

# Raport Krajowy

Prezesa

Urzędu Regulacji Energetyki

2020

Lipiec 2020



# Spis treści

<b>Wykaz skrótów używanych w tekście raportu .....</b>	<b>5</b>
<b>1. Słowo wstępne .....</b>	<b>7</b>
<b>2. Opis sytuacji na rynku energii elektrycznej i gazu .....</b>	<b>9</b>
<b>3. Rynek energii elektrycznej .....</b>	<b>14</b>
3.1. Regulacja przedsiębiorstw sieciowych i funkcjonowanie techniczne systemu .....	14
3.1.1. Unbundling .....	14
3.1.2. Rozbudowa i optymalizacja pracy sieci .....	15
3.1.3. Taryfy przedsiębiorstw sieciowych .....	18
3.1.4. Bezpieczeństwo i niezawodność sieci .....	19
3.1.5. Monitorowanie bilansu podaży i popytu .....	25
3.1.6. Kwestie transgraniczne .....	30
3.1.7. Wdrażanie wytycznych i kodeksów sieci.....	36
3.2. Konkurencja i funkcjonowanie rynku .....	45
3.2.1. Rynek hurtowy .....	45
3.2.1.1. Monitorowanie cen, transparentność rynku oraz poziom otwartości na konkurencję .....	49
3.2.2. Rynek detaliczny .....	54
3.2.2.1. Monitorowanie cen, transparentność rynku oraz poziom otwartości na konkurencję .....	55
3.2.2.2. Ochrona konsumenta i rozstrzyganie sporów .....	59
3.2.3. Postępowania antymonopolowe w sprawach praktyk ograniczających konkurencję oraz inne działania podejmowane w stosunku do przedsiębiorstw z sektora energetycznego prowadzone przez Prezesa UOKiK .....	61
<b>4. Rynek gazu ziemnego .....</b>	<b>64</b>
4.1. Regulacja przedsiębiorstw sieciowych .....	64
4.1.1. Taryfy za przyłączenie i dostęp do sieci gazowych oraz za usługi świadczone w instalacji LNG .....	64
4.1.2. Bilansowanie systemu .....	70
4.1.3. Kwestie transgraniczne .....	71
4.1.4. Wdrażanie wytycznych i kodeksów sieci .....	78
4.2. Konkurencja i funkcjonowanie rynku .....	82
4.2.1. Rynek hurtowy .....	82
4.2.1.1. Monitorowanie cen, transparentność rynku oraz poziom otwartości na konkurencję .....	83
4.2.2. Rynek detaliczny .....	86
4.2.2.1. Monitorowanie cen, transparentność rynku oraz poziom otwartości na konkurencję .....	88
4.2.2.2. Ochrona konsumenta i rozstrzyganie sporów .....	92
4.3. Bezpieczeństwo dostaw .....	92



## Wykaz skrótów używanych w tekście raportu

ACER	<i>Agency for the Cooperation of Energy Regulators</i> – Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki
dyrektywa 2009/73/WE	Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z 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.)
ENTSO-E	<i>The European Network of Transmission System Operators for electricity</i> – Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych energii elektrycznej
ENTSO-G	<i>The European Network of Transmission System Operators for gas</i> – Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych gazu
GK PGNiG	Grupa Kapitałowa Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa
IRiESD	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej
IRIESP	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
OGP Gaz-System S.A.	Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A.
OSD	Operator Systemu Dystrybucyjnego
OSM	Operator Systemu Magazynowania
OSP	Operator Systemu Przesyłowego
OZE	Odnawialne Źródła Energii
PGNiG S.A.	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Prezes URE	Prezes Urzędu Regulacji Energetyki
Prezes UOKiK	Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów
PSE S.A.	Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
PSG Sp. z o.o.	Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.
rozporządzenie 714/2009	rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z 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.) – <i>utraciło moc 31 grudnia 2019 r.</i>
rozporządzenie 715/2009	rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z 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 24 lipca 2015 r. ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Dz. Urz. UE L 197/24 z późn. zm.)
rozporządzenie 2016/631	rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz. U. UE L 112/1 z późn. zm.)

rozporządzenie 2016/1388	rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1388 z 17 sierpnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru (Dz. U. UE L 223/10)
rozporządzenie 2016/1447	rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1447 z 26 sierpnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci określający wymogi dotyczące przyłączenia do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego (Dz. U. UE L 241/1)
rozporządzenie 2016/1719	rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1719 z 26 września 2016 r. ustanawiające wytyczne dotyczące długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych (Dz. U. UE L 259/42)
rozporządzenie 2017/1485	rozporządzenie Komisji (UE) 2017/1485 z 2 sierpnia 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (Dz. U. UE L 220/1)
rozporządzenie 2017/2195	rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2195 z 23 listopada 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. U. UE L 312/6)
rozporządzenie 2017/2196	rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2196 z 24 listopada 2017 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych (Dz. U. UE L 312/54 z późn. zm.)
rozporządzenie 2019/943	rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. U. UE L 158/54)
rozporządzenie REMIT	rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (Dz. U. UE L 326/1)
rozporządzenie BAL NC	rozporządzenie Komisji (UE) nr 312/2014 z 26 marca 2014 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący bilansowania gazu w sieciach przesyłowych (Dz. U. UE L 91/15)
rozporządzenie CAM NC	rozporządzenie Komisji (UE) 2017/459 z 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 NC TAR	rozporządzenie Komisji (UE) 2017/460 z 16 marca 2017 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący zharmonizowanych struktur taryf przesyłowych dla gazu (Dz. U. UE L 72/29)
SGT EuRoPol GAZ S.A.	System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A.
TGE S.A.	Towarowa Giełda Energii S.A.
TPA	<i>Third Party Access</i> – Zasada Dostępu Strony Trzeciej do Sieci
UE	Unia Europejska
URE	Urząd Regulacji Energetyki
ustawa – Prawo energetyczne, ustawa	ustawa z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2020 r. poz. 833 z późn. zm.)
ustawa o rynku mocy	ustawa z 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2020 r. poz. 247)
ustawa o zapasach	ustawa z 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym (Dz. U. z 2020 r. poz. 411)
ustawa o cenach	ustawa z 28 grudnia 2018 r. o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2018 r. poz. 2538 z późn. zm.)

# 1. SŁOWO WSTĘPNE

Ubiegły rok to ważny okres na rynku energii elektrycznej. Na procesy zachodzące na krajowym rynku energii istotny wpływ miały wprowadzone w ostatnich latach zmiany w prawodawstwie krajowym, oraz nowe regulacje unijne.

W związku z występującymi w 2018 r. dynamicznymi wzrostami cen energii elektrycznej na rynku hurtowym, w celu stabilizacji obciążeń finansowych odbiorców końcowych energii elektrycznej w 2019 r., pod koniec 2018 r. uchwalona została tzw. ustawa cenowa. Nowe przepisy, które weszły w życie z początkiem 2019 r., zobowiązały sprzedawców energii elektrycznej do określenia w 2019 r. cen za energię elektryczną dla odbiorców końcowych w wysokości cen stosowanych 31 grudnia 2018 r. (w przypadku taryfy zatwierdzanej przez Prezesa URE) lub nie wyższych niż stosowane 30 czerwca 2018 r. (w przypadku cen nie podlegających zatwierdzeniu przez Prezesa URE). Przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną zostały zobowiązane do uwzględnienia ww. cen w rozliczeniach z odbiorcami końcowymi za okres od 1 stycznia 2019 r. oraz do zmiany umów sprzedaży lub umów kompleksowych w tym zakresie. Wprowadzone ustawą o cenach „zamrożenie” cen energii elektrycznej obowiązywało do końca 2019 r.

W lipcu 2019 r. weszły w życie cztery akty prawne<sup>1)</sup>, wchodzące w skład unijnego pakietu Czysta Energia dla Wszystkich Europejczyków, które mają niezwykle istotne znaczenie dla funkcjonowania wspólnego rynku energii. Rozporządzenia w sposób znaczący wpłynęły również na zakres kompetencji i rolę regulatorów w ramach tworzenia wspólnego rynku. Od połowy 2019 r. rozpoczęły się intensywne prace nad wdrożeniem poszczególnych przepisów rozporządzeń, w których Prezes URE brał aktywny udział zarówno na poziomie ACER, jak również wypełniając swoje kompetencje w odniesieniu do krajowego rynku.

Dokładny opis stanu polskiego rynku energii oraz działań Regulatora na rzecz rozwoju i prawidłowego funkcjonowania rynku oraz promowania konkurencji, został szczegółowo przedstawiony w niniejszym raporcie, przedkładanym Komisji Europejskiej i ACER.



---

<sup>1)</sup> Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/941 z 5 czerwca 2019 r. w sprawie gotowości na wypadek zagrożeń w sektorze energii elektrycznej i uchylające dyrektywę 2005/89/WE (Dz. U. UE L 158/1) – rozporządzenie 2019/941; Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/942 z 5 czerwca 2019 r. ustanawiające Agencję Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (Dz. U. UE L 158/22) – rozporządzenie 2019/942; Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. U. UE L 158/54) – rozporządzenie 2019/943; Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE (Dz. U. UE L 158/125) – dyrektywa 2019/944.





## 2. OPIS SYTUACJI NA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ I GAZU

### Zmiany prawne i regulacyjne

1 stycznia 2019 r. weszły w życie przepisy tzw. ustawy o cenach, które wprowadziły mechanizm ochrony odbiorców końcowych przed wzrostem cen energii elektrycznej. Ustawa o cenach zamroziła ceny energii elektrycznej i nałożyła na przedsiębiorców sprzedających energię elektryczną obowiązki dostosowania cen do poziomu z 2018 r., odpowiednich zmian umów z odbiorcami, czy ponownego wystawiania faktur.

Głównym celem ustawy o cenach było zagwarantowanie braku wzrostu cen energii elektrycznej w 2019 r. w porównaniu z cenami z 2018 r. Każdy przedsiębiorca zajmujący się sprzedażą energii elektrycznej w 2019 r., był zobowiązany do dostosowania umów oraz cen w rozliczeniach z klientami do wymogów ustawy o cenach. W stosunku do gospodarstw domowych (grupa G), przedsiębiorstwa obrotu stosujące taryfy powinny stosować ceny taryfowe obowiązujące 31 grudnia 2018 r., natomiast stosujące oferty rynkowe – ceny nie wyższe niż te z 30 czerwca 2018 r. Jednocześnie, firmy obrotu uzyskały prawo do wnioskowania o stosowne rekompensaty w związku ze sprzedażą energii elektrycznej po cenie ustawowej.

Ustawa o cenach przewiduje sankcje za jej nieprzestrzeganie, a Prezes URE jest organem właściwym do przeprowadzenia weryfikacji i nałożenia kar pieniężnych na przedsiębiorców, którzy nie zrealizowali zobowiązań ustawowych. W 2020 r. Prezes URE zapowiedział przeprowadzenie całościowego monitoringu rynku pod kątem wywiązywania się z obowiązków przez przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną nałożonych ustawą o cenach.

Dodać przy tym należy, że wprowadzone ustawą o cenach „zamrożenie” cen energii elektrycznej obowiązywało wyłącznie do końca 2019 r. i nie jest kontynuowane w 2020 r.

W 2019 r. uchwalona została ustawa o systemie rekompensat<sup>2)</sup>. Wprowadza ona nowy system wsparcia dla podmiotów wykonujących działalność gospodarczą w sektorach lub podsektorach energochłonnych – rekompensaty z tytułu przenoszenia kosztów zakupu uprawnień do emisji (w rozumieniu ustawy o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych) na ceny energii elektrycznej zużywanej do wytwarzania produktów przez te podmioty. Wysokość ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym uzależniona jest w dużym stopniu od obowiązku zakupu przez wytwórców energii uprawnień do emisji. Wysokie ceny energii mają negatywny wpływ na krajowy przemysł energochłonny, jak również na jego międzynarodową konkurencyjność. Tym ujemnym zjawiskom ma przeciwdziałać system rekompensat określony ustawą. Organem odpowiedzialnym za rozpoznawanie wniosków o rekompensaty, przyznawanie tych rekompensat, a także orzekanie o obowiązku ich zwrotu jest Prezes URE. Ustawa określa szczegółowo zasady obliczania wysokości rekompensat przyznawanych za rok kalendarzowy. Organ regulacyjny uprawniony jest także do wymierzania kar za nieprzestrzeganie obowiązków określonych ustawą, tj. podawanie nieprawdziwych informacji, odmowę ich udzielenia oraz nieudostępnienia wglądu do ksiąg rachunkowych. Co istotne, podmioty ubiegające się o rekompensaty nie mogą korzystać z przywilejów dedykowanych odbiorcom końcowym ustawą o cenach. Ustawa o systemie rekompensat weszła w życie 29 sierpnia 2019 r., zatem ocena funkcjonowania jej postanowień będzie możliwa w kolejnych latach.

18 czerwca 2019 r. weszły w życie ostatnie przepisy dotyczące sprzedaży rezerwowej określone w ustawie z 9 listopada 2018 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw. Oprócz dotychczas obowiązującej regulacji art. 5ab, szczegółowo wskazującej na obowiązki sprzedawcy, OSD i OSP oraz sprzedawcy rezerwowego w zakresie zapewnienia odbiorcy końcowemu dostaw gazu, w sytuacji, gdy odbiorca nie miał wskazanego sprzedawcy rezerwowego w umowie kompleksowej lub umowie dystrybucji paliwa gazowego (w takim przypadku, zgodnie z art. 5ab ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, OSD lub OSP, działając w imieniu i na rzecz tego odbiorcy końcowego, zawiera ze

<sup>2)</sup> Ustawa z 19 lipca 2019 r. o systemie rekompensat dla sektorów i podsektorów energochłonnych (Dz. U. z 2019 r. poz. 1532 z późn. zm.).

sprzedawcą z urzędu umowę kompleksową), obowiązuje art. 5aa kompleksowo regulujący zasady sprzedaży rezerwowej dla nowo zawieranych umów, jak również dla dotychczas zawartych, w których wskazano nazwę sprzedawcy rezerwowego. Przepisy te były długo oczekiwanyymi rozwiązaniami, które miały zapewnić ochronę odbiorców końcowych w sytuacji nagłego zaprzestania działalności przez dotychczasowe przedsiębiorstwo obrotu, z którym dany odbiorca podpisał umowę kompleksową umowę sprzedaży paliw gazowych.

2 sierpnia 2019 r. weszła w życie ustawa z 4 lipca 2019 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne. Ustawą tą wyposażono Prezesa URE w kompetencję do ustalenia, w drodze decyzji, umowy powierzającej pełnienie obowiązków operatora systemu przesyłowego gazowego między operatorem systemu przesyłowego gazowego a właścicielem sieci przesyłowej gazowej – na warunkach wskazanych w ustawie.

## Zmiany na rynku energii elektrycznej i gazu

### Rynek energii elektrycznej

Wolumen krajowej produkcji energii elektrycznej brutto w 2019 r. ukształtował się na niższym poziomie w stosunku do roku poprzedniego i wyniósł 158 767 GWh (spadek o 3,9% w porównaniu z 2018 r.). Natomiast krajowe zużycie energii elektrycznej brutto (169 391 GWh) w tym roku i zmniejszyło się o 0,9% w porównaniu do 2018 r.

Struktura produkcji energii elektrycznej w 2019 r. nie zmieniła się znacznie w stosunku do 2018 r. Zdecydowana większość wytwarzania oparta jest nadal na paliwach konwencjonalnych, tj. węgla kamiennym oraz węgla brunatnym, aczkolwiek ich udział zmniejszył się z 80% do 75%. W 2019 r. wzrósł udział produkcji ze źródeł wiatrowych i innych odnawialnych źródeł energii, a także wzrósł udział energii elektrycznej wytworzonej w elektrowniach gazowych.

W 2019 r. moc zainstalowana w KSE wyniosła 46 799 MW, a moc osiągalna – 46 991 MW, co stanowi wzrost odpowiednio o 1,9% oraz o 2,9% w stosunku do 2018 r.<sup>3)</sup>

Średnie roczne zapotrzebowanie na moc ukształtowało się na poziomie 23 082,0 MW, przy maksymalnym zapotrzebowaniu na poziomie 26 504,4 MW, co oznacza odpowiednio spadek o 1,0% i wzrost o 0,2% w stosunku do 2018 r.

Relacja mocy dyspozycyjnej do mocy osiągalnej wyniosła 64,5% (spadek o 1,6 punktu procentowego w stosunku do 2018 r.)<sup>4)</sup>.

Liczba i struktura podmiotów sektora elektroenergetycznego nie uległa zasadniczym zmianom. Największy udział w rynku w podsektorze wytwarzania energii elektrycznej w 2019 r., który wyniósł 40,6%<sup>5)</sup>, utrzymywała grupa kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. (spadek o 2,3 punktu procentowego względem poprzedniego roku). Grupa ta, po przejęciu spółek energetycznych grupy EDF, objęła również pozycję lidera na rynku sprzedaży do odbiorców końcowych i utrzymała ją w 2019 r.

Trzej najwięksi wytwórcy (skupieni w grupach kapitałowych: PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., ENEA S.A., TAURON Polska Energia S.A.) nadal dysponowali w sumie prawie 2/3 mocy zainstalowanych i odpowiadali za ok. 67% produkcji energii elektrycznej w kraju.

W 2019 r. na rynku energii elektrycznej funkcjonowało pięciu dużych OSD, których sieci są bezpośrednio przyłączone do sieci przesyłowej (OSDp). Ponadto w 2019 r. działało 184 przedsiębiorstw wyznaczonych na OSD (tzw. OSDn) funkcjonujących w ramach przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo, nie mających obowiązku unbundlingu.

W 2019 r. działało pięciu sprzedawców z urzędu oraz ponad 136 alternatywnych przedsiębiorstw obrotu zajmujących się aktywnie sprzedażą energii elektrycznej do odbiorców końcowych, w tym sprzedawców działających na rynku gospodarstw domowych. Na rynku energii elektrycznej działało także 184 sprzedawców funkcjonujących w ramach przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo z OSDn.

W 2019 r. funkcjonowało ok. 17,8 mln odbiorców końcowych, z czego 91% (16,2 mln), to odbiorcy z grupy taryfowej G, w tym w przeważającej większości odbiorcy w gospodarstwach domowych (ponad

<sup>3)</sup> Wg stanu na 31 grudnia 2018 r. i 31 grudnia 2019 r., dane PSE S.A.

<sup>4)</sup> Dane na podstawie średnich rocznych wartości ze szczytu wieczornego, dane PSE S.A.

<sup>5)</sup> Udział liczony według wolumenu energii elektrycznej wprowadzonej do sieci. Przy czym przy obliczeniu tego wskaźnika uwzględniono strukturę podmiotą według stanu na 31 grudnia 2019 r.

15,1 mln), którzy dokonują zakupu energii w celu jej zużycia w gospodarstwie domowym. Pozostała grupa odbiorców końcowych to odbiorcy należący do grup taryfowych A, B i C. Grupy A i B stanowią odbiorcy zasilani z sieci wysokiego i średniego napięcia i są to tzw. odbiorcy przemysłowi, natomiast do grupy C należą odbiorcy przyłączeni do sieci niskiego napięcia, pobierający energię elektryczną dla celów prowadzonej działalności gospodarczej, tzw. odbiorcy biznesowi.

Pomiędzy IV kwartałem 2018 r. a IV kwartałem 2019 r. ceny za energię elektryczną wzrosły dla grupy taryfowej A i B, natomiast dla grupy taryfowej C odnotowano niewielki spadek cen. W analizowanym okresie znacząco spadły ceny energii dla odbiorców z grupy taryfowej G – o 4,05%, z czego aż o 4,75% spadły ceny dla odbiorców w gospodarstwach domowych, co było zamierzoną konsekwencją wprowadzenia ustawy o cenach. Opłaty dystrybucyjne w 2019 r. wykazywały tendencje spadkowe dla wszystkich grup taryfowych. Największy spadek opłaty dystrybucyjnej nastąpił dla odbiorców w grupie taryfowej A – o 11%, a najmniejszy dla odbiorców w grupie taryfowej C – o 2,6%. Dla odbiorców z grupy taryfowej G opłata dystrybucyjna obniżyła się o 7,18%, w tym dla odbiorców w gospodarstwach domowych o 7,95%.

## Rynek gazu

Na koniec 2019 r. koncesję na obrót paliwami gazowymi posiadało 186 podmiotów wobec 197 na koniec 2018 r. Natomiast 99 przedsiębiorstw aktywnie uczestniczyło w obrocie gazem ziemnym. Przedsiębiorstwa obrotu gazem spoza GK PGNiG pozyskały 118,5 TWh gazu ziemnego.

Sprzedaż i zakup paliw gazowych na polskim rynku hurtowym odbywa się przede wszystkim na giełdzie towarowej prowadzonej przez TGE S.A. Uczestnikami rynku giełdowego są głównie przedsiębiorstwa obrotu paliwami gazowymi oraz najwięksi odbiorcy końcowi, którzy mogą działać samodzielnie po zawarciu stosownej umowy z TGE S.A., stając się członkami giełdy, lub też za pośrednictwem domów maklerskich lub za pośrednictwem innych podmiotów posiadających status członka giełdy 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 giełdy.

W 2019 r. w wyniku realizacji kontraktów zawartych na TGE S.A. w całym okresie notowania danego rodzaju kontraktu dostarczono 136 394 588 MWh gazu ziemnego po średniej cenie 95,77 zł/MWh.

Na terytorium RP, według stanu na 31 grudnia 2019 r., funkcjonował OSD gazowy podlegający wymogom prawnego i funkcjonalnego unbundlingu. Tym podmiotem była PSG Sp. z o.o. należąca do GK PGNiG. Ponadto 52 przedsiębiorstwa energetyczne wykonywały funkcje OSD w zakresie nie podlegającym wydzieleniu prawnemu.

Sprzedaż gazu do odbiorców końcowych zdominowana była przez podmioty z GK PGNiG. Udział tych podmiotów wyniósł 82,77%, i wzrósł w stosunku do roku ubiegłego o 0,69%. Zaobserwowany wzrost udziału GK PGNiG w sprzedaży paliwa gazowego do odbiorców końcowych utrzymujący się od 2017 r. wynikał z istotnego spadku przywozu gazu z zagranicy bezpośrednio przez odbiorców końcowych na własne potrzeby na skutek zmian regulacji prawnych dotyczących zapasów obowiązkowych, jak również za sprawą przejścia części odbiorców przez PGNiG OD Sp. z o.o. w ramach uruchomienia sprzedaży rezerwowej po upadku kilku spółek obrotu w 2019 r. Pozostałe 17,23% sprzedaży gazu do odbiorców końcowych realizowane było przez alternatywne spółki obrotu dokonujące sprzedaży do odbiorców końcowych w kraju.

## Wdrażanie pakietu „Czysta Energia dla Wszystkich Europejczyków”

4 lipca 2019 r. weszło w życie rozporządzenie 2019/943, które zastąpiło rozporządzenie 714/2009. Nie wpływa to jednak na obowiązywanie dotychczas przyjętych kodeksów sieci oraz wytycznych, a prace związane z ich wdrożeniem trwają nadal, zarówno po stronie OSP i NEMO, jak i po stronie organów regulacyjnych oraz ACER.

Należy zauważyć, że rozporządzenie 2019/943 nałożyło na organy regulacyjne oraz ACER szereg nowych obowiązków regulacyjnych. W 2019 r. na podstawie tego rozporządzenia Prezes URE m.in. wydał decyzję przyznającą PSE S.A. odstępstwo od obowiązku udostępniania międzystrefowych

zdolności przesyłowych dnia następnego<sup>6)</sup>, prowadził na wniosek OSP postępowanie w przedmiocie zatwierdzenia metody i założeń, które mają być wykorzystywane w procesie przeglądu obszarów rynkowych oraz rozpatrywanych alternatywnych konfiguracji.

Dodatkowo art. 16 ust. 8 rozporządzenia 2019/943 nałożył obowiązek na OSP udostępniania uczestnikom rynku międzyobszarowych zdolności przesyłowych na poziomie nie niższym niż 70% zdolności przesyłowych na danej granicy lub krytycznego elementu sieci, wyznaczonych z uwzględnieniem granic bezpieczeństwa pracy systemu. Ponieważ powyższe warunki nie były na obecną chwilę możliwe do spełnienia przez polskiego OSP, na podstawie art. 15 powyższego rozporządzenia został opracowany przez Ministerstwo Energii, we współpracy z Prezesem URE oraz polskim OSP plan działania określający poziom minimalnych zdolności przesyłowych na potrzeby obrotu międzystrefowego, które będą udostępniane uczestnikom rynku przez polskiego OSP od początku 2020 r. do końca 2025 r. Plan ten zawiera także harmonogram przyjmowania środków mających na celu osiągnięcie docelowego poziomu minimalnych zdolności w wysokości 70% zdolności przesyłowych zgodnie z art. 16 ust. 8 rozporządzenia 2019/943<sup>7)</sup>.

Istotną zmianą z punktu widzenia organów regulacyjnych wprowadzoną z kolei przez rozporządzenie 2019/942, jest utrata przez organy regulacyjne kompetencji do wydawania decyzji skoordynowanych na poziomie całej UE, a którą zyskała ACER. Zmiana sposobu procedowania nie wpłynęła na zaangażowanie Prezesa URE, który uczestniczył poprzez swoich przedstawicieli delegowanych do pracy w zespołach zadaniowych i grupach roboczych Agencji w procesie przygotowania decyzji.

W związku z wejściem w życie rozporządzenia 2019/943, które reguluje kwestie związane z funkcjonowaniem mechanizmów mocowych, niezbędnym jest dostosowanie polskiego mechanizmu do jego wymogów:

a. Rozporządzenie 2019/943 wprowadza nowe wymagania względem regulatora w obszarze rynku mocy. Regulator zaangażowany jest w przygotowanie metodyk dot. oceny wystarczalności tj.: metodyki kalkulacji wartości niedostarczonej energii (ang. VoLL), metodyki kalkulacji kosztu kapitałowego nowej jednostki (ang. CoNE), metodyki kalkulacji norm niezawodności (ang. RS).

Rozporządzenie 2019/943 w art. 25 stanowi, że państwa członkowskie wdrażające rynki mocy określają niezbędny poziom bezpieczeństwa dostaw energii poprzez standard niezawodności (*reliability standard* – RS). Standard ten jest określany przez państwo członkowskie lub właściwy organ wyznaczony przez to państwo na podstawie wniosku organu regulacyjnego. RS oblicza się z wykorzystaniem co najmniej:

1) wartości niedostarczonej energii (VoLL) oraz

2) kosztu pojawienia się nowej jednostki wytwórczej lub sterowanego odbioru (*cost of new entry* – CoNE).

Kluczowym jest korelacja parametrów dla aukcji rynku mocy z wartościami wskaźników wynikającymi z metody obliczania VoLL/CoNE/RS. Zgodnie z ustawą o rynku mocy, OSP przedkłada Prezesowi URE oraz ministrowi właściwemu do spraw energii proponowane wartości parametrów dla aukcji głównej i aukcji dodatkowych rynku mocy.

Do parametrów aukcji głównej i dodatkowych w polskim mechanizmie mocowym należą m.in. standard bezpieczeństwa rozumiany jako dopuszczalny oczekiwany czas braku dostaw mocy elektrycznej do odbiorców końcowych wyrażony w godzinach na rok (tzw. wskaźnik LoLE) oraz cena wejścia na rynek nowej jednostki wytwórczej (CoNE). Obecne rozporządzenie Ministra Energii z 18 lipca 2018 r. w sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku wtórnym w § 3 określa standard bezpieczeństwa na poziomie 3 godzin.

Metodyki wyznaczania tych parametrów zostaną zatwierdzone przez ACER w 2020 r., a po ich zatwierdzeniu organy regulacyjne są zobowiązane do określenia oraz publikacji VoLL.

b. Rozporządzenie 2019/943 wprowadza ograniczenia udziału w rynku mocy jednostek wytwórczych nie spełniających limitu emisji CO<sub>2</sub>.

Zgodnie z art. 22 ust. 4 pkt b) rozporządzenia 2019/943, jednostki wytwórcze, których komercyjna eksploatacja rozpoczęła się przed 4 lipca 2019 r., emitujące więcej niż 550 g CO<sub>2</sub> pochodzącego z paliw kopalnych na kWh energii elektrycznej oraz ponad 350 kg CO<sub>2</sub> pochodzącego z paliw kopalnych średnio w skali roku na kWh mocy zainstalowanej, od 1 lipca 2025 r. nie będą mogły mieć zobowiązań ani otrzymywać z tego tytułu płatności w ramach mechanizmów mocowych.

<sup>6)</sup> <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/8636,Decyzja-dotyczaca-odstepstwa-od-obowiazku-udostepniania-miedzystrefowych-zdolnos.html>

<sup>7)</sup> Plan działania jest dostępny na stronie internetowej Ministerstwa Aktywów Państwowych pod adresem: <https://www.gov.pl/web/aktywa-panstwowe/plan-dzialania-przyjety-przez-kse>



Jednocześnie, rozporządzenie to nałożyło na ACER obowiązek opublikowania opinii zawierającej techniczne wytyczne dla obliczenia wielkości emisji CO<sub>2</sub> jednostek wytwórczych w oparciu o projektowaną sprawność netto oraz moc znamionową.

17 grudnia 2019 r. ACER opublikowała Opinię nr 22/2019. Zgodnie z tym dokumentem, każde państwo członkowskie powinno posiadać odpowiednią instytucję odpowiedzialną za weryfikację zgodności emisji CO<sub>2</sub> zdolności wytwórczych uczestniczących w mechanizmie mocowym z limitem wynikającym z rozporządzenia 2019/943.

Ustawa o rynku mocy definiuje dwa rodzaje aukcji: aukcję główną, w której okresem dostawy jest rok kalendarzowy oraz aukcję dodatkową, w której okresem dostawy jest kwartał roku kalendarzowego. Oznacza to, że jednostki wytwórcze nie spełniające wymogów rozporządzenia w zakresie emisji CO<sub>2</sub> nie będą mogły wziąć udziału w aukcji głównej na 2025 r., a jedynie w aukcjach kwartalnych na I i II kwartał 2025 r.

Dla spełnienia wymogów art. 22 ust. 4 rozporządzenia 2019/943 koniecznym jest zaimplementowanie wytycznych zawartych w Opinii ACER nr 22/2019<sup>8)</sup> poprzez wskazanie właściwej instytucji odpowiedzialnej za weryfikację poziomu emisji CO<sub>2</sub> jednostek wytwórczych uczestniczących w mechanizmie mocowym oraz rodzaju dokumentów, jakie są niezbędne w procesie tej weryfikacji. Niezbędne jest również dostosowanie Regulaminu Rynku Mocy poprzez zmianę zasad certyfikacji do aukcji głównej i dodatkowych, tak aby do aukcji głównej oraz aukcji dodatkowych od III kwartału 2025 r. dopuszczone były jedynie jednostki spełniające limit emisji CO<sub>2</sub>, jak również w zakresie dokumentów potwierdzających poziom emisji CO<sub>2</sub> jednostek wytwórczych biorących udział w certyfikacji (dostosowanie do wytycznych ACER zawartych w Opinii nr 22/2019). W lipcu 2020 r. rozpoczęły się prace nad zmianą Regulaminu Rynku Mocy w przedmiotowym zakresie, tak aby zarówno certyfikacja do aukcji głównej na 2025 r. (planowana jest we wrześniu 2020 r.), jak i aukcja główna zostały przeprowadzone zgodnie z wymogami rozporządzenia 2019/943.

Stosownie do art. 10 ust. 4 rozporządzenia 2019/943, organy regulacyjne (...) identyfikują polityki i środki stosowane na ich terytorium, które mogłyby pośrednio przyczyniać się do zakłócenia procesu kształtowania się cen hurtowych, w tym ograniczenia ofert zakupu w związku z uruchomieniem energii bilansującej, mechanizmy zdolności wytwórczych, środki stosowane przez operatorów systemów przesyłowych, środki zmierzające do zakwestionowania wyników działania praw rynku lub mające na celu zapobieganiu nadużywaniu pozycji dominującej czy też nieefektywnie określone obszary rynkowe. Natomiast zgodnie z art. 10 ust. 5 rozporządzenia 2019/943 w przypadku, gdy organ regulacyjny (...) zidentyfikuje politykę lub środek, które mogłyby służyć do zakłócenia procesu kształtowania się cen hurtowych, podejmuje wszelkie odpowiednie działania, aby wyeliminować lub, gdy jest to niemożliwe, ograniczyć wpływ tej polityki lub środka na zachowania w procesie składania ofert zakupu. Do 5 stycznia 2020 r. państwa członkowskie składają Komisji sprawozdanie szczegółowo opisujące środki i działania, które podjęły lub zamierzają podjąć.

W celu realizacji obowiązku nałożonego na organ regulacyjny ww. przepisami, Prezes URE zdecydował o przeprowadzeniu konsultacji publicznych. 22 lipca 2019 r. został opublikowany Komunikat Prezesa URE (nr 53/2019) w sprawie zaproszenia do udziału w konsultacjach publicznych dotyczących polityk i środków stosowanych na terytorium RP, które mogłyby pośrednio przyczyniać się do zakłócenia procesu kształtowania się cen hurtowych.

Uczestnicy rynku zostali poproszeni o udzielenie odpowiedzi na 13 pytań, które dotyczyły:

- struktury rynku,
- otoczenia regulacyjnego,
- przejrzystości, dostępu do informacji,
- organizacji rynku hurtowego,
- systemów wsparcia,
- infrastruktury,
- mechanizmów kontroli.

Odpowiedzi na zadane w konsultacjach pytania, można było przysyłać do 30 sierpnia 2019 r.

Następnie zostało przygotowane sprawozdanie (wg stanu na wrzesień 2019 r.), które Prezes URE przekazał stronie rządowej w grudniu 2019 r.

---

<sup>8)</sup> Opinion No 22/2019 of the European Agency for the Cooperation of Energy Regulators of 17 December 2019 on the calculation of the values of CO<sub>2</sub> emission limits referred to in the first subparagraph of Article 22(4) of Regulation (EU) 2019/943 of 5 June 2019 on the internal market for electricity (recast) [https://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Opinions/Opinions/ACER%20Opinion%2022-2019%20on%20the%20calculation%20of%20CO2%20emission%20limits.pdf](https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Opinions/Opinions/ACER%20Opinion%2022-2019%20on%20the%20calculation%20of%20CO2%20emission%20limits.pdf)

## 3. RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ

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

#### 3.1.1. Unbundling

W świetle obowiązujących regulacji ustawy – Prawo energetyczne operatorów systemów elektroenergetycznych i gazowych (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 100 000 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.

Certyfikat spełniania kryteriów niezależności, określonych w art. 9d ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne został przyznany PSE S.A. 4 czerwca 2014 r. na okres do 31 grudnia 2030 r.

Spełnianie kryteriów niezależności oraz warunków prowadzenia działalności koncesjonowanej i pełnienia funkcji OSP podlega monitoringowi i okresowemu badaniu. W 2019 r. nie stwierdzono nieprawidłowości w działaniu OSP.

W 2019 r., podobnie jak w latach poprzednich, na rynku energii elektrycznej funkcjonowało pięciu dużych OSD, których sieci są bezpośrednio przyłączone do sieci przesyłowej (OSDp). Mają oni prawny obowiązek oddzielenia działalności dystrybucyjnej prowadzonej przez operatora systemu od innych rodzajów działalności niezwiązanych z dystrybucją energii elektrycznej (unbundling). Ponadto, w 2019 r. działało 184 przedsiębiorstw wyznaczonych na OSD (tzw. OSDn) funkcjonujących w ramach przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo, nie mających obowiązku unbundlingu.

#### Programy Zgodności

Kluczowe znaczenie dla realizacji funkcji OSD ma niezależność operatora, który zapewnia równy dostęp do sieci wszystkim uczestnikom rynku. Operatorzy mają obowiązek opracować programy, w których określone są przedsięwzięcia podejmowane w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu (Programy Zgodności).

Programy Zgodności są zatwierdzane przez Prezesa URE w przypadku pięciu największych OSD, którzy podlegają obowiązkowi uzyskania niezależności pod względem formy prawnej, organizacyjnej oraz podejmowania decyzji (art. 9d ustawy – Prawo energetyczne). Pozostali OSD nie mają obowiązku przedkładania ich do zatwierdzenia. Realizacja zatwierdzonych Programów Zgodności podlega kontroli Prezesa URE w oparciu o sprawozdania zawierających opis działań podjętych w roku poprzednim w celu realizacji Programów Zgodności, przesyłanych przez Inspektorów ds. Zgodności każdego roku do 31 marca.

Za monitorowanie realizacji Programów Zgodności odpowiadają Inspektorzy ds. zgodności powołani przez OSD. Ze względu na rozległość obszarów działalności, w większości przedsiębiorstw Inspektor ma do pomocy koordynatorów regionalnych, którzy podlegają mu merytorycznie, natomiast funkcjonalnie są podwładnymi dyrektorów oddziałów.

Wszyscy operatorzy opublikowali na swoich stronach internetowych Programy Zgodności. Pracownicy zostali przeszkoleni w zakresie Programu, mieli również możliwość zadawania pytań Inspektorowi odnośnie interpretacji poszczególnych postanowień Programu. Regułą jest, że nowi pracownicy są przeszkalani najpóźniej miesiąc od momentu zatrudnienia.

W ramach realizacji swoich zadań Inspektorzy ds. zgodności dokonywali m.in.:

- przeglądu stosowanych wzorów dokumentów oraz ich opiniowania pod kątem zgodności z zapisami Programów,
- przeglądu procedur stosowanych w realizacji podstawowych usług biznesowych takich jak: usługi przyłączenia, dystrybucji, zmiany sprzedawcy, realizacji reklamacji, obsługi klienta,
- monitoringu prawidłowego używania marki OSD pod kątem odróżniania się od marki innych spółek wchodzących w skład grup kapitałowych,
- przeglądu umieszczanych treści na stronie internetowej OSD.

Podobnie jak w poprzednich latach, powszechnym zjawiskiem był outsourcing części usług do innych podmiotów, zarówno powiązanych z przedsiębiorstwem zintegrowanym pionowo, jak i zewnętrznych. W ocenie Prezesa URE, powierzając innym podmiotom zadania, których realizacja wiąże się z dostępem do danych sensytywnych, konieczne jest zapewnienie przeszkolenia z zakresu Programu wszystkim pracownikom zaangażowanym w świadczenie objętych outsourcingiem czynności. Niewystarczające jest umowne zobowiązanie się kontrahenta OSD do przestrzegania postanowień Programu. Może to doprowadzić do zmniejszenia ochrony danych sensytywnych.

W 2019 r. Prezes URE nie prowadził żadnego postępowania w sprawie naruszenia Programu Zgodności.

Rok 2019 był okresem intensywnych prac związanych z aktualizacją Programów w związku ze zmianami i wyzwaniem, jakie pojawiły się na przestrzeni kilku lat funkcjonowania niezależnych OSD w grupach zintegrowanych pionowo.

20 lutego 2019 r. Prezes URE opublikował Wytyczne do treści Programów Zgodności opracowywanych przez operatorów systemów dystrybucyjnych i operatora systemu magazynowego. W Wytycznych rozszerzeniu uległ zakres tematyczny, który powinien obejmować Program Zgodności, m.in. zarządzanie infrastrukturą sieciową i jej rozwojem – w tym obszarem ICT; zasady dzielenia się wiedzą z uczestnikami rynku, działania marketingowe i sponsoring operatora; funkcjonowanie operatora w przedsiębiorstwie zintegrowanym pionowo; centralizacja lub outsourcing usług i zakupów operatora. Prezes URE wskazał, że do końca maja 2019 r. oczekuje od OSD przedłożenia do zatwierdzenia dostosowanych do Wytycznych Programów Zgodności. OSD złożyli do Prezesa URE wnioski o zmianę decyzji zatwierdzających dotychczasowe Programy Zgodności i przekazali propozycje treści swoich Programów Zgodności, przygotowanych w związku z publikacją Wytycznych. Do końca 2019 r. postępowania administracyjne w sprawie zatwierdzenia zmian w Programach Zgodności nie zakończyły się.

### **3.1.2. Rozbudowa i optymalizacja pracy sieci**

#### **Monitorowanie planów inwestycyjnych operatorów systemów przesyłowych**

Przedsiębiorstwo energetyczne PSE S.A. wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania energii elektrycznej – będące jedynym OSP działającym na terytorium Polski, wyznaczonym przez Prezesa URE – realizuje zadania inwestycyjne zgodnie z uzgodnionym z Prezesem URE planem rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną. Projekt planu rozwoju tego operatora – na podstawie przepisu wynikającego z art. 16 ust. 13 ustawy – Prawo energetyczne – podlega uzgodnieniu z Prezesem URE. Prezes URE uzgadniając plan rozwoju OSP weryfikuje przede wszystkim zgodność jego treści z ustawą i przepisami wykonawczymi do tej ustawy oraz z założeniami polityki energetycznej państwa, współpracując przy tym z właściwymi miejscowo zarządami województw, oraz dodatkowo uzgadnia nakłady inwestycyjne w takiej wysokości, aby koszty z nich wynikające mogły stanowić podstawę do kalkulacji taryfy z zachowaniem wymogu, o którym mowa w art. 16 ust. 10 ustawy, zgodnie z którym plan powinien zapewniać długookresową maksymalizację efektywności nakładów i kosztów ponoszonych przez przedsiębiorstwa energetyczne, tak aby nakłady i koszty nie powodowały w poszczególnych latach nadmiernego wzrostu cen i stawek opłat dla energii elektrycznej, przy zapewnieniu ciągłości, niezawodności i jakości dostaw.

W 2019 r. Prezes URE uzgodnił przedłożony przez OSP Projekt planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2018-2027. Proces uzgodnieniowy został zapoczątkowany jeszcze w 2018 r., w którym OSP poddał przywołany projekt pod konsultacje publiczne (projekt planu rozwoju był dostępny na stronie internetowej przedsiębiorstwa), a w dalszej kolejności uzupełnił treści dokumentu o stosowne uwagi i komentarze, wniesione przez strony w trakcie konsultacji. Plan ten zakładał poniesienie przez OSP nakładów na inwestycje w wysokości ponad 11,3 mld zł w przywołanym okresie lat 2018-2027.

W ramach realizowanych zadań z zakresu monitorowania planów inwestycyjnych corocznie dokonywane są analizy wykonania wielkości planowanych na dany rok, których wyniki wykorzystywane są w procesie uzgadniania kolejnych edycji planów rozwoju lub ich aktualizacji. Jak wynika ze sprawozdania z realizacji planu rozwoju za rok 2019 (do których przedkładał przedsiębiorstwa są zobowiązane na podstawie art. 16 ust. 18 ustawy) OSP poinformował o wykonaniu planowanych nakładów inwestycyjnych na poziomie: 1 669,9 mln zł (tj. w stopniu 117,4%, przy założonym planie: 1 422,5 mln zł, dane w cenach bieżących z roku realizacji inwestycji sieciowych tj. 2019).

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

Prezes URE, uzgadniając plan rozwoju OSP weryfikuje również spójność tego planu z założeniami dziesięcioletniego planu rozwoju sieci o zasięgu wspólnotowym „TYNDP”, opracowanego przez ENTSO-E według zasad prawodawstwa zainicjowanych przez Parlament Europejski i Radę Europy (zasady te określają m.in. warunki dostępu stron do sieci przesyłowych). Kontrola spójności obu planów odbywa się przy każdej aktualizacji któregokolwiek z wymienionych powyżej dokumentów.

Poniżej wyspecyfikowano realizowane w 2019 r. projekty inwestycyjne, dotyczące rozbudowy połączeń międzysystemowych oraz zwiększenia technicznych zdolności przesyłowych w ramach wymiany międzysystemowej, a ujęte w dziesięcioletnim planie wspólnotowym TYNDP 2018, które OSP uwzględnił w uzgodnionym z Prezesem URE planie rozwoju na lata 2018-2027:

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

Dodatkowo OSP realizował budowę połączenia kablowego HVDC Polska-Litwa (TYNDP 170.1034, zadanie to wykracza poza zakres inwestycji zgłoszonych przez OSP do realizacji w ramach planu rozwoju na lata 2018-2027).

Z przeprowadzonej analizy sprawozdania za rok 2019 z wykonania planu rozwoju na lata 2018-2027 wynika, że przedsiębiorstwo PSE S.A. w ramach inwestycji służących budowie i rozbudowie połączeń transgranicznych zrealizowało następujące projekty:

- Rozbudowa i modernizacja stacji 400/220/110 kV Mikułowa,
- Rozbudowa i modernizacja stacji 400/220 kV Krajnik.

Na podstawie oceny spójności poprzednich wersji planów inwestycyjnych OSP pod względem zgodności z planem rozwoju sieci o zasięgu unijnym, można stwierdzić możliwość wystąpienia nieznacznych niespójności o charakterze planistycznym, a wynikających m.in. z różnych terminów aktualizacji dokumentów objętych planem TYNDP oraz planem rozwoju OSP (w kolejnych aktualizacjach zazwyczaj będą wskazane najbardziej aktualne dane odnośnie bieżącego statusu projektu lub jego daty zakończenia), odległego terminu rozpoczęcia inwestycji (w planie narodowym projekty z odległą datą rozpoczęcia projektu przeważnie znajdują się w grupie „przygotowanie inwestycji”, gdzie podawane są ogólnikowe informacje najczęściej wyłącznie opisowe), których nie da się wyeliminować odgórnie. Zidentyfikowane niespójności są na bieżąco wyjaśniane z OSP.



## Inteligentne sieci elektroenergetyczne

Mając na uwadze fakt, że zagadnienia związane z opracowaniem i wdrożeniem strategii mających na celu wdrożenie inteligentnych sieci elektroenergetycznych nie znalazły się w zakresie ustawowych zadań Prezesa URE, organ ten brał udział jedynie w opiniowaniu projektów rozwiązań w zakresie tych sieci. Samo przygotowanie i przeprowadzenie procesu legislacyjnego spoczywa na ministrze właściwym do spraw energii, natomiast Prezes URE aktywnie uczestniczy w konsultacjach, przedstawiając swoje stanowisko w tej kwestii. Minister właściwy do spraw energii pozostaje zobligowany do opracowania i wdrożenia strategii mających na celu wdrożenie inteligentnych sieci elektroenergetycznych, w tym do przeprowadzenia odpowiednich analiz prawnych i oceny skutków regulacji, a w konsekwencji wpływu wdrożenia strategii na poziom cen i stawek opłat za energię elektryczną tak dla przemysłu, jak i gospodarstw domowych.

Przygotowywany program działań wykonawczych w ramach strategii rozwoju sektora paliwowo-energetycznego w Polsce, sprecyzowany w dokumencie pn. „*Polityka energetyczna Polski do 2040 r. – strategia rozwoju sektora paliwowo-energetycznego*” – PEP 2040 (będący w chwili obecnej przedmiotem konsultacji międzyresortowych) obejmie przyszłościowo swoim zakresem także kierunek rozbudowy elektroenergetycznej infrastruktury sieciowej, w ramach którego zaprezentowano koncepcję rozbudowy infrastruktury przesyłowej, dystrybucyjnej, sprawności działań w sytuacjach awaryjnych, magazynowania energii oraz rozwoju inteligentnych sieci. Projektem strategicznym tej części kierunku jest rozwój inteligentnych sieci.

