

Warunki podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej i paliw gazowych oraz realizacja przez operatorów systemu elektroenergetycznego i gazowego planów rozwoju uwzględniających zaspokojenie obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną i paliwa gazowe

# RAPORT PREZESA URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

Warszawa, czerwiec 2019



# Spis treści

<b>Wykaz skrótów używanych w raporcie .....</b>	<b>7</b>
<b>Wstęp .....</b>	<b>9</b>
<b>Część I .....</b>	<b>9</b>
1. Gromadzenie i przekazywanie do Komisji Europejskiej informacji o projektach inwestycyjnych będących w obszarze zainteresowania Unii Europejskiej (art. 23 ust. 2 pkt 19 ustawy – Prawo energetyczne) .....	9
2. Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (art. 23 ust. 2 pkt 20 ustawy – Prawo energetyczne) .....	10
2.1. Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie zasad zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych, z którymi istnieją wzajemne połączenia, we współpracy z właściwymi organami państw członkowskich Unii Europejskiej lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym (EOG) .....	10
2.1.1. Zasady zarządzania ograniczeniami .....	10
2.1.2. Ocena kalkulacji mocy przesyłowych .....	17
2.1.3. Relacje pomiędzy ograniczeniami a rynkiem hurtowym .....	20
2.2. Mechanizmy bilansowania systemu elektroenergetycznego i zarządzania ograniczeniami w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym .....	21
2.2.1. Bilansowanie .....	21
2.2.2. Zarządzanie ograniczeniami w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym .....	23
2.3. Warunki przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacja oraz dokonywanie napraw tej sieci .....	25
2.3.1. Monitorowanie odmów zawarcia umów o przyłączenie do sieci w poszczególnych jednostkach organizacyjnych URE .....	25
2.3.2. Monitorowanie dokonywania napraw sieci – zgodnie z zasięgiem terytorialnym i właściwością rzeczową oddziałów terenowych URE .....	31
2.4. Wypełnianie obowiązku publikowania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych informacji dotyczących połączeń międzysystemowych, korzystania z sieci i rozdziału zdolności przesyłowych stron umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, z uwzględnieniem konieczności traktowania tych informacji jako poufnych ze względów handlowych .....	42
2.4.1. Publikowanie informacji przez operatora systemu przesyłowego .....	42
2.4.2. Publikowanie informacji przez operatorów systemów dystrybucyjnych .....	43
2.5. Bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej .....	43
2.5.1. Monitorowanie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej .....	44
2.5.2. Inwestycje w nową infrastrukturę sieciową – zestawienie zbiorcze wielkości wykonanych w latach 2017-2018 przez OSP i OSD .....	58
2.5.2.1. Operator systemu przesyłowego .....	58
2.5.2.2. Operatorzy systemów dystrybucyjnych (pięciu OSD), którzy 1 lipca 2007 r. dokonali rozdziału działalności .....	62
2.5.2.3. Operatorzy systemów dystrybucyjnych prowadzący działalność dystrybucyjną o charakterze lokalnym .....	64
2.5.3. Inwestycje w nowe moce wytwórcze .....	65

2.6.	Wypełnianie przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań .....	69
2.6.1.	Ocena wypełniania przez OSP i OSD obowiązków wynikających z art. 9c ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne .....	69
2.6.2.	Programy Zgodności – realizacja i wnioski .....	80
2.7.	Wypełnianie przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków dotyczących ewidencji księgowej .....	81
3.	Monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego (art. 23 ust. 2 pkt 20 ustawy – Prawo energetyczne) .....	82
3.1.	Monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego w zakresie zasad zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych, z którymi istnieją wzajemne połączenia, we współpracy z właściwymi organami państw członkowskich Unii Europejskiej lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym (EOG) .....	82
3.1.1.	Zasady zarządzania i rozdziału przepustowości .....	82
3.1.2.	Ocena kalkulacji mocy przesyłowych .....	84
3.2.	Mechanizmy bilansowania systemu gazowego i zarządzania ograniczeniami w krajowym systemie gazowym .....	84
3.2.1.	Bilansowanie .....	84
3.2.2.	Zarządzanie ograniczeniami w krajowym systemie gazowym .....	85
3.3.	Warunki przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacja oraz dokonywanie napraw tej sieci .....	86
3.3.1.	Monitorowanie odmów zawarcia umów o przyłączenie do sieci w poszczególnych regionach – zgodnie z zasięgiem terytorialnym i właściwością rzeczową oddziałów terenowych URE .....	86
3.3.2.	Monitorowanie dokonywania napraw sieci – zgodnie z zasięgiem terytorialnym i właściwością rzeczową oddziałów terenowych URE .....	90
3.4.	Wypełnianie obowiązku publikowania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych informacji dotyczących połączeń międzysystemowych, korzystania z sieci i rozdziału zdolności przesyłowych stron umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych, z uwzględnieniem konieczności traktowania tych informacji jako poufnych ze względów handlowych .....	94
3.4.1.	Publikowanie informacji przez operatora systemu przesyłowego .....	94
3.4.2.	Publikowanie informacji przez operatorów systemów dystrybucyjnych.....	95
3.5.	Warunki świadczenia usług magazynowania paliw gazowych, usług skraplania gazu ziemnego oraz innych usług świadczonych przez przedsiębiorstwa energetyczne .....	96
3.6.	Bezpieczeństwo dostarczania paliw gazowych .....	100
3.6.1.	Monitorowanie bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych .....	101
3.6.2.	Plany rozwoju gazowniczych przedsiębiorstw sieciowych .....	103
3.6.2.1.	Operator systemu przesyłowego (OGP Gaz-System S.A.) .....	104
3.6.2.2.	Operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD) .....	109
3.7.	Wypełnianie przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań .....	112
3.7.1.	Ocena wypełniania przez OSP i OSD obowiązków wynikających z art. 9c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne .....	112
3.7.2.	Programy Zgodności – realizacja i wnioski .....	118
3.8.	Wypełnianie przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków dotyczących ewidencji księgowej .....	119

<b>Część II .....</b>	<b>120</b>
Ocena warunków podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej i paliw gazowych .....	120
1. Regulacyjne uwarunkowania uruchamiania nowych jednostek wytwórczych, w tym ze źródeł odnawialnych .....	120
2. Rynek wytwarzania .....	126
3. Przesyłanie lub dystrybucja .....	134
4. Przeszkody w rozwoju OZE w opinii przedsiębiorców .....	138
<b>Część III .....</b>	<b>140</b>
Postulowane zmiany legislacyjne .....	140



## WYKAZ SKRÓTÓW UŻYWANYCH W RAPORCIE

ACER	<i>Agency for the Cooperation of Energy Regulators</i> – Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki
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
GUD	Generalna Umowa Dystrybucji
GUD-K	Generalna Umowa Dystrybucji dla Usługi Kompleksowej
IPA	Internetowa Platforma Aukcyjna
IRIESD	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej
IRIESP	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
LNG	<i>Liquefied Natural Gas</i> – Skroplony Gaz Ziemny
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, regulator	Prezes Urzędu Regulacji Energetyki
PSE S.A.	Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
PSG Sp. z o.o.	Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.
PTPiREE	Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej
rozporządzenie 256/2014	rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 256/2014 z 26 lutego 2014 r. w sprawie zgłaszania Komisji projektów inwestycyjnych dotyczących infrastruktury energetycznej w Unii Europejskiej, zastępujące rozporządzenie Rady (UE, Euratom) nr 617/2010 oraz uchylające rozporządzenie Rady (WE) nr 736/96 (Dz. U. UE L 2014.84.61)
rozporządzenie 347/2013	rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 347/2013 z 17 kwietnia 2013 r. w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej, uchylające decyzję nr 1364/2006/WE oraz zmieniające rozporządzenia (WE) nr 713/2009, (WE) nr 714/2009 i (WE) nr 715/2009 (Dz. U. UE L 2013.115.39)
rozporządzenie 543/2013	rozporządzenie Komisji (UE) nr 543/2013 z 14 czerwca 2013 r. w sprawie dostarczania i publikowania danych na rynkach energii elektrycznej, zmieniające załącznik I do rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 (Dz. U. UE L 163 z 15.06.2013)
rozporządzenie 713/2009	rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 713/2009 z 13 lipca 2009 r. ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (Dz. U. UE L 2009.211.1)
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 2009.211.15 z późn. zm.)

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 2009.211.36 z późn. zm.)
rozporządzenie 1113/2014	rozporządzenie wykonawcze Komisji (UE) nr 1113/2014 z 16 października 2014 r. ustanawiające format i szczegóły techniczne zgłoszenia, o którym mowa w art. 3 i 5 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 256/2014, oraz uchylające rozporządzenia Komisji (WE) nr 2386/96 i (UE, Euratom) nr 833/2010 (Dz. U. UE L 2014.302.26)
rozporządzenie 2015/1222	rozporządzenie Komisji (UE) 2015/1222 z 24 lipca 2015 r. ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Dz. U. UE L 197 z 25.07.2015 r.)
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 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 2011.326.1)
SGT EuRoPol GAZ S.A.	System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A.
SOKiK	Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów
TGE S.A.	Towarowa Giełda Energii S.A.
TOE	Towarzystwo Obrotu Energią
TPA	<i>Third Party Access</i> – Zasada Dostępu Strony Trzeciej do Sieci
UE	Unia Europejska
URE, urząd	Urząd Regulacji Energetyki
ustawa OZE	ustawa z 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2018 r. poz. 2389 z późn. zm.)
ustawa – Prawo energetyczne	ustawa z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2019 r. poz. 755 i 730)
ustawa nowelizująca	ustawa z 26 lipca 2013 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2013 r. poz. 984)
ustawa zmieniająca	ustawa z 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz zmianie niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2010 r. Nr 21, poz. 104)
ustawa z 7 lipca 2016 r.	ustawa z 7 lipca 2016 r. o zmianie ustawy o podatku od towarów i usług oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2016 r. poz. 1052 i 1165)
ustawa z 22 lipca 2016 r.	ustawa z 22 lipca 2016 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2016 r. poz. 1165 i 1986)
ustawa z 30 listopada 2016 r.	ustawa z 30 listopada 2016 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2016 r. poz. 1986)
ustawa o biopaliwach	ustawa z 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (Dz. U. z 2018 r. poz. 1344 z późn. zm.)
ustawa o rynku mocy	ustawa z 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2018 r. poz. 9 z późn. zm.)
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 2018 r. poz. 1323)



## WSTĘP

Zgodnie z treścią art. 23 ust. 2a i 2c ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE sporządza i przedstawia ministrowi właściwemu do spraw gospodarki, co 2 lata, w terminie do 30 czerwca danego roku, raport przedstawiający i oceniający:

- 1) warunki podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej,
- 2) realizację planów, o których mowa w art. 16 ust. 2 i 4 ustawy – Prawo energetyczne, z uwzględnieniem zamierzeń inwestycyjnych wynikających ze sprawozdania, o którym mowa w art. 15b ust. 3 tej ustawy, w dalszej części zwany także „raportem”.

Raport ten, zgodnie z treścią przywołanego wyżej przepisu, swym zakresem obejmuje funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego i gazowego oraz informacje o projektach inwestycyjnych znajdujących się w obszarze zainteresowania Unii Europejskiej.

Tegoroczny raport przedstawia i ocenia warunki podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w latach 2017-2018 w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej i paliw gazowych oraz realizację planów rozwoju operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych elektroenergetycznych i gazowych, z uwzględnieniem zamierzeń inwestycyjnych wynikających ze sprawozdań z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i paliw gazowych.

## CZĘŚĆ I

### **1. Gromadzenie i przekazywanie do Komisji Europejskiej informacji o projektach inwestycyjnych będących w obszarze zainteresowania Unii Europejskiej (art. 23 ust. 2 pkt 19 ustawy – Prawo energetyczne)**

Zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 19 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE jest zobowiązany do gromadzenia informacji dotyczących istniejącej, będącej w budowie lub planowanej infrastruktury energetycznej w sektorach:

- a) gazu ziemnego i energii elektrycznej, w tym energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii, z wyłączeniem infrastruktury dotyczącej wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego,
- b) biopaliw ciekłych, o których mowa w ustawie o biokomponentach i paliwach ciekłych;  
– znajdujących się w obszarze zainteresowania Unii Europejskiej i przekazywanie ich do ministra właściwego do spraw energii, w terminie do 15 lipca roku sprawozdawczego, o którym mowa w rozporządzeniu 256/2014 w zakresie określonym w pkt 2-4 załącznika do tego rozporządzenia.

Powyższy obowiązek wynika z rozporządzenia 256/2014 oraz rozporządzenia 1113/2014.

Zgodnie z art. 9t ustawy – Prawo energetyczne przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, w tym w instalacjach odnawialnego źródła energii z wyłączeniem wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego, przesyłaniem energii elektrycznej lub paliw gazowych, magazynowaniem paliw gazowych, skraplaniem gazu ziemnego lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego oraz podmioty realizujące lub planujące realizację projektów inwestycyjnych wykonują obowiązek określony w rozporządzeniu 256/2014 poprzez przekazanie Prezesowi URE informacji dotyczących infrastruktury energetycznej w sektorach gazu ziemnego i energii elektrycznej, w zakresie określonym w pkt 2 i 3 załącznika do tego rozporządzenia. Z kolei zgodnie z art. 30 ust. 2a ustawy o biopaliwach, producenci i podmioty realizujące lub planujące realizację projektów inwestycyjnych są zobowiązane do przekazywania Prezesowi URE informacji dotyczących infrastruktury energetycznej służącej do wytwarzania biopaliw ciekłych, w zakresie instalacji, które mogą produkować lub rafinować biopaliwa ciekłe (instalacje o zdolności co najmniej 50 000 ton/rok).

W związku z powyższym, 26 kwietnia 2017 r. Prezes URE opublikował Informację nr 31/2017 w sprawie gromadzenia informacji dotyczących istniejącej, będącej w budowie lub planowanej infrastruktury energetycznej. Regulator poinformował przedsiębiorstwa energetyczne o obowiązku przesyłania informacji dotyczących infrastruktury energetycznej w zakresie określonym w rozporządzeniu 256/2014 według wzorca określonego w załączniku do rozporządzenia 1113/2014.

Po zebraniu danych, zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 19 ustawy – Prawo energetyczne, zostały one przekazane w lipcu 2017 r. do ministra energii, który jest organem odpowiedzialnym za przekazywanie do Komisji Europejskiej informacji dotyczących infrastruktury energetycznej, o których mowa w rozporządzeniu 256/2014.

W 2018 r. rozporządzenie 256/2014 zostało uchylone. 15 października 2018 r. w Dzienniku Urzędowym UE zostało opublikowane rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 2018/1504 z 2 października 2018 r. uchylające rozporządzenie (UE) nr 256/2014 w sprawie zgłaszania Komisji projektów inwestycyjnych dotyczących infrastruktury energetycznej w Unii Europejskiej. Rozporządzenie weszło w życie 4 listopada 2018 r.

## **2. Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (art. 23 ust. 2 pkt 20 ustawy – Prawo energetyczne)**

### **2.1. Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie zasad zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych, z którymi istnieją wzajemne połączenia, we współpracy z właściwymi organami państw członkowskich Unii Europejskiej lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym (EOG)**

#### **2.1.1. Zasady zarządzania ograniczeniami**

Zasady dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi połączeń międzysystemowych są uregulowane w rozporządzeniu 714/2009 (w tym w załączniku nr 1 do tego rozporządzenia), oraz w rozporządzeniu 2015/1222 (dotyczącym alokacji krótkoterminowej i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi) i rozporządzeniu 2016/1719 (dotyczącym alokacji długoterminowej).

W latach 2017-2018 zdolności przesyłowe były wyznaczane i oferowane oddzielnie dla: profilu synchronicznego (obejmującego połączenia wzajemne z Niemcami, Czechami oraz Słowacją), połączenia stałoprądowego ze Szwecją, połączenia stałoprądowego z Litwą oraz dla połączenia z Ukrainą (połączenie promieniowe Zamość-Dobrotwór). Na każdym z tych połączeń wykorzystywano metodę wyznaczania opartą na zdolnościach przesyłowych netto (NTC) z uwzględnieniem warunków bilansowych, przy czym:

- dla profilu synchronicznego (tj. profilu technicznego obejmującego połączenia z obszarami regulacyjnymi OSP 50Hertz Transmission GmbH, ČEPS, a.s. i SEPS, a.s.) wyznaczano zdolności przesyłowe dla importu i eksportu dla potrzeb aukcji rocznych, aukcji miesięcznych, aukcji dobowych oraz w ramach procedury dnia bieżącego,
- dla połączeń ze Szwecją i Litwą wyznaczano zdolności przesyłowe dla eksportu i importu wyłącznie dla potrzeb aukcji dobowych,
- dla połączenia promieniowego Zamość-Dobrotwór wyznaczano zdolności przesyłowe jedynie dla importu dla potrzeb przetargów miesięcznych.

Zdolności przesyłowe oferowano w ramach obowiązujących procedur przetargowych z wykorzystaniem dedykowanych platform informatycznych.

W latach 2017-2018 PSE S.A. oferowały i alokowały zdolności przesyłowe:

#### **1) na profilu synchronicznym:**

- w 2017 r. na podstawie opracowanych w ramach ENTSO-E zasad alokacji dla horyzontu długoterminowego (ang. *Allocation Rules for Forward Capacity Allocation*), w których uczestniczyło 20 OSP z 17 państw (50Hertz Transmission GmbH, RTE Réseau de Transport d'électricité, Red Eléctrica de España, S.A.U., ČEPS, a.s., TransnetBW GmbH, Elia System Operator SA, MAVIR Hungarian Independent Transmission Operator Company Ltd., Energinet.dk

SOV, an Independent Public Enterprise, Croatian Transmission System Operator Ltd., PSE S.A, Independent Power Transmission Operator S.A., Amprion GmbH, Swissgrid AG, Austrian Power Grid AG, Slovenská elektrizačná prenosová sústava, a.s. TENNET TSO B.V., ELES, Ltd., Statnett SF, Tennet TSO GmbH, Terna – Rete Elettrica Nazionale Società per Azioni), a w 2018 r. na podstawie zatwierdzonego decyzją ACER z 2 października 2017 r. ujednoliconego regulaminu alokacji długoterminowych praw przesyłowych zgodnie z art. 51 rozporządzenia 2016/1719 (ang. *Harmonised allocation rules for long-term transmission rights in accordance with Article 51 of Commission Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation*) obowiązujących 31 OSP elektroenergetycznych z 24 państw (tj.: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Austrian Power Grid AG, AS Augstsprieguma tikls, BritNed Development Limited, ČEPS a.s., Creos Luxembourg S.A., Croatian Transmission System Operator Ltd. (HOPS d.o.o.), EirGrid Interconnector DAC, EirGrid plc, Elering AS, ELES d.o.o., Elia System Operator S.A., Energinet.dk, Electroenergien Systemen Operator EAD, Independent Power Transmission Operator S.A., Litgrid AB, MAVIR Hungarian Independent Transmission Operator Company Ltd., Moyle Interconnector Limited, National Grid Electricity Transmission plc, National Grid Electricity Interconnectors Limited, PSE S.A., Red Eléctrica de España S.A.U., Rede Eléctrica Nacional S.A., Réseau de Transport d'Électricité, Slovenská elektrizačná prenosová sústava, a.s., System Operator for Northern Ireland Ltd., TENNET TSO BV, Tennet TSO GmbH, Terna – Rete Elettrica Nazionale SpA, Compania Nationala de Transport al Energiei Electrice "TRANSELECTRICA" S.A., TransnetBW GmbH);

- na podstawie opracowanych w ramach inicjatywy regionalnej zasad alokacji dla horyzontu dobowego (ang. *Rules for Daily Capacity Allocation on borders of CEE region and borders Croatia-Hungary and Croatia-Slovenia*), w których uczestniczyło 9 operatorów systemów przesyłowych elektroenergetycznych z 8 krajów (tj.: 50Hertz Transmission GmbH, ČEPS, a.s., MAVIR Hungarian Independent Transmission Operator Company Ltd., Croatian Transmission System Operator Ltd., PSE S.A., Austrian Power Grid AG, Slovenská elektrizačná prenosová sústava, a.s., ELES d.o.o., Tennet TSO GmbH).

Alokacja zdolności przesyłowych realizowana była w ramach skoordynowanych przetargów typu *explicit* (tj. umożliwiających alokację zdolności przesyłowych w sposób wyodrębniony z obrotu energią elektryczną) organizowanych przez wspólne biuro aukcyjne Joint Allocation Office S.A. (JAO), którego właścicielami są OSP, w tym PSE S.A. Procedurę zarządzania ograniczeniami przesyłowymi oraz alokację przeprowadzano zgodnie z corocznie aktualizowanymi przez OSP zasadami alokacji dla horyzontu długoterminowego (ang. *Allocation Rules for Forward Capacity Allocation*) oraz opracowanymi w ramach inicjatywy regionalnej CEE zasadami alokacji dla horyzontu dobowego (ang. *Daily Auction Rules (CEE)*). W razie konieczności zasady te są aktualizowane na każdy kolejny rok kalendarzowy przez wszystkich zaangażowanych OSP i publikowane na stronie internetowej JAO.

Zgodnie z decyzją krajowych organów regulacyjnych, w październiku 2018 r. JAO została ustanowiona wspólną platformą alokacji w rozumieniu m.in. art. 48 i 49 rozporządzenia 2016/1719.

Alokacja zdolności przesyłowych odbywała się w ramach przetargu rocznego (okres rezerwacji od 1 stycznia do 31 grudnia), przetargów miesięcznych (okres rezerwacji od 1 dnia miesiąca do ostatniego dnia miesiąca) oraz przetargów dobowych (rezerwacja dla każdej godziny doby handlowej). Zdolności przesyłowe alokowano na podstawie złożonych ofert, w drodze optymalizacji maksymalizującej wartość rynkową zgłoszonych ofert, w wyniku której wyznaczany był zestaw akceptowanych ofert uczestników rynku z określonymi wolumenami alokowanych mocy oraz ceny przetargowe na każdym z kierunków przesyłu;

- PSE S.A. udostępniały również zdolności przesyłowe na rynku dnia bieżącego. Alokacje te przeprowadzano w ramach skoordynowanego procesu, w którym oprócz PSE S.A. uczestniczyło 6 OSP: 50Hertz Transmission GmbH, ČEPS, a.s., SEPS, a.s., Austrian Power Grid AG, Hungarian Independent Transmission Operator Company Ltd. i TenneT TSO GmbH. Proces realizowano za pośrednictwem systemu DAMAS. Administratorem tego systemu jest czeski OSP – ČEPS, a.s., który pełni funkcję biura aukcyjnego. ČEPS, a.s. na podstawie wielostronnej umowy zawartej pomiędzy wymienionymi OSP wykonuje na rzecz pozostałych OSP, w tym PSE S.A., zadania polegające na alokowaniu zainteresowanym podmiotom zdolności przesyłowych na rynku dnia bieżącego. Zasady zarządzania ograniczeniami oraz alokacji zdolności przesyłowych zostały

określone w dokumencie „CEE Intraday Capacity Allocation and Nomination Procedure – The Trader Guide” opublikowanym na stronie internetowej ČEPS a.s.,

2) na połączeniu ze Szwecją – SwePol Link oraz na połączeniu z Litwą – LitPol Link:

Na rynkach dnia następnego w ramach mechanizmu łączenia rynku (*ang. market coupling*), przy zastosowaniu aukcji typu *implicit*, tj. umożliwiających łączne alokowanie energii elektrycznej i zdolności przesyłowych. Łączenie rynków było realizowane przez giełdy energii, tj. TGE S.A. i Nord Pool AS.

Na połączeniu SwePol Link OSP Polski i Szwecji (Svenska kraftnät) udostępniali zdolności przesyłowe, przyjmowali i nominowali zgłoszone przez giełdy grafiki przesyłu, gwarantując alokowane wielkości. Na połączeniu LitPol Link OSP Polski i Litwy (Litgrid AB) prowadzili takie same działania.

Zasady alokacji zdolności przesyłowych na połączeniu Polska – Szwecja oraz rozliczeń z tego tytułu zostały określone w czterostronnej umowie zawartej między Nord Pool AS, PSE S.A., Svenska kraftnät i TGE S.A, a na połączeniu Polska – Litwa w czterostronnej umowie zawartej między Litgrid AB, Nord Pool AS, PSE S.A. i TGE S.A.

Alokacja zdolności przesyłowych na połączeniach Polska – Litwa i Polska – Szwecja odbywała się w ramach jednolitego europejskiego mechanizmu łączenia rynków Multi-Regional Coupling MRC. W związku z tym, że TGE S.A. stała się pełnoprawnym członkiem tego projektu, konieczna była zmiana wyżej opisanych umów, skutkująca m.in. przesunięciem czasu zamknięcia bramki składania ofert dla rynku polskiego z godziny 11:30 na godzinę 12:00.

W celu sprostania wymogom bezpieczeństwa związanych z dostępnością dostatecznych rezerw mocy wytwórczych w Polsce, w latach 2017-2018 stosowano tzw. ograniczenia alokacji, przez które, zgodnie z art. 2 pkt 6 rozporządzenia 2015/1222, należy rozumieć ograniczenia, których należy przestrzegać podczas alokacji zdolności przesyłowych i które są potrzebne, aby utrzymać system przesyłowy w granicach bezpieczeństwa pracy, a które nie zostały przełożone na międzyobszarowe zdolności przesyłowe, lub które są potrzebne do zwiększenia efektywności alokacji zdolności. Stosowane ograniczenia alokacji są dwukierunkowe, z niezależnymi wartościami dla kierunków do Polski i z Polski. Są one realizowane w procesie łączenia rynków.

