z art. 4ba, 43d i 43e ustawy – Prawo energetyczne	36
inne	6
RAZEM	2 210

* Nie dotyczy sprawozdań z art. 43e ustawy – Prawo energetyczne.

Źródło: URE.

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 niektórych przypadkach podjęte zostały dalsze czynności, polegające na wymierzeniu kary pieniężnej lub cofnięciu koncesji.

Stwierdzone podczas kontroli nieprawidłowości stanowiły podstawę do podjęcia działań wyjaśniających lub wszczęcia postępowań w sprawie wymierzenia kar pieniężnych.

Prezes URE zwraca szczególną uwagę na wszelkie sygnały wskazujące na możliwość prowadzenia działalności gospodarczej na regulowanym rynku paliw ciekłych, bez uzyskania wymaganej koncesji bądź wpisu do właściwego rejestru.

W myśl art. 57g ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, prowadzenie działalności w zakresie wytwarzania, magazynowania lub przeładunku, skraplania, regazyfikacji, przesyłania lub dystrybucji, obrotu paliwami ciekłymi, gazowymi lub energią, w tym obrotu paliwami ciekłymi z zagranicą, bez

wymaganej koncesji, które to działanie podlega grzywnie do 5 000 000 zł albo karze pozbawienia wolności od 6 miesięcy do lat 5. Natomiast działalność gospodarcza polegająca na przywozie paliw bez wymaganego wpisu do rejestru podmiotów przywożących, zgodnie z art. 57g ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, podlega grzywnie do 2 500 000 zł.

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. 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 są okolicznościami sanującymi zachowanie przedsiębiorcy.

Na koniec 2022 r. rejestr podmiotów przywożących, prowadzony przez Prezesa URE, liczył 460 przedsiębiorców. W roku objętym niniejszym postępowaniem, do przedmiotowego rejestru zostało wpisanych 69 nowych przedsiębiorców. Analiza składanych przez te podmioty dokumentów wykazała, że aż 19 przedsiębiorców (tj. 28 proc.) dokonywało przywozu paliw ciekłych (najczęściej smarów) bez wpisu do rejestru. Z uwagi na fakt, że dokonując przywozu pomimo braku wpisu, przedsiębiorcy wypełnili definicję podmiotu przywożącego, o której mowa w art. 3 pkt 12c ustawy – Prawo energetyczne, została na nich nałożona kara pieniężna w wysokości 10 000 zł (wysokość kary nie podlega miarkowaniu) za każdy miesiąc sprawozdawczy, w którym dokonywali przywozu, zgodnie z dyspozycją art. 56 ust 1 pkt 12b ustawy – Prawo energetyczne.

W 2022 r. Urząd skierował do organów ścigania 8 zawiadomień o możliwości popełnienia przestępstwa z art. 57g ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne (prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie obrotu paliwami ciekłymi bez wymaganej koncesji) oraz 27 zawiadomień o możliwości popełnienia przestępstwa z art. 57g ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne (dokonywanie przywozu paliw ciekłych bez wymaganego wpisu do rejestru). Wskazane liczby świadczyć mogą o poprawie sytuacji na rynku z uwagi na spadek podmiotów działających

w obrocie paliwami bez uzyskania koncesji, jednakże nadal nie można mówić o poprawie sytuacji na rynku podmiotów przywożących. Najczęściej są to podmioty, które same określają się branżą nie *stricte* paliwową, dokonujące przywozu smarów z zagranicy z przeznaczeniem do zużycia na potrzeby produkcji, utrzymania maszyn i sprzedaż. Dla porównania, w 2021 r. powzięto podejrzenia co do możliwości naruszenia przepisów art. 57g ustawy – Prawo energetyczne przez 16 podmiotów. Powyższe potwierdza konieczność wprowadzenia bardziej rygorystycznych przepisów w zakresie przywozu i wytwarzania paliw, przypisanych do grupy smarów.

1.5. Naruszenia warunków koncesji

Prawo energetyczne przewiduje dwie formy oddziaływania Prezesa URE na nadzorowany sektor gospodarki, a mianowicie regulacje *ex ante* oraz *ex post*. Pierwsza z nich polega na regulowaniu działalności przedsiębiorstw energetycznych w sposób uprzedni i ma charakter prewencyjny. Przykładem takiej regulacji są określane przez Prezesa URE – w decyzjach o udzieleniu koncesji – warunki wykonywania działalności koncesjonowanej, w tym szczególne warunki wykonywania działalności objętej koncesją. Są to warunki zobowiązujące koncesjonariusza głównie do:

- zapewnienia zdolności do dostarczania paliw lub energii w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu wymagań jakościowych,
- powiadamiania Prezesa URE o zmianach zachodzących w przedsiębiorstwie i prowadzonej

działalności, w tym o niepodjęciu lub zaprzestaniu bądź ograniczeniu prowadzenia działalności objętej koncesją, w okresie jej obowiązywania.

Oddziały terenowe URE w sposób ciągły monitorują prowadzenie, przez koncesjonowane przedsiębiorstwa, działalności regulowanej zgodnie z ustalonymi warunkami koncesyjnymi, wykorzystując w tym celu różnorakie działania, w szczególności:

- czynności wyjaśniające,
- postępowania kontrolne,
- działania monitorujące działalność przedsiębiorstw,
- weryfikację informacji pochodzących od uczestników rynku i od innych organów, jak np.: Urząd Celno-Skarbowy, Urząd Miar, Inspekcja Handlowa, UOKiK,
- analizę danych uzyskanych w toku prowadzonych postępowań w sprawie zmiany koncesji oraz w sprawie zatwierdzenia i zmiany taryf,
- weryfikację zgłoszenia aktualizacji informacji o infrastrukturze wykorzystywanej do obrotu paliwami ciekłymi.

Tabela 84. Stwierdzone w 2022 r. naruszenia warunków koncesyjnych

Warunek koncesyjny	Zakres naruszenia	Liczba naruszeń
2.1.2.	zakaz prowadzenia działalności w sposób zagrażający życiu i zdrowiu ludzkiemu oraz narażający na powstanie szkód materialnych	3
2.1.6.	nakaz uiszczenia corocznej opłaty koncesyjnej	2
2.2.1.	zakaz obrotu paliwami ciekłymi niespełniającymi norm jakościowych	24

Warunek koncesyjny	Zakres naruszenia	Liczba naruszeń
2.2.3.	zakaz eksploatacji stacji paliw ciekłych lub bazy paliw ciekłych niespełniających warunków technicznych	5
2.2.4.	zakaz składowania i dokonywania obrotu konfekcjonowanym gazem płynnym (w butlach) niezgodnie z wymaganiami bezpieczeństwa i higieny pracy oraz warunkami technicznymi, określonymi przepisami	2
2.2.5.	zakaz eksploataowania urządzeń technicznych wbrew wymogom dozoru technicznego	2
2.2.7.	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	12
2.3.1.	nakaz zawiadomienia Prezesa URE o zmianie oznaczenia podmiotu, jego siedziby lub adresu oraz numerów rejestrowych	9
2.3.2.	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	26
2.3.4.	nakaz informowania Prezesa URE o niepodjęciu działalności w terminie 6 miesięcy od udzielenia koncesji	2
2.4.3.	nakaz likwidacji skutków prowadzonej działalności koncesjonowanej po jej zakończeniu	1

Źródło: URE.

Największa stwierdzona skala naruszeń, tak jak w latach ubiegłych, dotyczyła przedsiębiorstw paliwowych (73), w dalszej kolejności przedsiębiorstw działających na rynku energii elektrycznej (14).

W działalności przedsiębiorstw ciepłowniczych zidentyfikowano jedno naruszenie warunku koncesyjnego.

Przedsiębiorstwa prowadzące działalność w zakresie energii elektrycznej naruszyły dwa warunki, a mianowicie warunek zobowiązujący do zawiadomienia Prezesa URE o zmianie oznaczenia podmiotu, jego siedziby lub adresu oraz numerów rejestrowych oraz warunek zobowiązujący do zawiadomienia Prezesa URE o istotnych zmianach odnoszących się do wykonywanej działalności objętej koncesją. Drugi z wymienionych warunków był tym, któremu uchybiło też przedsiębiorstwo działające na rynku ciepła.

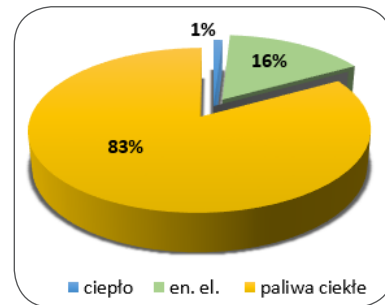
Jeżeli chodzi o przedsiębiorstwa z rynku paliw ciekłych, to najczęściej dopuszczały się one naruszenia warunku 2.2.1. zakazującego obrotu paliwami ciekłymi niespełniającymi norm jakościowych (24 razy). W dwunastu przypadkach stwierdzono naruszenie warunku 2.2.7. zakazującego stosowania w obrocie przyrządów pomiarowych bez ważnej legalizacji. W odniesieniu do 18 przedsiębiorstw paliwowych, stwierdzono prowadzenie działalności koncesjonowanej niezgodnie z przedmiotem i zakresem udzielonej koncesji, wobec nie poinformowania Prezesa URE o istotnych zmianach odnoszących się do wykonywanej działalności objętej koncesją. Naruszenie warunku 2.2.3. zakazującego eksploatacji stacji paliw ciekłych lub bazy paliw ciekłych, niespełniających wa-

runków technicznych, stwierdzono w pięciu przypadkach. Naruszenia pozostałych warunków miały charakter incydentalny.

Stwierdzenie powyższych naruszeń stanowiło asumpt do wszczęcia postępowań w przedmiocie wymierzenia kary pieniężnej w oparciu o art. 56 ust. 1 pkt 12 ustawy – Prawo energetyczne. W omawianym okresie wszczęto 107 takich postępowań, z tego 67 zakończyło się nałożeniem kary.

Ponadto, w 2022 r. Prezes URE w zakresie paliw gazowych wydał dwie decyzje cofające koncesje na podstawie art. 41 ust. 3 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne. W przedmiotowych sprawach, poza rażąco naruszonym warunkiem dotyczącym wnoszenia opłat koncesyjnych, zachodziły również inne przesłanki, które obligowały Prezesa URE do cofnięcia przedmiotowych koncesji.

Rysunek 88. Naruszenia warunków koncesyjnych w podziale na grupy przedsiębiorstw



Źródło: URE.

1.6. Kontrola przedsiębiorstw na rynku mocy

Zgodnie z art. 11 ustawy o rynku mocy, właściciel jednostki fizycznej wytwórczej istniejącej, której moc osiągalna brutto jest nie mniejsza niż 2 MW, jest obowiązany zgłosić jednostkę fizyczną wytwórczą do każdej certyfikacji ogólnej. Co roku, po zakończeniu certyfikacji ogólnej, Prezes URE otrzy-

muje informację od PSE S.A. dotyczącą podmiotów, które przystąpiły do certyfikacji ogólnej. Jednakże, nie istnieje baza podmiotów zobowiązanych do poddania się certyfikacji ogólnej, a obowiązek ten dotyczy także podmiotów, które nie są objęte obowiązkiem uzyskania koncesji Prezesa URE na wytwarzanie energii elektrycznej. W związku z tym, dla realizacji zadania określonego w art. 11 ustawy o rynku mocy, Prezes URE dokonuje weryfikacji podmiotów zobowiązanych poprzez zebranie informacji o posiadanych jednostkach z innych źródeł, tj. od operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego (OSP) i operatorów systemów elektroenergetycznych i dystrybucyjnych (OSDp i OSDn) oraz w oparciu o Rejestr wytwórców biogazu rolniczego. Dopiero takie zestawienie daje pełen obraz podmiotów, które obowiązku nie dopełniły. Następnie, Prezes URE w oparciu o art. 85 ust. 1 pkt 1 ustawy o rynku mocy, wszczyna postępowania o wymierzenie kary pieniężnej wobec podmiotów, które nie przystąpiły do certyfikacji ogólnej w danym roku.

W wyniku prac związanych z weryfikacją przystąpienia do certyfikacji ogólnej, zidentyfikowano 53 podmioty, które nie poddały się obowiązkowi certyfikacji ogólnej w 2022 r. Po dokonaniu dalszej analizy, wszczęto postępowania wobec 42 podmiotów. Zakończono 31 postępowań, w wyniku których wymierzono 8 kar pieniężnych na łączną kwotę 80 000 zł, 11 razy odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej oraz 12 razy umorzono postępowania. W zakresie pozostałych 11 podmiotów, Prezes URE w dalszym ciągu prowadzi postępowania wyjaśniające.

Natomiast w ramach analogicznych postępowań prowadzonych przez Prezesa URE, a dotyczących 2021 r., Prezes URE wymierzył 5 kar pieniężnych na łączną kwotę 50 000 zł, w 7 przypadkach odstąpił od wymierzenia kary pieniężnej, a w 5 przypadkach umorzył postępowanie.

.....

2. Nakładanie kar pieniężnych

Jak wskazano wcześniej, Prezes URE oddziałuje na rynki paliw i energii dwojako, tj. w formie regulacji *ex ante* oraz *ex post*.

Druga ze wskazanych form polega na wyciągnięciu konsekwencji z niestosowania się podmiotu regulowanego do obowiązujących norm. Głównym instrumentem regulacji *ex post* są kary pieniężne.

Działania podejmowane przez Prezesa URE zmierzają do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, rozwoju konkurencji, uwzględniania wymogów ochrony środowiska, zobowiązań wynikających z umów międzynarodowych oraz równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii. W celu efektywnego wypełniania tych zadań, organ regulacyjny wyposażony został w możliwość nakładania administracyjnych kar pieniężnych wyrażoną m.in. w art. 56 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, art. 33 ust. 1 ustawy o biopaliwach, art. 63 ust. 1 ustawy o zapasach, art. 168 ustawy OZE, art. 35a ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw, art. 35 ust. 1 dotychczasowej ustawy o efektywności energetycznej, art. 39 ust. 1 ustawy o efektywności energetycznej, czy też art. 85

ustawy o rynku mocy. Wyżej wskazane uregulowania określają konstrukcję, kategorie, wysokość i reguły stosowania kar. Wymierzając karę pieniężną Prezes URE uwzględnia stopień szkodliwości czynu, stopień zawinienia (lub zakres naruszeń) oraz dotychczasowe zachowanie ukaranego podmiotu (lub powtarzalność naruszeń) i jego możliwości finansowe (lub korzyści finansowe możliwe do uzyskania z tytułu naruszenia). Kara ta ma także mobilizować przedsiębiorstwa energetyczne do zgodnego z prawem wypełniania obowiązków.

W 2022 r. Prezes URE, na mocy przysługujących regulatorowi uprawnień, wymierzył podmiotom regulowanym kary za nieprzestrzeganie przepisów Prawa energetycznego oraz innych ustaw, związanych z zadaniami Prezesa URE w zakresie regulacji

Tabela 85. Dane dotyczące prowadzonych w roku sprawozdawczym postępowań administracyjnych 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.)	61	24 703 917,87	3	
niepublikowanie aktualnych wykazów 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 (pkt 1h)	1	25 000		
nieprzestrzeganie obowiązku utrzymywania zapasów paliw (pkt 2)	1	20 000		
niestosowanie się odbiorców do ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzanych na podstawie art. 11, art. 11c ust. 3 lub art. 11d ust. 3 ustawy (pkt 3a)			1	
stosowanie cen i taryf bez przedstawienia ich Prezesowi URE do zatwierdzenia (pkt 5)	1	15 000		3
nieprzedłożenie do zatwierdzenia taryfy w terminie określonym w art. 47 ust. 1 (pkt 5a)	8	80 000		4
odmowa udzielenia informacji, o których mowa w art. 28 ustawy (pkt 7)	23	232 000	1	1
nieprzestrzeganie obowiązków wynikających z koncesji (pkt 12)	142	6 922 280	19	16
nieprzekazanie w terminie sprawozdania miesięcznego o rodzajach oraz ilości wytworzonych, przywiezionych i wywiezionych paliw ciekłych, a także ich przeznaczeniu (pkt 12b)	120	14 149 000	12	139

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
przekazywanie sprawozdania miesięcznego o rodzajach oraz ilości wytworzonych, przywiezionych i wywiezionych paliw ciekłych, a także ich przeznaczeniu, zawierającego nieprawdziwe dane (pkt 12c)	2	125 000	2	2
wstrzymywanie lub ograniczanie z niezasadnionych powodów dostarczania paliw i energii do odbiorców (pkt 14)	2	25 000		
zwleknięcie 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	10 000		
niewykanie w ustawowym terminie warunków przyłączenia (pkt 18)	2	42 689 000	4	4
niedokonywanie z niezasadnionych powodów w terminie określonym w art. 7 ust. 8d' pkt 2 ustawy przyłączenia mikroinstalacji (pkt 18a)	1	10 000		
świadczenie usługi przesyłania, dystrybucji, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego nie będąc operatorem systemu przesyłowego, dystrybucyjnego, magazynowania paliw gazowych lub operatorem systemu skraplania gazu ziemnego lub operatorem systemu połączonych wyznaczonych na podstawie art. 9h ustawy (pkt 24a)	1	20 000		
nieprzestrzeganie obowiązku przekazania informacji o realizacji umów dotyczących zakupu gazu ziemnego z zagranicy (pkt 32)			7	
sprzedaż paliw ciekłych z naruszeniem wymogów, o których mowa w art. 43a ust. 1 lub 4 ustawy (pkt 45)	10	649 000	3	
nieprzekazanie w wymaganym terminie informacji lub przekazanie nieprawdziwych informacji o rodzajach i lokalizacji infrastruktury paliw ciekłych wykorzystywanej do prowadzonej działalności (pkt 48)	43	1 050 000	14	35
nierealizowanie obowiązku, o którym mowa w art. 37 ust. 2c lub ust. 2d ustawy (pkt 49)	23	323 000	4	14
brak zawiadomienia w wymaganym terminie o zmianie struktury kapitału zakładowego spółki (pkt 53)	2	20 000	2	
ustawa o biopaliwach (art. 33 ust. 1)				
niepoinformowanie o pierwszej czynności skutkującej powstaniem obowiązku realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego w danym roku kalendarzowym (pkt 4a)				2
brak realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego (pkt 5)	2	68 724 440,44		6
brak realizacji blendingu (pkt 5b)	3	2 726 859,72		
niezłożenie sprawozdania kwartalnego lub rocznego dotyczącego realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego (pkt 8a lub 8aa)	6	25 016,90		2
nieprzekazanie świadectw potwierdzających spełnienie kryteriów zrównoważonego rozwoju przez biokomponenty zaliczone do realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego (pkt 8d)	1	5 000		
ustawa o zapasach (art. 63 ust. 1)				
niedopełnienie obowiązku tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych, o którym mowa w art. 24 ustawy o zapasach w przewidzianym terminie i wymaganej ilości (pkt 1)	1	84 362 379		
wykorzystywanie zdolności przesyłowych zarezerwowanych na potrzeby dostarczenia całkowitych ilości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego utrzymywanych poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej krajowej w sposób niezgodny z art. 24a ust. 3 ustawy (pkt 5b)			1	
nieprzekazanie w wymaganym terminie informacji o ustalonej wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego (pkt 5c)	1	225 000		
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)	63	58 411 696,73	11	
nieprzedstawienie w terminie sprawozdania, o którym mowa w art. 6 ust. 3 lub w art. 9 ust. 1 pkt 7, lub podawanie w tym sprawozdaniu nieprawdziwych informacji (pkt 11)	159	173 000	38	60
nieprzekazywanie w terminie informacji, o których mowa w art. 5 ust. 1 lub 2, albo w art. 12 ust. 1, lub podawanie nieprawdziwych informacji (pkt 12)	7	7 000	6	1
prowadzenie działalności bez wpisu do rejestru wytwórców energii w małej instalacji (pkt 14)	1	2 000		
nieprzekazywanie Prezesowi URE informacji lub oświadczenia, o których mowa w art. 54 ustawy (pkt 25)	1	1 000		
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)	77	4 953 248,23	12	

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
nieprzedstawienie w wyznaczonym terminie dokumentów lub informacji, o których mowa w art. 14 ustawy (pkt 2) ustawa o efektywności energetycznej (art. 39 ust. 1)	1	7 000		
nieprzestrzeganie obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectwa efektywności energetycznej lub nieuiszczenia opłaty zastępczej (pkt 1 i 2) ustawa o rynku mocy (art. 85)	59	7 556 857,15	4	
niewykonanie obowiązku, o którym mowa w art. 11 ustawy ustawa o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw (art. 35a)	8	80 000	12	11
niewykonanie obowiązku, przez podmiot realizujący NCR, o którym mowa w art. 30b ust. 1 i 2 ustawy (pkt 7)	4	177 703 341,10		
nieprzekazanie w terminie, przez podmiot realizujący NCR, sprawozdania rocznego, o którym mowa w art. 30i ust. 1 ustawy, lub podanie w tym sprawozdaniu nieprawdziwych danych (pkt 8) ustawa o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw (art. 18a ust. 1)				1
nieprzestrzeganie obowiązków, o których mowa w art. 6 ust. 1 i 2 ustawy (pkt 2) inne podstawy prawne	1	5 133	2	1
nieprzekazywanie ACER danych, o których mowa w art. 8 ust. 1 rozporządzenia 1227/2011, w terminie, o którym mowa w art. 7 rozporządzenia wykonawczego			1	

Źródło: URE.

ryнку paliw i energii, których łączna wartość wyniosła blisko 496 mln zł (wzrost o ok. 276 proc. względem 2021 r.). To efekt 2 318 postępowań prowadzonych przez departamenty i oddziały terenowe URE (wzrost o 67 proc.), z których 839 zakończyło się wymierzeniem określonej kary (wzrost o 26 proc.).

W zakresie **oddziałów terenowych URE** należy wskazać, że podobnie jak w 2021 r., najczęściej postępowań administracyjnych przeprowadzono w sprawie wymierzenia kary pieniężnej w związku z nieprzekazaniem Prezesowi URE sprawozdania kwartalnego/półrocznego, o którym mowa w art. 9 ust. 1 pkt 7 ustawy OZE, tj. na podstawie art. 168 pkt 11 tej ustawy. Przeprowadzono łącznie 407 postępowań, z których 133 zakończyły się wymierzeniem kary pieniężnej.

Drugą najczęstszą podstawą prowadzenia postępowań w sprawie kar pieniężnych, był art. 56

ust. 1 pkt 12 ustawy – Prawo energetyczne penalizujący nieprzestrzeganie obowiązków wynikających z koncesji. Na tej podstawie prowadzono 107 postępowań, z czego karę pieniężną nałożono w 67 przypadkach na łączną sumę ponad 4,42 mln zł.

Najwyższe kary pieniężne oddziały terenowe URE nałożyły na operatorów sieci dystrybucyjnych, którzy nie wydali warunków przyłączenia do sieci w terminach określonych w przepisach. W dwóch zakończonych w roku sprawozdawczym postępowaniach, nałożono kary pieniężne w łącznej kwocie 42,689 mln zł.



Część IX. Inne zadania Prezesa URE



1. Publikowanie wskaźników cenowych

1.1. Średnia cena energii elektrycznej dla gospodarstw domowych

Ustawa – Prawo energetyczne nakłada na Prezesa URE obowiązek polegający na zbieraniu i przetwarzaniu informacji dotyczących przedsiębiorstw energetycznych w celu obliczania i ogłaszania w terminie do 31 marca każdego roku średniej ceny energii elektrycznej dla odbiorcy w gospodarstwie domowym uwzględniającej opłatę za

Rozpatrywano 1 516 wniosków dot. rozstrzygnięcia sporów: 556 w zakresie energii elektrycznej, 497 – paliw gazowych, 20 – ciepła, 443 – odmowy przyłączenia OZE do sieci elektroenergetycznej.