Jak wspomniano wcześniej, stosownie do postanowień art. 16 ustawy – Prawo energetyczne operatorzy systemów dystrybucyjnych energii elektrycznej – podobnie jak OSP – którzy zajmują się dystrybucją dla 100 lub więcej odbiorców, którym przedsiębiorstwo to dostarcza rocznie łącznie co najmniej 50 GWh, mają obowiązek sporządzić i uzgodnić z Prezesem URE plan rozwoju, uwzględniający m.in.:

- przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy albo budowy sieci oraz planowanych nowych źródeł energii, w tym instalacji odnawialnego źródła energii, oraz
- przedsięwzięcia w zakresie pozyskiwania, transmisji oraz przetwarzania danych pomiarowych z licznika zdalnego odczytu.

Podjęte przez operatorów systemów dystrybucyjnych działania w zakresie wdrożenia, eksploatacji i oceny efektów projektów pilotażowych w zakresie instalowania liczników zdalnego odczytu (zgłoszone w ramach planów rozwoju) zostały zakończone, a ich efekty wykorzystywane są przy pracach nad pakietem ustaw dotyczących masowego wdrożenia liczników inteligentnych na terenie kraju. Pod przewodnictwem Ministerstwa Klimatu toczą się prace nad projektem ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (projekt nr UC34 z 27 września 2019 r. udostępniony na stronie internetowej Rządowego Centrum Legislacji), który wprowadza systemowe rozwiązania w zakresie systemu inteligentnego opomiarowania, polegające na obowiązku instalacji liczników zdalnego odczytu zgodnie z harmonogramem określonym w tym projekcie zmiany ustawy oraz na powołaniu Operatora Informacji Rynku Energii (OIRE), którego rolą będzie utworzenie i rozwój centralnego systemu informacji rynku energii.

Projekty pilotażowe w zakresie instalowania liczników zdalnego odczytu (bilansujących w stacjach transformatorowych oraz liczników u odbiorców końcowych), o których mowa powyżej oraz wyciągnięte z tych projektów wnioski, co do tempa wdrażania tego opomiarowania potwierdziły tezę o zasadności przesunięcia instalacji liczników zdalnego odczytu u odbiorców końcowych, zainstalowaniu liczników bilansujących i zmodernizowaniu sieci do poziomu sieci inteligentnych na okres po 2021 r., tj. po okresie realizacji pierwszego (bieżącego) etapu regulacji jakościowej, obejmującej lata 2016-2020.

Natomiast zrealizowane przez OSD procesy modernizacyjne, zgodnie uzgodnionymi z Prezesem URE planami rozwoju, doprowadziły do zauważalnych efektów w spadku wartości wskaźników SAIDI i SAIFI w latach 2016-2019 dla przedsiębiorstw dystrybucyjnych. Znaczący udział w tym celu miała wdrożona w 2015 r. regulacja jakościowa, która zakładała istotne obniżenie tych wskaźników w horyzoncie kilkuletnim.

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

W świetle powyższego, w swoich sprawozdaniach z wykonania planu rozwoju za rok 2019, pięciu największych dystrybutorów energii elektrycznej poinformowało o:

- dominującym udziale nakładów (w nakładach ogółem) na inwestycje związane z przyłączeniem nowych odbiorców i wytwórców energii elektrycznej oraz modernizacją i odtworzeniem istniejącego majątku, związanych z poprawą jakości usług i/lub wzrostem zapotrzebowania na moc,
- fakcie, że znaczącym czynnikiem, kształtującym poziom zrealizowanych w 2019 r. nakładów była realizacja przez przedsiębiorstwa działań inwestycyjnych w obszarze rozwoju i odtworzenia SN/nN, skutkujących poprawą niezawodności i obniżeniem awaryjności sieci elektroenergetycznej (w tym poprawą wskaźników SAIDI, SAIFI). Działania przedsiębiorstw energetycznych służące realizacji powyższych celów skupiały się w szczególności w obszarach utrzymania sieci w odpowiednim stanie technicznym przy zachowaniu właściwych relacji nakładów do uzyskanych efektów niezawodności i poprawy jakości i pewności zasilania, modernizacji i odtworzenia majątku sieciowego oraz automatyzacji procesów sterowania i obsługi urządzeń elektroenergetycznych, a także przetwarzania danych pomiarowych z liczników zdalnego odczytu,
- kontynuacji i jednoczesnej intensyfikacji działań związanych z zabudową w sieci urządzeń realizujących funkcje łączeniowe oraz urządzeń monitorujących stan parametry elektryczne sieci, w celu osiągnięcia standardu „smart grid”.

### 3.1.3. Taryfy przedsiębiorstw sieciowych

W 2019 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,
- 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,
- 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.

W I kwartale 2019 r. kontynuowane były postępowania administracyjne w sprawie zatwierdzenia taryf na 2019 r.: dla PSE S.A. oraz dla pięciu największych OSD, tj. PGE Dystrybucja S.A., TAURON Dystrybucja S.A., ENEA Operator Sp. z o.o., ENERGA-OPERATOR S.A. oraz innogy Stoen Operator Sp. z o.o., wszczęte w 2018 r. Postępowania w sprawie zatwierdzenia taryf dla ww. przedsiębiorstw nie zostały zakończone w 2018 r. z przyczyn niezależnych od Prezesa URE. W okresie tym trwały bowiem zaawansowane prace nad ustawą mającą na celu ograniczenie opłat za energię elektryczną dla odbiorców końcowych. Rezultatem tych prac było opublikowanie ustawy o cenach, która weszła w życie z dniem ogłoszenia, z mocą od 1 stycznia 2019 r. Zgodnie z ówczesnym brzmieniem przepisów tej ustawy, stawki opłat zawarte w taryfie przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej miały zostać określone w wysokości nie wyższej niż ceny i stawki opłat brutto stosowane 31 grudnia 2018 r., uwzględniając zmniejszenie stawek opłaty przejściowej. W związku ze zgłaszanymi przez przedsiębiorstwa energetyczne oraz Prezesa URE wątpliwościami interpretacyjnymi dotyczącymi brzmienia części przepisów powołanej wyżej ustawy, 5 marca 2019 r. została opublikowana ustawa z 21 lutego 2019 r. zmieniająca ustawę o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw, ustawę – Prawo ochrony środowiska, ustawę o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji, ustawę o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw oraz ustawę o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji. Nowelizacja ta całkowicie wyłączyła spod regulacji tej ustawy zasady określania stawek opłat w odniesieniu do przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej. W związku z powyższym, możliwe stało się zakończenie postępowań administracyjnych w sprawie zatwierdzenia na 2019 r. taryfy PSE S.A. oraz taryf OSD. Decyzja zatwierdzająca taryfę PSE S.A. na 2019 r. została wydana 22 marca 2019 r.

Taryfy dla pięciu największych OSD, tj. PGE Dystrybucja S.A., TAURON Dystrybucja S.A., ENEA Operator Sp. z o.o., ENERGA-OPERATOR S.A. oraz innogy Stoen Operator Sp. z o.o. zostały zatwierdzone przez Prezesa URE 22 marca 2019 r. na okres do 31 grudnia 2019 r. Taryfy OSD zostały skalkulowane w oparciu o wytyczne zawarte w zaktualizowanym i opublikowanym w marcu 2019 r. dokumencie: „Taryfy OSD na rok 2019 (dotyczy OSD, którzy dokonali z dniem 1 lipca 2007 r. rozdzielenia działalności)”.

Prezes URE przygotowując w 2019 r. wytyczne do kalkulacji taryf na 2020 r. dla OSD, którzy 1 lipca 2007 r. dokonali rozdzielenia działalności, równoległe prowadził prace związane ze zmianą dotychczasowego modelu regulacji jakościowej szczegółowo opisanego w dokumencie Strategia Regulacji Operatorów Systemów Dystrybucyjnych na lata 2016-2020 (którzy dokonali z dniem 1 lipca 2007 r. rozdzielenia działalności) obowiązującego od 2016 r.

Ponownej modyfikacji uległ model regulacji jakościowej. Zmieniony dokument „Regulacja jakościowa w latach 2018-2025 dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (którzy dokonali, z dniem 1 lipca 2007 r., rozdzielenia działalności) – wersja z dnia 29 maja 2019 r.”, powstał w wyniku ewaluacji modelu regulacji jakościowej na lata 2016-2020, opracowanego w 2015 r. Najważniejsze zmiany w modelu regulacji jakościowej to:

- wprowadzenie wskaźników obszarowych: w miejsce wskaźników SAIDI, SAIFI wprowadzono wskaźniki obszarowe z podziałem na cztery obszary: duże miasta, miasta na prawach powiatu, miasta, wieś,
- wyznaczenie nowych długoterminowych celów (do 2025 r.) wraz z nowymi punktami startowymi,
- wyeliminowanie z obliczania wskaźników jakościowych zdarzeń pogodowych o charakterze katastrofalnym,
- przyznanie premii za wykonanie celów końcowych regulacji jakościowej,
- odniesienie kary do kwoty zwrotu z kapitału stanowiącego część przychodu regulowanego.

W wyżej wymienionym dokumencie zawarto określone na nowo kluczowe wskaźniki efektywności (KPI), metodę wyznaczenia ich celów w poszczególnych latach regulacji, sposób ich rozliczenia oraz wpływ na przychód regulowany OSD w części dotyczącej zwrotu z kapitału.

### 3.1.4. Bezpieczeństwo i niezawodność sieci

#### Zasady bezpieczeństwa i niezawodności sieci

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

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

Świadczenie usług przesyłowych nie może obniżać niezawodności dostarczania energii elektrycznej oraz jakości tej energii poniżej poziomu określonego odrębnymi przepisami, a także nie może powodować niekorzystnej zmiany cen oraz zakresu dostarczania paliw lub energii do innych podmiotów przyłączonych do sieci. Powyższe kwestie regulujące standardy dostaw energii do odbiorców wynikają z przepisów uzupełniających do ustawy, zawartych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (dalej: „rozporządzenie systemowe”), które z kolei znalazły odzwierciedlenie w instrukcjach ruchu eksploatacji sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej poszczególnych operatorów sieciowych. Zgodnie z art. 9g ustawy operator systemu przesyłowego i operator systemu dystrybucyjnego są obowiązani do opracowania odpowiednio instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej lub instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej. W dalszej kolejności przywołane instrukcje są zatwierdzane przez Prezesa URE, a zawarte w instrukcjach metody, warunki, wymogi oraz zasady są wiążące dla operatorów sieci oraz użytkowników przyłączonych do sieci tych operatorów, oraz stanowią część umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.

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

- na rynku systemowym – operator systemu przesyłowego (OSP),
- na rynkach lokalnych – operatorzy systemów rozdzielczych (OSD).

Zgodnie z art. 9g ust. 4 ustawy instrukcje opracowywane dla sieci elektroenergetycznych określają szczegółowe warunki korzystania z tych sieci przez użytkowników systemu oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju tych sieci. Dotyczą one m.in.: wymagań w zakresie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej i warunków, jakie muszą zostać spełnione dla jego utrzymania a także wskaźników charakteryzujących jakość i niezawodność dostaw energii elektrycznej oraz bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej. Parametry jakościowe energii elektrycznej określone są w instrukcji ruchu i eksploatacji.

## Zarządzanie ograniczeniami

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

W 2019 r. na połączeniach wzajemnych Polska-Szwecja 4 (SwePol Link) i Polska-Litwa (LitPol Link) w dalszym ciągu obowiązywały metody alokacji zdolności przesyłowych zatwierdzone przez Prezesa URE w 2015 r. – alokacja zdolności przesyłowych poprzez mechanizm łączenia rynków w przedziale czasowym dnia następnego. Wobec tego, że decyzje Prezesa URE z 17 maja 2017 r. wydane w odniesieniu do wymienionych granic obszarów rynkowych Polska-Szwecja 4 oraz Polska-Litwa w 2019 r. pozostały w mocy, nie wydawano długoterminowych praw przesyłowych.

Polski obszar rynkowy 19 listopada 2019 r. dołączył do mechanizmu jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego (Single Intra-Day Coupling – SIDC) realizowanego z wykorzystaniem platformy XBID. Mechanizmem SIDC zostały początkowo objęte granice Polski: CZ-PL, DE-PL, LT-PL oraz PL-SE4 (PL-SE4 z pierwszą dobą handlową 22.01.2020 r.).

Decyzje Prezesa URE wydane w porozumieniu z pozostałymi organami regulacyjnymi regionu wyznaczania zdolności przesyłowych Baltic i Hansa w 2018 r. dotyczące zatwierdzenia metod wyznaczania zdolności przesyłowych w przedziałach czasowych dnia następnego i dnia bieżącego pozostawały w 2019 r. w mocy i oczekiwana jest ich implementacja zgodnie z ramami czasowymi określonymi w decyzjach Prezesa URE.

W 2019 r. ACER wydała decyzję określającą metody wyznaczania zdolności przesyłowych w przedziałach czasowych dnia następnego i dnia bieżącego dla regionu wyznaczania zdolności przesyłowych Core.

Niezależnie od powyższego, w 2019 r. zdolności przesyłowe na połączeniach synchronicznych były alokowane poprzez przetargi organizowane przez Joint Allocation Office S.A. Spółka ta zgodnie z decyzjami Prezesa URE i pozostałych organów regulacyjnych UE została ustanowiona wspólną platformą alokacji. Alokacja odbywała się na podstawie zatwierdzonego decyzją ACER z 2 października 2017 r., zmienionego decyzją ACER z 29 października 2019 r., ujednoliconego regulaminu alokacji długoterminowych praw przesyłowych (wraz z zatwierdzonymi w 2017 r. i dwukrotnie zmienianymi w 2019 r. przez organy regulacyjne regionu wyznaczania zdolności przesyłowych Core wymaganiami regionalnymi dla tego regionu w ramach ujednoliconego regulaminu alokacji) oraz w przedziale czasowym dnia następnego. Alokacja zdolności przesyłowych w przedziale czasowym dnia bieżącego na tych połączeniach była prowadzona przez czeskiego OSP – ČEPS, a.s., następnie w trybie notowań ciągłych w ramach XBID. Z początkiem września 2019 r. na skutek decyzji Prezesa URE zatwierdzającej zmianę IRIESP zmieniona została metoda wyznaczania Marginesu Bezpieczeństwa Przesyłu z metody deterministycznej na statystyczną, co umożliwiło udostępnianie przez PSE S.A. większych zdolności przesyłowych na profilu synchronicznym z zachowaniem standardów bezpieczeństwa pracy KSE.

Oprócz powyższego, 14 maja 2019 r. Prezes URE zatwierdził zmianę warunków dotyczących alokacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych i innych niezbędnych mechanizmów umożliwiających działanie więcej niż jednego wyznaczonego operatora rynku energii elektrycznej (NEMO) w Polsce.



### *Przychody z alokacji zdolności przesyłowych na połączeniach z krajami UE i sposób ich wykorzystania w 2019 r.*

Ostateczna wielkość przychodów z tytułu alokacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej na połączeniach z krajami UE w okresie od 1 stycznia do 31 grudnia 2019 r. wyniosła 256 374 500 zł. Suma ta jest pomniejszona o kwoty zwrócone uczestnikom wymiany systemowej przez OSP, z uwagi na dokonanie przez tych uczestników zwrotu części nabytych w rocznych i miesięcznych praw przesyłowych oraz w związku z niezrealizowanymi prawami przesyłowymi w aukcjach dobowych.

W kalkulacji stawek opłat przesyłowych w taryfie PSE S.A. na rok 2019 (zatwierdzonej decyzjami Prezesa URE) przyjęto, że część planowanych kosztów prowadzenia działalności przesyłowej uwzględnionych w kalkulacji stawki jakościowej zostanie sfinansowana przychodami z alokacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej planowanymi do uzyskania w 2019 r.

W związku z powyższym, uzyskana za okres od 1 stycznia 2019 r. do 31 grudnia 2019 r. wielkość przychodów z tytułu alokacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej, została pomniejszona o przychody przeznaczone na finansowanie kosztów stawki jakościowej. Pozostała część tej kwoty zasiliła Fundusz Celowy utworzony poprzez przyjęcie Uchwałą Zarządu PSE S.A. 25 maja 2006 r. Regulaminu Funduszu Celowego. OSP przeznacza środki zgromadzone na Funduszu Celowym na utrzymywanie lub zwiększanie zdolności połączeń wzajemnych poprzez inwestycje w sieci, tj. zgodnie z celami określonymi w rozporządzeniu 714/2009. Realizacja tych inwestycji przyczyni się do zwiększenia zdolności przesyłowych połączeń wzajemnych KSE z systemami przesyłowymi krajów członkowskich UE oraz spowoduje zwiększenie bezpieczeństwa pracy systemu krajowego w ramach połączonych systemów europejskich, w szczególności poprzez zwiększenie możliwości współpracy międzyoperatorskiej (np. możliwości korzystania z międzyoperatorskich środków zaradczych).

Projekty inwestycyjne związane z utrzymaniem i zwiększeniem zdolności przesyłowych na połączeniach wzajemnych KSE z systemami przesyłowymi krajów członkowskich UE określone zostały w Planie Rozwoju uzgodnionym przez Prezesa URE.

W okresie od 1 stycznia do 31 grudnia 2019 r. OSP wydatkował z Funduszu Celowego kwotę 150 414 400 zł.

### *Usługi bilansowania systemu*

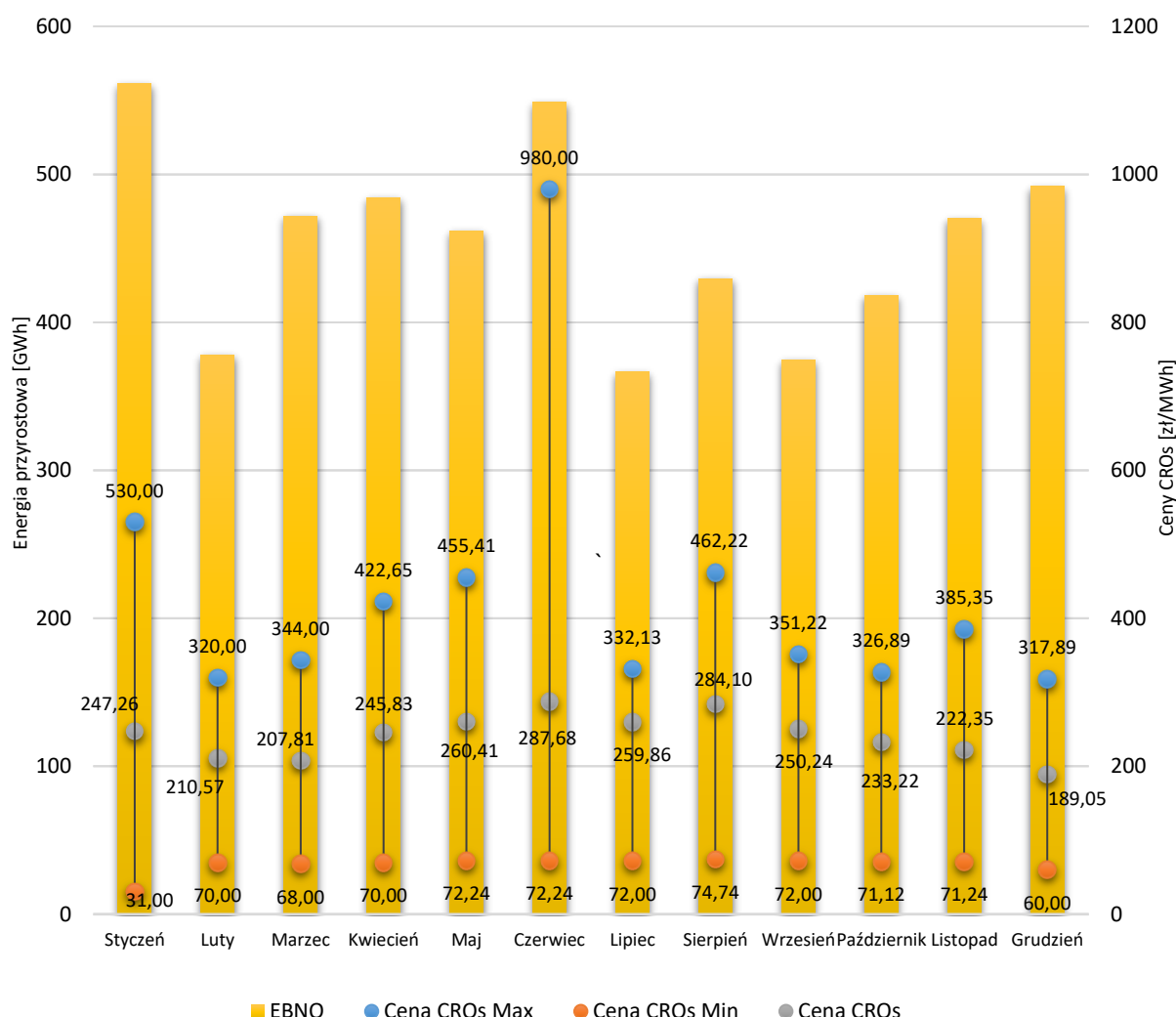
Zasady funkcjonowania mechanizmu bilansowania systemu elektroenergetycznego (tzw. rynek bilansujący – RB) zostały określone przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej, która podlega zatwierdzeniu przez Prezesa URE.

Zgodnie ze zmianą IRiESP zatwierdzoną przez Prezesa URE w 2018 r.<sup>9)</sup>, 1 stycznia 2019 r. modyfikacji uległy limity cen energii elektrycznej na rynku bilansującym, zasady wyznaczania cen za wytwarzanie energii elektrycznej Jednostki Grafikowej Operatora Systemu Przesyłowego aktywnej (JG<sub>OSP</sub>) i aktualizacji cen za wytwarzanie energii elektrycznej Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej (JG<sub>Wa</sub>) w zakresie zdolności wytwórczych objętych Umowami Sprzedaży Energii (USE) przyjętymi do realizacji na RBB. Zmodyfikowane zostały też zasady rozliczeń powiązanych z mechanizmem energii awarii JG<sub>Wa</sub> oraz zasad wyznaczania zapotrzebowania w obszarze rynku bilansującego uszczegółowienia zasad kwalifikacji wykorzystania pasm JG<sub>Wa</sub>,

Na koniec 2019 r. w procesach rynku bilansującego uczestniczyło 129 podmiotów, w tym 23 wytwórców, 9 odbiorców końcowych, 10 odbiorców sieciowych, 80 przedsiębiorstw obrotu, 1 giełda energii, 5 OSD oraz PSE S.A. jako OSP. Dane techniczno-handlowe były zgłaszane przez 46 operatorów rynku i dotyczyły 354 jednostek grafikowych.

<sup>9)</sup> <http://bip.ure.gov.pl/download/3/10847/PSEzmianaIRiESP.pdf>

**Rysunek 1.** Wolumen energii bilansującej nieplanowanej odebranej z rynku bilansującego EBNO (zakup z RB) oraz ceny rozliczeniowe niezbilansowania na tym rynku w poszczególnych miesiącach 2019 r.

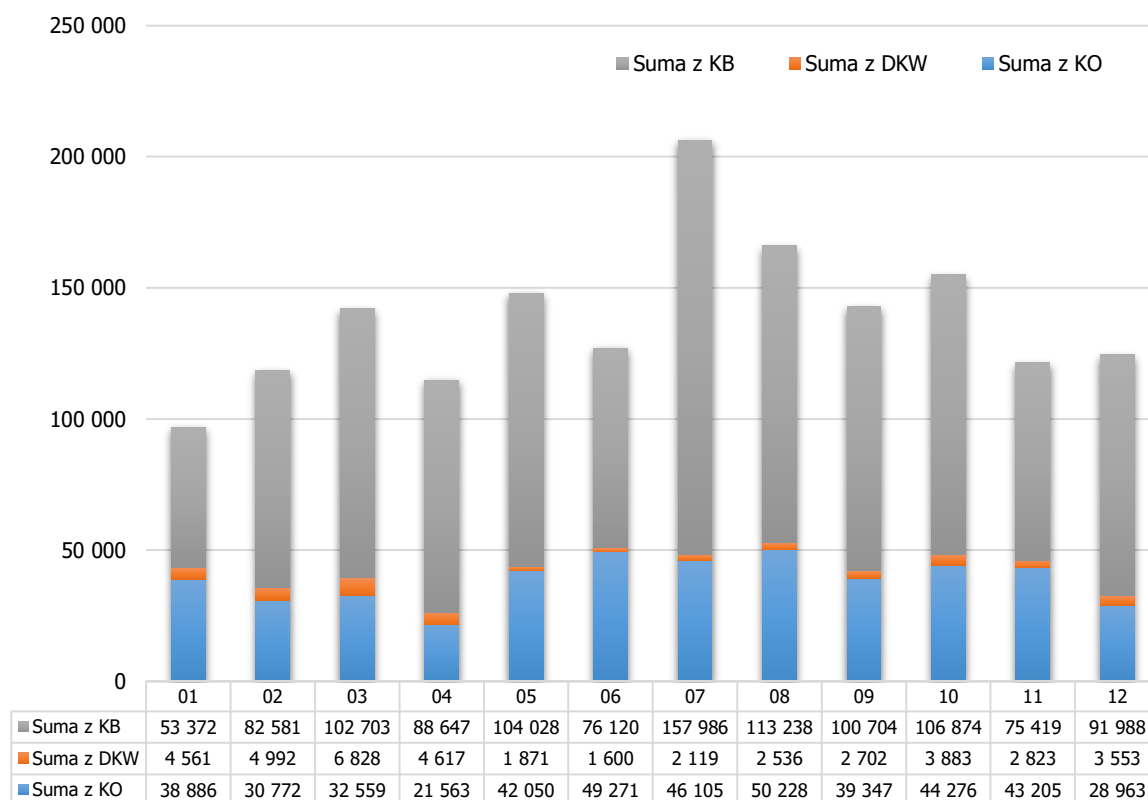


Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Wartość maksymalnej ceny rozliczeniowej odchylenia (CRO) na rynku bilansującym wahała się w przedziale od 317,89 zł/MWh do 980 zł/MWh, a wartość minimalnej ceny rozliczeniowej – od 31 zł/MWh do 74,74 zł/MWh, natomiast średnioważone miesięczne ceny CRO zmieniały się w przedziale od 189,05 zł/MWh do 287,68 zł/MWh. Opisane powyżej sytuacje były uwarunkowane różnymi czynnikami, przy czym do najważniejszych i powtarzających się należy zaliczyć warunki atmosferyczne, wielkość zapotrzebowania na moc w KSE, poziom rezerw mocy w tym systemie oraz warunki rynkowe. Wydaje się, że nie bez znaczenia pozostaje w tym kontekście zmiana limitów cen na RB, która mogła wpłynąć na zachowania uczestników tego rynku.

Koszty usuwania ograniczeń wyznaczone zgodnie z definicją zawartą w IRiESP wyniosły 467,225 mln zł. Kształtowanie się tych kosztów, jak również kosztów bilansowania oraz kosztów wynikających z realokacji USE w poszczególnych miesiącach 2019 r. przedstawiono na rysunku poniżej.

**Rysunek 2.** Nadwyżki energii dostarczonej (EBND) nad energią odebraną (EBNO) na tle wolumenów tych energii w poszczególnych miesiącach w 2019 r.



Źródło: URE.

Koszty bilansowania zapotrzebowania odbiorców (KB) wahały się w przedziale od 53 372 tys. zł do 157 986 tys. zł, przy czym graniczne wartości kosztów poniesionych przez OSP wystąpiły w lipcu 2019 r. Relatywnie wysokie wartości wynikały w głównej mierze z przekontraktowania odbiorców (większego niż w 2018 r.). Natomiast koszty usuwania ograniczeń (KO) oraz koszty wynikające z realokacji USE (DKW) zawierały się w przedziałach odpowiednio: od 21 563 tys. zł do 50 228 tys. zł oraz od 1 600 tys. zł do 6 828 tys. zł.

Operacyjna rezerwa mocy (ORM) jest pozyskiwana przez operatora systemu przesyłowego na zasadach opisanych w IRiESP zatwierdzonej przez Prezesa URE<sup>10)</sup>. Rozliczenia tej rezerwy są dokonywane godzinowo, jak również uzupełniająco w trybach miesięcznym i rocznym. W ramach każdego z rozliczeń średnia cena ORM nie przekracza wartości ceny referencyjnej godzinowej, obowiązującej w danym roku. Liczba godzin rozliczeniowych ORM w 2019 r. wyniosła 3 765, z czego dla 951 godzin cena rozliczeniowa była równa cenie referencyjnej (43,73 zł/MWh). Średnia ważona godzinowa cena rozliczeniowa ORM w 2019 r. wyniosła 32,39 zł/MWh, a średnia godzinowa ilość tej rezerwy wyniosła 4 859,440 MW-h.

Odnosząc się do udziału OSD w bilansowaniu systemu należy podkreślić, że rola operatorów systemów dystrybucyjnych ogranicza się głównie do działań związanych z zarządzaniem danymi pomiarowymi. W takim zakresie operatorzy systemów dystrybucyjnych współadministrują z Rynkiem Bilansującym. Zasady te są określone w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych i wpływają przede wszystkim na realizację zasady TPA. Ponadto operatorzy systemów dystrybucyjnych są zobowiązani do podejmowania działań na polecenie OSP, a zasady te zostały opisane przez OSP w IRiESP.

Do najważniejszych zmian wprowadzonych do IRiESP wszystkich pięciu OSD zatwierdzonych w 2019 r. przez Prezesa URE należy zaliczyć:

- modyfikację procesu certyfikowania Obiektów Redukcji (ORed) na potrzeby świadczenia usługi redukcji zapotrzebowania (DSR) na polecenie OSP oraz wprowadzenie nowego programu w ramach

<sup>10)</sup> <http://bip.ure.gov.pl/download/3/5005/20141106ZmianaInstrukcjiRuchuiEksploatacjiSieciPrzesylowejPolskichSieciElektroen.pdf>  
<http://bip.ure.gov.pl/download/3/4011/20131210ZmianaInstrukcjiRuchuiEksploatacjiSieciPrzesylowejPolskichSieciElektroen.pdf>

- usługi DSR – Programu Bieżącego Uproszczonego, w którym przedmiotem rozliczeń jest wykorzystanie rezerwy interwencyjnej, analogicznie jak w Programie Bieżącym (na skutek dostosowania do odpowiedniej zmiany IRiESP z 2018 r.),
- modyfikację IRiESP w zakresie wynikającym ze zmiany ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz w której uzupełniono zapisy dotyczące dodatkowych wymagań technicznych dla mikroinstalacji,
  - zmiany związane z Generalną Umową Dystrybucji (GUD) oraz Generalną Umową Dystrybucji dla Usługi Kompleksowej (GUD-K). Wprowadzona została m.in. generalna reguła, że kwestie odpowiedzialności OSD oraz sprzedawców za niewykonanie lub niewłaściwe wykonanie obowiązków wynikających z IRiESP, a także zasady wymiany informacji nieobjęte Centralnym Systemem Wymiany Informacji, zostaną określone w GUD lub GUD-k. Doprecyzowano również zapisy dotyczące sprzedaży rezerwowej dla odbiorców w gospodarstwach domowych, którzy mają zawarte umowy kompleksowe oraz dla odbiorców, którzy mają zawarte umowy dystrybucyjne. Uległy zmianie również m.in. zasady regulujące sposób zawierania umów dystrybucyjnych z uczestnikami rynku detalicznego, zasady powiadomień o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej lub umowach kompleksowych. Powyższe zmiany stanowiły również dostosowanie obowiązujących zapisów IRiESP do zmiany ustawy – Prawo energetyczne – głównie przepisów regulujących sprzedawcę rezerwowego (art. 5aa Prawa energetycznego) oraz nałożenie na sprzedawcę z urzędu dodatkowej roli, a mianowicie podmiotu zapewniającego ciągłość dostaw energii w przypadku, gdyby sprzedawca rezerwowy nie był wyznaczony lub nie mógł podjąć dostaw (art. 5ab Prawa energetycznego),
  - aktualizację standardowych profili zużycia wykorzystywanych w bilansowaniu handlowym miejsc dostarczania energii elektrycznej dla odbiorców o mocy umownej nie większej niż 40 kW.

Należy również zwrócić uwagę na zmiany oddziałujące na bilansowanie systemu wprowadzone do IRiESP i zatwierdzone w 2019 r. przez Prezesa URE, z których najważniejsze to:

- zmiany związane z ograniczeniem skutków zwiększającego się ryzyka niezabezpieczonych rozliczeń za energię na Rynku Bilansującym, w tym wynikające z nowych limitów cen energii na Rynku Bilansującym (zatwierdzonych jako zmiana IRiESP w 2018 r.) i polegające m.in. na modyfikacji przyznawania i korzystania z obniżenia wymaganej wysokości dostępnego zabezpieczenia, wprowadzenia możliwości odrzucania przyjętych zgłoszeń USE w zakresie niepokrytym zabezpieczeniem. Dodatkowo zmodyfikowano zasady w zakresie przyjmowania zgłoszeń USE lub Grafików Wymiany Międzysystemowej Uczestników Rynku Bilansującego, którym wstrzymane zostało świadczenie usług przesyłania ze względu na niewystarczającą wysokość zabezpieczenia (decyzja z 10 kwietnia 2019 r.),
- zmiany dotyczące zasad wyznaczania zdolności przesyłowych na połączeniach międzysystemowych polegające na dookreśleniu czynników ryzyka, które należy brać pod uwagę przy definiowaniu alternatywnych stanów pracy systemu elektroenergetycznego dla wyznaczania Marginesu Bezpieczeństwa Przesyłu dla KSE, a także usprawnienie metody wyznaczania zdolności przesyłowych, poprzez wdrożenie podejścia statystycznego do wyznaczania Marginesu Bezpieczeństwa Przesyłu (decyzja z 30 sierpnia 2019 r.),
- wprowadzenie do IRiESP modyfikacji dotyczących funkcjonowania Rynku Bilansującego w zakresie związanym z działalnością NEMO, w tym w szczególności: rozszerzenia katalogu podmiotów, które mogą być reprezentowane na Rynku Bilansującym, określenia warunków uczestnictwa w wymianie międzysystemowej na połączeniach wzajemnych asynchronicznych Polska-Szwecja i Polska-Litwa w związku z alokacją zdolności przesyłowych na tych połączeniach w ramach jednolitego łączenia rynków dnia następnego oraz opracowania procedury zgłaszania danych przez Uczestnika Rynku Bilansującego typu Giełda Energii (URB<sub>GE</sub>) pełniących funkcję NEMO lub kontrahentów centralnych (z ang. *Central Counter Party* – CCP) NEMO w ramach procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego (decyzja z 9 października 2019 r.),
- zmiany dotyczące Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego (SIDC) obejmujące m.in. wprowadzenie podmiotów uczestniczących w SIDC oraz definicji dla nowych pojęć stosowanych w SIDC, zdefiniowanie i wprowadzenie zasad dotyczących organizacji procesu, warunków uczestniczących, zasad przyjmowania wyników, procedur działania OSP w ramach SIDC oraz określenie zasad komunikacji i wymiany danych. Dodatkowo wprowadzono na potrzeby SIDC podział zdolności przesyłowych międzysystemowych wyznaczanych łącznie dla przekrojów handlowych KSE z systemami elektroenergetycznymi Niemiec, Czech i Słowacji (tzw. Profil techniczny) na poszczególne profile handlowe, do czasu wdrożenia obsługi profilu technicznego w ramach SIDC (decyzja z 21 października 2019 r.).



### 3.1.5. Monitorowanie bilansu podaży i popytu

#### Monitorowanie inwestycji w zdolności wytwórcze i zdolności w zakresie magazynowania w odniesieniu do bezpieczeństwa dostaw

Prezes URE realizując zadania wynikające z ustawy – Prawo energetyczne w zakresie monitorowania bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej, przeprowadza co dwa lata badanie planów inwestycyjnych wytwórców energii elektrycznej wypełniających obowiązek sporządzenia prognoz 15-letnich, zgodnie z art. 16 ust. 20 i 21 ustawy – Prawo energetyczne. Kolejny obowiązek sprawozdawczy wypada w 2020 r.

Według tych przepisów, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 50 MW sporządza i przedkłada Prezesowi URE prognozy na okres 15 lat obejmujące w szczególności: ilości wytwarzanej energii elektrycznej, przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy istniejących lub budowy nowych źródeł, a także dane techniczno-ekonomiczne dotyczące typu i wielkości tych źródeł, ich lokalizacji oraz rodzaju paliwa wykorzystywanego do wytwarzania energii elektrycznej.

Do wykonania badania wykorzystane zostaną opracowane przez URE ankiety, które zostaną przesłane do przedsiębiorstw energetycznych i grup kapitałowych, jak również dane z PSE S.A.

#### Działania związane z rynkiem mocy

18 stycznia 2018 r. weszła w życie ustawa o rynku mocy, która wprowadziła nowy mechanizm pomocy publicznej, mający na celu zagwarantowanie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej<sup>11)</sup>. Wprowadzenie rynku mocy oznacza zmianę architektury rynku energii z rynku jednotowarowego na dwutowarowy, gdzie transakcjom kupna-sprzedaży będzie podlegać nie tylko wytworzona energia elektryczna, ale również moc dyspozycyjna netto, czyli gotowość do dostarczania energii do sieci.

Ustawa o rynku mocy nałożyła na Prezesa URE szereg obowiązków związanych z realizacją ustawy. Do najważniejszych, zrealizowanych w roku sprawozdawczym, należy zaliczyć: zatwierdzenie i ogłoszenie ostatecznych wyników aukcji mocy na lata 2023 i 2024<sup>12)</sup> oraz publikację wykazu odbiorców przemysłowych zgodnie z art. 71 ust. 3 i 4 ustawy o rynku mocy<sup>13)</sup>.

Wypełniając dyspozycję art. 34 ust. 1 ustawy o rynku mocy, Prezes URE zaopiniował również parametry do aukcji głównej przedłożone przez ministra właściwego ds. energii.

Ponadto Prezes URE wydał kilka informacji oraz komunikatów dotyczących przede wszystkim obowiązku poddania się certyfikacji ogólnej w 2019 r.<sup>14)</sup> Udzielał także odpowiedzi uczestnikom rynku mocy na wiele pytań, które pojawiły się w związku z obowiązywaniem ustawy, w szczególności w zakresie obowiązków poddania się certyfikacji ogólnej, certyfikacji do aukcji czy terminu kalkulacji i publikacji stawek opłaty mocowej oraz wyznaczenia wybranych godzin doby przypadających na godziny szczytowego zapotrzebowania na moc w systemie dla roku dostaw 2021<sup>15)</sup>.

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 2019 r., certyfikacji do aukcji dla roku dostaw 2024 oraz przebiegu aukcji głównej na rok dostawy 2024,
- parametrów do aukcji głównej na rok dostaw 2024 oraz do aukcji dodatkowych na rok dostaw 2021.

<sup>11)</sup> Przedmiotowy system pomocy publicznej został zatwierdzony decyzją Komisji Europejskiej z 7 lutego 2018 r. State aid No. SA.46100 (2017/N) – Poland – Planned Polish capacity mechanism (C(2018) 601 final), opublikowaną 18 kwietnia 2018 r., [http://ec.europa.eu/competition/state\\_aid/cases/272253/272253\\_1977790\\_162\\_2.pdf](http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/272253/272253_1977790_162_2.pdf).

<sup>12)</sup> <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/rynek-mocy/8040,Informacja-nr-102019.html>,  
<https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/rynek-mocy/8634,Informacja-Nr-1062019.html>

<sup>13)</sup> <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/rynek-mocy/8641,Informacja-nr-1082019.html>

<sup>14)</sup> <https://www.ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/7977,Komunikat-nr-32019.html>

<sup>15)</sup> Informacja Prezesa URE nr 69/2019 z 30 września 2019 r. w sprawie w sprawie kalkulacji i publikacji stawek opłaty mocowej na rok dostaw 2021 oraz wyznaczenia i publikacji wybranych godzin doby przypadających na godziny szczytowego zapotrzebowania na moc w systemie dla kwartałów roku dostaw 2021.

W związku z wymogiem rozporządzenia 2019/943, niezbędnym jest wprowadzenie zmian do mechanizmu mocowego funkcjonującego w Polsce. W szczególności dotyczy to wyłączenia z tego mechanizmu jednostek niespełniających norm wskazanych w art. 22 ust. 4 ww. rozporządzenia<sup>16)</sup>.

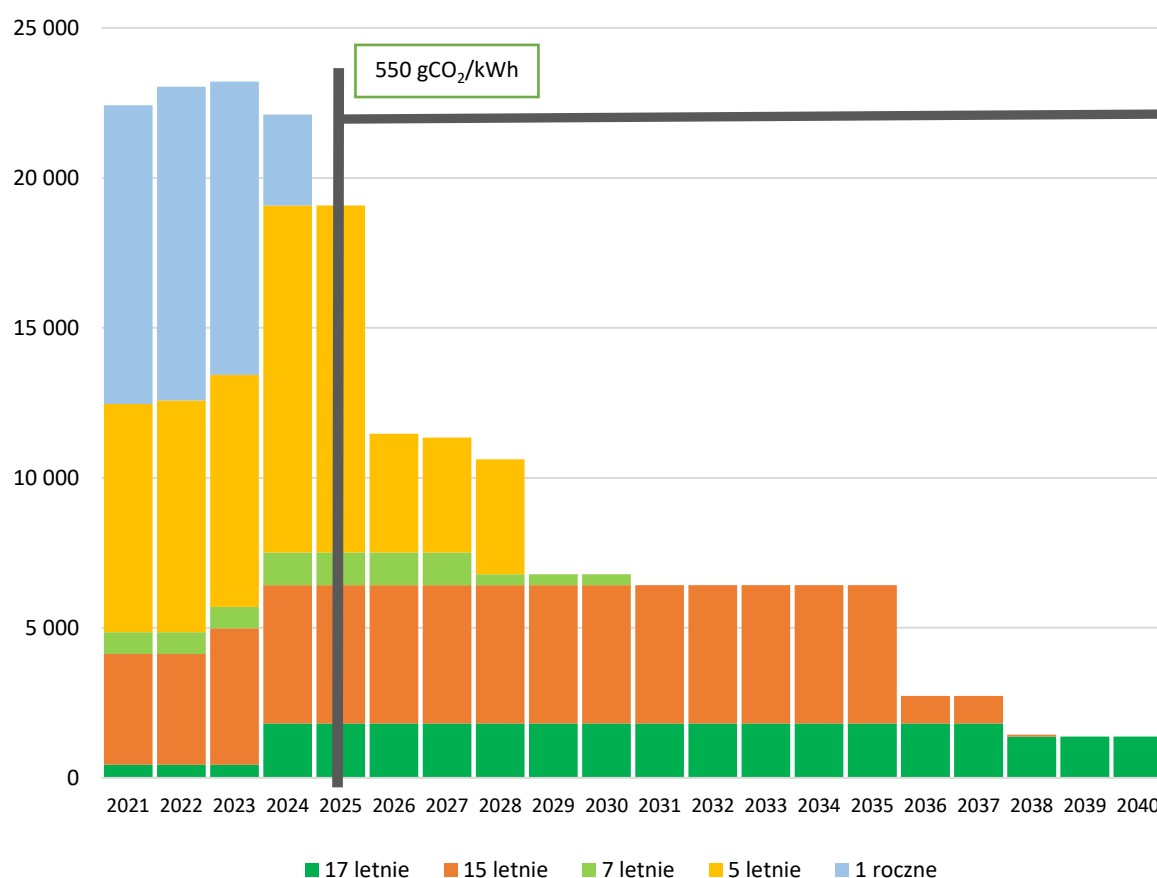
Z tego powodu w 2019 r. podjęte zostały przez ACER prace nad przygotowaniem opinii dotyczącej jednolitej metodyki liczenia emisyjności dla potencjalnych uczestników rynku mocy, która została wydana 17 grudnia 2019 r. (Opinia Nr 22/2019).

Odnosząc się do powyższego rozporządzenia należy podkreślić, że 1 lipca 2025 r. wszystkie jednostki, których kontrakty zakończą się po tym dniu i które nie spełniają limitów emisji, nie mogą być beneficjentami rynku mocy.

Mimo utraty przychodów z rynku mocy, jednostki nie spełniające wymogów emisji nie znikną z dnia na dzień z systemu energetycznego. Formalnie będą mogły być eksploatowane otrzymując tylko płatność z rynku energii.

### Rysunek 3. Wpływ limitu emisji CO<sub>2</sub> na dostępność mocy w dotychczasowych aukcjach

Wyniki aukcji na lata 2021-2024 wg długości trwania umów mocowych a limit emisji CO<sub>2</sub>



Źródło: URE, na podstawie informacji PSE S.A. o przebiegu aukcji:

[https://www.pse.pl/documents/20182/316843399/Wstepne\\_wyniki\\_aukcji\\_2021\\_do\\_publicacji\\_2018\\_11\\_20.pdf](https://www.pse.pl/documents/20182/316843399/Wstepne_wyniki_aukcji_2021_do_publicacji_2018_11_20.pdf)

[https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne\\_wyniki\\_aukcji\\_2022\\_do\\_publicacji\\_2018\\_12\\_07.pdf](https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne_wyniki_aukcji_2022_do_publicacji_2018_12_07.pdf)

[https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne\\_wyniki\\_aukcji\\_2023.pdf](https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne_wyniki_aukcji_2023.pdf)

[https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne\\_wyniki\\_aukcji\\_glownej\\_na\\_rok\\_dostaw\\_2024.pdf](https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne_wyniki_aukcji_glownej_na_rok_dostaw_2024.pdf)

<sup>16)</sup> Art. 22 ust. 4 wprowadza generalny zakaz finansowania jednostek, które przekraczają limity emisyjne (550 g CO<sub>2</sub>/kWh i/lub 350 kg CO<sub>2</sub>/kWe mocy zainstalowanej średnio w skali roku) dla jednostek powstałych po dacie wejścia w życie przedmiotowego rozporządzenia oraz wyznacza datę 1 lipca 2025 r. dla jednostek, które rozpoczęły komercyjną produkcję energii elektrycznej przed datą wejścia w życie tego rozporządzenia. Ten sam ust. 4 obliuguje ACER do przedstawienia w terminie 6 miesięcy od daty wejścia w życie przedmiotowego rozporządzenia, opinii dotyczącej właściwego sposobu kalkulowania emisji.

*Certyfikacja ogólna w 2019 r.*

Zgodnie z zapisami ustawy, właściciele jednostek fizycznych o mocy co najmniej 2 MW obowiązani są rokrocznie poddać się certyfikacji ogólnej. W 2019 r. w jej ramach złożono 1 103 wniosków, tj. ok. 8% mniej niż w 2018 r. Do rejestru rynku mocy wpisano 1 092 jednostek, tj. ok. 6% mniej niż w 2018 r. Moc osiągalna netto jednostek fizycznych wpisanych do rejestru opiewa na 54,4 GW (wzrost w porównaniu z rokiem poprzednim o ok. 15%).