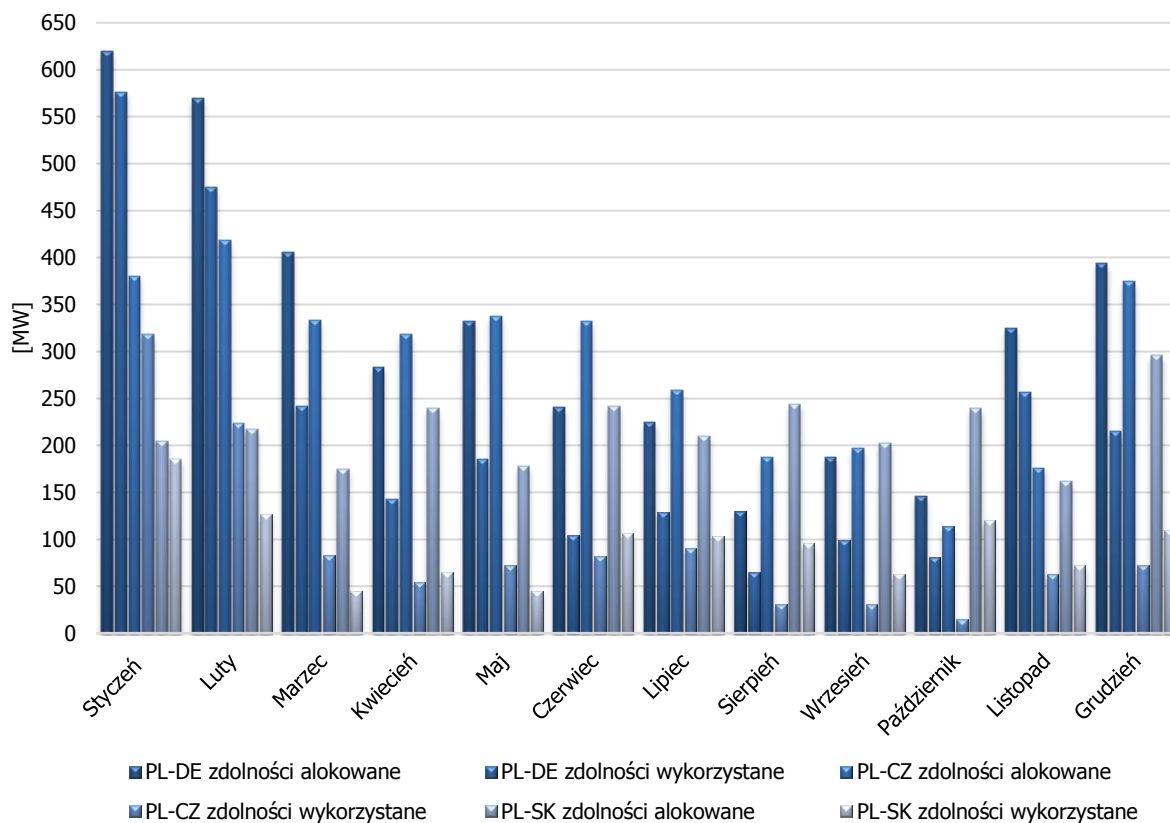
W celu lepszego wykorzystania dostępnej infrastruktury połączeń SwePol Link oraz LitPol Link, OSP Polski, Szwecji i Litwy w koordynacji z Nord Pool AS i TGE S.A, 1 lipca 2017 r. uruchomili tzw. polski obszar optymalizacji (PLA) między polski obszarem rynkowym (PL) a obszarami rynkowymi Szwecji (SE4) i Litwy (LT) umożliwiając bezpośrednio zdefiniowanie łącznych ograniczeń alokacji dla obu połączeń. Zdolności przesyłowe pomiędzy obszarami polski (PL) a PLA stanowią ograniczenia alokacji, podczas gdy zdolności pomiędzy PLA a SE4 i PLA a LT reprezentują zdolności transgraniczne.

Uruchomienie obszaru PLA przyczyniło się do zwiększenia wolumenów zdolności wymiany transgranicznej oferowanych i alokowanych na połączeniach SwePol Link i LitPol Link oraz umożliwiło handlową wymianę energii pomiędzy szwedzkim obszarem rynkowym SE4 i litewskim obszarem rynkowym z wykorzystaniem infrastruktury przesyłowej KSE, w sytuacjach w których taka wymiana wynikała z warunków rynkowych, w tym również w sytuacjach, w których ze względu na występujące ograniczenia alokacji eksport lub import energii z lub do KSE nie był możliwy,

3) na połączeniu z Ukrainą (Zamość-Dobrotwór)

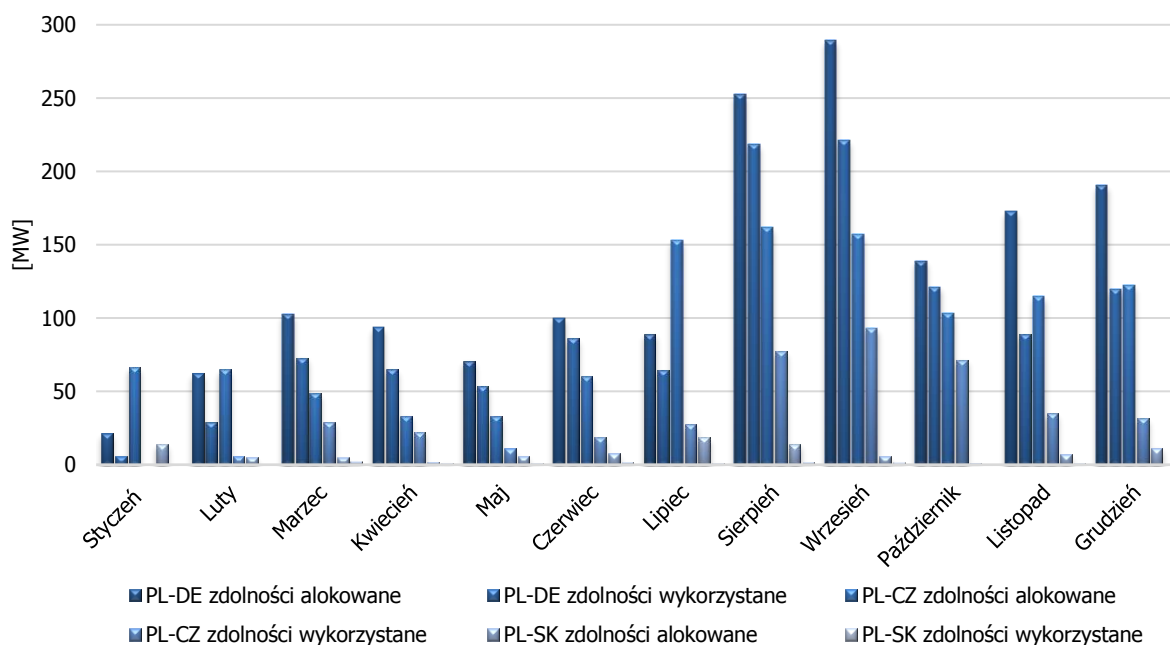
Alokacja miała miejsce w formie przetargów miesięcznych typu *explicit*. Są to przetargi nieskoordynowane (jednostronne w kierunku z Ukrainy do Polski).

**Rysunek 1.** Zestawienie średnich miesięcznych zdolności przesyłowych, alokowanych i wykorzystanych w kierunku eksportu w 2017 r. na połączeniach synchronicznych [MW]



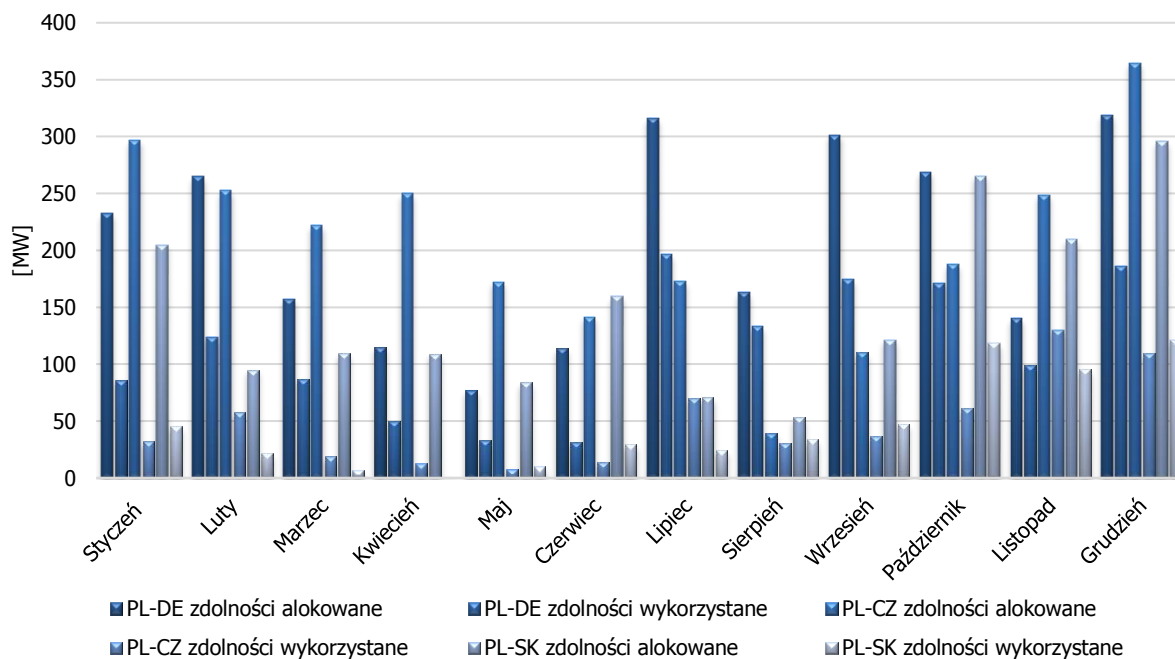
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

**Rysunek 2.** Zestawienie średnich miesięcznych zdolności przesyłowych, alokowanych i wykorzystanych w kierunku importu w 2017 r. na połączeniach synchronicznych [MW]



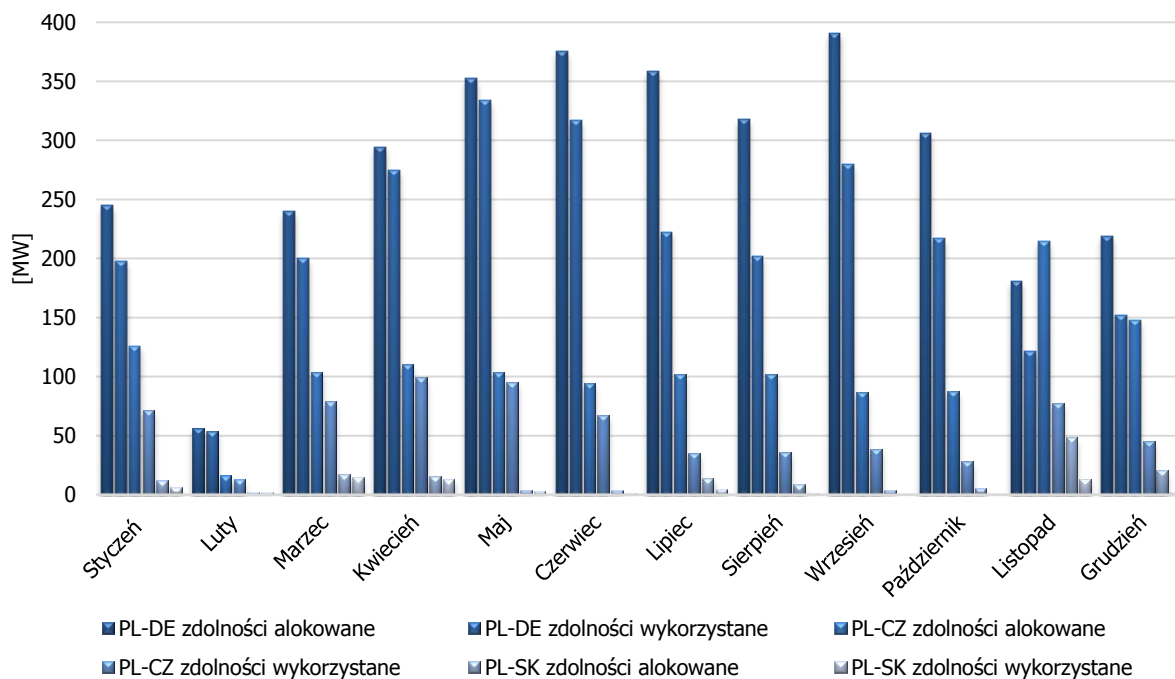
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

**Rysunek 3.** Zestawienie średnich miesięcznych zdolności przesyłowych, alokowanych i wykorzystanych w kierunku eksportu w 2018 r. na połączeniach synchronicznych [MW]



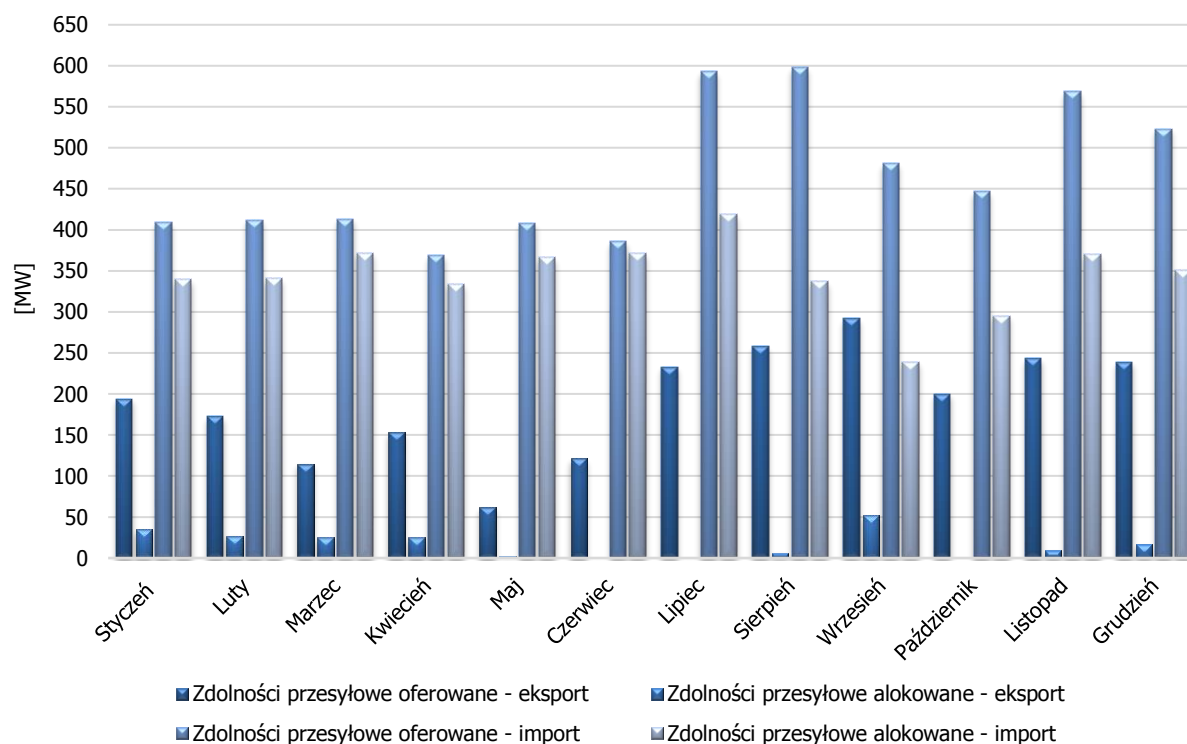
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

**Rysunek 4.** Zestawienie średnich miesięcznych zdolności przesyłowych, alokowanych i wykorzystanych w kierunku importu w 2018 r. na połączeniach synchronicznych [MW]



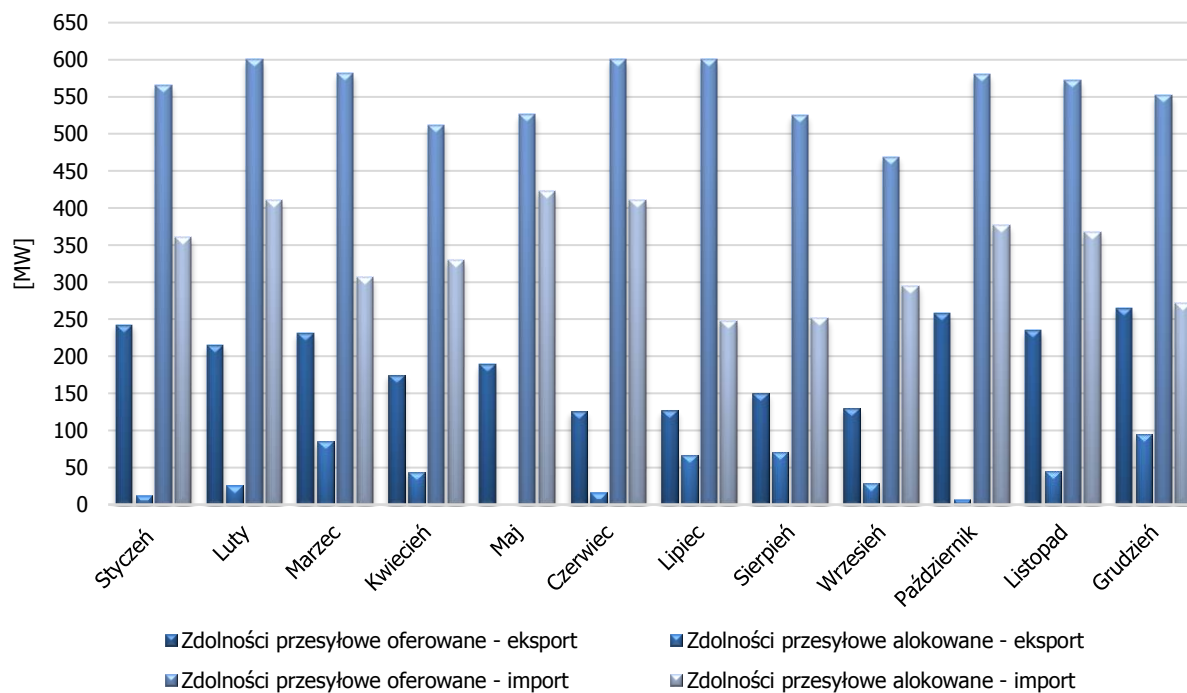
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

**Rysunek 5.** Zestawienie średnich miesięcznych zdolności przesyłowych, oferowanych i alokowanych w kierunku eksportu i importu w 2017 r. na połączeniu Polska-Szwecja [MW]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

**Rysunek 6.** Zestawienie średnich miesięcznych zdolności przesyłowych, oferowanych i alokowanych w kierunku eksportu i importu w 2018 r. na połączeniu Polska-Szwecja [MW]

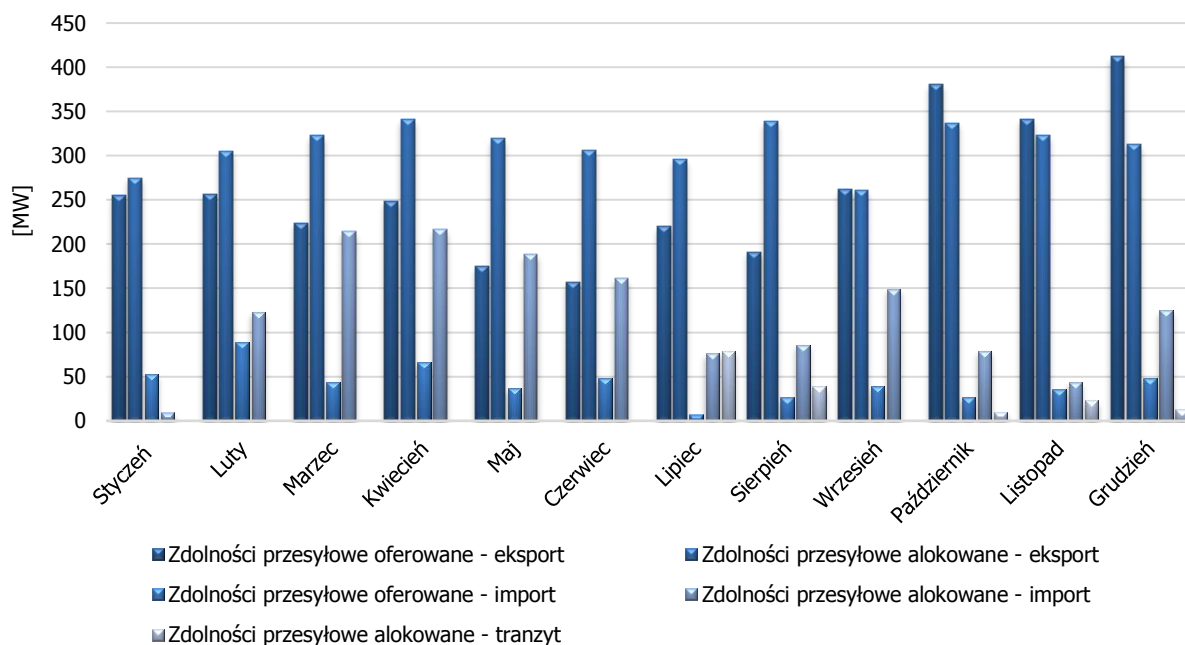


Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.



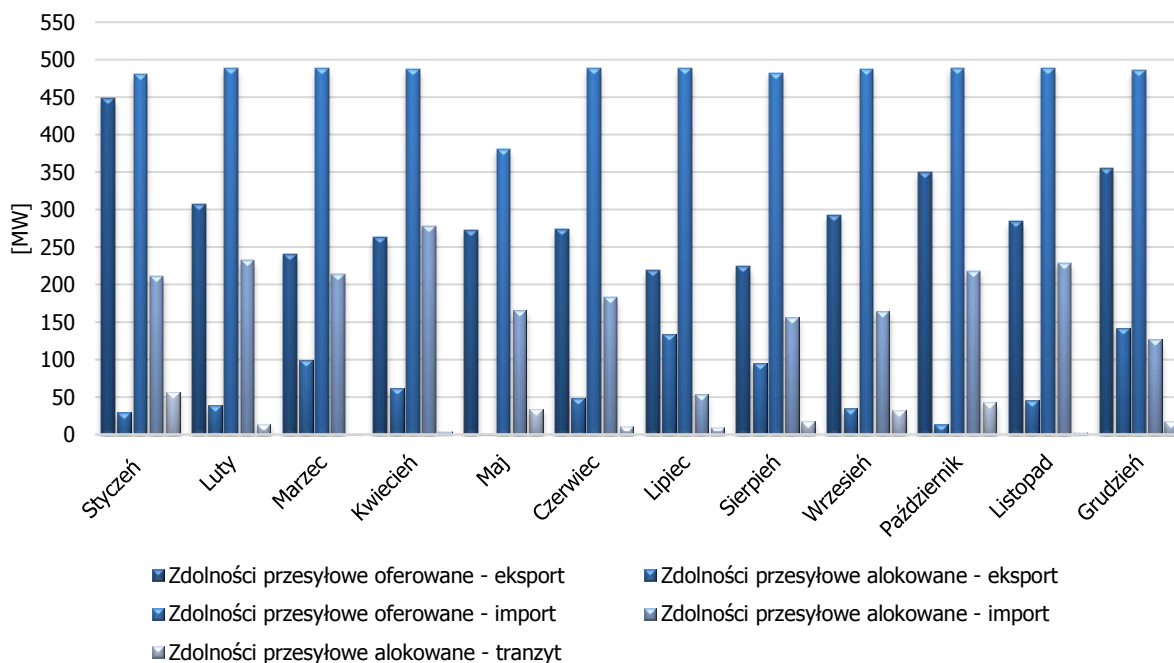
Warto zauważyć, że ilość oferowanych i alokowanych zdolności przesyłowych w drugiej połowie 2017 r. nieznacznie wzrosła, co wynika z uruchomienia tzw. polskiego obszaru optymalizacji (PLA) między polski obszarem rynkowym (PL) a obszarami rynkowymi Szwecji (SE4) i Litwy (LT).

**Rysunek 7.** Zestawienie średnich miesięcznych zdolności przesyłowych, oferowanych i alokowanych, w kierunku eksportu i importu w 2017 r. na połączeniu Polska-Litwa [MW]. Na wykresie uwzględniono także oferowane oraz alokowane w okresie lipiec-grudzień zdolności przesyłowe dla celów tranzytu ze Szwecji na Litwę. Przepływów tranzytowych z kierunku Litwy do Szwecji w 2017 r. nie odnotowano



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

**Rysunek 8.** Zestawienie średnich miesięcznych zdolności przesyłowych, oferowanych i alokowanych, w kierunku eksportu i importu w 2018 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 2018 r. nie odnotowano



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.



Po uruchomieniu w drugiej połowie 2017 r. tzw. polskiego obszaru optymalizacji (PLA) między polskim obszarem rynkowym (PL) a obszarami rynkowymi Szwecji (SE4) i Litwy (LT), zaobserwowano wystąpienie przepływów tranzytowych ze Szwecji na Litwę.

Do kompetencji Prezesa URE, zgodnie z przepisami ustawy – Prawo energetyczne (art. 23 ust. 2 pkt 11b), należy zatwierdzanie metod alokacji i zarządzania ograniczeniami stosowanych na połączeniach Polski z innymi krajami UE i kontrola ich zgodności z rozporządzeniem 714/2009.

W omawianym okresie na połączeniach ze Szwecją oraz Litwą funkcjonowały metody alokacji zdolności przesyłowych zatwierdzone przez Prezesa URE w 2015 r.