Liczba skarg i wniosków, rozpoznawanych w roku sprawozdawczym, przekroczyła liczbę 8 tys.

Świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej, obliczonej na podstawie cen zawartych w umowach kompleksowych – jako iloraz przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej i wolumenu jej sprzedaży odbiorcom końcowym w gospodarstwach domowych posiadającym umowy kompleksowe.

Rok	Cena energii elektrycznej dla odbiorcy w gospodarstwie domowym uwzględniająca opłatę za świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej [zł/kWh]
2021	0,5947
2022	0,7297

Do wyliczenia cen zostały wykorzystane dane ze sprawozdań sporządza-

nych przez przedsiębiorstwa prowadzące obrót energią elektryczną. Ceny te zostały opublikowane również w publikacjach Agencji Rynku Energii S.A.: „Sytuacja w elektroenergetyce za IV kwartały 2021 r.” oraz „Sytuacja w elektroenergetyce za IV kwartały 2022 r.”. Ceny zawierają podatek akcyzowy i nie zawierają VAT.

Informacje o tych cenach zostały zamieszczone na stronie internetowej URE (marcu 2022 r. i 2023 r.).

Odnotowano pierwszy wniosek o rozpoznanie sporu dot. odmowy przyłączenia infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego lub ogólnodostępnej stacji ładowania.

Zajmowano się 515 sprawami dotyczącymi działalności komisji kwalifikacyjnych, w tym powoływania komisji i zmian w aktach powołania.

1.2. Średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym (roczna i kwartalne)

Średnia roczna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym oraz sposób jej obliczania

Średnia roczna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2022 r. wyniosła 523,71 zł/MWh. Cena ta jest:

- o 36,3 proc. wyższa niż średnioważona cena kontraktu rocznego z dostawą pasmową energii elektrycznej w 2022 r. (BASE_Y-22) notowanego na TGE S.A. na Rynku Terminowym Towarowym (RTT)/Rynku Terminowym Produktów z dostawą energii elektrycznej (RTPE OTF), która w kontraktach zawartych w 2021 r. wyniosła 384,16 zł/MWh,
- o 52,8 proc. niższa niż średnioważona cena kontraktu rocznego z dostawą pasmową energii elektrycznej w 2023 r. (BASE_Y-23) notowanego na TGE S.A. na RTPE OTF, która w kontraktach zawartych w 2022 r. ukształtowała się na poziomie 1 110,04 zł/MWh.

Średnia roczna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym została wyznaczona na podstawie danych dotyczących sprzedaży energii elektrycznej realizowanej przez wytwórców i spółki obrotu w konkurencyjnych segmentach krajowego hurtowego rynku energii elektrycznej, tj. do:

- spółek obrotu spoza grupy kapitałowej w ramach kontraktów dwustronnych²¹⁸⁾,
- poprzez TGE S.A. oraz w ramach NEMO poprzez EPEX SPOT SE (EPEX/EEX) i NORD POOL.

Sprzedaż energii elektrycznej na rynek bilansujący nie została uwzględniona w algorytmie wyznaczania ww. ceny ze względu na techniczny charakter tego segmentu rynku.

Źródłem danych do wyliczenia ww. ceny są dane z systemu statystyki publicznej z zakresu gospodarki paliwowo-energetycznej oraz dane pozyskane z TGE S.A., EPEX SPOT SE (EPEX/EEX) i NORD POOL.

Algorytm wyznaczania średniej rocznej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym został przedstawiony w Informacji Prezesa URE o wysokości ww. ceny²¹⁹⁾.

²¹⁸⁾ W przypadku skonsolidowanych pionowo grup kapitałowych, o których mowa w art. 3 ust. 1 pkt 44 ustawy z 29 września 1994 r. o rachunkowości (Dz. U. z 2021 r. poz. 217 z późn. zm.), nie została uwzględniona sprzedaż energii elektrycznej w kontraktach dwustronnych do spółek obrotu w ramach tej samej grupy kapitałowej.

²¹⁹⁾ Informacje o cenach rocznych i kwartalnych wraz z komunikatami można znaleźć na stronie internetowej URE pod adresem: <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/ceny-wskazniki/7852,Srednia-cena-sprzedazy-energii-elektrycznej-narynku-konkurencyjnym-roczna-i-kwa.html>

„Katalog zadań przypisanych Prezesowi URE podlega rozszerzeniu właściwie z każdą nowelizacją nie tylko podstawowej dla nas ustawy – Prawo energetyczne, ale także innych aktów prawnych, jak np. ustawa o odnawialnych źródłach energii czy ustawa o zapasach, a także regulacje unijne.

Wraz z szybkim tempem rozwoju technologii i zmianami w dziedzinie energetyki, katalog zadań regulatora będzie nadal się poszerzał. Zadaniem Prezesa URE jest szybkie i elastyczne reagowanie na te zmiany, aby zapewnić bezpieczeństwo energetyczne kraju i ochronę interesów konsumentów, jednocześnie umożliwiając rozwój sektora energetycznego.”

Rafał Gawin, Prezes URE

Średnia kwartalna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym oraz sposób jej obliczania

Algorytm obliczania średniej kwartalnej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym jest analogiczny, jak w przypadku średniej rocznej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym.

Tabela 86. Średnie kwartalne ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2022 r.

Kwartał	Średnia kwartalna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym [zł/MWh]	Wolumen energii elektrycznej sprzedanej na rynku konkurencyjnym [TWh]
I	468,35	62,1
II	471,96	55,6
III	566,33	54,7
IV	586,79	60,8

Źródło: Dane TGE S.A., Ministerstwa Klimatu i Środowiska oraz URE.

Składowymi średnich kwartalnych cen sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2022 r. są wolumeny i wartości energii elektrycznej sprzedanej poprzez TGE S.A. oraz w ramach NEMO poprzez EPEX SPOT SE (EPEX/EEX) i NORD POOL (od III kw. 2022 r.) oraz sprzedanej na rynku OTC, nie uwzględniają zaś kontraktów wewnątrzgrupowych.

Tabela 87. Średnie kwartalne ceny sprzedaży energii elektrycznej poprzez TGE i w ramach NEMO w 2022 r. (od III kw. 2022 r.)

Kwartał	Średnia kwartalna cena sprzedaży energii elektrycznej poprzez TGE i w ramach NEMO (od III kw. 2022 r.) [zł/MWh]	Wolumen energii elektrycznej sprzedanej poprzez TGE i w ramach NEMO (od III kw. 2022 r.) [TWh]
I	460,71	58,1
II	470,26	52,5
III	558,94	51,3
IV	574,16	56,3

Źródło: Dane TGE S.A., EPEX SPOT SE (EPEX/EEX) i NORD POOL.

Tabela 88. Średnie kwartalne ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku OTC w 2022 r.

Kwartał	Średnia kwartalna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku OTC [zł/MWh]	Wolumen energii elektrycznej sprzedanej na rynku OTC [TWh]
I	579,55	4,0
II	501,04	3,1
III	678,09	3,4

Kwartał	Średnia kwartalna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku OTC [zł/MWh]	Wolumen energii elektrycznej sprzedanej na rynku OTC [TWh]
IV	746,01	4,5

Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska oraz URE.

1.3. Średnia kwartalna cena energii elektrycznej niepodlegająca obowiązkowi publicznej sprzedaży

W tabeli poniżej przedstawiono wolumen i średnią kwartalną cenę energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne²²⁰), w poszczególnych kwartałach 2022 r.

Tabela 89. Wolumeny i średnie kwartalne ceny energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, w 2022 r.

Kwartał	Średnia kwartalna cena energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne* [zł/MWh]	Wolumen energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne [TWh]
I	466,60	8,44
II	489,22	5,46
III	615,28	4,11

²²⁰) Art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne określa obowiązek przedsiębiorstw wytwarzających energię elektryczną w zakresie sprzedaży energii elektrycznej w sposób zapewniający do niej publiczny dostęp, tzw. obligo giełdowe dla energii elektrycznej.

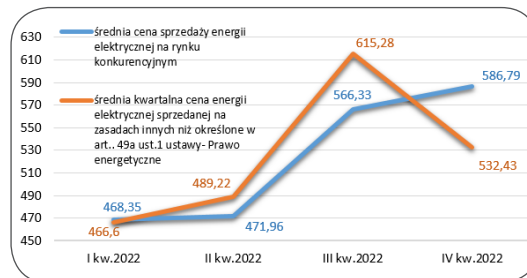
Kwartał	Średnia kwartalna cena energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne* [zł/MWh]	Wolumen energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne [TWh]
IV	532,43	7,98

* Cena nie uwzględnia podatków (VAT, akcyza), opłat niezwiązanych z ilością sprzedanej energii elektrycznej oraz zobowiązań związanych ze świadectwami pochodzenia.

Źródło: URE na podstawie danych przekazanych przez wytwórców energii elektrycznej za poszczególne kwartały 2022 r.

Ceny kwartalne²²¹⁾, o których mowa powyżej, zostały wyznaczone na podstawie danych²²²⁾ dotyczących realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej do spółek obrotu, zawartych przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, zobowiązane do sprzedaży części wytworzonej energii elektrycznej w sposób określony w art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Rysunek 89. Średnie kwartalne ceny energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne oraz średnie kwartalne ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2022 r. [zł/MWh]



Źródło: Opracowanie własne URE.

1.4. Stawki opłaty mocowej

Zgodnie z art. 74 ust. 4 ustawy o rynku mocy, Prezes URE publikuje do 30 września każdego roku stawki opłaty mocowej na kolejny rok oraz wybrane godziny doby przypadające na godziny szczytowego zapotrzebowania na moc w systemie.

Dla wyznaczenia wybranych godzin doby przeprowadzono analizę zapotrzebowania na moc w KSE w poszczególnych godzinach dni roboczych 2021 r. w oparciu o dane otrzymane od operatora systemu przesyłowego 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 doby przypadających na szczytowe zapotrzebowanie na moc w systemie²²³⁾. Na tej podstawie, uwzględniając dobową

krzywą zapotrzebowania na moc w poszczególnych kwartałach 2021 r., Prezes URE wyznaczył wybrane godziny doby dla roku dostaw 2023, jako piętnaście kolejnych godzin każdej doby przypadającej na dzień roboczy (dni od poniedziałku do piątku z wyłączeniem dni ustawowo wolnych od pracy), przy czym pierwsza z tych godzin każdego dnia rozpoczyna się o 7:00, a piętnasta o 21:00. Prezes URE opublikował 8 września 2022 r. Informację nr 40/2022²²⁴⁾ zawierającą wybrane godziny doby przypadające na godziny szczytowego zapotrzebowania na moc w systemie wyznaczone odrębnie dla kwartałów roku dostaw 2023 – na potrzeby obliczania opłaty mocowej należnej od odbiorców, o których mowa w art. 89a ust. 1 pkt 2 ustawy o rynku mocy.

W 2022 r. w URE dokonano również kalkulacji stawek opłaty mocowej. Stosownie do art. 74 ust. 12 oraz art. 89b ust. 1 ustawy o rynku mocy, wyliczenia przeprowadzono w oparciu o dane o zużyciu energii elektrycznej przez odbiorców końcowych w 2021 r.

Do obliczeń wykorzystano również całkowity koszt rynku mocy na rok 2023, przewidywany stan środków pieniężnych na rachunku opłaty mocowej na 31 grudnia 2022 r. oraz koszty prognozowane przez Zarządcę Rozliczeń S.A.

Prezes URE opublikował 30 września 2022 r. Informację nr 43/2022 w sprawie stawek opłaty mocowej na rok 2023²²⁵⁾.

²²¹⁾ Informacje o cenach kwartalnych wraz z komunikatami można znaleźć na stronie internetowej URE pod adresem: <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/ceny-wskazniki/7851,Srednia-kwartalna-cena-energii-elektrycznej-sprzedanej-na-zasadach-innych-niz-wy.html>

²²²⁾ Dane przekazane przez wytwórców zgodnie z wezwaniem zamieszczonym na stronie internetowej URE pod adresem: <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/obowiazki-sprawozdawcze/energia-elektryczna/8241,Prezes-URE-wzywa-wytworcow-energii-elektrycznej-do-cyklicznego-skladania-informa.html>

²²³⁾ Dz. U. z 2020 r. poz. 2009.

²²⁴⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/urzadz/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/10521,Informacja-nr-402022.html>

²²⁵⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/urzadz/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/10555,Informacja-nr-432022.html>

Tabela 90. Porównanie całkowitego kosztu rynku mocy oraz stawek opłaty mocowej w latach 2021–2023

		2021 r.	2022 r.	2023 r.	Dynamika 2022/2021	Dynamika 2023/2022
Całkowity koszt rynku mocy	K _c [zł]	5 530 256 830	5 328 674 746	5 296 637 332	96,35%	99,40%
Stawka opłaty mocowej dla odbiorców ryczałtowych zużywających rocznie:						
poniżej 500 kWh energii elektrycznej		1,87	2,37	2,38	126,60%	100,78%
od 500 kWh do 1 200 kWh energii elektrycznej		4,48	5,68	5,72	126,60%	100,78%
powyżej 1 200 kWh do 2 800 kWh energii elektrycznej	[zł/miesiąc]	7,47	9,46	9,54	126,60%	100,78%
powyżej 2 800 kWh energii elektrycznej		10,46	13,25	13,35	126,60%	100,78%
Stawka opłaty mocowej dla odbiorców innych niż ryczałtowi	[zł/kWh]	76,19	102,65	102,43	134,72%	99,79%

Źródło: URE.

Stosownie do art. 89a ust. 1 pkt 1 ustawy o rynku mocy, stawka opłaty mocowej dla odbiorców końcowych rozliczanych w sposób ryczałtowy płatna jest za punkt poboru energii elektrycznej. Natomiast stawkę opłaty mocowej dla odbiorców końcowych innych niż określani w art. 89a ust. 1 pkt 1 tej ustawy, stosuje się do wolumenu energii elektrycznej pobranej z sieci w wybranych godzinach doby.

Rosnące ceny energii na TGE S.A., zmniejszona podaż węgla i gazu na rynkach, a także wzrost mocy zainstalowanej źródeł fotowoltaicznych w gospodarstwach domowych oraz działania podejmowane przez Komisję Europejską w celu zmniejszenia zużycia energii elektrycznej spowodowały, że do kalkulacji stawek opłaty mocowej na 2023 r. przyjęto zużycie energii elektrycznej przez odbiorców końcowych na poziomie z 2022 r. Takie założenie, przy praktycznie niezmiennych kosztach rynku mocy na 2023 r., pozwoliło na skalkulowanie stawek opłaty mocowej na 2023 r. w wysokości zbliżonej do stawek z 2022 r.

1.5. Jednostkowa stawka kary za niewykonanie obowiązku mocowego

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 § 16 ust. 1 i 2 rozporządzenia Ministra Energii z dnia 18 lipca 2018 r. w sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku wtórnym²²⁶⁾ 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

²²⁶⁾ Dz. U. z 2018 r. poz. 1455.

Tabela 91. Porównanie jednostkowych stawek kary za niewykonanie obowiązku mocowego w latach 2022–2023

	2022 r.	2023 r.
Stawka kary [zł/MWh]	4 437,68	4 799,99

Źródło: URE.

Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego²²⁷⁾ oraz ilość zużywanej energii elektrycznej w roku kalendarzowym przypadającym na 2 lata przed rokiem dostaw, opublikowaną przez Główny Urząd Statystyczny w dokumencie „Zużycie paliw i nośników energii”²²⁸⁾.

Wypełniając obowiązek, o którym mowa powyżej, Prezes URE opublikował Informację nr 63/2022²²⁹⁾ w sprawie jednostkowej stawki kary za niewykonanie obowiązku mocowego obowiązującej w roku dostaw 2023.



²²⁷⁾ <https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/rachunki-narodowe/roczne-rachunki-narodowe/informacja-glownego-urzedu-statystyczne-go-w-sprawie-skorygowanego-szacunku-produktu-krajowego-brutto-za-2021-rok,9,8.html>

²²⁸⁾ <https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/srodowisko-energia/energia/zuzycie-paliw-i-nosnikow-energii-w-2021-roku,6,16.html>

²²⁹⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/10747,Informacja-nr-632022.html>

1.6. Średnia cena wytwarzanej energii elektrycznej wytwórców eksploatujących jednostki centralnie dysponowane opalane węglem (JWCD) oraz średnioważony koszt węgla, zużywany przez jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (JWCD) na wytworzenie 1 MWh energii elektrycznej

Na podstawie art. 46 ust. 7 ustawy o rozwiązaniu KDT, Prezes URE jest zobowiązany do obliczenia i ogłoszenia w Biuletynie URE, w terminie do 15 lipca każdego roku, dwóch parametrów:

- 1) średnioważonego kosztu węgla, zużywanego przez jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (JWCD) na wytworzenie jednej megawatogodziny energii elektrycznej w poprzedzającym roku kalendarzowym, z uwzględnieniem kosztów jego transportu,
- 2) średniej ceny wytwarzanej energii elektrycznej przez wytwórców eksploatujących JWCD opalane węglem.

Średnioważony koszt węgla zużywany przez JWCD został obliczony jako średnia z jednostkowych kosztów węgla zużytego na produkcję energii elektrycznej wraz z kosztami jego transportu ważona wielkością produkcji energii elektrycznej brutto wytworzonej z węgla przez poszczególne JWCD. Średnioważony koszt węgla w 2021 r. wyniósł 93,30 zł/MWh, wobec 99,57 zł/MWh w 2020 r. (tj. spadek o 6,3 proc. w porównaniu z 2020 r.).

Średnia cena energii elektrycznej wytworzonej przez JWCD została obliczona jako średnia z jed-

nostkowych cen wytworzonej energii elektrycznej ważona wielkością produkcji energii elektrycznej brutto wytworzonej z węgla przez poszczególne JWCD. Średnia cena energii elektrycznej w 2021 r. wyniosła 291,92 zł/MWh wobec 294,67 zł/MWh w 2020 r. (tj. spadek o 0,93 proc. w porównaniu z 2020 r.).

Obydwa parametry zostały ogłoszone w Informacji Prezesa URE nr 32/2022 z 4 lipca 2022 r.²³⁰ zamieszczonej w Biuletynie Branżowym URE – Energia Elektryczna nr 3 (115) z 30 września 2022 r. Służyły one do ustalenia przez Prezesa URE wysokości korekty rocznej kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym za 2021 r.²³¹

1.7. Średnie ceny sprzedaży ciepła wytworzonego w należących do przedsiębiorstw posiadających koncesje jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji

Zgodnie z przepisami ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE jest zobowiązany do zbierania i przetwarzania informacji dotyczących przedsię-

biorstw energetycznych w celu obliczania i publikowania, w terminie do 31 marca każdego roku, średnich cen sprzedaży ciepła wytworzonego w należących do przedsiębiorstw posiadających koncesje jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji.

W marcu 2022 r. zostały obliczone ceny za 2021 r. i opublikowane w Informacji Prezesa URE nr 17/2022. Średnie ceny sprzedaży ciepła wynosiły, dla jednostek wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji:

- opalanych paliwami węglowymi – 51,91 zł/GJ,
- opalanych paliwami gazowymi – 72,02 zł/GJ,
- opalanych olejem opałowym – 75,66 zł/GJ,
- stanowiących odnawialne źródła energii – 46,12 zł/GJ.

W marcu 2023 r. zostały obliczone ceny za 2022 r. i opublikowane w Informacji Prezesa URE nr 18/2023. Średnie ceny sprzedaży ciepła wynosiły, dla jednostek wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji:

- opalanych paliwami węglowymi – 74,67 zł/GJ,
- opalanych paliwami gazowymi – 94,91 zł/GJ,
- opalanych olejem opałowym – 82,72 zł/GJ,
- stanowiących odnawialne źródła energii – 65,31 zł/GJ.

Ceny te obliczone zostały jako iloraz przychodów ze sprzedaży ciepła wytworzonego w tych jednostkach wytwórczych i wolumenu jego sprzedaży. Do wyliczenia średnich cen wykorzystane zostały dane zbierane w ramach corocznego badania koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłow-

²³⁰ Informacja o tych cenach jest zawarta w Komunikacie Prezesa URE zamieszczonym na stronie internetowej URE pod adresem <https://ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/edukacja-i-komunikacja/publikacje/biuletyn-urzedu-regula/10383,-Biuletyn-Urzedu-Regulacji-Energetyki-2022/html>

²³¹ Patrz Sprawozdanie Prezesa URE, część II pkt 11. Obowiązki wynikające z ustawy o rozwiązaniu kontraktów długoterminowych – KDT.

nicznych na formularzu URE-C1. Ceny nie zawierają podatku VAT. Informacje o tych cenach zostały zamieszczone na stronie internetowej URE²³²).

1.8. Wskaźniki referencyjne ustalane dla potrzeb kalkulacji taryf dla ciepła

W myśl ustawy – Prawo energetyczne, regulator jest zobowiązany do ustalania wskaźnika referencyjnego zgodnie z metodologią określoną w rozporządzeniu taryfowym ciepłowniczym. Przy zastosowaniu wskaźnika referencyjnego i średnich cen sprzedaży ciepła, przedsiębiorstwa obliczają cenę referencyjną służącą do ustalenia planowanych przychodów ze sprzedaży ciepła przyjmowanych do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfach dla ciepła, dla jednostek kogeneracji.

Rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 14 marca 2022 r. zmieniającym rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło²³³), zmieniono w szczególności definicję wielkości „k” we wzorze na wskaźnik referencyjny. Według nowych przepisów, określa on zmianę kosztów obciążających jednostkę produkowanego ciepła w jednostkach kogeneracji wynikającą z istotnej zmiany warunków wykonywania

działalności gospodarczej przez przedsiębiorstwa energetyczne w takim zakresie, w jakim koszty związane z prowadzeniem działalności gospodarczej będą obciążać produkcję ciepła w okresie obowiązywania wskaźnika referencyjnego, a nie obciążały jej w okresie poprzedzającym okres ustalania tego wskaźnika, obliczaną dla poszczególnych rodzajów paliw, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. c ustawy. Dotychczas zmiana ta była ograniczona do zmian kosztów wynikających ze zmian przepisów prawa.

W związku ze zmianą definicji „k”, Prezes URE po raz pierwszy w marcu 2022 r., działając na podstawie art. 47 ust. 2g ustawy – Prawo energetyczne, ogłosił (Informacja nr 16/2022) wskaźniki referencyjne w wysokości większej od jedności dla paliw węglowych w wysokości 1,25 i dla paliw gazowych w wysokości 1,31.

W marcu 2023 r. zostały ogłoszone przez Prezesa URE (Informacja nr 17/2023) wskaźniki referencyjne ustalone dla poszczególnych rodzajów paliw, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. c ustawy: dla paliw węglowych – 1,24; dla paliw gazowych – 1,44; dla oleju opałowego – 1,09; dla paliw wykorzystywanych w odnawialnych źródłach energii – 1,14.

Informacje o wskaźnikach referencyjnych zostały zamieszczona na stronie internetowej URE²³⁴).

Ogłoszenie przez Prezesa URE wskaźników referencyjnych na poziomie wyższym od jedności, pozwoliło na kolejne przeniesienie w przychodach

ustalanych w taryfach zatwierdzanych przez Prezesa URE dla jednostek kogeneracji opalanych poszczególnymi rodzajami paliw, zmian kosztów obciążających te jednostki wytwórcze.

1.9. Średnie kwartalne ceny zakupu gazu ziemnego z zagranicy

Prezes URE, na mocy art. 49c ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, jest obowiązany do ogłaszania w Biuletynie URE średnich kwartalnych cen zakupu gazu ziemnego z zagranicy, w tym odrębnie dla gazu ziemnego sprowadzonego z państw członkowskich UE lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym oraz dla gazu ziemnego sprowadzanego z innych państw. Powyższe informacje publikowane są w terminie 45 dni od dnia zakończenia kwartału, biorąc pod uwagę przepisy o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych.