Z tytułu niepoddania się certyfikacji ogólnej wszczęto 11 postępowań o wymierzenie kary pieniężnej na podstawie art. 85 ust. 1 pkt 1 ustawy o rynku mocy.

*Aukcje główne na rok dostaw 2024*

Warunkiem uczestnictwa w aukcji głównej było uprzednie przystąpienie do certyfikacji ogólnej, a następnie do certyfikacji do aukcji. 6 grudnia 2019 r. odbyła się aukcja główna na rok dostaw 2024.

**Tabela 1.** Dane dotyczące aukcji głównej na rok dostaw 2024

Rok dostaw	Liczba ofert, które wygrały aukcję główną	Sumaryczna wielkość obowiązków mocowych wynikająca z zawartych umów mocowych dla danego roku dostaw [MW]
2024	103	8 671,154

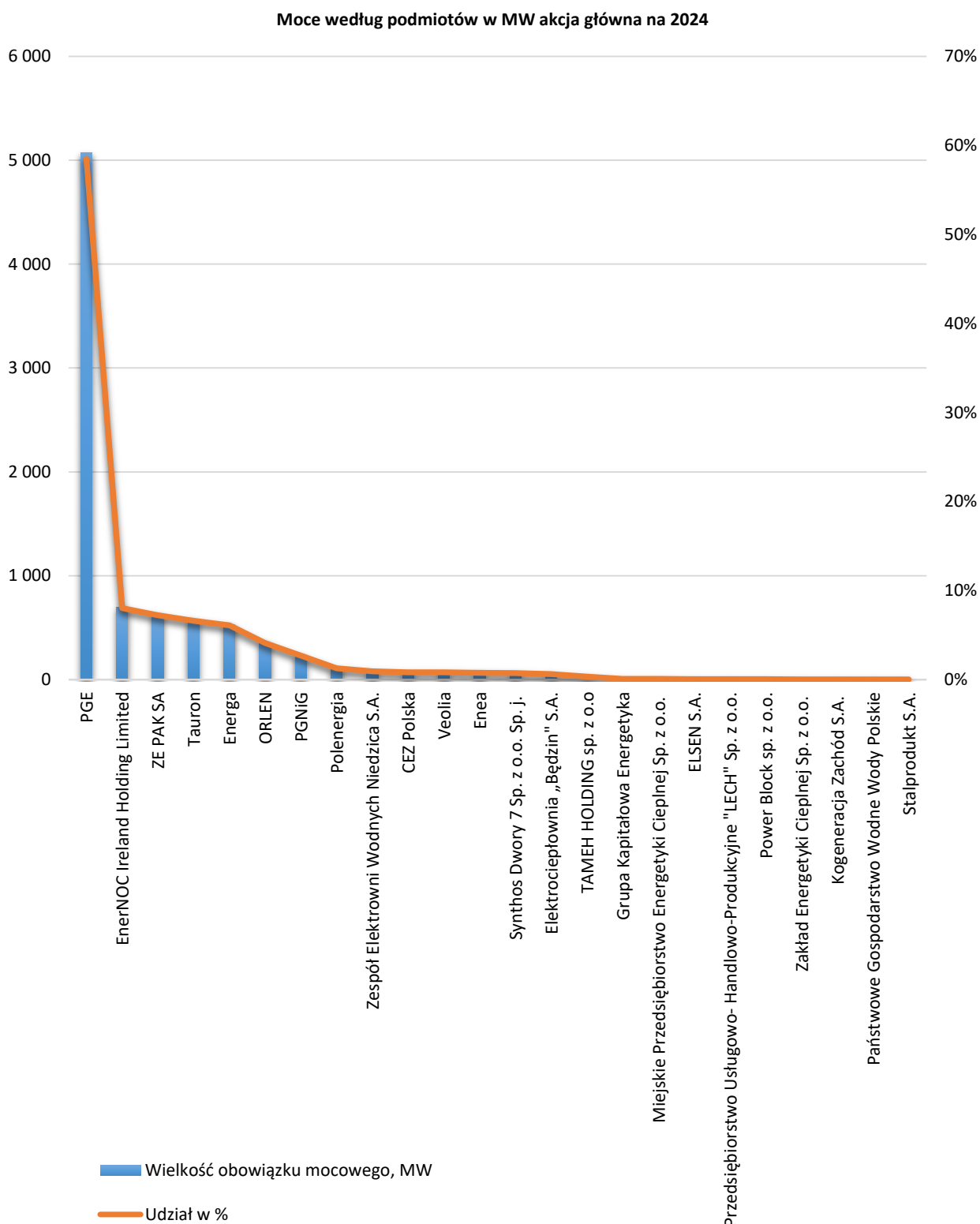
*Źródło: URE.*

Aukcja główna na rok dostaw 2024 zakończyła się w rundzie piątej z ceną zamknięcia równą 259,87 zł/kW/rok. Sumaryczna wielkość obowiązków mocowych wynikająca z umów mocowych dla roku dostaw 2024 zawartych w wyniku aukcji wyniosła 8 671,154 MW. Jednocześnie, sumaryczna wielkość obowiązków mocowych dla roku dostaw 2024 wynikająca z zawartych umów mocowych na więcej niż 3 lata dostaw w aukcji głównej na rok 2021 wyniosła 12 458,819 MW. Z kolei, sumaryczna wielkość obowiązków mocowych dla roku dostaw 2024 wynikająca z zawartych umów mocowych na więcej niż 2 lata dostaw w aukcji głównej na rok 2022 wyniosła 125,000 MW. Natomiast, sumaryczna wielkość obowiązków mocowych dla roku dostaw 2024 wynikająca z zawartych umów mocowych na więcej niż 1 rok dostaw w aukcji głównej na rok 2023 wyniosła 852,603 MW. W konsekwencji na rok dostaw 2024 zawarte zostały umowy mocowe na 22 107,576 MW.

Sumaryczna wielkość obowiązków mocowych wynikająca z zawarcia umów mocowych na więcej niż jeden rok dostaw w aukcji głównej organizowanej na rok dostaw 2024 wyniosła 5 669,035 MW.

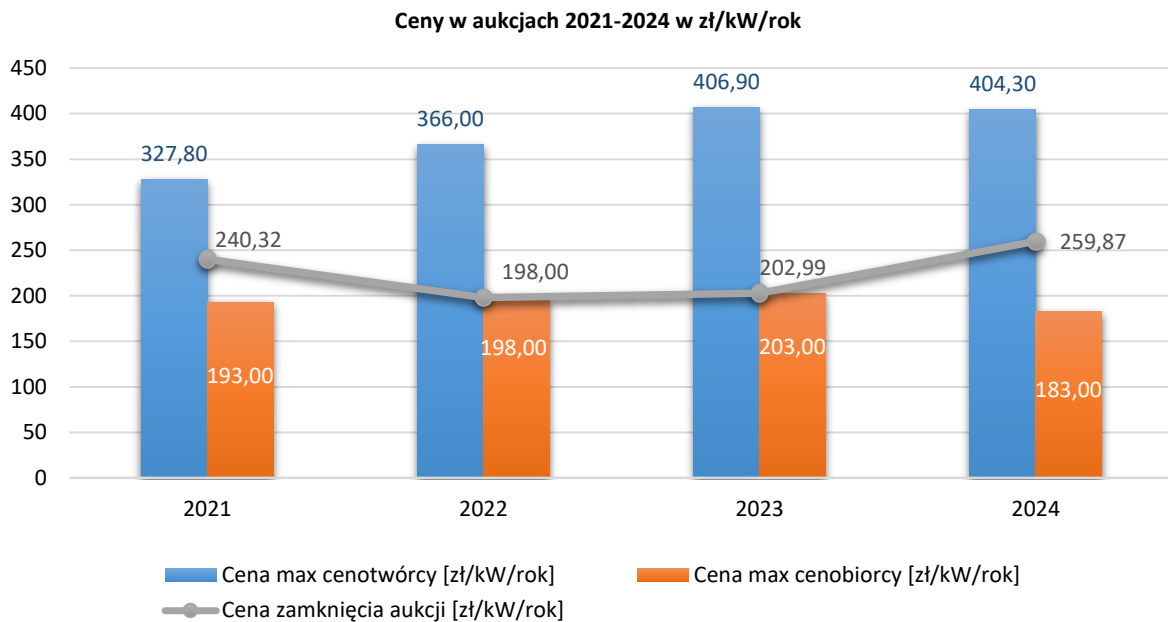
Wyniki dotychczasowych aukcji zostały zobrazowane poniżej.

**Rysunek 4.** Zestawienie podmiotów – beneficjentów aukcji mocy na rok 2024 według wielkości mocy ogółem zakontraktowanych



Źródło: URE na podstawie danych opublikowanych przez PSE S.A.: [https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne\\_wyniki\\_aukcji\\_glownej\\_na\\_rok\\_dostaw\\_2024.pdf](https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne_wyniki_aukcji_glownej_na_rok_dostaw_2024.pdf)

**Rysunek 5.** Zmiany cen z aukcji na aukcję oraz porównanie kosztów rocznych rynku mocy dla lat 2021-2024 (wg faktycznie ukształtowanych w wyniku przeprowadzonych aukcji)



Źródło: URE na podstawie informacji PSE S.A. o przebiegu aukcji:

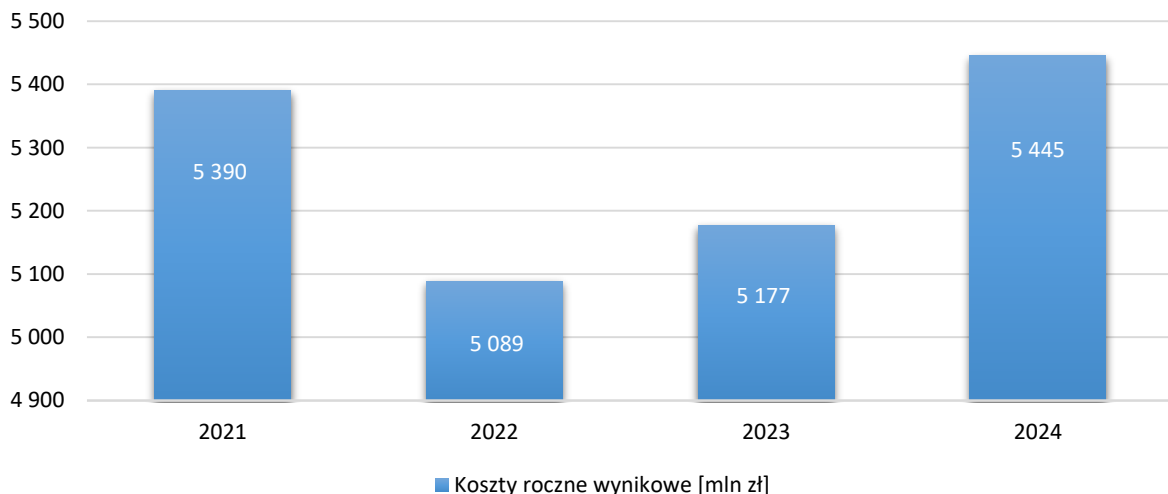
[https://www.pse.pl/documents/20182/316843399/Wstepne\\_wyniki\\_aukcji\\_2021\\_do\\_publicacji\\_2018\\_11\\_20.pdf](https://www.pse.pl/documents/20182/316843399/Wstepne_wyniki_aukcji_2021_do_publicacji_2018_11_20.pdf)

[https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne\\_wyniki\\_aukcji\\_2022\\_do\\_publicacji\\_2018\\_12\\_07.pdf](https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne_wyniki_aukcji_2022_do_publicacji_2018_12_07.pdf)

[https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne\\_wyniki\\_aukcji\\_2023.pdf](https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne_wyniki_aukcji_2023.pdf)

[https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne\\_wyniki\\_aukcji\\_glownej\\_na\\_rok\\_dostaw\\_2024.pdf](https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne_wyniki_aukcji_glownej_na_rok_dostaw_2024.pdf)

**Koszty roczne rynku mocy (nie uwzględniają wyników aukcji dodatkowych przeprowadzonych w marcu 2020 r.)**



Źródło: URE na podstawie informacji PSE S.A. o przebiegu aukcji:

[https://www.pse.pl/documents/20182/316843399/Wstepne\\_wyniki\\_aukcji\\_2021\\_do\\_publicacji\\_2018\\_11\\_20.pdf](https://www.pse.pl/documents/20182/316843399/Wstepne_wyniki_aukcji_2021_do_publicacji_2018_11_20.pdf)

[https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne\\_wyniki\\_aukcji\\_2022\\_do\\_publicacji\\_2018\\_12\\_07.pdf](https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne_wyniki_aukcji_2022_do_publicacji_2018_12_07.pdf)

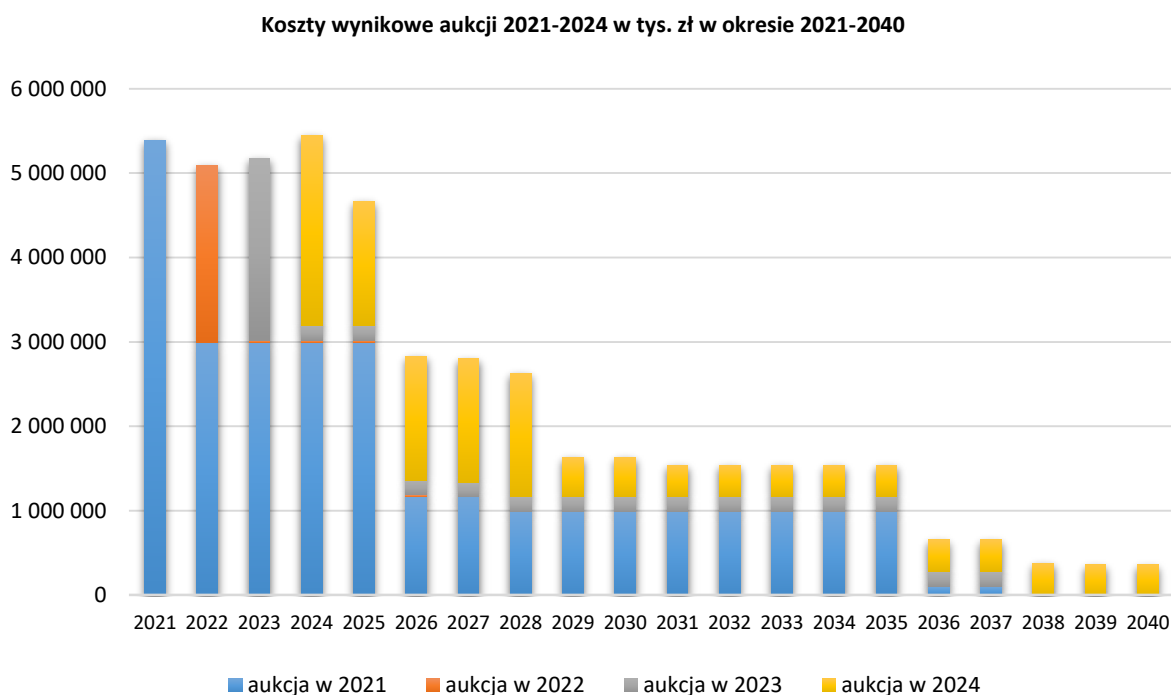
[https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne\\_wyniki\\_aukcji\\_2023.pdf](https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne_wyniki_aukcji_2023.pdf)

[https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne\\_wyniki\\_aukcji\\_glownej\\_na\\_rok\\_dostaw\\_2024.pdf](https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne_wyniki_aukcji_glownej_na_rok_dostaw_2024.pdf)

oraz OSR do ustawy o rynku mocy w wersji z 23 czerwca 2017 r.

Należy zwrócić uwagę, że pełne koszty rynku mocy w poszczególnych latach będą znane po przeprowadzeniu aukcji dodatkowych. 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. Aukcje dodatkowe na okres dostaw przypadający na rok 2021 zostaną przeprowadzone w 2020 r. PSE S.A. ogłosiła 27 lutego 2019 r. termin przeprowadzenia aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały roku dostaw 2021. Aukcje odbyły się 18 marca 2020 r.

**Rysunek 6.** Koszty roczne umów mocowych zawartych w wyniku aukcji mocy na lata 2021-2024 w podziale na aukcje



Źródło: URE na podstawie informacji PSE S.A. o przebiegu aukcji:

[https://www.pse.pl/documents/20182/316843399/Wstepne\\_wyniki\\_aukcji\\_2021\\_do\\_publicacji\\_2018\\_11\\_20.pdf](https://www.pse.pl/documents/20182/316843399/Wstepne_wyniki_aukcji_2021_do_publicacji_2018_11_20.pdf)

[https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne\\_wyniki\\_aukcji\\_2022\\_do\\_publicacji\\_2018\\_12\\_07.pdf](https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne_wyniki_aukcji_2022_do_publicacji_2018_12_07.pdf)

[https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne\\_wyniki\\_aukcji\\_2023.pdf](https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne_wyniki_aukcji_2023.pdf)

[https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne\\_wyniki\\_aukcji\\_glownej\\_na\\_rok\\_dostaw\\_2024.pdf](https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne_wyniki_aukcji_glownej_na_rok_dostaw_2024.pdf)

Należy wskazać, że proces realizacji procesów rynku mocy w 2019 r. przebiegał terminowo oraz bez zakłóceń.

### 3.1.6. Kwestie transgraniczne

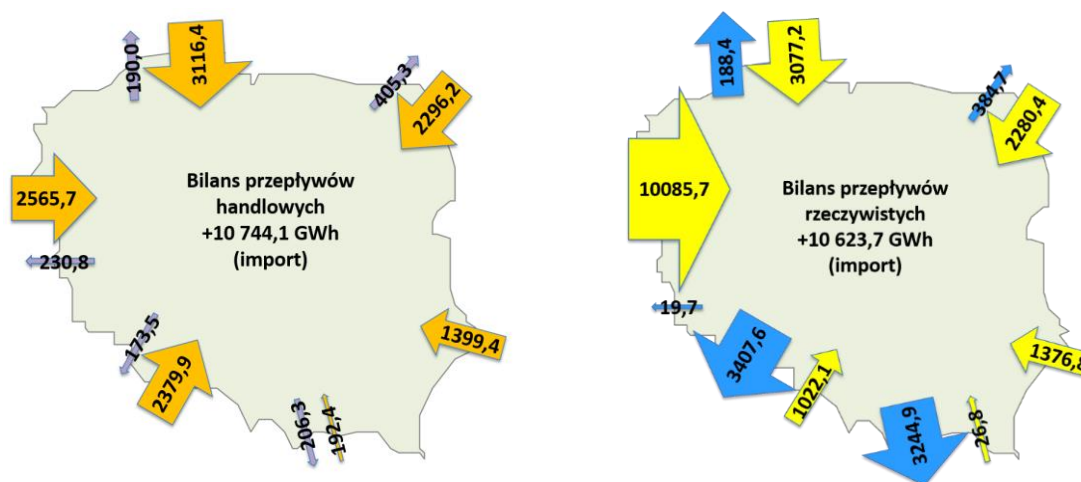
#### Monitorowanie współpracy technicznej pomiędzy operatorami z UE i krajów trzecich

Obecnie KSE jest połączony wyłącznie z ukraińskim systemem elektroenergetycznym z krajów nienależących do UE. Zdolności przesyłowe na połączeniu Polska-Ukraina udostępniane były w ramach aukcji jawnych (typu *explicit*) organizowanych w horyzoncie czasowym miesięcznym. Zdolności przesyłowe były udostępniane tylko w kierunku importu do Polski w maksymalnej wysokości 210 MW. W 2019 r. nie wystąpiły wyłączenia awaryjne po stronie polskiej skutkujące redukcją zaplanowanych dostaw. Kilukrotne niedotrzymanie planów wymiany powodowane były awaryjnym odstąpieniem bloku w Elektrowni Dobrotwór.

## Monitorowanie skoordynowanej wymiany międzysystemowej

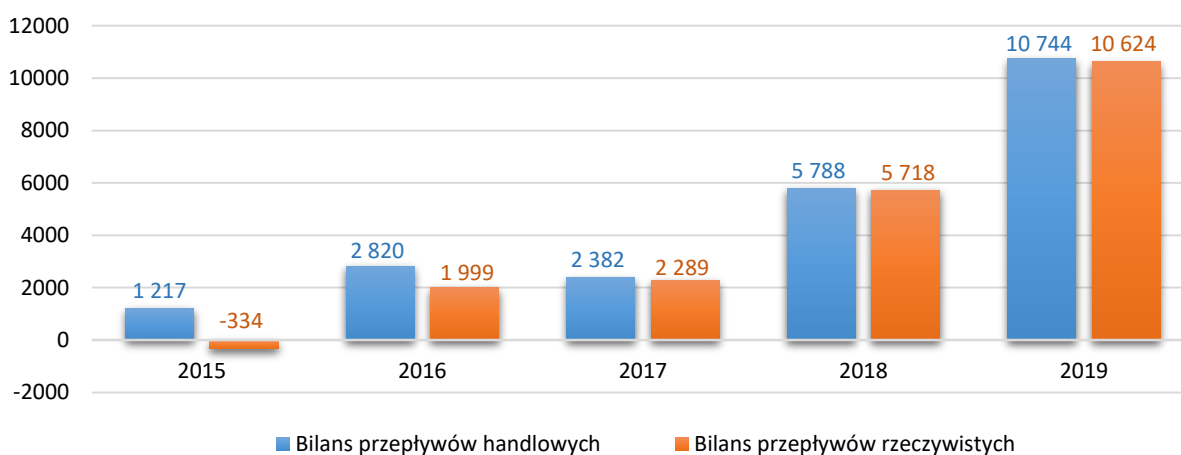
Bilans handlowy wymiany międzysystemowej energii elektrycznej oraz rzeczywiste przepływy energii z poszczególnych krajów do Polski i z Polski do innych krajów w 2019 r. zostały przedstawione na poniższym rysunku.

**Rysunek 7.** Bilans handlowych i rzeczywistych przepływów energii elektrycznej na połączeniach z innymi krajami w 2019 r. [GWh]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

**Rysunek 8.** Porównanie bilansów przepływów handlowych i bilansów przepływów rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniach z innymi krajami (łącznie) w poszczególnych latach 2015-2019 [GWh]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Na poniższych rysunkach przedstawiono porównanie danych 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 2019 r. – wyniósł +10 744,1 GWh (import). Eksport energii elektrycznej wyniósł łącznie 1 205,9 GWh i zmniejszył się o ok. 39% w porównaniu do roku poprzedniego. W 2019 r. bardzo znacznie zwiększył się import – w 2019 r. wyniósł łącznie 11 950,0 GWh



(wzrost o ok. 135% w porównaniu do roku poprzedniego). Był on realizowany w zasadzie ze wszystkich sąsiednich krajów połączonych z KSE.

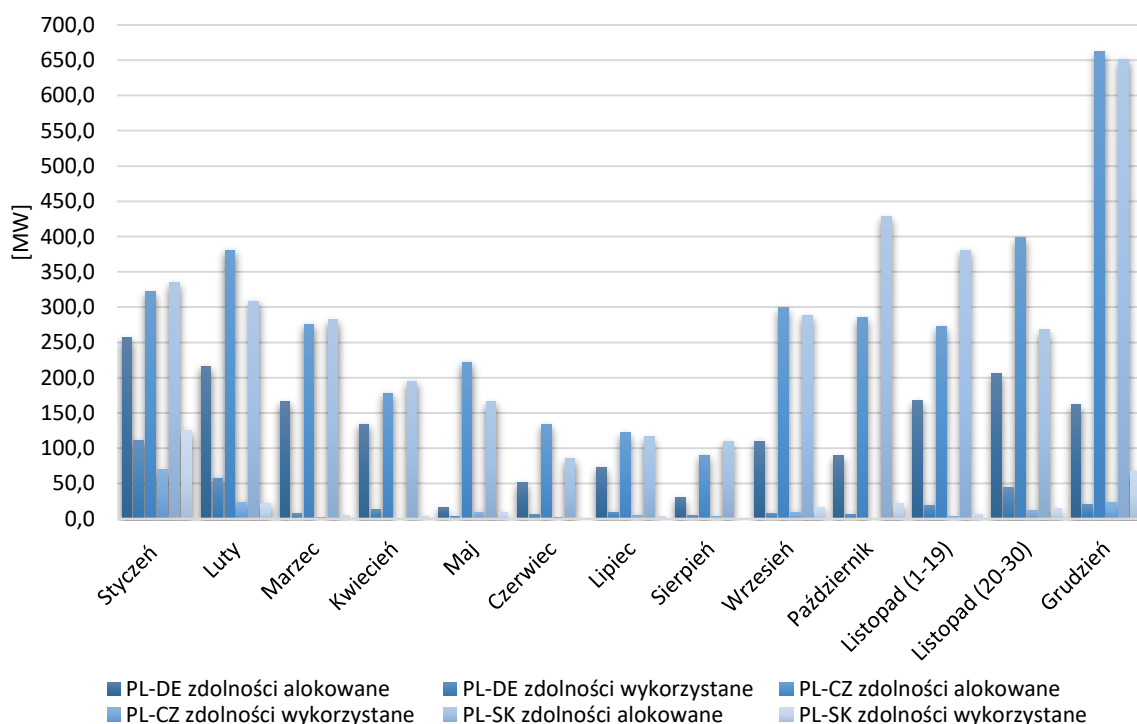
Tak znaczny wzrost importu w porównaniu do zeszłego roku został spowodowany m.in. włączeniem do pracy 25 marca 2019 r. północnego połączenia wzajemnego Polska-Niemcy, tj. linii Krajnik-Vierraden (o czym bardziej szczegółowo w dalszej części niniejszego rozdziału) oraz zmianą metody wyznaczania zdolności przesyłowych, co nastąpiło z początkiem września 2019 r. na skutek decyzji Prezesa URE zatwierdzającej zmianę IRiESP. Zmiana metody wyznaczania Marginesu Bezpieczeństwa Przesyłu z metody deterministycznej na statystyczną umożliwiła udostępnianie przez PSE S.A. większych zdolności przesyłowych na profilu synchronicznym z zachowaniem standardów bezpieczeństwa pracy KSE.

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

W 2019 r. udostępnianie zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej na przekroju synchronicznym odbywało się w trybie aukcji jawnych (typu *explicit*) organizowanych zarówno w kierunku eksportu, jak i w kierunku importu w horyzontach krótkoterminowych dobowych – *day-ahead* oraz w dniu realizacji dostawy – *intra-day*, przy czym od 20 listopada 2019 r. zdolności przesyłowe dnia bieżącego były alokowane w ramach mechanizmu jednolitego łączenia się rynków (XBID) w trybie notowań ciągłych.

Poniżej przedstawiono średnie miesięczne ilości zdolności przesyłowych alokowanych i wykorzystanych na połączeniach synchronicznych w 2019 r. – odpowiednio w kierunku eksportu i importu.

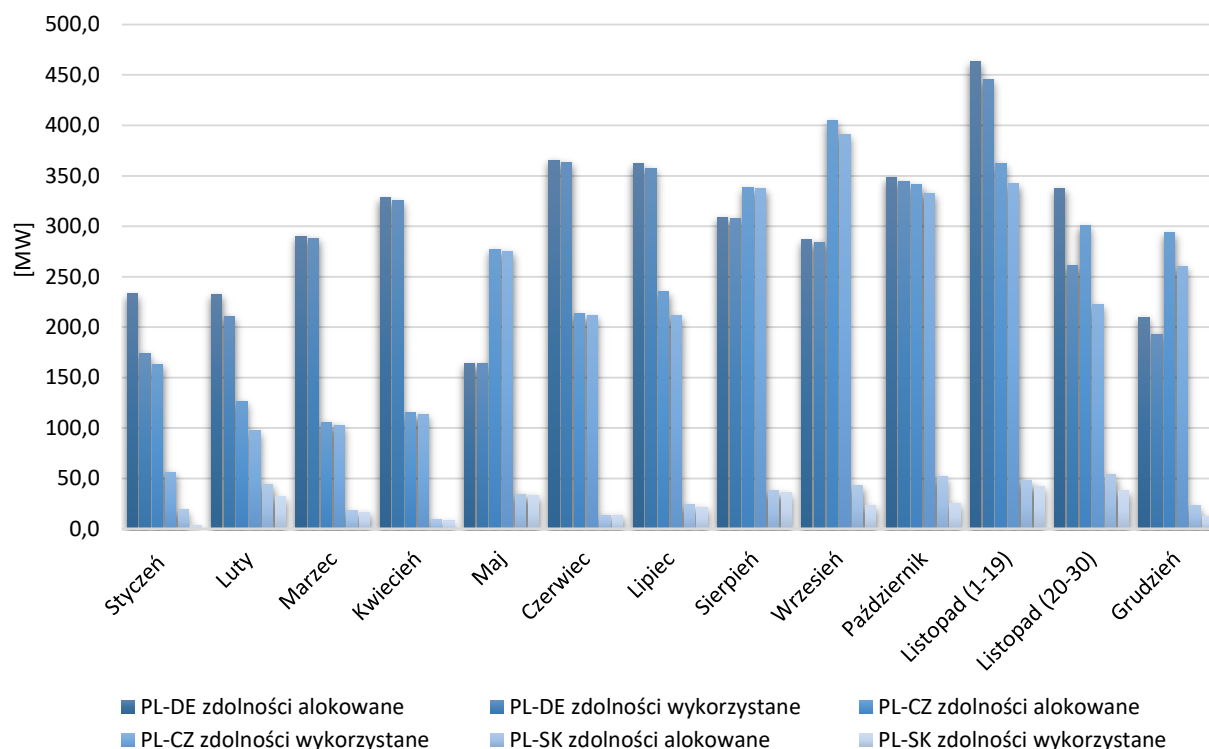
**Rysunek 9.** Zestawienie średnich miesięcznych zdolności przesyłowych, alokowanych i wykorzystanych w kierunku eksportu w 2019 r. na poszczególnych połączeniach synchronicznych [MW]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.



**Rysunek 10.** Zestawienie średnich miesięcznych zdolności przesyłowych, alokowanych i wykorzystanych w kierunku importu w 2019 r. na poszczególnych połączeniach synchronicznych [MW]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Podział łącznych mocy przesyłowych oferowanych na profilu technicznym (łącznie: Niemcy, Czechy, Słowacja) pomiędzy profile handlowe (oddzielnie: Niemcy, Czechy, Słowacja) odbywa się według rankingu cenowego składanych przez tych uczestników ofert. Przedstawione powyżej dane wskazują, że w przypadku eksportu uczestnicy rynku w skali całego 2019 r. nie wykazywali wyraźnych preferencji, choć w poszczególnych miesiącach te preferencje się zmieniały. Natomiast w przypadku importu energii elektrycznej w 2019 r. dominowała alokacja i wykorzystanie na kierunkach z Niemiec i Czech.

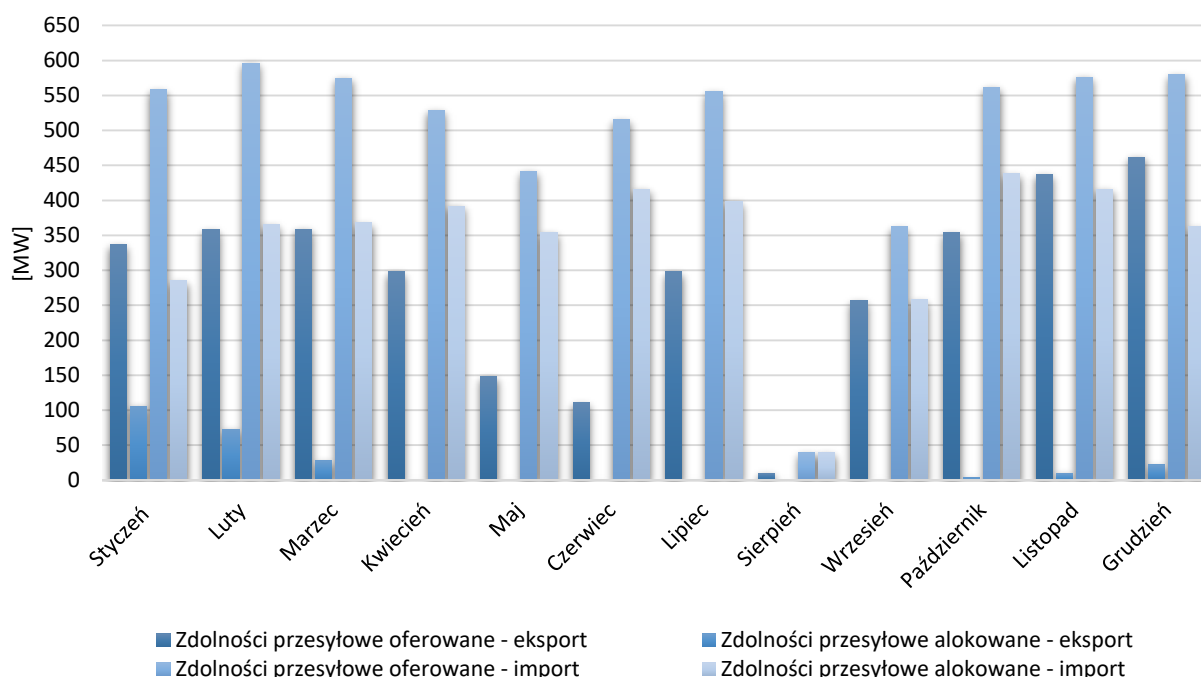
Zróznicowanie ilości alokowanych i wykorzystanych zdolności przesyłowych w 2019 r. w poszczególnych miesiącach w dużej mierze wynika z funkcjonowania fizycznych przesuwników fazowych i problemów z tym związanych. Zgodnie z umową pomiędzy PSE S.A. i 50Hertz, w 2016 r. PSE S.A. uruchomiły komplet czterech przesuwników fazowych po stronie polskiej na połączeniu południowym (Mikułowa-Hagenwerder), 50Hertz natomiast miało zainstalować przesuwniki w swojej stacji, na połączeniu północnym (Krajnik-Vierraden). Z uwagi na opóźnienie w realizacji inwestycji w sieci wewnętrznej 50Hertz (przebudowa sieci 220 kV na 380 kV) i konieczność utrzymania w stacji Vierraden transformacji 380/220 kV (dwa transformatory), nie było i nie ma obecnie fizycznej możliwości instalacji kompletu czterech przesuwników fazowych. 50Hertz zainstalowało więc tylko dwa przesuwniki fazowe. Po doświadczeniach z pracy testowej połączenia w sierpniu 2018 r., w układzie pracy równoległej przesuwników z załączonymi dwoma torami linii Krajnik-Vierraden i uzgodnieniach formalnych w zakresie pracy niepełnego układu tylko z dwoma przesuwnikami, 25 marca 2019 r. załączono linię Krajnik-Vierraden w układzie pracy na jednym torze i dwoma przesuwnikami połączonymi szeregowo jako układ tymczasowy. Założono, że praca w tym układzie będzie trwała do czasu modernizacji wewnętrznej sieci 50Hertz. Uruchomienie pod koniec marca 2019 r. północnego połączenia z 50Hertz Krajnik-Vierraden w sposób naturalny spowodowało wzrost przepływów fizycznych na całym przekroju PL-DE. Jednocześnie wzrosły przepływy niegrafikowe w kierunku Niemcy → Polska – o ile można powiedzieć, że w okresie styczeń-marzec 2019 r. ich wolumen był tylko nieco większy niż w 2018 r., to w okresie kwiecień-grudzień 2019 r. przepływy niegrafikowe wzrosły aż o 43% w porównaniu z analogicznym okresem 2018 r. (do okresu porównawczego kwiecień-grudzień nie brano pod uwagę sierpnia z uwagi na pracę testową połączenia Krajnik-Vierraden w 2018 r. i bardzo wysokie przepływy

niegrafikowe w tym okresie). Wyjątkowym miesiącem był wrzesień 2019 r., gdy wzrost przepływów niegrafikowych wyniósł aż 82%. Wrzesień 2019 r. był pierwszym miesiącem obowiązywania nowej metodyki wyznaczania zdolności przesyłowych na przekroju synchronicznym, która umożliwiła oferowanie większych zdolności przesyłowych, zwłaszcza w kierunku importowym.

W 2019 r., podobnie jak w latach wcześniejszych, były podejmowane międzyoperatorskie działania zaradcze, tj. środki o charakterze doraźnym mające na celu zapewnienie bezpiecznej pracy połączonych systemów. Działania te obejmowały redispatching dwustronny oraz wielostronny (MRA), przy czym w 2019 r., podobnie do 2018 r., nie było konieczności użycia MRA do zapewnienia bezpieczeństwa na przekroju Polska-Niemcy (kryterium N-1). Wolumen MRA występujący w wysokości 840 MWh jedynie w sierpniu 2019 r. wynikał z realizacji umów wielostronnych dotyczących środków zaradczych. Skala redispatchingu dwustronnego w 2019 r. była znacznie wyższa w stosunku do wolumenu w 2018 r. – wzrost o 200%. W ujęciu średniomiesięcznym wolumen redispatchingu wyniósł 3,27 GWh w porównaniu do 1,01 GWh w 2018 r. Na tak wysoki roczny wolumen wpływ miało wejście w życie nowej metody wyznaczania zdolności przesyłowych na przekroju synchronicznym, dzięki której możliwe jest oferowanie większych zdolności przesyłowych, zwłaszcza importowych. W okresie wrzesień-grudzień 2019 r. średniomiesięczny wolumen redispatchingu wyniósł 8,68 GWh i był znacznie wyższy w stosunku do wolumenu w 2018 r. – wzrost o 200%.

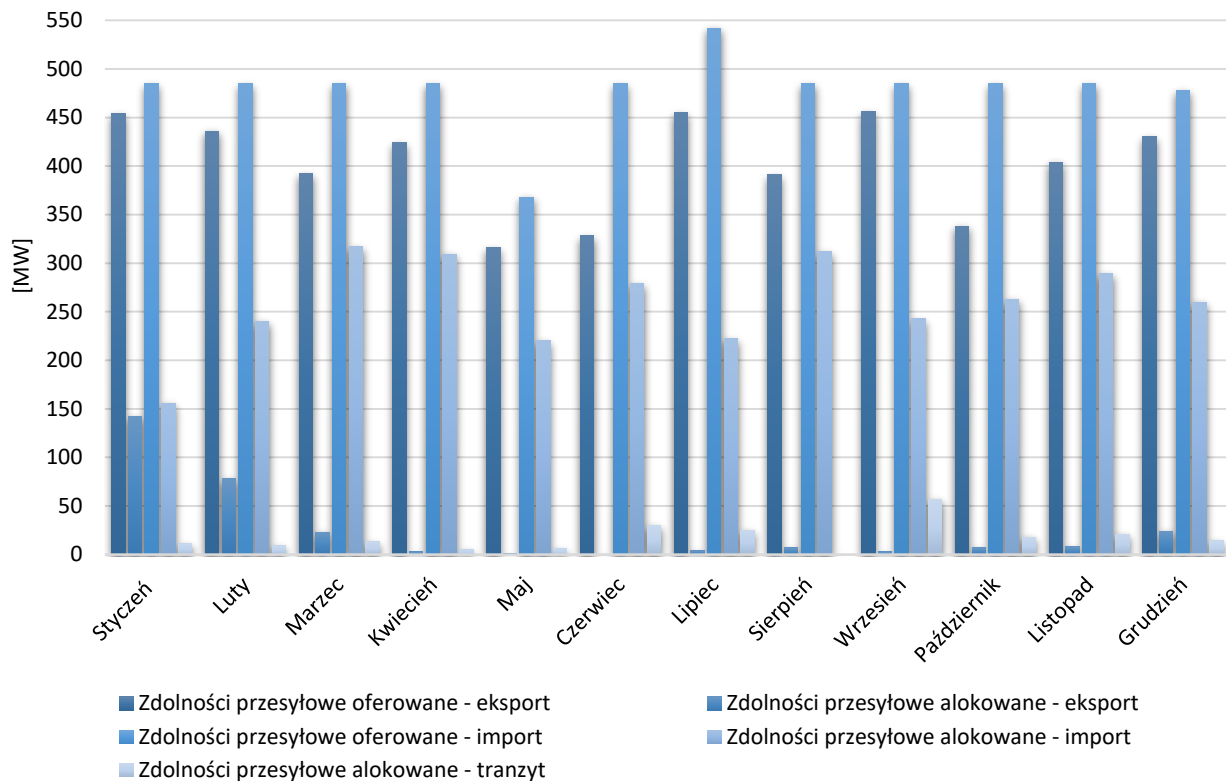
Alokacja zdolności przesyłowych na połączeniach stałoprądowych Polska-Szwecja oraz Polska-Litwa w 2018 r. była realizowana w ramach dobowych aukcji typu *implicit* w oparciu o mechanizm jednolitego łączenia się rynków dnia następnego prowadzony przez TGE S.A. i Nord Pool AS. Od 20 listopada 2019 r. na połączeniu Polska-Litwa uruchomiono możliwość alokowania zdolności przesyłowych dnia bieżącego w oparciu o mechanizm jednolitego łączenia się rynków dnia bieżącego (XBID) w trybie notowań ciągłych.

**Rysunek 11.** Zestawienie średnich miesięcznych wartości zdolności przesyłowych oferowanych i alokowanych w 2019 r. na połączeniu Polska-Szwecja [MW]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

**Rysunek 12.** Zestawienie średnich miesięcznych wartości zdolności przesyłowych oferowanych i alokowanych w 2019 r. na połączeniu Polska-Litwa [MW]. Na wykresie uwzględniono także oferowane oraz alokowane zdolności przesyłowe dla celów tranzytu ze Szwecji na Litwę. Przepływów tranzytowych z kierunku Litwy do Szwecji w 2019 r. nie odnotowano

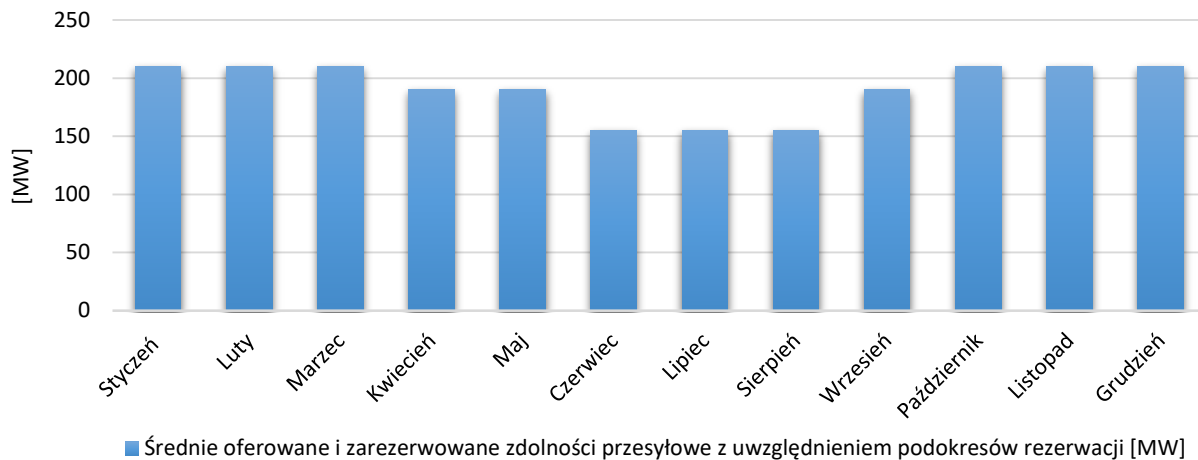


Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Z przedstawionych powyżej danych wynika, że w 2019 r. ceny energii elektrycznej były w większości czasu niższe na rynku skandynawskim, co w konsekwencji skutkowało w głównej mierze importem energii elektrycznej do Polski ze Szwecji, ograniczonym względami bezpieczeństwa KSE. Maksymalne oferowane zdolności przesyłowe na tej granicy wyniosły 580 MW w kierunku importu i 462 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 połączeniu Polska-Litwa wyniosły: w kierunku eksportu do Litwy 455 MW, a w kierunku importu do Polski 485 MW. Dodatkowo w 2019 r. oferowano oraz alokowano zdolności przesyłowe dla celów tranzytu ze Szwecji na Litwę o wartości średniej ok. 17 MW.

Zdolności przesyłowe na połączeniu Polska-Ukraina udostępniane były w ramach aukcji jawnych (typu *explicit*) organizowanych w horyzoncie czasowym miesięcznym. Zdolności przesyłowe były udostępniane tylko w kierunku importu do Polski w maksymalnej wysokości 210 MW.

**Rysunek 13.** Średnie miesięczne wartości oferowanych zdolności przesyłowych na połączeniu międzysystemowym Polska-Ukraina, kierunek import, 2019 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

### Monitorowanie ograniczeń w realizacji usług przesyłania w wymianie międzysystemowej spowodowanych brakiem mocy lub awariami sieciowymi w 2019 r.

W przypadku wymiany międzysystemowej na połączeniach synchronicznych oraz na połączeniach ze Szwecją i Litwą w 2019 r. nie wystąpiły ograniczenia alokowanych zdolności przesyłowych (redukcje).

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

#### 3.1.7. Wdrażanie wytycznych i kodeksów sieci

Rozporządzenie 714/2009 przyznało Komisji Europejskiej kompetencję do przyjęcia kodeksów sieci oraz wytycznych uszczegółwiających przepisy tego rozporządzenia. Kodeksy sieci oraz wytyczne są przyjmowane w formie rozporządzeń. Ich zakres obejmuje kwestie transgraniczne związane z siecią oraz kwestie integracji rynku, a ich celem jest stworzenie narzędzi służących wdrożeniu transgranicznych rozwiązań w sposób usystematyzowany. Rozporządzenia te obowiązują w państwach członkowskich i są bezpośrednio stosowane bez konieczności ich implementacji do prawa krajowego.

Rozporządzenia zawierają bezpośrednio obowiązujące normy prawa, ale także określają metody, warunki, wymogi i zasady, które mają zostać opracowane przez poszczególne podmioty (OSP i Wyznaczonych Operatorów Energii Elektrycznej – NEMO), a następnie podlegają zatwierdzeniu odpowiednio przez wszystkie europejskie organy regulacyjne, wszystkie organy regulacyjne danego regionu lub indywidualnie przez każdy organ regulacyjny (lub inny właściwy organ zainteresowanego państwa członkowskiego).

#### Rozporządzenie 2015/1222

Prezes URE w ramach obowiązków wynikających z rozporządzenia 2015/1222 brał udział we wzajemnych konsultacjach, współpracy i wspólnej koordynacji organów regulacyjnych. Większość warunków lub metod przedłożonych przez OSP lub NEMO zgodnie z tym rozporządzeniem zostało zatwierdzonych. Z uwagi na intensywne prace zmierzające do wdrożenia jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego, część zatwierdzonych już warunków lub metod wymagała zmiany. Wobec wejścia w życie rozporządzenia 2019/943 wnioski w sprawie zmian metod pierwotnie podlegających zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne, zostały przez podmioty wnioskujące

bezpośrednio skierowana do ACER. Prezes URE był zaangażowany we wszystkie sprawy procedowane przez Agencję na podstawie tego rozporządzenia.

**Tabela 2.** Stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2019 r. metodami lub warunkami wynikającymi z rozporządzenia 2015/1222, które podlegają zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne (status podano na koniec 2019 r.)