Postępowanie o zatwierdzenie metod alokacji zdolności przesyłowych na granicach Polski z Niemcami, Czechami oraz Słowacją w ramach tzw. profilu technicznego (połączenia synchroniczne) prowadzone przez Prezesa URE z wniosku PSE S.A. nie zostało zakończone.

W latach 2017-2018 miały miejsce intensywne prace OSP, NEMO, organów regulacyjnych i ACER związane z wdrożeniem rozporządzenia 2015/1222 i rozporządzenia 2016/1719, przedmiotem których jest ustalenie wspólnych dla państw członkowskich UE lub dla poszczególnych regionów wyznaczania zdolności przesyłowych warunków i metod określających m.in. zasady alokacji i zarządzania ograniczeniami systemowymi.

### 2.1.2. Ocena kalkulacji mocy przesyłowych

Techniczne możliwości wymiany międzysystemowej określane są oddzielnie dla: profilu synchronicznego, połączenia stałoprądowego ze Szwecją oraz Litwą i pracującej promieniowo linii 220 kV Zamość-Dobrotwór (Ukraina).

W każdym przypadku wykorzystywana jest metodyka NTC z uwzględnieniem warunków bilansowych w KSE, przy czym:

- dla profilu synchronicznego wyznaczane są wartości NTC dla importu i eksportu dla potrzeb aukcji rocznej, aukcji miesięcznych, aukcji dobowych oraz w ramach procedury dnia bieżącego,
- dla połączenia stałoprądowego ze Szwecją i Litwą wyznaczane są wartości NTC dla eksportu i importu wyłącznie dla potrzeb aukcji dobowych,
- dla połączenia promieniowego Zamość-Dobrotwór wyznaczane są wartości NTC dla importu dla potrzeb przetargów miesięcznych.

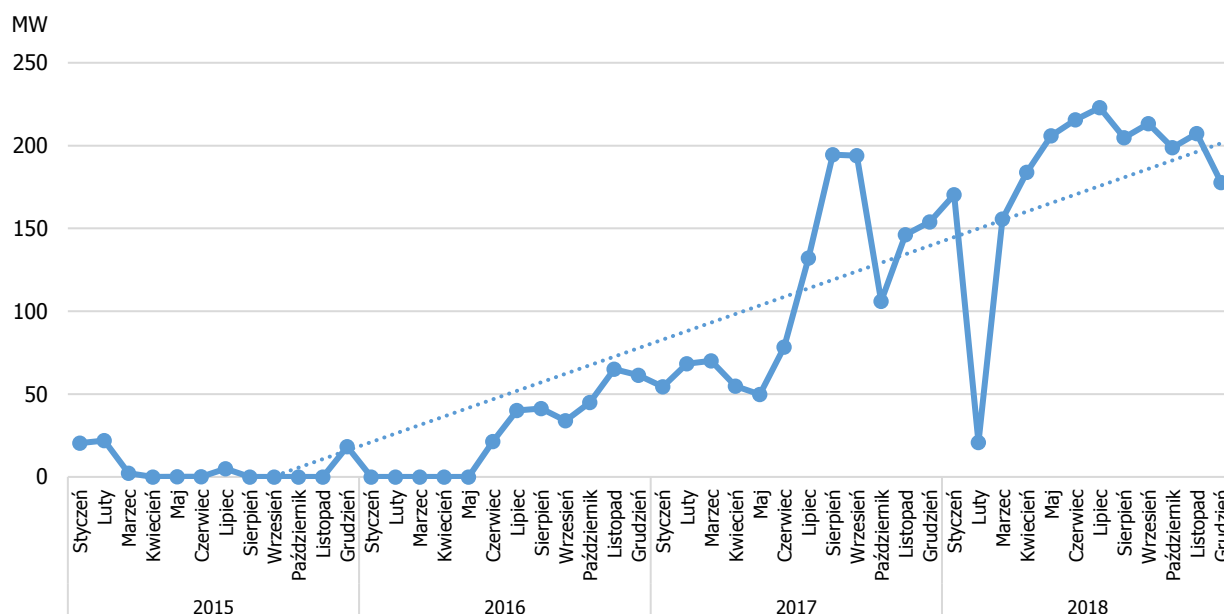
Obliczenia zdolności przesyłowych wykonywane są z wykorzystaniem optymalnego dla danego horyzontu czasowego modelu matematycznego, w którym reprezentowane są systemy krajów sąsiednich. Stosowane w obliczeniach marginesy bezpieczeństwa uwzględniają realnie możliwy wpływ czynników zewnętrznych na pracę polskiego systemu. Mimo zastosowania specjalnych układów pracy sieci, w celu eliminacji identyfikowanych zagrożeń w pracy sieci, konieczne było stosowanie dodatkowych środków zaradczych, w tym *cross-border redispatchingu*.

Wyznaczając dostępne zdolności przesyłowe, PSE S.A. kieruje się kryterium niezawodności pracy systemu, w tym kryterium „n-1” (wyłączenie pojedynczej linii wymiany międzysystemowej, linii krajowego systemu elektroenergetycznego lub linii sąsiedniego systemu elektroenergetycznego nie może spowodować awarii w systemie) oraz bierze pod uwagę prognozowane warunki pogodowe, generację elektrowni wiatrowych w Niemczech, niezgodnione przepływy wyrównawcze, zachowania uczestników rynku, zdarzenia losowe, błędy modelowania i obliczeniowe.

W ramach mechanizmu zarządzania ograniczeniami PSE S.A. wyznacza zdolności przesyłowe netto (NTC – *Net Transfer Capacity*) oraz margines bezpieczeństwa przesyłu (TRM – *Transmission Reliability Margin*). Zdolności przesyłowe są wyznaczane na profilu technicznym, tj. sumie przekrojów granicznych systemów zarządzanych przez operatorów z Polski oraz Niemiec, Czech i Słowacji. Takie rozwiązanie jest przyjęte z powodu występujących w regionie Europy Środkowo-Wschodniej znacznych przepływów kołowych i związanej z tym istotnej współzależności dostępnych zdolności przesyłowych na poszczególnych granicach. Wzrost ilości przepływów nieplanowych w ciągu ostatnich lat skutkuje coraz mniejszą dostępnością transgranicznych zdolności przesyłowych dla polskich uczestników rynku, szczególnie w kierunku importu. Jest to spowodowane m.in. trudnościami w prognozowaniu fizycznych przepływów transgranicznych wynikających z transakcji handlowych. Uzyskane wartości NTC oferowane były w ramach obowiązujących procedur przetargowych z wykorzystaniem dedykowanych platform informatycznych.

Poniżej na rysunku przedstawiono średnie miesięczne wielkości zdolności przesyłowych oferowanych w latach 2015-2018 na połączeniach synchronicznych w kierunku importu do Polski.

**Rysunek 9.** Uśrednione wartości zdolności przesyłowych oferowanych w ramach skoordynowanych aukcji (dobowych oraz w dniu realizacji dostaw) w latach 2015-2018 w kierunku importu na połączeniach synchronicznych



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

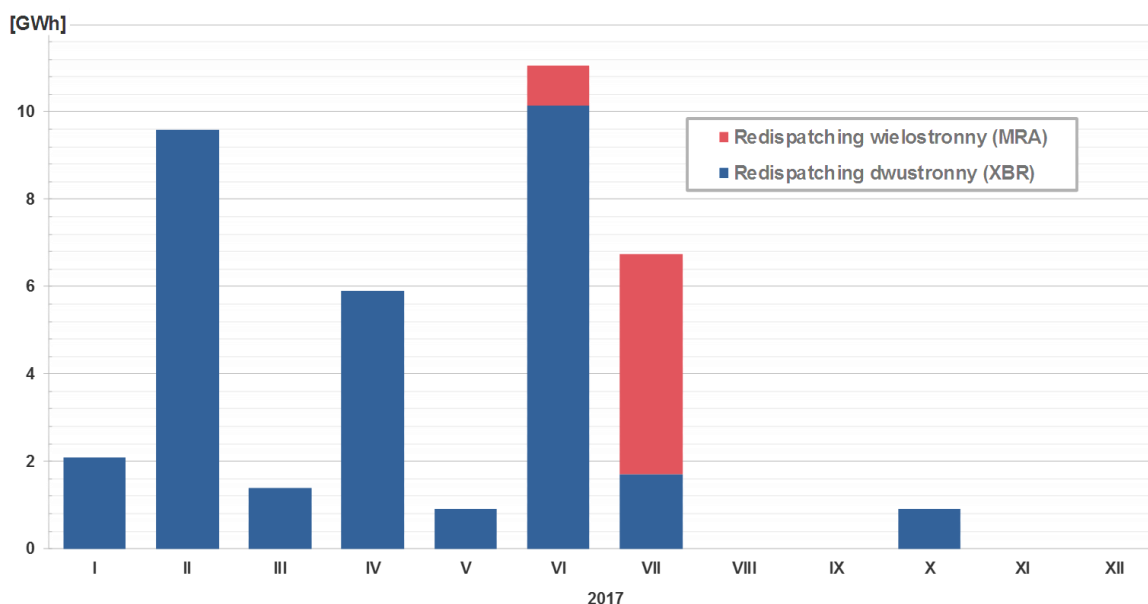
W latach 2017-2018, podobnie jak w latach wcześniejszych, podejmowane były międzyoperatorskie działania zaradcze, tj. środki o charakterze doraźnym mające na celu zapewnienie bezpiecznej pracy połączonych systemów. Działania te obejmowały bilateralne dostawy operatywne (Cross-Border Redispatching – XBR) oraz dostawy wielostronne (Multilateral Remedial Actions – MRA).

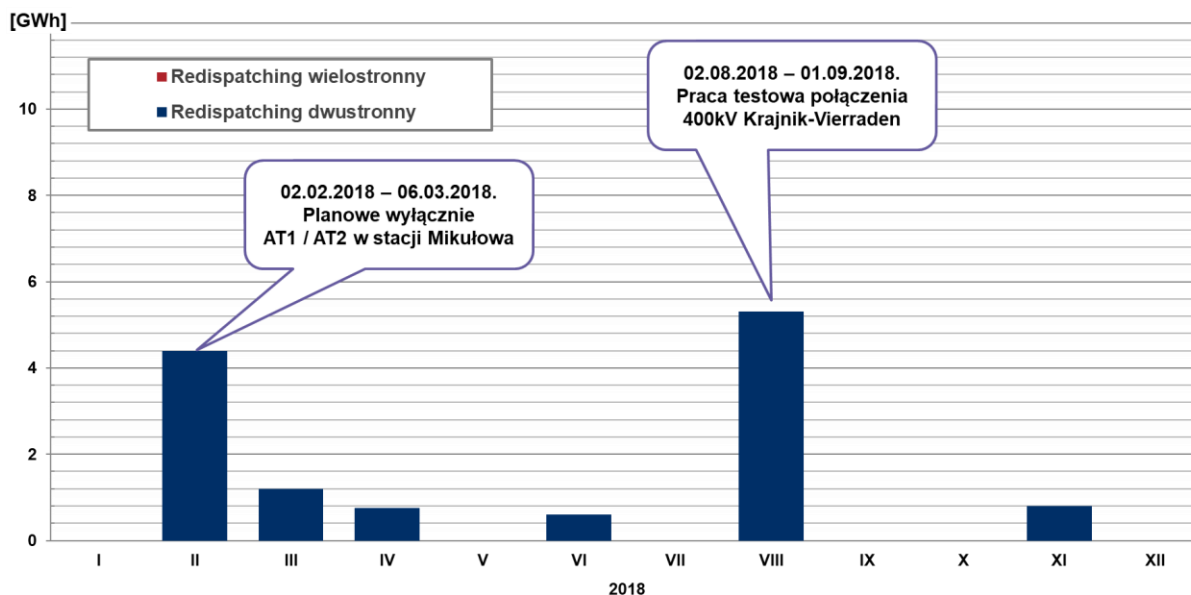
Sumaryczna wielkość zrealizowanych w 2018 r. dostaw operatywnych wielostronnych MRA wyniosła ok. 1,50 GWh, a w 2017 r. odpowiednio ok. 5,95 GWh.

Natomiast sumaryczna wielkość dostaw operatywnych bilateralnych XBR zrealizowanych w 2018 r. na przekroju Niemcy – Polska wyniosła ok. 13,05 GWh, a w 2017 r. odpowiednio ok. 32,65 GWh.

Szczegóły działań zaradczych w poszczególnych miesiącach 2017 r. i 2018 r. przedstawia poniższy rysunek.

**Rysunek 10.** Miesięczne wielkości XBR i MRA niezbędne dla zapewnienia bezpieczeństwa (kryterium N-1) na przekroju Niemcy – Polska





Źródło: PSE S.A.

Dla zapewnienia bezpiecznej pracy sieci przesyłowej w KSE w układzie systemów połączonych wykorzystywany jest fizyczny przesuwnik fazowy (dalej: „pPST” lub „PST”). Zgodnie z umową pomiędzy PSE S.A. a 50Hertz, w 2016 r. PSE S.A. uruchomiła przesuwniki fazowe 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 po stronie niemieckiej, efektywna regulacja przepływów za pomocą przesuwników zainstalowanych w stacji Mikułowa wymagała czasowego wyłączenia linii 220 kV Krajnik – Vierraden, stanowiącej najsłabszy i często przeciążający się element profilu Polska – Niemcy. Tymczasowe wyłączenie linii Krajnik – Vierraden przyczynia się do utrzymania bezpiecznej pracy sieci przesyłowych w Polsce i Niemczech, nawet w przypadku dużego obciążenia połączenia polsko-niemieckiego przez przepływy niegrafikowe w 2017 r. i w pierwszej połowie 2018 r. Dopiero 2 sierpnia 2018 r. załączono do pracy testowej zmodernizowane połączenie Krajnik – Vierraden. Połączenie jest obecnie przystosowane do pracy na 380/400 kV, a po stronie niemieckiej (w stacji Vierraden) zainstalowano 2 z 4 przewidzianych przesuwników fazowych. Niepełny układ przesuwników jest wynikiem braku przebudowy do napięcia 380 kV wychodzących ze stacji Vierraden linii 220 kV, co skutkowało koniecznością wstawienia dwóch tymczasowych transformatorów 380/220 kV w miejscach przewidzianych dla kolejnych dwóch przesuwników. Praca testowa zakończyła się 1 września 2018 r., jednak połączenie było jeszcze okresowo uruchamiane w trakcie modernizacji w stacji Mikułowa.

Planowe prace w stacji Mikułowa przeprowadzono w listopadzie i grudniu 2018 r., po szczegółowych ustaleniach ze stroną niemiecką oraz po skoordynowaniu wyłączeń w regionie – w trakcie modernizacji wystąpiły okresy, gdy Polska nie miała żadnego połączenia z Niemcami.

Tymczasowe wyłączenie linii Krajnik – Vierraden w 2016 r. spowodowało obniżenie przepływów fizycznych i niegrafikowych. Ich poziom w 2018 r. był podobny do tego z 2017 r., za wyjątkiem wartości w sierpniu 2018 r. – z uwagi na pracę testową połączenia Krajnik – Vierraden.

Nastawy PST w stacji Mikułowa są dobierane w ramach regionalnego procesu planowania operacyjnego w dniu D-1 (tzw. procesu Day Ahead Congestion Forecast (DACF) realizowanego pod nadzorem TSCNET) i następnie korygowane w ramach procesu Intra Day Congestion Forecast (IDCF). Takie podejście powoduje, że PST nie są z góry ustawione na odpychanie energii wpływającej z Niemiec do Polski, ani na odpychanie energii wpływającej z Polski do Niemiec. Ewentualne zastosowanie możliwości regulacyjnych PST ma miejsce wyłącznie wtedy, jeśli jest to niezbędne z punktu widzenia bezpieczeństwa pracy granicy DE-PL. Doświadczenia z dotychczasowego użytkowania PST pokazały jednak, że w praktyce muszą one być wykorzystywane niemal codziennie. W wyniku regionalnych uzgodnień mających na celu usprawnienie procesu planowania operacyjnego oraz uzgadniania nastaw PST, począwszy od 22 czerwca 2016 r., tj. od momentu uruchomienia PST, ich nastawy przyjmowane w pierwszej iteracji procesu DACF odpowiadają wartościom oszacowanym w procesie WAPP (Week Ahead Planning Process) realizowanym przez niemieckich OSP.

Należy również podkreślić, że regionalny proces DACF, w którym ustalane są nastawy PST jest realizowany już po procesie wyznaczenia i alokacji zdolności przesyłowych (tzn. po zamknięciu tzw. rynku dnia następnego), a przewidywane przepływy na granicy DE-PL uwzględniają przepływy handlowe realizowane z wykorzystaniem udostępnionych zdolności przesyłowych. Finalne nastawy wynikają z iteracji w procesie IDCF, ew. mogą być korygowane w trybie operacyjnym.

W 2017 r. wykorzystanie przesuwników w SE Mikułowa, rozumiane jako ustawienie zaczełów w pozycji niezerowej (innej niż neutralna), miało miejsce w 60% godzin pracy PST w skali całego roku, z czego konieczność nastawienia położenia zaczełów w pozycji „odpychania” (pozycja zaczełu mniejsza od -20) miała miejsce w 26,5% godzin. Dla większości miesięcy zostały wykorzystane pełne możliwości PST w zakresie „odpychania” przepływów z systemu niemieckiego (nastawa „-32”). Średnia niezerowa nastawa zaczełu wyniosła -17.

Natomiast w 2018 r. wykorzystanie przesuwników w SE Mikułowa, rozumiane jako ustawienie zaczełów w pozycji niezerowej (innej niż neutralna), miało miejsce w 65,1% godzin pracy PST w skali całego roku, z czego konieczność nastawienia maksymalnego położenia zaczełów w pozycji „odpychania” (zaczeł -32) miała miejsce w 7,0% godzin. Średnia niezerowa nastawa zaczełu wyniosła -17.

Na podstawie przepisów rozporządzenia 2015/1222 oraz rozporządzenia 2016/1719 wyznaczenie międzyobszarowych zdolności przesyłowych dla rynku dnia bieżącego, następnego oraz długoterminowych ma być koordynowane na poziomie regionów wyznaczenia zdolności przesyłowych.

Granice polskiego obszaru rynkowego decyzją ACER<sup>1)</sup> przypisane zostały do trzech niezależnych regionów:

- 1) Hansa: poprzez granicę stref cenowych Szwecja 4 – Polska (SE4-PL),
- 2) Core: poprzez granice stref cenowych: Niemcy/Luksemburg – Polska (DE/LU-PL), Czechy – Polska (CZ-PL); Słowacja – Polska (SK-PL),
- 3) Baltic: poprzez granicę stref cenowych Litwa – Polska (LT-PL).

### 2.1.3. Relacje pomiędzy ograniczeniami a rynkiem hurtowym

W przypadku aukcji jawnych (połączenia synchroniczne) istnieje powiązanie zarówno z kontraktami dwustronnymi OTC, jak również z rynkiem giełdowym. Uczestnicy rynku najpierw kupują moce przesyłowe, a następnie energię elektryczną do ich wykorzystania. Przy czym Rynek Bilansujący (bramka zgłoszeń) umożliwia zawarcie (na giełdzie i rynku OTC) i zgłoszenie kontraktów w celu wykorzystania wcześniej zarezerwowanych i nominowanych zdolności. Udostępnianie zdolności przesyłowych w aukcjach jawnych związane jest z koniecznością przewidywania cen na rynkach sąsiednich w celu właściwej wyceny tych zdolności. Dotyczy to również zarządzania ograniczeniami zdolności przesyłowych na połączeniu Polska – Ukraina, które udostępniane były zarówno w 2017 r., jak i w 2018 r. w ramach przetargów miesięcznych na dostawy awaryjne z Ukrainy organizowane jednostronnie przez PSE S.A. dla kierunku UKRENERGO -> PSE S.A. (import).

W przypadku połączeń SwePol Link oraz LitPol Link alokacja zdolności przesyłowych w 2017 r. i 2018 r. była realizowana w kierunku eksportu oraz importu w oparciu o mechanizm *market coupling*, w ramach dobowych aukcji typu *implicit* prowadzonych przez TGE S.A. i Nord Pool AS. Począwszy od lipca 2017 r. wprowadzono możliwość alokacji zdolności przesyłowych dla celów tranzytu dostaw z obszaru Szwecji na Litwę oraz Litwy do Szwecji. Stosowany mechanizm *market coupling* w sposób niejawnie udostępnia i wycenia zdolności przesyłowe odzwierciedlając ich wartość w cenie energii elektrycznej. Mechanizm ten umożliwia bezpośrednie powiązanie zarządzania ograniczeniami z hurtowym rynkiem energii.

W prowadzonym obecnie w Europie procesie budowy wspólnego rynku energii, *market coupling* jest tzw. modelem docelowym dla rynku dnia następnego i dnia bieżącego, integrującym krajowe systemy elektroenergetyczne w celu uzyskania wzrostu efektywności ich funkcjonowania przy jednoczesnym spełnieniu kryteriów bezpieczeństwa.

Więcej na temat zasad funkcjonowania tego mechanizmu zawarte zostało w raporcie za lata 2015-2016.

---

<sup>1)</sup> Decyzja ACER z 17 listopada 2016 r., opublikowana: [http://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Pages/ANNEXES\\_CCR\\_DECISION.aspx](http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Pages/ANNEXES_CCR_DECISION.aspx)

## **2.2. Mechanizmy bilansowania systemu elektroenergetycznego i zarządzania ograniczeniami w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym**

### **2.2.1. Bilansowanie**

Zasady bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami w KSE określone są przez operatorów systemów (przesyłowego i dystrybucyjnego) i podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci elektroenergetycznej. W ramach posiadanych uprawnień Prezes URE monitoruje ich działanie analizując publikowane przez operatora systemu przesyłowego informacje i okresowe sprawozdania. Prezes URE ocenia także prawidłowość funkcjonowania przyjętych zasad na podstawie monitorowania zjawisk występujących na rynku, jak również na podstawie prac analitycznych nad przyczynami ewentualnych zakłóceń.

PSE S.A., jako Operator Systemu Przesyłowego (OSP), jest odpowiedzialna za bezpieczną i niezawodną pracę KSE funkcjonującego w warunkach rynkowych. Zadania w tym zakresie są realizowane m.in. poprzez bilansowanie zasobów systemu w ramach rynku bilansującego.

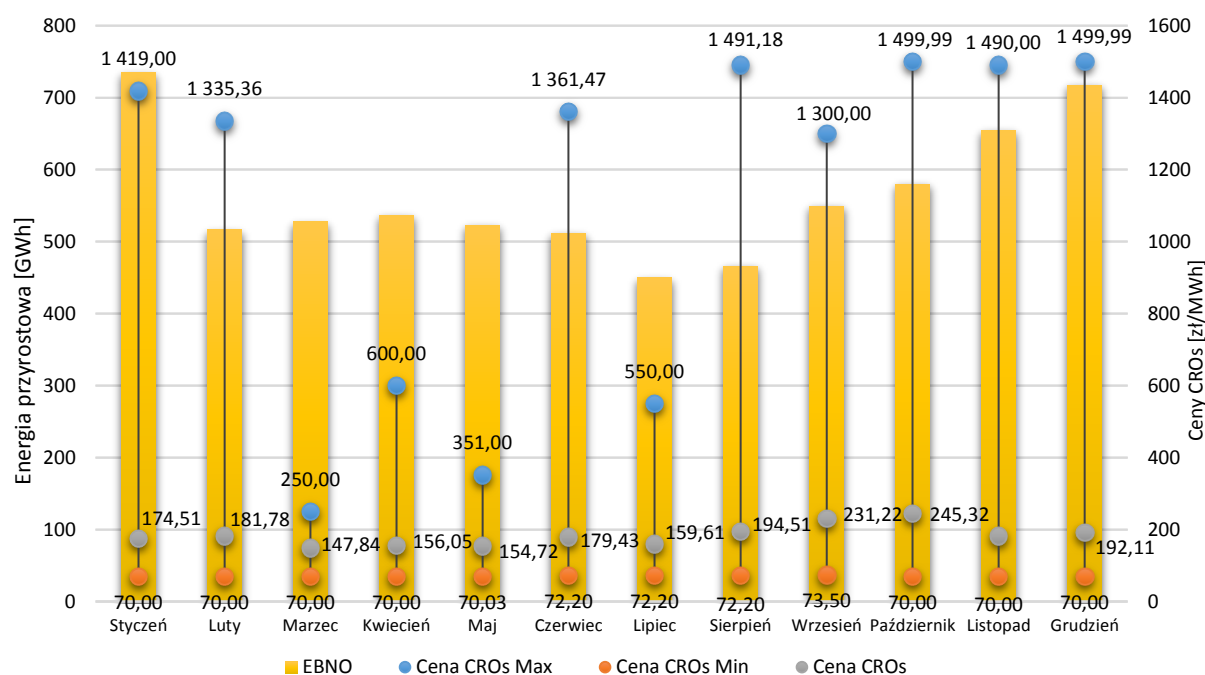
Na rynku energii elektrycznej podmioty zawierają pomiędzy sobą transakcje handlowe, uczestnicząc w segmencie kontraktów dwustronnych oraz w segmencie giełdowym. Zawarcie transakcji handlowej pomiędzy dwoma uczestnikami rynku oznacza dla kupującego prawo do odebrania określonej w niej ilości energii z systemu elektroenergetycznego, a dla sprzedającego obowiązek dostarczenia do KSE ilości energii określonej w transakcji handlowej. W praktyce jednak rzeczywista ilość energii dostarczonej oraz odbieranej, zazwyczaj nie odpowiada ilości energii określonej w transakcji handlowej. Wywołuje to konieczność funkcjonowania na rynku energii elektrycznej mechanizmu pozwalającego na identyfikację i rozliczenie takich sytuacji. Takim mechanizmem jest rynek bilansujący (centralny mechanizm bilansowania handlowego), którego podstawowym celem funkcjonowania jest bieżące bilansowanie zapotrzebowania na energię elektryczną z generacją przy zapewnieniu odpowiednich parametrów jakościowych i niezawodnościowych dostaw energii. Cel ten jest osiąganym poprzez realizację działań bilansujących i dostosowawczych, polegających na zawieraniu przez OSP odpowiednich transakcji handlowych z uczestnikami rynku, w wyniku których są modyfikowane zgłaszane przez tych uczestników grafiki dostaw energii. Modyfikacje tych grafików w celu zbilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną z generacją są działaniami bilansującymi, prowadzonymi w skali całego KSE. Modyfikacje mające na celu zapewnienie odpowiednich parametrów jakościowych i niezawodnościowych dostaw energii są działaniami dostosowawczymi i dotyczą poszczególnych węzłów KSE.