W Komunikatach Prezesa URE nr: 25/2022 z 13 maja 2022 r., 36/2022 z 12 sierpnia 2022 r., 49/2022 z 10 listopada 2022 r. i 6/2023 z 14 lutego 2023 r., zostały przedstawione średnie ceny zakupu gazu ziemnego z zagranicy w kolejnych kwartałach 2022 r.

Z uwagi na zawartą w art. 49c ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne klauzulę nakazującą uwzględnić przepisy o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych, w związku ze strukturą otrzymanych danych, publikacja śred-

²³²) <https://www.ure.gov.pl/pl/cieplo/ceny-wskazniki/7904,Srednie-ceny-sprzedazy-ciepla-wytworzonego-w-nalezacych-do-przedsiębiorstw-posia.html>

²³³) Dz. U. z 2022 r. poz. 597.

²³⁴) <https://www.ure.gov.pl/pl/cieplo/ceny-wskazniki/7858,Wskazniki-referencyjne-dla-poszczegolnych-paliw.html>

niej ceny zakupu gazu ziemnego z innych państw nie była możliwa.

Tabela 92. Średnie ceny zakupu gazu ziemnego z zagranicy w poszczególnych kwartałach 2022 r.

W tym z:	I kw.	II kw.	III kw.	IV kw.
	[zł/MWh]			
1) państw członkowskich UE lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym	439,26	442,15	886,88	473,60
2) innych państw niż wskazane w pkt 1	informacje niejawne lub informacje prawnie chronione			

Źródło: URE.

1.10. Stopa wolna od ryzyka ustalana dla potrzeb kalkulacji taryfy

Stopa wolna od ryzyka jest parametrem wykorzystywanym do ustalenia wielkości zarówno kosztu kapitału własnego, jak i kapitału obcego. Jest to zwrot na kapitale, jakiego może oczekiwać inwestor bez ponoszenia ryzyka.

Prezes URE, dla potrzeb określania wskaźnika kosztu zaangażowanego kapitału przyjmowanego do kalkulacji taryf infrastrukturalnych przedsiębiorstw sektora gazowego, ciepłowniczego oraz operatorów systemów elektroenergetycznych, przedkładanych do zatwierdzenia w danym kwartale, publikuje na stronie internetowej URE pierwszego dnia roboczego każdego kwartału wartość stopy wolnej od ryzyka.

W 2022 r. Prezes URE opublikował cztery informacje dotyczące wartości stopy wolnej od ryzyka.

Wzorem ostatniego kwartału 2021 r., wszystkie cztery wartości (odpowiednio po jednej dla każdego kwartału) dotyczyły założeń taryf zarówno przedsiębiorstw sektora gazowego, ciepłowniczego, jak i operatorów systemów elektroenergetycznych.

Tabela 93. Opublikowane wartości stopy wolnej od ryzyka dla sektora gazowego, ciepłowniczego, elektroenergetycznego

Data publikacji w 2022 r.	Wysokość stopy wolnej od ryzyka [%]	Dla taryf przedkładanych w danym kwartale 2022 r.
3 stycznia	1,930	I
1 kwietnia	2,058	II
1 lipca	2,373	III
4 października	2,727	IV

Źródło: URE.

1.11. Łączne średnie ceny energii elektrycznej wynikające z taryf sprzedawców z urzędu oraz średnie ceny dla każdej z grup taryfowych zawartych w tych taryfach z uwzględnieniem stref czasowych

Tabela 94. Łączne średnie ceny energii elektrycznej wynikające z taryf sprzedawców z urzędu oraz średnie ceny dla każdej z grup taryfowych zawartych w tych taryfach z uwzględnieniem stref czasowych

Grupa taryfowa	Średnie ceny [zł/kWh]	
	Rok 2022* Informacja Prezesa URE nr 46/2022	Rok 2023** Informacja Prezesa URE nr 66/2022
G11	0,4140	1,0847
G12	0,4067	1,0507

Grupa taryfowa	Średnie ceny [zł/kWh]	
	Rok 2022* Informacja Prezesa URE nr 46/2022	Rok 2023** Informacja Prezesa URE nr 66/2022
Strefa I	0,4929	1,2776
Strefa II	0,2763	0,7172
G12n	0,4217	1,0801
Strefa I	0,4601	1,1828
Strefa II	0,3195	0,8127
G12r	0,3921	1,0649
Strefa I	0,5545	1,5191
Strefa II	0,2509	0,6874
G12w	0,3983	1,0355
Strefa I	0,5024	1,2938
Strefa II	0,3254	0,8568
G13	0,3840	1,0371
Strefa I	0,4556	1,2325
Strefa II	0,7080	1,9189
Strefa III	0,3080	0,8294
Razem grupy G	0,4120	1,0767

* Podane ceny nie zawierają podatku od towarów i usług VAT.

** Podane ceny nie zawierają podatku od towarów i usług VAT oraz podatku akcyzowego.

Źródło: URE.

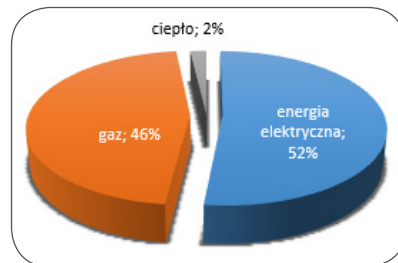
2. Rozstrzygnięcie spraw spornych

Prezes URE, na podstawie art. 8 ustawy – Prawo energetyczne, rozstrzyga w sprawach spornych dotyczących odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, w tym dotyczących zwiększenia mocy przyłączeniowej, umowy sprzedaży, umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii, umowy o świadczenie usług trans-

portu gazu ziemnego, umowy o świadczenie usługi magazynowania paliw gazowych, umowy, o której mowa w art. 4c ust. 3, umowy o świadczenie usługi skraplania gazu ziemnego oraz umowy kompleksowej, oraz w przypadku nieuzasadnionego wstrzymania dostarczania paliw gazowych lub energii, odmowy przyłączenia w pierwszej kolejności instalacji odnawialnego źródła energii lub infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego, lub ogólnodostępnej stacji ładowania, o której mowa w art. 7 ust. 1a, a także odmowy przyłączenia mikroinstalacji, nieprzyłączenia mikroinstalacji pomimo upływu terminu, o którym mowa w art. 7 ust. 8^d pkt 2, nieuzasadnionego ograniczenia pracy lub odłączenia od sieci mikroinstalacji, lub odmowy dokonania zmiany umowy, o której mowa w art. 7 ust. 2a, w zakresie terminu dostarczenia po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej.

Oddziały terenowe URE w zakresie rozstrzygania spraw spornych, o których mowa w art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, w okresie sprawozdawczym rozpatrywały 1 073 wnioski (co stanowi wzrost w stosunku do roku poprzedniego o 47 proc.), z czego 556 w zakresie energii elektrycznej, 497 w zakresie paliw gazowych i 20 w zakresie ciepła. Dominowały wnioski

Rysunek 90. Spory prowadzone w oddziałach terenowych URE w 2022 r.



Źródło: URE.

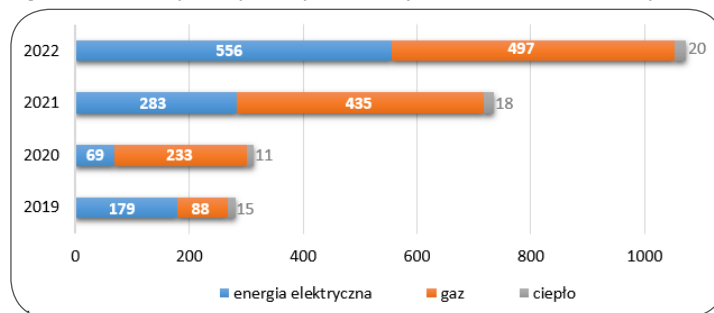
dotyczące odmów przyłączenia do sieci gazowej i elektroenergetycznej oraz nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej. Na uwagę zasługuje pojawienie się w roku sprawozdawczym większej liczby sporów związanych z przyłączaniem odnawialnych źródeł energii oraz magazynów energii.

Rozstrzygnięcie sporów dotyczących odmowy przyłączenia do sieci w zakresie publicznoprawnego obowiązku zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, jest jednym z nielicznych przypadków ingerencji administracyjnej w regulację stosunków cywilnoprawnych. 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 paliw gazowych lub 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 paliwa gazowe lub energia 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 określoną na podstawie art. 7

Rysunek 91. Przyrost sporów prowadzonych w oddziałach terenowych URE



Źródło: URE.

ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne. Jak wynika z utrwalonego orzecznictwa sądowego, opłata ta pobierana jest za zespolenie (złączenie) instalacji nowego wytwórcy energii z siecią przedsiębiorstwa energetycznego i obejmuje nakłady za wykonanie tego zespolenia, 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 podmiotu ubiegającego się o ich przyłączenie do sieci elektroenergetycznej lub sieci ciepłowniczej, z pozostałą częścią sieci. Natomiast obowiązek rozbudowy sieci oraz finansowania rozbudowy sieci na potrzeby przyłączenia różnych podmiotów, nie ma charakteru bezwzględnego i aktualizuje się w warunkach określonych w art. 7 ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne. W stanie prawnym obowiązującym w 2022 r., obowiązek ten spoczywał na przedsiębiorstwie energetycznym w zakresie wynikającym z przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 9 i 46 ustawy – Prawo energetyczne oraz w zakresie wynikającym z założeń i planów, o których mowa w art. 19 i 20 tej ustawy 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 warun-

ków 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.

W orzecznictwie Sądu Najwyższego został przedstawiony także pogląd, zgodnie z którym techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia należy zawsze odnosić do konkretnego obiektu, jaki ma być przyłączany z uwzględnieniem treści składanych w toku procesu ubiegania się o przyłączenia oświadczeń woli jego stron, a także całego kontekstu funkcjonowania przedsiębiorstw sieciowych, zasad i mechanizmów rozbudowy infrastruktury sieciowej, w szczególności zaś jej finansowania oraz inwestycji w nowe moce przyłączeniowe (por. wyrok Sądu Najwyższego z 22 maja 2014 r., sygn. akt III SK 51/13). W postanowieniu z 29 stycznia 2019 r. (sygn. akt I NSZ 1/18) Sąd Najwyższy stwierdził natomiast, że dla ustalenia, *czy zachodzą przesłanki określone w art. 7 ust. 1 Pe konieczna jest zbadanie, czy istnieją warunki ekonomiczne przyłączenia do sieci. W ocenie Sądu Najwyższego warunki ekonomiczne powinny być dokonywane z uwzględnieniem treści (zakresu) – uzgodnionego przez przedsiębiorstwo energetyczne z Prezesem URE – planu rozwoju, o którym*

mowa w art. 16 ustawy – Prawo energetyczne. Wymusza to także ocenę zapewnienia w taryfie przedsiębiorstwa sieciowego – zatwierdzonej przez Prezesa URE – faktycznego przyznania środków na realizację inwestycji ujętej w planie rozwoju (por. postanowienie Sądu Najwyższego z 29 stycznia 2019 r., sygn. akt I NSZ 1/18). W orzeczeniu Sądu Apelacyjnego w Warszawie z 10 grudnia 2021 r., sygn. akt VII AGa 56/21 podkreślono, że z przepisów nie wynika, by publicznoprawny obowiązek dbałości o stan sieci przesyłowej i dystrybucyjnej rozciągał się na inwestycje „wymuszone” przez przyłączanie kolejnych podmiotów – zwłaszcza, że obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie ma charakter obowiązku warunkowego (tak też w wyroku Sądu Apelacyjnego w Warszawie z 16 września 2022 r., sygn. akt VII AGa 10/22).

W dniu 21 grudnia 2022 r. weszły w życie przepisy ustawy z 15 grudnia 2022 r., które uzupełniły regulacje dotyczące opłaty za komercyjne przyłączenie. W przypadku odmowy przyłączenia z przyczyn ekonomicznych, na przedsiębiorstwo energetyczne nałożono obowiązek podania szacowanej wysokości opłaty, o której mowa w art. 7 ust. 9 ustawy – Prawo energetyczne wraz z informacją o możliwości żądania przedstawienia sposobu jej kalkulacji. Na żądanie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie do sieci, w terminie 14 dni, przedsiębiorstwo energetyczne informuje ten podmiot o sposobie kalkulacji opłaty z wyszczególnieniem istotnych elementów nakładów inwestycyjnych przyjętych do kalkulacji opłaty. Dodano również przepis dotyczący budowy i rozbudowy odcinków

sieci służących do przyłączenia instalacji należących do podmiotu ubiegającego się o przyłączenie do sieci, które – zgodnie z nowelizacją – może zapewnić podmiot ubiegający się o przyłączenie w uzgodnieniu z przedsiębiorstwem energetycznym.

W powyższej nowelizacji wprowadzono regulację, że przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej odmawia przyłączenia do sieci, jeżeli przyłączenie źródła do sieci elektroenergetycznej może uniemożliwić przyłączenie mocy wytwórczych w ważnych wpisach do rejestru, w rozumieniu ustawy o rynku mocy, dotyczących jednostek fizycznych wytwórczych o mocy osiągalnej netto większej niż 100 MW, będących obiektami energetyki jądrowej w rozumieniu ustawy z dnia 29 czerwca 2011 r. o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie obiektów energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących, planowanych do lokalizacji w miejsce i w zakresie nieprzekraczającym mocy przyłączeniowej istniejących jednostek fizycznych wytwórczych, opalanych węglem kamiennym lub węglem brunatnym, przeznaczonych do likwidacji, o ile wpis do rejestru został wydany na rzecz ich właściciela lub podmiotu przez niego upoważnionego (art. 7 ust. 8d¹¹ pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne). W ustawie doprecyzowano również, że sporządzając ekspertyzę dla podmiotów ubiegających się o przyłączenie urządzeń, instalacji lub sieci innych niż obiekty energetyki jądrowej, o których mowa w ust. 8d¹¹ pkt 3, w tej ekspertyzie przyjmuje się, że w odniesieniu do mocy przyłączeniowej niezbędnej do zapewnienia możliwości wytwarzania energii elektrycznej z tych

Tabela 95. Dane statystyczne – sprawy sporne dotyczące przyłączenia odnawialnych źródeł energii do sieci elektroenergetycznej w 2022 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
87	6	30	2	49

Źródło: URE.

obiektów, zostały wydane warunki przyłączenia (art. 7 ust. 8e¹ pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne).

W 2022 r. odnotowano zdecydowany wzrost liczby postępowań w sprawach spornych – do Departamentu Prawnego i Rozstrzygania Sporów URE wpłynęły 443 nowe wnioski o rozstrzygnięcie sporów dotyczących odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej odnawialnych źródeł energii (porównawczo, w 2021 r. wpłynęło 179 wniosków o rozstrzygnięcie tego typu sporów).

W roku sprawozdawczym w [oddziałach terenowych URE](#) zakończono 360 sporów, z czego największą grupę stanowiły te odnoszące się do odmowy przyłączenia do sieci gazowej (213) i elektroenergetycznej (76) oraz 30 – wstrzymania dostaw energii elektrycznej. W trzech przypadkach wydano postanowienia, w których określono warunki podjęcia bądź kontynuowania dostaw energii elektrycznej do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia sporu. Wśród rozpoznanych spraw spornych znalazły się także sprawy dotyczące odmowy przyłączenia odnawialnych źródeł energii do sieci elektroenergetycznej. W żadnym z badanych przypadków nie stwierdzono ciążącego na przed-

siębiorstwie energetycznym publicznoprawnego obowiązku zawarcia umowy o przyłączenie do sieci takiego źródła.

Do kompetencji oddziałów terenowych URE należy też rozpatrywanie spraw spornych dotyczących odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej mikroinstalacji, czyli instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 50 kW, przyłączanej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV albo o mocy osiągalnej cieplnej w skjarzeniu nie większej niż 150 kW, w której łączna moc zainstalowana elektryczna jest nie większa niż 50 kW. Zgodnie z art. 7 ust. 8d⁴ ustawy – Prawo energetyczne, w przypadku gdy podmiot, ubiegający się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej, jest przyłączony do sieci jako odbiorca końcowy, a moc zainstalowana mikroinstalacji, o przyłączenie której ubiega się ten podmiot, nie jest większa niż określona w wydanych warunkach przyłączenia, przyłączenie do sieci odbywa się na podstawie zgłoszenia złożonego w przedsiębiorstwie energetycznym, do sieci którego ma być ona przyłączona, po zainstalowaniu odpowiednich

układów zabezpieczających i urządzenia pomiarowo-rozliczeniowego. W innym przypadku przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej odbywa się na podstawie umowy o przyłączenie do sieci.

Odnotowane w roku sprawozdawczym problemy z przyłączeniem mikroinstalacji do sieci elektroenergetycznej uwidocznione w napływających do URE skargach i wnioskach, 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. Należy przy tym zauważyć, że operatorzy systemów dystrybucyjnych regularnie dokonują przyłączeń mikroinstalacji do sieci elektroenergetycznej, a ewentualne wnioski o rozstrzygnięcie sporu zdarzają się incydentalnie. W 2022 r. rozstrzygnięto tylko jeden spór dotyczący odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej odnawialnego źródła energii stanowiącego mikroinstalację fotowoltaiczną, orzekając zawarcie umowy o jej przyłączenie do sieci elektroenergetycznej na podstawie zgłoszenia odbiorcy.

Ustawa z dnia 2 grudnia 2021 r. o zmianie ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych oraz niektórych innych ustaw²³⁵⁾ rozszerzyła kompetencje Prezesa URE o rozstrzygnięcie sporów

dotyczących odmowy przyłączenia infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego lub ogólnodostępnej stacji ładowania. W 2022 r. odnotowano pierwszy wniosek o rozpoznanie takiego sporu.

.....

3. Skargi na działania przedsiębiorstw energetycznych

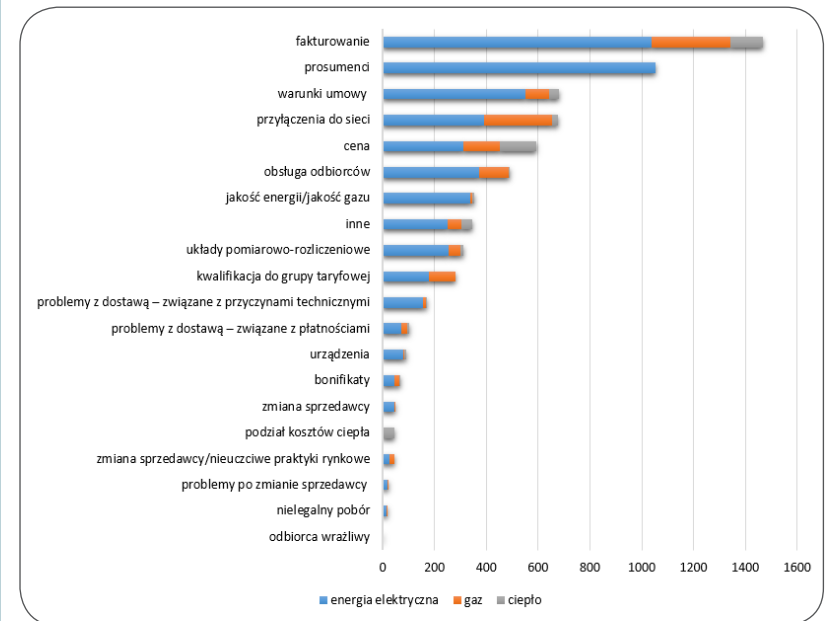
Skargi na przedsiębiorstwa energetyczne są rozpatrywane głównie przez **oddziały terenowe URE**. Liczba skarg i wniosków, rozpoznawanych w roku sprawozdawczym, przekroczyła liczbę 8 tys., co stanowi bardzo znaczny wzrost w odniesieniu do roku poprzedniego, w którym rozpatrywano ich ok. 5,4 tys. Rok sprawozdawczy przyniósł więc wzrost niezadowolonia odbiorców paliw i energii zakomunikowanego Prezesowi URE o 47 proc. Spektrum zagadnień poruszanych przez odbiorców było bardzo szerokie, a skargi często wielowątkowe.

Wśród napływających do oddziałów terenowych URE skarg, zdecydowana więk-

szość dotyczyła energii elektrycznej i tu najczęściej niezadowolenie wyrażane było przez prosumen-tów, następnie w zakresie rozliczeń (fakturowania) i warunków umownych. Podobną sytuację obserwowano w roku poprzednim, z tym że liczba zastrzeżeń wnoszonych przez prosumen-tów w roku sprawozdawczym wzrosła niemal dwukrotnie i wysunęła się na czoło listy.

Ogólna liczba skarg złożonych w 2022 r. na energię elektryczną wzrosła o 30 proc. Przyczyn

Rysunek 92. Skargi i wnioski złożone do oddziałów terenowych URE w 2022 r. – zagadnienia



Źródło: URE.

²³⁵⁾ Dz. U. z 2021 r. poz. 2269.

tego wzrostu należy upatrywać w rosnącym zapotrzebowaniu na energię elektryczną (będącej także wynikiem zamiany wysokoemisyjnych źródeł ciepła na źródła niskoemisyjne, ale o większym zapotrzebowaniu na energię elektryczną – takie jak pompy ciepła) oraz w rosnących cenach energii elektrycznej w ostatnim czasie. Duże znaczenie ma więc możliwość obniżenia rachunków oraz inne korzyści dla odbiorców (np. brak opłaty przyłączeniowej do sieci, stabilne i korzystne upusty, możliwość odliczenia kosztów budowy mikroinstalacji, programy rządowe, dopłaty). Zaobserwowane negatywne zjawiska powodują wzmożone zainteresowanie konsumentów odnawialnymi źródłami energii, a także wzrostem zainteresowania przyłączeniem do sieci elektroenergetycznej magazynów energii.

W tym miejscu warto także zwrócić uwagę na znaczną liczbę skarg odnoszącą się do jakości dostaw energii elektrycznej oraz problemów z dostawą spowodowanych problemami technicznymi. Stanowiły one niemal 10 proc. wszystkich skarg z obszaru energii elektrycznej. Od lat odbiorcy zwracają uwagę na stałe obniżanie się poziomu usług w tym zakresie. Wynika to oczywiście m.in. z rozwoju energetyki prosumenckiej, za którą nie nadąża rozwój oraz stan techniczny sieci i urządzeń dystrybucyjnych. Stąd skargi odbiorców na jakość dostarczanej energii (niestabilne napięcie) oraz przerwy w dostawach. Utrzymywanie parametrów jakościowych energii elektrycznej na poziomie określonym w przepisach prawa nie będzie możliwe, albo też będzie bardzo utrudnione w przypadku występowania czynników kolizyjnych

z szeroko rozumianymi prawami fizyki. Jednym z takich czynników jest m.in. lawinowy przyrost mikroinstalacji przyłączanych do sieci niskiego napięcia, które w większości nie zostały zaprojektowane do odbierania energii elektrycznej ze źródeł na taką skalę. Długość sieci elektroenergetycznych niskiego napięcia w Polsce liczona jest w tysiącach kilometrów. Modernizacja tak rozległej infrastruktury w kierunku bezproblemowego odbioru energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, przy zachowaniu określonych przepisami prawa parametrów jakościowych energii, może nie nadążać za masowo montowanymi i uruchamianymi mikroinstalacjami, które po części same ten problem kreują. W praktyce, modernizacja ta wymaga czasu, co ze zrozumiałych względów prowadzi do zniecierpliwienia prosumentów, którzy nie mogą wytwarzać energii elektrycznej w oczekiwanej ilości oraz zaniepokojenia pozostałych odbiorców, których odbiorniki zasilane są zbyt wysokim napięciem. Chcąc przybliżyć powyższą problematykę, pracownicy URE opublikowali w Biuletynie URE nr 3/2022 artykuł pt.: „Mikroinstalacja fotowoltaiczna – dlaczego się wyłącza i nie produkuje energii elektrycznej?”. Nie można też przemilczeć, że w wielu przypadkach przyczyną obniżonej jakości energii elektrycznej są również błędy popełniane przez instalatorów urządzeń i samych odbiorców.