Warunki lub metody	Podmioty wnioskujące	Status
Zmiana regionów wyznaczania zdolności przesyłowych	OSP	Decyzja ACER <sup>17)</sup>
Zmiana algorytmu łączenia cen i algorytm handlu ciągłego	NEMO	Procedowanie przez ACER
Zmiana produktów w procesie jednolitego łączenia rynków dnia następnego	NEMO	Procedowanie przez ACER
Metoda planowanych wymian wynikających z jednolitego łączenia rynków dnia następnego	OSP	Decyzja Prezesa URE <sup>18)</sup>
Metoda planowanych wymian wynikających z jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego	OSP	Decyzja Prezesa URE <sup>19)</sup>
Metoda wyceny zdolności przesyłowych dnia bieżącego	OSP	Decyzja ACER <sup>20)</sup>

Źródło: Opracowanie własne URE.

## Rozporządzenie 2016/1719

W ramach obowiązków wynikających z tego rozporządzenia, Prezes URE brał udział we wzajemnych konsultacjach, współpracy i wspólnej koordynacji organów regulacyjnych. Wiele warunków lub metod przedłożonych przez OSP zostało już zatwierdzonych, prace nad innymi są w toku.

**Tabela 3.** Stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2019 r. metodami lub warunkami wynikającymi z rozporządzenia 2016/1719, które podlegają zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne (status podano na koniec 2019 r.)

Warunki lub metody	Podmioty wnioskujące	Status
Metoda podziału dochodu z ograniczeń	OSP	Decyzja Prezesa URE <sup>21)</sup>
Zmiana ujednoczonego regulaminu alokacji długoterminowych praw przesyłowych	OSP	Decyzja ACER <sup>22)</sup>

Źródło: Opracowanie własne URE.

<sup>17)</sup> [https://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2004-2019%20on%20electricity%20TSOs%20proposal%20for%20amendments%20of%20CCRs.pdf](https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2004-2019%20on%20electricity%20TSOs%20proposal%20for%20amendments%20of%20CCRs.pdf);  
[https://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Pages/Annexes-to-the-DECISION-OF-THE-AGENCY-FOR-THE-COOPERATION-OF-ENERGY-REGULATORS-No-04-2019.aspx](https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Pages/Annexes-to-the-DECISION-OF-THE-AGENCY-FOR-THE-COOPERATION-OF-ENERGY-REGULATORS-No-04-2019.aspx)

<sup>18)</sup> <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/8101,Decyzja-w-sprawie-zatwierdzenia-wspolnej-metody-wyznaczania-planowanych-wymian-w.html>

<sup>19)</sup> <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/8134,Decyzja-w-sprawie-zatwierdzenia-wspolnej-metody-wyznaczania-planowanych-wymian-w.html>

<sup>20)</sup> [https://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2001-2019%20on%20intraday%20cross-zonal%20capacity%20pricing%20methodology.pdf](https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2001-2019%20on%20intraday%20cross-zonal%20capacity%20pricing%20methodology.pdf);  
[https://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Pages/Annexes-to-the-DECISION-OF-THE-AGENCY-FOR-THE-COOPERATION-OF-ENERGY-REGULATORS-No-012019.aspx](https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Pages/Annexes-to-the-DECISION-OF-THE-AGENCY-FOR-THE-COOPERATION-OF-ENERGY-REGULATORS-No-012019.aspx)

<sup>21)</sup> <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/8312,Decyzja-w-sprawie-zatwierdzenia-metody-podzialu-dochodu-z-ograniczen-CID.html>

<sup>22)</sup> [https://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2014-2019%20on%20the%20TSOs%20proposal%20for%20HAR%20amendment.pdf](https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2014-2019%20on%20the%20TSOs%20proposal%20for%20HAR%20amendment.pdf);  
[https://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Pages/ANNEXES-TO-THE-DECISION-OF-THE-AGENCY-FOR-THE-COOPERATION-OF-ENERGY-REGULATORS-No-14-2019.aspx](https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Pages/ANNEXES-TO-THE-DECISION-OF-THE-AGENCY-FOR-THE-COOPERATION-OF-ENERGY-REGULATORS-No-14-2019.aspx)

## Rozporządzenie 2017/2195

Prezes URE w ramach obowiązków wynikających z tego rozporządzenia, brał udział we wzajemnych konsultacjach, współpracy i wspólnej koordynacji organów regulacyjnych. Prace nad przedłożonymi przez wszystkich OSP warunkami lub metodami cały czas trwają. Wobec wejścia w życie rozporządzenia 2019/943, wnioski w sprawie warunków i metod pierwotnie podlegających zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne, zostały przekazane do ACER. Prezes URE był zaangażowany we wszystkie sprawy procedowane przez Agencję na podstawie tego rozporządzenia.

**Tabela 4.** Stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2019 r. metodami lub warunkami wynikającymi z rozporządzenia 2017/2195, które podlegają zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne (status podano na koniec 2019 r.)

Warunki lub metody	Podmioty wnioskujące	Status
Ramy dla ustanowienia europejskiej platformy dla wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną	OSP	Procedowanie przez ACER
Ramy dla ustanowienia europejskiej platformy dla wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną	OSP	Procedowanie przez ACER
Ramy dla ustanowienia europejskiej platformy dla procesu kompensowania niezbilansowań	OSP	Procedowanie przez ACER
Metoda klasyfikacji na potrzeby określenia celu aktywacji ofert energii bilansującej	OSP	Procedowanie przez ACER
Metody wyceny energii bilansującej i międzyobszarowych zdolności przesyłowych stosowane na potrzeby wymiany energii bilansującej lub obsługi procesu kompensowania niezbilansowań	OSP	Procedowanie przez ACER
Zasady rozliczenia pomiędzy OSP planowej wymiany energii	OSP	Procedowanie przez ACER
Harmonizacja głównych cech rozliczania niezbilansowań	OSP	Procedowanie przez ACER
Wykaz produktów standardowych mocy bilansującej w odniesieniu do rezerw odbudowy częstotliwości i rezerw zastępczych	OSP	Procedowanie przez ACER
Metoda procesu optymalizacji alokacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych do wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw	OSP	Procedowanie przez ACER

Źródło: Opracowanie własne URE.

## Wdrażanie wytycznych i kodeksów sieci na poziomie regionalnym i krajowym

Decyzja ACER w zakresie ustalenia regionów wyznaczania zdolności przesyłowych (CCR), 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.



Prezes URE aktywnie uczestniczył we współpracy na poziomie regionalnym.

Poniższe tabele przedstawiają stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2019 r. metodami lub warunkami wynikającymi z wytycznych i kodeksów sieci, które podlegają zatwierdzeniu przez organy regulacyjne danego regionu.

**Tabela 5.** Stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2019 r. metodami lub warunkami wynikającymi z rozporządzenia 2015/1222, które podlegają zatwierdzeniu przez organy regulacyjne danego regionu (status podano na koniec 2019 r.)

Warunki lub metody	CCR	Podmioty wnoszące	Status
Wspólna metoda wyznaczania zdolności przesyłowych	Core	OSP	Decyzja ACER <sup>23)</sup>
Metoda koordynowanego redysponowania i zakupów przeciwnych	Baltic	OSP	Decyzja Prezesa URE <sup>24)</sup>
Metoda koordynowanego redysponowania i zakupów przeciwnych	Hansa	OSP	Decyzja Prezesa URE <sup>25)</sup>
Metoda koordynowanego redysponowania i zakupów przeciwnych	Core	OSP	Współpraca i wspólna koordynacja organów regulacyjnych w celu osiągnięcia porozumienia
Podział kosztów redysponowania lub zakupów przeciwnych	Baltic	OSP	Decyzja Prezesa URE <sup>26)</sup>
Podział kosztów redysponowania lub zakupów przeciwnych	Hansa	OSP	Decyzja Prezesa URE <sup>27)</sup>
Podział kosztów redysponowania lub zakupów przeciwnych	Core	OSP	Współpraca i wspólna koordynacja organów regulacyjnych w celu osiągnięcia porozumienia
Zmiana podziału kosztów redysponowania lub zakupów przeciwnych	Hansa	OSP	Współpraca i wspólna koordynacja organów regulacyjnych w celu osiągnięcia porozumienia

Źródło: Opracowanie własne URE.

Prezes URE na podstawie rozporządzenia 2015/1222 zatwierdził zmianę warunków dotyczących alokacji transgranicznych zdolności przesyłowych i innych niezbędnych mechanizmów umożliwiających działanie więcej niż jednego NEMO w Polsce<sup>28)</sup>. Oprócz tego Prezes URE ponownie wyznaczył TGE S.A. na NEMO do przeprowadzania jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego dla polskiego obszaru rynkowego na okres czterech lat, to jest do 2 grudnia 2023 r.

<sup>23)</sup> [https://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2002-2019%20on%20CORE%20CCM.pdf](https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2002-2019%20on%20CORE%20CCM.pdf);

[https://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Pages/Annexes-to-the-DECISION-OF-THE-AGENCY-FOR-THE-COOPERATION-OF-ENERGY-REGULATORS-No-02-2019.aspx](https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Pages/Annexes-to-the-DECISION-OF-THE-AGENCY-FOR-THE-COOPERATION-OF-ENERGY-REGULATORS-No-02-2019.aspx)

<sup>24)</sup> <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/8064,Zatwierdzenie-metody-koordynowanego-redysponowania-i-zakupow-przeciwnych-w-regio.html>

<sup>25)</sup> <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/8105,Decyzja-w-sprawie-zatwierdzenia-wspolnej-metody-podzialu-kosztow-redysponowania-.html>

<sup>26)</sup> <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/8313,Decyzja-ws-zatwierdzenia-metody-podzialu-kosztow-redysponowania-i-zakupow-przeci.html>

<sup>27)</sup> <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/8105,Decyzja-w-sprawie-zatwierdzenia-wspolnej-metody-podzialu-kosztow-redysponowania-.html>

<sup>28)</sup> <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/8249,Decyzja-Zatwierdzenie-zmiany-warunkow-dotyczacych-alokacji-miedzyobszarowych-zdo.html>

**Tabela 6.** Stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2019 r. metodami lub warunkami wynikającymi z rozporządzenia 2016/1719, które podlegają zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne danego regionu (status podano na koniec 2019 r.)

Warunki lub metody	CCR	Podmioty wnioskujące	Status
Metoda wyznaczania długoterminowych zdolności przesyłowych	Baltic	OSP	Współpraca i wspólna koordynacja regulatorów w celu osiągnięcia porozumienia
Metoda wyznaczania zdolności długoterminowych przesyłowych	Hansa	OSP	Współpraca i wspólna koordynacja regulatorów w celu osiągnięcia porozumienia
Metoda rozdzielania długoterminowych międzyobszarowych zdolności przesyłowych	Core	OSP	Współpraca i wspólna koordynacja regulatorów w celu osiągnięcia porozumienia
Zmiana wymagań regionalnych w ramach ujednoliconego regulaminu alokacji długoterminowych praw przesyłowych	Core	OSP	Decyzja Prezesa URE <sup>29)</sup>
Zmiana wymagań regionalnych w ramach ujednoliconego regulaminu alokacji długoterminowych praw przesyłowych	Core	OSP	Decyzja Prezesa URE <sup>30)</sup>
Zmiana regionalnego modelu długoterminowych praw przesyłowych	Core	OSP	Decyzja ACER <sup>31)</sup>

Źródło: Opracowanie własne URE.

**Tabela 7.** Stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2019 r. warunkami lub metodami wynikającymi z rozporządzenia 2017/2195, które podlegają zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne z regionu, którego to dotyczy

Warunki lub metody	CCR lub inny region	Podmioty wnioskujące	Status
Wspólne zasady rozliczania mające zastosowanie do planowej wymiany energii	obszar synchroniczny Europy kontynentalnej	OSP	Współpraca i wspólna koordynacja regulatorów w celu osiągnięcia porozumienia
Wspólne zasady rozliczania mające zastosowanie do planowej wymiany energii	wszyscy asynchronicznie połączeni OSP	OSP	Współpraca i wspólna koordynacja regulatorów w celu osiągnięcia porozumienia
Wspólne zasady rozliczania mające zastosowanie do każdego przypadku nieplanowej wymiany energii	obszar synchroniczny Europy kontynentalnej	OSP	Współpraca i wspólna koordynacja regulatorów w celu osiągnięcia porozumienia
Wspólne zasady rozliczania mające zastosowanie do każdego przypadku nieplanowej wymiany energii	wszyscy asynchronicznie połączeni OSP	OSP	Współpraca i wspólna koordynacja regulatorów w celu osiągnięcia porozumienia

<sup>29)</sup> <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/8177,Decyzja-w-sprawie-zatwierdzenia-zmiany-wymagan-regionalnych-dla-regionu-wyznacza.html>

<sup>30)</sup> <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/8467,Decyzja-w-sprawie-zatwierdzenia-zmian-wymagan-regionalnych-dla-regionu-wyznaczen.html>

<sup>31)</sup> [https://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%20201-2019%20on%20intraday%20cross-zonal%20capacity%20pricing%20methodology.pdf](https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%20201-2019%20on%20intraday%20cross-zonal%20capacity%20pricing%20methodology.pdf);  
[https://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Pages/Annexes-to-the-DECISION-OF-THE-AGENCY-FOR-THE-COOPERATION-OF-ENERGY-REGULATORS-No-15-2019.aspx](https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Pages/Annexes-to-the-DECISION-OF-THE-AGENCY-FOR-THE-COOPERATION-OF-ENERGY-REGULATORS-No-15-2019.aspx)



Warunki lub metody	CCR lub inny region	Podmioty wnioskujące	Status
Metoda dla procesu alokacji rynkowej międzyobszarowych zdolności przesyłowych do celów wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw	Baltic	OSP	Współpraca i wspólna koordynacja regulatorów w celu osiągnięcia porozumienia
Metoda dla procesu alokacji rynkowej międzyobszarowych zdolności przesyłowych do celów wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw	Hansa	OSP	Współpraca i wspólna koordynacja regulatorów w celu osiągnięcia porozumienia
Metoda dla procesu alokacji rynkowej międzyobszarowych zdolności przesyłowych do celów wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw	Core	OSP	Współpraca i wspólna koordynacja regulatorów w celu osiągnięcia porozumienia
Metoda alokacji rynkowej międzyobszarowych zdolności przesyłowych w oparciu o analizę efektywności ekonomicznej	Core	OSP	Współpraca i wspólna koordynacja regulatorów w celu osiągnięcia porozumienia

Źródło: Opracowanie własne URE.

W 2019 r. Prezes URE na podstawie rozporządzenia 2017/2195 prowadził następujące postępowania w sprawach warunków lub metod, które podlegają zatwierdzeniu przez każdy organ regulacyjny każdego z zainteresowanych państw członkowskich:

- postępowanie w sprawie zatwierdzenia warunków dotyczących bilansowania,
- postępowanie w sprawie przyznania PSE S.A. odstępstwa od wdrożenia wymogów dotyczących wykorzystania europejskiej platformy wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych,
- postępowanie w sprawie przyznania PSE S.A. odstępstwa od wdrożenia wymogów dotyczących zdefiniowania czasu zamknięcia bramki dla zintegrowanego procesu grafikowania w modelu centralnego dysponowania zakończone decyzją Prezesa URE w 2019 r.<sup>32)</sup>

**Tabela 8.** Stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2019 r. metodami lub warunkami wynikającymi z rozporządzenia 2017/1485, które podlegają zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne odpowiedniego regionu (status podano na koniec 2019 r.)

Warunki lub metody	CCR lub inny region	Podmioty wnioskujące	Status
Wspólne przepisy w zakresie regionalnej koordynacji bezpieczeństwa pracy	Baltic	OSP	Współpraca i wspólna koordynacja regulatorów w celu osiągnięcia porozumienia
Wspólne przepisy w zakresie regionalnej koordynacji bezpieczeństwa pracy	Hansa	OSP	Współpraca i wspólna koordynacja regulatorów w celu osiągnięcia porozumienia
Wspólne przepisy w zakresie regionalnej koordynacji bezpieczeństwa pracy	Core	OSP	Współpraca i wspólna koordynacja regulatorów w celu osiągnięcia porozumienia

Źródło: Opracowanie własne URE.

## Rozporządzenie 2016/631

### Wymogi ogólnego stosowania w zakresie przyłączenia do sieci dystrybucyjnej

Prezes URE w ramach obowiązków wynikających z rozporządzenia 2016/631, jeszcze w 2018 r. zatwierdził progi mocy maksymalnych dla modułów wytwarzania energii typu B, C i D oraz dokument

<sup>32)</sup> <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/8635,Decyzja-w-sprawie-odstepstwa-od-wdrozenia-wymogow-dotyczacych-zdefiniowania-czas.html>

zawierający wymogi ogólnego stosowania dla przyłączania jednostek wytwórczych do sieci na wniosek OSP oraz poszczególnych OSD.

Po zmianie przepisów prawa krajowego (ustawa – Prawo energetyczne), polegającej na implementacji art. 7 ust. 9 rozporządzenia 2016/631 w taki sposób, że wskazano, że za określenie wymogów ogólnego stosowania także w zakresie przyłączenia do sieci dystrybucyjnej odpowiadać będzie OSP, decyzje wydane na wniosek OSD stały się nieważne z mocy prawa. Natomiast decyzja wydana na wniosek OSP została zmieniona 2 stycznia 2019 r. w taki sposób, że od tej pory obejmowała wymogi dla przyłączania jednostek wytwórczych zarówno do sieci przesyłowej, jak i sieci dystrybucyjnych.

Ustanowiony tym rozporządzeniem kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci objął synchroniczne moduły wytwarzania energii oraz moduły parku energii, w tym morskie moduły parku energii, o mocy maksymalnej równej lub większej od 0,8 kW. Wymogi dotyczące przyłączenia stosuje się do nowych modułów wytwarzania energii oraz do modułów istniejących typu C lub D, w przypadku gdy zostaną zmodyfikowane w takim stopniu, że umowa przyłączeniowa musi zostać zmieniona i modułów objętych wymogami rozporządzenia na podstawie decyzji organu regulacyjnego podjętej na wniosek operatora systemu przesyłowego.

Zgodnie z zapisami rozporządzenia 2016/1388, moduły wytwarzania energii istniejące w dniu wejścia w życie tego rozporządzenia są zwolnione z obowiązku stosowania nowych wymogów dotyczących przyłączenia. Jednocześnie wskazano w art. 4 ust. 2, że za istniejące uznać należy także te moduły wytwarzania energii (urządzenia, instalacje lub sieci), w odniesieniu do których właściciel zakładu wytwarzania zawarł ostateczną i wiążącą umowę zakupu podstawowej instalacji wytwórczej w terminie dwóch lat od wejścia w życie tego rozporządzenia oraz powiadomił o zawarciu tej umowy właściwego operatora systemu i właściwego OSP w terminie 30 miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia.

Operator systemu elektroenergetycznego, 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, w przypadku jakichkolwiek wątpliwości w tym zakresie. Na tym tle, w toku 2019 r., w odniesieniu do trzech sytuacji faktycznych OSP powziął wątpliwości co do kwalifikacji modułów wytwarzania energii i zwrócił się do Prezesa URE z wnioskiem o ich rozstrzygnięcie. Wszystkie trzy przypadki dotyczyły przyłączanych farm wiatrowych. We wszystkich tych przypadkach oceniano spełnienie wymogu formalnego zawarcia umowy na zakup podstawowej jednostki wytwórczej oraz powiadomienie właściwych operatorów w terminach wskazanych w przepisach. Jedno z tych trzech postępowań zakończyło się przed upływem 2019 r. wydaniem decyzji o umorzeniu postępowania, ze względu na zmianę charakteru instalacji wyprowadzającej moc z jednej z tych farm wiatrowych na sieć dystrybucyjną, podlegającą wymogom NC DCC. Pozostałe dwa postępowania nie zakończyły się w 2019 r. były kontynuowane w 2020 r.

## Rozporządzenie 2016/1388

### *Wymogi ogólnego stosowania dla przyłączania odbioru*

12 lutego 2019 r., na wniosek PSE S.A., Prezes URE zatwierdził dokument zawierający wymogi ogólnego stosowania dla przyłączania odbioru – wspólny dokument dla sieci przesyłowej oraz sieci dystrybucyjnych. Zastosowany został przy tym przepis zawarty w art. 6 ust. 9 rozporządzenia 2016/1388, którym przyznano państwowym członkowskim uprawnienie do wskazania, że za określenie wymogów ogólnego stosowania także w zakresie przyłączenia do sieci dystrybucyjnej odpowiadać będzie OSP.

PSE S.A. odpowiadający za ustanowienie wymogów dla całego obszaru KSE, opracował propozycję wymogów w zakresie przyłączania odbioru dla sieci dystrybucyjnej i przesyłowej łącznie i przeprowadził konsultacje propozycji. W ramach procesu konsultacji i opiniowania propozycji wymogów ogólnego stosowania zorganizowane zostały także spotkania z uczestnikami rynku. Uwagi zgłoszone w procesie konsultacji i opiniowania zostały rozpatrzone, odpowiednio uwzględnione, a raport z konsultacji zawierający zgłoszone uwagi i sposób ich uwzględnienia został przedstawiony przez operatora systemu przesyłowego jako załącznik do wniosku o zatwierdzenie wymogów ogólnego stosowania dla przyłączania odbioru.

Na mocy przepisów rozporządzenia 2016/1388 zatwierdzone wymogi ogólnego stosowania stosuje się do nowych instalacji odbiorczych przyłączonych do systemu przesyłowego, nowych instalacji dystrybucyjnych przyłączonych do systemu przesyłowego, nowych systemów dystrybucyjnych, w tym

nowych zamkniętych systemów dystrybucyjnych oraz nowych jednostek odbiorczych wykorzystywanych przez instalację odbiorczą lub zamknięty system dystrybucyjny do świadczenia usług regulacji zapotrzebowania na rzecz właściwych operatorów systemów i właściwych OSP. Zwolnione z obowiązku stosowania nowych wymogów dotyczących przyłączenia, są natomiast instalacje, jednostki i systemy istniejące w dniu wejścia w życie rozporządzenia 2016/1388, za które uznaje się także takie, dla których właściciel lub operator zawarł w terminie do dwóch lat od wejścia w życie tego rozporządzenia ostateczną i wiążącą umowę zakupu głównego urządzenia odbiorczego i powiadomił o zawarciu tej umowy właściwego operatora systemu i właściwego OSP w terminie 30 miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia.

Zakres stosowania poszerzony jest jednak o instalacje, jednostki i systemy, które zostają zmodyfikowane w takim stopniu, że umowa przyłączeniowa musi zostać zmieniona.

Decyzję w sprawie konieczności zmiany umowy przyłączeniowej oraz zakres wymogów, które w danym przypadku znajdą zastosowanie, podejmować ma Prezes URE, po powiadomieniu przez właściwego operatora systemu.

W 2019 r. do Prezesa URE nie wpłynęło żadne powiadomienie jakiegokolwiek operatora w powyższym zakresie.

## Rozporządzenie 2016/1447

### *Wymogi ogólnego stosowania dla przyłączania do sieci systemów wysokiego napięcia*

Decyzją z 20 marca 2020 r., na wniosek PSE S.A., Prezes URE zatwierdził dokument zawierający wymogi ogólnego stosowania dla przyłączania do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego. Podobnie jak w przypadku innych kodeksów przyłączeniowych wymogi te zostały opracowane przez OSP dla całego KSE, oraz poddane konsultacjom z innymi operatorami.

## Rozporządzenie 2017/1485

W 2019 r. Prezes URE na podstawie rozporządzenia 2017/1485 przeprowadził szereg postępowań, w toku których zatwierdził następujące propozycje zgłoszone przez OSP dotyczących:

- 1) kluczowych wymogów organizacyjnych, funkcji i zakresów odpowiedzialności (KORRR) dotyczących wymiany danych,
- 2) zasad określania wielkości FCR (rezerw utrzymania częstotliwości),
- 3) limitów wymiany i współdzielenia FRR (rezerw odbudowy częstotliwości) między obszarami synchronicznymi,
- 4) limitów wymiany RR (rezerw zastępczych) między obszarami synchronicznymi,
- 5) założeń i metody analizy kosztów i korzyści (CBA for LER).

Jednocześnie, Prezes URE umorzył dwa postępowania dotyczące propozycji metod koordynacji analiz bezpieczeństwa (propozycja CSAM) oraz propozycji dotyczącej metod oceny znaczenia elementów koordynacji wyłączeń (propozycja RAOC). Przedmiotowe umorzenia wynikały z faktu przekazania przedmiotowych postępowań do ACER.

Na wniosek PSE S.A. Prezes URE zatwierdził decyzją z 15 marca 2019 r. przedłożoną „Propozycję zakresu wymieniających danych dla potrzeb planowania pracy i prowadzenia ruchu KSE”, opracowaną zgodnie z art. 5 ust. 1 w związku z art. 40 ust. 5 rozporządzenia 2017/1485. Zatwierdzony dokument stanowi zakres wymiany danych z operatorami systemów dystrybucyjnych i ze znaczącymi użytkownikami sieci, o którym mowa w art. 6 ust. 4 lit. b) rozporządzenia 2017/1485.

## Rozporządzenie 2017/2196

Realizując zadania wynikające z przepisów rozporządzenia 2017/2196, Prezes URE 7 czerwca 2019 r. zatwierdził, na wniosek PSE S.A., trzy kluczowe dokumenty w zakresie dotyczącym zarządzania przez OSP stanami zagrożenia, zaniku zasilania i odbudowy systemu, koordynacji pracy systemu w stanach

zagrożenia, zaniku zasilania i odbudowy wzajemnie połączonych systemów przesyłowych do stanu normalnego ze stanu zagrożenia lub zaniku zasilania.

Pierwszym z zatwierdzonych dokumentów jest wykaz znaczących użytkowników sieci (SGU), odpowiedzialnych za wdrożenie w swoich instalacjach środków wynikających z przepisów krajowych oraz wykazu środków, które mają być wdrażane przez przedmiotowych SGU. W toku postępowania, oceniając przedłożony Wykaz SGU, Prezes URE zwracał uwagę na stosowanie reguł określonych w art. 4 ust. 1 Rozporządzenia (UE) 2017/2196, tj. zasady proporcjonalności i niedyskryminacji oraz zasady równowagi pomiędzy najwyższą całkowitą sprawnością i najniższymi kosztami ogólnymi dla wszystkich zaangażowanych stron, obowiązek zapewnienia przejrzystości, pierwszeństwo stosowania mechanizmów rynkowych w celu zagwarantowania bezpieczeństwa i stabilności sieci, obowiązek przestrzegania ograniczeń technicznych i prawnych w zakresie bezpieczeństwa osobistego i ochrony oraz konieczność uwzględnienia uzgodnionych norm europejskich i specyfikacji technicznych.

Prezes URE zatwierdził także warunki działania w charakterze dostawców usług w zakresie odbudowy, zgodnie z art. 4 ust. 4 rozporządzenia 2017/2196. Przedłożona przez PSE S.A. propozycja podlegała konsultacjom z OSD i znaczącymi użytkownikami sieci. Uwagi zgłoszone w procesie konsultacji i opiniowania zostały rozpatrzone i odpowiednio uwzględnione w dokumencie przedłożonym do zatwierdzenia, a raport z konsultacji zawierający informacje o zgłoszonych uwagach i sposobie ich uwzględnienia, stanowił załącznik do wniosku. Jednocześnie biorąc pod uwagę przedstawiony przez PSE S.A. katalog działań koniecznych do podjęcia w celu prawidłowego i pełnego wdrożenia tych warunków, w tym konieczność dostosowania umów przesyłowych, Prezes URE ustalił termin wejścia w życie zatwierdzonych warunków działania w charakterze dostawców usług w zakresie odbudowy na 7 kwietnia 2020 r., tj. 10 miesięcy od dnia zatwierdzenia.

Trzeci z zatwierdzonych (7 czerwca 2019 r.) dokumentów to zasady zawieszania i przywracania działań rynkowych zgodnie z art. 36 rozporządzenia 2017/2196 oraz szczegółowe zasady rozliczania niezbilansowania i rozliczania energii bilansującej w okresie zawieszenia działań rynkowych, zgodnie z art. 39 tego rozporządzenia. Dokument przedłożony do zatwierdzenia podlegał konsultacjom z OSD i znaczącymi użytkownikami sieci, zainicjowanymi publikacją na stronie internetowej PSE S.A. wstępnej propozycji zasad zawieszania i przywracania działań rynkowych oraz szczegółowych zasad rozliczania niezbilansowania i rozliczania energii bilansującej w okresie zawieszenia działań rynkowych, wraz z zaproszeniem do zgłaszania uwag. Uwagi zgłoszone w procesie konsultacji i opiniowania zostały rozpatrzone i odpowiednio uwzględnione w dokumencie przedłożonym do zatwierdzenia, a raport z konsultacji zawierający informacje o zgłoszonych uwagach i sposobie ich uwzględnienia, stanowił załącznik do wniosku. W toku postępowania PSE S.A. określił katalog działań koniecznych do podjęcia w celu prawidłowego i pełnego wdrożenia tych zasad oraz realizacji zapisów art. 54 rozporządzenia 2017/2196 wskazując zakres zadań oraz czas niezbędny na ich realizację wynoszący 10 miesięcy. Z tego względu Prezes URE ustalił termin wejścia w życie zatwierdzonych zasad zawieszania i przywracania działań rynkowych na 7 kwietnia 2020 r.

Dokumenty zatwierdzone w wyniku powyższych postępowań zostały opublikowane na stronie internetowej PSE S.A. oraz URE, za wyjątkiem pierwszego, tj. wykazu znaczących użytkowników sieci (SGU), odpowiedzialnych za wdrożenie w swoich instalacjach środków wynikających z przepisów krajowych oraz wykazu środków, które mają być wdrażane przez przedmiotowych SGU. W tym przypadku uznano za uzasadnione zastrzeżenie PSE S.A., że przedłożony wykaz SGU jest służbowym dokumentem wewnętrznym PSE S.A. W ocenie Prezesa URE Wykaz SGU zawiera informacje dotyczące indywidualnych i konkretnych podmiotów, a zakres tych informacji może podlegać ochronie. Uwzględniono także, że w stosunku do Wykazu SGU (odmiennie niż w przypadku innych dokumentów przyjmowanych na podstawie rozporządzenia 2017/2196) prawodawca nie przewidział obowiązku konsultacji publicznych, ani obowiązku publikacji. Biorąc pod uwagę stanowisko Przedsiębiorcy oraz to, że publikacji Wykazu SGU nie nakazuje przepis prawa, treść załącznika do niniejszej decyzji nie została opublikowana.

W 2019 r. wpłynęły także do Prezesa URE wnioski o zatwierdzenie planu testów, określający które urządzenia i zdolności wytwórcze, istotne z punktu widzenia „Planu obrony systemu” i „Planu odbudowy”, wymagają objęcia testami, zgodnie z minimalnymi wymogami ustanowionymi w tym rozporządzeniu. Postępowanie kontynuowane jest w 2020 r.

## 3.2. Konkurencja i funkcjonowanie rynku

### 3.2.1. Rynek hurtowy

Wolumen krajowej produkcji energii elektrycznej brutto w 2019 r. ukształtował się na niższym poziomie w stosunku do roku poprzedniego i wyniósł 158 767 GWh (spadek o 3,9% w porównaniu z 2018 r.). W tym samym okresie krajowe zużycie energii elektrycznej brutto wyniosło 169 391 GWh i zmniejszyło się o 0,9% w porównaniu do 2018 r.

Tempo wzrostu krajowego zużycia energii elektrycznej było niższe (ujemne) niż tempo wzrostu PKB w 2019 r., które według wstępnych szacunków GUS wyniosło 4,0%.

W 2019 r. w krajowym bilansie przepływów fizycznych energii elektrycznej udział importu stanowił 10,1% całkowitego przychodu, zaś udział eksportu wyniósł 4,1% rozchodu energii elektrycznej. Wobec 2018 r. udział importu wzrósł o 2,4 punktu procentowego, zaś udział eksportu zmniejszył się o 0,4 punktu procentowego.

Struktura produkcji energii elektrycznej w 2019 r. nie zmieniła się znacznie w stosunku do 2018 r. Zdecydowana większość wytwarzania oparta jest nadal na paliwach konwencjonalnych, tj. węgla kamiennym oraz węgla brunatnym, aczkolwiek ich udział zmniejszył się z 80% do 75%. Jednocześnie liderem produkcji w segmencie OZE pozostawała nadal generacja wiatrowa.

W 2019 r. moc zainstalowana w KSE wyniosła 46 799 MW, a moc osiągalna – 46 991 MW, co stanowi wzrost odpowiednio o 1,9% oraz o 2,9% w stosunku do 2018 r.<sup>33)</sup>

Średnie roczne zapotrzebowanie na moc ukształtowało się na poziomie 23 082,0 MW, przy maksymalnym zapotrzebowaniu na poziomie 26 504,4 MW, co oznacza odpowiednio spadek o 1,0% i wzrost o 0,2% w stosunku do 2018 r.

### Struktura podmiotowa hurtowego rynku energii

Od kilku lat, największym udziałem w rynku w podsektorze wytwarzania energii elektrycznej dysponuje grupa kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. W 2019 r., jej udział wyniósł 40,6%<sup>34)</sup>, przy czym względem poprzedniego roku zmniejszył się o 2,3 punktu procentowego. Grupa ta, po przejęciu spółek energetycznych grupy EDF, objęła również pozycję lidera na rynku sprzedaży do odbiorców końcowych i utrzymała ją w 2019 r.

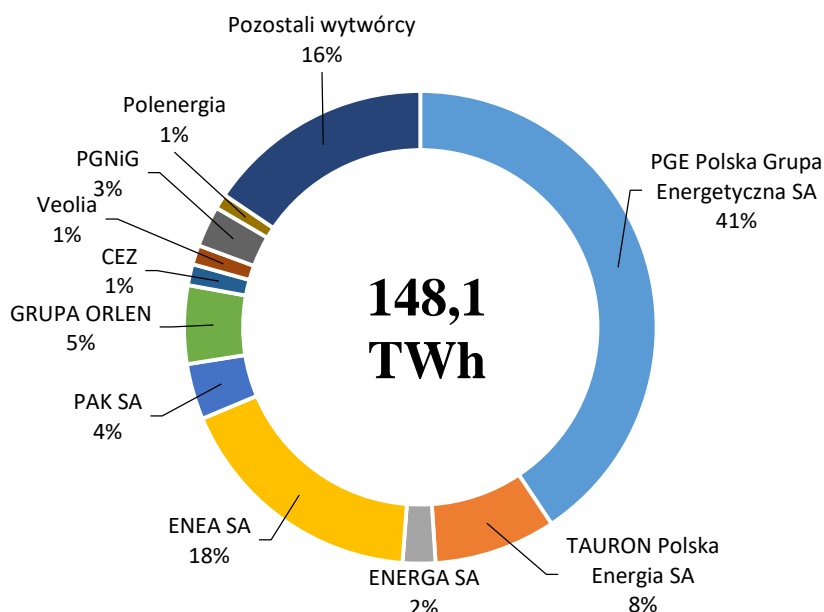
Udział grup kapitałowych w energii elektrycznej wprowadzonej do sieci prezentuje rysunek poniżej.

<sup>33)</sup> Wg stanu na 31 grudnia 2018 r. i 31 grudnia 2019 r., dane PSE S.A.

<sup>34)</sup> Udział liczony według wolumenu energii elektrycznej wprowadzonej do sieci. Przy czym przy obliczeniu tego wskaźnika uwzględniono strukturę podmiotową według stanu na 31 grudnia 2019 r.



**Rysunek 14.** Udział grup kapitałowych w wolumenie energii elektrycznej wprowadzonej do sieci w 2019 r. (przy uwzględnieniu struktury podmiotowej według stanu na 31 grudnia 2019 r.)



**Uwaga:** Do grupy „pozostałych wytwórców” zaliczono zarówno wytwórców funkcjonujących w grupach kapitałowych (np. Azoty, innogy, FORTUM), jak i wytwórców działających samodzielnie na rynku wytwarzania energii elektrycznej tj. poza grupami kapitałowymi.

*Źródło: Dane Ministerstwa Aktywów Państwowych i URE.*

Wskaźnik udziału rynkowego trzech największych podmiotów, mierzony według energii wprowadzonej do sieci (uwzględniającej ilość energii dostarczonej przez wytwórców bezpośrednio do odbiorców końcowych), w 2019 r.<sup>35)</sup> po raz pierwszy od kilku lat spadł i wyniósł 66,4% (co oznacza spadek o 3,3 punktu procentowego w porównaniu do 2018 r.). Jednocześnie, na poziomie roku poprzedniego pozostawał wskaźnik udziału trzech największych wytwórców w mocy zainstalowanej – wzrost o 0,1 punktu procentowego. Trzej najwięksi wytwórcy (skupieni w grupach kapitałowych: PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., ENEA S.A., TAURON Polska Energia S.A.) nadal dysponowali w sumie prawie 2/3 mocy zainstalowanych i odpowiadali za ok. 67% produkcji energii elektrycznej w kraju. Wyżej opisane wskaźniki zostały przedstawione w tab. 9. Przy czym, wśród trzech dominujących podmiotów w rynku wytwarzania energii elektrycznej, w 2019 r. wzrosło znaczenie wytwórców funkcjonujących w grupie kapitałowej PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. Taki stan rzeczy wynika z oddania do eksploatacji w 2019 r. dwóch nowych bloków nr 5 i nr 6 o mocy zainstalowanej 900 MW każdy.

Warto zaznaczyć, że na zmniejszenie liczby podmiotów, które dysponują co najmniej 5% udziałem w mocach zainstalowanych w 2019 r. wobec 2018 r., wpłynęło trwałe wycofanie z eksploatacji aktywa wytwórczego w grupie kapitałowej ZE PAK S.A., przez co znaczenie tej grupy w podsektorze wytwarzania energii elektrycznej znacznie spadło. Z kolei, wzrost liczby podmiotów z co najmniej 5% udziałem w energii wprowadzonej do sieci w 2019 r. w porównaniu z 2018 r. wynika ze zwiększenia znaczenia grupy kapitałowej PKN ORLEN S.A. w tym podsektorze.<sup>36)</sup>

<sup>35)</sup> Przy obliczeniu wskaźników udziału rynkowego trzech największych podmiotów, zarówno według energii wprowadzonej do sieci, jak i według mocy zainstalowanej, uwzględniono strukturę podmiotową według stanu na 31 grudnia 2019 r.

<sup>36)</sup> W ramach grupy kapitałowej PKN Orlen S.A. w trakcie 2018 r. oddano do eksploatacji dwa nowe aktywa wytwórcze – we Włocławku (463 MW) oraz w Płocku (608 MW). 2019 r. był pierwszym rokiem, kiedy obie jednostki wytwórcze pracowały przez cały rok z pełnym wykorzystaniem swoich zdolności wytwórczych.



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

Rok	Liczba podmiotów, które dysponują przynajmniej 5% udziałem w zainstalowanych mocach	Liczba podmiotów, które dysponują przynajmniej 5% udziałem w energii wprowadzonej do sieci	Udział trzech największych podmiotów w mocach zainstalowanych [%]	Udział trzech największych podmiotów w energii wprowadzonej do sieci [%]	Wskaźnik HHI <sup>37)</sup>	
					moc zainstalowana	energia wprowadzona do sieci
2018	4	3	62,0	69,7	1 740,0	2 281,0
2019	3	4	62,1	66,4	1 809,2	2 090,5

\* 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 2019 r.

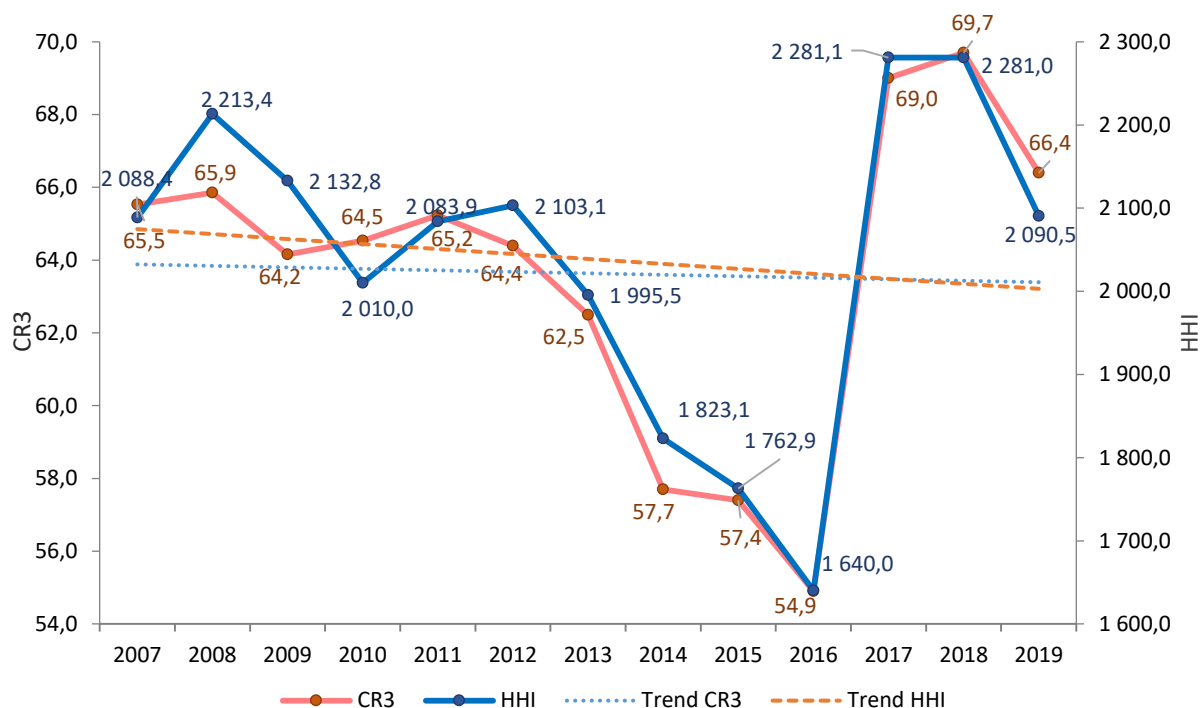
*Źródło: Dane Ministerstwa Aktywów Państwowych i URE.*

Wieloletni trend spadkowy dotyczący w szczególności wskaźników HHI, mierzonych według mocy zainstalowanej oraz według wolumenu energii wprowadzonej do sieci (uwzględniającej ilość energii dostarczonej przez wytwórców bezpośrednio do odbiorców końcowych), w 2017 r. uległ istotnej zmianie, której intensywność obserwuje się w 2019 r. Poziom obu wskaźników koncentracji był wysoki również w 2019 r., w porównaniu z latami 2017-2018. Według mocy zainstalowanej wzrósł on o 4,0%, zaś według energii wprowadzonej do sieci – spadł o 8,4%. Warto podkreślić, że wskaźnik ten liczony dla produkcji w 2019 r., podobnie jak w latach 2017-2018, utrzymywał wartość wskazującą na wysoki stopień koncentracji na rynku. Znamionym jest z kolei fakt, że po raz pierwszy, w 2019 r. wskaźnik koncentracji liczony dla mocy zainstalowanej przekroczył górną granicę średniej koncentracji i przeszedł do poziomu wysokiej koncentracji na rynku wytwarzania.

Zmiana wskaźnika koncentracji oraz wskaźnika udziału rynkowego trzech największych podmiotów w podsektorze wytwarzania w latach 2007-2019 została przedstawiona na rysunku poniżej.

<sup>37)</sup> Wskaźnik Herfindahla-Hirschmana (HHI) określany jest jako suma kwadratów indywidualnych udziałów w rynku wszystkich przedsiębiorstw tworzących daną gałąź: HHI > 5 000 – koncentracja bardzo wysoka, HHI od 1 800 do 5 000 – koncentracja wysoka, HHI od 750 do 1 800 – koncentracja średnia, poniżej 750 – niska koncentracja (wg „Raportu z postępów w tworzeniu wewnętrznego rynku energii elektrycznej i gazu”, Bruksela 2005 oraz J. Kamiński: *Metody szacowania siły rynkowej w sektorze energetycznym*, Polityka Energetyczna, Tom 12, Zeszyt 2/2, 2009).

**Rysunek 15.** Stan koncentracji podsektora wytwarzania oraz udziały w rynku największych podmiotów według energii wprowadzonej do sieci w latach 2007-2019



Źródło: Dane Ministerstwa Aktywów Państwowych i URE.

Odnosząc się do przedstawionych powyżej danych dotyczących koncentracji należy zauważyć, że wskaźniki te uległy w 2017 r. tak dużej zmianie w wyniku zmian organizacyjnych dokonanych w sektorze wytwarzania tj. przejęcia przez dwie grupy kapitałowe – PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. oraz ENEA S.A. aktywów wytwórczych z innych grup kapitałowych, tj. odpowiednio: EDF oraz ENGiE Energia Polska. Do utrwalenia wskaźników koncentracji w 2019 r. na równie wysokim poziomie co w latach poprzednich przyczyniło się także oddanie do eksploatacji nowych aktywów wytwórczych w grupach kapitałowych ENEA S.A. oraz PKN ORLEN S.A. W 2019 r. wpływ na spadek wskaźnika koncentracji liczonego według energii wprowadzonej do sieci miało zmniejszenie produkcji energii elektrycznej u głównego gracza na rynku wytwarzania – wytwórców w grupie kapitałowej PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.

## 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 sprzedaży energii elektrycznej oraz dostęp do informacji dotyczących wolumenów i cen, po jakich kontraktowana i sprzedawana na rynku hurtowym jest energia elektryczna.

Poniższe zestawienia tabelaryczne przedstawiają kształtowanie się form sprzedaży energii elektrycznej w segmentach wytwarzania i obrotu w latach 2018-2019.

**Tabela 10.** Formy sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców w latach 2018-2019 [TWh]

Rok	Przedsiębiorstwa obrotu	Rynki regulowane, w tym giełda energii	Rynek bilansujący	Eksport	Odbiorcy końcowi	Pozostała sprzedaż*
2018**	101,7	35,1	8,6	0,0	3,2	1,9
2019	62,7	77,0	8,8	0,0	2,0	1,9

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

\*\* Dane zostały zmienione w porównaniu z danymi w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2018 r. w związku ze skorygowaniem danych przez badane podmioty.

Źródło: Dane Ministerstwa Aktywów Państwowych i URE.

**Tabela 11.** Formy sprzedaży energii elektrycznej przez spółki obrotu w latach 2018-2019 [TWh]

Rok	Przedsiębiorstwa obrotu	Rynki regulowane, w tym giełda energii	Rynek bilansujący	Eksport	Odbiorcy końcowi	Pozostała sprzedaż*
2018**	131,9	71,7	6,6	2,6	127,0	24,2
2019	122,7	103,5	7,4	2,4	127,1	17,8

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

\*\* Dane zostały zmienione w porównaniu z danymi w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2018 r. w związku ze skorygowaniem danych przez badane podmioty.

Źródło: Dane Ministerstwa Aktywów Państwowych i URE.