Na koniec 2017 r. w procesach rynku bilansującego uczestniczyło 125 podmiotów, w tym 21 wytwórców, 9 odbiorców końcowych, 8 odbiorców sieciowych, 80 przedsiębiorstw obrotu, 1 giełda energii, 5 Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (OSD) oraz PSE S.A. jako OSP. Dane techniczno-handlowe były zgłaszane przez 46 operatorów rynku i dotyczyły 352 jednostek grafików.

Natomiast na koniec 2018 r. w procesach rynku bilansującego uczestniczyło 127 podmiotów, w tym 22 wytwórców, 9 odbiorców końcowych, 8 odbiorców sieciowych, 81 przedsiębiorstw obrotu, 1 giełda energii, 5 Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (OSD) oraz PSE S.A. jako OSP. Dane techniczno-handlowe były zgłaszane przez 46 operatorów rynku i dotyczyły 352 jednostek grafików.

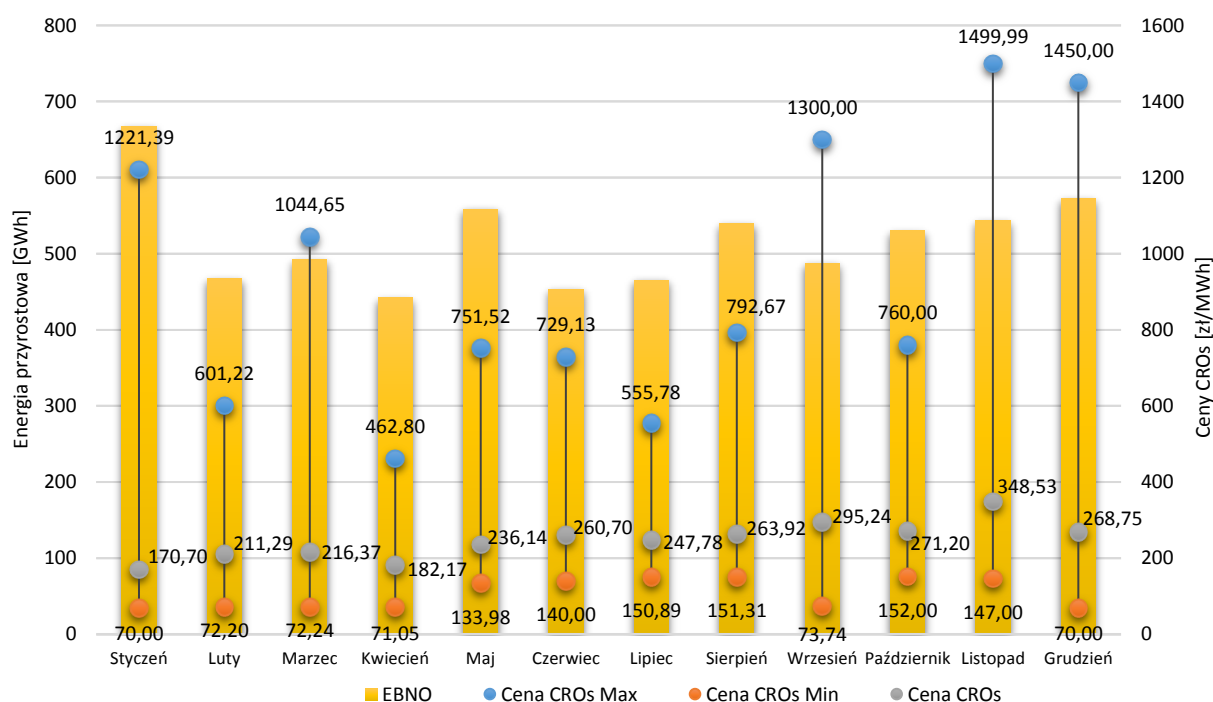
Informacje o wolumenie i cenach energii bilansującej na Rynku Bilansującym są jednym z obszarów podlegających monitorowaniu przez Prezesa URE. Dane te przedstawiają poniższe rysunki.

**Rysunek 11.** Energia odebrana (EBNO) i ceny sprzedaży energii z rynku bilansującego (CROs) w 2017 r.



Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od PSE S.A.

**Rysunek 12.** Energia odebrana (EBNO) i ceny sprzedaży energii z rynku bilansującego (CROs) w 2018 r.



Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od PSE S.A.

W 2017 r. łączny wolumen energii bilansującej nieplanowanej odebranej z rynku bilansującego EBNO wyniósł 6,77 TWh i był mniejszy o ok. 20% w porównaniu do roku poprzedniego. Stanowi to ok. 4% krajowego zużycia energii elektrycznej brutto. W 2017 r. łączny wolumen energii elektrycznej bilansującej nieplanowanej dostarczonej na rynek bilansujący EBND wyniósł 8,44 TWh i był większy



o 0,38 TWh od łącznego wolumenu energii elektrycznej bilansującej nieplanowanej odebranej z tego rynku EBNO.

Natomiast w 2018 r. łączny wolumen energii bilansującej nieplanowanej odebranej z rynku bilansującego EBNO wyniósł 6,22 TWh i był mniejszy o ok. 8% w porównaniu do roku poprzedniego. Stanowi to również ok. 4% krajowego zużycia energii elektrycznej brutto. W 2018 r. łączny wolumen energii bilansującej nieplanowanej dostarczonej na rynek bilansujący EBND (sprzedaż na RB) wyniósł 9,51 TWh i był większy o 3,29 TWh od łącznego wolumenu energii elektrycznej odebranej z tego rynku (EBNO). Wartość maksymalnej ceny rozliczeniowej odchylenia (CRO) na rynku bilansującym wahała się w przedziale od 462,80 zł/MWh do 1 499,99 zł/MWh, natomiast średnioważone miesięczne ceny CRO zmieniały się w przedziale od 149,83 zł/MWh do 199,84 zł/MWh.

Analiza wartości maksymalnej ceny rozliczeniowej odchylenia (CRO) na rynku bilansującym w poszczególnych miesiącach 2017 r. i 2018 r. wskazuje, że w niektórych miesiącach wartość ta zbliża się do limitu cenowego 1 500 zł/MWh. Jest to uwarunkowane z reguły różnymi czynnikami, przy czym do najważniejszych i powtarzających się należy zaliczyć warunki atmosferyczne, wielkość zapotrzebowania na moc w krajowym systemie elektroenergetycznym, poziom rezerw mocy w tym systemie oraz warunki rynkowe.

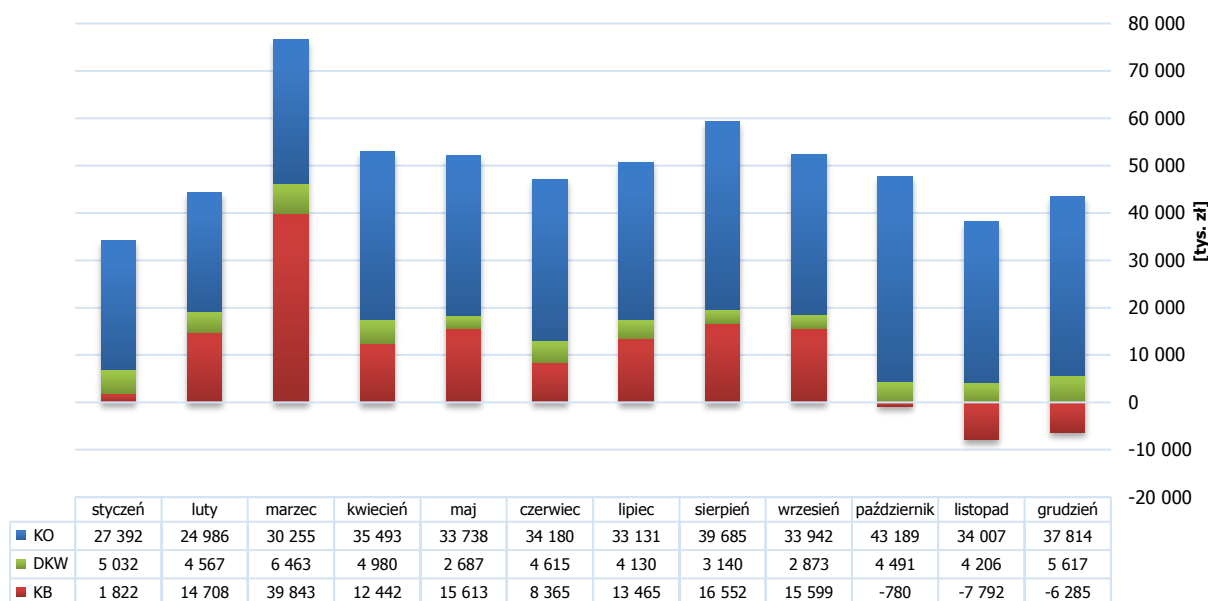
Zgodnie ze specyfiką rynku bilansującego ilość energii dostarczonej na rynek bilansujący przez uczestników rynku jest taka sama jak ilość energii bilansującej odebranej przez uczestników rynku. W 2018 r. uczestnicy rynku dostarczyli na rynek bilansujący 17,04 TWh energii bilansującej nieplanowanej i planowanej łącznie (suma wolumenów energii dostarczonej i odebranej), a w 2017 r. odpowiednio 15,94 TWh. W 2018 r. występowało przekontraktowanie uczestników rynku, przy czym wielkość przekontraktowania była większa niż w 2017 r. Koszty ograniczeń wyznaczone zgodnie z definicją w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci elektroenergetycznej przesyłowej wyniosły 554,15 mln zł w 2018 r., a w 2017 r. 407,3 mln zł.

### **2.2.2. Zarządzanie ograniczeniami w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym**

Sytuacja w zakresie możliwości zarządzania ograniczeniami w KSE w latach 2017-2018, podobnie jak w latach ubiegłych nie uległa radykalnej zmianie. Ograniczenia sieciowe występujące w polskim systemie przesyłowym są spowodowane historycznymi uwarunkowaniami, m.in. wykorzystywaniem elementów sieci 110 kV jako sieci przesyłowej oraz nierównomierną strukturą lokalizacyjną źródeł wytwarzania (skupienie na południu kraju, niewielka liczba w północno-wschodniej części). Występowanie ograniczeń systemowych może także wynikać z nieplanowych przepływów na połączeniach transgranicznych (związanych m.in. ze wzrostem generacji w odnawialnych źródłach energii na terenie państw ościennych). Występujące w KSE ograniczenia sieciowe w przeważającej części determinują pracę jednostek lub grup jednostek wytwórczych zasilających konkretne węzły w sieci przesyłowej. Niektóre mają charakter stały, co wymusza permanentną pracę dwóch elektrowni (*must run*) w celu ich usunięcia (Ostrołęka i Dolna Odra). Pozostałe ograniczenia są usuwane przez OSP dzięki zmianie programów pracy jednostek wytwórczych (*re-dispatching*) oraz wykorzystaniu ofert wytwórców z zastosowaniem swobodnych ofert bilansujących lub rozliczanych według ceny za generację wymuszoną (*counter trading*).

Kształtowanie się kosztów usuwania ograniczeń, jak również kosztów bilansowania oraz kosztów wynikających z realokacji Umów Sprzedaży Energii (USE) w poszczególnych miesiącach 2017 r. oraz 2018 r. przedstawiono na rysunkach poniżej.

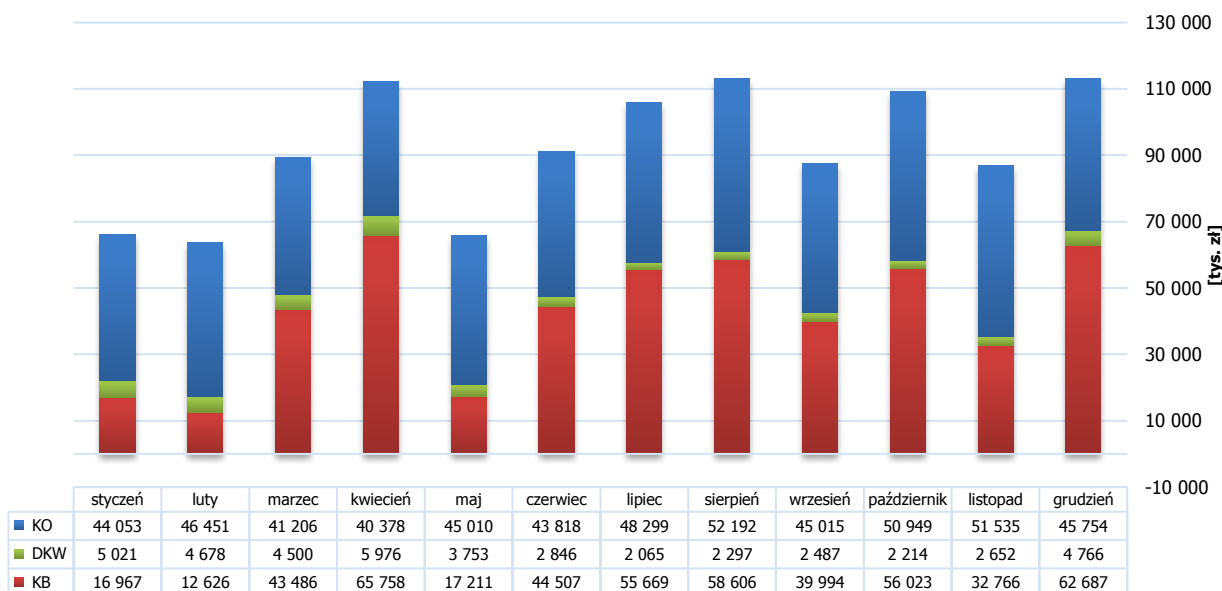
**Rysunek 13.** Koszty bilansowania zapotrzebowania odbiorców (KB), usuwania ograniczeń (KO) oraz koszty wynikające z realokacji USE (DKW) w 2017 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

W 2017 r. koszty bilansowania zapotrzebowania odbiorców (KB) wahały się w przedziale od -7 792 tys. zł do +39 843 tys. zł, przy czym graniczne wartości kosztów poniesionych przez OSP wystąpiły w marcu i listopadzie 2017 r.<sup>2)</sup> Natomiast koszty usuwania ograniczeń wyznaczone zgodnie z definicją zawartą w IRiESP (KO) oraz koszty wynikające z realokacji USE (DKW) zawierały się w przedziałach odpowiednio: od 24 986 tys. zł do 43 189 tys. zł oraz od 2 687 tys. zł do 6 463 tys. zł.

**Rysunek 14.** Koszty bilansowania zapotrzebowania odbiorców (KB), koszty usuwania ograniczeń (KO) oraz koszty wynikające z realokacji USE (DKW) w 2018 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

<sup>2)</sup> „+” oznacza koszty ponoszone na RB (płatności dla Uczestników Rynku Bilansującego), „-” oznacza przychody uzyskiwane na RB (płatności od Uczestników Rynku Bilansującego).



Natomiast w 2018 r. koszty bilansowania zapotrzebowania odbiorców (KB) wahały się w przedziale od 12 626 tys. zł do 65 758 tys. zł, przy czym graniczne wartości kosztów poniesionych przez OSP wystąpiły w lutym i kwietniu 2018 r.<sup>3)</sup> Natomiast koszty usuwania ograniczeń (KO) oraz koszty wynikające z realokacji USE (DKW) zawierały się w przedziałach odpowiednio: od 40 378 tys. zł do 52 192 tys. zł oraz od 2 065 tys. zł do 5 976 tys. zł.

### **2.3. Warunki przyłączenia podmiotów do sieci i ich realizacja oraz dokonywanie napraw tej sieci**

W latach 2017-2018 monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie warunków przyłączenia podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywania napraw tych sieci realizowane było na bieżąco przez poszczególne jednostki URE, w szczególności:

- poprzez monitorowanie wywiązywania się przez przedsiębiorstwa energetyczne z obowiązku określonego w art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne (obligatoryjne powiadamianie Prezesa URE o każdym przypadku odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej),
- podczas rozstrzygania spraw spornych z art. 8 ust. 1 ustawy dotyczących odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej,
- w trakcie rozpatrywania skarg i wniosków interesariuszy dotyczących działalności przedsiębiorstw energetycznych,
- w postępowaniach koncesyjnych,
- w trakcie postępowań o zatwierdzenie taryf dla przedsiębiorstw energetycznych.

W omawianym okresie jednostki URE otrzymały 260 powiadomień o odmowach przyłączenia obiektów do sieci elektroenergetycznej o łącznej mocy przyłączeniowej 735,088 MW. Oznacza to spadek liczby odmów w porównaniu do okresu 2015-2016 o 24% (powiadomień było 342 przy jednoczesnym zmniejszeniu łącznej wielkości mocy obiektów zgłoszonych do przyłączenia (było 1 816,755 MW).

W tym samym czasie Prezes URE wydał 45 decyzji administracyjnych rozstrzygających sprawy sporne z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne w przedmiocie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej. W stosunku do lat 2015-2016, liczba decyzji uległa zmniejszeniu o 22% (uprzednio wydano 58 decyzji).

Szczegółowe informacje nt. wymienionych kwestii podano w dalszej części raportu.

#### **2.3.1. Monitorowanie odmów zawarcia umów o przyłączenie do sieci w poszczególnych jednostkach organizacyjnych URE**

Na podstawie art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii jest obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci, na zasadzie równoprawnego traktowania przyłączenia, w pierwszej kolejności instalacji odnawialnego źródła energii, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania energii, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne odmówi zawarcia umowy o przyłączenie do sieci lub przyłączenia w pierwszej kolejności instalacji odnawialnego źródła energii, jest ustawowo obowiązane do niezwłocznego pisemnego powiadomienia o odmowie jej zawarcia Prezesa URE i zainteresowany podmiot, podając przyczyny odmowy.

Przedsiębiorstwa realizując ten obowiązek przesyłają do poszczególnych jednostek URE stosowne informacje, które zostały ujęte w tab. 1.

---

<sup>3)</sup> „+” oznacza koszty ponoszone na RB (płatności dla Uczestników Rynku Bilansującego), „-” oznacza przychody uzyskiwane na RB (płatności od Uczestników Rynku Bilansującego).

**Tabela 1.** Powiadomienia o odmowach przyłączenia obiektów do sieci elektroenergetycznej w latach 2017-2018 w poszczególnych jednostkach organizacyjnych URE

Lp.	Wyszczególnienie	Brak warunków technicznych [szt.]	Brak warunków ekonomicznych [szt.]	Ogółem [szt.]	Brak warunków technicznych [MW]	Brak warunków ekonomicznych [MW]	Ogółem [MW]
1	DPR	57*	0	57	148,386	0,000	148,386
2	OT Szczecin	18	0	18	18,810	0,000	18,810
3	OT Gdańsk	35	0	35	59,205	0,000	59,205
4	OT Poznań	79	0	79	196,168	0,000	196,168
5	OT Lublin	29	2	31	51,524	0,019	51,543
6	OT Łódź	24	0	24	216,269	0,000	216,269
7	OT Wrocław	2	0	2	26,500	0,000	26,500
8	OT Katowice	1	0	1	2,500	0,000	2,500
9	OT Kraków	12	1	13	15,693	0,014	15,707
<b>OGÓŁEM</b>		<b>257</b>	<b>3</b>	<b>260</b>	<b>735,055</b>	<b>0,033</b>	<b>735,088</b>

\* W tym 44 powiadomienia o odmowie (o łącznej mocy 43,6308 MW) ze względu na brak zarówno warunków technicznych, jak i ekonomicznych.

Źródło: URE.

Z powyższych danych wynika jednoznacznie, że inwestorzy zainteresowani są przyłączeniem obiektów do sieci OSD, a głównym powodem odmów przyłączenia jest brak warunków technicznych.

Stosownie do postanowień art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE rozstrzyga, na wniosek strony, spory dotyczące m.in. odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, w tym dotyczących zwiększania mocy przyłączeniowej, 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. Stosowną statystykę w tej kwestii zaprezentowano w tab. 2.

**Tabela 2.** Rozstrzygnięcia sporów z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne w sprawie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej wydane w poszczególnych jednostkach URE w latach 2017-2018

Lp.	Wyszczególnienie	Wydane decyzje [szt.]	Moc przyłączeniowa obiektów, którym odmówiono przyłączenia [MW]	Łączna liczba wydanych decyzji dot. OZE [szt.]	Moc przyłączeniowa OZE [MW]
1	DPR	36	798,418	36	150,744
2	OT Szczecin	2	0,040	0	0,000
3	OT Gdańsk	0	0,000	0	0,000
4	OT Poznań	3	0,087	1	0,037
5	OT Lublin	2	25,580	0	0,000
6	OT Łódź	1	0,410	0	0,000
7	OT Wrocław	1	1,890	0	0,000
8	OT Katowice	0	0,000	0	0,000
9	OT Kraków	0	0,000	0	0,000
<b>OGÓŁEM</b>		<b>45</b>	<b>826,425</b>	<b>37</b>	<b>150,781</b>

Źródło: URE.

Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywania napraw tych sieci realizowane było również poprzez rozpatrywanie skarg i wniosków interesariuszy. W analizowanym okresie wpłynęło ich do oddziałów terenowych URE (OT URE) łącznie 201, z czego ponad 118 związanych było z przyłączeniami do sieci elektroenergetycznej, pozostałe – 83 z parametrami dostarczanej energii elektrycznej (tab. 3). Jednak należy zaznaczyć, że skargi dotyczące przyłączeń do sieci elektroenergetycznej oraz parametrów jakościowych energii elektrycznej stanowią marginalną część ogółu skarg wpływających w latach 2017-2018 do jednostek URE (w okresie sprawozdawczym wpłynęło od odbiorców 4 038 skarg dotyczących energii elektrycznej). Pozostałe kwestie poruszane w otrzymywanych skargach i wnioskach dotyczyły m.in. nieprawidłowości przy zawieraniu umów sprzedaży energii elektrycznej, fakturowania i innych problemów związanych

z wystawianymi rachunkami za dostarczoną energię elektryczną, jak również opóźnień w rozpatrywaniu reklamacji lub ich nieuwzględnienia.

We wszystkich ww. sprawach podjęte przez URE działania były adekwatne do okoliczności konkretnego przypadku. Poza interwencjami podejmowanymi w samym przedsiębiorstwie energetycznym, niejednokrotnie prowadzącymi do zmiany stanowiska OSD w danej kwestii, oddziały terenowe udzielały także wyjaśnień lub wskazywały inne sposoby rozwiązania problemu i możliwości dochodzenia praw odbiorców energii elektrycznej, m.in. poprzez skorzystanie z pomocy Koordynatora ds. negocjacji przy Prezesie URE oraz możliwość skierowania sprawy na drogę postępowania sądowego, o ile okazywało się to konieczne. W ramach powyższych działań przekazywano również zainteresowanym podmiotom informację o możliwości wystąpienia z wnioskiem o rozstrzygnięcie przez Prezesa URE sporu dotyczącego odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci.

**Tabela 3.** Skargi lub wnioski w zakresie przyłążeń do sieci elektroenergetycznej w latach 2017-2018 w poszczególnych OT URE

Lp.	Wyszczególnienie	Skargi lub wnioski w zakresie związanym z przyłączeniem do sieci elektroenergetycznej [szt.]	Skargi lub wnioski w zakresie związanym z parametrami dostarczanej energii elektrycznej do odbiorców [szt.]	Ogółem [szt.]
1	OT Szczecin	3	5	8
2	OT Gdańsk	4	4	8
3	OT Poznań	7	5	12
4	OT Lublin	15	2	17
5	OT Łódź	56	38	94
6	OT Wrocław	11	2	13
7	OT Katowice	11	17	28
8	OT Kraków	11	10	21
	<b>OGÓŁEM</b>	<b>118</b>	<b>83</b>	<b>201</b>

Źródło: URE.

Poniżej przedstawiono cząstkowe sprawozdania poszczególnych jednostek organizacyjnych URE dotyczące monitoringu przedsiębiorstw energetycznych w omawianym zakresie.

**Departament Prawny i Rozstrzygania Sporów (DPR)** prowadzi m.in. postępowania i przygotowuje rozstrzygnięcia w sprawach spornych, o których mowa w art. 8 ustawy – Prawo energetyczne dotyczących: przyłączenia źródeł odnawialnych do sieci elektroenergetycznej z wyłączeniem mikroinstalacji, odmowy przyłączenia w pierwszej kolejności instalacji odnawialnego źródła energii, z wyłączeniem mikroinstalacji.

W okresie 2017-2018 w DPR wydano 36 rozstrzygnięć (odpowiednio: 8 w 2017 r. i 28 w 2018 r.), w trybie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, w sprawach spornych dotyczących odmowy zawarcia przez przedsiębiorstwa energetyczne umów o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej instalacji odnawialnych źródeł energii o łącznej mocy przyłączeniowej planowanych obiektów 798,418 MW. W powyższym zakresie wydano 10 decyzji orzekających zawarcie umów o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej instalacji odnawialnych źródeł o łącznej mocy przyłączeniowej 150,744 MW, a także 14 decyzji administracyjnych stwierdzających, że nie zachodzą warunki techniczne i ekonomiczne przyłączenia instalacji odnawialnego źródła do sieci elektroenergetycznej. W 11 przypadkach wydano decyzje umarzające postępowanie oraz wydano 1 decyzję w ramach autokontroli.