Należy się spodziewać, że podnoszone zagadnienia będą przedmiotem skarg także w latach następnych, przy czym ich liczba – w szczególności w zakresie energetyki prosumenckiej i magazynów energii – determinowana będzie istnieniem technicznych i ekonomicznych warunków dla przyłążeń.

Prezes URE w swych zadaniach ma także kontrolowanie dotrzymywania przez przedsiębiorstwo energetyczne parametrów jakościowych dostarczanej energii elektrycznej, które zgodnie z przepisami odbywa się na wniosek odbiorcy. Ma to na celu ochronę odbiorców przed obniżeniem parametrów dostarczanej energii elektrycznej (napięcie, częstotliwość, wyższe harmoniczne), standardów świadczonych usług (przerwy w dostawach energii), jak i ochronę przed skutkami stosowania praktyk odbiegających od określonych w przepisach prawa standardów obsługi odbiorców.

Należy zauważyć, że Prezes URE, w związku z brakiem stosownych narzędzi technicznych oraz z uwagi na ograniczone środki budżetowe, nie dokonuje samodzielnie ustaleń w zakresie sprawdzenia dotrzymania parametrów technicznych w poszczególnych punktach odbioru. Ma jednak możliwość zażądania od przedsiębiorstwa przedstawienia wyjaśnień i informacji, w tym danych z przeprowadzonych przez niego pomiarów i badań. Przedsiębiorstwa energetyczne, w sytuacji stwierdzenia niedotrzymania parametrów jakościowych – w określonych przepisami przypadkach – udzielały bonifikat. Niezależnie od niej, przedsiębiorstwa podejmują działania mające na celu przywrócenie prawidłowych parametrów jakościowych. W zależności od okoliczności są to działania podejmowane niezwłocznie bądź wpisane w plany związane z rozwojem i modernizacją sieci. Odbiorcy uzyskują także od URE niezbędne informacje o obowiązujących regulacjach i przysługujących im uprawnieniach.

Drugą liczebnie grupę skarg napływających do oddziałów terenowych URE stanowiły te w zakre-

sie paliw gazowych, przy czym odnotowano tu wzrost w stosunku do roku poprzedniego o ponad 103 proc. W roku sprawozdawczym na pierwsze miejsce wysunęły się skargi dotyczące rozliczeń (fakturowania), których liczba wzrosła o 227 proc.

Stosunkowo najmniej skarg odbiorców wpłynęło w zakresie ciepła, ale także i tu odnotowano 128 proc. wzrost r/r. Dominowały wystąpienia dotyczące rozliczeń za ciepło, zwłaszcza w odniesieniu do indywidualnych użytkowników lokali w budynkach wielolokalowych, uzupełniane zastrzeżeniami odnośnie podziału kosztów ciepła, a także skargi związane z dynamicznym wzrostem cen i stawek opłat. W każdej z tych grup, wzrost liczby składanych skarg był przynajmniej dwukrotny w stosunku do 2021 r.

Jak widać, szeroko pojęte rozliczenia stanowiły przedmiot największej liczby skarg odbiorców ze wszystkich kategorii. Znaczna grupa skarg odnosiła się do realizacji łączących strony umów, w tym o przyłączenie.

Wart podkreślenia jest wzrost liczby spraw dotyczących nieuczciwych praktyk przedsiębiorstw energetycznych i nienależytej obsługi odbiorców, którzy składając skargi do Prezesa URE wielokrotnie, niejako przy okazji, wskazywali na niewłaściwą obsługę przez przedsiębiorstwa energetyczne, w tym przekraczanie terminów rozpoznania reklamacji oraz występujące trudności w składaniu zgłoszeń i reklamacji. Akcentowano ponadto kwestie nieuczciwych praktyk sprzedawców energii elektrycznej, tj. wprowadzanie w błąd co do treści umowy (głównie w zakresie wprowadzania dodatkowych opłat takich jak opłata handlowa

czy opłaty za dodatkowe usługi, a także dotkliwe kary pieniężne za wcześniejsze rozwiązanie umowy). Te sprawy, które wskazują na działania przedsiębiorstw energetycznych ograniczających konkurencję, w tym nadużywanie pozycji dominującej oraz występowanie praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów, zgłaszane są do Prezesa UOKiK jako organu właściwego. W części odnoszącej się do zastrzeżeń w zakresie standardów jakościowych obsługi odbiorców, sprawy są przedmiotem rozpoznania przez URE, o czym więcej w pkt X.2.1.

Należy wspomnieć, że ogólny wzrost liczby skarg (w tym zgłoszeń i zapytań telefonicznych) nie świadczy wyłącznie o pogarszającej się sytuacji na rynku paliw i energii, ale stanowi także przejaw rosnącej świadomości odbiorców, nie tylko w zakresie praw, jakie im przysługują, ale też rozpoznawalności Urzędu, jako organu powołanego m.in. także do podejmowania działań nakierowanych na wsparcie odbiorców energii elektrycznej, paliw gazowych i ciepła.

Oddziały terenowe URE w roku sprawozdawczym, wzorem lat ubiegłych, podejmowały działania interwencyjne i wyjaśniające w zakresie przyznanych Prezesowi URE uprawnień. Podkreślić należy, że czynności w większości opisywanych spraw podejmowane są z wykorzystaniem tzw. „miękkich kompetencji Prezesa URE”. Wynika to z faktu, że zakres uprawnień Prezesa URE, w szczególności w zakresie skarg dotyczących rozliczeń za energię elektryczną czy treści zawartych umów, są ograniczone przepisami prawa oraz utrwalonym orzecznictwem SOKiK (brak

możliwości orzekania w sprawach wynikających z umów już zawartych, z zastrzeżeniem rozpoznawania sporów ujętych w art. 8 ustawy – Prawo energetyczne). Mimo to, podejmowane czynności niejednokrotnie pozwalają uzyskać pozytywne dla odbiorców rezultaty. W wielu przypadkach dochodzi do zmiany wcześniejszego stanowiska przedsiębiorstwa i dokonania np. korekty rozliczeń, zawarcia umowy bądź wykonania umowy zawartej wcześniej, przyznania bonifikat w związku z naruszeniem standardów jakościowych obsługi odbiorców. Ponadto odbiorcy zawsze uzyskują wiedzę o regulacjach obowiązujących w danym zakresie, a także o możliwości i trybie podjęcia dalszych czynności, w sytuacji problemów wykraczających poza prerogatywy Prezesa URE, m.in. o możliwości skierowania sprawy do innych organów administracji, Koordynatora ds. Negocjacji przy Prezesie URE, bądź wystąpienia do sądu powszechnego.

Wspomniana już działalność poradnicza stanowi też odrębną część aktywności oddziałów terenowych URE. Jest ona prowadzona w sprawach, w których nie zachodzi konieczność podejmowania działań interwencyjnych czy wyjaśniających w przedsiębiorstwach energetycznych, a także tam, gdzie Prezes URE nie ma uprawnień do władczego działania. W 2022 r. udzielono porad i informacji (w sprawach innych niż omówione wyżej skargi i wnioski) w odpowiedzi na 2 402 wystąpienia w zakresie rynku energii elektrycznej, 597 wystąpień w zakresie rynku paliw gazowych, 324 – rynku ciepła oraz 2 dotyczące paliw ciekłych.

Dodatkowo, w 2022 r. w zakresie paliw gazowych wpłynęło do Urzędu ([departamentu DRG](#)) ok. 500 skarg na działania przedsiębiorstw energetycznych, wykraczające poza katalog spraw spornych ujęty w art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, w zakresie:

- wzrostu płatności za dostarczone paliwo gazowe,
- problemów z interpretacją rachunków rozliczeniowych za dostarczone paliwo gazowe (w szczególności w zakresie jednostek rozliczeniowych w energii (a nie w jednostkach wolumetrycznych), zmian stawki podatku VAT, niepewności dotyczącej przedłużenia zerowej stawki podatku VAT, zamrożenia ceny paliwa gazowego po 31 grudnia 2022 r.,
- zmian cen paliw gazowych w cennikach przedsiębiorstw obrotu,
- ustalania wielkości poboru paliwa gazowego w przypadku braku faktycznego odczytu stanu gazomierza,
- odmowy przez sprzedawców dokonania korekt płatności za pobrane paliwo gazowe przez zarządców budynków wielolokalowych w latach 2018–2021, w przypadku wniosków składanych w 2022 r.,
- niedostosowania się sprzedawców paliw gazowych do komunikatów prasowych lub wypowiedzi polityków w zakresie zmian cen paliw gazowych i płatności w ramach umów kompleksowych dostarczania tych paliw,
- przedsiębiorstw produkujących ciepło ze względu na odmowę akceptacji składanych do dostawców paliwa gazowego oświadczeń o przeznaczeniu paliwa gazowego w celu skorzystania

ze szczególnych rozwiązań w związku z sytuacją na rynku gazu,

- przewlekłości analizy złożonych oświadczeń o przeznaczeniu paliwa gazowego w celu skorzystania ze szczególnych rozwiązań w związku z sytuacją na rynku gazu dotyczących rozliczania paliwa gazowego na podstawie cennika przedsiębiorstwa, a nie ceny paliwa gazowego ustalonej na podstawie art. 10 ust. 3 ustawy z 26 stycznia 2022 r.,
- odmowy sprzedawców paliw gazowych rozliczania odbiorców nie ujętych w art. 62b ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, na podstawie zamrożonych cen paliwa gazowego,
- wysokich cen gazu ziemnego wydobywanego w kraju (w szczególności gazu zaazotowanego),
- nie stosowania standardów obsługi odbiorców,
- działań ograniczających konkurencję,
- ujęcia w planach ograniczeń operatorów systemów dystrybucyjnych:
 - podmiotów świadczących usługi dla podmiotów chronionych;
 - odbiorców chronionych, którzy nie złożyli stosownych wyjaśnień w trybie art. 58 ust. 5 ustawy o zapasach;
 - odbiorców niechronionych, istotnych dla gospodarki (branża spożywcza) lub dla których przerwanie dostaw może wiązać się ze znacznymi stratami.

W związku z powyższym podjęto działania mające na celu udzielenie stosownych wyjaśnień lub pozyskanie dodatkowych informacji i dokumentów celem dokładnego zbadania tych informacji i wyjaśnienia opisywanych w przesłanych skargach,

sytuacji. W jednym przypadku skarga odbiorcy spowodowała wszczęcie postępowania w związku z podejrzeniem niestosowania cen paliwa gazowego z taryfy zatwierdzonej przez Prezesa URE w rozliczeniach z odbiorcami wymienionymi w art. 62b ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne. Postępowanie nie zostało zakończone.



4. Statystyka publiczna

W 2022 r. Prezes URE brał udział w realizacji Programu Badań Statystycznych Statystyki Publicznej (PBSSP) jako współprowadzący dwa badania: *Elektroenergetyka i ciepłownictwo* oraz *Paliwa ciekłe i gazowe*.

W związku z tym, że do zakresu działania Prezesa URE, zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 18 ustawy – Prawo energetyczne, należy zbieranie i przetwarzanie informacji dotyczących przedsiębiorstw energetycznych, Prezes URE zrealizował wszystkie obowiązki informacyjne wynikające z zapisów obydwu programów badań i przekazał dla statystyki publicznej dane ze swoich zasobów informacyjnych w zakresie:

- paliw ciekłych i biopaliw ciekłych,
- świadectw efektywności energetycznej,
- świadectw pochodzenia wydanych dla energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii,
- umorzeń świadectw pochodzenia wydanych dla energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii lub świadectw pochodzenia biogazu rolniczego,

- wydanych oraz uznanych gwarancji pochodzenia energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnym źródle energii,
- danych dotyczących odbiorców przemysłowych, o których mowa w art. 52 ustawy OZE za rok 2020,
- produkcji, dystrybucji i obrotu ciepłem,
- działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych,
- danych z bazy koncesyjnej Prezesa URE dotyczących udzielonych koncesji w zakresie energii elektrycznej i ciepła oraz przesyłania, dystrybucji i obrotu paliwami gazowymi oraz magazynowania paliw gazowych, skraplania i regazyfikacji gazu ziemnego,
- rzeczywistej ilości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, co do której wytwórcy uprawnieni byli do otrzymywania premii kogeneracyjnej albo premii gwarantowanej, albo premii gwarantowanej indywidualnej, albo premii kogeneracyjnej indywidualnej,
- wolumenu praw majątkowych wynikających ze świadectw efektywności energetycznej przekazanych na TGE S.A.,
- średnich kwartalnych cen zakupu gazu ziemnego z zagranicy, w tym odrębnie dla gazu ziemnego sprowadzonego z państw członkowskich UE lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym oraz dla gazu ziemnego sprowadzanego z innych państw. Zasoby informacyjne Prezesa URE, zgodnie z ustawą o statystyce, zaliczone są do systemów informacyjnych administracji publicznej.

.....

5. Powoływanie komisji kwalifikacyjnych

Z treści przepisu art. 54 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne wynika obowiązek posiadania przez osoby zajmujące się eksploatacją określonych urządzeń, instalacji i sieci, stosownych kwalifikacji. Ich sprawdzeniem, poprzez przeprowadzenie stosownego egzaminu ww. osób oraz wydaniem świadectw kwalifikacyjnych, zajmują się komisje kwalifikacyjne, które powoływane są przez Prezesa URE na okres 5 lat. Rozpatrywaniem wszelkich wniosków dotyczących działalności komisji kwalifikacyjnych zajmuje się **Północny Oddział Terenowy URE z siedzibą w Gdańsku (OT Gdańsk)**.

W 2022 r. rozpatrywane sprawy związane z działalnością komisji kwalifikacyjnych, podobnie jak w latach poprzednich, dotyczyły w szczególności:

- powoływania nowych komisji kwalifikacyjnych,
- powoływania komisji kwalifikacyjnych na kolejną kadencję,
- dokonywania zmian aktów powołania już działających komisji (rozszerzenia uprawnień komisji, bądź poszczególnych jej członków),
- odwoływania lub powoływania poszczególnych członków do składów komisji,
- sprawdzania i aktualizowania świadectw kwalifikacyjnych członków komisji,
- analizowania arkuszy sprawozdawczych z działalności komisji kwalifikacyjnych, składanych corocznie przez komisje,
- podejmowania działań związanych z eliminowaniem występujących nieprawidłowości w funkcjonowaniu komisji kwalifikacyjnych,

- udzielania stosownych wyjaśnień i informacji różnym podmiotom, zgłaszającym wnioski i zapytania.

Jednocześnie, od 2021 r., do kompetencji Prezesa URE należy uznawanie kwalifikacji osób wykonujących prace związane z eksploatacją sieci oraz urządzeń i instalacji, nabytych w państwach członkowskich Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej lub państwach członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stronach umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym. W 2022 r. wpłynęły cztery zapytania z Finlandii, poprzez dedykowany system informatyczny IMI, w zakresie m.in. kwalifikacji zawodowych osób, które swoje uprawnienia uzyskały w Polsce. Ponadto wpłynęło sześć zapytań dotyczących procesu uznawania kwalifikacji zawodowych nabytych m.in. w Niemczech i na Ukrainie, w tym także zapytanie od podmiotu zagranicznego w zakresie wymagań wobec pracowników podejmujących pracę w zawodzie regulowanym na terenie Polski.

W związku z wejściem w życie rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 1 lipca 2022 r. w sprawie szczegółowych zasad stwierdzania posiadania kwalifikacji przez osoby zajmujące się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci²³⁶⁾, pojawiły się liczne wątpliwości w zakresie stosowania nowych przepisów. OT Gdańsk udzielał porad i wyjaśnień, stosownie do podnoszonych kwestii problematycznych. I tak, wpłynęło 20 podań z prośbą o interpretację nowych przepisów oraz zapytania dotyczące m.in. powoływania i funkcjonowania

²³⁶⁾ Dz. U. z 2022 r. poz. 1392.

komisji kwalifikacyjnych, na które udzielono stosownych odpowiedzi. Nowe rozporządzenie wprowadziło wiele znaczących zmian, szczególnie w zakresie rodzajów urzędzeń, instalacji i sieci, dla których wymagane jest świadectwo kwalifikacyjne, w szczególności poprzez rozgraniczenie napięć oraz mocy urzędzeń, instalacji i sieci, a także wprowadzenie nowych obszarów, tj. urzędzenia umożliwiające magazynowanie energii elektrycznej i jej wprowadzenie do sieci elektroenergetycznej o mocy wyższej niż 10 kW, urzędzenia umożliwiające przechowywanie ciepła lub chłodu w celu ich późniejszego wykorzystania o mocy wyższej niż 10 kW, urzędzenia i instalacje do skraplania gazu ziemnego, urzędzenia i instalacje do regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, instalacje do tankowania sprężonego gazu ziemnego, instalacje do tankowania skroplonego gazu ziemnego. Zmiany te spowodowały konieczność ponownej oraz szczegółowej weryfikacji wniosków o powołanie komisji kwalifikacyjnych, bądź ich zmiany, a w szczególności posiadanego przez kandydatów na członków komisji doświadczenia zawodowego przy eksploatacji urzędzeń, instalacji i sieci zgodnego z ww. rozporządzeniem.

W 2022 r. do OT Gdańsk wpłynęło 41 wniosków o powołanie komisji kwalifikacyjnych na kolejną kadencję, 7 wniosków o powołanie nowych komisji

Tabela 96. Zestawienie komisji kwalifikacyjnych na 31 grudnia 2022 r.

Województwo	Liczba czynnych komisji
mazowieckie	46
zachodniopomorskie	14
lubuskie	9
pomorskie	15
warmińsko-mazurskie	7
lubelskie	20
podlaskie	11
łódzkie	28
świętokrzyskie	9
dolnośląskie	21
opolskie	9
śląskie	52
małopolskie	36
podkarpackie	19
kujawsko-pomorskie	22
wielkopolskie	19
RAZEM	337

Źródło: URE.

kwalifikacyjnych oraz 50 wniosków o dokonanie zmian w aktach powołania komisji – głównie w zakresie rozszerzenia składu oraz uprawnień także w zakresie nowych obszarów wprowadzonych rozporządzeniem. Ponadto zajmowano się pozostałymi sprawami dotyczącymi działalności komisji kwalifikacyjnych, których w 2022 r. wpłynęło 417, w tym m.in. 32 aktualizacje świadectw kwalifikacyjnych poszczególnych członków komisji. W ramach kompetencji, dokonano również analizy aż 330 arkuszy sprawozdawczych z działalności komisji kwalifikacyjnych. Pozostałe sprawy (64), które wpłynęły do OT Gdańsk w roku sprawozdawczym, dotyczyły wniosków i zapytań w kwestiach dotyczących m.in. funkcjonowania komisji kwalifikacyjnych, ważności świadectw kwalifikacyjnych, jak również zapytań o konieczność posiadania uprawnień do wykonywania określonych prac.

W 2022 r. Prezes URE powołał 43 komisje kwalifikacyjne na kolejną kadencję oraz dwie nowe komisje kwalifikacyjne, a także odmówił powołania czterech komisji kwalifikacyjnych, w związku z brakiem spełnienia przez nie ustawowych wymagań. Jednocześnie dokonano zmian 38 aktów powołania komisji kwalifikacyjnych, natomiast odmówiono dokonania takich zmian w przypadku czterech komisji. Przyczynami zmian aktów powołania były przede wszystkim: zmiana skła-

du osobowego komisji oraz rozszerzenie zakresu uprawnień.

Na koniec 2022 r. w Polsce działało 337 komisji kwalifikacyjnych (wobec 353 w 2021 r.).

Część X. Komunikacja społeczna i działania na rzecz wzmocnienia pozycji odbiorcy

1. Działania edukacyjno-informacyjne URE – największe wyzwania w 2022 roku

Większość działań komunikacyjnych URE w 2022 r. była związana z obchodami jubileuszu czterdziestu lat działalności regulatora sektorowego. W kwietniu 2022 r. minęło 25 lat od uchwalenia ustawy – Prawo energetyczne, na mocy której powołano organ administracji centralnej, jakim jest Prezes URE.

Publikacja jubileuszowa

Jednym z najważniejszych jubileuszowych wydarzeń była premiera wydanej z tej okazji publikacji pt. „W drodze do bezpiecznej i czystej energii. Czyli jak napisać rynek na nowo? 25 lat re-

Większość działań komunikacyjnych URE była związana z obchodami jubileuszu ćwierćwiecza działalności regulatora sektorowego.

Ponad 16 milionów wirtualnych gości odwiedziło w ubiegłym roku stronę internetową URE.

Uruchomiony został drugi kanał komunikacji URE w mediach społecznościowych, na platformie LinkedIn, który na koniec roku obserwowało ponad 5 tys. osób.

Do Punktu Informacyjnego wpłynęły 3 433 zgłoszenia od odbiorców, dominowały problemy z zakresem podsektora elektroenergetycznego (ok. 63%).

gulacji rynków energii w Polsce”. Do współpracy przy pisaniu tej książki Prezes URE zaprosił ponad 20 ekspertów, bez których nie byłoby w Polsce rynku energii w dzisiejszym kształcie: od wysokiego szczebla decydentów, mających wpływ na kształtowanie polityki gospodarczej, byłych prezesów URE, ale także przedstawicieli odbiorców i konsumentów, publicystów oraz pokolenia, które tworzyć będzie energetykę przyszłości.

Skąd się bierze prąd – działania skierowane do dzieci w wieku przedszkolnym oraz uczniów

Początek roku szkolnego '21/22 dla uczniów klas siódmych i ósmych rozpoczął się isticie artystycznie. Chcąc dowiedzieć się jak młodzież wyobraża sobie źródła i pochodzenie trafiającej do naszych gniazdek energii elektrycznej, ogłosiliśmy konkurs plastyczny „Skąd się bierze prąd”. Na to pytanie odpowiedziało nam ponad 1 700 Młodych Artystów. Uczestnicy Konkursu, oprócz umiejętności artystycznych, pokazali w swoich pracach, że posiadają wiedzę i dojrzałe przemyślenia na temat

szeroko pojętej energetyki oraz źródeł wytwarzania energii elektrycznej.

Chcąc pokazać efekty konkursu jak najszerszej publiczności, zorganizowaliśmy wystawy prac młodych artystów w przestrzeniach publicznych (m.in. w komunikacji miejskiej w Warszawie i śląskich miastach, w Centrum Kultury Wilanów, warszawskiej Galerii Przystanek, Stołecznym Centrum Edukacji Kulturalnej im. Komisji Edukacji Narodowej czy Ośrodka Działań Twórczych „Pogodna” – filii Ośrodka Kultury w Dzielnicy Wesoła m.st. Warszawy).

„Branża, którą się zajmujemy, jest jednym z fundamentów gospodarki, jej krwiobiegiem. I wszyscy odczuwamy – nie tylko w przedsiębiorstwach, ale i w gospodarstwach domowych – skutki trwającej od miesięcy sytuacji na rynkach energii.

Dlatego dokładam starań, by wszystkie nasze działania były komunikowane w otwarty i przejrzysty sposób. Stąd tak duża aktywność Urzędu w działaniach związanych z komunikacją i edukacją. Cieszy mnie, że te wysiłki są dostrzegane i doceniane przez rynek i branżę.”

Rafał Gawin, Prezes URE

Inicjatywy jubileuszowe adresowane były do bardzo szerokiego grona: z okazji Dnia Dziecka o prąd pytaliśmy dzieci w wieku 4 – 6 lat. W nagraniu przedszkolaki odpowiadały na pytanie „Skąd się bierze prąd?”. I w ten sposób dowiedzieliśmy się, że prąd bierze się m.in. z „prądowni” (...), szklka (...) lub trzech żywiołów ziemi.