W związku z zanotowaniem dużego spadku obrotów na giełdzie w 2017 r. w porównaniu z 2016 r., w kolejnym roku został zwiększony obowiązek sprzedaży w publicznym obrocie dla wytwórców energii elektrycznej do 30% w 2018 r., a następnie do 100% od 1 stycznia 2019 r.<sup>38)</sup> Działanie to miało na celu zachowanie pierwotnej koncepcji wprowadzenia obliwa giełdowego. W 2019 r. obserwuje się znaczny wzrost wolumenu sprzedaży wytwórców i spółek obrotu poprzez giełdę energii. Zarówno wytwórcy, jak i spółki obrotu w 2019 r. dokonywali sprzedaży części energii elektrycznej do przedsiębiorstw obrotu z własnej grupy kapitałowej.

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

Kształtowanie się cen energii elektrycznej dostarczonej w 2019 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.

W oparciu o dane z ankiet uzyskanych od wytwórców energii oraz przedsiębiorstw obrotu, dane ze sprawozdań pochodzących ze statystyki publicznej oraz dane z rynku giełdowego obliczane i publikowane są m.in. średnie roczne ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym oraz średnie kwartalne ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, a także średnie kwartalne ceny energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż sprzedaż za pośrednictwem towarowej giełdy energii.

<sup>38)</sup> Obowiązek ten wprowadzono ustawą z 9 listopada 2018 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2018 r. poz. 2348) i obowiązuje on od 1 stycznia 2019 r.

### *Średnia roczna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym oraz sposób jej obliczania*

Średnia roczna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2019 r. wyniosła 245,44 zł/MWh. Cena ta jest wyższa o 7,0% niż średnioważona cena kontraktu z dostawą pasmową energii elektrycznej na Rynku Dnia Następnego w 2019 r. (229,30 zł/MWh) i o 7,9% niższa niż średnioważona cena kontraktu rocznego z dostawą pasmową energii elektrycznej w 2020 r. (BASE\_Y-20) na rynku terminowym (RTT), która w kontraktach zawartych w 2019 r. ukształtowała się na poziomie 266,40 zł/MWh.

Algorytm wyznaczania średniej rocznej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym został przedstawiony w Informacji Prezesa URE o wysokości ww. ceny<sup>39)</sup>.

### *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.

Poniżej przedstawiono średnie kwortalne ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2019 r.

**Tabela 12.** Średnie kwortalne ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2019 r.

2019 r.	
Kwartał	Średnia kwartalna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym [zł/MWh]
I	241,81
II	247,21
III	252,65
IV	241,41

*Źródło: Dane TGE S.A. i URE.*

Odnosząc wysokość średniej kwartalnej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2019 r. do kwartalnych cen z rynku giełdowego prowadzonego przez TGE S.A. należy stwierdzić, że ceny te są zbliżone do siebie. Algorytm przyjęty do wyliczenia ceny w dużej mierze uwzględnia wolumeny energii elektrycznej sprzedawanej na rynku giełdowym, co pozwala uczestnikom hurtowego rynku energii elektrycznej z dużym przybliżeniem szacować jej wielkość jeszcze przed oficjalną publikacją ceny kwartalnej przez Prezesa URE.

### *Średnia kwartalna cena energii elektrycznej niepodlegającej 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 energetyczne<sup>40)</sup>, w poszczególnych kwartałach 2019 r.

<sup>39)</sup> Informacje o cenach rocznych i kwartalnych można znaleźć na stronie internetowej URE pod adresem: <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/ceny-wskazniki/7852,Srednia-cena-sprzedazy-energii-elektrycznej-na-rynku-konkurencyjnym-roczna-i-kwa.html>

<sup>40)</sup> Art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne określa obowiązki w zakresie sprzedaży energii elektrycznej w sposób zapewniający do niej publiczny dostęp, tzw. obligo giełdowe dla energii elektrycznej.

**Tabela 13.** Wolumeny i średnie kwartalne ceny energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, w 2019 r.

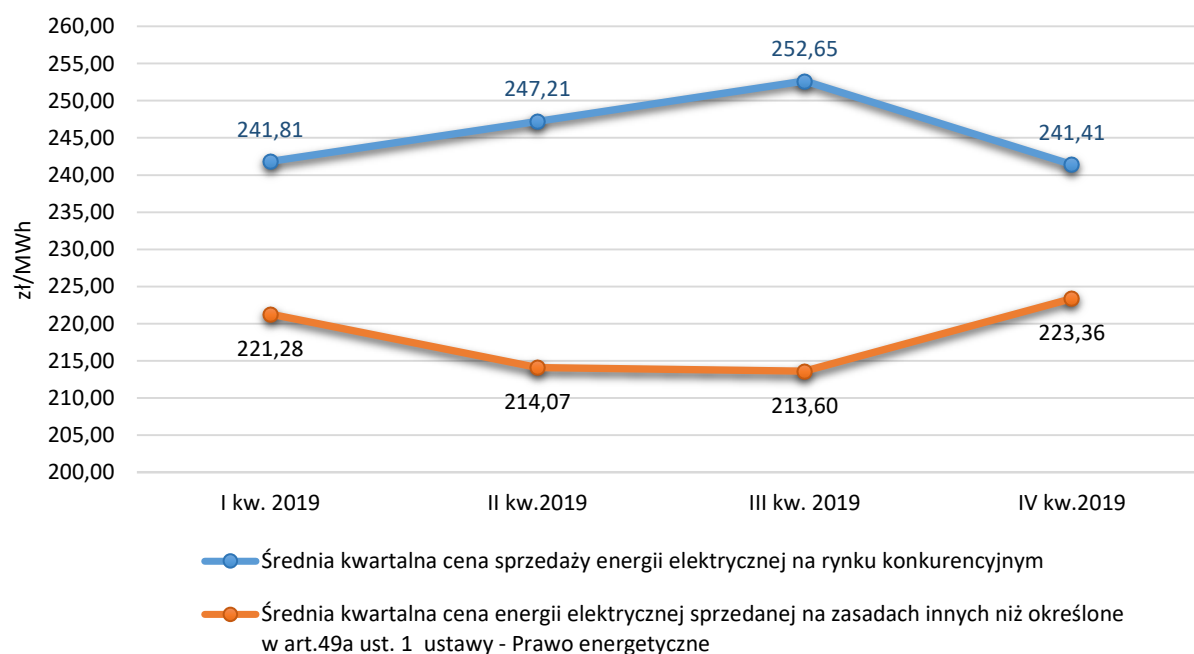
2019 r.		
Kwartał	Średnia kwartalna cena energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne* [zł/MWh]	Wolumen energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne [TWh]
I	221,28	15,08
II	214,07	10,79
III	213,60	9,79
IV	223,36	12,08

\* 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 2019 r.

Ceny kwartalne, o których mowa powyżej, zostały wyznaczone na podstawie danych<sup>41)</sup> 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.

Na poniższym rysunku przedstawiono porównanie średniej kwartalnej ceny energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne ze średnią kwartalną ceną sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, w poszczególnych kwartałach 2019 r.

**Rysunek 16.** 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 2019 r.

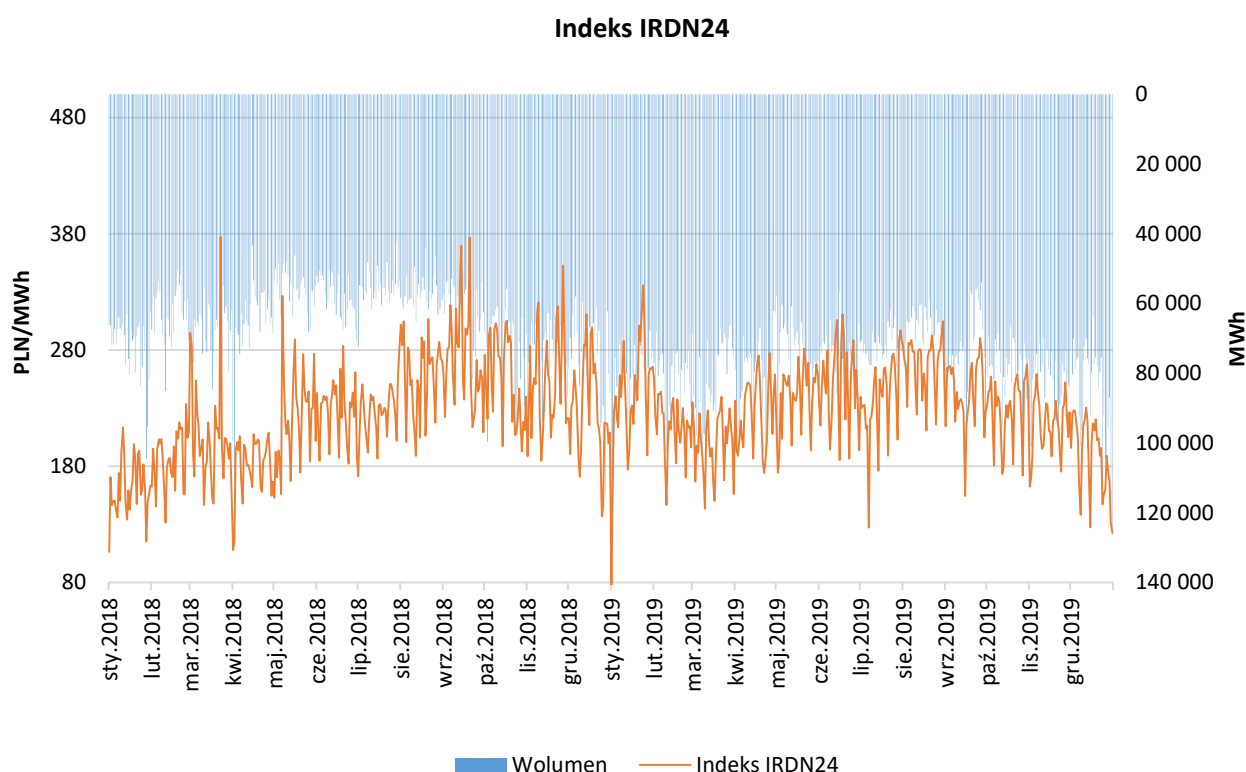
Źródło: Opracowanie własne URE.

<sup>41)</sup> 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>

### Ceny na rynku SPOT TGE S.A.

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

**Rysunek 17.** Średnie miesięczne ceny energii elektrycznej w transakcjach SPOT mierzone indeksem IRDN24 [zł/MWh] oraz wolumen obrotu energią elektryczną na rynku RDN (bez kontraktów blokowych) [MWh] w latach 2018-2019



Źródło: URE na podstawie danych TGE S.A.

Średnia ważona wolumenem cena energii elektrycznej na RDN w 2019 r. wyniosła 229,62 zł/MWh i była wyższa względem 2018 r. o 4,91 zł/MWh, kiedy to cena ta wyniosła 224,71 zł/MWh.

### Ceny energii elektrycznej sprzedawanej w 2019 r. na TGE S.A.

W 2019 r. odnotowano wzrost cen energii elektrycznej na RTT 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-20 w całym 2019 r. ukształtowała się na poziomie 266,40 zł/MWh, podczas gdy w 2018 r. średnioważona wolumenem cena transakcyjna analogicznych kontraktów terminowych BASE\_Y-19 wyniosła 242,40 zł/MWh.

Jednocześnie średnia miesięczna cena kontraktów BASE\_Y-20 zawieranych w grudniu 2019 r. wyniosła 242,14 zł/MWh, podczas gdy średnia miesięczna cena analogicznych kontraktów BASE\_Y-19 zawieranych w grudniu 2018 r. wyniosła 281,17 zł/MWh. Oznacza to spadek ceny tych kontraktów o 13,9%.



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

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

Szczególna rola w procesie wykrywania nieprawidłowości na hurtowym rynku energii spoczywa na osobach zajmujących się zawodowo pośrednictwem w zawieraniu transakcji (PPATs)<sup>42)</sup>, które mają obowiązek tworzenia i utrzymywania skutecznych mechanizmów i procedur służących identyfikacji przypadków naruszenia zakazu wykorzystywania informacji wewnętrznych oraz zakazu manipulacji na rynku. Ścisła współpraca między tymi podmiotami a regulatorami ma kluczowe znaczenie w zapobieganiu nadużyciom na rynku energii. W 2019 r. w Polsce działalność uznawaną za właściwą dla PPATs aktywnie prowadziły trzy podmioty: TGE S.A., PSE S.A. oraz OGP Gaz-System S.A.

Podmioty te 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.

Najważniejsze informacje związane z rozporządzeniem REMIT są udostępniane na stronie internetowej URE<sup>43)</sup>. Uczestnicy rynku mogą także przysyłać do URE na dedykowaną skrzynkę e-mail<sup>44)</sup> 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”<sup>45)</sup> poświęcony wszelkim zagadnieniom zawartym w rozporządzeniu REMIT.

Rejestracja uczestników polskiego rynku energii prowadzona jest przez URE za pośrednictwem scentralizowanego europejskiego rejestru uczestników rynku energii (CEREMP), przygotowanego przez ACER. Na koniec 2019 r. w systemie CEREMP było zarejestrowanych łącznie ok. 14 655 uczestników rynku, podczas gdy liczba uczestników rynku z Polski wyniosła 650 (ok. 4,4% wszystkich zarejestrowanych podmiotów). Wzrost zarejestrowanych uczestników rynku z Polski w 2019 r. w porównaniu z 2018 r. wyniósł ok. 3,5%. Raportowanie przez uczestników hurtowego rynku energii informacji o zawartych transakcjach oraz zleceniach<sup>46)</sup> w Polsce odbywa się za pośrednictwem czterech podmiotów, tj.: TGE S.A., OGP Gaz-System S.A., PSE S.A. oraz PGE Dom Maklerski S.A., posiadających status tzw. Registered Reporting Mechanism (RRM). Na koniec 2019 r. w całej Unii Europejskiej było 120 podmiotów posiadających status RRM. W 2019 r. publikowanie przez uczestników rynku informacji wewnętrznych odbywało się na stronach internetowych tych uczestników, jak również za pośrednictwem zarejestrowanych w ACER Platform Informacji Wewnętrznych. W Polsce dostępna nieodpłatnie dla każdego uczestnika rynku Platforma Informacji Wewnętrznej dla energii elektrycznej prowadzona jest przez TGE S.A. tzw. Giełdowa Platforma Informacyjna (GPI)<sup>47)</sup>. Platforma ta została zarejestrowana w ACER i funkcjonuje jako RIS (Regulated Information Services). W 2019 r. o certyfikację ACER dla Platformy Informacji Wewnętrznej w zakresie rynku gazu ziemnego (Gas Inside Information Platform GIIP) ubiegał się OGP Gaz-System S.A.

W 2019 r. przedstawiciele Prezesa URE uczestniczyli w pracach grup roboczych ACER oraz w spotkaniach, na których dyskutowane były kwestie sposobu prowadzenia nadzoru hurtowego rynku energii, w tym m.in. kwestie doprecyzowania definicji oraz publikowania informacji wewnętrznych przez uczestników rynku, w szczególności za pośrednictwem platform „Inside Information Platforms” spełniających wymogi ACER i rekomendowanych przez Agencję w kontekście wypełnienia przez uczestników rynku kryteriów skuteczności i terminowości podania do publicznej wiadomości informacji

<sup>42)</sup> PPATs – Persons Professionally Arranging Transactions.

<sup>43)</sup> <http://www.ure.gov.pl/urząd/prawo/prawo-wspolnotowe/remit/6013,REMIT.html>

<sup>44)</sup> [REMIT.rejestracja@ure.gov.pl](mailto:REMIT.rejestracja@ure.gov.pl)

<sup>45)</sup> <https://www.acer-remit.eu/portal/home>

<sup>46)</sup> Przekazywane dane gromadzone są przez ACER przy wykorzystaniu utworzonego w tym celu systemu ARIS (ACER REMIT Information System).

<sup>47)</sup> Giełdowa Platforma Informacyjna (GPI) funkcjonuje od 27 lutego 2014 r. i została utworzona przy współpracy przedstawicieli całego sektora elektroenergetycznego pod patronatem Prezesa URE.

wewnętrznych, wynikających z art. 4 rozporządzenia REMIT, czy też udoskonalania alertów do monitorowania ewentualnych przypadków manipulacji na hurtowym rynku energii.

### *Postępowania wyjaśniające*

W 2019 r. do Prezesa URE wpłynęło 7 powiadomień o podejrzeniu próby manipulacji/manipulacji na hurtowym rynku energii złożonych przez polskich PPATs na podstawie art. 15 rozporządzenia REMIT.

Jedno z tych powiadomień dotyczyło działań uczestników rynku na TGE S.A. w odniesieniu do kontraktów rocznych z dostawami energii elektrycznej na 2019 r. (instrument BASE\_Y-19), objętych już postępowaniem wyjaśniającym zarządzonym przez Prezesa URE 19 grudnia 2018 r. Przedmiotowe postępowanie zostało zakończone złożeniem przez Prezesa URE 29 maja 2019 r. zawiadomienia o podejrzeniu popełnienia przestępstwa.

W 2019 r. Prezes URE, na podstawie art. 23p ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, zarządził przeprowadzenie trzech postępowań wyjaśniających, których celem było ustalenie, czy zachodzi uzasadnione podejrzenie manipulacji lub próby manipulacji na rynku określonej w przepisach rozporządzenia REMIT. Dwa z ww. postępowań dotyczyły spraw zgłoszonych Presowi URE przez PPATs w 2018 r.

Powyższe trzy postępowania wyjaśniające nie zostały zakończone w 2019 r. W świetle art. 23p ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne postępowanie wyjaśniające może trwać nie dłużej niż 6 miesięcy.

W przypadku pozostałych pięciu powiadomień, które wpłynęły do Prezesa URE w 2019 r., do końca 2019 r. nie znaleziono podstaw do zarządzenia na podstawie art. 23p ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne postępowań wyjaśniającego w sprawie manipulacji na rynku lub próby manipulacji na rynku, określonych w art. 2 rozporządzenia REMIT ani do przeprowadzenia kontroli REMIT, o której mowa w art. 23c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Dodatkowo za pośrednictwem internetowej platformy do zgłaszania naruszeń rozporządzenia REMIT prowadzonej przez ACER (Notification Platform), w 2019 r. podmioty zagraniczne złożyły powiadomienia o podejrzeniu dokonania manipulacji/próby manipulacji na hurtowym rynku energii przez dwóch polskich uczestników rynku działających na rynkach energii w innych krajach Unii Europejskiej. W jednym przypadku, w ramach współpracy z ACER i z innymi organami regulacyjnymi, Prezes URE został poproszony przez ACER, w charakterze organu wspomagającego, o pomoc dla prowadzącego organu regulacyjnego z innego kraju UE w zebraniu pewnego zakresu materiału dowodowego.

### *Postępowania administracyjne w sprawie wymierzenia kar pieniężnych*

W 2019 r. prowadzone były postępowania administracyjne o wymierzenie kar pieniężnych na podstawie art. 56 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne w zakresie dokonywania sprzedaży produktów energetycznych na hurtowym rynku energii bez wymaganego wpisu do krajowego rejestru uczestników rynku (pkt 42). W jednym przypadku umorzono postępowanie, a w 8 przypadkach odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej.

## **3.2.2. Rynek detaliczny**

W 2019 r., podobnie jak w latach poprzednich, na rynku energii elektrycznej funkcjonowało pięciu dużych OSD, których sieci są bezpośrednio przyłączone do sieci przesyłowej (OSDp). Mają oni prawny obowiązek oddzielenia działalności dystrybucyjnej prowadzonej przez operatora systemu od innych rodzajów działalności niezwiązanych z dystrybucją energii elektrycznej (unbundling). Ponadto, w 2019 r. działało 184 przedsiębiorstw wyznaczonych na OSD (tzw. OSDn) funkcjonujących w ramach przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo, nie mających obowiązku unbundlingu.

W dalszym ciągu największy udział w sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych mają tzw. sprzedawcy „zasiedziali” (*incumbent suppliers*), którzy pozostali po wyodrębnieniu operatorów sieci dystrybucyjnej, jako strona umów kompleksowych, tj. umów łączących postanowienia umowy sprzedaży energii elektrycznej i umowy dystrybucji energii z odbiorcami. Pełnią oni funkcję sprzedawców z urzędu dla odbiorców w gospodarstwach domowych, którzy nie zdecydowali się na wybór nowego sprzedawcy.

W 2019 r. działało 5 sprzedawców z urzędu, oraz 136 alternatywnych przedsiębiorstw obrotu zajmujących się aktywnie sprzedażą energii elektrycznej do odbiorców końcowych, w tym 26 sprzedawców działających na rynku gospodarstw domowych. Na rynku energii elektrycznej działają także sprzedawcy (184) funkcjonujący w ramach przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo z OSDn.

W 2019 r. funkcjonowało ok. 17,8 mln odbiorców końcowych, z czego 91% (16,2 mln), to odbiorcy z grupy taryfowej G, w tym w przeważającej większości odbiorcy w gospodarstwach domowych (ponad 15,1 mln), którzy dokonują zakupu energii w celu jej zużycia w gospodarstwie domowym. Pozostała grupa odbiorców końcowych to odbiorcy należący do grup taryfowych A, B i C. Grupy A i B stanowią odbiorcy zasilani z sieci wysokiego i średniego napięcia i są to tzw. odbiorcy przemysłowi z grupy A i B, natomiast do grupy C należą odbiorcy przyłączeni do sieci niskiego napięcia, pobierający energię elektryczną dla celów prowadzonej działalności gospodarczej, tzw. odbiorcy biznesowi. Odbiorcy energii elektrycznej są uprawnieni do otrzymywania energii elektrycznej w sposób ciągły i niezawodny od wybranego sprzedawcy tej energii.

Po uwolnieniu w 2008 r. cen w obrocie energią elektryczną w odniesieniu do odbiorców przemysłowych i biznesowych, sprzedawcy wykonujący zadania sprzedawców z urzędu oraz sprzedawcy funkcjonujący w przedsiębiorstwach zintegrowanych pionowo, niezobowiązani do rozdzielania działalności, nie mają obowiązku przedkładania Prezesowi URE do zatwierdzenia taryfy w obrocie energią elektryczną dla odbiorców innych niż gospodarstwa domowe. Należy zaznaczyć, że sprzedawcy, którzy pełnią również funkcję sprzedawcy z urzędu, są uprawnieni do przedstawiania ofert rynkowych wszystkim odbiorcom, w tym odbiorcom grupy taryfowej G przyłączonym do sieci operatora, na obszarze którego sprzedawcy realizują zadania sprzedawcy z urzędu – pod warunkiem, że sprzedawcy ci uprzednio poinformowali odbiorcę o wysokości cen energii elektrycznej określonej w aktualnie obowiązującej taryfie. Z możliwości zmiany umowy sprzedaży energii elektrycznej (*internal switching*), rozumianej jako podpisanie nowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub aneksowania jej w taki sposób, że zmienione zostały warunki z umowy sprzedaży opartej na warunkach określonych w zatwierdzonej taryfie na tzw. ofertę wolnorynkową pozostając u tego samego sprzedawcy skorzystało w 2019 r. ponad 291 tys. odbiorców z gospodarstw domowych<sup>48)</sup>.

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

Od 2010 r. wszyscy sprzedawcy dokonujący sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym są prawnie zobowiązani do zamieszczania na swoich stronach internetowych oraz udostępniania do publicznego wglądu w swojej siedzibie informacji o cenach sprzedaży oraz warunkach ich stosowania. W przypadku dużych odbiorców przemysłowych/komercyjnych, przedsiębiorstwa obrotu zazwyczaj prezentują swoją ofertę w trybie indywidualnym. Ceny i inne warunki umów są każdorazowo negocjowane z kontrahentem i różnią się w zależności od czasookresu dostaw, wielkości czy stabilności poboru.

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

**Tabela 14.** Liczba odbiorców, wolumen, wartość oraz średnie ceny energii elektrycznej stosowane do odbiorcy końcowego w zależności od kryterium zużycia

Kryterium zużycia	Liczba odbiorców [szt.]	Wolumen [MWh]	Wartość [tys. zł]	Średnia cena [zł/MWh]
< 50 MWh	69 469 036	46 611 484	12 423 881	266,54
50 – 2 000 MWh	167 808	28 151 980	7 982 280	283,54
> 2 000 MWh	5 148	33 619 323	8 036 405	239,04
<b>RAZEM</b>	<b>69 641 992</b>	<b>108 382 787</b>	<b>28 442 565</b>	<b>262,43</b>

Źródło: Na podstawie ankiet kwartalnych od sprzedawców z urzędu za 2019 r.

<sup>48)</sup> Dane zebrane na podstawie monitoringu przeprowadzonego przez Prezesa URE wśród 6 największych sprzedawców energii elektrycznej w Polsce.

W celu udostępnienia swoich ofert w ubiegłych latach sprzedawcy korzystali także z działającego na stronie internetowej URE Cenowego Energetycznego Kalkulatora Internetowego, dzięki któremu odbiorcy w gospodarstwach domowych mogli porównać i dokonać wyboru najkorzystniejszej oferty. 2 stycznia 2019 r., w związku wejściem w życie 1 stycznia 2019 r. ustawy o cenach, witryna kalkulatora ofert/taryf energetycznych została czasowo zawieszona do momentu przedłożenia przez przedsiębiorstwa obrotu informacji o aktualnych ofertach sprzedaży energii elektrycznej skierowanych do odbiorców w gospodarstwach domowych. Narzędzie to wymagało także aktualizacji technicznej, dlatego też w 2019 r. rozpoczęły się równoległe prace nad koncepcją nowego narzędzia wychodzącego naprzeciw wyzwaniom, jakie niesie dyrektywa 2019/944 w zakresie wymagań porównywarek ofertowych w państwach UE. W 2019 r. Prezes URE publikował, aktualizowane w sposób cykliczny, zestawienie ofert sprzedawców energii elektrycznej dla gospodarstw domowych, zawierające proponowane przez sprzedawców ceny, opłaty handlowe oraz terytorialny obszar obowiązywania oferty. Na koniec 2019 r. w zestawieniu Prezes URE zamieszczał oferty 26 aktualnie działających na rynku gospodarstw domowych sprzedawców energii elektrycznej.

Ponadto dużym ułatwieniem dla odbiorcy dokonującego wyboru sprzedawcy jest możliwość skorzystania z zamieszczonej na stronie internetowej operatora, do sieci którego odbiorca jest przyłączony, listy sprzedawców działających na terenie tego operatora.

### *Ceny za energię elektryczną*

1 stycznia 2019 r. weszły w życie przepisy ustawy o cenach nakładającej na przedsiębiorców sprzedających energię elektryczną obowiązki, dotyczące m.in.: dostosowania cen do poziomu z 2018 r., odpowiednich zmian umów z odbiorcami, czy ponownego wystawiania faktur.

Podstawowym celem ustawy o cenach było zagwarantowanie braku wzrostu cen energii elektrycznej w 2019 r. w porównaniu z cenami z 2018 r. przy zastosowaniu trzech mechanizmów: obniżenia stawki akcyzy, obniżenia stawki opłaty przejściowej oraz obowiązku „zamrożenia cen” energii elektrycznej dla odbiorców końcowych przez przedsiębiorstwa obrotu. Jednocześnie, spółki obrotu uzyskały prawo do wnioskowania o stosowne rekompensaty w związku ze sprzedażą energii elektrycznej po cenie ustawowej.

Każde przedsiębiorstwo zajmujące się sprzedażą energii elektrycznej w 2019 r., było zobowiązane do dostosowania umów oraz cen w rozliczeniach z odbiorcami końcowymi do wymogów ustawy o cenach. W stosunku do gospodarstw domowych (grupa taryfowa G) spółki obrotu stosujące taryfy powinny stosować ceny taryfowe obowiązujące 31 grudnia 2018 r., natomiast przedsiębiorstwa stosujące oferty rynkowe – ceny nie wyższe niż obowiązujące 30 czerwca 2018 r.

Ustawa o cenach przewiduje sankcje za jej nieprzestrzeganie, a Prezes URE jest organem właściwym do przeprowadzenia postępowania i nałożenia kar pieniężnych na przedsiębiorców, którzy nie zrealizowali zobowiązań ustawowych. Komunikatem z 14 stycznia 2020 r. Prezes URE zapowiedział przeprowadzenie całościowego monitoringu rynku pod kątem wywiązywania się z obowiązków przez przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną nałożonych ustawą o cenach.

Zaprezentowane w tabeli poniżej dane dotyczą średnich cen energii elektrycznej oraz opłat dystrybucyjnych, zastosowanych we wskazanych okresach u odbiorców posiadających umowy kompleksowe.

Pomiędzy IV kwartałem 2018 r. a IV kwartałem 2019 r. ceny za energię elektryczną wzrosły dla grupy taryfowej A i B, natomiast dla grupy taryfowej C odnotowano niewielki spadek cen. W analizowanym okresie znacząco spadły ceny energii dla odbiorców z grupy taryfowej G – o 4,1%, z czego aż o 4,7% spadły ceny dla odbiorców w gospodarstwach domowych, co było zamierzoną konsekwencją wprowadzenia tzw. ustawy cenowej.

Opłaty dystrybucyjne w 2019 r. wykazywały tendencje spadkowe dla wszystkich grup taryfowych. Największy spadek opłaty dystrybucyjnej nastąpił dla odbiorców w grupie taryfowej A – o 11%, a najmniejszy dla odbiorców w grupie taryfowej C – o 2,6%. Dla odbiorców z grupy taryfowej G opłata dystrybucyjna obniżyła się o 7,18%, w tym dla odbiorców w gospodarstwach domowych o 7,95%.

**Tabela 15.** Ceny za energię elektryczną i opłaty dystrybucyjne, stosowane wobec odbiorców posiadających umowy kompleksowe

Wyszczególnienie	IV kwartał 2018 r.			IV kwartał 2019 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	<b>475,00</b>	<b>264,60</b>	<b>210,30</b>	<b>477,00</b>	<b>277,90</b>	<b>199,00</b>
w tym: odbiorcy na WN (grupy A)	279,40	213,00	66,30	325,20	266,20	59,00
odbiorcy na SN (grupy B)	351,70	237,20	114,50	395,00	284,10	110,90
odbiorcy na nN (grupy C)	602,40	333,80	268,60	600,30	338,50	261,70
odbiorcy grup G	506,00	258,00	248,00	485,50	255,30	230,20
w tym: gospodarstwa domowe	505,60	257,90	247,70	481,60	253,70	228,00

Źródło: Dane URE na podstawie danych Ministerstwa Aktywów Państwowych i URE.

### Zmiana sprzedawcy

Faktyczna swoboda wyboru sprzedawcy, której miernikiem jest liczba aktywnych na rynku odbiorców oraz liczba dokonanych w danym okresie zmian sprzedawcy, jest wynikiem nakładania się na siebie wielu okoliczności, począwszy od stopnia świadomości odbiorców końcowych, poprzez ich motywację do zmiany sprzedawcy, aż po łatwość dokonania zmiany, czy dostępność konkurencyjnych ofert na rynku. W Polsce od momentu uzyskania prawa przez wszystkich odbiorców do zmiany sprzedawcy tj. od 1 lipca 2007 r., stosunkowo niewielu odbiorców skorzystało do tej pory z takiej możliwości. Oceniając wskaźniki zmiany sprzedawcy w 2019 r. należy wskazać, że w ujęciu globalnym ciągle stosunkowo niewielu odbiorców, bo ok. 4,86% skorzystało do tej pory z prawa do zmiany sprzedawcy. Mimo, że w stosunku do 2018 r. nastąpił nieznaczny wzrost tego wskaźnika (w 2018 r. poziom ten wyniósł 4,58%), to jednak w porównaniu do lat poprzednich, jego dynamika spada.

### Ceny dynamiczne

Koncepcja umowy z cenami dynamicznymi, a w szczególności prawo odbiorców do korzystania z takich cen, zostały uregulowane w dyrektywie rynkowej 2019/944. Zgodnie z danymi przekazanymi w trakcie monitoringu Prezesa URE, przeprowadzonego wśród sześciu największych sprzedawców energii elektrycznej w Polsce, żaden ze sprzedawców nie oferuje umowy opartej na taryfach dynamicznych.

### Interwencje

W 2019 r. do Prezesa URE kierowane były prośby odbiorców o interwencję w sprawach dotyczących nieuczciwych praktyk przedsiębiorstw obrotu. Podobnie jak w latach poprzednich, nagminną praktyką sprzedawców było nieinformowanie konsumentów o wszystkich elementach oferty np. o dodatkowych opłatach (opłata handlowa) lub wprowadzanie ich w błąd, co prowadziło do zawierania przez odbiorców niekorzystnych dla nich umów. Prezes URE, nie będąc organem właściwym w takich sprawach, informuje jednak odbiorców o przysługujących im prawach. Działania podejmowane przez sprzedawców często noszą znamiona praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów poprzez naruszenie obowiązku udzielania konsumentom rzetelnej, prawdziwej i pełnej informacji oraz stosowanie nieuczciwych praktyk rynkowych lub czynów nieuczciwej konkurencji. W 2019 r., podobnie jak w latach poprzednich, Prezes URE przekazywał, zgodnie z właściwością, Prezesowi UOKiK pisma odbiorców mogące wskazywać na niezgodne z prawem działania przedstawicieli sprzedawców. Ponadto do Prezesa kierowane skargi na nieprzestrzeganie przez przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną zapisów ustawy o cenach, w których informowano o dokonywanych przez



sprzedawców energii elektrycznej bezzasadnych i niezgodnych z ustawą podwyżek cen, wstecznym fakturowaniu i żądaniach zapłaty pod groźbą wstrzymania dostaw.

W związku ze zgłaszanymi przez uczestników rynku do URE problemami dotyczącymi uruchamiania i obsługi sprzedaży rezerwowej na rzecz odbiorców końcowych Prezes URE rozszerzył w 2019 r. cykliczne monitorowanie rynku detalicznego, mając na uwadze nowe przepisy art. 5aa i 5ab wprowadzone do ustawy – Prawo energetyczne. Pierwsze badanie z cyklu monitoringu Prezesa URE funkcjonowania rynku detalicznego w zakresie uruchomienia i obsługi sprzedaży rezerwowej w 2018 r. zostało skierowane do pięciu największych OSD. Zakresem badania zostały objęte informacje o: (i) sprzedawcach, którzy oferowali sprzedaż rezerwową odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci OSD (ii) odbiorcach końcowych, dla których operator uruchomił sprzedaż rezerwową i/lub wskazany sprzedawca świadczył sprzedaż rezerwową oraz (iii) sprzedawcach rezerwowych wskazanych przez odbiorców końcowych w umowach o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub umowach kompleksowych. Wyniki tego badania zostaną wykorzystane w bieżących pracach URE np. w celu opracowania stosownych rozwiązań oraz wskazania operatorom koniecznych do wprowadzenia działań. Podsumowanie tego badania zostało również przekazane Prezesowi UOKiK do ewentualnego wykorzystania.

### *Inteligentne opomiarowanie*

Operatorzy systemów dystrybucyjnych w Polsce rozbudowują system inteligentnego opomiarowania wśród odbiorców końcowych. Udział układów pomiarowych typu *smart* rozumianych jako systemy pomiarowe, umożliwiające automatyczne zbieranie, przechowywanie i transfer szczegółowych danych o zużyciu energii elektrycznej, na koniec 2019 r. w stosunku do ilości układów pomiarowych zainstalowanych odbiorcom końcowym w poszczególnych grupach taryfowych wyniósł odpowiednio: dla grupy taryfowej A – 41,38%, dla grupy taryfowej B – 50,50%, dla grupy taryfowej C – 41,38%, dla grupy taryfowej G – 8,53%.

### *Wstrzymania dostaw energii*

Zgodnie z przepisami zawartymi w ustawie – Prawo energetyczne wstrzymanie dostaw energii elektrycznej może nastąpić jedynie w określonych przepisami okolicznościach. Może to nastąpić jedynie w przypadku, gdy: 1) w wyniku przeprowadzonej kontroli stwierdzono, że nastąpiło nielegalne pobieranie energii elektrycznej; 2) odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi, co najmniej przez okres 30 dni po upływie terminu płatności<sup>49)</sup>.

Zgodnie z monitoringiem przeprowadzonym przez Prezesa URE wśród pięciu największych OSD w Polsce, w 2019 r. wstrzymano, w podziale na grupy taryfowe, dostawy następującej liczbie odbiorców: w grupie taryfowej A – 0, w grupie taryfowej B – 543 (w tym z tytułu zaległości w zapłacie 86,56%), w grupie taryfowej C – 45 415 (w tym z tytułu zaległości w zapłacie 99,75%), w grupie taryfowej G – 218 279 (w tym z tytułu zaległości w zapłacie 99,72%). Dodać należy, że proces wstrzymania dostarczania energii elektrycznej do odbiorców w gospodarstwach domowych, zalegających z zapłatą należności za pobraną energię elektryczną i świadczone usługi, liczony w dniach roboczych od momentu przekazania odbiorcy przez sprzedawcę informacji o zaleganiu w płatności do momentu wstrzymania dostaw przez OSD wynosił w 2019 r. średnio ok. 31 dni.

### *Liczniki przedpłatowe*

Przedsiębiorstwo energetyczne może, zgodnie z obowiązującym prawem, zamontować u odbiorcy końcowego mającego trudności w terminowym płaceniu rachunków tzw. licznik przedpłatowy. W 2019 r. zamontowano następującą liczbę liczników przedpłatowych w podziale na grupy taryfowe: w grupie taryfowej C – 1 139, w grupie taryfowej G – 104 162.

---

<sup>49)</sup> Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej na żądanie sprzedawcy wstrzymuje dostarczanie energii, jeżeli odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi lub za pobrane paliwo gazowe lub energię, co najmniej przez okres 30 dni po upływie terminu płatności.

Przedsiębiorstwo energetyczne, któremu odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi lub za pobraną energię, powiadamia na piśmie odbiorcę energii elektrycznej lub w gospodarstwie domowym o zamiarze wstrzymania dostarczania energii elektrycznej, jeżeli odbiorca ten nie uregułuje zaległych i bieżących należności w okresie 14 dni od dnia otrzymania tego powiadomienia.



### *Zapewnienie dostępu do danych dotyczących zużycia energii przez odbiorców*

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

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

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

### **3.2.2.2. Ochrona konsumenta i rozstrzyganie sporów**

#### *Rozstrzyganie sporów*

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 transportu 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, a także odmowy przyłączenia mikroinstalacji, nieprzyłączenia mikroinstalacji pomimo upływu terminu, o którym mowa w art. 7 ust. 8d<sup>7</sup> pkt 2, nieuzasadnionego ograniczenia pracy lub odłączenia od sieci mikroinstalacji. Jest to jeden z wyjątków dający Prezesowi URE prerogatywę do wkraczania w sferę stosunków cywilnoprawnych między podmiotami.

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

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

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

### Rozpatrywanie skarg

Skargi na przedsiębiorstwa energetyczne zgłaszane do URE przez odbiorców w gospodarstwach domowych są rozpatrywane przez poszczególne komórki organizacyjne URE. Wachlarz zagadnień poruszanych przez odbiorców w 2019 r. był bardzo szeroki, a skargi często wielowątkowe. W 2019 r. Prezes URE podejmował działania mające na celu wyjaśnienie zagadnień objętych zgłoszonymi skargami, które dotyczyły takich obszarów jak:

- przyłączenie do sieci – skargi w tej kategorii dotyczyły głównie terminu realizacji umowy o przyłączenie do sieci,
- opomiarowanie – odbiorcy zgłaszali problemy z działaniem układów pomiarowych, co bezpośrednio wpływało na wielkość rozliczeń,
- jakość dostaw – odbiorcy zgłaszali skargi na niedotrzymanie parametrów jakościowych energii,
- nieuczciwe praktyki rynkowe – odbiorcy informowali o działaniach sprzedawców energii elektrycznej, którzy w tzw. formule door-to-door (sprzedaż poza lokalem przedsiębiorstwa) – działając również za pośrednictwem wyspecjalizowanych agencji i przedstawicieli handlowych (akwizytorów) – celem zawarcia umów z odbiorcami m.in.:
  - nie podawali odbiorcom nazwy sprzedawcy lub wprowadzali w błąd, co do nazwy sprzedawcy (podawali się za pracowników innych podmiotów);
  - wprowadzali odbiorców w błąd poprzez informowanie o obowiązku podpisywania nowych umów, aneksów do umów lub innych dokumentów związanych z dostarczaniem energii elektrycznej oraz podawali nieprawdziwych przyczyn tego obowiązku (np. planowane zaprzestanie dostarczania paliw gazowych lub energii elektrycznej przez dotychczasowego sprzedawcę, czy też zmiana danych dotychczasowego sprzedawcy);
  - nie informowali odbiorców o dokonanej zmianie sprzedawcy oraz prawach i obowiązkach wynikających z tej procedury.

Przy czym warto zauważyć, że skala zgłoszeń zdeterminowana była także ze specyfiką 2019 r. i funkcjonowaniem ustawy cenowej, która spowodowała zamrożenie rynku energii, aktywności akwizycyjnej sprzedawców oraz zmniejszenie liczby ofert kierowanych do odbiorców,

- umowy i sprzedaż – zgłaszane przez odbiorców skargi w tej kategorii dotyczyły głównie realizacji umów, w tym także sprzedaży rezerwowej, problemów z rozwiązaniem umowy i naliczaniem opłat sankcyjnych, kwalifikacją do odpowiedniej grupy taryfowej i zmianą grupy taryfowej,
- rozpoczęcie dostaw lub wznowienie dostaw po przerwie,
- wstrzymanie dostaw na skutek braku lub opóźnienia płatności – w tej kategorii odbiorcy zgłaszali skargi na niedotrzymanie przez przedsiębiorstwa procedury wstrzymania dostaw, w szczególności brak powiadomienia odbiorcy w gospodarstwie domowym o zamiarze wstrzymania dostaw,
- wystawiane faktury/rachunki i windykacja – największa ilość skarg odbiorców w gospodarstwach domowych, które wpłynęły w 2019 r. do Prezesa URE, dotyczyła tego obszaru (prawie 30% wszystkich skarg). Odbiorcy sygnalizowali problemy związane z poprawnością rozliczeń a także terminowością otrzymania faktur a także ze zwrotem nadpłat – w nawiązaniu do sytuacji jaka miała miejsce w 2018 r., kiedy to dwie spółki obrotu zaprzestały sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym,
- cena/taryfa – kierowane przez odbiorców skargi w tej kategorii związane były z wdrożeniem w 2019 r. mechanizmu wprowadzonego przepisami ustawy prądowej, gwarantującego utrzymanie cen sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych w 2019 r. na poziomie cen obowiązujących w 2018 r. W związku z nowymi regulacjami odbiorcy końcowi sygnalizowali liczne problemy. Do najczęściej zgłaszanych problemów zaliczyć można:
  - brak rzetelnej, zrozumiałej dla odbiorców w gospodarstwach domowych informacji dotyczącej mechanizmu regulującego ceny energii w 2019 r., w tym terminów dot. korekt rozliczeń;
  - rozbieżności w dostosowaniu umów np. w zakresie ceny (dokonywanie przez sprzedawców energii elektrycznej bezzasadnych i niezgodnych z ustawą prądową podwyżek cen, wstecznym fakturowaniu i żądaniach zapłaty pod groźbą wstrzymania dostaw),
- rekompensaty,
- zmiana sprzedawcy – odbiorcy skarżyli się na problemy z wejściem w życie nowej umowy po zmianie sprzedawcy,
- obsługa klienta – w tej kategorii skargi dotyczyły najczęściej terminowości odpowiedzi na reklamacje, problemów z nawiązaniem kontaktu telefonicznego z przedsiębiorstwem (skargi zgłaszane telefonicznie).

### *Ochrona uzasadnionych interesów odbiorców*

W celu minimalizacji praktyk sygnalizowanych przez odbiorców w skargach dotyczących działania przedstawicieli handlowych w kontekście zmiany sprzedawcy, związanych głównie z wprowadzaniem w błąd podczas zawierania umowy sprzedaży energii z nowym sprzedawcą, zwłaszcza nieuczciwych zachowań handlowych, 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.

Przy czym warto zauważyć, że w 2019 r. skala zgłoszeń odbiorców dotycząca nieuczciwych praktyk była mniejsza niż w 2018 r. gdyż zdeterminowana była specyfiką 2019 r. i funkcjonowaniem ustawy o cenach, która spowodowała zamrożenie rynku energii, aktywności akwizycyjnej sprzedawców oraz zmniejszenie liczby ofert kierowanych do odbiorców

Jednocześnie Prezes URE współpracował z UOKiK, Rzecznikami Konsumentów, udzielając każdorazowo szczegółowych wyjaśnień w związku z pismami kierowanymi do URE przez te instytucje.

Do zadań Prezesa URE należy m.in. podejmowanie działań informacyjnych mających na celu ochronę uzasadnionych interesów odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, w szczególności publikowanie na stronie internetowej URE informacji dotyczących powtarzających się lub istotnych problemów prowadzących do sporów między przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, a także o przedsiębiorstwach energetycznych, na które zostały złożone uzasadnione skargi tych odbiorców dotyczące tych problemów. W ramach działań informacyjnych odbiorcom energii udzielane są także informacje przez kompleksowy punkt informacyjny, z zastosowaniem kanału infolinii dotyczącej m.in. zmiany sprzedawcy w zakresie promowania prawa wyboru sprzedawcy. W celu realizacji tego zadania w strukturze URE działa Punkt Informacyjny dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych, w którym odbiorcy mogą uzyskać porady w zakresie przysługujących im praw oraz informacje na temat funkcjonujących sposobów rozwiązywania sporów i załatwiania skarg (zarówno telefonicznie, pisemnie, jak i drogą elektroniczną).

Nadto, stosownie do obowiązku nałożonego przepisami ustawy – Prawo energetyczne, sprzedawcy paliw gazowych lub energii elektrycznej dostarczają odbiorcom w gospodarstwach domowych kopie zbioru praw konsumenta energii, opracowanego przez Prezesa URE we współpracy z Prezesem UOKiK, oraz zapewniają publiczny dostęp do tego dokumentu.

### *Wsparcie odbiorcy wrażliwego społecznice*

Nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne, która weszła w życie we wrześniu 2013 r. wprowadziła definicję odbiorcy wrażliwego energii elektrycznej i odbiorcy wrażliwego paliw gazowych oraz ustanowiła system wsparcia finansowego dla tych odbiorców. System wsparcia finansowego odbiorców wrażliwych zakłada wypłatę przez gminy dodatków energetycznych odbiorcom wrażliwym, którym przyznano dodatek mieszkaniowy (odbiorcy energii elektrycznej) lub ryczałt na zakup opału (odbiorcy paliw gazowych), a którzy są odpowiednio stroną umowy kompleksowej lub umowy sprzedaży energii elektrycznej lub paliw gazowych, i zamieszkują w miejscu dostarczania tej energii lub paliw. W oparciu o szacunki Głównego Urzędu Statystycznego, dodatek energetyczny w 2019 r. wypłacono 75 636 gospodarstwom domowym.