**OT Szczecin** (obejmuje woj. zachodniopomorskie i lubuskie) otrzymał łącznie 18 powiadomień o odmowach przyłączenia obiektów do sieci elektroenergetycznej, o łącznej mocy przyłączeniowej 18,810 MW. Oznacza to zmniejszenie o ok. 28% liczby zgłoszonych odmów w porównaniu do okresu 2015-2016, w którym wpłynęło 25 informacji o odmowach. Jednocześnie nastąpiło zmniejszenie łącznej wielkości mocy obiektów zgłoszonych do przyłączenia (w okresie 2015-2016 była to wielkość 204,886 MW).

Przyczyną odmów był brak warunków technicznych. Spośród wszystkich obiektów, które nie zostały przyłączone do sieci, 72% stanowiły odnawialne źródła energii – PVA (elektrownie słoneczne) o łącznej mocy przyłączeniowej 14,791 MW (co stanowi 79% łącznej wnioskowanej do przyłączenia mocy).

Wskazywanymi przez OSD przyczynami odmów przyłączenia do sieci były m.in.:

- brak możliwości rozbudowy infrastruktury elektroenergetycznej,
- negatywny wynik wykonanej ekspertyzy wariantowej,

- niespełnienie kryteriów: lokalnego charakteru źródła, mocy zwarciowej, marginesu mocy, stabilności sieci,
- przekroczony dozwolony poziom napięcia w ciągu liniowym,
- przeciążenia sieci.

Stosownie do postanowień art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, OT Szczecin wydał w 2017 r. 2 decyzje, które dotyczyły odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej. Łączna moc przyłączeniowa obiektów, którym odmówiono przyłączenia wynosiła 0,040 MW. Wnioskodawcy nie akceptowali wydanych dla nich warunków przyłączenia do sieci (miejszem przyłączenia w znacznej odległości od granicy działki). W toku postępowań podejmowano próby ugodowego zakończenia sporów, jak również wnioskodawcy kilkakrotnie modyfikowali swoje żądania. Ujemne wyniki analiz ekonomicznych przyłączenia (przeprowadzone dla kilku wariantów), brak ujęcia odpowiednich środków finansowych w planie rozwoju OSD, jak również brak ujęcia zapotrzebowania na energię elektryczną (dla terenów wnioskodawców) w dokumentach planistycznych gminy, stanowiły podstawę do stwierdzenia braku istnienia publicznoprawnego obowiązku OSD w zakresie przyłączenia do sieci elektroenergetycznej wnioskowanych obiektów.

Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywania napraw tych sieci realizowane było również poprzez rozpatrywanie skarg i wniosków odbiorców. W latach 2017-2018 do OT Szczecin wpłynęło ich łącznie 8, z czego 5 związanych było z parametrami dostarczanej energii elektrycznej, a pozostałe 3 z przyłączeniami do sieci elektroenergetycznej.

Skargi i wnioski w zakresie parametrów dostarczanej energii dotyczyły przerw w zasilaniu obiektów odbiorców w energię elektryczną i spadków napięć, natomiast skargi obejmujące przyłączenia do sieci elektroenergetycznej związane były np. z brakiem tytułu prawnego do przyłączanego obiektu, wyznaczeniem niedogodnego miejsca przyłączenia do sieci oraz kosztami samego przyłączenia.

**OT Gdańsk** (obejmuje woj. pomorskie i warmińsko-mazurskie) w omawianym okresie otrzymał 35 powiadomień o odmowach przyłączenia obiektów do sieci elektroenergetycznej o łącznej mocy przyłączeniowej 59,205 MW. Oznacza to spadek o ponad połowę liczby odmów w porównaniu do okresu 2015-2016 (powiadomień było 85), przy jednoczesnym spadku o 30% łącznej wielkości mocy obiektów zgłoszonych do przyłączenia w stosunku do wykazanych w poprzednim raportowanym okresie (było 86,219 MW). Z otrzymanych powiadomień wynika również, że w 2017 r. odmówiono przyłączenia: 5 elektrowniom fotowoltaicznym o łącznej mocy przyłączeniowej 5,980 MW, 2 elektrowniom wiatrowym o łącznej mocy przyłączeniowej 4 MW, biogazowni o mocy przyłączeniowej 0,500 MW oraz odbiorcy o mocy przyłączeniowej 2 MW. W 2018 r. 26 odmów dotyczyło: 18 elektrowni fotowoltaicznych o łącznej mocy przyłączeniowej 19,508 MW, 4 odbiorców o mocy przyłączeniowej 9,143 MW, 3 elektrowni wiatrowych o łącznej mocy przyłączeniowej 8 MW, źródła konwencjonalnego o mocy przyłączeniowej 10,074 MW. Głównymi powodami odmów przyłączenia ww. źródeł było m.in. niespełnienie kryteriów IRiESD. OSD wskazywał również na brak bezpieczeństwa sieci 110 kV, brak możliwości rozbudowy infrastruktury elektroenergetycznej. Odmowy dotyczące przyłączeń odbiorców do sieci dotyczyły przede wszystkim zasilania rezerwowego.

W latach 2017-2018 do OT Gdańsk wpłynęło 8 skarg związanych z parametrami dostarczanej energii elektrycznej oraz przyłączeniami do sieci elektroenergetycznej. Podnoszone w skargach obejmujących przyłączenia do sieci (4 skargi) problemy dotyczyły w szczególności kwestii braku warunków technicznych i ekonomicznych przyłączenia do sieci. Odrębną kategorię stanowiły skargi w zakresie wypowiedzenia uprzednio zawartych umów o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, z przyczyn leżących po stronie odbiorców (np. brak rozpoczęcia budowy przyłączanego obiektu w terminie ustalonym w zawartej umowie o przyłączenie do sieci). W skargach dotyczących parametrów dostarczanej energii elektrycznej do odbiorców (4 skargi) zgłaszane problemy odnosiły się w szczególności do zakłóceń w dostawach i odbiorze energii elektrycznej w obiektach odbiorców. Poczynione ustalenia wskazywały, że częstokroć wynikały one z zakłóceń wprowadzanych do sieci przez innych odbiorców, co do zasady odbiorców przemysłowych. OSD podejmował działania zmierzające do usunięcia zaistniałych zakłóceń.

**OT Poznań** (obejmuje woj. wielkopolskie i kujawsko-pomorskie) w okresie 2017-2018 otrzymał łącznie 79 powiadomień o odmowie przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. Wszystkie powiadomienia zawierały dane podmiotu ubiegającego się o przyłączenie do sieci (imię, nazwisko, nazwa, adres, lokalizacja instalacji, moc przyłączeniowa, rodzaj instalacji, grupa przyłączeniowa itd.),

przyczyny odmowy, a część z nich także kopię wniosku podmiotu ubiegającego się o przyłączenie, kopię powiadomienia o odmowie wysłanego podmiotowi ubiegającemu się o przyłączenie do sieci, stosowne obliczenia lub ekspertyzy wykonane przez przedsiębiorstwo energetyczne, a niezbędne do stwierdzenia istnienia warunków technicznych lub ekonomicznych przyłączenia do sieci. Dodatkowo powiadomienia zawierały m.in. charakterystykę zagadnień związanych z przyłączaniem podmiotów do sieci elektroenergetycznej, szczegółowe uwarunkowania dotyczące przyłączenia do sieci konkretnego obiektu, przyczyny braku istnienia warunków technicznych przyłączenia do sieci konkretnego obiektu, analizę ujęcia konkretnej inwestycji w planach rozwoju (art. 16), a w przypadku braku warunków ekonomicznych przyłączenia do sieci także określenie kosztów wykonania inwestycji oraz analizę efektywności ekonomicznej inwestycji. Wszystkie powiadomienia jako przyczynę odmowy przyłączenia do sieci przedsiębiorstwa energetyczne wskazały brak warunków technicznych przyłączenia do sieci (łączna moc 196,168 MW). W 76 przypadkach (łączna moc 196,012 MW) odmowy przyłączenia dotyczyły odnawialnych źródeł energii – farm wiatrowych i elektrowni słonecznych (instalacje fotowoltaiczne). Z załączonych ekspertyz i obliczeń wynika, że odmowy przyłączenia z przyczyn technicznych wydawano głównie ze względu na: niespełnienie wymagań jakościowych energii, zagrożenia zwarciami sieci SN, niezachowanie lokalnego charakteru źródła oraz przeciążenia sieci.

W 2017 r. na terenie OT Poznań w podziale na rodzaje źródeł, przyłączenia odmówiono:

- 17 instalacjom fotowoltaicznym o łącznej mocy przyłączeniowej 8,677 MW,
- 7 farmom wiatrowym o łącznej mocy przyłączeniowej 69,825 MW,
- 1 odbiorcy.

Natomiast w 2018 r. odmówiono przyłączenia, w podziale na źródła:

- 49 instalacjom fotowoltaicznym o łącznej mocy przyłączeniowej 46,810 MW,
- 3 farmom wiatrowym o łącznej mocy przyłączeniowej 70,700 MW,
- 1 odbiorcy,
- 1 źródłu konwencjonalnemu o mocy przyłączeniowej 0,140 MW.

Stosownie do zapisu art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, w 2017 r. OT Poznań wydał 3 decyzje rozstrzygające spory dotyczące odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, z czego jeden ze sporów zawierał odmowę przyłączenia odnawialnego źródła energii o mocy przyłączeniowej 0,037 MW. W każdym z trzech przypadków odbiorcy nie zgadzali się z określonymi zapisami warunków przyłączenia lub umowy o przyłączenie.

W okresie 2017-2018 OT Poznań rozpatrywał 12 skarg, w tym 7 skarg dotyczyło przyłączeń do sieci elektroenergetycznej (opłata za przyłączenie do sieci, warunki przyłączenia do sieci, niewykonanie umowy o przyłączenie do sieci), natomiast 5 skarg związanych było z parametrami dostarczanej energii elektrycznej do odbiorców – przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej.

**OT Lublin** (obejmuje woj. lubelskie i podlaskie) w latach 2017-2018 monitorował odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci energii elektroenergetycznej w oparciu o przesyłane przez właściwego operatora systemu dystrybucyjnego, zgodnie z art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, informacje o odmowach przyłączenia do sieci, a także w przypadku rozpatrywania zgłoszonych przez odbiorców skarg na działania przedsiębiorstw energetycznych oraz w trakcie rozstrzygania spraw spornych w tym zakresie.

W omawianym okresie działający na terenie właściwości OT Lublin operator systemu dystrybucyjnego (PGE Dystrybucja S.A. z siedzibą w Lublinie) zgłosił 31 odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, w tym 29 odmów podyktowanych brakiem warunków technicznych i 2 odmowy brakiem warunków ekonomicznych. Łączna moc źródeł, którym odmówiono przyłączenia do sieci elektroenergetycznej to 51,543 MW (w tym: 30,744 MW w odniesieniu do źródeł fotowoltaicznych, 12,700 MW w odniesieniu do źródeł konwencjonalnych, 5,319 MW w odniesieniu do odbiorców i 2,780 MW w odniesieniu do biogazowni).

Ponadto OT Lublin wydał 2 decyzje w sprawie rozstrzygnięcia sporów dotyczących odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej obiektów, o łącznej mocy przyłączeniowej 25,580 MW. Zagadnieniem spornym pomiędzy podmiotami przyłączanym a OSD pozostawała kwestia ustalonej przez OSD wysokości opłaty za przyłączenie.

W omawianych latach do OT Lublin wpłynęło łącznie 17 skarg, w tym 2 skargi były związane z parametrami dostarczanej energii elektrycznej, natomiast 15 skarg dotyczyło przyłączeń do sieci elektroenergetycznej. Podnoszone w skargach problemy obejmowały:

- terminy realizacji przyłączenia,
- lokalizację układu pomiarowo-rozliczeniowego,



- kalkulacje opłaty za przyłączenie,
- przyłączanie mikroinstalacji,
- skoki napięcia,
- przerwy w dostawach energii elektrycznej.

**OT Łódź** (obejmuje woj. łódzkie i mazowieckie) w latach 2017-2018 otrzymał 24 informacje o odmowach wydania warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej o łącznej mocy 216,269 MW. Liczba przekazanych informacji o odmowach kształtuje się na poziomie zbliżonym do poprzedniego okresu (2015-2016). Odmowy te w głównej mierze dotyczyły przyłączeń do sieci elektroenergetycznej odnawialnych źródeł energii – elektrowni słonecznych i wiatrowych (17 odmów przyłączeń obiektów o łącznej mocy 86,736 MW). Jedną z odmów dotyczyła odmowy przyłączania do konwencjonalnego źródła o mocy przyłączeniowej 121 MW. Wszystkie odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej spowodowane były brakiem warunków technicznych przyłączenia do sieci.

W omawianym okresie OT Łódź rozpatrywał spór dotyczący odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, zakończony wydaniem decyzji umarzającej postępowanie z uwagi na zawarcie przez strony umowy o przyłączenie do sieci.

Ponadto do OT Łódź wpłynęły 94 skargi w zakresie przyłączeń do sieci elektroenergetycznej. 56 spraw wskazywało na brak zasadności odmowy przyłączenia do sieci i długość realizacji procesu przyłączania do niej obiektów, natomiast 38 skarg dotyczyło jakości przesyłanej energii (migotanie) i przerw w jej dostarczaniu.

**OT Wrocław** (obejmuje woj. dolnośląskie i opolskie) w omawianych latach rozpatrywał 2 powiadomienia o odmowie (ze względu na brak warunków technicznych) przyłączenia obiektów do sieci elektroenergetycznej o łącznej mocy przyłączeniowej 26,500 MW.

Wydana została decyzja umarzająca spór w zakresie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej. Wnioskodawca z uwagi na konieczność rozpoczęcia produkcji w nowej fabryce, nie czekając na rozstrzygnięcie sporu, podpisał umowę o przyłączenie na warunkach OSD. Spór dotyczył warunków przyłączenia do sieci kolejnej fabryki z danego terenu podmiotu już przyłączonego do sieci elektroenergetycznej.

Ponadto do oddziału wpłynęło 13 skarg poruszających problemy lokalizacji przyłączanych do sieci obiektów oraz jakości dostarczanej energii elektrycznej (migotanie).

**OT Katowice** (obejmuje woj. śląskie i świętokrzyskie) w okresie 2017-2018 odnotował powiadomienie o odmowie przyłączenia elektrowni wiatrowej do sieci elektroenergetycznej o mocy przyłączeniowej 2,500 MW. Powodem odmowy przedsiębiorstwa energetycznego był brak warunków technicznych.

Ponadto, monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji odbywało się również w trakcie rozpatrywania skarg i innych wniosków interesariuszy. W analizowanym okresie wśród kilkuset wystąpień poruszających różnorodną problematykę elektroenergetyczną wyodrębniono w OT Katowice i objęto stosownym monitoringiem 11 przypadków w zakresie związanym z przyłączeniem do sieci elektroenergetycznej oraz 17 przypadków związanych z parametrami dostarczanej energii elektrycznej do odbiorców.

**OT Kraków** (obejmuje woj. małopolskie i podkarpackie) otrzymał w omawianym okresie łącznie 13 powiadomień o odmowach przyłączenia obiektów do sieci elektroenergetycznej o łącznej mocy przyłączeniowej 15,707 MW. Powodem odmów w 12 przypadkach był brak warunków technicznych, w 1 przypadku dotyczył braku warunków ekonomicznych.

Spośród skarg i wniosków, które wpłynęły do OT Kraków, 11 przypadków dotyczyło zakresu związanego z przyłączeniem do sieci elektroenergetycznej, w szczególności opóźnień w realizacji umów o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, natomiast 10 skarg odnosiło się do parametrów dostarczanej energii elektrycznej – problemów spadków napięć, migotania, mikroprzerw.

Dodatkowo, w związku z zapisem z art. 7 ust. 8g ustawy – Prawo energetyczne, który stanowi, że przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej jest obowiązane wydać warunki przyłączenia w terminie:

- 1) 30 dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia przez wnioskodawcę przyłączanego do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, a w przypadku przyłączania źródła – od dnia wniesienia zaliczki,
- 2) 150 dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia przez wnioskodawcę przyłączanego do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, a w przypadku przyłączania źródła – od dnia wniesienia zaliczki,

a także mając na uwadze sankcje karne wskazane w art. 56 ust. 1 pkt 18 ustawy – Prawo energetyczne za brak wydania warunków przyłączenia w tych terminach przez przedsiębiorstwa zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej, w 2018 r. OT URE przeprowadziły monitoring w powyższym zakresie oraz w uzasadnionych przypadkach nakładały kary pieniężne, co szczegółowo przedstawia poniższa tabela.

**Tabela 4.** Monitorowanie obowiązku, o którym mowa w art. 7 ust. 8g ustawy – Prawo energetyczne w poszczególnych OT URE w latach 2017-2018 oraz wymierzanie kar, o których mowa w art. 56 ust. 1 pkt 18 ustawy – Prawo energetyczne

Lp.	Wyszczególnienie	Łączna liczba postępowań wyjaśniających [szt.]	Liczba wszczętych postępowań w sprawie wymierzenia kary pieniężnej [szt.]	Liczba wydanych decyzji, w tym umorzeniowych i odstępujących od wymierzenia kary [szt.]
1	OT Szczecin	4	0	0
2	OT Gdańsk	9	1	1
3	OT Poznań	14	0	0
4	OT Lublin	5	1	1
5	OT Łódź	36	4	0
6	OT Wrocław	24	0	0
7	OT Katowice	60	8	8
8	OT Kraków	32	1	1
<b>OGÓŁEM</b>		<b>184</b>	<b>15</b>	<b>11</b>

Źródło: URE.

### 2.3.2. Monitorowanie dokonywania napraw sieci – zgodnie z zasięgiem terytorialnym i właściwością rzeczową oddziałów terenowych URE

Monitoring z zakresu wykonanych i planowanych remontów sieci elektroenergetycznych prowadzony jest przez OT URE na bieżąco, w szczególności podczas postępowań wyjaśniających wszczętych w związku z rozpatrywaniem złożonych skarg i wniosków oraz postępowań administracyjnych w sprawach dotyczących zatwierdzania taryf na dystrybucję energii elektrycznej, a także z własnej inicjatywy OT URE.

Zauważyć należy, że przedsiębiorstwa energetyczne, co do zasady, systematycznie prowadzą oględziny i przeglądy sieci, a na ich podstawie dokonują oceny stanu technicznego i planują zadania w zakresie naprawy (w tym remontów) poszczególnych elementów systemu dystrybucyjnego.

**OT Szczecin** w okresie sprawozdawczym wystąpił do dwóch operatorów działających na terenie oddziału o przekazanie danych za lata 2017-2018, dotyczących przerw w dostawach energii elektrycznej do odbiorców, zarówno planowanych, jak i będących skutkiem awarii.

Z danych przedstawionych przez pierwszego z OSD wynika, że w 2017 r. na obszarze pozostającym we właściwości OT Szczecin wystąpiło na sieci nN: 2 184 przerwy planowane (w tym długie – 2 182, bardzo długie – 2), 14 931 przerw nieplanowanych (w tym długich – 13 641, bardzo długich – 667, katastrofalnych – 623), na sieci SN: 6 197 przerw planowanych (w tym długich – 6 192, bardzo długich – 5), 78 023 przerwy nieplanowane (w tym długie 73 819, bardzo długie – 1 969, katastrofalne – 2 235), na sieci WN: 104 przerwy nieplanowane (w tym długie – 88, bardzo długie – 9, katastrofalne – 7). W związku z awarią na sieciach nN, SN i WN, pozbawionych dostaw energii na tych obszarach zostało łącznie 4 787 222 odbiorców (w tym z tytułu przerw długich 4 588 036, z tytułu przerw bardzo długich 122 069, z tytułu przerw katastrofalnych 77 117). Natomiast w 2018 r. dla znajdujących się na terenie OT Szczecin rejonach dystrybucji wystąpiło na sieci nN: 2 726 przerw planowanych (w tym długich – 2 721, bardzo długich – 5), 12 863 przerwy nieplanowane (w tym długie – 12 722, bardzo długie – 125, katastrofalne 16), na sieci SN: 3 796 przerw planowanych (w tym długich – 3 788, bardzo długich – 8),

44 661 przerw nieplanowanych (w tym długich – 44 574, bardzo długich – 79, katastrofalnych 8), na sieci WN: 35 przerw nieplanowanych (w tym długich – 34, katastrofalnych – 1). Wskutek awarii na sieciach nN, SN i WN, pozbawionych dostaw energii na tych obszarach zostało łącznie 3 485 600 odbiorców (w tym z tytułu przerw długich 3 472 950, z tytułu przerw bardzo długich 12 389, z tytułu przerw katastrofalnych 261).

Drugi z operatorów przedstawił dla 2017 r. dane, z których wynika, że na sieci nN wystąpiło 216 przerw planowanych (wyłącznie długich), 4 265 przerw nieplanowanych (w tym długich – 4 103, bardzo długich – 134, katastrofalnych 28), na sieci SN: 815 przerw planowanych (w tym długich – 812, bardzo długich – 3), 1 229 przerw nieplanowanych (w tym długich – 1 164, bardzo długich – 54, katastrofalnych 11), na sieci WN: 2 długie przerwy planowane oraz 6 długich przerw nieplanowanych. W wyniku awarii na sieciach nN, SN i WN, pozbawionych dostaw energii na tych obszarach zostało łącznie 746 542 odbiorców (w tym z tytułu przerw długich 742 639, z tytułu przerw bardzo długich 3 528, z tytułu przerw katastrofalnych 375). W 2018 r. natomiast wystąpiło na sieci nN: 260 przerw planowanych długich, 3 567 przerw nieplanowanych (w tym długich – 3 461, bardzo długich – 84, katastrofalnych – 22), na sieci SN: 729 przerw planowanych (w tym długich – 725, bardzo długich – 4), 1 164 przerwy nieplanowane (w tym długie – 1 114, bardzo długie – 45, katastrofalne – 5), na sieci WN: 5 przerw nieplanowanych długich, 2 przerwy planowane długie. Wskutek awarii na sieciach nN, SN i WN, pozbawionych dostaw energii na tych obszarach zostało łącznie 606 620 odbiorców (w tym z tytułu przerw długich – 604 252, z tytułu przerw bardzo długich – 2 211, z tytułu przerw katastrofalnych – 157).

Najczęstszymi przyczynami awarii były zjawiska atmosferyczne (tj. burze, wichury, huragany), uszkodzenia podczas prac ziemnych osób postronnych, samoistne uszkodzenia kabli, izolatorów, elementów stacji oraz bliskość drzew. W każdym przypadku podejmowane były działania w celu szybkiego przywrócenia dostaw energii elektrycznej.

**OT Gdańsk** w okresie sprawozdawczym na bieżąco dokonywał monitorowania warunków przyłączania podmiotów do sieci elektroenergetycznej oraz monitorowania dokonywania napraw tej sieci, na podstawie informacji przesyłanych przez OSD działającego na terenie woj. pomorskiego oraz warmińsko-mazurskiego. Powyższe działania były dokonywane również przy rozpatrywaniu skarg lub innych wystąpień odbiorców.

Z informacji przekazanych przez jednego z operatorów systemu dystrybucyjnego działającego na terenie woj. pomorskiego wynika, że w 2017 r. wystąpiło 16 020 awarii w sieciach dystrybucyjnych tego operatora, w tym 13 149 awarii miało miejsce na sieciach nN, a 2 862 awarie dotyczyły sieci SN. Natomiast w woj. warmińsko-mazurskim w 2017 r. miało miejsce 6 730 awarii, z czego w sieciach SN – 4 936, a w sieciach nN – 1 790. Operator wskazał, że w celu ograniczenia rozmiarów i czasów wyłączeń odbiorców, operator wykonuje systematyczne działania (rozpoczęte w latach poprzednich), mające na celu uodpornienie istniejącej sieci dystrybucyjnej na niekorzystne zjawiska atmosferyczne oraz usprawnia proces lokalizacji i usuwania awarii, w szczególności poprzez instalowanie automatyki (m.in. łączników zdalnie sterowanych w głębi sieci SN), zwiększanie możliwości rekonfiguracyjnych sieci SN czy też wymianę przewodów gołych na linie kablowe lub niepełnoizolowane w sieciach SN.

W 2017 r. na terenie woj. pomorskiego w sieci dystrybucyjnej należącej do jednego z głównych operatorów wystąpiły następujące nieplanowane przerwy w dostawie energii elektrycznej:

- przerwy krótkie: 7 391 przerw o łącznym czasie trwania 61,7 godz.,
- przerwy długie: 14 081 przerw o łącznym czasie trwania 39 709,6 godz.,
- przerwy bardzo długie: 780 przerw o łącznym czasie trwania 13 336,9 godz.,
- przerwy katastrofalne: 974 przerwy o łącznym czasie trwania 77 396,4 godz.

Natomiast na terenie woj. warmińsko-mazurskiego stwierdzono:

- przerwy krótkie: 5 843 przerwy o łącznym czasie trwania 25,6 godz.,
- przerwy długie: 6 096 przerw o łącznym czasie trwania 14 535,7 godz.,
- przerwy bardzo długie: 222 przerwy o łącznym czasie trwania 3 496,7 godz.,
- przerwy katastrofalne: 50 przerw o łącznym czasie trwania 1 789,9 godz.