ToURE de OTURE – spotkania z dziennikarzami w regionie

W 2022 r. został zorganizowany tour po oddziałach terenowych URE goszcząc w czterech z nich. Była to doskonała okazja do spotkania oraz dyskusji Prezesa URE i dyrektorów wybranych oddziałów Urzędu z przedstawicielami lokalnych mediów o ważnych dla ich regionów problemach i osiągnięciach w dziedzinie energetyki.

Zainspirowani wizytą w jednym z oddziałów terenowych opracowaliśmy poradnik dla konsumentów, którzy mają trudności z regularnym opłaceniem rachunków za prąd lub gaz. URE podpowiada w nim co robić, aby uniknąć w takich sytuacjach wstrzymania dostaw energii i gazu.

Jubileuszowy cykl spotkań w regionach był planowany przede wszystkim jako projekt mający pokazać ćwierćwiecze działalności regulatora sektorowego oraz przybliżyć rolę oddziałów na rynkach lokalnych. Tymczasem – w świetle wydarzeń międzynarodowych i geopolitycznych, które miały miejsce w 2022 r. – stał się też okazją do rozmów o najważniejszych wyzwaniach europejskiego i krajowego rynku energii oraz działaniach podej-

mowanych przez ustawodawcę w celu łagodzenia skutków kryzysu na rynku surowców, który przekłada się na wysokie ceny prądu, gazu i ciepła.

25 lat URE – z kartek kalendarza

Dla zainteresowanych historią, na stronie internetowej URE przez cały rok prowadzony był specjalny dział poświęcony historii Urzędu. W każdy poniedziałek publikowaliśmy tam najważniejsze informacje dotyczące kolejnych lat działania regulatora na rynku paliw i energii. W ten sposób powstało kalendarium prezentujące najważniejsze informacje dotyczące zarówno kluczowych decyzji podjętych przez Prezesa URE, jak i wydarzeń związanych z ogólną sytuacją na rynkach energii w danym roku. Informacje te były publikowane także na profilach URE w mediach społecznościowych: @UREgovPL na kanale Twitter oraz na platformie LinkedIn.

Ubiegły rok to również czas wielu pytań i wątpliwości pojawiających się wśród odbiorców wynikających z rosnących cen energii, dlatego tak istotną rolę miały działania edukacyjno-informacyjne Urzędu mających na celu podnoszenie świadomości odbiorców i wszystkich uczestników rynków energii. Były to zarówno komunikaty na stronie internetowej URE, publikacje na Twitterze, jak i udział ekspertów Urzędu w konferencjach adresowanych do odbiorców. Aby przybliżyć przyczyny i mechanizmy wzrostu cen energii elektrycznej, gazu i ciepła oraz ich przełożenie na wysokość rachunków dla odbiorców, w komunikatach prasowych oraz

w mediach społecznościowych wyjaśnialiśmy rolę regulatora na tych rynkach oraz geopolityczne i gospodarcze czynniki wzrostu stawek i opłat.

Ponadto, w 2022 r. kontynuowaliśmy projekt z obszaru komunikacji wewnętrznej URE „Akademia Wiedzy URE”. Jest to cykl szkoleń, umożliwiający dzielenie się wiedzą ekspertów poszczególnych komórek organizacyjnych URE ze wszystkimi zainteresowanymi tematem pracownikami Urzędu. Wysoka frekwencja podczas szkoleń potwierdziła zasadność podejmowania tego typu inicjatyw przez Urząd. W 2022 r. odbyło się dziewięć spotkań w ramach Akademii Wiedzy URE.

Skuteczna komunikacja oraz proces dzielenia się wiedzą były jednymi z priorytetowych działań Urzędu w 2022 r. W tym trudnym, dynamicznym dla całego sektora czasie, szczególnie istotne było, żeby wszyscy uczestnicy rynku otrzymywali aktualne, rzetelne informacje.



2. Regulacje chroniące odbiorców

2.1. Kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców

Do zakresu działania Prezesa URE należy m.in. kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców i kontrolowanie dotrzymania parametrów jakościowych dostarczanej energii. Kontrole te mają na celu ochronę odbiorców przed obniżeniem przez przedsiębiorstwa energetyczne zarówno parametrów dostarczanej energii elek-

trycznej (napięcie, częstotliwość, wyższe harmoniczne), standardów świadczonych usług (przerwy w dostawach energii), jak i ochronę przed skutkami stosowania praktyk odbiegających od określonych w przepisach prawa standardów obsługi odbiorców.

Stosownie do postanowień art. 23 ust. 2 pkt 10 ustawy – Prawo energetyczne, kontrolowanie dotrzymywania przez przedsiębiorstwo energetyczne parametrów jakościowych dostarczanej energii elektrycznej odbywa się na wniosek odbiorcy, tak więc podjęcie ewentualnych działań interwencyjnych w tym zakresie następuje w przypadku otrzymania sygnału od odbiorcy. Należy przy tym zauważyć, że Prezes URE, w związku z brakiem stosownych narzędzi technicznych oraz z uwagi na ograniczone środki budżetowe, nie dokonuje samodzielnie ustaleń w zakresie sprawdzenia dotrzymania parametrów technicznych w poszczególnych punktach odbioru, tym niemniej w podejmowanych przez regulatora działaniach, organ regulacyjny może wzywać przedsiębiorstwa energetyczne do stosowania środków oraz sposobów kontroli tych parametrów określonych w rozporządzeniu systemowym.

W zakresie standardów jakościowych obsługi odbiorców, załatwiane są sprawy, o których mowa w:

- § 38 ust. 1 i nast. rozporządzenia taryfowego ciepłowniczego,
- § 26 rozporządzenia systemowego ciepłowniczego,
- § 42 i nast. rozporządzenia systemowego elektroenergetycznego,
- § 42 i nast. rozporządzenia taryfowego elektroenergetycznego,

- § 41 i nast. rozporządzenia systemowego gazowego,
- § 41 ust. 1 i nast. rozporządzenia taryfowego gazowego.

Skargi trafiające głównie do **oddziałów terenowych URE** w zakresie standardów jakościowych obsługi odbiorców, poruszane były na ogół wraz z innymi zagadnieniami, w szczególności w kontekście zastrzeżeń odnoszących się do rozliczeń, realizacji umowy lub zmian sprzedawcy. Dotyczyły też nieudzielania przez przedsiębiorstwa energetyczne odpowiedzi na składane reklamacje.

W zakresie standardów jakościowych obsługi odbiorców **energii elektrycznej** załatwiane są sprawy dotyczące:

- 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 przerwanej 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 dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci,
- prawidłowości udzielania bonifikat za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej.

W zakresie standardów jakościowych obsługi odbiorców **paliw gazowych** załatwiane są sprawy dotyczące:

- problemów z przyjmowaniem od odbiorców zgłoszeń i reklamacji dotyczących dostarczania paliw gazowych z sieci gazowej,
- terminowego rozpatrywania wniosków lub reklamacji odbiorców,
- prawidłowości udzielanych informacji, dotyczących rozliczeń oraz aktualnych taryf,
- sprawdzenia przez przedsiębiorstwa energetyczne dotrzymania parametrów jakościowych paliw gazowych dostarczanych z sieci gazowej,
- prawidłowości udzielania bonifikat za niedotrzymanie parametrów jakościowych paliw gazowych. Natomiast w zakresie standardów jakościowych obsługi odbiorców **ciepła** załatwiane są sprawy dotyczące:
 - warunków sprzedaży ciepła w zakresie:
 - zapewnienia obliczeniowego natężenia przepływu nośnika ciepła;

- dotrzymania parametrów nośnika ciepła;
- rozpoczęcia i przerwania dostarczania ciepła w celu ogrzewania i wentylacji;
- planowanych przerw w dostarczaniu ciepła w okresie poza sezonem grzewczym,
- warunków wstrzymania dostarczania ciepła do odbiorców,
- dotrzymania terminów i sposobu załatwiania reklamacji oraz zawiadamiania odbiorców o planowanych zmianach warunków dostarczania ciepła, które wymagają dostosowania instalacji odbiorczych do nowych warunków,
- terminowego udzielania odpowiedzi na reklamacje odbiorców, dotyczące niewykonania lub niewłaściwego wykonania umowy.

W 2022 r. zgłoszono 371 naruszeń standardów obsługi odbiorców przez przedsiębiorstwa elektroenergetyczne, 115 naruszeń przez przedsiębiorstwa gazownicze i 2 naruszenia przez przedsiębiorstwa ciepłownicze.

W związku z ww. skargami, podejmowane były w szczególności czynności wyjaśniające. Odbiorcy informowani byli zarówno o stanowisku przedsiębiorstwa, jak i obowiązujących regulacjach w danym zakresie. Warte podkreślenia jest, że przedsiębiorstwa energetyczne, po przyjrzeniu się zgłoszonemu przypadkowi, wielokrotnie nie tylko korygowały własne zachowanie, ale też uznawały naruszenie przez siebie standardów jakościowych obsługi odbiorców, wyliczając przy tym wysokość należytej odbiorcy bonifikaty. Zauważyć przy tym należy, że Prezes URE nie posiada uprawnień do nakazywania przedsiębiorstwu energetycznemu wypłaty bonifikaty za naruszenie standardów ja-

kościowych – co do zasady, jak i do jej wysokości, ani w zakresie dokonywania rozstrzygnięć dotyczących zawartych umów.

2.2. Ochrona uzasadnionych interesów odbiorców w gospodarstwie domowym

Prezes URE konsekwentnie reaguje na sygnalizowane przez odbiorców nieprawidłowości związane m.in. z procesem zawierania umowy, współpracując z Prezesem UOKiK poprzez przekazywanie pism odbiorców dotyczących tej tematyki (więcej w pkt 3. Współpraca z właściwymi organami oraz organizacjami konsumenckimi w celu przeciwdziałania praktykom przedsiębiorstw energetycznych ograniczającym konkurencję). Ponadto, Prezes URE podejmuje także działania o charakterze zaradczym, prowadzące do zapobiegania pojawiania się podobnych problemów w przyszłości poprzez m.in. podnoszenie świadomości odbiorców – w tym zakresie główną rolę odgrywa funkcjonujący w URE Punkt Informacyjny dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych, do którego kompetencji należy wspieranie odbiorców, głównie poprzez udzielanie telefonicznych oraz pisemnych informacji na temat przysługujących praw, ale też obowiązków w relacjach odbiorców z przedsiębiorstwami energetycznymi (więcej w pkt 4.1. Działalność Punktu Informacyjnego dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych).

W 2022 r. Prezes URE podejmował również działania o charakterze informacyjnym, skierowane do odbiorców w gospodarstwie domowym. W ramach

tych działań opublikował na stronie internetowej URE informacje dotyczące istotnych problemów prowadzących do sporów między przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami paliw gazowych i energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, a także o przedsiębiorstwach energetycznych, na które zostały złożone uzasadnione skargi tych odbiorców. Były to w szczególności informacje dotyczące prowadzonych postępowań administracyjnych w sprawie cofnięcia koncesji na obrót energią elektryczną.

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

Ochrona uzasadnionych interesów odbiorców w gospodarstwie domowym była realizowana głównie poprzez udzielanie odbiorcom zagrożonym wstrzymaniem dostaw energii elektrycznej informacji odnośnie ich uprawnień wynikających z ustawy – Prawo energetyczne. Wskazane wyjaśnienia były udzielane zarówno w pisemnych postępowaniach skargowych, jak również na spotkaniach z odbiorcami oraz telefonicznie. Podejmowano też doraźne interwencje w przedsiębiorstwach energetycznych, mające na celu ustalenie stanu faktycznego, polubowne załatwienie sprawy, wyegzekwowanie od przedsiębiorstw przestrzegania obowiązujących procedur przed wstrzymaniem dostarczania paliw i energii lub też mające na celu zbliżenie stanowisk stron, celem uniknię-

cia wstrzymania lub doprowadzenia do szybkiego podjęcia dostaw. W sytuacjach, w których dochodziło do wstrzymania dostaw paliw gazowych i energii elektrycznej, prowadzone były postępowania w sprawie rozstrzygnięcia sporu w sprawie nieuzasadnionego wstrzymania dostarczania paliw i energii. W roku sprawozdawczym brak było sporów dotyczących wstrzymania dostaw ciepła.



3. Współpraca z właściwymi organami oraz organizacjami konsumenckimi w celu przeciwdziałania praktykom przedsiębiorstw energetycznych ograniczającym konkurencję

W 2022 r. konsumenci zgłaszali do URE, m.in., nieprawidłowości związane z procesem zawierania umów, zarówno w biurach obsługi klienta sprzedawców (głównie energii elektrycznej), jak i na odległość. W tym zakresie odbiorcy informowali o problemach z nieprzekazywaniem przez przedsiębiorstwa energetyczne pełnych informacji dotyczących możliwości wyboru ofert oraz kosztów w momencie składania konsumentowi oferty przed zawarciem umowy. Odbiorcy wskazywali także na praktyki niektórych sprzedawców polegające na powiązaniu umów zawartych na czas nieoznaczony z czasowym obowiązywaniem cennika proponowanego w umowie i w związku z tym naliczaniem odbiorcy dodatkowej opłaty w przypadku wypowiedzenia umowy przed upływem okresu

obowiązki cennika. Pojedyncze zgłoszenie dotyczyło umowy zawartej przez telefon, gdzie odbiorcę wprowadzono w błąd co do podmiotu, z którym została zawarta umowa.

W nadsyłanej do URE korespondencji odbiorcy podnosili także kwestie nieleżące w kompetencjach Prezesa URE, np. zwracali uwagę na praktyki stosowane przez sprzedawców węgla kamiennego w zakresie sposobu sprzedaży, stosowanych cen, zgłaszali także problem z dostępnością tego surowca.

W celu minimalizacji praktyk sygnalizowanych przez odbiorców w opisanych wyżej zgłoszeniach oraz mając na uwadze treść art. 23 ust. 2 pkt 14 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE podjął współpracę z Prezesem UOKiK, przekazując pisma odbiorców dotyczące m.in. wyżej wymienionej tematyki. Oba organy wymieniają się także spostrzeżeniami dotyczącymi podejmowania skutecznych działań na rzecz przeciwdziałania praktykom przedsiębiorstw energetycznych ograniczającym konkurencję oraz sposobów ochrony odbiorców przed skutkami takich praktyk.

W ramach współpracy z Prezesem UOKiK, Prezes URE sygnalizował również swoje wątpliwości dotyczące praktyk kilku sprzedawców energii elektrycznej, polegających na ustalaniu wysokich stawek opłaty handlowej, o charakterze opłaty stałej, tj. niezależnej od zużycia energii, której wysokość stanowić może duże obciążenie dla odbiorców. W przypadku odbiorców zużywających nieznaczne ilości energii, wysoki udział opłaty stałej powoduje, że nawet znaczne zmniejszenie zużycia energii elektrycznej przez odbiorcę, nie przynosi mu oszczędności.

Także oddziały terenowe URE od wielu lat współpracują z Delegaturami UOKiK oraz Rzecznikami Konsumentów (powiatowymi i miejskimi). Jest to współpraca o różnym stopniu sformalizowania. Polega na wymianie doświadczeń, ale także przybiera formę konsultacji telefonicznych i mailowych w sprawach indywidualnych. W 2022 r. współpraca ta dotyczyła głównie skarg składanych przez konsumentów na działania przedsiębiorstw energetycznych, a w jej ramach wymieniano informacje m.in. o: uprawnieniach odbiorców wynikających z obowiązujących przepisów prawa, sposobach postępowania w przypadku występowania określonych nieprawidłowości w działaniu przedsiębiorstw energetycznych, zasadach prowadzenia rozliczeń za dostarczone paliwa gazowe, energię elektryczną oraz ciepło, uprawnieniach odbiorców w zakresie złożenia wniosku o rozstrzygnięcie sporu z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, procedurach reklamacyjnych. Pracownicy URE wzięli też udział (m.in.) w posiedzeniach Rady Konsultacyjnej ds. Ochrony Konsumentów, która jest ciałem opiniodawczo-doradczym Zarządu Województwa Małopolskiego w zakresie polityki ochrony konkurencji i konsumentów.



4. Rozpowszechnianie wiedzy o rynku i prawach konsumenta

4.1. Działalność Punktu Informacyjnego dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych

Punkt Informacyjny dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych został powołany w 2011 r. i funkcjonuje w strukturze Departamentu Rozwoju Rynków i Spraw Konsumentckich. 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 2022 r. Punkt Informacyjny dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych 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 2021 r., odgrywał kontakt telefoniczny (96 proc. zgłoszeń), resztę stanowiły odpowiedzi na zgłoszenia pisemne, nadesłane drogą elektroniczną oraz pocztą tradycyjną (4 proc.).

W 2022 r. do Punktu Informacyjnego odbiorcy skierowali łącznie 3 433 zgłoszenia. Wśród nich dominowały problemy z zakresu podsektora elektroenergetycznego (62,6 proc.), gazowego (25,7 proc.),

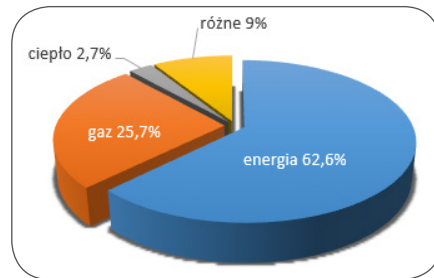
marginalnie występowały zgłoszenia dotyczące ciepła (2,7 proc.). Sprawy różne, stanowiące 9 proc. zgłoszeń, dotyczyły kwestii nieleżących w kompetencjach Punktu Informacyjnego jak np. koncesji, opłat koncesyjnych, paliw ciekłych. Dlatego też w przypadku zgłoszeń z tej kategorii, odbiorcy – w celu uzyskania odpowiedzi na swoje zapytania – byli kierowani do właściwych komórek merytorycznych URE.

Problemy i zapytania odbiorców koncentrowały się głównie wokół zagadnień dotyczących cen (20,6 proc.), warunków umów (19,9 proc.), rozliczeń, fakturowania (19,4 proc.) i przyłączeń do sieci (4,3 proc.). Liczne zgłoszenia dokonywane były przez prosumentów (10,2 proc.).

Energia elektryczna

Wśród zgłoszeń kierowanych przez odbiorców energii elektrycznej, dominowały kwestie związane z warunkami umów już zawartych oraz rozliczeniami i fakturowaniem. Podobnie jak w 2021 r., odbiorcy pytali o kwestie dotyczące realizacji umów, w tym zasad sprzedaży rezerwowej. Zgłoszenia dotyczyły także problemów z rozwiązaniem umowy i naliczaniem opłat sankcyjnych oraz przepisaniem umowy. Odbiorcy zgłaszali również nieprawidłowości związane z procesem zawierania umów, w szczegól-

Rysunek 93. Struktura sektorowa zgłoszeń kierowanych do Punktu Informacyjnego w 2022 r.



Źródło: URE.

Kolejną wyróżniającą się kategorią zgłoszeń były zapytania ogólne dotyczące zasad rozliczeń, stanowienia cen, które zostały ujęte w kategorii cena. Część zgłoszeń dotyczyła tematyki związanej z przyłączeniami do sieci oraz kwalifikacją do grupy taryfowej.

Liczne zgłoszenia prosumentów wskazywały na problemy związane z rozliczaniem (28,7 proc. zgłoszeń prosumentów), warunkami umów (22,9 proc. zgłoszeń), przyłączeniem do sieci, sygnali-

ności sygnalizowali problem nieprzekazywania przez przedsiębiorstwa energetyczne (sprzedawców) pełnych informacji dotyczących kosztów w momencie składania odbiorcy oferty przed jej zawarciem. W odniesieniu do rozliczeń, odbiorcy zgłaszali problemy z poprawnością rozliczeń, a także terminowym otrzymywaniem faktur.

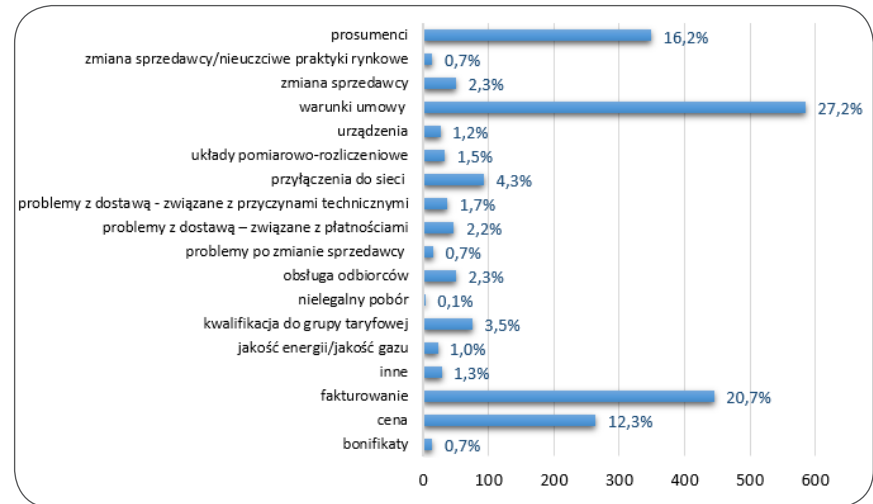
zowali oni także problem jakości energii (26,1 proc. zgłoszeń).

Nadal zauważalny jest spadek – w porównaniu z latami poprzednimi – liczby zgłoszeń odbiorców dotyczących problemu nieuczciwych praktyk rynkowych związanych ze zmianą sprzedawcy energii elektrycznej.

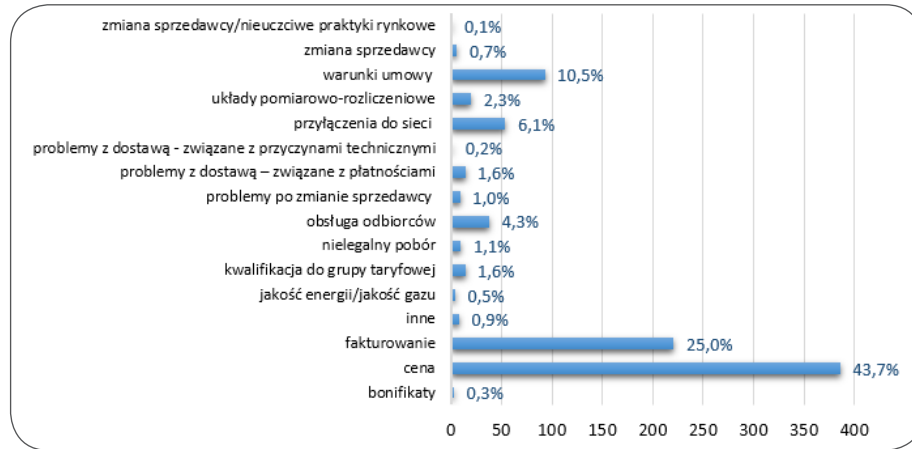
Paliwa gazowe

W odniesieniu do rynku gazu, w 2022 r. zauważalny jest znaczny wzrost zgłoszeń odbiorców dotyczących cen (o 16 punktu procentowego w porównaniu do 2021 r.), w tym duża liczba zgłoszeń

Rysunek 94. Zgłoszenia odbiorców w zakresie energii elektrycznej



Źródło: URE.

Rysunek 95. Zgłoszenia odbiorców w zakresie paliw gazowych

Źródło: URE.

związana była z rosnącymi cenami paliwa gazowego oraz wprowadzeniem przez ustawodawcę działań mających na celu z jednej strony zminimalizowanie jednorazowych podwyżek, a z drugiej strony – rozszerzenie grupy odbiorców, dla których ceny paliwa gazowego będą podlegać urzędowej kontroli w postaci zatwierdzania taryf przez Prezesa URE.

Kolejnymi wyróżniającymi się ilościowo tematami zgłoszeń w obszarze paliw gazowych były rozliczenia należności i fakturowanie oraz warunki umowy, w tym termin wejścia w życie umowy, zmiany warunków umowy, zasady rozwiązania umowy.