### **3.2.3. Postępowania antymonopolowe w sprawach praktyk ograniczających konkurencję oraz inne działania podejmowane w stosunku do przedsiębiorstw z sektora energetycznego prowadzone przez Prezesa UOKiK<sup>50)</sup>**

#### *Dokonane koncentracje przedsiębiorstw energetycznych i wpływ tych zmian na rozwój konkurencji na rynku*

W 2019 r. Prezes UOKiK przeprowadził dziewięć postępowań antymonopolowych w sprawach koncentracji z udziałem przedsiębiorców z branży energetycznej (producentów/dostawców energii

<sup>50)</sup> Na podstawie informacji przekazanych przez UOKiK.

elektrycznej). We wszystkich sprawach wydana została zgoda w oparciu o art. 18 ustawy z 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów (t.j.: Dz. U. z 2020 r. poz. 1076, dalej: „uokik”). Uznano bowiem, że w ich wyniku nie dojdzie do istotnego ograniczenia konkurencji, w szczególności przez powstanie lub umocnienie pozycji dominującej na rynku. Były to postępowania zakończone wydaniem następujących decyzji:

- 1) Decyzją nr DKK-36/2019 z 7 lutego 2019 r. Prezes UOKiK wydał zgodę na dokonanie koncentracji, polegającej na utworzeniu przez innogy SE z siedzibą w Essen, Niemcy i DKV Euro Service GmbH + Co. KG z siedzibą w Ratingen, Niemcy, wspólnego przedsiębiorcy,
- 2) Decyzją nr DKK-60/2019 z 4 marca 2019 r. Prezes UOKiK wydał zgodę na dokonanie koncentracji, polegającej na utworzeniu przez Wind Power AS z siedzibą w Stavanger, Norwegia i Polenergia S.A. z siedzibą w Warszawie wspólnego przedsiębiorcy pod nazwą MFW Bałtyk I Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie,
- 3) Decyzją nr DKK-61/2019 z 6 marca 2019 r. Prezes UOKiK wydał zgodę na dokonanie koncentracji, polegającej na utworzeniu przez Solaque Holding Ltd., Cypr i Wind Power Invest A/S, Dania wspólnego przedsiębiorcy,
- 4) Decyzją nr DKK-94/2019 z 25 kwietnia 2019 r. Prezes UOKiK wyraził zgodę na koncentrację polegającą na przejęciu przez TAURON Polska Energia S.A. z siedzibą w Warszawie kontroli nad PGE Gaz Toruń sp. z o.o. z siedzibą w Toruniu,
- 5) Decyzją nr DKK-116/2019 z 31 maja 2019 r. Prezes Urzędu wydał zgodę na dokonanie koncentracji polegającej na utworzeniu przez Eurowatt S.A. z siedzibą w Luksemburgu, Predica Prévoyance Dialogue du Crédit Agricole z siedzibą w Paryżu (Francja) oraz Omnes Capital SAS z siedzibą w Paryżu (Francja) wspólnego przedsiębiorcy,
- 6) Decyzją nr DKK-134/2019 z 14 czerwca 2019 r. Prezes Urzędu wydał zgodę na dokonanie koncentracji polegającej na przejęciu przez innogy Polska S.A. z siedzibą w Warszawie kontroli nad Foton Technik sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie,
- 7) Decyzją nr DKK-159/2019 z 24 lipca 2019 r. Prezes UOKiK wydał zgodę na dokonanie koncentracji polegającej na przejęciu przez TAURON Polska Energia S.A. z siedzibą w Katowicach kontroli nad IN.VENTUS sp. z o.o. EW Gołdap sp.k z siedzibą w Poznaniu, IN.VENTUS sp. z o.o. INO 1 sp.k. z siedzibą w Poznaniu, IN.VENTUS sp. z o.o. EW Śniatowo sp.k. z siedzibą w Poznaniu, IN.VENTUS sp. z o.o. EW Dobrzyń sp.k. z siedzibą w Poznaniu, IN.VENTUS sp. z o.o. Mogilno I sp.k. z siedzibą we Wrocławiu, IN.VENTUS sp. z o.o. Mogilno II sp.k. z siedzibą we Wrocławiu, IN.VENTUS sp. z o.o. Mogilno III sp.k. z siedzibą we Wrocławiu, IN.VENTUS sp. z o.o. Mogilno IV sp.k. z siedzibą we Wrocławiu, IN.VENTUS sp. z o.o. Mogilno V sp.k. z siedzibą we Wrocławiu, IN.VENTUS sp. z o.o. Mogilno VI sp.k. z siedzibą we Wrocławiu,
- 8) Decyzją nr DKK-197/2019 z 7 października 2019 r. Prezes UOKiK wydał zgodę na przejęcie przez Fundusz Inwestycji Infrastrukturalnych – Kapitałowy Fundusz Inwestycyjny Zamknięty Aktywów Niepublicznych z siedzibą w Warszawie kontroli nad Polska Grupa Biogazowa S.A. z siedzibą w Warszawie,
- 9) Decyzją nr DKK-235/2019 z 18 listopada 2019 r. Prezes UOKiK wydał zgodę na utworzenie przez TAURON Polska Energia S.A. z siedzibą w Katowicach oraz Grupę Azoty S.A. z siedzibą w Tarnowie wspólnego przedsiębiorcy z siedzibą w Warszawie.

#### *Prowadzone przez Prezesa UOKiK postępowania administracyjne w sprawie praktyk ograniczających konkurencję*

Prezes UOKiK nie prowadził w 2019 r. postępowań antymonopolowych dot. nadużywania pozycji dominującej na rynku energii elektrycznej. Prowadzone były następujące postępowania wyjaśniające:

1. 14 sierpnia 2019 r. wszczęto postępowanie wyjaśniające mające na celu wstępne ustalenie, czy stosowane przez ENERGA-OPERATOR S.A. z siedzibą w Gdańsku działania przy stosowaniu procedur związanych z usunięciem kolizji w rozumieniu art. 32 ustawy z 21 marca 1985 r. o drogach publicznych w ramach przeprowadzanych przez inne podmioty inwestycji drogowych wypełniają przesłanki nadużywania pozycji dominującej, w tym czy sprawa ma charakter antymonopolowy.
2. 29 listopada 2019 r. wszczęto postępowanie wyjaśniające w sprawie wstępnego ustalenia, czy mogło dojść do nadużywania przez sprzedawców energii elektrycznej w trybie sprzedaży rezerwowej (w tym przez ENERGA Obrót S.A. z siedzibą w Gdańsku) pozycji dominującej na rynku rezerwowej sprzedaży energii elektrycznej na obszarach dystrybucji energii elektrycznej poszczególnych operatorów, w tym, czy sprawa ma charakter antymonopolowy.

### *Inne zachowania przedsiębiorców energetycznych, które mogą naruszać zasady konkurencji, zaobserwowane przez UOKiK*

W 2019 r. Prezes UOKiK kontynuował monitoring dot. sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej w związku z napływającymi skargami.

### *Środki wdrożone w celu promowania transparentności rynku, tj. działania zmierzające do zapewnienia odbiorcom stosownych informacji rynkowych*

Należy wskazać, że uwolnienie rynku energii elektrycznej, w wyniku którego konsumenci uzyskali możliwość swobodnego wyboru sprzedawcy energii elektrycznej, przyczyniło się do rozpoczęcia przez przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną walki konkurencyjnej o klienta. Powyższe doprowadziło do sytuacji, w której przedsiębiorcy energetyczni zaczęli wykorzystywać całkiem nowe kanały dystrybucji swojej oferty wśród konsumentów. W panujących warunkach konkurencji, większość przedsiębiorców prowadzących działalność w zakresie obrotu energią elektryczną, celem dotarcia do jak największej liczby odbiorów wprowadziła m.in. model sprzedaży poza lokalem przedsiębiorstwa, tj. w domach konsumentów (door-to-door). Analiza sygnałów płynących z rynku wskazała, że rywalizacja na rynku sprzedaży energii elektrycznej doprowadziła do zintensyfikowania nieuczciwych zachowań wobec konsumentów.

Na podstawie zgromadzonych informacji na temat nieuczciwych praktyk rynkowych stosowanych przez przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną – napływających do Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów sygnałów dotyczących nieprawidłowości w procesie zawierania z konsumentami umów sprzedaży energii elektrycznej – (m.in. dotyczących wprowadzania w błąd co do tożsamości przedsiębiorcy, poprzez podszywanie się pod dotychczasowego sprzedawcę energii elektrycznej, wprowadzania w błąd co do rzekomej korzyści cenowej wynikającej z zawarcia umowy z nowym sprzedawcą, czy niedostarczania odbiorcy egzemplarza zawartej przez niego umowy sprzedaży energii elektrycznej), Prezes UOKiK w 2019 r. podejmował liczne działania w ramach przysługujących kompetencji, tj. wszczynał postępowania wyjaśniające, postępowania w sprawie praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów, w sprawie o uznanie postanowień wzorca umowy za niedozwolone, kierował do przedsiębiorców wystąpienia na podstawie art. 49a uokik, a także wydawał decyzje, o których mowa w art. 23b, art. 26, art. 27 i art. 28 uokik.

Ponadto Biuro Prasowe UOKiK przygotowało komunikaty prasowe, w których UOKiK przestrzegał konsumentów m.in. przed nieuczciwymi praktykami sprzedawców energii 4 elektrycznej, a także informował o przysługujących im uprawnieniach w związku z naruszeniem ich prawnie chronionych interesów, w tym m.in.:

- Komunikat z 3.01.2019 r. „Energetyczne Centrum ogłosiło upadłość” – informujący o upadłości i zaprzestaniu sprzedaży prądu i gazu przez Energetyczne Centrum. Z komunikatu konsumenci dowiedzieli się w jaki sposób mogą odzyskać pieniądze za okres, w którym spółka nie prowadziła już sprzedaży,
- Komunikat z 15.02.2019 r. „Kara dla Energy Match – decyzja UOKiK” – informujący o decyzji Prezesa UOKiK nakładającej karę 103 tys. zł na spółkę Energy Match. Przedsiębiorca bezprawnie pobierał od konsumentów wyższe opłaty niż w cenniku,
- Komunikat z 11.03.2019 r. „Tydzień konsumenta – filmiki z poradami od stowarzyszenia Aquila” – informujący o działalności Stowarzyszenia Aquila, które na zlecenie UOKiK udziela pomocy osobom oszukany przez firmy sprzedające prąd, gaz lub usługi telekomunikacyjne,
- Komunikat z 12.03.2019 r. „Ochrona konkurencji – najnowsze działania UOKiK” – informujący o postępowaniu antymonopolowym dotyczącym podziału rynku energii cieplnej w Warszawie oraz zmowy cenowej i przetargowej pomiędzy spółkami Veolia Energia Polska, Veolia Energia Warszawa, PGNiG Termika oraz PGNiG,
- Komunikat z 4.10.2019 r. „Dzień Seniora w ZUS” – zbiór informacji dla seniorów dotyczących zdrowia, bezpieczeństwa, przysługujących im praw, a także porad prawnych na wypadek trudnych sytuacji życiowych,
- Komunikat z 13.05.2019 r. „Polski Prąd i Gaz – klauzule w umowach” – informujący o wszczęciu przez urząd postępowania o uznanie za niedozwolone 47 klauzul stosowanych przez spółkę Polski Prąd i Gaz (PPiG).



### *Najistotniejsze działania podjęte przez Prezesa UOKiK w zakresie ochrony konkurencji na rynku detalicznym i hurtowym*

Oprócz wyżej wymienionych, w 2019 r. Prezes UOKiK nie podejmował działań w zakresie ochrony konkurencji na rynku detalicznym i hurtowym.

### *Podjęte działania mające na celu dekoncentrację rynku*

W 2019 r. Prezes UOKiK nie podejmował działań mających na celu dekoncentrację rynku.

## **4. RYNEK GAZU ZIEMNEGO**

### **4.1. Regulacja przedsiębiorstw sieciowych**

#### **4.1.1. Taryfy za przyłączenie i dostęp do sieci gazowych oraz za usługi świadczone w instalacji LNG**

Przedsiębiorstwa gazownicze posiadające koncesje na przesyłanie, dystrybucję, magazynowanie paliw gazowych, skraplanie gazu ziemnego lub regazyfikację skroplonego gazu ziemnego prowadzą ww. działalność w oparciu o taryfy ustalone przez siebie i zatwierdzone przez Prezesa URE. Taryfy te są ustalane w oparciu o ustawę – Prawo energetyczne oraz rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi, a w przypadku taryf przesyłowych – także o rozporządzenie NC TAR.

8 października 2019 r. Minister Energii podpisał rozporządzenie z 22 września 2019 r. zmieniające rozporządzenie taryfowe gazowe. W ramach nowych przepisów wprowadzono zmiany w definicjach: mocy umownej oraz okresu rozliczeniowego. Dodano § 2a, który mówi o zaokrągleniach stosowanych w opłatach. Wprowadzona została zmiana w zakresie kwalifikacji odbiorców pobierających paliwo gazowe w ilości mniejszej niż 110 [kWh/h], poprzez wprowadzenie zapisu, że ich kwalifikacja dokonywana jest na podstawie wielkości zużytego paliwa gazowego wraz z objętością [m<sup>3</sup>]. Celem wprowadzenia zmiany w zakresie kryteriów kwalifikacji do grup taryfowych było doprowadzenie do sytuacji, w której odbiorcy kwalifikowani ze względu na poziom zużycia gazu, kontrolując wskazania gazomierza, uzyskują wpływ na poziom opłat za gaz. Kolejną zmianą jest wprowadzenie możliwości ustalania stawek za wejście i wyjście z systemu przesyłowego wyrażonych w [gr] i w [zł], odniesionych odpowiednio do [kWh/h] i [kWh/dobę] oraz [MWh/h] i [MWh/dobę]. W § 21 ust. 2 i 5 zmieniono zapis dotyczący współczynnika konwersji.

Zmiana rozporządzenia doprecyzowała termin uwzględniania konta regulacyjnego, co wynika z konieczności dostosowania się do wymagań taryfikacji rozporządzenia NC TAR.

W efekcie wprowadzonych zmian sprzedawcy i operatorzy będą musieli dokonać szeregu zmian w obszarze polityki handlowej oraz zasad rozliczeń, a także dostosować zasady umowne do nowych wymagań.

Warunkiem koniecznym zatwierdzenia taryfy jest jej zgodność z przepisami ustawy – Prawo energetyczne oraz aktów wykonawczych do tej ustawy, w tym w szczególności rozporządzenia w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi.

W postępowaniu o zatwierdzenie taryf Prezes URE szczegółowo analizuje koszty, które stanowią podstawę kalkulacji stawek opłat przestrzegając, aby nie występowało subsydiowanie skróśne między działalnością koncesjonowaną i niekoncesjonowaną oraz pomiędzy poszczególnymi rodzajami działalności koncesjonowanych. Podstawą oceny kosztów przyjmowanych do kalkulacji taryf są dane zawarte w sprawozdaniach finansowych.

Taryfy zatwierdzone przez Prezesa URE są ogłaszane w Biuletynie Branżowym URE w terminie 14 dni od dnia zatwierdzenia. Przedsiębiorstwa gazownicze wprowadzają taryfy do stosowania nie wcześniej niż po upływie 14 dni i nie później niż 45 dni od dnia ich publikacji, natomiast przedsiębiorstwa



energetyczne zajmujące się przesyłaniem paliw gazowych wprowadzają taryfę do stosowania w terminie określonym przez Prezesa URE w decyzji o zatwierdzeniu tej taryfy, nie wcześniejszym niż po upływie 14 dni od jej opublikowania.

Od decyzji Prezesa URE zatwierdzającej lub odmawiającej zatwierdzenia taryfy przedsiębiorstwu przysługuje odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, za pośrednictwem Prezesa URE, w terminie dwutygodniowym od dnia jej doręczenia.

Przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych mają obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie do ich sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie, na zasadzie równoprawnego traktowania, o ile istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia i dostarczania tych paliw, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru. Za przyłączenie do sieci wysokich ciśnień podmioty, które nie wykonują działalności w zakresie przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych, ich wytwarzania lub wydobywania, magazynowania paliw gazowych oraz skraplania lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, ponoszą opłatę stanowiącą ¼ rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia. Za przyłączenie podmiotów wykonujących działalność wskazane w zdaniu poprzednim pobierana jest opłata w wysokości odpowiadającej rzeczywistym nakładom poniesionym na realizację przyłączenia. Natomiast podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci niskich, średnich i podwyższonych ciśnień, uiszczają opłatę ustaloną na podstawie stawek opłat skalkulowanych przez operatorów sieci dystrybucyjnych i zawartych w ich taryfach zatwierdzanych przez Prezesa URE. Stawki te kalkulowane są na podstawie ¼ średniorocznych nakładów inwestycyjnych na budowę odcinków służących do przyłączenia tych podmiotów, określonych w planie rozwoju, opracowanym przez operatora systemu dystrybucyjnego.

Do kluczowych przedsiębiorstw infrastrukturalnych w sektorze gazowym należą OGP Gaz-System S.A. (operator systemu przesyłowego), Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. (operator systemu dystrybucyjnego) i EuRoPol Gaz S.A. (właściciel systemu przesyłowego), Gas Storage Poland Sp. z o.o. (przedsiębiorstwo świadczące usługi magazynowania gazu) oraz Polskie LNG S.A. (przedsiębiorstwo świadczące usługi w zakresie regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego).

## Taryfa OGP Gaz-System S.A.

Od 1 stycznia 2019 r. w rozliczeniach z tytułu świadczonych przez OGP Gaz-System S.A. usług przesyłania paliw gazowych stosowana była taryfa nr 12, zatwierdzona decyzją Prezesa URE z 1 czerwca 2018 r. na okres do 31 grudnia 2019 r.

Po raz pierwszy taryfa została zatwierdzona z tak dużym wyprzedzeniem, co wynikało z art. 29 rozporządzenia NC TAR, stanowiącego, że przed coroczną aukcją zdolności rocznej w 2018 r. powinny zostać opublikowane informacje określone w tym przepisie (m.in. stawki opłat przesyłowych), wynikające z taryfy OGP Gaz-System S.A., która będzie obowiązywać w 2019 r. Natomiast zgodnie z art. 32 lit. a) NC TAR, informacje określone w art. 29 należało opublikować nie później niż trzydzieści dni przed coroczną aukcją zdolności rocznej, która, stosownie do postanowień art. 11 ust. 4 rozporządzenia NC CAM, rozpoczyna się w pierwszy poniedziałek lipca każdego roku.

25 marca 2019 r. OGP Gaz-System S.A. została wezwana do przedłożenia wniosku o zatwierdzenie taryfy nr 13 dla usług przesyłania paliw gazowych (na 2020 r.). Stosowny wniosek został przedłożony 8 kwietnia 2019 r. Decyzją z 31 maja 2019 r. Prezes URE zatwierdził *Taryfę dla usług przesyłania paliw gazowych nr 13* na okres od 1 stycznia 2020 r. do 31 grudnia 2020 r.<sup>51)</sup>

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 Ministra Energii z 15 marca 2018 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi<sup>52)</sup>. Stawki opłat przesyłowych zostały ustalone na wejściach oraz wyjściach do/z systemu przesyłowego (dla gazu ziemnego wysokometanowego i zaazotowanego), w tym dla gazu ziemnego wysokometanowego również na wejściach oraz wyjściach do/z podziemnych magazynów gazu.

Ponadto, w kalkulacji taryfy 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.*, stanowiącej załącznik do tej decyzji (Biuletyn Branżowy URE – Paliwa

<sup>51)</sup> <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe/3779,Taryfy-opublikowane-w-2019-r.html>

<sup>52)</sup> Dz. U. z 2018 r. poz. 640.

gazowe nr 32 (1226) z 29 marca 2019 r.)<sup>53)</sup> oraz Komunikatu Nr 24/2019 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 2020 r. do 31 grudnia 2020 r.<sup>54)</sup>, wydanych na podstawie przepisów Kodeksu taryfowego.

W taryfie na 2020 r. udział przychodów uzyskiwanych z opłat stałych, zarówno dla gazu wysokometanowego, jak i zaazotowanego, wyniósł 100%. Utrzymano podział przychodu na punkty wejścia i wyjścia w proporcji 45/55. Stawki na punktach wejścia i wyjścia do/z magazynów zostały ustalone z zachowaniem dotychczasowych zasad – tzn. stawki te wynoszą 20% stawek przesyłowych na punktach wejścia i wyjścia do/z sieci przesyłowej gazu ziemnego wysokometanowego innych niż magazyny. Na punkcie wejścia do systemu przesyłowego z terminalu LNG zastosowano upust w wysokości 100%, skutkujący brakiem opłat za wprowadzenie gazu do systemu przesyłowego w tym punkcie.

Wprowadzenie do stosowania taryfy nr 13 w przypadku największych podmiotów polskiego rynku gazu (PGNiG S.A., PSG Sp. z o.o., PGNiG OD Sp. z o.o. oraz Gas Storage Poland Sp. z o.o.) skutkowało spadkiem łącznych kosztów zakupu usług przesyłowych na poziomie ok. 1%. Natomiast dla pozostałych zleceniodawców usługi przesyłowej maksymalny spadek łącznych kosztów zakupu usług przesyłowych (łącznie dla wejścia oraz wyjścia z systemu przesyłowego) wyniósł 5,9%.

Ponadto zauważyć należy, że stosownie do § 10 ust. 5 rozporządzenia taryfowego ustalając przychody pokrywające koszty uzasadnione dla wykonywanej działalności gospodarczej w zakresie przesyłania paliw gazowych, uwzględnia się saldo konta regulacyjnego, o którym mowa w art. 3 pkt 24 oraz art. 19 i art. 20 rozporządzenia NC TAR. Natomiast § 50a tego rozporządzenia stanowi, że saldo konta regulacyjnego, o którym mowa w § 10 ust. 5, po raz pierwszy jest uwzględniane przy ustalaniu przychodu pokrywającego koszty uzasadnione na 2021 r.

## Taryfa Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

W 2019 r. Prezes URE dwukrotnie opublikował decyzje taryfowe w zakresie prowadzonych postępowań administracyjnych przedsiębiorstwa energetycznego – Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą w Tarnowie – największego w skali kraju operatora świadczącego usługi polegające na dystrybucji paliw gazowych.

25 stycznia 2019 r. Prezes URE zatwierdził i opublikował w Biuletynie URE, decyzję zatwierdzającą taryfę nr 7, z okresem jej obowiązywania do 31 grudnia 2019 r. Zatwierdzona taryfa nr 7 skutkowałą, dla odbiorców gazu ziemnego wysokometanowego i zaazotowanego, obniżeniem wartości średniej opłaty za usługę dystrybucji o ok. 5% oraz dla odbiorców gazu koksowniczego – podwyższeniem wartości średniej opłaty za usługę dystrybucji o 40%. Przedmiotowa taryfa została wprowadzona do stosowania 15 lutego 2019 r.

Następnie 7 czerwca 2019 r. Prezes URE na wniosek przedsiębiorstwa umorzył postępowanie w sprawie zmiany nr 1 taryfy nr 7 dla usług dystrybucji dotyczącej zmiany stawki opłaty za przyłączenie dla podmiotów ubiegających się o przyłączenie zaliczanych do grupy przyłączeniowej B podgrupy I.

## Taryfa Gas Storage Poland Sp. z o.o.

Taryfa 1/2019 w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego dla przedsiębiorstwa Gas Storage Poland Sp. z o.o., została zatwierdzona 29 marca 2019 r. na okres 12 miesięcy od dnia wprowadzenia jej do stosowania. W tej taryfie Przedsiębiorstwo zmniejszyło pięciokrotnie wielkość pojemności czynnej w pakiecie (z 1 000 [MWh] do 200 [MWh]). Jednocześnie, po rozbudowie magazynu Kosakowo zwiększyła się wielkość dostępnej pojemności czynnej magazynów, łącznie do 3 075 [mln m<sup>3</sup>]. Na rok magazynowy rozpoczynający się 15 kwietnia 2019 r. GSP zaoferował łącznie 166 752 pakiety, tj. o 3,6% więcej niż w poprzednim roku magazynowym (w porównywalnych warunkach). Średnie opłaty za usługi magazynowania uległy obniżeniu o ok. 6,3%.

Zakres usług magazynowych przewidzianych w Taryfie 1/2019 nie uległ zmianie w stosunku do Taryfy 1/2018 Gas Storage Poland Sp. z o.o. w 2019 r.

<sup>53)</sup> <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/wyznaczenie-cen-referen/8186,Kodeks-sieci-dotyczacy-zharmonizowanych-struktur-taryf-przesylowych-dla-gazu.html>

<sup>54)</sup> <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/konsultacje-art-28-nc-t/7848,Konsultacje-w-zakresie-rabatow-mnoznikow-i-wspolczynnikow-sezonowych-do-taryf-na.html>

## Taryfa POLSKIE LNG S.A.

Od 1 stycznia 2019 r. w rozliczeniach z tytułu świadczonych przez Polskie LNG S.A. – operatora Terminalu LNG w Świnoujściu – usług regazyfikacji LNG oraz usług dodatkowych stosowana była taryfa nr 4, zatwierdzona decyzją Prezesa URE z 17 grudnia 2018 r. na okres 12 miesięcy od dnia wprowadzenia do stosowania<sup>55</sup>).

2 września 2019 r. Polskie LNG S.A. zostało wezwane do przedłożenia wniosku o zatwierdzenie taryfy dla usług regazyfikacji LNG nr 5. Stosowny wniosek został przedłożony 4 października 2019 r. Decyzją z 16 grudnia 2019 r. Prezes URE zatwierdził *Taryfę dla usług regazyfikacji LNG nr 5* na okres 12 miesięcy od dnia wprowadzenia taryfy do stosowania<sup>56</sup>), co zgodnie z informacją przekazaną przez Polskie LNG S.A. do URE nastąpiło 1 stycznia 2020 r.

Zatwierdzenie taryfy skutkowało wzrostem średniej stawki za usługi regazyfikacji o 1,9% w porównaniu do średniej stawki obliczonej na podstawie taryfy obowiązującej (dla wartości mocy umownej i ilości gazu po regazyfikacji przyjętych do kalkulacji zatwierdzonej taryfy), natomiast stawka za przeładunek gazu LNG na autocysterny wzrastała o 0,4%. Wynikało to z planowanego wzrostu przychodu regulowanego w porównaniu do przychodu dla taryfy nr 4 (o 2,7%), na który w głównej mierze składał się wzrost kosztu zakupu energii elektrycznej, uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> oraz kosztów usług obcych w zakresie usług doradczych, konsultingowych i prawnych. W kalkulacji taryfy został również uwzględniony planowany wzrost ilości gazu po regazyfikacji (o 12,7%) w porównaniu do ilości przyjętej do taryfy nr 4.

W taryfie nr 5, podobnie jak w taryfie poprzedniej, zostały ustalone stawki opłat (stałej i zmiennej) za pakietowe usługi regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego obejmujące: wyładunek LNG z tankowca, procesowe składowanie w zbiornikach, regazyfikację i oddanie paliwa gazowego do systemu przesyłowego oraz stawki opłat za usługi w zakresie przeładunku LNG na autocysterny. Usługi regazyfikacji LNG mogą być świadczone jako długoterminowe – w okresie dłuższym niż rok oraz usługi krótkoterminowe – w okresie co najmniej jednej doby gazowej. Ponadto, 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.

## Taryfa EuRoPol GAZ S.A.

31 maja 2019 r. została zatwierdzona taryfa za usługi przesyłania gazu ziemnego wysokometanowego, ustalona przez SGT EuRoPol GAZ S.A. na 2020 r. Obowiązek zatwierdzenia taryf przesyłowych – w tym taryfy SGT EuRoPol GAZ S.A. z tak dużym wyprzedzeniem wynika z przepisów art. 29 i art. 32 lit. a) rozporządzenia NC TAR oraz art. 11 ust. 4 rozporządzenia CAM. W myśl przywołanych przepisów, na 30 dni przed aukcją zdolności przesyłowej rocznej (która odbywa się w pierwszy wtorek lipca), muszą być znane taryfy przesyłowe, które będą obowiązywały w okresie udostępniania produktu, którego dotyczy aukcja.

W kalkulacji taryfy uwzględnione zostały postanowienia decyzji Prezesa URE z 29 marca 2019 r. zatwierdzającej *Metodę wyznaczania cen referencyjnych nr 1/SGT w zakresie sieci przesyłowej będącej własnością Europol Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A. na okres: od dnia 1 stycznia 2020 r. do dnia 31 grudnia 2022 r. oraz Komunikatu Nr 24/2019 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 2020 r. do dnia 31 grudnia 2020 r.*

Podobnie jak w przypadku taryf SGT EuRoPol GAZ S.A. na lata 2018 i 2019, taryfa zatwierdzona 31 maja 2019 r. nie została wprowadzona do stosowania na skutek odwołania wniesionego od decyzji zatwierdzającej tę taryfę, o czym Prezes URE poinformował 12 czerwca 2019 r., zamieszczając stosowny komunikat w Biuletynie Branżowym URE – Paliwa gazowe nr 52 (1246). Do rozliczeń za usługi przesyłania gazu świadczone na polskim odcinku gazociągu Jamał – Europa, którego właścicielem jest SGT EuRoPol GAZ S.A., stosowana jest w dalszym ciągu ostatnia prawomocna taryfa tego Przedsiębiorstwa, tj. taryfa na 2017 r.

<sup>55</sup>) <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe/3638,Taryfy-opublikowane-w-2018-r.html>

<sup>56</sup>) <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe/3779,Taryfy-opublikowane-w-2019-r.html>

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

Prezes URE prowadzi działania monitorujące zasady dostępu do magazynowania paliw gazowych, pojemności magazynowych gazociągów i do innych usług pomocniczych, w ramach przyznaných mu uprawnień w Polityce energetycznej Polski oraz w ustawie – Prawo energetyczne.

W 2019 r. Prezes URE na bieżąco monitorował funkcjonowanie systemu gazowego w zakresie warunków świadczenia m.in. usług magazynowania paliw gazowych.

Prezes URE aktywnie włącza się w procesy konsultacyjne zmian Regulaminu Świadczenia Usług Magazynowania (RŚUM). W oparciu o swoje analizy rynku, w tym informacje pozyskiwane od uczestników rynku gazu, Prezes URE przedstawił operatorowi systemu magazynowania sugestie co do zapisów w RŚUM zapewniających równe i niedyskryminacyjne zasady świadczenia usług magazynowania, zgodnie z wymogami przepisów prawa.

W 2019 r. Gas Storage Poland Sp. z o.o. dwukrotnie wprowadzała zmiany do obowiązującego RŚUM. Regulamin z 21 marca 2019 r. wszedł w życie 14 kwietnia 2019 r. Następnie spółka prowadziła konsultacje zmian do Regulaminu w okresie 2-16 września 2019 r., po których RŚUM w wersji z 17 października 2019 r. wszedł w życie 1 listopada 2019 r.

Gas Storage Poland Sp. z o.o. została wyznaczona przez Prezesa URE operatorem systemu magazynowania gazu ziemnego. Spółka ta udostępnia zdolności magazynowe w następujących instalacjach oraz grupach instalacji:

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

**Tabela 16.** Pojemności czynne instalacji magazynowych w 2019 r. (stan na 1 stycznia 2020 r. godz. 6:00)

Grupa instalacji magazynowych /instalacja magazynowa		Pojemność czynna			
		[mln m <sup>3</sup> ]		[GWh*]	
GIM Kawerna	KPMG Mogilno	824,8	585,4	9 190,7	6 521,4
	KPMG Kosakowo		239,4		2 669,3
GIM Sanok	PMG Husów	1 050,0	500,0	11 808,0	5 625,0
	PMG Strachocina		360,0		4 050,0
	PMG Swarzędów		90,0		1 008,0
	PMG Brzeźnica		100,0		1 125,0
PMG Wierzchowice		1 200,0		13 200,0	
<b>SUMA</b>		<b>3 074,8</b>		<b>34 198,7</b>	

\* Pojemność czynna instalacji magazynowej wyrażona w jednostkach energii została określona na podstawie maksymalnych wartości ciepła spalania w MFPWE<sub>OSM</sub>/MFPWY<sub>OSM</sub>, opublikowanych przez OGP Gaz-System S.A.

*Źródło: Opracowanie Gas Storage Poland Sp. z o.o.*

W 2019 r. nastąpiło zwiększenie pojemności czynnej GIM Kawerna w stosunku do wielkości w 2018 r. Zmiana wynika ze zwiększenia w trakcie 2019 r. pojemności czynnej KPMG Kosakowo z 145,5 mln m<sup>3</sup> do 239,4 mln m<sup>3</sup> oraz zmniejszenia pojemności czynnej KPMG Mogilno z 589,85 mln m<sup>3</sup> do 585,4 mln m<sup>3</sup>.

Ze względu na okres świadczenia, usługi magazynowania dzielone są na usługi długoterminowe, krótkoterminowe oraz śróddzienne. Ze względu zaś na rodzaj usług wyróżnia się usługi magazynowania na warunkach ciągłych oraz usługi magazynowania na warunkach przerywanych.

Zleceniodawca usługi magazynowania może zamówić usługi magazynowania w formie pakietu, pakietu elastycznego lub jako usługę rozdzieloną.

W 2019 r. OSM nie dysponował zdolnościami instalacji magazynowych zwolnionymi z dostępu stron trzecich, w szczególności nie korzystał ze zwolnienia na podstawie art. 4i ustawy – Prawo energetyczne.

Poniższa tabela zawiera zestawienie oferowanych zdolności magazynowych w 2019 r.

**Tabela 17.** Zdolności magazynowe oferowane w trybie wniosku przez Gas Storage Poland Sp. z o.o. w 2019 r.

Instalacja magazynowa	Rodzaj usługi	Warunki świadczenia usługi	Oferowane Zdolności Magazynowe			
			pojemność czynna [MWh]	moc załączania [MWh/h]	moc odbioru [MWh/h]	okres
GIM Kawerna	UM Długoterminowa lub UM Krótkoterminowa	na warunkach ciągłych	1 305 200	958,426	2 238,418	od początku roku magazynowego 2019/2020 rozpoczynającego się 15.04.2019 r. o godz. 6:00 do końca roku magazynowego 2022/2023 kończącego się 15.04.2023 r. o godz. 6:00
			55 000	41,525	94,325	od 1.08.2019 r. od godz. 6:00 do końca roku magazynowego 2022/2023 kończącego się 15.04.2023 r. o godz. 6:00
PMG Wierzchowice	UM Długoterminowa	na warunkach ciągłych	110 000	45,650	124,850	od początku roku magazynowego 2019/2020 rozpoczynającego się 15.04.2019 r. o godz. 6:00 do końca roku magazynowego 2022/2023 kończącego się 15.04.2023 r. o godz. 6:00
GIM Sanok	UM Długoterminowa	na warunkach przerywanych	600	0,240	0,531	od początku roku magazynowego 2019/2020 rozpoczynającego się 15.04.2019 r. o godz. 6:00 do końca roku magazynowego 2022/2023 kończącego się 15.04.2023 r. o godz. 6:00
PMG Wierzchowice	UM Długoterminowa	na warunkach przerywanych	115 400	33,466	54,238	od początku roku magazynowego 2019/2020 rozpoczynającego się 15.04.2019 r. o godz. 6:00 do końca roku magazynowego 2022/2023 kończącego się 15.04.2023 r. o godz. 6:00
GIM Kawerna	UM Krótkoterminowa	na warunkach przerywanych	408 000*	352,512	757,248	do dnia 15.04.2019 r. do godz. 6:00
			329 000*	245,105	564,235	od godz. 6:00 dnia 15.04.2019 r. do godz. 6:00 dnia 1.07.2019 r.
			175 400	130,673	300,811	od godz. 6:00 dnia 1.07.2019 r. do godz. 6:00 dnia 1.06.2020 r.
			10 800	8,046	18,522	od godz. 6:00 dnia 1.10.2019 r. do godz. 6:00 dnia 1.06.2020 r.
			65 800	49,021	112,847	od godz. 6:00 dnia 14.12.2019 r. do godz. 6:00 dnia 1.06.2020 r.

\* Zdolności magazynowe udostępnione w ramach procedury uruchomionej w czerwcu 2018 r.

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

W trybie wniosku zaoferowano zwalniane zdolności magazynowe będące następstwem wygaśnięcia umów o świadczenie usług magazynowania oraz zdolności magazynowe powstałe w związku z realizowaną budową KPMG Kosakowo.

W trybie aukcji Gas Storage Poland Sp. z o.o. oferował na warunkach przerywanych w ramach UM Krótkoterminowej 505 pakietów na okres 3 miesięcy gazowych w GIM Kawerna. Pakiety były oferowane



na okres rozpoczynający się od 1 stycznia 2020 r. od godz. 6:00 do 1 kwietnia 2020 r. do godz. 6:00 Aukcja została przeprowadzona na Platformie Usług Magazynowania. W aukcji nie uczestniczył żaden podmiot, a zatem nie złożono żadnej oferty i nie przyznano zdolności magazynowych.

OSM deklaruje wypełnianie obowiązków informacyjnych wynikających z przepisów obowiązującego prawa, w szczególności z art. 15 ust. 1 oraz art. 19 rozporządzenia (WE) 715/2009. Na stronie internetowej spółki <https://ipi.gasstoragepoland.pl> publikowane są m.in. następujące informacje (również w języku angielskim):

- szczegółowe informacje dotyczące mechanizmów alokacji pojemności instalacji magazynowych, w tym usług oferowanych przez OSM i stosowanych przezeń warunków wraz z informacjami technicznymi potrzebnymi użytkownikom instalacji magazynowych do uzyskania skutecznego dostępu do instalacji magazynowych,
- informacje liczbowe o zakontraktowanej i dostępnej zdolności instalacji magazynowych,
- informacje o ilości gazu w każdej instalacji magazynowej lub grupie instalacji magazynowych, ilościach gazu wprowadzonych i pobranych oraz dostępnej zdolności instalacji magazynowych.

Zgodnie z art. 22 rozporządzenia 715/2009, OSM zapewnia możliwość wtórnego obrotu zdolnościami magazynowymi na zasadach określonych w RŚUM. Obrotowi nie podlegają zdolności magazynowe udostępnione w celu utworzenia i utrzymania zapasów obowiązkowych. W 2019 r. OSM nie otrzymał żadnego wniosku o zbycie na rynku wtórnym zdolności magazynowych zamówionych przez zleceniodawcę usługi magazynowej.

OSM, po zakończeniu roku magazynowego 2019/2020 planuje zwiększenie pojemności czynnej PMG Wierzchowice. Pod koniec grudnia 2019 r. został złożony wniosek o zmianę koncesji MPG w tym zakresie. Ponadto, trwają prace nad rozbudową pojemności KPMG Kosakowo. Zakończenie inwestycji planowane jest na 2021 r.

Obecnie pojemności magazynowe gazociągów nie są oferowane w celu magazynowania gazu.

## 4.1.2. Bilansowanie systemu

### Usługi bilansowania

Pojęcie usług bilansowania (usługi bilansującej) może mieć dwojakie znaczenie. Na gruncie dyrektywy 2009/73/WE pod pojęciem usług bilansujących należy rozumieć całokształt działań podejmowanych przez operatora systemu przesyłowego w celu zbilansowania obszaru wejścia-wyjścia. Natomiast rozporządzenie BAL NC nadaje usługom bilansującym nieco inne znaczenie. Stosowanie do art. 3 pkt 7 rozporządzenia BAL NC „usługa bilansująca” oznacza usługę świadczoną na rzecz operatora systemu przesyłowego na podstawie umowy dotyczącej gazu potrzebnego do zaspokojenia potrzeb wynikających z krótkookresowych wahań popytu lub podaży, która nie jest standardowym produktem krótkoterminowym.

Prezes URE jako krajowy organ regulacyjny jest odpowiedzialny za monitorowanie stosowania zasad bilansowania. Regulacje dotyczące bilansowania zawarte są w ustawie – Prawo energetyczne, rozporządzeniu Ministra Gospodarki w szczegółowych zasadach funkcjonowania systemu gazowego. Szczegółowe zasady są zawarte w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej Krajowego Systemu Przesyłowego (IRiESP KSP), Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej Systemu Gazociągów Tranzytowych (IRiESP SGT) oraz „Mechanizmie zapewnienia neutralności kosztowej działań bilansujących Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.”.

OSP jest odpowiedzialny za bilansowanie gazu we wszystkich trzech obszarach bilansowania. Zasady bilansowania operatora systemu przesyłowego zostały uregulowane w IRiESP, która podlega zatwierdzeniu przez Prezesa URE. IRiESP zawiera wyodrębnioną część dotyczącą bilansowania systemu oraz zarządzania ograniczeniami systemowymi. Użytkownicy systemu, w tym odbiorcy, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci operatora systemu przesyłowego gazowego lub korzystający ze świadczonych przezeń usług, obowiązani są stosować się do warunków i wymagań oraz procedur postępowania i wymiany informacji określonych w IRiESP. Instrukcja stanowi część umowy o świadczenie usług przesyłania paliw gazowych lub umowy kompleksowej.

Zgodnie z przepisami ustawy – Prawo energetyczne, bilansowanie systemu gazowego w krajowym systemie gazowym jest realizowane przez OSP w ramach świadczonych usług przesyłania paliw gazowych. Wyróżniamy trzy obszary bilansowania. W skład tzw. Krajowego Systemu Przesyłowego wchodzi dwa obszary: (i) obszar bilansowania gazu wysokometanowego (KSP<sub>WM</sub>) oraz (ii) obszar



bilansowania gazu zaazotowanego (KSP<sub>ZA</sub>). Polski odcinek gazociągu Jamał-Europa Zachodnia (SGT) jest trzecim odrębnym obszarem bilansowania. Obszar bilansowania gazu wysokometanowego w Krajowym Systemie Przesyłowym oraz obszar bilansowania SGT łączy punkt właściwy systemu przesyłowego – tzw. Punkt Wzajemnego Połączenia (PWP), przez który istnieje możliwość przesyłania gazu ziemnego.

Bilansowanie handlowe oparte jest na zasadzie rozliczenia dobowego. OSP podejmuje działania bilansujące poprzez zakup i sprzedaż standardowych produktów krótkoterminowych na platformie obrotu zatwierdzonej przez Prezesa URE. Przyczynia się to do zwiększenia płynności rynku produktów krótkoterminowych w Polsce. Towarowa Giełda Energii S.A. prowadzi obrót na następujących rynkach: Rynek Terminowy Towarowy gazu, Rynek Dnia Następnego gazu oraz Rynek Dnia Bieżącego gazu. Od 1 marca 2016 r. możliwy jest także obrót gazem ziemnym przesyłanym gazociągiem jamalskim przy wykorzystaniu instrumentów krótkoterminowych – w utworzonym w tym celu punkcie wirtualnym w obszarze bilansowania SGT. Początkowo możliwy był obrót jedynie produktami na rynku dnia następnego. W chwili obecnej w obszarze bilansowania na TGE S.A. oferuje możliwość obrotu również produktami śróddziennymi.

Obszar bilansowania gazu zaazotowanego Lw posiada natomiast bardzo ograniczone możliwości połączenia z pozostałymi obszarami bilansowania. Obszar ten nie posiada również połączeń z systemami bilansowania w państwach ościennych. W obszarze gazu zaazotowanego Lw gaz ziemny dostarczany jest wyłącznie z lokalnych kopalń gazu ziemnego oraz z odazotowni i mieszalni gazu ziemnego w Grodzisku Wielkopolskim. Punkt wirtualny został utworzony w tym obszarze bilansowania w marcu 2016 r. Począwszy od 1 grudnia 2018 r. TGE S.A. zapewnia możliwość obrotu gazem ziemnym zaazotowanym, zarówno na rynku dnia bieżącego, jak również na rynku dnia następnego.

Zgodnie z IRiESP bilansowanie fizyczne (operacyjne) jest realizowane przez OSP w celu zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania i integralności systemu przesyłowego. Natomiast bilansowaniem handlowym jest działalność OSP polegająca na określaniu i rozliczaniu wielkości niezbilansowania wynikającego z różnicy pomiędzy ilościami paliwa gazowego dostarczonego i odebranego w danym obszarze bilansowania przez użytkowników systemu. Należy także podkreślić, że zgodnie z IRiESP dobowy limit niezbilansowania w obszarze gazu zaazotowanego wynosi 0. Natomiast w obszarze bilansowania gazu wysokometanowego limit niezbilansowania na poziomie 0 obowiązuje od 1 kwietnia 2019 r. Jest to rezultat przyjętego wcześniej, dopuszczonego rozporządzeniem BAL, stopniowego odchodzenia od stosowania tzw. środka tymczasowego w postaci tolerancji niezbilansowania, którą początkowo ustalono na poziomie 5% ilości paliwa gazowego w fizycznych punktach systemu, a od 1 kwietnia 2018 r. obniżono do 2,5%. W przypadku, gdy na koniec doby dany użytkownik systemu jest niezbilansowany, OSP nakłada na niego opłatę za niezbilansowanie, o której mowa w art. 19 rozporządzenia BAL.

Istotne dla prowadzenia bilansowania przez OSP są również zasady alokacji rozliczeniowej, polegającej na przypisaniu poszczególnym zleceniodawcom usługi przesyłania ilości paliwa gazowego przekazanego do przestania w punkcie wejścia lub odbieranego w punkcie wyjścia. W przypadku punktów wyjścia z systemu przesyłowego, alokacji dokonuje odbiorca paliwa gazowego w tym punkcie lub, w przypadku gdy jest to punkt połączenia z operatorem systemu współpracującego (OSW), ten operator systemu współpracującego. Na połączeniach z systemem dystrybucyjnym zgodnie z postanowieniami IRiESP, alokacji dokonuje OSD. Alokacja dokonywana jest na podstawie rzeczywistego lub prognozowanego zużycia paliwa gazowego poszczególnych odbiorców.

### 4.1.3. Kwestie transgraniczne

#### Dostęp do infrastruktury transgranicznej, w tym alokacja zdolności przesyłowych i zarządzanie ograniczeniami

Zasady alokacji zdolności przesyłowej wynikające z przepisów rozporządzenia CAM NC, regulującego zasady przydziału przepustowości w punktach połączeń międzysystemowych oraz zasady współpracy operatorów systemów przesyłowych w tym procesie, zostały uregulowane w IRiESP oraz IRiESP SGT opracowanych przez OSP, a następnie zatwierdzonych przez Prezesa URE. Jako mechanizm alokacji zdolności rozporządzenie CAM NC przewiduje procedurę aukcyjną z wykorzystaniem platformy internetowej przeznaczonej do rezerwacji zdolności ciągłej i przerywanej w punktach połączeń międzysystemowych. Przepustowość oferowana w tych punktach powinna być powiązana. We

wszystkich punktach połączeń międzysystemowych stosuje się ten sam model aukcji, a odpowiednie procesy aukcyjne rozpoczynają się jednocześnie w odniesieniu do wszystkich odpowiednich punktów. W ramach każdego procesu aukcyjnego dotyczącego jednego standardowego produktu z zakresu zdolności, zdolność alokowana jest niezależnie od każdego innego procesu aukcyjnego, z wyjątkiem tzw. zdolności konkurujących.

## **Współpraca między krajowymi organami regulacyjnymi**

W 2019 r. kontynuowana była dwustronna współpraca pomiędzy URE a niemieckim regulatorem Bundesnetzagentur (BNetzA) w zakresie zatwierdzenia projektu zdolności przyrostowej dla połączeń międzysystemowych Polska – Niemcy (GCP Gaz-System/ONTRAS) oraz Polska SGT – Niemcy (Mallnow).