Należy wskazać, że zaistniałe przerwy katastrofalne oraz bardzo długie spowodowane były niekorzystnymi warunkami atmosferycznymi, a w szczególności huraganem o niespotykanej dotychczas sile i dynamice, wraz z wystąpieniem bardzo intensywnych opadów deszczu, który wystąpił na terenie woj. pomorskiego i warmińsko-mazurskiego w sierpniu 2017 r. Jak wskazał OSD żywił ten spowodował znaczne uszkodzenia infrastruktury elektroenergetycznej. Łącznie uszkodzonych było ponad 180 km linii SN i nN oraz 2,1 tys. słupów elektroenergetycznych. Zniszczona infrastruktura elektroenergetyczna wymagała miejscami wykonania kompleksowej odbudowy.



Z kolei drugi największy OSD działający na terenie woj. warmińsko-mazurskiego podał, że w 2017 r. wystąpiły łącznie 5 364 przerwy w dostawach energii elektrycznej (sieci nN, SN, WN), w tym m.in. 4 245 przerw długich, 165 bardzo długich i 71 katastrofalnych. Operator wskazał, że przyczynami powstawania awarii w dostawach energii elektrycznej były przede wszystkim działania żywiołów, a także działania osób trzecich oraz ptaków i innych zwierząt. Podejmowane przez operatora działania m.in. w zakresie modernizacji infrastruktury elektroenergetycznej, przyczyniają się do zmniejszenia przerw w dostawach energii elektrycznej do odbiorców.

W 2018 r., z informacji przekazanych przez ENERGA-OPERATOR S.A. z siedzibą w Gdańsku wynika, że w sieciach elektroenergetycznych tego operatora w woj. pomorskim wystąpiło 17 857 przerw nieplanowanych w dostawach energii elektrycznej, w tym:

- przerwy krótkie: 5 666 przerw o łącznym czasie trwania 50,9 godz.,
- przerwy długie: 11 834 przerw o łącznym czasie trwania 31 100,9 godz.,
- przerwy bardzo długie: 321 przerw o łącznym czasie trwania 5 233,0 godz.,
- przerwy katastrofalne: 36 przerw o łącznym czasie trwania 1 127,7 godz.

Z kolei w sieciach elektroenergetycznych ww. operatora zlokalizowanych na terenie woj. warmińsko-mazurskiego wystąpiło 10 765 przerw, w tym:

- przerwy krótkie: 5 911 przerw o łącznym czasie trwania 24,0 godz.,
- przerwy długie: 4 730 przerw o łącznym czasie trwania 10 198,4 godz.,
- przerwy bardzo długie: 112 przerw o łącznym czasie trwania 1676,8 godz.,
- przerwy katastrofalne: 12 przerw o łącznym czasie trwania 345,8 godz.

Drugi operator systemu dystrybucyjnego – PGE Dystrybucja S.A. z siedzibą w Lublinie poinformował, że w 2018 r. w sieciach elektroenergetycznych zlokalizowanych na terenie woj. warmińsko-mazurskiego wystąpiło łącznie 4 787 przerw w dostawach energii elektrycznej (w tym 964 przerwy krótkie, 3 649 przerw długich, 144 bardzo długie i 30 katastrofalnych). Operator wyjaśnił, że najczęstszymi przyczynami powstawania zakłóceń w dostawach energii elektrycznej, niezależnymi od jego działalności operacyjnej były działania czynników zewnętrznych (m.in. szkód wyrządzonych przez zwierzęta i ptaki), działania żywiołów (w szczególności gwałtowne zjawiska atmosferyczne) oraz działania osób postronnych (np. uszkodzenia mechaniczne kabli). Dodatkowo wskazano, że w wyniku działań polegających m.in. na modernizacji infrastruktury elektroenergetycznej stwierdzono zmniejszenie wskaźników średnich czasów przerw w dostawach energii elektrycznej do odbiorców.

Operatorzy wyjaśnili, że w celu ograniczenia rozmiarów i czasów awarii sieci przeprowadzają działania mające na celu poprawę odporności istniejącej sieci dystrybucyjnej na zjawiska atmosferyczne oraz usprawniają proces lokalizacji i usuwania awarii, w szczególności poprzez wymianę przewodów „gołych” na linie kablowe lub niepełnoizolowane w sieciach średniego SN, izolowane w liniach nN, poprzez automatyzację sieci SN (instalacja w głębi sieci łączników zdalnie sterowanych, co pozwala skrócić czas lokalizacji uszkodzenia oraz czas trwania wyłączenia dla części odbiorców zasilanych z fragmentów sieci nie obejmujących elementu uszkodzonego) czy też rozwój systemów dyspozytorskich (zwiększenie obserwowalności sieci, poprawa skuteczności i szybkości przełączeń w sieci).

W zakresie monitorowania dokonywania napraw sieci elektroenergetycznych przez przedsiębiorstwa energetyczne, **OT Poznań** zwrócił się do operatora systemu dystrybucyjnego z prośbą o przesłanie informacji dotyczących awarii sieci elektroenergetycznych występujących na terenie całej Wielkopolski.

Z informacji nadesłanych przez OSD wynika, że na terenie woj. wielkopolskiego w okresie 1-2 sierpnia 2017 r. wystąpiły:

- 694 awarie sieci nN (w tym 600 awarii trwających do 12 godz., 44 awarie o czasie trwania od 12 do 24 godz., 50 awarii trwających powyżej 24 godz.) – łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 10 098, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej 4,645 MWh,
- 236 awarii sieci SN (w tym 217 awarii trwających do 12 godz., 18 awarii o czasie trwania od 12 do 24 godz., 1 awaria trwająca powyżej 24 godz.) – łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 165 132, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej 349,708 MWh.

W odniesieniu do wydarzeń w okresie 9-13 sierpnia 2017 r. z ustaleń OSD wynika, że w nocy z 11 na 12 sierpnia w pasie od Dolnego Śląska przez Wielkopolskę, Kujawy i Pomorze przeszły gwałtowne burze. Żywioł wyrządził ogromne szkody, również w infrastrukturze przedsiębiorstwa. Kataklizm na obszarze OSD zniszczył łącznie blisko 70 słupów wysokiego napięcia. W kulminacyjnym momencie, czyli w piątkową noc 11 sierpnia, na terenie przedsiębiorstwa bez napięcia było 14 Głównych Punktów Zasilających, 7 268 stacji elektroenergetycznych SN/nN, uszkodzonych zostało 313 linii SN oraz aż 24 kluczowe dla systemu linie WN 110 kV. Problemy z dostawami prądu dotknęły ponad 2 000 miejscowości, w sumie ok. 250 tys. odbiorców. Brygady elektromonterów OSD już w nocy 11 sierpnia przystąpiły do

pracy. Zmobilizowane zostały wszystkie dostępne ekipy. Z informacji nadesłanych przez operatora systemu dystrybucyjnego wynika, że na terenie woj. kujawsko-pomorskiego nastąpiło 730 awarii sieci nN trwających do 24 godz. (łącznie czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 4 668 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 4 530, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej: 12 135 kWh), 193 awarie sieci SN trwające do 24 godz. (łącznie czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 766 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 201 493, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej: 99 589 kWh), 3 awarie sieci WN trwające do 24 godz. (łącznie czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 0,1 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 7 904, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej: 296 kWh). Na terenie woj. kujawsko-pomorskiego nastąpiło 126 awarii sieci nN trwających powyżej 24 godz. (łącznie czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 4 208 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 695, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej: 8 866 kWh), 3 awarie sieci SN trwające powyżej 24 godz. (łącznie czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 108 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 524, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej: 735 kWh), brak awarii sieci WN trwających powyżej 24 godz.

Na terenie woj. wielkopolskiego nastąpiło 706 awarii sieci nN trwających do 24 godz. (łącznie czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 4 802 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 7 359, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej: 21 302 kWh), 276 awarii sieci SN trwających do 24 godz. (łącznie czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 1 586 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 190 166, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej: 208 336 kWh), 2 awarie sieci WN trwające do 24 godz. Na terenie woj. wielkopolskiego nastąpiło 160 awarii sieci nN trwających powyżej 24 godz. (łącznie czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 5 949 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 1 467, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej: 21 282 kWh), 18 awarii sieci SN trwających powyżej 24 godz. (łącznie czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 631 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 13 477, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej: 41 888 kWh), brak awarii sieci WN trwających powyżej 24 godz.

Dodatkowo zwrócono się do dwóch operatorów systemu dystrybucyjnego z prośbą o przesłanie informacji dotyczących awarii sieci elektroenergetycznych występujących na terenie woj. wielkopolskiego i kujawsko-pomorskiego w okresie 5-6 października 2017 r. Z informacji nadesłanych przez jednego z operatorów systemu elektroenergetycznego wynika, że na terenie woj. kujawsko-pomorskiego nastąpiło 165 awarii sieci nN trwających do 24 godz. (łącznie czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 667 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 1 090, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej: 1 937 kWh), 24 awarie sieci SN trwające do 24 godz. (łącznie czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 77 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 17 697, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej: 7 578 kWh), 1 awaria sieci WN trwająca do 24 godz. Na terenie woj. kujawsko-pomorskiego nie wystąpiły awarie sieci trwające powyżej 24 godz.

Na terenie woj. wielkopolskiego nastąpiło 415 awarii sieci nN trwających do 24 godz. (łącznie czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 4 485 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 5 930, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej: 37 481 kWh), 128 awarii sieci SN trwających do 24 godz. (łącznie czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 1 527 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 159 091, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej: 415 034 kWh), 5 awarii sieci WN trwających do 24 godz. (łącznie czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 39,1 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 13 242, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej: 92 073 kWh). Na terenie woj. wielkopolskiego nastąpiło 605 awarii sieci nN trwających powyżej 24 godz. (łącznie czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 31 862 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 6 745, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej: 189 758 kWh), 57 awarii sieci SN trwających powyżej 24 godz. (łącznie czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 2 803 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 84 830, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej: 572 622 kWh), brak awarii sieci WN trwających powyżej 24 godz.

Z wyjaśnień OSD wynika, że w czwartek 5 października 2017 r. przeszedł orkan „Ksawery”. W wyniku spowodowanych przez żywioł szkód w infrastrukturze energetycznej, ponad 600 tys. odbiorców pozostawało bez prądu – trzykrotnie więcej niż po poprzednim huraganie. Awaryjnie wyłączono 48 linii 110 kV i 46 Głównych Punktów Zasilających z obszaru dystrybucji. Bez zasilania pozostawało blisko 15 tys. stacji transformujących średnie napięcie na niskie, czyli dwukrotnie więcej niż po poprzedniej, sierpniowej nawałnicy. Na terenie woj. wielkopolskiego i kujawsko-pomorskiego w kulminacyjnym

momencie czyli czwartkową noc, bez napięcia było 11 Głównych Punktów Zasilających, 7 297 stacji elektroenergetycznych SN/nN, uszkodzonych zostało 294 linii SN oraz 10 linii WN 110 kV. Problemy z dostawami prądu dotknęły 1 984 miejscowości, w sumie ok. 270 tys. odbiorców.

Zwrócono się również z prośbą o przesłanie informacji dotyczących awarii sieci elektroenergetycznych występujących na terenie woj. wielkopolskiego i kujawsko-pomorskiego w okresie 28-29 października 2017 r. Jeden z operatorów systemu dystrybucyjnego wyjaśnił, że na terenie woj. kujawsko-pomorskiego nastąpiły 122 awarie sieci nN trwające do 24 godz. (łącznie czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 532 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 965, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej: 2 128 kWh), 33 awarie sieci SN trwające do 24 godz. (łącznie czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 56 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 25 897, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej: 9 081 kWh), 2 awarie sieci WN trwająca do 24 godz. Na terenie woj. kujawsko-pomorskiego nie wystąpiły awarie sieci trwające powyżej 24 godz.

Na terenie woj. wielkopolskiego nastąpiło 347 awarii sieci nN trwających do 24 godz. (łącznie czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 1 435 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 3 139, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej: 6 944 kWh), 40 awarii sieci SN trwających do 24 godz. (łącznie czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 115 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 22 204, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej: 18 036 kWh), 2 awarie sieci WN trwające do 24 godz. Na terenie woj. wielkopolskiego nastąpiło 7 awarii sieci nN trwających powyżej 24 godz. (łącznie czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 202 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 112, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej: 852 kWh), 1 awaria sieci SN trwająca powyżej 24 godz. (łącznie czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 28 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 1 391, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej: 1 548 kWh), brak awarii sieci WN trwających powyżej 24 godz.

Z wyjaśnień drugiego operatora systemu dystrybucyjnego wynika, że 29 października nad obszarem północno-zachodniej Polski przeszedł orkan „Grzegorz”, wskutek którego pozbawiono napięcia ponad 160 tys. odbiorców OSD, niszcząc infrastrukturę sieciową i zrywając linie energetyczne. Na obszarze spółki, po jego przejściu, bez napięcia było 12 linii WN 110 kV oraz 300 linii SN. Trzy stacje WN/SN oraz 3 754 stacji SN/nN zostało pozbawionych napięcia. Najpoważniejsza sytuacja była w woj. lubuskim i wielkopolskim. Brygady elektromonterskie do późnego niedzielnego wieczora (29 października) przywróciły dostawy energii elektrycznej do prawie wszystkich odbiorców. W poniedziałek od rana skupiły się na usuwaniu ostatnich uszkodzeń na liniach średniego napięcia. W Wielkopolsce energia elektryczna wróciła do wszystkich domów w poniedziałek nad ranem, a na pozostałym obszarze dotkniętym skutkami nawałnicy – do końca tego dnia (30 października). Podczas przejścia orkanu na terenie woj. wielkopolskiego oraz kujawsko-pomorskiego nie doszło do wyłączeń linii wysokiego napięcia 110 kV oraz Głównych Punktów Zasilających.

Podczas każdego z przeprowadzonych monitoringów dokonywania napraw sieci zapytano OSD, jakie środki zaradcze podejmują w celu uniknięcia tego rodzaju awarii w przyszłości.

Pierwszy z OSD poinformował, że wypełniając obowiązki operatora systemu dystrybucyjnego zgodnie z przyznaną koncesją oraz regulacjami zewnętrznymi i wewnętrznymi prowadzi systematyczną i planową eksploatację sieci elektroenergetycznej ograniczając tym samym ryzyko wystąpienia awarii i przerw w dostawie energii elektrycznej do odbiorców. Należy zauważyć, że poprzez systematyczną realizację przez spółkę takich zabiegów eksploatacyjnych jak: oględziny elektroenergetycznych linii napowietrznych, systematyczna wycinka drzew i krzewów pod liniami napowietrzными oraz przeglądy linii i urządzeń elektroenergetycznych ograniczany jest wpływ niekorzystnych warunków atmosferycznych jak: burze, porywiste wiatry. Niemniej pomimo przedsięwziętych środków zaradczych w przypadku wystąpienia nagłych zjawisk atmosferycznych o dużym nasileniu mogą wystąpić awarie elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej, które były niezwłocznie usuwane, jak miało to miejsce 1-2 sierpnia 2017 r. na terenie Wielkopolski.

Ponadto w celu ograniczenia skutków awarii spowodowanych anomaliami pogodowymi, spółka w ramach Planów Rozwoju na lata 2014-2019 oraz 2017-2022 wdrożyła szereg programów modernizacyjnych mających na celu poprawę wskaźników niezawodności pracy sieci dystrybucyjnej. W związku z tym, począwszy od 2014 r., prowadzona jest sukcesywna modernizacja ciągów liniowych SN najbardziej wrażliwych z punktu widzenia dostaw energii elektrycznej do odbiorców. Wskazane prace modernizacyjne ciągów uwzględniają najnowsze rozwiązania technologiczne w zakresie budowy linii napowietrznych i kablowych, jak również zabudowę sterowalnych punktów łączeniowych w głębi sieci. Przy czym należy zaznaczyć, że podstawowymi założeniami obecnie obowiązującego Planu Rozwoju na

lata 2017-2022 jest wyeliminowanie lub maksymalne zmniejszenie przerw w dostawach energii elektrycznej do odbiorców poprzez:

- opracowanie i wdrożenie koncepcji rozwoju sieci SN dla całej spółki,
- kontynuację realizacji koncepcji sieci inteligentnych, która zakłada wprowadzenie zdalnego sterowania i monitorowania do wybranych punktów w głębi sieci SN oraz zautomatyzowanie procesów wykonywanych dotychczas przez realizowanych przez dyspozytora i brygady pogotowia energetycznego (FDIR),
- wyniesienie linii napowietrznych z terenów leśnych lub ich przebudowę na linie kablowe.

Jednocześnie drugi OSD poinformował, że dokłada wszelkich starań by ograniczyć skutki awarii oraz przywrócić zasilanie odbiorcom w możliwie najkrótszym czasie. W celu zachowania ciągłości dostaw energii elektrycznej do odbiorców stosowane jest również zasilanie wydzielonej sieci elektroenergetycznej z agregatów prądotwórczych. Ponadto w spółce zreorganizowano i doposażono brygady wykonawcze w niezbędny sprzęt celem zwiększenia zakresu prac realizowanych przez te brygady. Dodatkowo, w celu maksymalnego ograniczenia przerw w dostawach energii elektrycznej do odbiorców, systematycznie zwiększany jest zakres prac realizowanych w technologii prac pod napięciem, zarówno przez wykonawców wewnętrznych, jak i zewnętrznych. Prace w zakresie zlokalizowania miejsca wystąpienia uszkodzeń w sieci, wykonania niezbędnych przełączeń oraz naprawcze dla przywrócenia zasilania odbiorcom są podejmowane niezwłocznie po wystąpieniu awarii i prowadzone przez pracowników OSD i współpracujących zewnętrznych firm wykonawczych.

Dodatkowo OSD poinformowała, że każdy przypadek wystąpienia awarii elementu linii elektroenergetycznej lub urządzenia analizowany jest pod kątem jej przyczyny, a wnioski wynikające z analizy służą do poprawy stanu technicznego sieci elektroenergetycznej.

Dodatkowo jeden z OSD wyjaśnił, że w celu ograniczenia rozmiarów i czasów wyłączeń odbiorców kontynuuje szereg wcześniej rozpoczętych działań mających na celu w głównej mierze poprawę odporności sieci na zjawiska atmosferyczne oraz usprawnienie procesu lokalizacji i usunięcia awarii, w tym następuje m.in.:

- wymiana przewodów gołych na linie kablowe i niepełnoizolowane w sieci SN i izolowane w sieci nN (w znacznym stopniu ogranicza to liczbę awarii spowodowanych przez drzewa i gałęzie),
- automatyzacja sieci SN (instalacja w głębi sieci SN łączników zdalnie sterowanych, co pozwala skrócić czas lokalizacji uszkodzenia oraz czas trwania wyłączenia dla części odbiorców zasilanych z fragmentów sieci nie obejmujących elementu uszkodzonego),
- rozwój systemów dyspozytorskich (zwiększenie obserwowalności sieci, poprawa skuteczności i szybkości przełączeń w sieci),
- wdrożenie łączności cyfrowej (istotne zwiększenie niezawodności w sterowaniu łącznikami w sieci),
- zwiększenie możliwości rekonfiguracyjnych sieci SN poprzez budowę nowych powiązań w celu umożliwienia drugostronnego zasilania odbiorców oraz budowę nowych stacji SN/nN i skracanie obwodów nN,
- modernizacja stacji polegająca na eliminacji zbędnych i wymianie wyeksploatowanych elementów stacji oraz izolowaniu elementów czynnych na stacjach słupowych SN/nN.

Zasady postępowania w przypadkach wystąpienia wzmożonych awarii określone są w obowiązującej procedurze „Zasady postępowania w sytuacji kryzysowej spowodowanej awariami masowymi”, na podstawie której m.in. poszczególne oddziały spółki zawarły porozumienia z wykonawcami zewnętrznymi (w tym z firmami wycinkowymi) w zakresie gotowości do współpracy przy usuwaniu awarii w sieci dystrybucyjnej OSD.

W zakresie monitorowania dokonywania napraw sieci elektroenergetycznych przez przedsiębiorstwa energetyczne, OT Poznań zwrócił się do dwóch operatorów działających na terenie woj. wielkopolskiego i kujawsko-pomorskiego, z prośbą o przesłanie informacji dotyczących pozostałych przerw nieplanowanych występujących na tym terenie.

Pierwszy OSD wskazał, że na terenie woj. wielkopolskiego w 2018 r. wystąpiły 16 032 awarie długie, 462 awarie bardzo długie i 85 awarii katastrofalnych. W wyniku awarii długich łączny czas trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej wyniósł 34 934,5 godz., szacunkowa liczba odbiorców pozbawionych napięcia wyniosła 913 686, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej wyniosła 534 319 kWh. W wyniku awarii bardzo długich łączny czas trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej wyniósł 7 780,8 godz., szacunkowa liczba odbiorców pozbawionych napięcia wyniosła 6 728, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej wyniosła 61 418 kWh. W wyniku awarii katastrofalnych czas trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej wyniósł 2 567,9 godz., szacunkowa liczba odbiorców pozbawionych napięcia wyniosła 724, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej wyniosła 12 373 kWh.

Natomiast na terenie woj. kujawsko-pomorskiego w 2018 r. wystąpiło 11 025 awarii długich, 354 awarie bardzo długie i 146 awarii katastrofalnych. W wyniku awarii długich łączny czas trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej wyniósł 30 046,0 godz., szacunkowa liczba odbiorców pozbawionych napięcia wyniosła 662 407, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej wyniosła 334 186 kWh. W wyniku awarii bardzo długich łączny czas trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej wyniósł 6 062,2 godz., szacunkowa liczba odbiorców pozbawionych napięcia wyniosła 2 382, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej wyniosła 22 540 kWh. W wyniku awarii katastrofalnych czas trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej wyniósł 4 411,1 godz., szacunkowa liczba odbiorców pozbawionych napięcia wyniosła 1 073, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej wyniosła 18 688 kWh.

Z danych uzyskanych przez **OT Lublin** od operatora systemu dystrybucyjnego działającego na terenie woj. lubelskiego i podlaskiego wynika, że w omawianym okresie wystąpiły następujące awarie:

- 1) 20 659 awarii z czego: 19 141 awarii skutkujących przerwami długimi, bardzo długimi i katastrofalnymi w sieci nN, 1 555 awarii skutkujących przerwami długimi, bardzo długimi i katastrofalnymi w sieci SN i WN. Łączny czas przerw w dostawach energii elektrycznej wynosił 58 368 godz. i dotknęły one 1 339 172 odbiorców,
- 2) 16 181 awarii z czego: 14 587 awarii skutkujących przerwami długimi, bardzo długimi i katastrofalnymi w sieci nN, 1 324 awarii skutkujących przerwami długimi, bardzo długimi i katastrofalnymi w sieci SN i WN. Średni czas trwania przerw w dostawach energii elektrycznej wahał się od 55 min do 9 godz. 31 min. Przerwy te dotknęły łącznie 1 169 689 odbiorców,
- 3) 1 843 awarie skutkujące przerwami długimi, bardzo długimi i katastrofalnymi w sieci nN, 286 awarii skutkujących przerwami długimi, bardzo długimi i katastrofalnymi w sieci SN i WN. Łączny czas przerw w dostawach energii elektrycznej wynosił 61 godz. 17 min i dotknęły one 215 698 odbiorców,
- 4) 24 035 awarie skutkujące przerwami długimi, bardzo długimi i katastrofalnymi w sieci nN, SN i WN, 3 469 awarii skutkujących przerwami krótkimi i mikro przerwami w sieci nN, SN i WN. Łącznie awarie te dotknęły 1 646 569 odbiorców.

Z przedstawionych informacji wynika, że główną przyczyną występowania awarii w sieci dystrybucyjnej operatora było działanie sił natury. Dodatkowo OSD wskazał, że po wystąpieniu awarii podjął niezwłoczne działania w celu ich usunięcia.

Według informacji przedawnionych przez poszczególne oddziały PGE Dystrybucja S.A. działające na terenie OT Lublin w 2018 r. odnotowano występowanie następujących awarii sieci elektroenergetycznej: **PGE Dystrybucja S.A. Oddział Lublin:**

- 15 817 awarii sieci elektroenergetycznej nN o charakterze długim,
- 190 awarii sieci elektroenergetycznej nN o charakterze bardzo długim oraz 36 awarii o charakterze katastrofalnym,
- 1 425 awarii sieci elektroenergetycznej SN i WN o charakterze długim,
- 11 awarii o sieci elektroenergetycznej SN i WN o charakterze bardzo długim.

Na skutek awarii łącznie 1 084 908 odbiorców było pozbawionych dostaw energii elektrycznej. Występujące awarie były usuwane na bieżąco, w przypadku wystąpienia awarii o charakterze masowym opracowano stosowną procedurę postępowania. W celu zminimalizowania ryzyka awarii przeprowadzana jest analiza awaryjności sieci i urządzeń oraz ocena stanu technicznego poszczególnych grup urządzeń. W ramach zapobiegania awariom podjęto następujące działania eksploatacyjne: uruchomienie programu wymiany znacznej liczby linii napowietrznych na kablowe, zakup agregatów prądotwórczych do zasilania odbiorców objętych awariami na czas wykonywania naprawy sieci, zwiększenie liczby prac wykonywanych w technologii pod napięciem, zmniejszenie czasookresów wycinki drzew i gałęzi. Działania te pozwalały na obniżenie wskaźników średnich czasów trwania przerw w dostawie energii elektrycznej.

**PGE Dystrybucja S.A. Oddział Warszawa:**

- 1 245 awarii sieci elektroenergetycznej nN o charakterze długim,
- 19 awarii sieci elektroenergetycznej nN o charakterze bardzo długim oraz 6 awarii o charakterze katastrofalnym,
- 303 awarie sieci elektroenergetycznej SN i WN o charakterze długim,
- 2 awarie sieci elektroenergetycznej SN i WN o charakterze bardzo długim.