Ciepło

Najmniej liczną kategorię spraw, zgłaszanych przez odbiorców w roku sprawozdawczym, sta-

nowiły dostawy ciepła (2,7 proc. wszystkich zgłoszeń). Wynika to m.in. ze specyfiki rynku ciepła, jak i kompetencji, jakie w tym zakresie posiadają oddziały terenowe URE. W tej kategorii dominowały pytania związane z ceną ciepła (62 proc.) oraz podziałem kosztów ciepła w bu-

dynkach wielolokalowych przez spółdzielnie mieszkaniowe i wspólnoty mieszkaniowe (27,2 proc.). W dalszej kolejności zgłoszenia dotyczyły szeroko rozumianych warunków umów już zawartych (4,3 proc.), układów pomiarowo-rozliczeniowych (2,2 proc.), przyłączania do sieci (1,1 proc.) i fakturowania (1,1 proc.).

4.2. Działania informacyjno-edukacyjne i współpraca z mediami

Znaczna część działań komunikacyjnych URE w 2022 r. związana była z obchodami jubileuszu ćwierćwiecza działalności regulatora sektorowego. W kwietniu 2022 r. minęło bowiem 25 lat od uchwalenia ustawy – Prawo energetyczne, na

mocy której powołano organ administracji centralnej, jakim jest Prezes URE.

Publikacja jubileuszowa

Jednym z najważniejszych jubileuszowych wydań była premiera wydanej z tej okazji publikacji pt. „W drodze do bezpiecznej i czystej energii. Czyli jak napisać rynek na nowo? 25 lat regulacji rynków energii w Polsce”. Do współpracy przy pisaniu tej książki Prezes URE zaprosił ponad 20 ekspertów reprezentujących różne obszary rynku. Wśród autorów publikacji pod redakcją Rafała Gawina znaleźli się



byli prezesi URE: Leszek Juchniewicz, Maciej Bando, Mariusz Swora i Marek Woszczyk oraz inni wybitni eksperci sektora energii: Jerzy Buzek, Janusz Steinhoff, Michał Kurtyka, Joanna Maćkowiak-Pandera czy Henryk Kaliś.

Ta pozycja (dostępna również w wersji elektronicznej), aspiruje do bycia swoistą monografią rynku, a jej osią jest droga, jaką przebyła polska energetyka w ostatnich 25 latach. Dlatego do jej współtworzenia Prezes URE zaprosił tych, bez których nie byłoby w Polsce rynku energii w dzi-

siejszym kształcie: od wysokiego szczebla decydentów, mających wpływ na kształtowanie polityki gospodarczej, byłych prezesów URE, ekspertów, ale także przedstawicieli odbiorców i konsumentów, publicystów oraz pokolenia, które tworzyć będzie energetykę przyszłości.

Skąd się bierze prąd – działania skierowane do dzieci w wieku przedszkolnym oraz uczniów

Początek roku szkolnego '21/22 dla uczniów klas siódmych i ósmych rozpoczął się iście artystycznie. Chcąc dowiedzieć się, jak młodzież wyobraża sobie źródła trafiającej do naszych gniazdek energii elektrycznej, ogłosiliśmy konkurs plastyczny „Skąd się bierze prąd”. Na to pytanie odpowiedziało nam



ponad 1700 Młodych Artystów! Nagrodziliśmy 50 z nich. Uczestnicy Konkursu, oprócz umiejętności artystycznych, pokazali w swoich pracach, że posiadają wiedzę i dojrzałe przemyślenia na temat szeroko pojętej energetyki oraz źródeł wytwarzania energii elektrycznej. Prace nie tylko w bardzo



zróżnicowany sposób pokazywały, jakie są źródła energii elektrycznej, ale też jaką drogę przebywa energia od miejsca jej wytworzenia do gniazdka w ścianie. Dużo miejsca Autorzy prac poświęcili tematowi związanym z ochroną klimatu i wynikającym z tego wyzwaniem transformacji energetycznej.

Chcąc pokazać efekty konkursu jak najszerszej publiczności, zorganizowaliśmy wystawy nadesłanych prac w przestrzeniach publicznych (m.in. w komunikacji miejskiej w Warszawie i śląskich miastach, w Centrum Kultury Wilanów, warszawskiej Galerii Przystanek, Stołecznym Centrum Edukacji Kulturalnej im. Komisji Edukacji Narodowej czy Ośrodku Działań Twórczych „Pogodna” – filii Ośrodka Kultury w Dzielnicy Wesoła m.st. Warszawy).

Co łączy podpalniczki, prądownie i panele foteliczne?

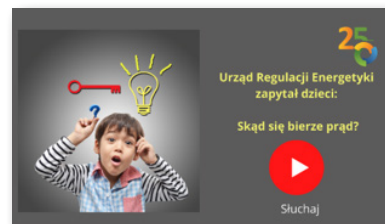
Inicjatywy jubileuszowe adresowane były do bardzo szerokiego grona: z okazji Dnia Dziecka o prąd pytaliśmy dzieci

w wieku 4-6 lat. W nagraniu przedszkolaki odpowiadały na pytanie „Skąd się bierze prąd?”. I w ten sposób dowiedzieliśmy się, że prąd bierze się m.in. z prądowni, szkła lub trzech żywiołów ziemi.

ToURE de OTURE – spotkania z dziennikarzami w regionie

W 2022 r. został zorganizowany tour po czterech (z ośmiu) oddziałach terenowych URE. Była to doskonała okazja do spotkania i dyskusji Prezesa URE i dyrektorów wybranych oddziałów Urzędu z przedstawicielami lokalnych mediów o ważnych dla ich regionów problemach i osiągnięciach w dziedzinie energetyki.

Podczas spotkania w Zachodnim Oddziale Terenowym URE w Poznaniu, który obejmuje swoim działaniem dwa województwa: wielkopolskie i kujawsko-pomorskie, można się było dowiedzieć, że Oddział stawia sobie za cel otwartość na sprawy konsumentów, dlatego dużo spraw, którymi się zajmuje, dotyczy rozstrzygania sporów (m.in. związanych z odmowami przyłączeń do sieci gazowej) i skarg, a także problemów prosumentów. Oddział zaangażował się także w pomoc w wyjaśnianiu lokalnej społeczności powodów wzrostu cen gazu zaazotowanego, którego lokalne występowanie jest charakterystyczne dla tego regionu.



Podczas wizyty w Południowo-Wschodnim Oddziale Terenowym URE w Krakowie (obejmującym województwa małopolskie i podkarpackie), z lokalnymi mediami rozmawiano głównie o wyzwaniach związanych z dostosowaniem sieci energetycznej do przyłączenia nowych mocy z odnawialnych źródeł energii.

Kolejne spotkanie odbyło się w Środkowo-Zachodnim Oddziale Terenowym URE w Łodzi (obejmującym województwo łódzkie i mazowieckie). Oddział ten obejmuje największy obszar Polski, co przekłada się na najwięcej prowadzonych spraw. To w nim wydano koncesje dla trzech największych farm wiatrowych w Polsce (219 MW – Potęgowo, 120 MW – Margonin i 106 MW – Banie) i pierwszą w Polsce promesę koncesji dla największego w Europie magazynu energii, który ma powstać w Żarnowcu (269 MW).

Tematy poruszane podczas spotkania z dziennikarzami w Łodzi były inspiracją do przygotowania w URE poradnika dla konsumentów, którzy mają trudności z regularnym opłacaniem rachunków za prąd lub gaz. Podpowiadamy w nim co robić, aby uniknąć w takich sytuacjach wstrzymania dostaw energii i gazu.

Gospodarzem ostatniego jubileuszowego spotkania był Południowo-Zachodni Oddział Terenowy URE we Wrocławiu. Przedstawiciele oddziału zaprezentowali dziennikarzom najważniejsze realizowane zadania, szczególnie skupiając się na sprawach, w których Urząd wspiera mieszkańców województw dolnośląskiego i opolskiego. Również w tym regionie eksperci URE obserwują, że coraz więcej pro-

sumentów zgłasza problemy z pracą mikroinstalacji. Kierując się chęcią wsparcia tych konsumentów, URE zaplanował publikację poradnika na ten temat.

Jubileuszowy cykl spotkań w regionach był planowany przede wszystkim jako projekt mający pokazać ćwierćwiecze działalności regulatora sektorowego oraz przybliżyć rolę naszych Oddziałów na rynkach lokalnych. Tymczasem – w świetle wydarzeń międzynarodowych i geopolitycznych – stał się też okazją do rozmów o najważniejszych wyzwaniach europejskiego i krajowego rynku energii oraz działaniach podejmowanych przez ustawodawcę w celu łagodzenia skutków kryzysu na rynku surowców, który przekłada się na wysokie ceny prądu, gazu i ciepła.

25 lat URE – z kartek kalendarza

Dla zainteresowanych historią, na stronie internetowej www.ure.gov.pl przez cały rok prowadzony był specjalny dział poświęcony historii Urzędu. W każdy poniedziałek publikowaliśmy tam najważniejsze informacje dotyczące kolejnych lat działania regulatora na rynku paliw i energii. W ten sposób powstało kalendarium prezentujące najważniejsze informacje dotyczące zarówno kluczowych decyzji podjętych przez Prezesa URE, jak i wydarzeń związanych z ogólną sytuacją na rynkach energii w danym roku. Informacje te były publikowane także na profilach URE w mediach społecznościowych: @UREgovPL na kanale Twitter oraz na platformie LinkedIn.

4.2.1. Serwisy internetowe istotnym narzędziem informacji o rynku energii

W ubiegłym roku stroną URE odwiedziło ponad 16 milionów wirtualnych gości, z czego ponad dwanaście milionów – główny serwis Urzędu i prawie trzy miliony – stroną BIP URE. Na stronie Urzędu publikowane są m.in. komunikaty dotyczące bieżących działań, stanowiska regulatora oraz akty prawne związane z sektorem energetycznym.

Użytkownicy najczęściej odwiedzali stronę URE poszukując informacji dotyczących cen energii elektrycznej i gazu. Dużym zainteresowaniem cieszyły się także tematy związane z odnawialnymi źródłami energii, m.in. aukcjami OZE, informacjami dotyczącymi liczby i mocy instalacji odnawialnych źródeł energii w poszczególnych technologiach, które rozpoczęły wytwarzanie energii w systemie aukcyjnym, a także dane dotyczące mikroinstalacji. W ubiegłym roku często odwiedzanymi zakładkami na stronie URE były te dotyczące statystyk i dynamiki zmian sprzedawcy energii elektrycznej i gazu.

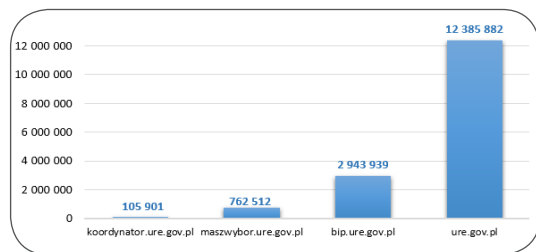
Statystyki odwiedzin wybranych stron i serwisów internetowych URE

www.ure.gov.pl – w minionym roku liczba odwiedzin głównego serwisu URE wyniosła 12 385 882.

MaszWybor.ure.gov.pl – liczba odwiedzin strony dedykowanej zmianie sprzedawcy energii elektrycznej wyniosła 762 512. [Biuletyn Informacji Publicznej URE](#) – 2 943 393 odwiedzin strony.

W BIP publikowane są m.in. Biuletyny Branżowe zawierające decyzje w sprawie taryf dla energii elektrycznej, paliw gazowych, paliw ciekłych i ciepła, instrukcje ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej, programy zgodności oraz inne decyzje Prezesa URE. W 2022 r. przygotowano łącznie 1 385 Biuletynów, z czego 306 numerów Biuletynu Branżowego – Energia elektryczna, 147 wydań Biuletynu Branżowego – Paliwa gazowe, 4 numery Biuletynu Branżowego – Paliwa ciekłe oraz 928 Biuletynów Branżowych – Ciepło. Na stronie BIP URE znajdują się ponadto aktualne informacje o Urzędzie, jego statusie prawnym i kompetencjach Prezesa URE.

Rysunek 96. Liczba wejść na serwisy internetowe URE w 2022 r.



Źródło: URE.

Newsletter URE

Do czytelników strony Urzędu raz w tygodniu wysyłany jest Newsletter. W ostatnim tygodniu grudnia 2022 r. został on wysłany do 2 474 użytkowników. Za jego pośrednictwem czytelnicy do-

wiadują się o najnowszych komunikatach i innych informacjach publikowanych w serwisach URE.

4.2.2. Publikacje URE

Biuletyny URE – wirtualna platforma wiedzy

W 2022 r. na stronie internetowej zostały opublikowane trzy numery Biuletynu URE, który od 2011 r. ukazuje się wyłącznie w wersji elektronicznej.

Nr 1/2022

W pierwszym numerze został opublikowany Raport Prezesa URE dotyczący warunków podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej i paliw gazowych. W numerze została również omówiona nowelizacja ustawy o systemie rekompensat dla sektorów i podsektorów energochłonnych oraz program zgodności w sektorze publicznym.

Nr 2/2022

Drugi numer Biuletynu zawierał Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2021 r. Stanowi ono nie tylko podsumowanie prac prowadzonych w Urzędzie w minionym roku, ale także kompendium wiedzy o sektorze energetycznym w Polsce. Dokument ten został podzielony na części, w których szczegółowo opisano działania podejmowane przez Prezesa URE zarówno na szczeblu krajowym, jak i międzynarodowym.

Nr 3/2022

W trzecim wydaniu znalazły się artykuły dotyczące mikroinstalacji fotowoltaicznej oraz progra-

mów bezzwrotnych dofinansowań jako nowego sposobu wypełnienia obowiązku efektywności energetycznej. W numerze zostały zamieszczone również informacje i komunikaty ważne dla sektora, m.in. średnia kwartalna cena zakupu gazu ziemnego z zagranicy, średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, stopa wolna od ryzyka, wysokość zaktualizowanych na 2023 rok kwot kosztów osieroconych, realizacja obowiązku w zakresie uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia za 2022 rok.

Raporty dla Komisji Europejskiej

Zgodnie z obowiązkiem określonym w prawie polskim i europejskim, Prezes URE corocznie przekazuje do Komisji Europejskiej Raport Krajowy, przedstawiający najważniejsze informacje dotyczące polskiego rynku energii elektrycznej i rynku gazu w poprzednim roku.

4.2.3. Informacje Prezesa URE

Istotną formą upowszechniania informacji o branży energetycznej, skierowaną przede wszystkim do przedsiębiorstw sektora, są Informacje Prezesa URE – w ubiegłym roku wydano ich 69. Celem tych publikacji jest przekazanie treści ważnych dla wszystkich uczestników rynków energii. Wśród Informacji Prezesa URE znalazły się m.in. te dotyczące średniej ceny sprzedaży energii elek-

trycznej na rynku konkurencyjnym, informacje w sprawie aukcji OZE oraz dotyczące działań mających na celu ochronę uzasadnionych interesów odbiorców.

Promowanie działań na rzecz edukacji odbiorcy

W zakładce *Konsument* na stronie internetowej Urzędu odbiorcy energii mogli zapoznać się z informacjami istotnymi dla gospodarstw domowych. Przykładowo, publikowany tam „Poradnik Odbiorcy”, zawiera informacje dotyczące działalności regulatora na rzecz odbiorców energii oraz odpowiedzi na najczęściej zgłaszane przez odbiorców energii problemy i pytania do Urzędu.

W zakładce znajduje się też *Przewodnik prosumenta w gospodarstwie domowym*. Przygotowany przez PTPiREE we współpracy z URE, w przystępny sposób opisuje m.in. czym są odnawialne źródła energii, jak optymalnie dobrać ich moc do własnych potrzeb, na co zwrócić uwagę przed podjęciem decyzji o wyborze instalacji fotowoltaicznej, gdzie najlepiej zainstalować panele PV, co wpływa na pracę instalacji oraz jak ją optymalnie użytkować. Opracowanie zawiera również informacje dotyczące procesu przyłączania instalacji fotowoltaicznej do sieci elektroenergetycznej.

W tym dziale publikowane są także *Ostrzeżenia konsumenckie*, zawierające informacje dotyczące powtarzających się lub istotnych problemów prowadzących do sporów między przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami paliw gazowych,

energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym, a także o przedsiębiorstwach energetycznych, na które skarżyli się do URE odbiorcy.

Zakładka zawiera również bezpośrednio odesłanie do serwisu informacyjno-edukacyjnego *Masz Wybór* dedykowanego zmianie sprzedawcy.

4.2.4. Wydarzenia branżowe

Konferencje, kongresy i debaty jako ważny element polityki edukacyjno-informacyjnej Prezesa URE

Konferencje i debaty są ważnym elementem polityki edukacyjno-informacyjnej oraz skuteczną formą kreowania i promocji wizerunku URE jako instytucji dbającej o prawidłowe funkcjonowanie rynku i popularyzację wiedzy z tego zakresu. W 2022 r. do Urzędu wpłynęły zaproszenia na ponad 160 różnego rodzaju wydarzeń, z czego 31 odbyło się z udziałem Prezesa URE. Spotkania dotyczyły m.in. bezpieczeństwa energetycznego, rozwoju polskiego ciepłownictwa, wspólnej polityki energetycznej UE oraz sytuacji na rynku energetycznym w Polsce.

Na konferencjach i innych wydarzeniach eksperckich z udziałem przedstawicieli URE, poruszono m.in. następujące zagadnienia:

- transformacja energetyczna, rynek paliw, gazu i energii (np. XXII Kongres Energetyczno-Ciepłowniczy POWERPOL, 24-25.01.2022 r.),
- rozwój i funkcjonowanie sieci dystrybucyjnych, rozwój sektora OZE (np. 35 Konferencja Energetyczna EuroPOWER i OZE Power, 7-8.04.2022 r.),

- transformacja energetyczna na poziomie lokalnym – rola samorządów w procesie dekarbonizacji gospodarki, rozwoju źródeł energii odnawialnej i modernizacji ciepłownictwa (np. Europejski Kongres Samorządów, 11-12.04.2022 r.),
- uwarunkowania systemowe rozwoju energetyki rozproszonej (np. IV Forum Energetyki Rozproszonej, 9.05.2022 r.),
- rola energetyki słonecznej w budowaniu niezależności energetycznej Europy (np. III Kongres Energetyki Słonecznej, 1-2.06.2023 r.),
- bezpieczeństwo energetyczne (VII Konferencja Naukowa „Bezpieczeństwo energetyczne – filary i perspektywa rozwoju”, 12-13.09.2023 r.),
- aktualne wyzwania i problemy dotyczące sektora energetycznego (36 edycja Konferencji Energetycznej EuroPOWER & 6 edycja OZE POWER, 7-8.11.2022 r.). Podczas Konferencji Prezes URE oraz szefowie pięciu największych dystrybutorów energii elektrycznej w Polsce podpisali Kartę Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki.

Patronaty Honorowe

Poparcie regulatora dla inicjatyw wpisujących się w politykę informacyjną znalazło wyraz m.in. w liczbie Patronatów Honorowych, których w 2022 r. przyznano 40.

Podobnie jak w latach ubiegłych, główne obszary tematyczne tych wydarzeń dotyczyły zagadnień takich jak:

- bezpieczeństwo energetyczne,
- ciepłownictwo,
- efektywność energetyczna,
- kogeneracja,
- magazyny energii,
- prawa konsumenta,
- polityka energetyczna Polski i Unii Europejskiej.

Wśród wydarzeń objętych Patronatem Honorowym Prezesa URE, znalazły się m.in. konferencje, kongresy oraz konkursy.

Pełna lista inicjatyw odbywających się pod Patronatem Honorowym Prezesa URE w 2022 r. znajduje się na stronie www.ure.gov.pl w zakładce Urząd -> Informacje ogólne -> Edukacja i Komunikacja -> Patronaty -> Przedsięwzięcia objęte patronatem.

4.2.5. Komunikacja wewnętrzna

Akademia wiedzy URE

W 2022 r. kontynuowany był projekt „Akademia Wiedzy URE”, tj. cykl szkoleń wewnętrznych, które umożliwiają dzielenie się wiedzą specjalistyczną pracowników poszczególnych komórek organizacyjnych URE ze wszystkimi zainteresowanymi tematem pracownikami Urzędu. Wysoka frekwencja podczas szkoleń zorganizowanych w minionym roku potwierdziła zasadność podejmowania tego typu inicjatyw przez Urząd. W 2022 r. odbyło się łącznie dziewięć spotkań, z czego dwa

z udziałem zaproszonych przez URE ekspertów zewnętrznych.

4.2.6. Udostępnianie informacji publicznej

Ustawa o dostępie do informacji publicznej precyzuje konstytucyjny zapis art. 61 o prawie obywateli do informacji o działaniach władz publicznych. Zgodnie z przepisami tej ustawy, Prezes URE jest zobowiązany udostępniać każdą informację o sprawach publicznych, za wyjątkiem informacji niejawnych.

W 2022 r. w Urzędzie rozpatrywanych było 114 wniosków o udostępnienie informacji publicznej, z czego cztery zakończono w 2023 r. 57 wniosków załatwiono pozytywnie (udzielono odpowiedzi), w 12 przypadkach udzielono odpowiedzi tylko na część pytań (w pozostałym za-

kresie dane nie były w posiadaniu Urzędu lub nie podlegały udostępnieniu w trybie ustawy). W kolejnych 36 przypadkach nie udzielono informacji m.in. z powodu braku wnioskowanej informacji, żądania danych jednostkowych niepodlegających udostępnieniu w trybie ustawy o dostępie do informacji publicznej, wnioskowania o wydanie interpretacji prawnych lub udostępnienia informacji do prac naukowych. Decyzje odmowne zostały wydane w dziewięciu sprawach, w tym w pięciu przypadkach decyzja odmowna dotyczyła tylko części wnioskowanych informacji (w pozostałym zakresie informacja była udzielona).

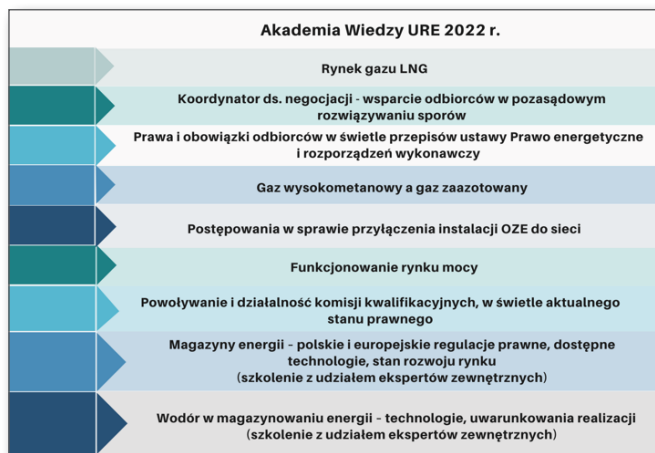
W 2022 r. wpłynął również jeden wniosek o ponowne wykorzystanie informacji sektora publicznego z zakresu aukcji OZE, który został rozpatrzony pozytywnie.

W kierowanych do Urzędu wnioskach o udostępnienie informacji publicznej najczęściej pojawiały się zagadnienia dotyczące:

- aukcji OZE, koncesji, taryf zatwierdzonych przez Prezesa URE,
- spraw wewnętrznych Urzędu – informacje o osobach zatrudnionych, zawartych umowach, audycie energetycznym, ogłoszeniach o pracę, szkoleniach,
- danych statystycznych dotyczących sektora,
- zakresu kompetencji Prezesa URE i jego działań wobec przedsiębiorstw.