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

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.

Uzgadnianie 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. Ujęte inwestycje wpisują się także w politykę Unii Europejskiej oraz są spójne z Dziesięcioletnim Planem Rozwoju Systemy Przesyłowego UE (TYNDP). 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 bezpośrednio przełożenie na poziom przyszłych taryf przedsiębiorstwa. Uzgadnianie 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.

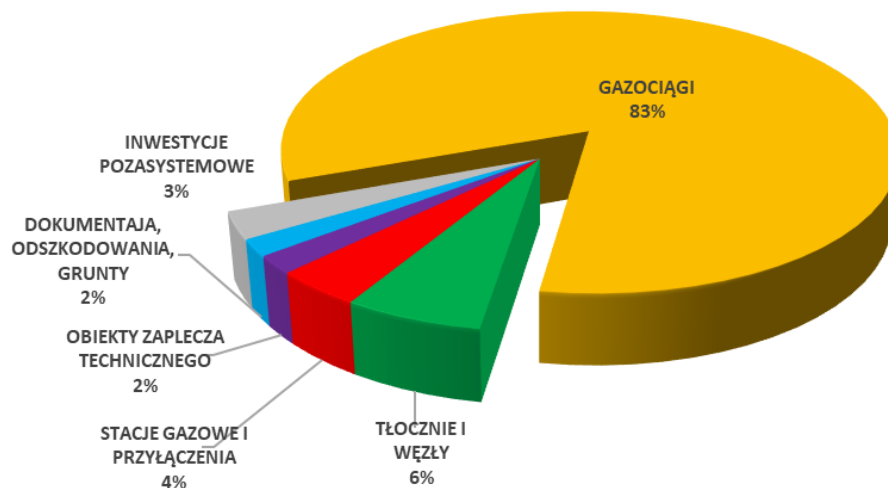
### *Operator Systemu Przesyłowego*

W 2019 r. OGP Gaz-System S.A. realizowała zadania inwestycyjne w systemie przesyłowym planowane i rozliczane są w dwóch podstawowych obszarach:

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

### *Obszar rozwoju*

W ramach realizacji planu inwestycyjnego w obszarze rozwoju realizowano 261 zadań, z czego całkowicie zakończono 36. Finansowa realizacja w obszarze rozwoju wyniosła 96,4% planu.

**Rysunek 18.** Struktura wydatków inwestycyjnych w 2019 r.

Źródło: „Ankieta dotycząca działalności przedsiębiorstwa za okres od godz. 00:00 1 stycznia 2019 r. do godz. 24:00 31 grudnia 2019 r.”, OGP Gaz-System S.A., s. 31.

W 2019 r. OGP Gaz-System S.A. zakończył budowę i oddał do eksploatacji:

- gazociąg relacji Lwówek – Odolanów, etap I Lwówek-Krobia o długości ok. 113,5 km i średnicy 1 000 mm,
- gazociąg relacji Zdzeszowice – Kędzierzyn Koźle o długości ok. 17,4 km i średnicy 1 000 mm,
- gazociąg relacji Mory – Piotrków Trybunalski na odcinku Wolbórz-Piotrków Trybunalski o długości ok. 5 km i średnicy 400 mm.

Ponadto OSP zrealizował szereg inwestycji polegających na przyłączeniach sieci dystrybucyjnych, budowie stacji pomiarowej, budowie stacji ochrony katodowej czy budowie magazynu.

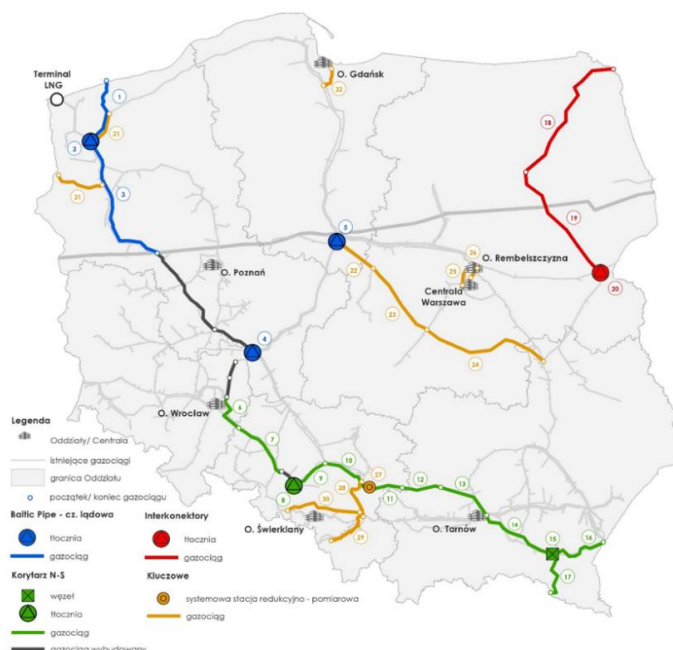
W ramach zadań kontynuowanych, w omawianym roku Operator realizował 12 inwestycji w nowe gazociągi, które znajdowały się na etapie projektowania oraz 12 inwestycji w nowe gazociągi, będące w fazie realizacji. Ponadto w fazie projektowania znajdują się 3 gazociągi projektowane w ramach Programu Baltic Pipe.

### Obszar bezpieczeństwa

W obszarze bezpieczeństwa w 2019 r. realizowano 402 zadania, w tym 190 planowanych do zakończenia w 2019 r., z czego zakończono 129 (67,9%). Finansowa realizacja w obszarze bezpieczeństwa wyniosła 85,8% planu.

Efekty rzeczowe przeprowadzonych w 2019 r. w obszarze inwestycji obejmują:

- wymianę odcinka gazociągu DN 500 o długości ok. 8,1 km (Brzezie – Wieniec),
- budowę stacji regulacyjnych Koło i Turek,
- przebudowę automatyzacji sterowania węzłem Gustorzyn,
- rozbudowę terenowej jednostki eksploatacyjnej Poznań,
- modernizację zasilania elektroenergetycznego tłoczni gazu Pogórska Wola,
- instalację systemu wyrównoważenia pracy motospężarek tłoczni gazu Maćkowice,
- budowę stacji Lwówek Śląski, Gryfów Śląski i Mirsk/Krzewie,
- modernizację urządzeń na 96 obiektach nieliniowych, 10 stacji ochrony antykorozyjnej,
- wykonanie 45 prac ogólnobudowlanych.

**Rysunek 19.** Inwestycje strategiczne / kluczowe – stan na 31.12.2019 r.

Źródło: „Ankieta dotycząca działalności przedsiębiorstwa za okres od godz. 00:00 1 stycznia 2019 r. do godz. 24:00 31 grudnia 2019 r.”, OGP Gaz-System S.A., s. 38.

**Tabela 18.** Inwestycje kluczowe w 2018 r.

Program	Lp.	Nazwa inwestycji kluczowej obowiązującej w 2018 r.	Faza
Baltic Pipe onshore	1	<b>Budowa gazociągu łączącego gazociąg podmorski z krajowym systemem przesyłowym: Niechorze – Płoty, Goleniów – Płoty</b>	Projektowania
	2	<b>Rozbudowa Tłoczni Goleniów</b> moc = 30 MW	Projektowania
	3	<b>Gazociąg Goleniów-Lwówek</b> DN=1000, L=188,3 km	Projektowania
	4	<b>Budowa Tłoczni Odolanów</b> moc = 30 MW (etap I) + 20 MW (etap II) + 15 MW (etap III)	Projektowania
	5	<b>Tłocznia Gustorzyn</b> moc = 30 MW	Projektowania
Korytarz N-S	6	<b>Gazociąg Zdzieszowice – Wrocław</b> (odc. Brzeg – Zębice – Kiełczów) DN=1000, L=49km	Realizacji
	7	<b>Gazociąg Zdzieszowice – Wrocław</b> (odc. Zdzieszowice – Brzeg) DN=1000, L=84 km	Realizacji
	8	<b>Budowa tłoczni Kędzierzyn</b> moc = 23 MW	Realizacji
	9	<b>Gazociąg Tworóg – Kędzierzyn Koźle</b> DN=1000, L=43,4 km	Realizacji
	10	<b>Gazociąg Tworóg – Tworzeń</b> DN=1000, L=56 km	Realizacji
	11	<b>Gazociąg Pogórska Wola – Tworzeń</b> DN=1000, odc. 3L=34 km	Realizacji
	12	<b>Gazociąg Pogórska Wola – Tworzeń</b> DN=1000, odc. 1 L=78 km	Realizacji
	13	<b>Gazociąg Pogórska Wola – Tworzeń</b> DN=1000, odc. 2 L=56 km	Realizacji
	14	<b>Gazociąg Strachocina – Pogórska Wola</b> DN=1000, L=97,5 km	Realizacji
	15	<b>Budowa Tłoczni Strachocina</b> etap 1 – węzeł	Realizacji
	16	<b>Gazociąg Hermanowice – Strachocina</b> DN=700, L=72 km	Realizacji
	17	<b>Gazociąg Polska – Słowacja</b> DN=1000, L=59 km	Realizacji

Program	Lp.	Nazwa inwestycji kluczowej obowiązującej w 2018 r.	Faza
Interkonektor Polska - Litwa	18	<b>Gazociąg Polska – Litwa</b> (Rudka Skroda – Gr. PL – LT) DN=700, L=185 km	Przetargowa (WRB/WNI)
	19	<b>Gazociąg Polska – Litwa</b> (Hołowczyce – Rudka Skroda) DN=700, L=153 km	Przetargowa (WRB/WNI)
	20	<b>Rozbudowa TG Hołowczyce II</b> do sprężania gazu do ciśnienia 8,4 Mpa	Projektowania
Kluczowe	21	<b>Gazociąg Szczecin – Gdańsk</b> (etap V Goleniów – Płoty) DN=700, L=41 km	Realizacji
	22	<b>Gazociąg Gustorzyn – Wronów</b> (etap I Gustorzyn – Leśniewice) DN=1000, L=60 km	Projektowania
	23	<b>Gazociąg Gustorzyn – Wronów</b> (etap II Leśniewice – Rawa Mazowiecka) DN=1000, L=100 km	Projektowania
	24	<b>Gazociąg Gustorzyn – Wronów</b> (etap III Rawa Mazowiecka – Wronów) DN=1000, L=156 km	Projektowania
	25	<b>Gazociąg Rembelszczyzna – Mory</b> DN=700, L=29 km	Projektowania
	26	Budowa przyłącza do obiektu <b>Elektrociepłowni Żerań (PGNiG TERMIKA S.A.)</b> DN=500, L=10 km	Realizacji
	27	<b>Systemowa Stacja Redukcyjno-Pomiarowa Tworzeń w rejonie m. Sławków</b> (etap I)	Projektowania
	28	<b>Gazociąg Oświęcim – Tworzeń wraz z Systemową Stacją Redukcyjno - Pomiarową Oświęcim</b> (etap II) DN=700, L=50 km	Projektowania
	29	<b>Gazociąg Skoczów – Komorowice – Oświęcim</b> (etap III) DN=500, L=53 km	Projektowania
	30	<b>Gazociąg DN 1000 Racibórz – Oświęcim L=110 km wraz z SSRP Suszec</b>	Projektowania
	31	<b>Przyłączenie ZEDO DN 700 L=63 km</b>	Projektowania
	32	<b>Gazociąg DN 1000 Płońsk – Olsztyn – Gdańsk etap I Kolnik – Bogatka</b> L=35 km	Przetargowa (projektowanie)

Źródło: „Ankieta dotycząca działalności przedsiębiorstwa za okres od godz. 00:00 1 stycznia 2019 r. do godz. 24:00 31 grudnia 2019 r.”, OGP Gaz-System S.A., s. 39.

Zgodnie z polskim prawodawstwem, OGP Gaz-System S.A., jako przedsiębiorstwo zajmujące się przesyłaniem paliw gazowych, sporządza Krajowy Dziesięcioletni plan rozwoju systemu przesyłowego w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe.

27 sierpnia 2019 r. Prezes URE uzgodnił plan rozwoju OGP Gaz-System S.A. pn. „Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego. Plan rozwoju na w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2020 – 2029”. Rok 2019 traktowany był jako rok bazowy nowego Planu Rozwoju. Omawiany KDPR obejmuje dwie części, tj.: część A, która dotyczy rozwoju infrastruktury przesyłowej będącej własnością OGP oraz część B dotyczącą rozwoju infrastruktury przesyłowej będącej własnością Systemu Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A. z siedzibą w Warszawie (SGT), na której OGP pełni funkcję operatora w formule ISO.

Wyciąg z uzgodnionego KDPR dostępny jest na stronie internetowej OGP Gaz-System S.A. pod adresem: [https://www.gaz-system.pl/fileadmin/pliki/do\\_pobrania/KRAJOWY\\_DZIESIECIOLETNI\\_PLAN\\_ROZWOJU\\_SYSTEMU\\_PRZESYLOWEGO.pdf](https://www.gaz-system.pl/fileadmin/pliki/do_pobrania/KRAJOWY_DZIESIECIOLETNI_PLAN_ROZWOJU_SYSTEMU_PRZESYLOWEGO.pdf)

#### *Prace prowadzone przez OGP Gaz-System S.A. w 2019 r. w zakresie budowy połączeń międzysystemowych*

Europejska sieć przesyłowa kształtowana jest w oparciu o prawo europejskie, gdzie najważniejsze zapisy regulują m.in.:

- rozporządzenie (WE) nr 715/2009 z 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego,
- rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2017/1938 z 25 października 2017 r. dotyczące środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (UE) nr 994/2010,
- rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 347/2013 z 17 kwietnia 2013 r. w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej,
- Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemy Przesyłowego (TYNDP), opracowywany przez ENTSOG na podstawie Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady nr 715/2009 z 13 lipca 2009 r.



Priorytetowymi założeniami UE wyszczególnionymi w ww. dokumentach jest zapewnienie równości pod kątem dostępu do sieci przesyłowej, zrównoważony rozwój gazowych systemów przesyłowych, wzrost konkurencyjności przy zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw i stabilności, a także integracja rynków wspólnoty europejskiej. Rozbudowa infrastruktury przesyłowej winna prowadzić do podnoszenia bezpieczeństwa energetycznego oraz dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego. Uwzględniając powyższe, a także wewnątrz krajowe regulacje prawne i cele określone m.in. w „Polityce energetycznej Polski do 2030 roku”, Operator Systemu Przesyłowego w Polsce – Gaz-System S.A. w 2019 r. kontynuował realizację inwestycji transgranicznych, wpisujących się w politykę Unii Europejskiej.

W 2019 r. Spółka kontynuowała realizację strategicznych inwestycji o znaczeniu europejskim, w szczególności dla procesu integracji rynku Europy Środkowo-Wschodniej:

## 1. Projekt Baltic Pipe

### Projekt wspólnego zainteresowania (PCI)

Projekt połączenia gazowego Polska-Dania zakłada budowę gazociągu, który połączy systemy przesyłowe gazu ziemnego Polski i Danii. Jest elementem Korytarza Norweskiego, mającego na celu stworzenie technicznych możliwości przesyłu 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.

Realizacja projektu jest tożsama z realizacją celów polityki energetycznej Unii Europejskiej, tj.: wzmocnienia konkurencji, integracji rynków gazu, podniesienia bezpieczeństwa dostaw oraz skutecznego wdrożenia zasad zrównoważonego rozwoju. Projekt Baltic Pipe wpisuje się w koncepcję Korytarza Północ-Południe oraz w Plan działań na rzecz integracji bałtyckiego rynku energii (BEMIP), które stanowią priorytety rozwoju infrastruktury energetycznej UE.

W 2019 r. wykonano szereg kroków zmierzających do realizacji projektu:

- podpisano z Agencją Wykonawczą ds. Innowacji i Sieci (INEA) umowę dotyczącą dofinansowania prac budowlanych dla Baltic Pipe w ramach instrumentu „Łącząc Europę”,
- złożono właściwe raporty OOS, wnioski o wydanie pozwoleń na budowę (PnB) oraz wnioski o wydanie decyzji środowiskowych,
- uzyskano odpowiednie decyzje środowiskowe, pozwolenia na budowę oraz decyzje lokalizacyjne,
- przeprowadzono konsultacje transgraniczne w zakresie raportu ESPOO,
- przeprowadzono prace nad dokumentacją projektową i projektem wykonawczym w części offshore (morskiej) oraz uzgodniono treść umów o skrzyżowaniu z właścicielami infrastruktury podmorskiej, z którą będzie krzyżował się Baltic Pipe,
- w ramach postępowań komponentu offshore wyłoniono firmę odpowiedzialną za dostawę rur,
- zakończono badania archeologiczne oraz badania UXO w części przybrzeżnej i morskiej trasy gazociągu,
- podpisano umowę na dostawy agregatów sprężarkowych dla 3 tłoczni gazu,
- zatwierdzone zostały projekty budowlane dla wszystkich projektów lądowych w ramach Programu Baltic Pipe PL Onshore.

## 2. Projekt połączenia międzysystemowego Polska-Litwa (GIPL)

### Projekt wspólnego zainteresowania (PCI)

Realizacja gazowego międzysystemowego połączenia transgranicznego Polska-Litwa ma na celu 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.

W 2019 r. obaj Operatorzy (OGP Gaz-System S.A. i AB Amber Grid) kontynuowali działania zmierzające do realizacji projektu GIPL. Na początku listopada 2019 r. OGP Gaz-System S.A. uzyskał ostatnie niezbędne pozwolenia na budowę dla transgranicznego połączenia gazowego z Litwą, a także rozpoczął postępowania przetargowe w celu wyłonienia wykonawców robót budowlanych na odcinek południowy gazociągu. Ponadto w lipcu 2019 r. wydana została decyzja lokalizacyjna dla budowy Tłoczni Gazu Gustorzyn, wraz z infrastrukturą niezbędną dla jej obsługi, natomiast w sierpniu 2019 r. OGP Gaz-System S.A. podpisał umowę na dostawę agregatów sprężających dla tej tłoczni. W październiku 2019 r. rozpoczęto postępowanie przetargowe w celu wyłonienia wykonawców robót budowlanych tego obiektu.

Termin oddania projektu połączenia międzysystemowego Polska-Litwa do użytku planowany jest na koniec 2021 r.



### 3. Projekt połączenia międzysystemowego Polska-Słowacja

#### Projekt wspólnego zainteresowania (PCI)

Celem projektu jest budowa nowego transgranicznego gazociągu, który połączy systemy przesyłowe gazu ziemnego Polski i Słowacji. 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, a także pozwoli na poprawę efektywności rynków gazu w regionie Europy Środkowo-Wschodniej. W 2019 r. OGP Gaz-System S.A. podpisał umowę na roboty budowlane, które następnie rozpoczęto po stronie polskiej.

### 4. Projekt połączenia międzysystemowego Polska-Czechy

Projekt zakłada budowę nowego, transgranicznego gazociągu, który połączy systemy przesyłowe gazu ziemnego obu krajów. Stronami projektu są: OGP Gaz-System S.A. i operator czeskiego systemu przesyłowego – Net4Gas s.r.o. Długość gazociągu na terenie Polski to 54 km, natomiast na terenie Czech 52 km. W 2019 r. OGP Gaz-System S.A. kontynuował działania mające na celu zabezpieczenie realizacji projektu. Polski odcinek interkonektora Polska-Czechy dysponuje pozwoleniem na budowę.

### 5. Projekt połączenia międzysystemowego gazowego Polska-Ukraina

Projekt połączenia międzysystemowego gazowego Polska-Ukraina zakłada budowę nowego transgranicznego gazociągu, który połączy systemy przesyłowe gazu ziemnego Polski i Ukrainy. W 2019 r. OGP Gaz-System S.A. kontynuował współpracę z OSP z Ukrainy, w zakresie realizacji projektu połączenia międzysystemowego Polska-Ukraina. Uzyskane zostało pozwolenie na budowę polskiego odcinka międzysystemowego połączenia systemów przesyłowych Rzeczypospolitej Polskiej i Ukrainy.

Pozostałe zadania spółki wpisujące się w założenie rozwoju sieci przesyłowej o zasięgu wspólnotowym to:

1. Budowa korytarza północ – południe w zachodniej Polsce,
2. Budowa korytarza północ – południe we wschodniej Polsce,
3. Budowa podziemnego magazynu gazu Damasławek,
4. Rozbudowa Terminalu LNG w Świnoujściu,
5. Budowa terminala FSRU w Gdańsku (PCI),
6. Grid Connection Point Gaz-System/ONTRAS – projekt zwiększenia przepustowości.

Wszystkie z wymienionych projektów uwzględnione są w ramach Dziesięcioletniego Planu Rozwoju Systemu Przesyłowego 2020 (publikacja listy projektów nastąpiła w listopadzie 2019 r.), natomiast 11 marca 2020 r. Komisja Europejska opublikowała listę projektów wspólnego zainteresowania (PCI). Są to kluczowe projekty infrastrukturalne, mające na celu podniesienie poziomu bezpieczeństwa na europejskim rynku energii. Ich realizacja ma pomóc w realizacji polityki energetycznej i celów klimatycznych UE. Wśród nich znalazły się projekty:

1. Gazowe połączenie międzysystemowe Północ-Południe w Europie Środkowo-Wschodniej i Południowo-Wschodniej, w ramach którego uwzględnia się wschodnią nitkę korytarza Północ-Południe we wschodniej Polsce (poz. 6.2.2. z listy PCI) wraz z połączeniem międzysystemowym Polska-Słowacja (poz. 6.2.1.) oraz budowa terminala FSRU w porcie Gdańsk (poz. 6.27),
2. Plan działań w zakresie połączeń międzysystemowych na rynku energii państw bałtyckich (Baltic Energy Market Interconnection Plan – BEMIP), w ramach którego uwzględniony jest Gazociąg Baltic Pipe (poz. 8.3.2.) oraz połączenie międzysystemowe Polska-Litwa (GIPL) (poz. 8.5).

Realizacja wszystkich tych projektów będzie prowadziła do poprawy bezpieczeństwa energetycznego, w tym poprzez zapewnienie nieprzerwanych dostaw gazu w przypadku wystąpienia zakłóceń w jego dostawach, zwiększy liczbę możliwych kierunków dostaw gazu oraz wpłynie na integrację i konkurencyjność rynków gazu w krajach tej części Europy. Wpłynie to także na rozwój funkcjonalności tranzytowych krajowego systemu przesyłowego.

#### 4.1.4. Wdrażanie wytycznych i kodeksów sieci

##### Kodeks sieci dot. mechanizmów alokacji zdolności przesyłowych (rozporządzenie CAM NC)

W związku z nieosiągnięciem przez operatorów systemów przesyłowych (OGP Gaz-System S.A. z GASCADE Gastransport GmbH w odniesieniu do punktu połączenia Mallnow i z ONTRAS Gastransport GmbH w odniesieniu do Grid Connection Point Gaz-System/ONTRAS) porozumienia dotyczącego wyboru wspólnej platformy do rezerwacji przepustowości w punktach połączeń na granicy polsko-niemieckiej oraz z uwagi, że organy regulacyjne nie były w stanie dokonać wspólnie wyboru platformy, zgodnie z art. 37 ust. 3 zd. 4 i 5 rozporządzenia CAM, ACER wszczęła w tej sprawie postępowanie i 16 października 2018 r. wydała decyzję o wyborze platformy GSA, której właścicielem jest OGP Gaz-System S.A. Spółka PRISMA European Capacity Platform wniosła 14 grudnia 2018 r. odwołanie od przedmiotowej decyzji do Komisji Odwoławczej ACER, która decyzją z 14 lutego 2019 r. uchyliła decyzję ACER z 16 października 2018 r. o wyborze platformy GSA w odniesieniu do punktów połączeń międzysystemowych Mallnow oraz GCP. W związku z powyższym ACER przeprowadziła ponownie postępowanie w sprawie wyboru platformy do rezerwacji przepustowości w punktach połączeń na granicy polsko-niemieckiej i 6 sierpnia 2019 r. wydała decyzję o wyborze tym razem platformy RBP – Regional Booking Platform, należącej do FGSZ Ltd. OGP Gaz-System S.A. wniosła 7 października 2019 r. odwołanie od przedmiotowej decyzji do Komisji Odwoławczej ACER. W wyniku przeprowadzonego postępowania odwoławczego powyższa Komisja oddaliła odwołanie OGP Gaz-System S.A. i utrzymała w mocy decyzję ACER z 6 sierpnia 2019 r.

Brak wyboru ww. platformy do rezerwacji przepustowości w punktach połączeń na granicy polsko-niemieckiej przyczynił się do niewydania przez Prezesa URE i niemiecki organ regulacyjny skoordynowanych decyzji w sprawie zatwierdzenia propozycji projektu przepustowości przyrostowej dla granicy obszaru rynkowego Polska (system przesyłowy gazu ziemnego wysokometanowego grupy E) – GASPOOL. Postępowanie administracyjne prowadzone w powyższej sprawie w koordynacji z BNetzA zgodnie z art. 28 ust. 1 i 2 rozporządzenia CAM wszczęte w 2018 r. na wniosek OGP Gaz-System S.A. zostało umorzone decyzją Prezesa URE z 14 maja 2019 r. Decyzja wydana przez BNetzA miała charakter warunkowy i miała przestać być wiążąca w przypadku gdy do 30 kwietnia 2019 r. nie nastąpiłoby osiągnięcie porozumienia pomiędzy ONTRAS i OGP Gaz-System S.A. odnośnie oferowania na jednej platformie przepustowości w punkcie GCP Gaz-System/ONTRAS albo nie zostałyby wydane decyzje ACER wskazujące platformę, na której miałyby być oferowana rezerwacja przepustowości. Zgodnie natomiast z przepisami regulującymi postępowanie administracyjne prowadzone przez organy administracji Rzeczypospolitej Polskiej, wydanie decyzji warunkowej było w tym przypadku niemożliwe, gdyż przepis prawa materialnego nie przewidywał możliwości czy obowiązku wydania przez Prezesa URE takiej decyzji. Z uwagi na brak koordynacji obu organów regulacyjnych w zakresie zatwierdzenia propozycji projektu w terminie 6 miesięcy od otrzymania wniosku, tj. do 23 kwietnia 2019 r., sprawa została przekazana do ACER.

Zgodnie z art. 26 rozporządzenia CAM NC, OGP Gaz-System S.A. wraz z operatorami sąsiadujących przesyłowych przeprowadził drugą ocenę zapotrzebowania rynku na zdolności przyrostowe pomiędzy polskim i sąsiadującymi systemami przesyłowymi. Procedura incremental 2019-2021 rozpoczęła się 1 lipca 2019 r. Na podstawie otrzymanych niewiążących zgłoszeń operatorzy opracowali wspólne sprawozdania z oceny zapotrzebowania rynku. Wnioski z przeprowadzonego badania rynku na zdolności przyrostowe w połączeniach międzysystemowych Polska-Niemcy, Polska SGT-Niemcy, Polska-Czechy, Polska-Litwa, Polska-Słowacja oraz sprawozdania z oceny zapotrzebowania rynku zostały opublikowane na stronie internetowej OGP Gaz-System S.A. <https://www.gaz-system.pl/centrum prasowe-/aktualnosc/informacja/artikel/203048/>. W raportach oszacowano potencjalne zapotrzebowanie na zdolność przyrostową w ramach danego systemu wejścia-wyjścia oraz określono, czy należy zainicjować realizację projektu zdolności przyrostowej.

##### Kodeks sieci dot. bilansowania gazu w sieciach przesyłowych (rozporządzenie BAL NC)

Przepisy rozporządzenia BAL NC podlegają wdrożeniu albo na podstawie decyzji wydawanych przez organ regulacyjny, albo obowiązują bezpośrednio.

1 kwietnia 2019 r. we wszystkich trzech obszarach bilansowania OSP zaprzestał stosowania środków tymczasowych<sup>57)</sup>. Zgodnie z przepisami rozporządzenia BAL, sprawozdanie dotyczące środków tymczasowych musi przewidywać ich zakończenie nie później niż po upływie 5 lat od dnia wejścia w życie tego rozporządzenia.

Decyzją z 28 sierpnia 2019 r. Prezes URE ponownie wyraził zgodę na prowadzenie przez OSP obrotu gazem na platformie obrotu na obszarze bilansowania GASPOOL (Republika Federalna Niemiec) oraz na przesyłanie gazu do i z tego obszaru bilansowania w celu prowadzenia działań bilansujących w obszarze bilansowania Systemu Gazociągów Tranzytowych oraz w obszarze bilansowania Krajowego Systemu Przesyłowego gazu wysokometanowego. Ponadto, zgodnie z ww. decyzją Prezesa URE OSP może prowadzić obrót gazem na terytorium Republiki Czeskiej w celu zbilansowania Krajowego Systemu Przesyłowego gazu wysokometanowego. Możliwość nabycia bądź sprzedaży standardowych produktów krótkoterminowych przez OSP stanowi dodatkową, alternatywną dla transakcji zawieranych na platformie handlowej prowadzonej przez TGE S.A., możliwość podejmowania efektywnych działań bilansujących przez OSP. Wreszcie, OSP może podejmować działania bilansujące na obszarze bilansowania Krajowego Systemu Przesyłowego gazu wysokometanowego w celu zbilansowania obszaru bilansowania SGT. Ww. decyzja zezwala również na przesyłanie gazu do i z tych sąsiadujących obszarów bilansowania w celu realizacji zadań w zakresie bilansowania.

Działania bilansujące na sąsiednich obszarach bilansowania mogą być podejmowane przez operatora w przypadku braku możliwości wykorzystania platformy handlowej, na której OSP jest zobowiązany prowadzić działania bilansujące dla danego obszaru bilansowania albo w przypadku konieczności podjęcia działań bilansujących związanych z daną lokalizacją na granicy z obszarem bilansowania Gaspool, obszarem bilansowania na terenie Republiki Czeskiej lub w Punkcie Wzajemnego Połączenia pomiędzy SGT a obszarem bilansowania Krajowego Systemu Przesyłowego gazu wysokometanowego. Warto wyjaśnić, że zgoda dotyczy tylko ww. przypadków. Decyzja o wyrażeniu zgody na działania bilansujące na sąsiednich obszarach bilansowania obowiązuje od 1 października 2019 r. do 30 września 2020 r. W 2019 r. OSP nie podejmował działań bilansujących na sąsiednim obszarze bilansowania.

1 stycznia 2019 r. weszła w życie decyzja Prezesa URE z 15 grudnia 2018 r. zatwierdzająca nowy „Mechanizm zapewnienia neutralności kosztowej działań bilansujących Operatora Systemu Przesyłowego Gaz-System S.A. w związku z wejściem w życie rozporządzenia Komisji (UE) nr 312/2014 z dnia 26 marca 2014 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący bilansowania gazu w sieciach przesyłowych”. Nowy mechanizm zapewnienia neutralności działań bilansujących wprowadza przede wszystkim nowe zasady ustalania wysokości niezbędnych zabezpieczeń, które użytkownicy są zobowiązani przedstawić OSP. Użytkownicy sieci muszą utrzymywać zabezpieczenia wynoszące albo dwukrotność wartości przydziału przepustowości, albo odpowiadające 125% wartości wierzytelności objętych fakturą wystawioną przez OSP oraz dobowej wielkości niezbilansowania, zależnie od tego, która z tych kwot jest większa. Wprowadzono również nowe zasady weryfikacji zabezpieczeń. OSP weryfikuje wysokość zabezpieczeń za dzień poprzedni i w przypadku stwierdzenia, że ustanowiono zbyt niskie zabezpieczenie, jest on zobowiązany podejmować stosowane działania. Należy zaznaczyć, że w przypadku gdy zabezpieczenie będzie wynosić więcej niż 50%, lecz mniej niż 125% wartości rozszczeń OSP, OSP wzywa użytkownika do uzupełnienia wysokości zabezpieczenia w terminie 48 godzin. Jeżeli jednak wysokość zabezpieczenia wynosi mniej niż 50% wartości zobowiązań użytkownika sieci wobec OSP, zawieszenie następuje bez wzywania do uzupełnienia wysokości zabezpieczenia.

W 2019 r. zostały również wprowadzone zmiany w IRiESP oraz instrukcjach regulujących działalność operatorów systemów dystrybucyjnych, w tym największego operatora. Przepisy rozporządzenia BAL NC służą bowiem stworzeniu jednolitego obszaru bilansowania w ramach danego systemu wejścia-wyjścia w którym OSP bilansuje cały system oraz rozlicza wszystkich użytkowników. Stosowne zmiany zostały wprowadzone decyzją Prezesa URE zatwierdzającą IRiESP OGP Gaz-System S.A., a następnie decyzją zatwierdzającą IRiESD Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. IRiESD Polskiej Spółki Gazownictwa, która jest największym operatorem systemu dystrybucyjnego na terenie RP podlega bowiem zatwierdzeniu w drodze decyzji Prezesa URE. Decyzją z 23 grudnia 2019 r. Prezes URE zatwierdził zmiany w IRiESD PSG. Nowe regulacji dotyczyły m.in. zasad rozliczeń z tytułu pobranego i wprowadzonego do systemu dystrybucyjnego gazu przez użytkowników (tzw. procedura wyrównania). Wdrożone regulacje stanowią istotny krok w procesie budowy systemu wejścia-wyjścia w którym odpowiedzialność za bilansowanie

---

<sup>57)</sup> Zgodnie z art. 45 ust. 4 rozporządzenia 312/2014 sprawozdanie dotyczące środków tymczasowych musi przewidywać zakończenie środków tymczasowych nie później niż po upływie pięciu lat od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia. Termin 5 lat upływał 16 kwietnia 2019 r. W związku z tym ostatnie zatwierdzone przez Prezesa URE decyzją z 24 września 2018 r. sprawozdanie dotyczące środków tymczasowych przewidywało zakończenia stosowania tych środków 1 kwietnia 2019 r.

całego systemu, w tym również przyłączonych do systemu przesyłowego sieci dystrybucyjnych, spoczywa na operatorze systemu przesyłowego. Pozostali operatorzy systemów dystrybucyjnych powinni dostosować zapisy swoich instrukcji do zapisów IRIESP samodzielnie, bez konieczności zatwierdzania ich instrukcji przez Prezesa URE.

W 2019 r. w punkcie połączenia międzysystemowego Branice na granicy polsko-czeskiej stosowane były usługi bilansujące. Zasady stosowania usług bilansujących zostały zawarte w art. 8 rozporządzenia BAL oraz umowie na świadczenie tych usług, która jest zawierana przez operatora systemu przesyłowego po przeprowadzeniu niedyskryminacyjnej procedury przetargowej.

### **Kodeks sieci dot. zasad interoperacyjności i wymiany danych (rozporządzenie INT NC)**

W 2019 r. Prezes URE był zaangażowany w prace ACER i ENTSOG w sprawie braku harmonizacji interfejsów na platformach rezerwacyjnych, które rozpoczęły się na podstawie zgłoszeń uczestników rynku na Gas Network Codes Functionality Platform (FUNC Platform).

Na szczeblu krajowym nie były prowadzone i nadzorowane przedsięwzięcia wynikające z ww. rozporządzenia.

### **Kodeks sieci dot. zharmonizowanych struktur taryf przesyłowych dla gazu (rozporządzenie TAR NC)**

W 2019 r. kontynuowane były prace związane z realizacją obowiązków wynikających z rozporządzenia NC TAR. Rozporządzenie to weszło w życie 6 kwietnia 2017 r. za wyjątkiem przepisów rozdziałów VI i VIII, które są stosowane od 1 października 2017 r. oraz rozdziałów II, III i IV, które są stosowane 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 ujednolicenie ich struktur na obszarze UE. Rozporządzenie NC TAR wprowadza obowiązki konsultacyjne i publikacyjne w zakresie metodologii kalkulacji i parametrów technicznych przyjmowanych do kalkulacji taryf przesyłowych, co ma zapewnić użytkownikom unijnych systemów przesyłania gazu większą przewidywalność poziomu opłat oraz ich porównywalność.

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

Wzmocnieniu stabilności finansowej operatorów systemów przesyłowych gazu ma służyć wprowadzone przez rozporządzenie NC TAR tzw. konto regulacyjne (ang. *regulatory account*). Rozwiązanie to jest stosowane w większości krajów UE, natomiast w warunkach polskich będzie wykorzystane po raz pierwszy w przypadku taryf dla usług przesyłania paliw gazowych. Dzięki jego zastosowaniu będzie możliwe rozliczenie i uwzględnienie w kalkulacji taryf na kolejne lata, różnicy pomiędzy przychodami planowanymi przed rozpoczęciem roku taryfowego i przychodami rzeczywiście zrealizowanymi przez operatora systemu przesyłowego w tym okresie, w ramach uzgadniania konta regulacyjnego, o którym mowa w art. 20 rozporządzenia NC TAR. Stosownie do postanowień art. 18 ust. 1 rozporządzenia NC TAR, niewystarczający lub nadmierny poziom odzyskiwanych przychodów dla danego okresu taryfowego stanowi różnicę pomiędzy wartością faktycznie uzyskanych przychodów związanych ze świadczeniem usług przesyłowych w tym okresie i planowaną wartością przychodu z usług przesyłowych, uwzględnioną w kalkulacji taryfy na dany okres. Dodatnia wartość ww. różnicy oznacza nadmierne odzyskanie przychodów z usług przesyłowych dla danego roku i wpłynie na obniżenie przychodu przyjmowanego do kalkulacji taryfy w kolejnych latach, a ujemna oznacza niewystarczające odzyskanie tych przychodów i spowoduje zwiększenie przychodu przyjmowanego do kalkulacji przyszłych taryf. Dzięki temu mechanizmowi ryzyko przenoszenia na użytkowników systemu przesyłowego skutków nietrafionych prognoz w zakresie m.in. planowanych zamówień zdolności przesyłowej długoterminowej lub krótkoterminowej zostanie wyeliminowane. Pierwszym okresem taryfowym objętym tą regulacją będzie rok 2019.



Operator systemu przesyłowego OGP Gaz-System S.A. przeprowadził po raz pierwszy ww. konsultacje w zakresie własnej sieci przesyłowej<sup>58)</sup> oraz sieci przesyłowej będącej własnością SGT EuRoPol GAZ S.A.<sup>59)</sup> w 2018 r. Po ich zakończeniu opublikował również uzyskane odpowiedzi i ich podsumowanie. Natomiast stosownie do postanowień art. 27 ust. 3 rozporządzenia NC TAR, 13 grudnia 2018 r. ACER opublikowała oraz przesłała OGP Gaz-System S.A. wnioski z analiz dokumentów konsultacyjnych, przeprowadzonych zgodnie z ust. 2 ww. przepisu<sup>60)</sup>.

W myśl art. 27 ust. 4 rozporządzenia NC TAR, Prezes URE w terminie 5 miesięcy od zakończenia ostatecznych konsultacji (tj. do 31 marca 2019 r.) był zobowiązany podjąć i opublikować uzasadnioną decyzję dotyczącą 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 zatwierdzające ww. metody po ich opublikowaniu powinny zostać przesłane do ACER i Komisji Europejskiej.

Stosownie do art. 27 ust. 4 rozporządzenia NC TAR Prezes URE decyzją<sup>61)</sup> z 29 marca 2019 r. zatwierdził *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. Zaś decyzją<sup>62)</sup> z 29 marca 2019 r. *Metodę wyznaczania cen referencyjnych nr 1/SGT w zakresie sieci przesyłowej będącej własnością przedsiębiorstwa energetycznego System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A. z siedzibą w Warszawie na okres: od dnia 1 stycznia 2020 r. do dnia 31 grudnia 2022 r.*, stanowiącą załącznik do tej decyzji. Powyższe decyzje obejmowały wszystkie elementy, określone w art. 26 ust. 1 rozporządzenia NC TAR, i zostały opublikowane w Biuletynie Branżowym URE – Paliwa gazowe, zarówno w wersji polskiej<sup>63)</sup>, jak i angielskiej<sup>64)</sup> oraz zostały przesłane do ACER i Komisji Europejskiej.

Prezes URE po raz pierwszy konsultował kwestie, o których mowa w art. 28 rozporządzenia NC TAR, dotyczące m.in. mnożników i współczynników sezonowych dla krótkoterminowych usług przesyłania paliw gazowych, poziomów rabatów na punktach wejścia z terminalu LNG oraz rabatów stosowanych w celu obliczenia cen bazowych standardowych produktów z zakresu zdolności przerywanej<sup>65)</sup> w 2018 r. Konsultacje dotyczyły sieci OGP Gaz-System S.A. oraz sieci przesyłowej będącej własnością SGT EuRoPol GAZ S.A. Wydanie komunikatu dotyczącego aspektów, o których mowa w art. 28 ust. 1 lit. a)-c) rozporządzenia NC TAR, z uwzględnieniem wymagań art. 41 ust. 6 lit. a) dyrektywy 2009/73/WE oraz stanowisk organów regulacyjnych bezpośrednio połączonych państw członkowskich UE miało nastąpić w tym samym terminie co decyzji dotyczących metod wyznaczania cen referencyjnych. 29 marca 2019 r. Prezes URE wydał *Komunikat Nr 24/2019 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 2020 r. do dnia 31 grudnia 2020 r.*<sup>66)</sup> Kolejne konsultacje będą przeprowadzane w każdym okresie taryfowym począwszy od daty podjęcia ww. decyzji przez Prezesa URE.

Stosownie do art. 27 ust. 5 rozporządzenia NC TAR, procedura obejmująca ostateczną konsultację w sprawie metody wyznaczania ceny referencyjnej, o której mowa w art. 26, wydanie przez Prezesa URE decyzji w sprawie konsultowanych elementów na podstawie art. 27 ust. 4, kalkulację taryfy na podstawie tej decyzji oraz publikację taryfy, musiała zostać zakończona najpóźniej do 31 maja 2019 r. Procedura ta jest powtarzana co najmniej raz na pięć lat, począwszy od 31 maja 2019 r.

Parametry określone w decyzji Prezesa URE zatwierdzających metodologię cen referencyjnych oraz dotyczące aspektów, o których mowa w art. 28 ust. 1 lit. a)-c) rozporządzenia NC TAR, zostały

<sup>58)</sup> <http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/taryfa/konsultacje-nc-tar/>

<sup>59)</sup> <http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/sgt-gazociag-jamalski/taryfa-sgt/konsultacje-nc-tar/>

<sup>60)</sup> [https://www.acer.europa.eu/en/Gas/Framework%20guidelines\\_and\\_network%20codes/Pages/Harmonised-transmission-tariff-structures.aspx](https://www.acer.europa.eu/en/Gas/Framework%20guidelines_and_network%20codes/Pages/Harmonised-transmission-tariff-structures.aspx)

<sup>61)</sup> Decyzja z 29 marca 2019 r. znak: DRG.DRG-2.745.1.2019.JDo1.

<sup>62)</sup> Decyzja z 29 marca 2019 r. znak: DRG.DRG-2.745.3.2019.JDo1.

<sup>63)</sup> Biuletyn branżowy URE – Paliwa gazowe nr 32/2019, <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/inne-decyzje-informacji/3777,Inne-decyzje-informacje-sprawozdania-opublikowane-w-2019-r.html>

<sup>64)</sup> Biuletyn branżowy URE – Paliwa gazowe nr 41/2019, <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/inne-decyzje-informacji/3777,Inne-decyzje-informacje-sprawozdania-opublikowane-w-2019-r.html>

<sup>65)</sup> <http://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/konsultacje-art-28-nc-t/7848,Konsultacje-w-zakresie-rabatow-mnozownikow-i-wspolczynnikow-sezonowych-do-taryf-na.html?search=88914673268370>

<sup>66)</sup> <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/konsultacje-art-28-nc-t/7848,Konsultacje-w-zakresie-rabatow-mnozownikow-i-wspolczynnikow-sezonowych-do-taryf-na.html>

uwzględnione przez OGP Gaz-System S.A. i SGT EuRoPol GAZ S.A. w kalkulacji taryf na 2020 r., które zostały opublikowane 31 maja 2019 r.<sup>67)</sup>

W okresie 14 października – 14 grudnia 2019 r. zostały przeprowadzone drugie konsultacje<sup>68)</sup> w zakresie 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 i dotyczyły sieci przesyłowej Operatora oraz sieci będącej własnością SGT EuRoPol GAZ S.A. W trakcie konsultacji wpłynęły opinie: organu regulacyjnego bezpośrednio połączonego państwa członkowskiego UE, Operatora, użytkownika systemu przesyłowego oraz 2 opinie organizacji branżowych. Stosownie do przepisu art. 28 ust. 1 Prezes URE, zgodnie z art. 41 ust. 6 lit. a) dyrektywy 2009/73/WE, podejmuje uzasadnioną decyzję dotyczącą aspektów, o których mowa w lit. a)-c) powyżej, biorąc pod uwagę stanowiska organów regulacyjnych bezpośrednio połączonych państw członkowskich. Postanowienia tej decyzji (komunikatu) będą miały zastosowanie w kalkulacji taryf na 2021 r. Komunikat<sup>69)</sup> został opublikowany 6 marca 2020 r.

Ponadto, OGP Gaz-System S.A. opublikował na swojej stronie internetowej informacje, o których mowa w art. 30 rozporządzenia NC TAR<sup>70)</sup>, dotyczące taryfy nr 13 (na 2020 r.) na 30 dni przed rozpoczęciem okresu taryfowego. Do publikacji tych informacji OGP Gaz-System S.A. został wyznaczony decyzją Prezesa URE z 27 października 2017 r.

## 4.2. Konkurencja i funkcjonowanie rynku

### 4.2.1. Rynek hurtowy

#### Pozyskanie i przepływy gazu ziemnego

Zakupy gazu z zagranicy, w ilości 169,1 TWh, uzupełniane były gazem pochodzącym ze źródeł krajowych w ilości 42,5 TWh. Całkowite dostawy gazu z zagranicy w 2019 r. obejmowały import oraz nabycie wewnątrzspółnotowe. W 2019 r. nadal istotną część stanowił import z kierunku wschodniego, realizowany w ramach długoterminowego kontraktu zawartego pomiędzy PGNiG S.A. a Gazprom.

Informacje o strukturze dostaw gazu w 2019 r. przedstawiono w poniższej tabeli.

**Tabela 19.** Struktura dostaw gazu w 2019 r.

Wyszczególnienie	Ilość [TWh]
1. Dostawy z zagranicy	169,1
2. Wydobyte ze źródeł krajowych	42,5
3. Zmiana stanu zapasów	-7,3

*Źródło: URE na podstawie danych OGP Gaz-System S.A. i spółek obrotu gazem oraz Ministerstwa Klimatu.*

W 2019 r. przez polski system przesyłowy przepłynęło 557,6 TWh gazu wysokometanowego i 8,4 TWh gazu zaazotowanego. Większość gazu wysokometanowego została przetransportowana tranzytem z wykorzystaniem gazociągu jamalskiego. Poniższa tabela prezentuje najważniejsze kierunki przepływu gazu w systemie przesyłowym.