Na skutek awarii łącznie 201 521 odbiorców było pozbawionych dostaw energii elektrycznej. Występujące awarie były usuwane na bieżąco, w przypadku wystąpienia awarii o charakterze masowym opracowano stosowną procedurę postępowania. W celu zminimalizowania ryzyka awarii przeprowadzana jest analiza awaryjności sieci i urządzeń oraz ocena stanu technicznego poszczególnych

grup urządzeń. W ramach zapobiegania awariom podjęto następujące działania eksploatacyjne: uruchomienie programu wymiany znacznej liczby linii napowietrznych na kablowe, zakup agregatów prądotwórczych do zasilania odbiorców objętych awariami na czas wykonywania naprawy sieci, zwiększenie liczby prac wykonywanych w technologii pod napięciem, zmniejszenie czasookresów wycinki drzew i gałęzi. Działania te pozwalały na obniżenie wskaźników średnich czasów trwania przerw w dostawie energii elektrycznej.

#### PGE Dystrybucja S.A. Oddział Zamość:

- 10 540 awarii sieci elektroenergetycznej nN o charakterze długim, bardzo długim i katastrofalnym,
- 1 099 awarii sieci elektroenergetycznej SN o charakterze długim, bardzo długim i katastrofalnym,
- 2 awarie sieci elektroenergetycznej WN o charakterze długim.

Występujące awarie były usuwane na bieżąco. Najbardziej awaryjne i wyeksploatowane odcinki sieci typowane na podstawie wieloletniej i okresowej oceny poddawane były modernizacji. W ramach zapobiegania awariom podjęto następujące działania eksploatacyjne: uruchomienie programu wymiany znacznej liczby linii napowietrznych na kablowe, wymiana odcinków linii elektroenergetycznej na izolowane, automatyzacja pracy sieci poprzez instalowanie rozłączników sterowanych falami radiowymi. Działania te pozwalały na obniżenie wskaźników średnich czasów trwania przerw w dostawie energii elektrycznej.

#### PGE Dystrybucja S.A. Oddział Białystok:

- 15 453 awarie sieci elektroenergetycznej nN o charakterze długim i bardzo długim,
- 4 153 awarie sieci elektroenergetycznej SN o charakterze długim, bardzo długim i katastrofalnym,
- 10 awarii sieci elektroenergetycznej WN o charakterze długim, bardzo długim i katastrofalnym.

Na skutek awarii łącznie 2 654 208 odbiorców było pozbawionych dostaw energii elektrycznej. Występujące awarie były usuwane na bieżąco, w przypadku wystąpienia awarii o charakterze masowym opracowano stosowną procedurę postępowania. W ramach zapobiegania awariom prowadzono na bieżąco zabiegi eksploatacyjne, w tym oględziny, przeglądy, pomiary, dokonywano konserwacji i remontów odcinków sieci zagrożonych wystąpieniem awarii i uszkodzeń, zmniejszono czasookresy wycinki drzew i gałęzi. Działania te pozwalały na obniżenie wskaźników średnich czasów trwania przerw w dostawie energii elektrycznej.

Na terenie działania **OT Łódź** w 2018 r. w sieci elektroenergetycznej należącej do OSD miały miejsce awarie sieci nN, SN i WN, których czas trwania był krótszy niż 24 godz. oraz dłuższy niż 24 godz.

W sieci dystrybucyjnej jednego z OSD czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej w poszczególnych województwach kształtował się następująco:

- woj. łódzkie: 32 608 awarii, łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia – 3 982 768, łączny czas trwania przerw – 123 801,65 godz.,
- woj. mazowieckie: 49 126 awarii, łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia – 6 040 747, łączny czas trwania przerw – 189 169,82 godz.

W sieci drugiego z OSD wystąpiły następujące przerwy:

- nieplanowane: na nN – liczba awarii 2 372, łączny czas trwania przerw 11 111 godz., na SN i WN – liczba awarii 970, łączny czas trwania przerw 1 344 godz., łącznie 1 656 866 odbiorców zostało pozbawionych napięcia,
- planowane: na nN – liczba awarii 100 999, łączny czas trwania przerw 27 052 godz., na SN – liczba przerw 172, łączny czas trwania przerw 616 godz., łącznie 197 982 odbiorców zostało pozbawionych napięcia.

OSD poinformowali, że wszystkie naprawy sieci elektroenergetycznej są realizowane niezwłocznie. Całodobowo funkcjonują pracownicy monitorujący stan sieci elektroenergetycznej, na bieżąco przyjmując zgłoszenia o awariach i dysponując odpowiednimi ekipami, angażując wymagany, w zależności od rodzaju awarii, personel oraz sprzęt, celem niezwłocznego przywrócenia stanu sprzed awarii.

**OT Wrocław** na obszarze działania nie odnotował w latach 2017-2018 gwałtownych zjawisk atmosferycznych lub innych sytuacji awaryjnych, wymagających interwencji Prezesa URE.

Wystąpiono do operatora sieci dystrybucyjnej działającego na terenie oddziału o przekazanie danych dotyczących m.in. przerw w latach 2017-2018 w dostawach energii elektrycznej do odbiorców, zarówno przerw planowanych, jak i będących skutkiem awarii. Z danych przedstawionych przez operatora sieci dystrybucyjnej wynika, że w 2017 r. w sieci elektroenergetycznej należącej do OSD miały miejsce awarie sieci nN, SN i WN trwające do 24 godz.



Na obszarze woj. dolnośląskiego wystąpiło 9 477 awarii o sumarycznym czasie trwania 26 973,88 godz., z czego na poszczególne poziomy napięcia sieci dystrybucyjnej przypadło odpowiednio:

- sieć dystrybucyjna WN: 26 awarii o sumarycznym czasie trwania 41,8 godz.,
- sieć dystrybucyjna SN: 4 430 awarii o sumarycznym czasie trwania 10 753,8 godz.,
- sieć dystrybucyjna nN: 5 021 awarii o sumarycznym czasie trwania 16 178,28 godz.

Natomiast na obszarze woj. opolskiego w 2017 r. wystąpiło 5 088 awarii o sumarycznym czasie trwania 12 390,13 godz., z czego na poszczególne poziomy napięcia sieci dystrybucyjnej przypadło odpowiednio:

- sieć dystrybucyjna WN: 13 awarii o sumarycznym czasie trwania 26,38 godz.,
- sieć dystrybucyjna SN: 2 141 awarii o sumarycznym czasie trwania 4 250,2 godz.,
- sieć dystrybucyjna nN: 2 934 awarie o sumarycznym czasie trwania 8 113,55 godz.

W sieci dystrybucyjnej OSD na obszarze woj. dolnośląskiego w 2017 r. wystąpiło 175 114 planowanych i nieplanowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej do odbiorców o sumarycznym czasie trwania 176 994,3 godz., przy czym na poszczególne rodzaje przerw przypadło odpowiednio:

- przerwy krótkie: 75 374 przerwy o sumarycznym czasie trwania 1 503,18 godz.,
- przerwy długie: 97 466 przerw o sumarycznym czasie trwania 124 707,45 godz.,
- przerwy bardzo długie: 1 652 przerwy o sumarycznym czasie trwania 27 656,35 godz.,
- przerwy katastrofalne: 622 przerwy o sumarycznym czasie trwania 23 127,32 godz.

Natomiast w sieci OSD na obszarze woj. opolskiego w 2017 r. wystąpiło 70 387 planowanych i nieplanowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej do odbiorców o sumarycznym czasie trwania 52 679,27 godz., przy czym na poszczególne rodzaje przerw przypadło odpowiednio:

- przerwy krótkie: 32 182 przerwy o sumarycznym czasie trwania 564 godz.,
- przerwy długie: 37 791 przerw o sumarycznym czasie trwania 44 381,92 godz.,
- przerwy bardzo długie: 360 przerw o sumarycznym czasie trwania 5 914,7 godz.,
- przerwy katastrofalne: 54 przerwy o sumarycznym czasie trwania 1 818,65 godz.

Łączna liczba odbiorców pozbawionych dostaw energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej OSD w 2017 r. z uwzględnieniem przerw planowanych i nieplanowanych, wyniosła 9 227 765 odbiorców na obszarze woj. dolnośląskiego oraz 3 391 320 odbiorców na obszarze woj. opolskiego.

Na terenie działania OT Wrocław w 2018 r. w sieci elektroenergetycznej należącej do Operatora Sieci Dystrybucyjnej miały miejsce awarie sieci nN, SN i WN trwające do 24 godz.

Na obszarze woj. dolnośląskiego wystąpiło 12 345 awarii o sumarycznym czasie trwania 22 894,38 godz., z czego na poszczególne poziomy napięcia sieci dystrybucyjnej przypadło odpowiednio:

- sieć dystrybucyjna WN: 45 awarii o sumarycznym czasie trwania 18,93 godz.,
- sieć dystrybucyjna SN: 5 253 awarie o sumarycznym czasie trwania 8 288,28 godz.,
- sieć dystrybucyjna nN: 7 047 awarii o sumarycznym czasie trwania 14 587,17 godz.

Natomiast na obszarze woj. opolskiego w 2018 r. wystąpiło 5 742 awarie o sumarycznym czasie trwania 7 518,07 godz., z czego na poszczególne poziomy napięcia sieci dystrybucyjnej przypadło odpowiednio:

- sieć dystrybucyjna WN: 4 awarie o sumarycznym czasie trwania 2,8 godz.,
- sieć dystrybucyjna SN: 1 755 awarii o sumarycznym czasie trwania 2 020,87 godz.,
- sieć dystrybucyjna nN: 3 983 awarie o sumarycznym czasie trwania 5 494,4 godz.

W sieci dystrybucyjnej OSD na obszarze woj. dolnośląskiego w 2018 r. wystąpiło 129 318 przerw planowanych i nieplanowanych w dostarczaniu energii elektrycznej do odbiorców o sumarycznym czasie trwania 91 634,87 godz., przy czym na poszczególne rodzaje przerw przypadło odpowiednio:

- przerwy krótkie: 56 332 przerwy o sumarycznym czasie trwania 1 097,78 godz.,
- przerwy długie: 72 491 przerw o sumarycznym czasie trwania 82 024,37 godz.,
- przerwy bardzo długie: 451 przerw o sumarycznym czasie trwania 7 136,62 godz.,
- przerwy katastrofalne: 44 przerwy o sumarycznym czasie trwania 1 376,1 godz.

Natomiast w sieci dystrybucyjnej na obszarze woj. opolskiego w 2018 r. wystąpiło 46 928 przerw planowanych i nieplanowanych w dostarczaniu energii elektrycznej do odbiorców o sumarycznym czasie trwania 25 694,8 godz., przy czym na poszczególne rodzaje przerw przypadło odpowiednio:

- przerwy krótkie: 22 544 przerwy o sumarycznym czasie trwania 395,58 godz.,
- przerwy długie: 24 363 przerw o sumarycznym czasie trwania 24 943,45 godz.,
- przerwy bardzo długie: 20 przerw o sumarycznym czasie trwania 331,75 godz.,
- przerwy katastrofalne: 1 przerwa o sumarycznym czasie trwania 24,02 godz.

Łączna liczba odbiorców pozbawionych dostaw energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej OSD w 2018 r. z uwzględnieniem przerw planowanych i nieplanowanych, wyniosła 7 264 735 odbiorców na obszarze woj. dolnośląskiego oraz 2 283 304 odbiorców na obszarze woj. opolskiego.

Liczba odbiorców pozbawionych dostaw energii elektrycznej stanowi sumę liczby odbiorców objętych kolejnymi przerwami w dostawach energii elektrycznej. W praktyce oznacza to, że odbiorców, których przerwy w dostawach energii dotknęły więcej niż raz uwzględniono w kalkulacji kilkukrotnie.

Niewzłoczne usuwanie uszkodzeń sieci dystrybucyjnej wywołanej awariami w niej występującymi oraz zachowywanie ciągłości dostarczania energii elektrycznej do odbiorców stanowi jeden z priorytetów OSD. W związku z przyjętą polityką działania w 2018 r., analogicznie jak w latach poprzednich, OSD starał się usuwać wszystkie uszkodzenia w sieci dystrybucyjnej tak szybko jak to możliwe przy wykorzystaniu wszystkich dostępnych zasobów. Równocześnie, mając na względzie zapewnienie właściwej niezawodności zasilania klientów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, OSD podejmuje szereg działań eksploatacyjnych, remontowych i inwestycyjnych związanych z właściwym utrzymaniem sieci elektroenergetycznej wypełniając w ten sposób obowiązki wynikające z ustawy – Prawo Energetyczne.

W OSD funkcjonuje proces „Przygotowanie i realizacja zadań związanych z usuwaniem awarii”, który zapewnia optymalną współpracę służb dyspozytorskich prowadzących ruch sieci elektroenergetycznej ze służbami serwisu realizującymi działania naprawcze. Służby dyspozytorskie prowadzące ruch sieci elektroenergetycznej, pełniąc całodobowe dyżury, dysponują zespołami pogotowia energetycznego, przeszkolonymi brygadami oraz doświadczoną kadrą inżynieryjno-techniczną. Proceduralnie postępowanie przy likwidowaniu stanów awaryjnych na sieci dystrybucyjnej, w tym postępowanie w przypadku wystąpienia awarii masowej, zostało uregulowane i opisane w „Instrukcji postępowania przy likwidacji stanów awaryjnych występujących w sieci elektroenergetycznej” oraz „Instrukcji postępowania w przypadku wystąpienia awarii masowej w sieci dystrybucyjnej”.

W zakresie monitorowania dokonywania napraw sieci elektroenergetycznych **OT Katowice** pozyskał informacje od dwóch kluczowych operatorów systemów dystrybucyjnych.

W sieci elektroenergetycznej na obszarze woj. śląskiego wystąpiły łącznie 573 przerwy katastrofalne (przerwa w dostawach energii elektrycznej przekraczająca 24 godz.), które miały duży zasięg i dotyczyły dużej liczby obsługiwanych odbiorców. Były one konsekwencją nadzwyczajnych zjawisk atmosferycznych – orkan „Ksawery” 5-8 października 2017 r. i orkan „Grzegorz” 29-30 października 2017 r., gwałtowne burze oraz intensywne opady mokrego śniegu. Z danych przesłanych przez operatora wynika, że największa liczba przerw katastrofalnych miała miejsce w kwietniu. Przyczyną tego były występujące w dniach 18-19 kwietnia 2017 r. bardzo intensywne opady mokrego śniegu oraz porywisty wiatr, na skutek czego doszło do bardzo rozległej awarii w sieci dystrybucyjnej. Operator wyjaśnił, że awaria dotknęła w szczególności dwa oddziały OSD. Najbardziej niekorzystna sytuacja była w woj. śląskim (największe uszkodzenia sieci dystrybucyjnej wystąpiły w okolicach Częstochowy i Kłobucka), gdzie w krótkim okresie spadło kilkadziesiąt centymetrów mokrego śniegu. Łamiące się pod naporem mokrego śniegu drzewa z drugiego szeregu, spoza poszerzonego pasa wycinki, zrywały linie energetyczne. Efektem tego było powstanie zniszczeń sieci, które spowodowały długie ograniczenia w dostawie energii elektrycznej do odbiorców. Usuwanie awarii było ponadto utrudnione z uwagi na zalegające na drogach połamane drzewa oraz występowanie w niektórych miejscach dużej pokrywy śnieżnej. Przy usuwaniu skutków awarii w sieci SN i nN, w dniach 6-7 października, w czasie największego zaangażowania pracowało 147 własnych zespołów naprawczych operatora oraz 32 brygady firm zewnętrznych. W sieci SN wymieniono 53 złamanych słupów, a w sieci nN 64 słupy.

Z informacji przesłanych przez drugiego kluczowego operatora, którego teren działania obejmuje część woj. świętokrzyskiego wynika, że w 2017 r. przerwy katastrofalne wystąpiły w wyniku masowych awarii, powstałych na skutek ekstremalnych zjawisk atmosferycznych. Odnotowano 8 przypadków przerw katastrofalnych dla odbiorców zasilanych z linii SN. Powyższe przerwy katastrofalne w sieci elektroenergetycznej były spowodowane przez ww. czynniki atmosferyczne.

Z informacji przesłanych przez innego operatora obejmującego swym działaniem część woj. świętokrzyskiego, w 2017 r. odnotowano 3 przypadki przerw katastrofalnych dla odbiorców zasilanych z linii SN oraz 132 przypadki dla odbiorców zasilanych z obwodów nN. Przypadki przerw katastrofalnych zaistniałych w sieci nN wystąpiły w październiku 2017 r., objęły swym zasięgiem 797 odbiorców Rejonu Energetycznego Staszów, dla których średni czas przerwy wyniósł 36 godz. i 57 min. Powyższe przerwy katastrofalne w sieci elektroenergetycznej były spowodowane przez silne, porywiste wiatry.

Operatorzy wyjaśnili, że wszystkie awarie sieci elektroenergetycznej, spowodowane przerwami katastrofalnymi w 2017 r. zostały usunięte.

W ramach monitorowania dokonywania napraw sieci pozyskano od dwóch kluczowych operatorów systemów dystrybucyjnych poniższe informacje: w sieci elektroenergetycznej TAURON Dystrybucja S.A. na obszarze woj. śląskiego w 2018 r. nie wystąpiły przerwy katastrofalne. Z informacji przesłanych przez



PGE Dystrybucja S.A. Oddział Skarżysko-Kamienna, którego teren działania obejmuje część woj. świętokrzyskiego wynika, że w 2018 r. najczęściej przerw o charakterze katastrofalnym wystąpiło 24 września. W tym dniu, wskutek skrajnie niekorzystnych warunków atmosferycznych (bardzo silny wiatr i opady deszczu) wystąpiły awarie o charakterze masowym – przerwy katastrofalne dla odbiorców Oddziału Skarżysko-Kamienna i Rzeszów zamieszkałych na terenie powiatów: kieleckiego, ostrowieckiego, kazimierskiego, jędrzejowskiego, opatowskiego, sandomierskiego oraz staszowskiego. Przy usuwaniu skutków awarii, ogółem w dwóch oddziałach pracowało: 79 brygad własnych i 6 zespołów firm zewnętrznych. W trakcie napraw, w sieci SN wymieniono 10 szt. połamanych słupów energetycznych, a w sieci nN 8 szt.

Wszystkie awarie w sieci elektroenergetycznej, które spowodowały przerwy katastrofalne w 2018 r. zostały usunięte.

**OT Kraków** w zakresie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w tym obowiązku utrzymywania sieci elektroenergetycznej w należytym stanie technicznych oraz dokonywania przez OSD napraw sieci dystrybucyjnej, monitorował działalność przedsiębiorstw energetycznych przy rozpatrywaniu skarg odbiorców dotyczących m.in. parametrów jakościowych energii elektrycznej, przerw w dostawach energii elektrycznej oraz standardów obsługi odbiorców, a także w postępowaniach wyjaśniających dotyczących awarii występujących na terenie działania oddziału.

W 2017 r. OT Kraków zwrócił się do dwóch operatorów działających na terenie woj. małopolskiego i podkarpackiego, z prośbą o przesłanie informacji dotyczących awarii sieci elektroenergetycznych występujących na tym terenie.

Na terenie woj. podkarpackiego w 2017 r. wystąpiło 18 084 awarie sieci dystrybucyjnej nN, 1 061 awarii sieci dystrybucyjnej SN i 8 awarii sieci dystrybucyjnej WN. W zakresie przerw w dostawie energii elektrycznej na obszarze woj. podkarpackiego wystąpiło 3 418 przerw planowanych o sumarycznym czasie trwania 12 375 godz. oraz 24 006 przerw nieplanowanych o sumarycznym czasie trwania 94 063 godz.

Natomiast na terenie woj. małopolskiego w 2017 r. wystąpiło 15 014 awarii sieci dystrybucyjnej nN, 11 251 awarii sieci dystrybucyjnej SN i 44 awarie sieci dystrybucyjnej WN. W zakresie przerw w dostarczaniu energii elektrycznej na obszarze woj. małopolskiego wystąpiły 15 842 przerwy planowane o sumarycznym czasie trwania 31 645,73 godz. oraz było 39 813 przerw nieplanowanych o łącznym czasie 117 021,15 godz.

We właściwości ww. operatora na terenie woj. podkarpackiego w 2018 r. wystąpiło 16 708 awarii sieci dystrybucyjnej nN, 894 awarie sieci dystrybucyjnej SN i 3 awarie sieci dystrybucyjnej WN, zaś na terenie woj. małopolskiego wystąpiły 273 awarie sieci dystrybucyjnej nN i było 25 awarii sieci dystrybucyjnej SN. W zakresie przerw w dostawie energii elektrycznej na obszarze woj. podkarpackiego wystąpiło 4 686 przerw planowanych o sumarycznym czasie trwania 13 428 godz. oraz 19 499 przerw nieplanowanych o sumarycznym czasie trwania 75 218 godz., natomiast na obszarze woj. małopolskiego wystąpiły 73 przerwy planowane o sumarycznym czasie trwania 188 godz. oraz 358 przerw nieplanowanych o sumarycznym czasie trwania 1 599 godz.

W przypadku TAURON Dystrybucja S.A. na terenie woj. małopolskiego w 2018 r. wystąpiło 14 891 awarii sieci dystrybucyjnej nN, 8 948 awarii sieci dystrybucyjnej SN i 23 awarie sieci dystrybucyjnej WN. W zakresie przerw w dostarczaniu energii elektrycznej na obszarze woj. małopolskiego wystąpiło 14 225 przerw planowanych o sumarycznym czasie trwania 23 547,55 godz. oraz 214 387 przerw nieplanowanych o łącznym czasie 72 260,08 godz.

Operatorzy prowadzą działania mające na celu umożliwienie szybkiego usunięcia powstałych awarii (m.in. poprzez prace stosownych służb dyspozytorskich, instrukcji działania w sytuacji wystąpienia sytuacji awaryjnej), jak również ograniczanie liczby i czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej (m.in. systematyczne przeglądy, remonty i prace modernizacyjne sieci dystrybucyjnej, wycinka drzew i krzewów wokół linii elektroenergetycznych, wprowadzenie programu kablowania sieci napowietrznej). Jak wskazuje jeden z operatorów, głównymi przyczynami awarii jest działanie żywiołów (silny porywisty wiatr, oblodzenie, opady mokrego śniegu, burze itp.) oraz przewaga linii napowietrznych przebiegających przez tereny zalesione.

## **2.4. Wypełnianie obowiązku publikowania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych informacji dotyczących połączeń międzysystemowych, korzystania z sieci i rozdziału zdolności przesyłowych stronom umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, z uwzględnieniem konieczności traktowania tych informacji jako poufnych ze względów handlowych**

### **2.4.1. Publikowanie informacji przez operatora systemu przesyłowego**

Zgodnie z art. 9c ust. 2 pkt 12 ustawy – Prawo energetyczne OSP jest odpowiedzialny za udostępnianie użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych, z którymi system przesyłowy jest połączony, informacji o:

- a) warunkach świadczenia usług przesyłania energii elektrycznej niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci przesyłowej, korzystania z tej sieci i krajowego systemu elektroenergetycznego oraz pracy krajowego systemu elektroenergetycznego, w tym w szczególności dotyczących realizacji obrotu transgranicznego, zarządzania siecią i bilansowania systemu, planowanych wyłączeniach jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci przesyłowej oraz jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV, a także o ubytkach mocy tych jednostek wytwórczych,
- b) ofertach bilansujących składanych dla jednostek wytwórczych, o których mowa w lit. a).

Oprócz tego, szczegółowy zakres informacji publikowanych przez OSP znajduje się w zatwierdzonej decyzją Prezesa URE IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci (pkt 5.2. „Zakres informacji publikowanych przez OSP”) oraz w IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (pkt 6.4. „Zakres informacji o rynku energii elektrycznej i pracy KSE publikowanych przez OSP”).

W latach 2017-2018 PSE S.A. wypełniały powyższe obowiązki publikując odpowiednie informacje na stronie internetowej dostępnej pod adresem [www.pse.pl](http://www.pse.pl)

Ponadto obowiązki OSP w zakresie dostarczania i publikowania informacji wynikają z rozporządzenia 543/2013. Zgodnie z tym rozporządzeniem funkcjonuje centralna platforma informacyjna na rzecz przejrzystości, za której utrzymanie i funkcjonowanie odpowiedzialne jest ENTSO-E (platforma jest dostępna pod adresem <http://transparency.entsoe.eu>). Na platformie regularnie udostępniano dane rynkowe oraz dane dotyczące pracy europejskich systemów elektroenergetycznych, w tym KSE.

Zobowiązania publikacyjne wynikające z rozporządzenia 543/2013 dla polskiego obszaru rynkowego wypełniane są przez PSE S.A., jako OSP w Polsce, natomiast zobowiązania publikacyjne dotyczące połączeń transgranicznych w zakresie oferowanych i alokowanych zdolności przesyłowych na profilu synchronicznym wypełniane są w imieniu PSE S.A. oraz innych OSP przez właściwe podmioty odpowiedzialne za proces alokacji zdolności przesyłowych tj. JAO dla aukcji rocznych, miesięcznych i dobowych oraz CEPS, a.s. pełniącego funkcję biura alokacji dla rynku dnia bieżącego. PSE S.A. regularnie udostępniają w ramach platformy informacyjnej ENTSO-E wymagane dane rynkowe w zakresie wytwarzania i zużycia energii elektrycznej, cen i kosztów z Rynku Bilansującego, wymiany transgranicznej, zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej, niedyspozycyjności jednostek wytwórczych, odbiorczych i elementów sieciowych, a także środków zaradczych podejmowanych przez operatorów systemów przesyłowych dla utrzymania bezpiecznej pracy połączonych systemów elektroenergetycznych.