4.2.7. Rozpatrywanie skarg, wniosków i petycji

Szczególnym uprawnieniem wynikającym z Kpa, a przysługującym każdemu obywatelowi, organi-



zacji 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 2022 r. do URE wpłynął jeden wniosek oraz osiem skarg w rozumieniu Kpa. Na wniosek oraz wszystkie skargi udzielono odpowiedzi. Wnoszone do Urzędu skargi miały w większości charakter jednostkowy, a podnoszone w nich zarzuty dotyczyły niewłaściwego, zdaniem skarżących, działania Urzędu.

W odpowiedziach przekazywano wnioskodawcom stosowne informacje o obowiązujących przepisach prawa, kompetencjach Prezesa URE, przysługujących wnioskodawcom i skarżącym uprawnieniach oraz wskazywano instytucje upoważnione do rozwiązywania problemów stanowiących przedmiot danej sprawy.

W minionym roku rozpatrywanych było 20 petycji (w tym trzy zbiorcze), trzy z nich wpłynęły do Urzędu w 2021 r.

Pięć petycji, co do których stwierdzono brak właściwości, przekazano organom właściwym do ich rozpatrzenia, zgodnie z art. 6 ust. 1 ustawy o petycjach, w tym – w przypadku dwóch spraw – petycje rozpatrzono także w części. Jedną petycję

złożoną w sprawie, która była przedmiotem petycji już rozpatrzonej, bez powołania się na nowe fakty lub dowody – pozostawiono bez rozpatrzenia zgodnie z art. 12 ust. 1 i 2 ustawy o petycjach.

2022 rok to czas wielu pytań i wątpliwości pojawiających się wśród odbiorców wynikających z rosnących cen energii. Podmioty wnoszące petycje zwracały się do Prezesa URE m.in. o ponowne przeanalizowanie procesu weryfikacji taryf oraz zmianę treści danej taryfy, podjęcie działań zapobiegających podwyżkom cen energii elektrycznej, gazu i ciepła, wprowadzenie instrumentów osłonowych dla gospodarstw domowych, przekwalifikowanie wszystkich odbiorców indywidualnych gazu na jeden poziom cenowy czy przeprowadzenie kontroli w zakresie prawidłowości naliczania opłat za dostarczony gaz.

Petycje wniesione do Prezesa URE zostały załatwione poprzez odniesienie się do zgłaszanych postulatów wraz z przesłaniem każdemu podmiotowi wnoszącemu petycję stosownej odpowiedzi.

4.2.8. Współpraca ze środkami masowego przekazu

Zasadniczym celem współpracy URE ze środkami masowego przekazu jest dotarcie z informacją do szerokiej opinii publicznej, a tym samym lepsze zrozumienie reguł działania rynków energii przez wszystkich uczestników. Urząd aktywnie współpracował w 2022 r. z mediami ogólnopolskimi, regionalnymi i lokalnymi oraz branżowymi – kluczowymi pośrednikami w przekazie informacji bezpośrednio do odbiorców energii.

W minionym roku przygotowano i opublikowano 112²³⁷⁾ komunikatów prasowych i udzielono przedstawicielom mediów blisko 1 200²³⁸⁾ odpowiedzi na bieżące pytania dotyczące rynku elektroenergetycznego oraz działań podejmowanych przez regulatora. Na tej podstawie powstało wiele artykułów w mediach zarówno ogólnopolskich, regionalnych, jak i branżowych. Wiedzę na temat funkcjonowania rynku elektroenergetycznego przybliżały też wywiady kierownictwa Urzędu udzielane mediom.

Z dziennikarzami komunikowano się również za pośrednictwem kont na Twitterze i LinkedIn.

Rok 2022 był dla URE rokiem szczególnym z dwóch powodów. Jednym z nich były obchody jubileuszu 25-lecia. Z tej okazji przygotowano i opublikowano cykl artykułów, wpisów na LinkedIn i tweetów dotyczących dotychczasowej działalności regulatora.

Z okazji jubileuszu w 2022 r. zorganizowany został również opisany już wcześniej cykl spotkań z dziennikarzami mediów regionalnych i lokalnych pod nazwą ToURE de OT URE. Była to doskonała okazja do spotkania i dyskusji Prezesa URE i dyrektorów czterech oddziałów terenowych Urzędu z przedstawicielami lokalnych mediów na temat ważnych dla ich regionów kwestii dotyczących energetyki.

Z kolei ze względu na powodowane sytuacją geopolityczną skokowe wzrosty cen prądu, gazu i ciepła, opinia publiczna w szczególności interesowała się tymi tematami. Najczęściej poruszonymi

²³⁷⁾ Wobec 191 w 2021 r.

²³⁸⁾ Wobec 1 500 w 2021 r.

zagadnieniami w mediach w 2022 r. były zatem te związane z:

- wpływem sytuacji geopolitycznej na bezpieczeństwo i stabilność dostaw,
- wzrostem cen surowców przekładającym się na rynki energii,
- kwestią ochrony odbiorców przed niespodziewanymi i skokowymi wzrostami cen energii, gazu i ciepła,
- wyzwaniem polityki energetyczno-klimatycznej oraz transformacją sektora energetycznego (zazielenienie energetyki, odejście od węgla itp.),
- wyzwaniami stojącymi przed sektorem ciepłowniczym w kontekście koniecznych nakładów i transformacji sektora.

Nowy bezpośredni kanał komunikacji URE

W 2022 r. z sukcesem działał istniejący od lipca 2020 r. urzędowy profil @UREgovPL na Twitterze, który na koniec roku obserwoowało ponad 3 tys. użytkowników aplikacji (o ponad tysiąc więcej niż rok wcześniej). W tym czasie opublikowano ponad 1 300²³⁹⁾ tweetów (co daje statystycznie 3,5 wpisu dziennie przez siedem dni w tygodniu). Przez rok wpisy zobaczyło ponad 260 tys. użytkowników Twittera.



²³⁹⁾ Wobec 900 w 2021 r.

W marcu 2022 r. uruchomiony został drugi kanał komunikacji URE w mediach społecznościowych, na platformie LinkedIn. Pod koniec 2022 r. profil ten śledziło ponad 5 tys. osób. W tym czasie opublikowano 160 angażujących wpisów, które miały 240 tys. wyświetleń.

Oba komunikatory społecznościowe umożliwiły dotarcie z codzienną, aktualną komunikacją do grup użytkowników, zainteresowanych nie tylko działaniami Urzędu, ale także szeroko pojętą energetyką. Na kanałach Urząd dzieli się m.in. ważnymi informacjami o bieżących działaniach URE czy wypowiedziami Prezesa URE, który komentował ważne wydarzenia w sektorze. Dodatkowo, kanał Urzędu na platformie LinkedIn jest wykorzystywany jako narzędzie wspomagające rekrutację pracowników.

Nowe narzędzia pozwalały również zwrócić uwagę na ważne informacje, których Urząd nie był autorem, a które były istotne dla naszych interesariuszy. Dotyczy to m.in. publikacji branżowych na forum europejskim czy konsultacji prowadzonych przez organizacje takie jak ACER czy Komisja Europejska.



5. Współpraca z Punktem Informacji dla przedsiębiorcy – procedury dotyczące działalności gospodarczej

Dyrektywa 2006/123/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 12 grudnia 2006 r. dotycząca usług na rynku wewnętrznym²⁴⁰⁾, powołała do życia po-

²⁴⁰⁾ Dz. U. UE L 376/36.

jedyncze punkty kontaktowe. Są to portale administracji elektronicznej uruchomione obligatoryjnie przez każdy kraj UE. Punkty te mają w założeniu stanowić miejsca, gdzie zainteresowany znajdzie informacje na temat procedur, które należy dopełnić, aby prowadzić daną działalność usługową w kraju, przepisy, jakie mają do niej zastosowanie, a także gdzie będzie można załatwić wszelkie formalności administracyjne drogą elektroniczną.

W Polsce zadania pojedynczego punktu kontaktowego realizuje Punkt Informacji dla Przedsiębiorcy, prowadzony zgodnie z przepisami ustawy z dnia 6 marca 2018 r. o Centralnej Ewidencji i Informacji o Działalności Gospodarczej i Punkcie Informacji dla Przedsiębiorcy²⁴¹⁾. Punkt dostępny jest pod adresem biznes.gov.pl, gdzie przekazywane są dane między tym Punktem a właściwymi organami za pośrednictwem elektronicznej platformy usług administracji publicznej. Punkt umożliwia złożenie drogą elektroniczną do właściwych organów wniosków/oświadczeń niezbędnych do podjęcia wykonywania lub zakończenia działalności gospodarczej.

W 2022 r. URE kontynuował współpracę z tym Punktem w zakresie weryfikacji, aktualizacji i publikacji procedur realizowanych przez Urząd, wynikających z zadań Prezesa URE.

Na portalu biznes.gov.pl, na podstronach redagowanych przez URE, opublikowane są obecnie 32 procedury realizowane przez Urząd, w tym związane m.in. z: uzyskaniem koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej, wpisem/wykreśleniem wpisu do/z rejestru podmiotów przywożących pali-

²⁴¹⁾ Dz. U. z 2022 r. poz. 541.

Urząd współpracuje z innymi organami regulacyjnymi i partnerami zagranicznymi, w szczególności w kontekście wydarzeń międzynarodowych, które są okazją do poznania nowych rozwiązań na globalnych rynkach energii.

Z uwagi na charakterystykę rynków lub zbieżne interesy, współpraca Urzędu obejmuje przede wszystkim organy regulacyjne z państw Bałtyckich, regionu Europy Środkowo-Wschodniej oraz krajów nienależących do UE, które często prezentują podobne stanowiska.

Na poziomie krajowym, międzynarodowy aspekt współpracy dotyczy przekazywania opinii/rekomendacji w przypadkach wniosków/zapytań krajowej administracji centralnej (m.in. UOKiK, Kancelaria Prezesa Rady Ministrów, Ministerstwo Spraw Zagranicznych, Ministerstwo Klimatu i Środowiska) w ramach unijnego procesu legislacyjnego dotyczącego rynku energetycznego.

Z uwagi na utrzymującą się sytuację epidemiczną, wyjazdy służbowe oraz bezpośredni udział pracowników URE w spotkaniach w dalszym ciągu były ograniczone. Współpraca międzynarodowa Prezesa URE realizowana była przede wszystkim z wykorzystaniem internetowych narzędzi komunikacji. Niemniej, w drugiej połowie roku udało się także zrealizować wyjazdy zagraniczne. Głównie kierunki tych wyjazdów to Słowenia, Belgia, Francja, Holandia, Austria, Węgry, Dania, Łotwa, Estonia, Czechy, Rumunia, Włochy, Irlandia oraz Grecja i Turcja.

„Polski rynek energii nie działa w oderwaniu od europejskiego, ale jest z nim powiązany, jest jego częścią. Dlatego problem z dostawami gazu dla Europy Zachodniej, który nas ominął, wpłynął jednak na ceny na Towarowej Gieldzie Energii. Warto pamiętać, że duża niepewność co do bezpieczeństwa dostaw paliw prowokowała spekulacje na rynku europejskim. Ceny gazu i energii zostały wywindowane. Jednocześnie okazało się, że Unia Europejska nie jest przygotowana na taką sytuację i nie ma odpowiednich narzędzi, by tym spekulacjom zapobiec. Dopiero na przełomie września i października 2022 r. zapadły decyzje o możliwości wprowadzenia przez kraje członkowskie działań osłonowych dla odbiorców energii i gazu oraz opodatkowania spółek energetycznych, osiągających dzięki kryzysowi ponadnormatywne zyski.

Ta sytuacja wymaga bardzo aktywnego zaangażowania w wypracowanie najlepszych rozwiązań – zarówno na szczeblu krajowym, jak i międzynarodowym. Dlatego URE jest aktywnie zaangażowany w działania organizacji międzynarodowych takich jak Rada Europejskich Regulatorów Energii (CEER, The Council of European Energy Regulators) czy Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER, The Agency for Cooperation of Energy Regulators).”

Rafał Gawin, Prezes URE

Współpraca z ACER i Komisją Europejską

Zaangażowanie w prace ACER jest stałym elementem międzynarodowej aktywności Prezesa URE. W marcu 2021 r. na posiedzeniu Rady Regulatorów ACER, Prezes URE został wybrany na stanowisko Wiceprzewodniczącego Rady. Rada to organ o charakterze opiniodawczym, 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. Działania ACER ukierunkowa-

ne są przede wszystkim na integrację rynków krajowych w jeden wspólny unijny rynek energii. Celem jest koordynacja i wspieranie współpracy krajowych organów regulacyjnych.

Priorytetem była dalsza współpraca z ACER, która obejmowała implementację wytycznych i kodeksów sieci oraz regulacji z pakietu Czysta Energia dla Wszystkich Europejczyków.

W roku sprawozdawczym wysokie ceny i duża zmienność nadal utrzymywały się na europejskich rynkach energii. W celu rozwiązania problemu wysokich cen energii, Komisja m.in. ogłosiła sytuację nadzwyczajną i wprowadziła szereg działań interwencyjnych. W celu ochrony obywateli Unii i gospodarki przed nadmier-

nie wysokimi cenami, Komisja ustanowiła nowy mechanizm korekty rynku oraz zaapelowała o zwiększenie solidarności dzięki lepszej koordynacji zakupów gazu, wiarygodnym poziomom odniesienia cen i transgranicznej wymianie gazu. Krajowe organy regulacyjne zobowiązane zostały m.in. do wzmocnienia kontroli (w ramach REMIT) w celu wykrywania i sankcjonowania ewentualnych przypadków nadużyć na rynku. W związku z kryzysem, KE przyjęła także rozporządzenia w odniesieniu do magazynowania gazu i interwencji w sytuacji nadzwyczajnej w celu rozwiązania problemu wysokich cen energii. Poza tym istotne dla KE były m.in. kwestie TEN-E, CACM i REMIT.

W kontekście nowego rozporządzenia TEN-E, Urząd udzielał się w webinarach KE dotyczących sposobów wdrażania rozporządzenia TEN-E. Przedstawiciele URE brali również udział w cyklicznych posiedzeniach Grupy koordynacyjnej ds. gazu i Grupy Koordynacyjnej ds. energii elektrycznej – tu w roli obserwatora. Zaangażowanie URE na poziomie europejskim dotyczyło także aktywności w ramach różnych forów dyskusyjnych tj. Forum Florenckiego, Madryckiego, Infrastrukturalnego i Dublińskiego. W ramach reakcji UE na kryzys energetyczny Komisja Europejska zorganizowała w trybie nadzwyczajnym obrady okrągłego stołu, w których udział wzięli również Prezes URE. W trakcie posiedzeń omawiano środki wdrożone w celu wsparcia i zwiększonej ochrony konsumentów.

Zgodnie z obowiązującymi przepisami prawa, Prezes URE regularnie współpracuje z Komisją Europejską poprzez wypełnianie obowiązków sprawozdawczych określonych przepisami prawa.

Urząd regularnie uczestniczy w różnego rodzaju badaniach prowadzonych na zlecenie Komisji. W 2022 r. URE było uczestnikiem badania dotyczącego niezależności regulatora realizowanym dla KE.

Współpraca w ramach CEER i ERRA

CEER stanowi platformę współpracy dla regulatorów z państw UE i spoza niej. W roku sprawozdawczym przedstawiciele Urzędu zaangażowani byli w prace Rady CEER na wszystkich jej szczeblach. Odbływały się cykliczne spotkania Zgromadzenia Ogólnego, uczestniczono w pracach grup

roboczych i działających pod nimi zespołów zadaniowych. Rada CEER ściśle współpracuje z ACER.

Krajowe organy regulacyjne zrzeszone w ACER i CEER wypracowują szereg rekomendacji i zaleceń dla ACER i KE w zakresie różnych aspektów regulacyjnych. W roku sprawozdawczym przykładowe rekomendacje, w reakcji na propozycje KE, dotyczyły m.in. dostępu do instalacji magazynowych gazu, pakietu dekarbonizacji rynków wodoru i gazu, czy strategii UE na rzecz wykorzystania potencjału morskiej energii ze źródeł odnawialnych.

W ramach prowadzonej współpracy z organami regulacyjnymi, CEER realizuje różne procesy badawcze i publikuje liczne raporty, co wymaga zaangażowania Urzędu m.in. poprzez bieżące dokonywanie wnikliwych analiz krajowego rynku energii oraz aktualizacji danych przedstawianych w raportach/badaniach CEER. W związku z wciąż rosnącymi cenami energii, CEER w 2022 r. na bieżąco gromadził informacje na temat sytuacji na krajowych rynkach energii, w szczególności na rynkach gazu.

W przypadkach bieżących zapytań organów regulacyjnych zrzeszonych w CEER, Urząd prowadzi nieustannie wymianę *know how* i dobrych praktyk. W tym celu URE pozyskuje niezbędne informacje i dokonuje uaktualnień swoich danych.

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.

Współpraca URE ze stowarzyszeniem ERRA jest doceniana i realizowana od wielu lat z dużym powodzeniem. Pracownicy URE, uczestniczący w pracach komitetów i grup roboczych ERRA, przyczyniają się nieustannie do budowania pozytywnego wizerunku Urzędu na arenie międzynarodowej. Prezes URE angażuje się w prace ERRA poprzez udział w cyklicznych spotkaniach Zgromadzenia Ogólnego ERRA i komitetów ERRA.

W ramach prowadzonej współpracy z ERRA, w ciągu roku dostarczano wkłady do raportów i cyklicznego biuletynu ERRA. Współpraca ze Stowarzyszeniem rozwinęła się także poprzez udział pracowników URE w pracach projektu dotyczącego struktury taryfowej OSP i OSD. We wcześniejszych latach, Urząd także angażował się w przygotowanie raportu nt. metod wyznaczania przychodów OSP i OSD w państwach członkowskich.

W 2022 r. przedstawiciele Urzędu udali się z wizytą do Istanbulu na spotkanie regulatorów ERRA, które poświęcone było kryzysowi energetycznemu. Na spotkaniu zaprezentowano środki wdrożone w Polsce w zakresie reakcji na kryzys energetyczny. Z inicjatywy Stowarzyszenia ERRA, Rady Europejskich Regulatorów CEER, gruzińskiego organu regulacyjnego GNERC w partnerstwie z Komisją Europejską, Międzynarodową Agencją Energii (MAE) i Wspólnotą Energetyczną, zorganizowana została także cykliczna konferencja energetyczno-inwestycyjna w Tbilisi pn. *Inwestycje*

w energię odnawialną. Pracownicy Urzędu, biorący udział w konferencji, mogli wzbogacić *know how* w zakresie OZE i doświadczyć gościnności ze strony gruzińskiego organu regulacyjnego.

W reakcji na trwającą agresję Rosji na Ukrainę, szefowie organów regulacyjnych państw bałtyckich i Polski, zrzeszeni w ERRA, wydali wspólne oświadczenie o konieczności potępienia działań Rosji przeciwko demokratycznemu państwu, jakim jest Ukraina. Wezwano do zawieszenia członkostwa rosyjskiego organu regulacji energetyki i jego indywidualnych ekspertów w jakiegokolwiek formie we wszystkich nadchodzących działaniach i wydarzeniach organizowanych przez ERRA. Jednocześnie, zaoferowano pełne wsparcie przy udzielaniu wszelkiej pomocy dla ukraińskiego organu regulacyjnego NEURC.

Współpraca dwu- i wielostronna

Solidarność i zacieśnienie współpracy z Ukrainą

Po inwazji Rosji na Ukrainę, Urząd na bieżąco reagował na potrzeby strony ukraińskiej oraz udzielał wsparcia naszym wschodnim sąsiadom.

Doświadczenia URE nt. projektów zdolności przyrostowych (projekty incremental) cieszyły się szczególnym zainteresowaniem ukraińskiego organu regulacyjnego NEURC. Spotkania z NEURC stanowią przede wszystkim okazję do wymiany *know how* i sprawdzonych rozwiązań.

W 2022 r. odbyło się także spotkanie z przedstawicielami Urzędu Antymonopolowego AMCU,

podczas których omówiono kwestie polskiego rynku energetycznego (REMIT, formy handlu energią) oraz rynku paliwowego.

Urząd, wspólnie z TGE S.A. i PSE S.A., zorganizował warsztaty online dla państwowej spółki JSC Market Operator, podczas których omówiono funkcjonowanie i perspektywy rozwoju rynków energii elektrycznej w Polsce oraz możliwości połączenia ukraińskiego rynku DAM i IDM z jednolitym, unijnym rynkiem energii elektrycznej.

Należy podkreślić, że doświadczenie i dobre praktyki Urzędu są inspiracją dla naszych wschodnich sąsiadów.

Inne spotkania dwu- i wielostronne

W roku sprawozdawczym organizacja National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC), amerykańska Agencja USAID i węgierski Energy and Public Utility Regulatory Authority (HEA) w partnerstwie z Central Asia Energy Regulatory Partnership zorganizowały merytoryczny wyjazd studyjny do Budapesztu (Węgry), w którym udział wzięli przedstawiciele Urzędu. Głównym celem wizyty była prezentacja polskiego rynku ciepłownictwa „25 lat rynku ciepła w Polsce z perspektywy regulatora – rozwój i aktualne wyzwania”, a także przedstawienie beneficjentom projektu polskich rozwiązań regulacyjnych w obszarze polskiego rynku ciepłownictwa.

Spotkanie było też okazją do dyskusji w zakresie wyzwań stojących przed ciepłownictwem

(m.in. kwestie starzejącej się infrastruktury, nieefektywnego systemu ciepłownictwa).

Urząd gościł także delegację zagraniczną z Łotwy. Wizyta przedstawicieli łotewskiego koncernu energetycznego Latvenergo dotyczyła ogólnego przeglądu krajowej polityki energetycznej i planów rozwoju, a także dostępnych instrumentów wsparcia państwa, programów finansowych (np. dla energii wiatrowej/słonecznej).

W 2022 r. szczególnym zainteresowaniem cieszyły się doświadczenia i rozwiązania URE w zakresie funkcjonowania rynku dnia następnego. Ten obszar tematyczny stanowił okazję do wymiany *know how* z greckim organem regulacyjnym RAE i przedstawienia sprawdzonych rozwiązań regulacyjnych.



Część XII. URE w liczbach

Prowadzone były łącznie 7 522 sprawy dotyczące koncesji i promes koncesji, z których zakończonych zostało 5 765 spraw (76,6%).

Zatwierdzone przez Prezesa URE w taryfach przychody roczne dla przedsiębiorstw energetycznych wyniosły łącznie 159 mld zł.

Wydano 1 725 zaświadczeń dotyczących Rejestru MIOZE (wpis, zmiana, wykreślenie).

Przeprowadzono 19 121 monitoringów działalności przedsiębiorstw energetycznych (w tym 4 330 dot. przestrzegania warunków prowadzenia działalności koncesjonowanej).