<sup>67)</sup> Biuletyn branżowy URE – Paliwa gazowe nr 47 i 48/2019, <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe/3779,Taryfy-opublikowane-w-2019-r.html>

<sup>68)</sup> <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/-2019/8439,Konsultacje-w-zakresie-rabatow-mnozownikow-i-wspolczynnikow-sezonowych-do-taryf-na.html>

<sup>69)</sup> Komunikat nr 14 z 6 marca 2020 r. 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 2021 r. do dnia 31 grudnia 2021 r. <https://www.ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/8754,Komunikat-nr-142020.html>

<sup>70)</sup> <https://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/taryfa/publikacja-nc-tar/>



**Tabela 20.** Bilans przepływów handlowych\* gazu wysokometanowego i zaazotowanego w sieci przesyłowej (z uwzględnieniem Systemu Gazociągów Tranzytowych) w 2019 r.

Rodzaj Gazu		Gaz wysokometanowy	Gaz zaazotowany
<b>Wejście do systemu razem [TWh]</b>		<b>557,6</b>	<b>8,4</b>
z tego:	kopalnie i odazotownie	22,0	4,0
	magazyny	18,0	0,0
	dostawy spoza UE (bez LNG)	430,3	0,0
	dostawy z UE	49,7	0,0
	terminal LNG	35,9	0,0
	inne (wejścia z dystrybucji)	1,7	4,4
<b>Wyjście z systemu razem [TWh]</b>		<b>557,6</b>	<b>8,4</b>
z tego:	mieszalnie i odazotownie	0,0	1,8
	magazyny	25,3	0,0
	do sieci dystrybucyjnej	135,3	6,4
	do odbiorców końcowych na sieci przesyłowej	49,3	0,2
	dostawy do UE	328,4	0,0
	dostawy poza UE	14,9	0,0
	potrzeby własne operatora (w tym zmiana stanu kont operatorskich)	4,4	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 2019 r. koncesję na obrót paliwami gazowymi posiadało 186 podmiotów wobec 197 na koniec 2018 r. Natomiast 99 przedsiębiorstw aktywnie uczestniczyło w obrocie gazem ziemnym. Przedsiębiorstwa obrotu gazem spoza GK PGNiG pozyskały 118,5 TWh gazu ziemnego. Dane dotyczące zakupu i sprzedaży gazu przez spółki obrotu znajdują się w tabeli poniżej. Wielkość pozyskania gazu nie uwzględnia pozyskania na potrzeby własne przez spółki obrotu objęte monitorowaniem, w tym pozyskania gazu przez przedsiębiorstwa energetyczne będące jednocześnie dużymi odbiorcami końcowymi.

**Tabela 21.** Wolumeny gazu pozyskiwanego i sprzedawanego w ramach obrotu hurtowego przez ankietowane przedsiębiorstwa obrotu w 2019 r. [TWh]

	łącznie	GK PGNiG	Pozostałe spółki obrotu
Pozyskanie gazu (zakup i wydobywanie)	442,8	324,3	118,5
Hurtowa sprzedaż gazu	196,3	118,0	78,3

Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i URE.

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

Sprzedaż i zakup paliw gazowych na polskim rynku hurtowym odbywa się przede wszystkim na giełdzie towarowej prowadzonej przez TGE S.A. Uczestnikami rynku giełdowego są głównie przedsiębiorstwa obrotu paliwami gazowymi oraz najwięksi odbiorcy końcowi, którzy mogą działać samodzielnie po zawarciu stosownej umowy z TGE S.A., stając się członkami giełdy, lub też za pośrednictwem domów maklerskich lub za pośrednictwem innych podmiotów posiadających status członka giełdy 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 giełdy.

W 2019 r. TGE S.A. prowadziła następujące rynki sprzedaży paliw gazowych: Rynek Dnia Bieżącego (RDBg), Rynek Dnia Następnego (RDNg) oraz Rynek Terminowy Towarowy (RTTg). Sprzedaż gazu ziemnego była również realizowana w systemie aukcji.

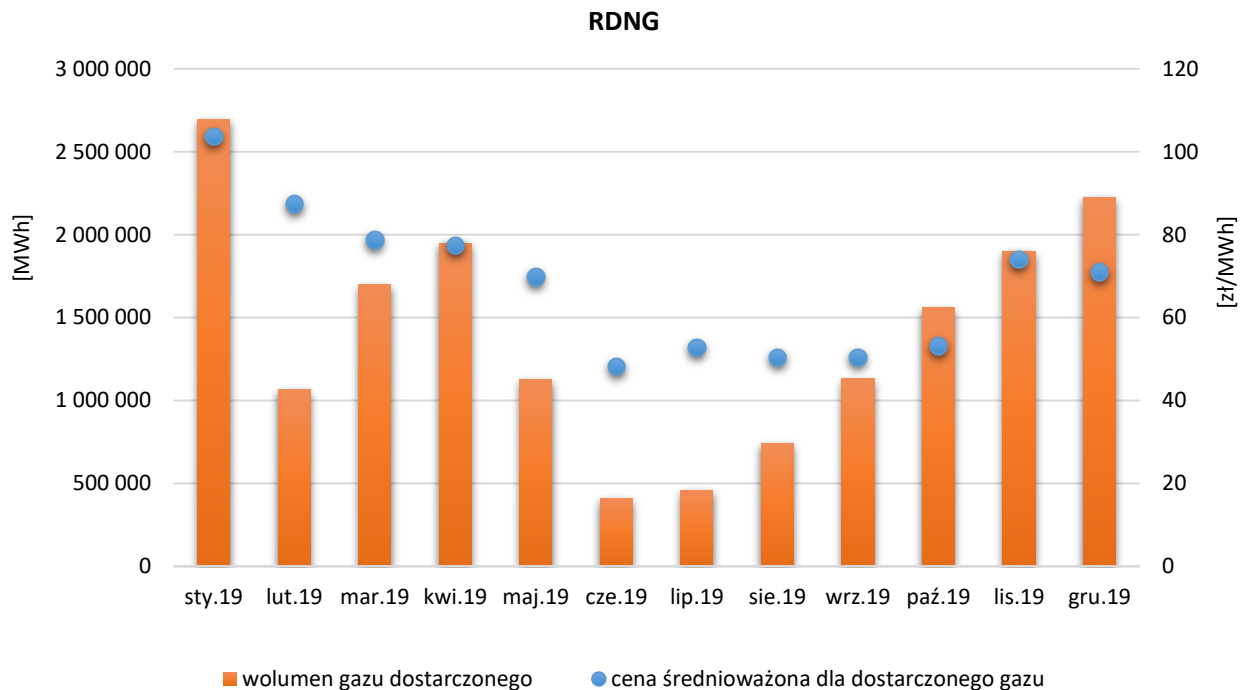
Przedmiotem obrotu na RTTg jest dostawa gazu w jednakowej ilości we wszystkich godzinach okresu dostawy zgodnym ze standardem instrumentu (tygodniowy, miesięczny, kwartalny, sezonowy i roczny).

Przedmiotem obrotu na RDNg jest dostawa gazu w jednakowej ilości we wszystkich godzinach dnia dostawy. Jest to instrument typu *base*, a jeden kontrakt odpowiada dostawie 1 MWh gazu w każdej godzinie dnia dostawy. Obrót jest prowadzony przez jeden dzień poprzedzający datę dostawy, w systemie *fixingu* oraz notowań ciągłych. Ponadto przedmiotem obrotu na rynku dnia następnego gazu są instrumenty weekendowe z okresem dostawy od godziny 6:00 w sobotę do godziny 6:00 w poniedziałek (weekend gazowy) w jednakowej ilości 1 MWh dla każdej godziny terminu wykonania kontraktu. Notowania instrumentu weekendowego odbywają się na 2 dni poprzedzające okres dostawy.

Obrót na RDBg prowadzony jest w systemie notowań ciągłych.

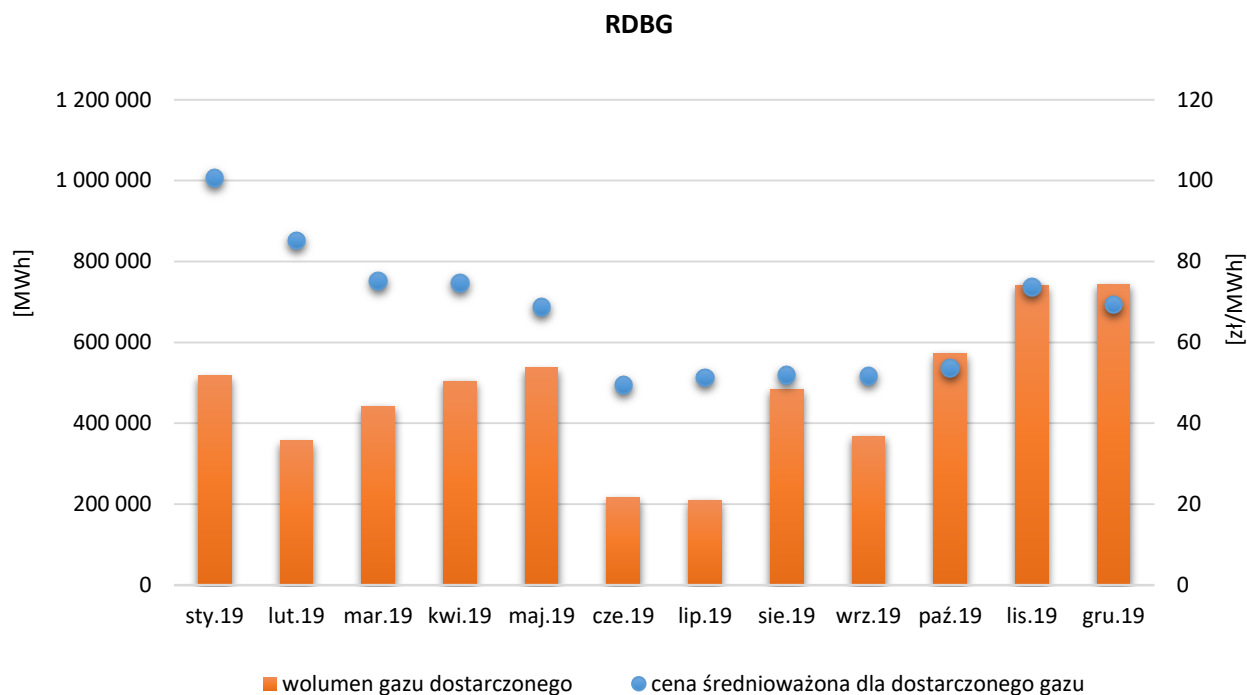
Poniższe rysunki pokazują wolumen oraz cenę dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na rynku dnia następnego, bieżącego i na rynku terminowym towarowym dla instrumentów gazowych.

**Rysunek 20.** Wolumen oraz cena dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na rynku dnia następnego gazu (RDNg) w 2019 r.



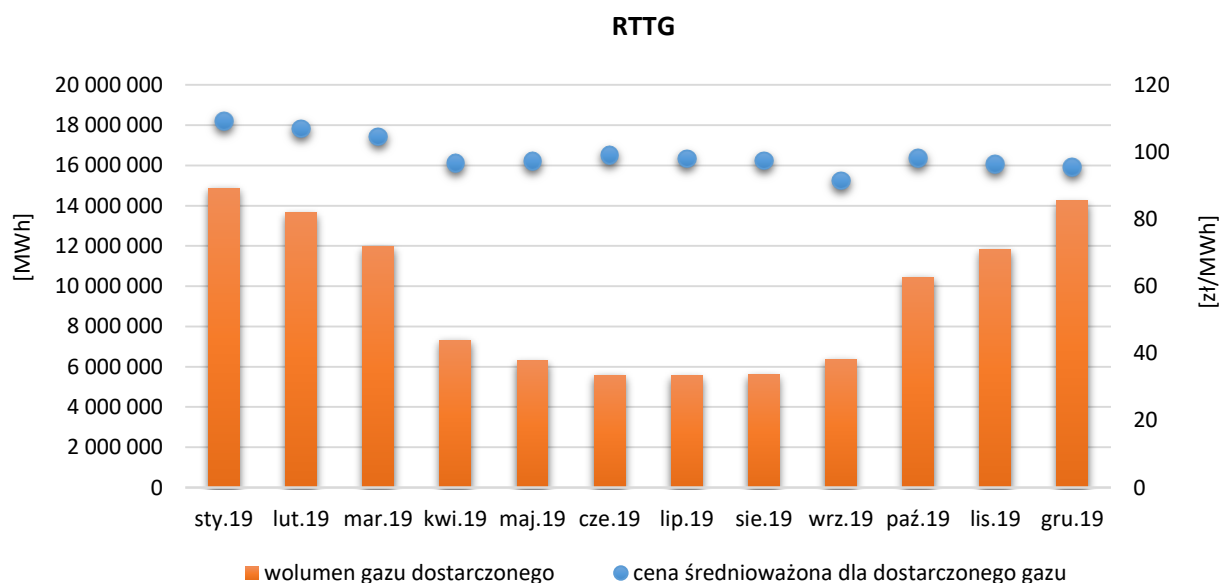
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE S.A.

**Rysunek 21.** Wolumen oraz cena dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na rynku dnia bieżącego gazu (RDBg) w 2019 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE S.A.

**Rysunek 22.** Wolumen oraz cena dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na rynku terminowym towarowym (RTTg), których realizacja następowała w 2019 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE S.A.

W 2019 r. w wyniku realizacji kontraktów zawartych na TGE S.A. w całym okresie notowania danego rodzaju kontraktu dostarczono 136 394 588 MWh gazu ziemnego po średniej cenie 95,77 zł/MWh (16 957 418 MWh na rynku RDNg po średniej cenie 73,99 zł/MWh; 5 689 478 MWh na rynku RDBg po średniej cenie 69,02 zł/MWh i 113 747 692 MWh na rynku terminowym RTTg po średniej cenie 100,35 zł/MWh).

### *Obrót gazem ziemnym wysokometanowym w punkcie wirtualnym OTC*

W 2019 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 34,9 TWh gazu ziemnego po średniej cenie 89,75 zł/MWh. Ceny w poszczególnych kwartałach w porównaniu z cenami giełdowymi i cenami przywozu gazu z UE kształtują się jak w poniższej tabeli.

**Tabela 22.** Porównanie średnich cen gazu ziemnego z kontraktów sprzedaży w punkcie wirtualnym OTC sprzedaży poprzez TGE S.A. oraz zakupu z zagranicy w poszczególnych kwartałach 2019 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	102,85	84,25	76,05	90,37
Średnie ceny z kontraktów sprzedaży poprzez TGE S.A. z dostawą w danym okresie	104,94	92,25	88,29	91,41
Średnie ceny zakupu gazu ziemnego z zagranicy z państw członkowskich UE lub z państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym	96,11	66,18	58,54	65,08

*Źródło: URE.*

### *Efektywność konkurencji na hurtowym rynku gazu ziemnego*

Obrót hurtowy na polskim rynku gazu koncentruje się na giełdzie towarowej, głównie za sprawą wynikającego z przepisów prawnych obowiązku publicznej sprzedaży gazu przez największe podmioty (obecnie PGNiG S.A.). Stopień płynności tego rynku jest wysoki w stosunku do zużycia końcowego. Jednakże duża część transakcji dokonywana jest pomiędzy podmiotami z GK PGNiG, co może mieć wpływ na transparentność warunków cenowych.

## **4.2.2. Rynek detaliczny**

Analiza rynku detalicznego paliw gazowych, dokonywana została przez Prezesa URE na podstawie przeprowadzonego corocznie monitoringu wybranych spółek obrotu, opracowanego osobno dla gazu wysokometanowego, zaazotowanego oraz LNG. Analiza danych zgromadzonych przez Prezesa URE wykazała, że całkowita sprzedaż paliwa gazowego wysokometanowego i zaazotowanego do odbiorców końcowych wynosiła w 2019 r. 203,6 TWh. Na poziom całkowitej sprzedaży wpłynął spadek sprzedaży realizowany przez sprzedawców alternatywnych. W porównaniu do 2018 r. nastąpił wzrost zużycia gazu na potrzeby własne wygenerowany głównie przez odbiorców przemysłowych. Sprzedaż gazu do odbiorców końcowych zdominowana była przez podmioty z GK PGNiG. Udział tych podmiotów wynosił 82,77%, i wzrósł w stosunku do roku ubiegłego o 0,69%. Zaobserwowany wzrost udziału GK PGNiG w sprzedaży paliwa gazowego do odbiorców końcowych, utrzymujący się od 2017 r., wynikał z istotnego spadku przywozu gazu z zagranicy bezpośrednio przez odbiorców końcowych na własne potrzeby na skutek zmian regulacji prawnych dotyczących zapasów obowiązkowych, jak również za sprawą przejęcia części odbiorców przez PGNiG OD Sp. z o.o. w ramach uruchomienia sprzedaży rezerwowej po upadku kilku spółek obrotu w końcu 2018 r. i w 2019 r. Pozostałe 17,23% sprzedaży gazu do odbiorców końcowych realizowane było przez alternatywne spółki obrotu dokonujące sprzedaży do odbiorców końcowych w kraju. W tabeli poniżej przedstawiono informacje na temat struktury sprzedaży gazu ziemnego do odbiorców końcowych.

**Tabela 23.** Struktura sprzedaży gazu ziemnego do odbiorców końcowych w 2019 r. [MWh]

Sprzedaż do odbiorców końcowych gazu wysokometanowego i zaazotowanego			
	Sprzedawcy alternatywni	GK PGNiG	Suma
Sprzedaż gazu do odbiorców końcowych przez spółki obrotu działające na terenie kraju	34 961 481	166 581 278	<b>201 542 759</b>
z tego: przemysł	27 567 285	107 498 662	<b>135 065 947</b>
rolnictwo	114 947	378 554	<b>493 501</b>
usługi i użyteczność publiczna	5 193 580	13 153 213	<b>18 346 793</b>
gospodarstwa domowe	2 085 669	45 550 849	<b>47 636 518</b>
Sprzedaż na potrzeby własne	115 844	1 920 641	<b>2 036 485</b>
<b>Razem</b>	<b>35 077 325</b>	<b>168 501 919</b>	<b>203 579 244</b>

Źródło: URE i Ministerstwo Aktywów Państwowych.

Prezes URE przeprowadził również monitoring sprzedaży gazu w postaci skroplonej (LNG) w 2019 r. Większość z pozyskanego gazu LNG została sprzedana odbiorcom końcowym po dokonaniu regazyfikacji i wprowadzeniu uzyskanego gazu wysokometanowego do sieci gazowej. Jak wskazano w poniższej tabeli, wolumen sprzedaży gazu LNG do odbiorców końcowych w postaci skroplonej wyniósł ok. 667 296,241 MWh i był realizowany w większości przez alternatywnych sprzedawców.

**Tabela 24.** Struktura sprzedaży gazu LNG do odbiorców końcowych w 2019 r. [MWh]

Sprzedaż do odbiorców końcowych gazu LNG			
	Sprzedawcy alternatywni	GK PGNiG	Suma
Sprzedaż gazu na potrzeby odbiorców końcowych	655 288	12 008	667 296
z tego: przemysł	554 349	12 008	566 357
rolnictwo	34 036	-	34 036
usługi i użyteczność publiczna	50 413	-	50 413
gospodarstwa domowe	16 490	-	16 490
<b>Razem</b>	<b>655 288</b>	<b>12 008</b>	<b>667 296</b>

Źródło: URE i Ministerstwo Aktywów Państwowych.

18 czerwca 2019 r. weszły w życie ostatnie przepisy dotyczące sprzedaży rezerwowej określone w ustawie z 9 listopada 2018 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw<sup>71)</sup>. Oprócz dotychczas obowiązującej regulacji art. 5ab, szczegółowo wskazującej na obowiązki sprzedawcy, OSD i OSP oraz sprzedawcy rezerwowego w zakresie zapewnienia odbiorcy końcowemu dostaw gazu, w sytuacji, gdy odbiorca nie miał wskazanego sprzedawcy rezerwowego w umowie kompleksowej lub umowie dystrybucji paliwa gazowego (w takim przypadku, zgodnie z art. 5ab ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, OSD lub OSP, działając w imieniu i na rzecz tego odbiorcy końcowego, zawiera ze sprzedawcą z urzędu umowę kompleksową), obowiązuje art. 5aa, kompleksowo regulujący zasady sprzedaży rezerwowej dla nowo zawieranych umów, jak również dla dotychczas zawartych, w których wskazano nazwę sprzedawcy rezerwowego. Przepisy te były długo oczekiwanyymi rozwiązaniami, które miały zapewnić ochronę odbiorców końcowych, w sytuacji nagłego zaprzestania działalności przez dotychczasowe przedsiębiorstwo obrotu, z którym dany odbiorca podpisaną miał kompleksową umowę sprzedaży paliw gazowych.

<sup>71)</sup> Dz. U. z 2018 r. poz. 2348.

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

##### *Taryfy dla paliw gazowych*

Zgodnie z § 29 ust. 4 rozporządzenia taryfowego gazowego ustalone w taryfie ceny paliw gazowych oraz stawki opłat abonamentowych mają charakter cen i stawek opłat abonamentowych maksymalnych. Dostawca gazu może stosować w rozliczeniach z odbiorcami ceny i stawki opłat abonamentowych niższe niż ustalone w taryfie zatwierdzonej przez Prezesa URE, pod warunkiem równoprawnego traktowania odbiorców w poszczególnych grupach taryfowych. Stosownie do postanowień art. 47 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa energetyczne opracowują taryfę odpowiednio do zakresu prowadzonej działalności (posiadanych koncesji) i przedkładają do zatwierdzenia Prezesowi URE, który taryfę zatwierdza lub odmawia jej zatwierdzenia w przypadku, gdy stwierdzi, że została ona ustalona niezgodnie z postanowieniami art. 44-46 ustawy. Natomiast przepis art. 45 ust. 1 ww. ustawy nakłada na przedsiębiorstwa energetyczne zobowiązanie do kalkulacji taryf w sposób zapewniający: pokrycie kosztów uzasadnionych ich działalnością, uzasadnionego zwrotu z kapitału zaangażowanego w tę działalność oraz ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat.

W postępowaniu o zatwierdzenie taryfy Prezes URE zobowiązany jest w szczególności zbadać czy ceny i stawki opłat w niej ustalone zostały skalkulowane zgodnie z art. 45 ustawy – Prawo energetyczne, tj. czy zapewniają pokrycie wyłącznie kosztów uzasadnionych, jak również gwarantują ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym ich poziomem.

W 2019 r. taryfy ustalane przez przedsiębiorstw energetyczne w zakresie sprzedaży gazu ziemnego, podlegały zatwierdzeniu przez Prezesa URE, w przypadku gdy gaz sprzedawany jest dla odbiorców w gospodarstwach domowych.

Kluczowe znaczenia ma taryfa PGNiG OD Sp. z o.o., ponieważ przedsiębiorstwo dostarcza paliwa gazowe do ponad 90% odbiorców w gospodarstwach domowych. Od 15 lutego 2019 r. obowiązywała taryfa nr 7 PGNiG OD Sp. z o.o., która spowodowała wzrost cen w stosunku do obowiązujących o 2,5%. Główną przyczyną podwyżki cen gazu był obserwowany wzrost kosztów zakupu gazu ziemnego wysokometanowego, nabywanego przez przedsiębiorstwo na Towarowej Giełdzie Energii, która jest głównym źródłem zakupu tego surowca przez PGNiG OD Sp. z o.o..

W 2019 r. Prezes URE prowadził 2 postępowania administracyjne dotyczące taryfy PGNiG OD Sp. z o.o. w sprawie zatwierdzenia ustalonej przez to przedsiębiorstwo taryfy w zakresie dostarczania paliw gazowych.

Prezes URE podjął i opublikował dwie decyzje taryfowe w zakresie cen i stawek opłat dla odbiorców w gospodarstwach domowych, stosowanych przez przedsiębiorstwo PGNiG OD Sp. z o.o. Pierwsza z nich to decyzja podjęta przez Prezesa URE i opublikowana w Biuletynie URE 25 stycznia 2019 r., weszła w życie 15 lutego 2019 r. Druga natomiast – podjęta 16 grudnia 2019 r., została opublikowana w dniu następnym, tj. 17 grudnia 2019 r.

Zatwierdzona 25 stycznia 2019 r. taryfa nr 7 PGNiG OD Sp. z o.o. spowodowała wzrost cen gazu jako towaru w stosunku do taryfy obowiązującej o 2,5%. Powodem wzrostu ceny paliw gazowych był wzrost kosztów jego zakupu. Z uwagi że stawki opłat abonamentowych pozostały na niezmiennym poziomie (poza grupami W-2.2 i W-3.6). Wzrost średnich cen w obrocie wynosi 2,3% zarówno dla gazu wysokometanowego, jak i dla gazu zaazotowanego (podgrupa Lw i podgrupa Ls).

Przedsiębiorstwo świadcząc odbiorcom usługę kompleksową dostarczania paliw gazowych stosuje w rozliczeniach stawki opłat dystrybucyjnych PSG Sp. z o.o. Zważywszy, że ww. stawki uległy obniżeniu, skutek w płatnościach jakimi zostali obciążeni odbiorcy był na poziomie ok. 0% dla odbiorców gazu wysokometanowego (grupa E) oraz gazu zaazotowanego (w podgrupach Lw i Ls).

Następnie decyzją Prezesa URE z 16 grudnia 2019 r. zatwierdzona została taryfa nr 8 PGNiG OD Sp. z o.o.. Ustalone w niej ceny gazu uległy obniżeniu o 2,9%, a stawki opłat abonamentowych utrzymane zostały na niezmiennym poziomie. Średnie ceny w obrocie wszystkimi rodzajami gazu uległy obniżeniu o 2,6%. Przedsiębiorstwo świadcząc odbiorcom usługę kompleksową dostarczania paliw gazowych stosuje w rozliczeniach stawki opłat dystrybucyjnych PSG Sp. z o.o. Zważywszy, że ww. stawki te są na tym samym poziomie, obniżeniu uległy średnie płatności jakimi zostali obciążeni odbiorcy o 1,82% dla odbiorców gazu wysokometanowego, 1,93% dla odbiorców gazu zaazotowanego Lw i 1,89% dla odbiorców gazu zaazotowanego Ls.



W efekcie tej decyzji zmiana średnich miesięcznych płatności dla odbiorców w gospodarstwach domowych obsługiwanych przez PGNiG OD Sp. z o.o. przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PSG Sp. z o.o. przedstawiała się następująco:

- a) dla odbiorców zakwalifikowanych do grupy W-1 zużywających paliwo gazowe do przygotowania posiłków, dla średniego rocznego zużycia w kraju wynoszącego 1 312 [kWh] wyniósł (-) 0,7%, co oznacza spadek średniomiesięcznych płatności o 0,17 zł,
- b) dla odbiorców zakwalifikowanych do grupy W-2 zużywających paliwo gazowe do przygotowywania posiłków i podgrzania wody, dla średniego rocznego zużycia w kraju wynoszącego 7 367 [kWh], płatność nie zmieniła się,
- c) dla odbiorców zakwalifikowanych do grupy W-3 zużywających paliwo gazowe do przygotowywania posiłków i podgrzania wody oraz do ogrzewania pomieszczeń, dla średniego rocznego zużycia w kraju wynoszącego 22 339 [kWh] wyniósł (+) 0,1%, co oznacza wzrost średniomiesięcznych płatności o 0,27 zł.

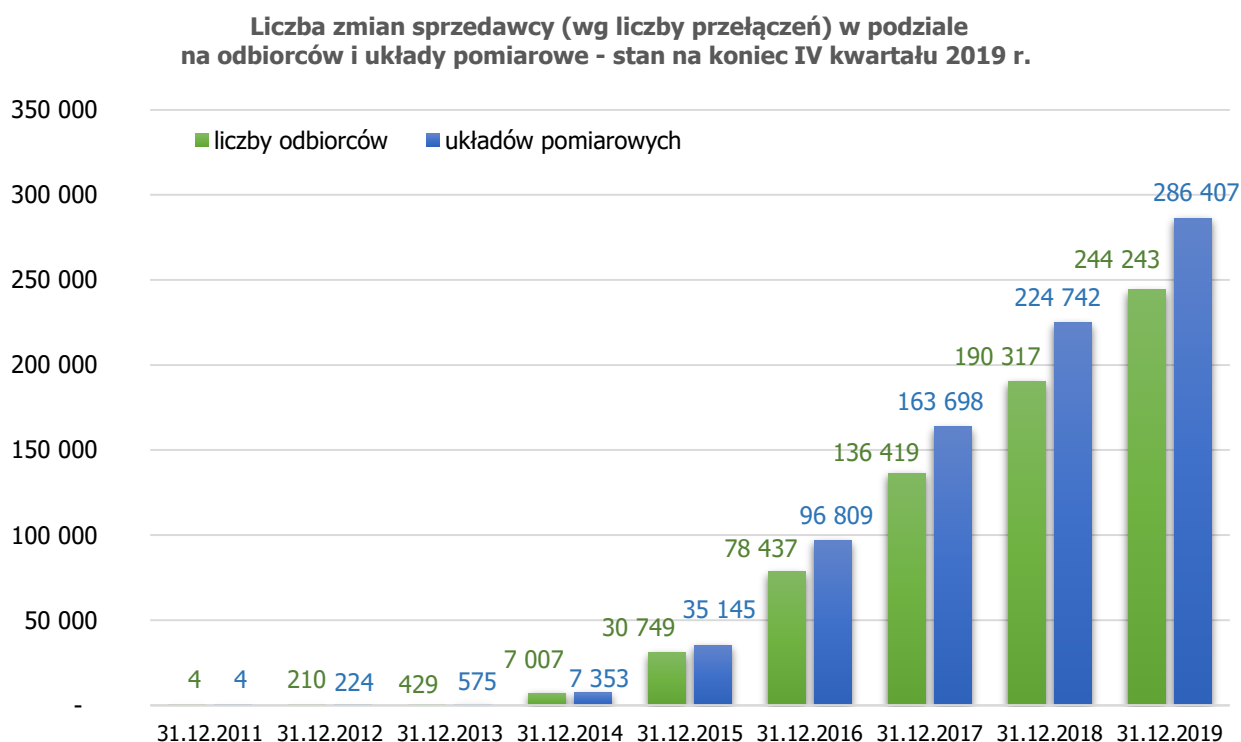
### *Zmiana sprzedawcy*

Zasada TPA, uregulowana w art. 4 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, oznacza możliwość korzystania przez odbiorcę z sieci lokalnego dostawcy w celu dostarczenia gazu lub energii elektrycznej kupionej przez niego u dowolnego sprzedawcy. Od 1 lipca 2007 r. wszyscy odbiorcy gazu uzyskali prawo do swobodnego wyboru i zmiany sprzedawcy. Liczba zmian sprzedawcy to prosty, ale miarodajny miernik rozwoju konkurencyjnego rynku gazu. W związku z tym Prezes URE systematycznie monitoruje stopień rzeczywistego korzystania z prawa wyboru sprzedawcy przez odbiorców uprawnionych. Systematyczne monitorowanie stopnia rzeczywistego korzystania z prawa wyboru sprzedawcy zostało podjęte z uwagi na stopniowo postępującą liberalizację rynku gazu.

Na swobodę wyboru sprzedawcy wpływa kilka istotnych czynników, m.in.: stopień świadomości klientów i ich motywacja do zmiany sprzedawcy, a także łatwość dokonania zmiany czy ilość konkurencyjnych ofert dostępnych na rynku. Analiza danych z wypełnionych ankiet wskazuje na wzrost liczby odbiorców dokonujących zmiany sprzedawcy w latach 2011-2019. W 2011 r. odnotowano jedynie kilka przypadków zmiany sprzedawcy, w 2012 r. ich liczba zwiększyła się do 210, natomiast łączna liczba zmian sprzedawcy od początku ich monitorowania do końca 2019 r. wyniosła już 244 243. Zmiany sprzedawcy, dokonane do końca 2019 r., w zdecydowanej większości, bo aż 233 230 (95,5%) dotyczyła odbiorców z grup taryfowych W 1-4, czyli odbiorców w gospodarstwach domowych. Taki stan rzeczy może być spowodowany intensyfikacją kampanii reklamowych, dedykowanych tej grupie odbiorców.

Wartym odnotowania jest fakt zaprzestania 1 grudnia 2019 r. działalności przez spółkę obrotu, która dokonywała sprzedaży paliwa gazowego dla 2,7% odbiorców końcowych i była jednym z największych sprzedawców alternatywnych, co z dużym prawdopodobieństwem będzie się wiązało ze zmianą struktury rynku w 2020 r.

**Rysunek 23.** Liczba zmian sprzedawcy gazu ziemnego przez odbiorców (wg liczby odbiorców i układów pomiarowych)



Źródło: URE.

Na powyższym rysunku nie zostały uwzględnione przypadki uruchomionej na rzecz odbiorców w grudniu 2019 r. sprzedaży awaryjnej (rezerwowej) po zaprzestaniu działalności przez spółkę obrotu, posiadającą ok. 24 tys. odbiorców. W 2019 r. uruchomiono sprzedaż rezerwową dla ponad 21 tys. odbiorców (ponad 23 tys. układów pomiarowych), w tym w grupie taryfowej W1-4 dla 20 162 odbiorców końcowych, w grupie taryfowej W5 – 812, w grupie taryfowej W6 – 157, w grupie taryfowej W7 – 37, w grupie taryfowej W8 – 4, w grupie taryfowej W9 – 3.

Istotnym czynnikiem wspierającym dokonywanie zmiany sprzedawcy na rynku gazu jest fakt, by OSD posiadał możliwie największą ilość podpisanych ze sprzedawcami umów o świadczenie usług dystrybucji paliwa gazowego (Umów Ramowych). Umowy Ramowe, zawierane pomiędzy operatorem a sprzedawcą, warunkują prowadzenie przez sprzedawcę paliwa gazowego działalności na terenie danego OSD. Umowa ta określa warunki funkcjonowania sprzedawcy na terenie operatora oraz jego współpracy z tym operatorem. Z końcem IV kw. 2019 r. 149 sprzedawców miało zawarte ważne umowy z OSP, w tym 81 sprzedawców posiadało również umowy z PSG Sp. z o.o.

W 2019 r, na wniosek zainteresowanych przedsiębiorstw energetycznych, Prezes URE prowadził 3 postępowania administracyjne w sprawie zwolnienia z obowiązku świadczenia usług dystrybucyjnych na sieciach tzw. małych OSD<sup>72)</sup>. Wszystkie zakończyły się decyzją odmowną.

### Programy Zgodności

Na rynku paliw gazowych funkcjonują dwa podmioty zobowiązane do posiadania Programów Zgodności i przedstawiania Prezesowi URE sprawozdań z ich realizacji. Pierwszym z nich jest operator systemu dystrybucyjnego PSG Sp. z o.o., drugim – Gas Storage Poland Sp. z o.o. Oba podmioty wchodzi w skład grupy kapitałowej PGNiG S.A.

Zarówno PSG Sp. z o.o., jak i Gas Storage Poland Sp. z o.o. opublikowały swoje Programy Zgodności na stronach internetowych. Wypełniony został obowiązek szkolenia pracowników.

<sup>72)</sup> Tzw. mali OSD to przedsiębiorstwa energetyczne zwolnione z obowiązku przeprowadzania unbundlingu, art. 9d ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne.

W ramach realizacji zadań Inspektorzy ds. zgodności realizowali m.in. następujące działania:

- udzielali odpowiedzi na pytania pracowników, w tym dokonywali interpretacji Programów Zgodności,
- opiniowali wewnętrzne akty prawne dotyczących tych sfer aktywności, które zostały objęte zakresem przedmiotowym Programu Zgodności,
- analizowali zapisy obowiązujących regulacji wewnętrznych pod kątem ich spójności z postanowieniami Programu, uczestniczyli w procesie udostępniania podmiotom zewnętrznym informacji dotyczących działalności Spółki, w tym organom administracji publicznej oraz przedsiębiorstwom energetycznym, prowadzili szkolenia dla pracowników, w tym nowo przyjętych.

W 2019 r. zarówno OSD, jak i OSM nie stwierdziły przypadków naruszenia zasady równego i niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników. Nie wpłynęły skargi dotyczące niestosowania postanowień Programu Zgodności, jak również nie odnotowano zawiadomień o podejrzeniu wystąpienia konfliktu interesów.

20 lutego 2019 r. Prezes URE opublikował Wytyczne do treści Programów Zgodności opracowywanych przez operatorów systemów dystrybucyjnych i operatora systemu magazynowego. W Wytycznych rozszerzeniu uległ zakres tematyczny, który powinien obejmować Program Zgodności, m.in. zarządzanie infrastrukturą sieciową i jej rozwojem – w tym obszarem ICT; zasady dzielenia się wiedzą z uczestnikami rynku, działania marketingowe i sponsoring operatora; funkcjonowanie operatora w przedsiębiorstwie zintegrowanym pionowo; centralizacja lub outsourcing usług i zakupów operatora. Prezes URE wskazał, że do końca maja 2019 r. oczekuje od OSD i OSM przedłożenia do zatwierdzenia dostosowanych do Wytycznych Programów Zgodności. OSD i OSM przekazali do Prezesa URE wnioski o zmianę w Programach Zgodności. Postępowania administracyjne w tej sprawie nie zakończyły się do końca 2019 r.

#### *Wstrzymanie dostaw paliw gazowych*

Zgodnie z przepisami zawartymi w ustawie – Prawo energetyczne, wstrzymanie dostaw paliw gazowych może nastąpić jedynie w określonych przepisami okolicznościach. Może to nastąpić w przypadku, gdy: 1) w wyniku przeprowadzonej kontroli stwierdzono, że nastąpiło nielegalne pobieranie paliw gazowych, 2) odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi, co najmniej przez okres 30 dni po upływie terminu płatności<sup>73)</sup>. Zgodnie z monitoringiem przeprowadzonym przez Prezesa URE wśród 12 największych OSD w Polsce, w 2019 r. wstrzymano, w podziale na grupy taryfowe, dostawy następującej liczbie odbiorców – w grupie taryfowej W1-4 – 83 749 (w tym z tytułu zaległości w zapłacie 34,57%), w grupie taryfowej W5 – 267 (w tym z tytułu zaległości w zapłacie 41,57%), w grupie taryfowej W6 – 55 (w tym z tytułu zaległości w zapłacie 41,82%), w grupie taryfowej W7 – 4 (w tym z tytułu zaległości w zapłacie 50,00%). Nie odnotowano wstrzymania dostaw w grupach taryfowych W8, W9 i W10. Dodać należy, że proces wstrzymania dostarczania paliw gazowych do odbiorców w gospodarstwach domowych, zalegających z zapłatą należności za pobrane paliwa gazowe i świadczone usługi, liczony w dniach roboczych od momentu przekazania odbiorcy przez sprzedawcę informacji o zaleganiu w płatności do momentu wstrzymania dostaw przez OSD wynosił w 2019 r. średnio ok. 31 dni.

---

<sup>73)</sup> Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych na żądanie sprzedawcy wstrzymuje dostarczanie energii, jeżeli odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi lub za pobrane paliwo gazowe, co najmniej przez okres 30 dni po upływie terminu płatności.

Przedsiębiorstwo energetyczne, któremu odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi lub za pobraną energię, powiadamia na piśmie odbiorcę energii elektrycznej lub w gospodarstwie domowym o zamiarze wstrzymania dostarczania energii elektrycznej, jeżeli odbiorca ten nie ureguje zaległych i bieżących należności w okresie 14 dni od dnia otrzymania tego powiadomienia.

### *Liczniki przedpłatowe*

Przedsiębiorstwo energetyczne może, zgodnie z obowiązującym prawem, zamontować u odbiorcy końcowego mającego trudności w terminowym płaceniu rachunków tzw. licznik przedpłatowy. Z monitoringu przeprowadzonego przez Prezesa URE wynika, że w 2019 r. zamontowano tylko jeden układ przedpłatowy w grupie taryfowej W1-4.

## **4.2.2. Ochrona konsumenta i rozstrzyganie sporów**

Kompetencje Prezesa URE w zakresie ochrony konsumentów, rozstrzygania sporów oraz system pozasądowego rozstrzygania sporów opisane zostały w punkcie 3.2.2.2.

## **4.3. Bezpieczeństwo dostaw**

Zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne, w 2019 r. organem państwa właściwym w sprawach polityki energetycznej, w tym zagadnień związanych z bezpieczeństwem energetycznym, a w szczególności obejmujących nadzór nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w paliwa gazowe, był Minister Energii, a od listopada 2019 r. Minister Aktywów Państwowych. Podmioty te były również organem właściwym (ang. *competent authority*) w rozumieniu rozporządzenia 2017/1938, tj. działającym jako organ odpowiedzialny za wdrożenie regulacji określonych w ww. rozporządzeniu dot. środków służących zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego.

W 2019 r. Regulator współpracował z Ministrem Energii, następnie z Ministrem Aktywów Państwowych w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu w odniesieniu do zadań wynikających z przywołanego rozporządzenia oraz dyrektywy 2009/73/WE w związku z kompetencjami Prezesa URE określonymi przez ustawodawstwo krajowe.

## **Środki mające na celu pokrycie zapotrzebowania szczytowego i zaradzenie przypadkiem niedoboru dostaw ze strony dostawców**

Prowadzone w 2019 r. monitorowanie bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych ukierunkowane było na te obszary funkcjonowania rynku, które odnosiły się szczególnie do zagadnień dotyczących:

### **1) koncesji**

Jak już wskazano w ubiegłorocznym raporcie koncesje na obrót gazem ziemnym z zagranicą są wydawane z uwzględnieniem dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego oraz bezpieczeństwa energetycznego. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem gazem ziemnym z zagranicą jest obowiązane do dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy (art. 32 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne). Ponadto w 2019 r. w koncesjach na obrót gazem ziemnym z zagranicą zamieszczany był warunek dotyczący obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego. W ramach postępowania o udzielenie koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą Prezes URE weryfikuje także, czy wnioskodawca złożył oświadczenie, zawierające zobowiązanie do przestrzegania obowiązku dywersyfikacyjnego.

### **2) dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy**

Prezes URE w 2019 r. przeprowadził monitoring przestrzegania przepisów rozporządzenia Rady Ministrów z 24 kwietnia 2017 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające w 2018 r. koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą. Monitoringiem objętych zostało 57 podmiotów. W związku z koniecznością uzupełnienia informacji i przekazanej dokumentacji, działania te były kontynuowane w 2020 r. natomiast kwestia prawidłowego wypełnienia obowiązku dywersyfikacyjnego dotyczącego 2019 r. przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające w 2019 r. koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą będzie przedmiotem monitoringu Prezesa URE w 2020 r.

### **3) taryf**

Pośrednią metodą monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych jest taryfowanie przedsiębiorstw infrastrukturalnych. W trakcie procesu taryfowego rozstrzygany jest zakres finansowania majątku (przesyłowego, dystrybucyjnego, magazynowego oraz instalacji skroplonego

gazu ziemnego), niezbędnego dla dostarczania paliw do odbiorców. Wielkość nakładów inwestycyjnych na majątek sieciowy, wysokość kwot przeznaczanych na remonty i modernizacje tego majątku, decydują o jego stanie fizycznym, czyli bezpieczeństwie operacyjnym.

#### **4) zatwierdzania planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego opracowanych przez operatorów**

Zgodnie z art. 58 ust. 1 ustawy o zapasach, operator systemu przesyłowego gazowego oraz operatorzy systemów dystrybucyjnych gazowych obowiązani są do opracowywania planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego, a zgodnie z art. 58 ust. 17 ustawy o zapasach ww. operatorzy aktualizują corocznie plany wprowadzania ograniczeń i przedkładają je, do 15 listopada danego roku, Prezesowi URE do zatwierdzenia w drodze decyzji. Opracowane przez operatorów plany ograniczeń określają maksymalne godzinowe i dobowe ilości poboru gazu ziemnego przez poszczególnych odbiorców przyłączonych do ich sieci, spełniających kryterium ujmowania ich w planie ograniczeń, dla poszczególnych stopni zasilania od 2 do 10 (por. art. 58 ust. 2 ustawy o zapasach w zw. z § 4 ust. 1 pkt 1 rozporządzenia Rady Ministrów z 19 września 2007 r. w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego<sup>74)</sup>). Tworzenie planów ograniczeń, a następnie ewentualne wprowadzenie ograniczeń w poborze gazu ziemnego przez Radę Ministrów w drodze rozporządzenia, ma ułatwić zapewnienie bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego w przypadkach: zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa, nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego przez odbiorców, wystąpienia zakłóceń w przywozie gazu ziemnego, awarii w sieciach operatorów systemów gazowych, zagrożenia bezpieczeństwa funkcjonowania sieci gazowych, zagrożenia bezpieczeństwa osób, zagrożenia wystąpieniem znacznych strat materialnych oraz konieczności wypełnienia przez Rzeczpospolitą Polską zobowiązań międzynarodowych (por. art. 54 ust. 1 ustawy o zapasach).

#### **5) analizy informacji przekazywanych na podstawie art. 27 ust. 2 ustawy o zapasach Prezesowi URE przez przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą i podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego**

Zgodnie z art. 27 ust. 2 ustawy o zapasach przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą i podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego przekazują ministrowi właściwemu do spraw energii oraz Prezesowi URE, do 15 maja każdego roku, informacje o działaniach podjętych w okresie od 1 stycznia do 31 grudnia poprzedniego roku, w celu (1) zapewnienia bezpieczeństwa paliwowego państwa w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub przywozu gazu ziemnego, oraz (2) realizacji obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Podmioty te są również zobligowane do przekazania informacji o rzeczywistej wielkości utrzymywanych zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz miejscu ich magazynowania, do 20 września każdego roku (według stanu na 15 września).

#### **6) uzgadniania projektów planu rozwoju sieciowych przedsiębiorstw gazowniczych i monitorowania ich realizacji**

Uzgadnianie z Prezesem URE projektów planu rozwoju sieci pozwala na monitorowanie przedsięwzięć niezbędnych do utrzymywania właściwego poziomu niezawodności i jakości świadczonych usług sieciowych. W wyniku uzgadniania projektów planów rozwoju przedsiębiorstwa infrastrukturalne realizują zadania inwestycyjne i remontowe w celu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu do odbiorców.

#### **7) weryfikacji oraz ustalania wielkości obowiązkowych zapasów gazu ziemnego oraz monitorowania utrzymywania tych zapasów**

Obowiązek utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego przez przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą i podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego wynika z art. 24 ust. 1 ustawy o zapasach. Celem jego realizacji jest zapewnienie zaopatrzenia Rzeczypospolitej Polskiej w gaz ziemny oraz minimalizacja skutków: (1) zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa, (2) wystąpienia sytuacji awaryjnej w sieci gazowej, oraz (3) nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego. Zgodnie z art. 25 ust. 3 Prezes URE weryfikuje przedłożone przez ww. podmioty informacje o wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, zaś stosownie do art. 25 ust. 5 dla podmiotów planujących rozpoczęcie przywozu gazu ziemnego z zagranicy lub występujących z wnioskiem o udzielenie koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą – ustala wielkość zapasów obowiązkowych.

<sup>74)</sup> Dz. U. z 2007 r. Nr 178, poz. 1252.

**8) wyrażanie zgody na zawarcie tzw. umowy biletowej**

Zgodnie z art. 24b ust. 1 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. Wówczas ww. podmioty przed zawarciem tzw. umowy biletowej, są zobowiązane do przedłożenia projektu tej umowy Prezesowi URE i uzyskania zgody na jego zawarcie (art. 24b ust. 6 ustawy o zapasach).