Tabela 97. Działalność w zakresie koncesjonowania

Sprawy koncesyjne rozpatrywane w 2022 r.				Decyzje w sprawach koncesyjnych									Postanowienia		Zawiadomienia o pozostawieniu wniosku bez rozpoznania
prowadzone	zakończone	ogółem	z tego:									zwrot podania	odmowa wszczęcia		
			udzielenie	zmiana	cofnięcie	uchylenie	wygaśnięcie	odmowa udzielenia	odmowa zmiany lub cofnięcia	umorzenie					
KONCESJE															
energia elektr.	wytwarzanie	1 347	1 161	1 145	108	147	6	1	861	0	0	22	1	12	3
	przesyłanie/dystrybucja	126	59	59	8	48	1	0	0	0	0	2	0	0	0
	obrót	184	100	99	23	59	5	0	2	3	1	6	0	0	1
paliwa gazowe	magazynowanie	2	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	przesyłanie/dystrybucja	17	12	12	1	8	3	0	0	0	0	0	0	0	0
	magazynowanie	5	3	3	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	obrót	102	64	55	8	29	8	0	1	0	0	9	0	5	4
	obrót gazem ziemnym z zagranicą	67	40	36	7	4	3	0	19	0	0	3	0	2	2
	skraplanie/regazyfikacja skroplonego gazu ziemnego	14	12	12	0	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ciepło	wytwarzanie	345	208	206	9	189	2	0	1	0	0	5	1	0	1
	przesyłanie/dystrybucja	132	83	83	4	72	3	0	1	0	0	3	0	0	0
	obrót	35	24	24	4	14	3	0	0	0	0	3	0	0	0
paliwa ciekłe	wytwarzanie	32	30	30	1	24	2	0	0	0	0	3	0	0	0
	magazynowanie/przeladunek	44	39	39	1	32	4	0	0	0	0	2	0	0	0
	przesyłanie	2	2	2	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	obrót	4 659	3 639	3 609	212	2835	255	2	50	31	11	213	12	6	12
	obrót z zagranicą	66	52	52	6	29	3	0	1	0	0	13	0	0	0
Razem	7 179	5 529	5 467	393	3 507	298	3	936	34	12	284	14	25	23	

Sprawy koncesyjne rozpatrywane w 2022 r.				Decyzje w sprawach koncesyjnych								Postanowienia		Zawiadomienia o pozostawieniu wniosku bez rozpoznania	
prowadzone	zakończone	ogółem	z tego:								zwrot podania	odmowa wszczęcia			
			udzielenie	zmiana	cofnięcie	uchylenie	wygaśnięcie	odmowa udzielenia	odmowa zmiany lub cofnięcia	umorzenie					
PROMESY															
energia elektr.	wytwarzanie	297	208	203	135	35	0	0	21	1	0	11	0	2	3
	przesyłanie/dystrybucja	14	10	10	8	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0
	obrót	3	3	3	2	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
	magazynowanie	2	2	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
paliwa gazowe	przesyłanie/dystrybucja	2	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	obrót	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	skraplanie/regazyfikacja skroplonego gazu ziemnego	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ciepło	wytwarzanie	12	6	6	3	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	przesyłanie/dystrybucja	3	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	obrót	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
paliwa ciekłe	obrót	5	4	4	1	2	0	0	0	1	0	0	0	0	0
RAZEM		343	236	231	154	41	0	0	21	3	0	12	0	2	3

Tabela 98. Działalność w zakresie taryfowania przedsiębiorstw

	Liczba przedsiębiorstw zobowiązanych w 2022 r. do przedkładania taryfy do zatwierdzenia ¹	Liczba spraw taryfowych w 2022 r.			Decyzje					Postanowienia			Zawiadomienia o pozostawieniu wniosku bez rozpoznania
		prowadzonych	zakończonych	zatwierdzenie taryfy	zmiana taryfy	zwolnienie z obowiązku zatwierdzenia taryfy	odmowa zatwierdzenia ² taryfy	umorzenie ²	zwrot wniosku	odmowa wszczęcia postępowania	sprostowanie		
energia elektr.	207	365	265	134	113	3	3	9	1	1	0	1	
paliwa gazowe	86	141	128	80	37	0	0	10	0	0	1	0	
ciepło	398	1 054	928	332	563	0	5	21	0	0	7	0	
RAZEM	691	1 560	1 321	546	713	3	8	40	1	1	8	1	

¹ Przedsiębiorstwa, które posiadały koncesję przez część lub cały 2022 r. (także te, które utraciły/otrzymały koncesję w 2002 r.).

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.	113	86	23	3	1 – decyzja dot. zmian redakcyjnych w tekście taryfy
paliwa gazowe	38	35	3	0	
ciepło	570	549	11	10	
RAZEM	721	670	37	13	

Tabela 99. 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 elektr.	478 835,59	474 905,65	3 929,94	9,99	7,78
ciepło	17 914 098,93	17 300 190,66	613 908,27	37,91	33,23
RAZEM	18 392 934,52	17 775 096,31	617 838,21		
Centrala URE					
energia elektr. - dystrybucja	40 485 473,00	39 833 988,00	651 485,00	49,2	45,5
energia elektr. - obrót	25 440 632,00	22 841 305,00	2 599 327,00	191,1	161,1
ciepło	22 947 232,70	22 885 588,06	61 644,64	21,6	21,3
Razem	88 873 337,70	85 560 881,06	3 312 456,64		

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	4 745 207	4 112 577	1	1	1	1
dystrybucja paliw gazowych	7 249 311	7 031 127	141 440 528	148 330 827	51,25	47,40
obróć paliwami gazowymi na rzecz odbiorców, o których mowa w art. 62b ust. 1 pkt 2 uPE	56 040 948	44 653 938	68 396 062	70 703 575	819,36	631,57
RAZEM	68 035 466	55 797 642				

¹ Ze względu na specyfikę ustalania stawek opłat tych rodzajów działalności – nie przedstawiono średniej stawki.

Tabela 100. Działalność na rynku MIOZE w zakresie rejestru wytwórców (Rejestr MIOZE)

	Liczba spraw dot. Rejestru MIOZE w 2022 r.		Zaświadczenia			Decyzje				Postanowienia		Zawiadomienia o pozostawieniu wniosku bez rozpoznania
	prowadzonych	zakończonych	wpis	zmiana	wykreślenie	odmowa wpisu	odmowa zmiany	zakaz wykonywania działalności	umorzenie	zwrot podania	odmowa wszczęcia	
na wniosek	1 143	1 019	532	407	52	0	0	0	9	8	11	8
z urzędu	734	734	691	43	0	0	0	0	0	0	0	0
RAZEM	1 877	1 753	1 223	450	52	0	0	0	9	8	11	8

Tabela 101. Działalność na rynku MIOZE w zakresie sprawozdawczości wytwórców

Rodzaj sprawozdania / informacji	Liczba podmiotów zobowiązanych do złożenia sprawozdania/informacji w 2022 r.	Liczba złożonych sprawozdań/informacji	Postępowania w 2022 r. w sprawie kar pieniężnych za niespełnienia obowiązków sprawozdawczych					
			prowadzone	zakończone	umorzone	odstąpienia od nałożenia kary	nałożone kary	
							liczba	łącznie wysokość [zł]
z art. 9 ust. 1 pkt 7 uOZE	2 423	4 387	426	257	38	60	159	173 000
z art. 9 ust. 1 pkt 8 uOZE	706	273						

Tabela 102. Działalność na rynku paliw ciekłych w zakresie Rejestru podmiotów przywożących

	Liczba spraw w 2022 r. dot. Rejestru podmiotów przywożących		Decyzje					Postanowienia		Zawiadomienia o pozostawieniu wniosku bez rozpoznania	
	prowadzonych	zakończonych	wpis	zmiana	odmowa wpisu	odmowa zmiany	wykreślenie	umorzenie postępowania	zwrot podania		odmowa wszczęcia
na wniosek	218	202	72	83	2	0	22	9	0	1	13
z urzędu	151	144	0	40	0	0	88	15	0	0	0
RAZEM	369	346	72	123	2	0	110	24	0	1	13

Tabela 103. Działalność w zakresie udzielania pomocy sektorom energochłonnym

	Liczba spraw w 2022 r.			Decyzje			Zawiadomienia o pozostawieniu wniosku bez rozpatrzenia
	prowadzonych	zakończonych	odmowa przyznania	przyznanie	zwrot		
na wniosek	97	97	3	92	0	2	
z urzędu	1	1	-	-	1	-	
RAZEM	98	98	3	92	1	2	

Tabela 104. Rozstrzygnięcie spraw spornych na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne

Liczba wniosków o rozstrzygnięcie sprawy spornej rozpoznawanych w 2022 r.	Liczba wniosków o rozstrzygnięcie sprawy spornej rozpoznanych w 2022 r.														Określenie warunków podjęcia bądź kontynuowania dostaw			
	OGÓLEM	przedmiot sporu							rozstrzygnięcie (sposób zakończenia)									
		odmowa zawarcia umowy:				nieuzasadnione ograniczenie pracy lub odłączenie od sieci mikroinstalacji	decyzje			zwrot wniosku	liczba rozpoznawanych wniosków	liczba wydanych postanowień określających warunki	liczba wydanych postanowień o odmowie określenia warunków					
		sprzedaży	przyłączenia do sieci (w tym zwiększenia mocy)	świadczenia usług przesyłania lub dystrybucji	kompleksowej		wstrzymanie dostaw	odmowy przyłączenia mikroinstalacji ¹	rozstrzygające					umorzenie postępowania	odmowa wszczęcia postępowania	pozostawienie bez rozpoznania		
energia elektr.	556	122	6	76	3	5	30	1	1	0	43	44	15	18	4	15	3	3
paliwa gazowe	497	233	2	213	10	0	8	0	0	0	84	78	4	64	3	2	0	0
ciepło	20	5	2	3	0	0	0	0	0	0	0	4	1	0	0	0	0	0
RAZEM	1 073	360	10	292	13	5	38	1	1	0	127	126	20	82	7	17	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 105. Rozpoznawanie skarg i poradnictwo

	Liczba skarg i porady ¹					
	rozpatrywane/udzielane w 2022 r.	ogółem	rozpatrzone w 2022 r.			
			z tego dotyczące:			
			energii elektrycznej ²	paliw gazowych	ciepła	paliw ciekłych
skargi	4 878	4 324	2 962	1 175	184	3
informacje i poradnictwo	3 935	3 520	2 514	597	357	52
RAZEM	8 813	7 844	5 476	1 772	541	55

¹ Wszystkie, niezależnie od formy ich złożenia (pismo, e-mail, telefon, osobiście).

² Wraz z OZE i kogeneracją.

Tabela 106. Monitorowanie działalności przedsiębiorstw energetycznych

Liczba ogółem	Prowadzone ¹ w 2022 r. monitoringi ² w zakresie:					
	przestrzegania warunków prowadzenia działalności koncesjonowanej	stosowania taryf	sposobu prowadzenia ewidencji księgowej i udostępniania sprawozdań finansowych	dotrzymania parametrów jakościowych paliw gazowych i energii elektrycznej	dotrzymania standardów obsługi odbiorców	realizacji obowiązku świadczenia usług dystrybucji paliw gazowych, energii elektrycznej oraz przesyłania i dystrybucji ciepła ³
	4 330	1 192	809	521	902	291
19 121	kwalifikacji osób zatrudnionych przy eksploatacji sieci i urządzeń	funkcjonowania systemu gazowego, elektroenergetycznego⁴	terminów wydawania warunków przyłączenia do sieci⁵ i realizacji zgłoszeń mikroinstalacji	weryfikacja instrukcji ruchu i eksploatacji sieci operatorów	infrastruktury OPC⁶	inne⁷
	3 213	312	497	22	2 764	4 268

¹ Liczba spraw zakończonych w 2022 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 107. Kontrola działalności przedsiębiorstw energetycznych

Liczba przedsiębiorstw skontrolowanych w 2022 r. w zakresie:			
wypełnienia obowiązków informacyjnych ¹	792	działalności podmiotów, którym odmówiono udzielenia bądź zmiany koncesji	12
rozpoczęcia prowadzenia działalności gospodarczej objętej koncesją	58	wyjazdowe ²	7
figurowania przedsiębiorstwa w rejestrze VAT	760	wyjazdowa w ramach postępowania wyjaśniającego	1
spełnienia warunków sprzedaży paliw wyłącznie podmiotom posiadającym koncesję	58	weryfikacji treści sprawozdań zerowych z art. 43d ustawy - Prawo energetyczne z danymi zawartymi w systemie SENT	40
spełnienia warunku świadczenia usług logistycznych podmiotom posiadającym koncesję	10	weryfikacji sprawozdań z art. 43d ustawy - Prawo energetyczne składanych przez podmioty deklarujące przywóz paliw z danymi zawartymi w systemie SENT	26
zgodności sprawozdań z art. 43e ustawy – Prawo energetyczne z treścią koncesji	358	konfrontacji treści składanych sprawozdań z art. 4ba, art. 43d i art. 43e ustawy - Prawo energetyczne	36
legalizacji układów pomiarowych na środkach transportu	58	inne	6
faktycznego zakończenia działalności	23	RAZEM	2 245

¹ Nie dotyczy sprawozdań z art. 43e ustawy – Prawo energetyczne.

² Dotyczy wyłącznie kontroli wyjazdowych.

Tabela 108. Pozostała działalność

Sprawy nie wymienione w poprzednich tabelach	Kategoria spraw	ogółem	Liczba spraw prowadzonych w 2022 r.			
			z tego dotyczących:			
			energii elektrycznej	paliw gazowych	ciepła	paliw ciekłych
sprawozdania dla podmiotów zewnętrznych ¹		16	10	5	0	0
skargi, wnioski i petycje załatwione bezpośrednio ²		25	10	8	6	0
skargi, wnioski i petycje przekazane do załatwienia innym organom lub zwrócone ³		6	2	2	1	0
dostęp do informacji publicznej oraz ponowne wykorzystywanie informacji sektora publicznego ⁴		115	65	4	17	3
interpelacje i pytania ⁵		31	12	5	9	1
akty powołania, odwołania i zmieniające skład komisji kwalifikacyjnych		426	426	0	0	0
informacje dotyczące działalności komisji kwalifikacyjnych		83	83	0	0	0
współpraca z innymi podmiotami		272	100	74	13	85
sprawozdania URE-C1		376	75	0	301	0
zapytania i wyjaśnienia w sprawie koncesji		784	342	16	92	334
informacje dot. kalkulacji i redakcji taryf		5	4	0	1	0
opinie dotyczące taryf i cen w zakresie energii elektrycznej, ciepła, gazu ziemnego wysokometanowego		326	158	69	99	0
projekty zewnętrznych aktów prawnych		78	64	0	14	0
informacje dla przedsiębiorców dotyczące energii odnawialnej i kogeneracji		11	11	0	0	0
regulacje UE ws. warunków dostępu do sieci elektroenergetycznych		9	9	0	0	0
wystąpienia, wnioski o wyjaśnienia, zapytania, informacje dot. kodeksów sieci		5	5	0	0	0
decyzje, wystąpienia, wnioski o wyjaśnienia, zapytania, informacje dot. elektromobilności		21	21	0	0	0
uzgadnianie projektów planów rozwoju		51	42	9	0	0
sprawozdania z wykonania planów rozwoju		90	69	21	0	0
zapytania i wyjaśnienia, informacje dotyczące planów rozwoju		25	16	9	0	0
wydawanie świadectw efektywności i ich umarzenie ⁶		2 088	0	0	0	0
wydawanie świadectw pochodzenia, gwarancji pochodzenia i ich umarzenie		28 660	28 660	0	0	0
wnioski o wyjaśnienia, zapytania, informacje dot. efektywności energetycznej		725	725	0	0	0
realizacja ustawy o rynku mocy		1 179	1 179	0	0	0
RAZEM		35 407	32 088	222	553	423
postanowienia (dot.: sprostowania oczywistych omyłek pisarskich, przywrócenia/odmowy przywrócenia terminu, uzupełnienia/odmowy uzupełnienia decyzji, o zabezpieczeniu majątkowym, inne ⁷)		1 956	1 819	52	27	58

¹ W tym jedno sprawozdanie dotyczące całego rynku energii.

² W tym jedna sprawa dotycząca kilku rynków energii.

³ W tym jedna sprawa dotycząca kilku rynków energii.

⁴ W tym 26 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).

⁵ W tym cztery sprawy dotyczące kilku rynków energii.

⁶ Sprawy dotyczyły kilku rynków energii.

⁷ 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.



Na kim ciąży obowiązek instalowania liczników i podzielników kosztów ogrzewania umożliwiających zdalny odczyt

Robert Kościelewski

Zgodnie z art. 9a i 9b dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2002 z dnia 11 grudnia 2018 r. zmieniającej dyrektywę 2012/27/UE (dalej: „dyrektywa”) w sprawie efektywności energetycznej, której jednym z podstawowych celów jest ograniczenie zapotrzebowania na energię w krajach UE poprzez poprawę efektywności energetycznej w całym łańcuchu energetycznym, w tym podczas wytwarzania, przesyłania, dystrybucji i końcowego zużycia energii, państwa członkowskie zapewniają, by końcowi odbiorcy systemu ciepłowniczego, systemu chłodniczego i ciepłej wody użytkowej mieli możliwość nabycia liczników po konkurencyjnych cenach.

Liczniki te dokładnie oddają rzeczywiste zużycie energii przez odbiorcę końcowego. W przypadku gdy energia cieplna, chłodnicza lub ciepła woda użytkowa są dostarczane do budynku z centralnego źródła obsługującego większą liczbę budynków lub z systemu ciepłowniczego lub chłodniczego, licznik musi być zamontowany na wymienniku ciepła lub na granicy dostawy. Co więcej, jeżeli jest to technicznie wykonalne i efektywne kosztowo,

ozn. proporcjonalne do potencjalnych oszczędności energii, w zabudowie wielolokalowej instaluje się indywidualne liczniki (podliczniki) do pomiaru zużycia energii cieplnej lub chłodniczej lub ciepłej wody użytkowej dla każdego modułu budynku/lokalu/grzejnika w przypadku podzielników.

Natomiast w myśl art. 9c dyrektywy – po 25 października 2020 r. – zamontowane liczniki i podzielniki kosztów ogrzewania muszą być urządzeniami umożliwiającymi zdalny odczyt. Przy czym liczniki i podzielniki kosztów ciepła, które nie posiadają funkcji zdalnego odczytu, ale zostały już zamontowane (tryb dokonany), zostają wyposażone w taką funkcję lub zostają zastąpione urządzeniami posiadającymi taką funkcję do 1 stycznia 2027 r., chyba że dane państwo członkowskie wykaże, że nie jest to opłacalne. Przepisy dotyczące rozliczeń i informacji o rozliczeniach lub zużyciu powinny mieć zastosowanie do odbiorców energii do celów ogrzewania, chłodzenia lub ciepłej wody użytkowej z centralnego źródła, nawet gdy nie mają oni bezpośredniego, indywidualnego stosunku umownego z dostawcą energii.

Aby doprecyzować ten aspekt prawodawstwa, wprowadzono termin „opomiarowanie podlicznikami”, który odnosi się do pomiaru zużycia w indywidualnych modułach w budynkach wielomiesz-

kaniowych lub wielofunkcyjnych, w przypadku gdy takie moduły są zaopatrywane z centralnego źródła, a osoby zajmujące lokal nie mają bezpośredniej lub indywidualnej umowy z dostawcą energii. Wymagania zawarte w dyrektywie zostały implementowane do prawa polskiego w formie ustawy z dnia 20 kwietnia 2021 r. o zmianie ustawy o efektywności energetycznej oraz niektórych innych ustaw¹⁾. W aktualnym brzmieniu art. 52 ustawy o efektywności energetycznej²⁾ wskazano obowiązek wyposażenia lokali w ciepłomierze lub wodomierze ciepłej wody użytkowej, zaś do wykonania tego obowiązku zobowiązano właścicieli lub zarządców lokali, o ile będzie to technicznie wykonalne i opłacalne.

Jak można przeczytać w uzasadnieniu ww. zmiany ustawy, prezentowanego przez wnioskodawcę w toku prac legislacyjnych (Numer UC-41), zmiana nakłada na właścicieli lub zarządców budynku wielolokalowego obowiązek wyposażenia ciepłomierzy i wodomierzy w lokalach w funkcję umożliwiającą zdalny odczyt do 1 stycznia 2027 r. oraz nakłada na dostawców gazu i ciepła obowiązek informowania odbiorcy o ilości gazu i ciepła zużytego przez niego w poprzednim roku, analogicznie do obowiązków dostawców energii elektrycznej. Podawanie odbiorcy miejsca, w którym wskazane zostanie odniesienie do zużycia energii do grup taryfowych, a nie grup przyłączeniowych, umożliwia korelację tej infor-



¹⁾ Dz. U. z 2021 r. poz. 861.

²⁾ Dz. U. z 2021 r. poz. 2166 ze zm.

macji z przekazywaną mu informacją odnośnie ilości zużytej przez niego energii elektrycznej, paliw gazowych lub ciepła za poprzednie okresy w celu umożliwienia temu odbiorcy przeprowadzenia stosownego porównania. Adresatem wspomnianego obowiązku instalowania podzielników – ze względu na miejsce montażu urządzenia – są właściciele oraz zarządcy nieruchomości wielolokalowych, co oznacza, że koszt realizacji takiej instalacji nie może być uwzględniony przez przedsiębiorstwa energetyczne w taryfach³⁾.

Należy podkreślić, że instalacja ta nie nastąpi w ciągu jednego roku, ponieważ termin na realizację to 1 stycznia 2027 r., należy więc założyć ok. 5-letni okres amortyzacji ww. urządzeń, przez co przewiduje się, że montaż podzielnika ciepła doprowadzi do wzrostu rocznych nakładów na ciepło statystycznego gospodarstwa domowego na poziomie od 0,5 zł do 6,3 zł/m-c. Wprowadzony zmianą ustawy obowiązek instalowania urządzeń umożliwiających zdalny odczyt odbioru ciepła i ciepłej wody w budynkach wielorodzinnych może być więc rozwiązany i zarazem rozliczony przy zastosowaniu różnych metod i regulaminów, których ustawodawca celowo nie narzucił. Odbiorcy indywidualni posiadają własne układy pomiarowe i dlatego problem jest historyczny – dotyczy starych bloków, gdzie nie ma możliwości instalowania indywidualnych urządzeń pomiarowych w pionach ciepłowni-

czych – a także pałacy ze względu na, jak można przeczytać w uzasadnieniu, uargumentowaną opinię Komisji Europejskiej skierowaną do Rzeczypospolitej Polskiej na podstawie art. 258 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej w związku z nieprawidłową transpozycją i nieprawidłowym stosowaniem dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej⁴⁾ z dnia 7 lipca 2020 r. (sygn. akt 2018/2345 C(2020) 1369).

W przypadku domów jednorodzinnych zasady rozliczania odbioru ciepła i ciepłej wody reguluje umowa zawarta z przedsiębiorstwem energetycznym, która przewiduje określone zasady dokonywania odczytów, stąd wspomniana regulacja nie obejmuje tych podmiotów. W art. 45a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne⁵⁾, w konsekwencji wprowadzenia ustawy zmieniającej, doprecyzowano sposób wyliczania opłat za dostarczane paliwa gazowe, energię elektryczną lub ciepło w odniesieniu do ciepłomierzy lub podzielników kosztów ogrzewania posiadających funkcję zdalnego odczytu, umożliwiające indywidualne rozliczanie kosztów ogrzewania poszczególnych mieszkańców lub lokali użytkowych w budynku, o ile jest to technicznie wykonalne i opłacalne.

Należy również pamiętać, że zgodnie z treścią art. 56 ust. 1 pkt 6a ustawy – Prawo energetyczne karze pieniężnej podlega ten, kto będąc właścicielem lub zarządcą budynku wielolokalowego, o którym mowa w art. 45a ust. 6 tej ustawy, narusza obo-

wiązek 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 i art. 45c tej ustawy, lub też pobiera opłaty za wypełnienie tych obowiązków informacyjnych.

Karę pieniężną w takiej sytuacji wymierza Prezes URE w drodze decyzji administracyjnej, zaś jej wysokość nie może być niższa niż 10 000 zł i wyższa niż 15 proc. przychodu ukaranego przedsiębiorcy, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym, a jeżeli kara pieniężna związana jest z działalnością prowadzoną na podstawie koncesji, wysokość kary nie może być niższa niż 10 000 zł i nie może być wyższa niż 15 proc. przychodu ukaranego przedsiębiorcy, wynikającego z działalności koncesjonowanej, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym (art. 56 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne).



Robert Kościelowski

Radca
w Departamencie Rynków Energii
Elektrycznej i Ciepła URE

³⁾ Odbiorcą ciepła dla przedsiębiorstwa energetycznego nie jest odbiorca indywidualny w lokalu, lecz wspólnota lub spółdzielnia, stąd przesunięcie obowiązku na kolejne ogniwo w łańcuchu dostawy.

⁴⁾ Dz. U. L 315 z 14.11.2012, s. 1.

⁵⁾ Dz. U. z 2022 r. poz. 1385 ze zm.