Mechanizm udostępniania informacji w ramach platformy informacyjnej ENTSO-E stosowany przez PSE S.A. funkcjonuje poprawnie. Wymagane dane są udostępniane w sposób automatyczny. Proces udostępniania danych dotyczących polskiego obszaru rynkowego jest monitorowany po stronie PSE S.A., a ENTSO-E prowadzi niezależną, regularną ocenę jakości i kompletności otrzymywanych danych od wszystkich podmiotów przekazujących dane platformie.

W wyniku działań prowadzonych wspólnie przez ENTSO-E i OSP zaktualizowano Regulamin korzystania z platformy informacyjnej. W ramach aktualizacji opublikowano listę informacji, które mogą być bezpłatnie wykorzystywane przez użytkowników platformy bez potrzeby występowania o zgodę do pierwotnego właściciela danych. Oprócz tego, w odpowiedzi na uwagi zgłaszane przez użytkowników platformy, uruchomiono projekt mający na celu ulepszenie platformy od strony wizualnej. Platforma jest także rozwijana w związku z obowiązkami publikacyjnymi wynikającymi z rozporządzenia Komisji (UE) z 2 sierpnia 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej i rozporządzenia 2017/2195, a prace te mają na celu dostosowanie podręcznika procedur do wymagań wynikających z tych rozporządzeń.

## 2.4.2. Publikowanie informacji przez operatorów systemów dystrybucyjnych

OSD są odpowiedzialni za dostarczanie użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych, z którymi system jest połączony, informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej oraz zarządzaniu siecią, niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci dystrybucyjnej i korzystania z tej sieci. Realizacja tych obowiązków odbywa się w oparciu o zasady zawarte w IRIESD. OSD mają ustawowy obowiązek zamieszczenia na swoich stronach internetowych obowiązujących IRIESD oraz udostępnienia ich do publicznego wglądu w swoich siedzibach.

Ponadto OSD są również odpowiedzialni za umożliwienie realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci poprzez zamieszczenie na swoich stronach internetowych oraz udostępnienie do publicznego wglądu w swoich siedzibach:

- aktualnej listy sprzedawców energii elektrycznej, z którymi operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,
- informacji o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej działającym na obszarze działania operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego,
- wzorców umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorców umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej.

W tym kontekście należy wspomnieć o obowiązku OSD zamieszczenia na swoich stronach internetowych oraz udostępnienia do publicznego wglądu w swoich siedzibach – wzorca tzw. generalnej umowy dystrybucji (GUD) wypracowanego przez TOE oraz PTPIREE w 2009 r. Operatorzy poprzez zawierane umowy GUD ze sprzedawcami dokonują doprecyzowania zasad korzystania z sieci i otwierają *de facto* poszczególnym sprzedawcom drogę do działania na danym obszarze. Z tego względu umowy GUD są konieczne dla zapewnienia faktycznej możliwości korzystania przez odbiorcę z prawa zakupu energii elektrycznej od wybranego sprzedawcy. Zatem dla zapewnienia faktycznej możliwości korzystania przez odbiorcę z prawa zakupu energii elektrycznej od wybranego sprzedawcy istotne jest, by OSD posiadał jak największą liczbę umów GUD.

Dodatkowo, zgodnie z brzmieniem art. 40 ust. 6 ustawy OZE, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego oraz operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych niezwłocznie zamieszczają na swojej stronie internetowej informację o wyznaczeniu sprzedawcy zobowiązanego.

## 2.5. Bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej

Bezpieczeństwo dostarczania paliw i energii zostało zdefiniowane w dokumencie *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku*, jako zapewnienie stabilnych dostaw paliw i energii na poziomie gwarantującym zaspokojenie potrzeb krajowych i po akceptowanych przez gospodarkę i społeczeństwo cenach, przy założeniu optymalnego wykorzystania krajowych zasobów surowców energetycznych oraz poprzez dywersyfikację źródeł i kierunków dostaw ropy naftowej, paliw ciekłych i gazowych. Podobnie bezpieczeństwo energetyczne jest definiowane w ustawie – Prawo energetyczne jako stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska.

Do konsultacji społecznych i uzgodnień międzyresortowych został przekazany projekt kolejnego dokumentu nawiązującego do niniejszego zagadnienia pt. „Polityka energetyczna Polski do 2040 roku”. Dokument ten zawiera opis stanu i uwarunkowań sektora energetycznego, wyznacza główny cel polityki energetycznej i specyfikuje 8 głównych kierunków tej polityki wraz z imiennym określeniem celu danego kierunku oraz ze wskazaniem konkretnych działań realizacyjnych, służących osiągnięciu zamierzonego celu głównego (bezpieczeństwo energetyczne, przy zapewnieniu konkurencyjności gospodarki, efektywności energetycznej i zmniejszeniu oddziaływania sektora energii na środowisko, przy optymalnym wykorzystaniu własnych zasobów energetycznych).

Wśród elementów bezpieczeństwa energetycznego istotne miejsce zajmuje zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. W wyniku oddziaływania impulsów regulacyjnych, wynikających z liberalizacji rynku energii, przestrzegania wymogów środowiskowych przez sektor wytwarzania energii elektrycznej, poprawy efektywności energetycznej i oszczędności energii, rozwoju odnawialnych źródeł energii, rozwoju skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła oraz niezawodności zasilania, jest ono monitorowane i oceniane w ramach złożonego modelu, poprzez determinanty takie jak: zróżnicowanie struktury nośników energii tworzących bilans krajowy, stopień

zdywersyfikowania zewnętrznych źródeł dostaw, stan techniczny i sprawność urządzeń i instalacji systemów przesyłania oraz dystrybucji paliw i energii.

### 2.5.1. Monitorowanie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej

Prezes URE monitoruje funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego w zakresie bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej na podstawie przepisu wynikającego z art. 23 ust. 2 pkt 20f ustawy – Prawo energetyczne, w oparciu o informacje z pracy KSE – opracowywane i przekazywane codziennie przez operatora systemu przesyłowego. Dodatkowo pozyskano informacje od 5 największych przedsiębiorstw energetycznych w zakresie utrzymywania przez nie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej oraz współpracy z OSP w utrzymaniu odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy skoordynowanej sieci 110 kV – w świetle spoczywającego na nich obowiązku wynikającego z art. 9c ust. 3 pkt 14 ustawy – Prawo energetyczne. W efekcie pozyskania danych pomiarowych z pracy KSE, dotyczących bilansu mocy w systemie w 96 kwadransach każdej doby z lat 2017-2018, poniżej zaprezentowano analizę głównych wielkości wchodzących w skład tego bilansu, uznając je jednocześnie za kluczowe parametry do zajęcia stanowiska w kwestii dostarczania energii elektrycznej do odbiorców na poziomie bezpiecznym.

### Monitorowanie poziomu mocy zainstalowanej oraz mocy osiągalnej w KSE

Zgodnie z przepisem wynikającym z art. 9c ust. 2 pkt 6 ustawy – Prawo energetyczne, OSP realizuje obowiązek dysponowania mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci przesyłowej oraz mocą jednostek wytwórczych, o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej, przyłączonych do skoordynowanej sieci 110 kV. Prowadząc bilansowanie wytwarzania i zużycia energii elektrycznej OSP planuje pracę jednostek wytwórczych, uwzględniając m.in. ograniczenia sieciowe oraz parametry techniczne jednostek wytwórczych i ich możliwości regulacyjne. Ze względu na możliwości prowadzenia ruchu, wyróżnione zostały jednostki wytwórcze: centralnie dysponowane (JWCD), które pozostają w dyspozycji OSP oraz niepozostające do jego dyspozycji tzw. nJWCD.

Według danych na koniec 2018 r., operator systemu przesyłowego dysponował następującą strukturą mocy zainstalowanej i osiągalnej w elektrowniach krajowych:

**Tabela 5.** Struktura mocy zainstalowanej i osiągalnej w elektrowniach krajowych w latach 2017-2018

Wyszczególnienie	Moc zainstalowana [MW]			Moc osiągalna [MW]		
	2017 r.	2018 r.	dynamika zmiany (r/r)	2017 r.	2018 r.	dynamika zmiany (r/r)
Moc elektrowni krajowych:	43 421	45 939	<b>5,80%</b>	43 332	45 650	<b>5,35%</b>
w elektrowniach zawodowych:	34 268	36 638	<b>6,92%</b>	34 525	36 582	<b>5,96%</b>
w elektrowniach zawodowych wodnych:	2 328	2 341	<b>0,56%</b>	2 376	2 391	<b>0,63%</b>
w elektrowniach zawodowych ciepłych:	31 939	34 296	<b>7,38%</b>	32 149	34 191	<b>6,35%</b>
na węglu kamiennym:	20 247	23 215	<b>14,66%</b>	20 416	23 069	<b>12,99%</b>
na węglu brunatnym:	9352	8 752	<b>-6,42%</b>	9406	8 806	<b>-6,38%</b>
gazowych:	2 341	2 330	<b>-0,47%</b>	2 327	2 316	<b>-0,47%</b>
w źródłach wiatrowych i innych odnawialnych:	6 341	6 621	<b>4,42%</b>	6 242	6 452	<b>3,36%</b>
w elektrowniach przemysłowych:	2 813	2 680	<b>-4,73%</b>	2 565	2 615	<b>1,95%</b>
Moc w JWCD:	26 952	29 128	<b>8,07%</b>	27 356	29 461	<b>7,69%</b>
Moc w nJWCD:	16 470	16 811	<b>2,07%</b>	15 976	16 189	<b>1,33%</b>

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Nawiązując do powyższych danych (na koniec 2018 r.), należy stwierdzić, że moc zainstalowana w krajowym systemie elektroenergetycznym wyniosła 45 939 MW, a moc osiągalna – 45 650 MW, co stanowi wzrost odpowiednio o 5,80% oraz o 5,35% w stosunku do 2017 r. Relacja mocy dyspozycyjnej do mocy osiągalnej w 2018 r. pozostawała na podobnym poziomie jak w 2017 r. i wyniosła 66,1% (spadek o 1,2 punktu procentowego w stosunku do 2017 r.).

Elektrownie pozostające w dyspozycji operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego posiadały 63% udziału w mocy zainstalowanej w KSE.

Moc osiągalna JWCD zwiększyła się w stosunku do 2017 r. o 2 105 MW. Moc osiągalna nJWCD w 2018 r. zwiększyła się o 213 MW w porównaniu z 2017 r. Tendencja wzrostowa w 2018 r., zarówno jeżeli chodzi o moc zainstalowaną, jak i osiągalną, była kontynuowana i dotyczyła elektrowni zawodowych ciepłych, w których nastąpił wzrost mocy zainstalowanych o ok. 7,38% oraz mocy osiągalnej o 6,35%, ze szczególnym wskazaniem na źródła zasilane węglem kamiennym, z dynamicznym wzrostem mocy zainstalowanej o ok. 14,66% oraz mocy osiągalnej 12,99%.

Natomiast w 2018 r. zaburzeniu uległa tendencja wzrostowa w przyroście mocy zainstalowanej oraz osiągalnej w segmencie źródeł gazowych odnotowując symboliczny spadek o 0,47% (nadmienić należy, że w 2017 r. zmiany te wynosiły: dla mocy zainstalowanej wzrost o 45,4% oraz dla mocy osiągalnej wzrost o 45,8%). Ujemny przyrost mocy odnotowały również elektrownie zawodowe ciepłe, działające w oparciu o technologie zasilania węglem brunatnym, według danych: spadek mocy zainstalowanej o 6,42% oraz spadek mocy osiągalnej o 6,38% – w porównaniu z 2017 r.

W 2018 r. zmianie uległa tendencja spadkowa w przyroście obu wyszczególnionych mocy dla segmentu źródeł wiatrowych i OZE odnotowując roczny przyrost mocy zainstalowanej o 4,42% oraz roczny przyrost mocy osiągalnej o 3,36%.

**Tabela 6.** Wybrane dane dotyczące funkcjonowania KSE w latach 2017-2018 (dane na podstawie średnich rocznych wartości ze szczytu wieczornego)

Wyszczególnienie	Wartość [MW]		
	2017 r.	2018 r.	dynamika zmiany (r/r)
Moc osiągalna elektrowni krajowych	42 584,3	43 776,9	<b>2,80%</b>
Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych	28 678,3	28 926,6	<b>0,87%</b>
Zapotrzebowanie na moc	22 979,7	23 322,7	<b>1,49%</b>
Maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc	26 230,6	26 447,6	<b>0,83%</b>
	9 stycznia 2017 r. godz. 17:30	28 lutego 2018 r. godz. 18:30	
Rezerwa mocy w dniu, w którym wystąpiło maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc	3 745,3	4 941,6	<b>31,94%</b>
Minimalne krajowe zapotrzebowanie na moc	11 785,3	12 210,6	<b>3,61%</b>
	17 kwietnia 2017 r. godz. 5:45	24 czerwca 2018 r. godz. 4:45	
Rezerwa mocy w dniu, w którym wystąpiło minimalne krajowe zapotrzebowanie na moc	14 707,3	12 055,4	<b>-18,03%</b>

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

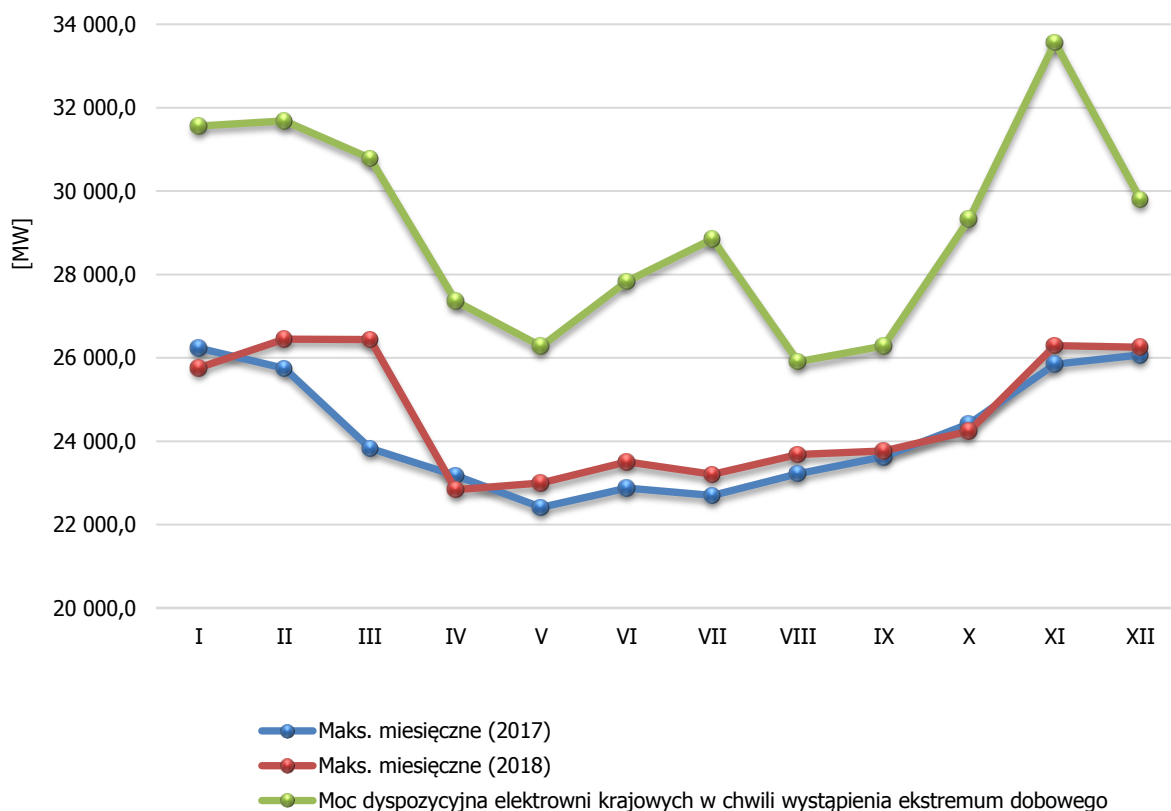
## Monitorowanie zapotrzebowania na moc szczytową w KSE

W 2018 r. średnie roczne zapotrzebowanie na moc (w odniesieniu do wartości ze szczytu wieczornego) wyniosło 23 322,7 MW, co stanowiło wzrost o ok. 1,49% w stosunku do 2017 r., natomiast zapotrzebowanie maksymalne w dobowych szczytach obciążenia wyniosło 26 447,6 MW, co stanowi wzrost o ok. 0,83% w stosunku do 2017 r.

Na poniższym rysunku odwzorowano zmiany zapotrzebowania na moc szczytową w poszczególnych miesiącach 2018 r. w porównaniu z referencyjnymi wielkościami z 2017 r. Dodatkowo zaprezentowano wielkość mocy dyspozycyjnej dla OSP odpowiadającej chwili wystąpienia w danym miesiącu dziennego ekstremum.



**Rysunek 15.** Maksymalne miesięczne krajowe zapotrzebowanie na moc szczytową dla dni roboczych w latach 2017-2018

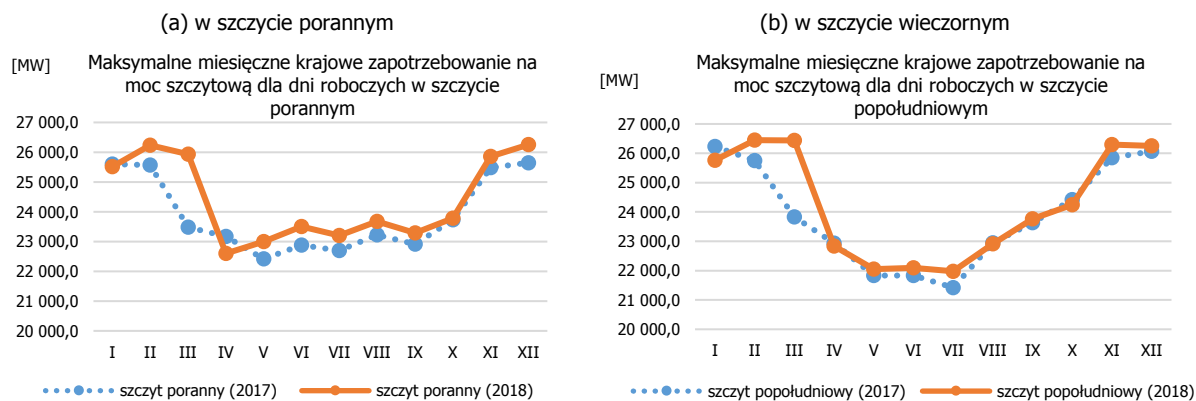


Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Nawiązując do powyższych danych należy stwierdzić, że praktycznie w ciągu całego 2018 r. zapotrzebowanie na moc szczytową pozostawało na poziomie wyższym, niż rok wcześniej.

Zmiany krajowego zapotrzebowania na moc w porannych i wieczornych szczytach zapotrzebowania zostały przedstawione na rysunkach poniżej.

**Rysunek 16.** Zmiana krajowego zapotrzebowania na moc szczytową w wartościach odpowiadających ekstremum zapotrzebowania z dni roboczych poszczególnych miesięcy w 2018 r. w odniesieniu do 2017 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Największy spadek krajowego zapotrzebowania na moc szczytową w odniesieniu do reprezentatywnego miesiąca w 2017 r. nastąpił w kwietniu 2018 r. w szczycie porannym. Natomiast w przypadku szczytu wieczornego, krajowe zapotrzebowanie na moc szczytową w 2018 r. osiągnęło



wartości na poziomie praktycznie nie mniejszym ustalone dla wszystkich reprezentatywnych miesięcy w roku poprzedzającym.

Nadmienić należy, że 28 lutego 2018 r. miało miejsce największe w historii KSE zapotrzebowanie na moc w wysokości 26 447,66 MW (w szczycie wieczornym).

## Monitorowanie zaopatrzenia w energię elektryczną

W 2018 r. w Polsce zostało wyprodukowane 165 214 GWh energii elektrycznej, co stanowiło spadek o 638 GWh tj. o 0,38% w porównaniu z rokiem poprzednim. Z kolei zużycie energii elektrycznej w kraju osiągnęło wyższy poziom 170 932 GWh, co daje przyrost w zestawieniu z rokiem poprzednim o 1,66%, zgodnie z zestawieniem zaprezentowanym w tabeli poniżej.

**Tabela 7.** Produkcja i zużycie energii elektrycznej w latach 2017-2018

Wyszczególnienie	Wytwarzanie [GWh]			Struktura wytwarzania	
	2017 r.	2018 r.	dynamika*	2017 r.	2018 r.
Produkcja energii elektrycznej brutto w kraju	165 852	165 214	<b>-0,38%</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>
w elektrowniach zawodowych:	141 790	143 234	<b>1,02%</b>	85,49%	86,70%
w elektrowniach zawodowych wodnych	2 767	2 197	<b>-20,60%</b>	1,67%	1,33%
w elektrowniach zawodowych ciepłych	139 023	141 037	<b>1,45%</b>	83,82%	85,37%
na węglu kamiennym:	79 868	82 375	<b>3,14%</b>	48,16%	49,86%
na węglu brunatnym:	51 983	49 072	<b>-5,60%</b>	31,34%	29,70%
gazowych:	7 172	9 590	<b>33,71%</b>	4,32%	5,80%
w źródłach wiatrowych i innych odnawialnych:	14 005	11 958	<b>-14,62%</b>	8,44%	7,24%
w elektrowniach przemysłowych:	10 057	10 022	<b>-0,35%</b>	6,06%	6,07%
Krajowe zużycie energii elektrycznej brutto	168 139	170 932	<b>1,66%</b>	-	-

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Ponieważ produkcja energii elektrycznej w 2018 r. nie pokryła zużycia krajowego, należy zwrócić uwagę na kontynuację trendu z rosnącym udziałem importu energii elektrycznej w tym okresie.

W 2018 r. dominujący wolumen, bo aż 86,70% wytworzonej energii elektrycznej pochodziło z elektrowni i elektrociepłowni zawodowych. Z elektrowni ciepłych zawodowych pochodziło 85,37% energii, a jedynie 1,33% z elektrowni wodnych zawodowych. Udział elektrociepłowni przemysłowych w wytwarzaniu energii pozostał praktycznie niezmienny (6,07%).

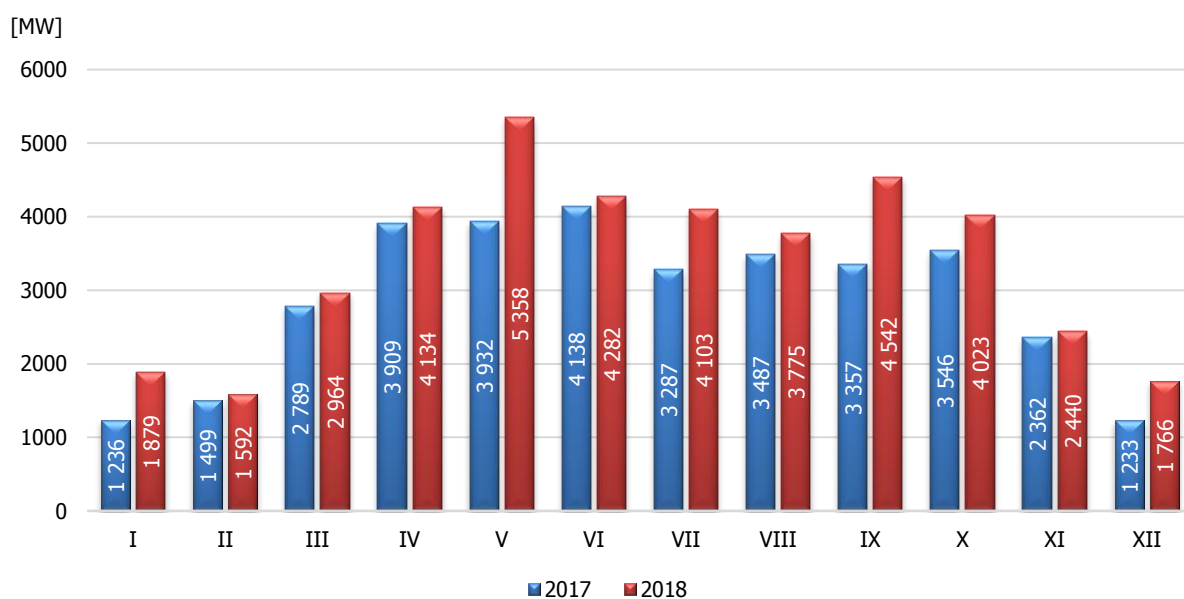
Choć najważniejsza grupa elektrowni ciepłych zawodowych wygenerowała nieznacznie więcej energii niż rok wcześniej (wzrost o 1,45%), to na uwagę zasługuje ograniczenie produkcji w pod-segmencie wytwórców w oparciu o węgiel brunatny – spadek produkcji energii o 5,60% zrekomensowane częściowo przez wzrost wytwarzania w oparciu o węgiel kamienny (wzrost o 3,14%).

Jednak na uwagę zasługuje znaczący wzrost produkcji energii elektrycznej w 2018 r. pochodzącej ze źródeł zasilanych paliwem gazowym (wzrost o 33,71%).

## Monitorowanie ubytków

Na poniższym rysunku zobrazowano wielkości średnich miesięcznych ubytków mocy w JWCD spowodowanych remontami kapitalnymi i średnimi na podstawie danych z dobowych szczytów krajowego zapotrzebowania na moc w 2018 r. oraz ich porównanie z analogicznymi wielkościami rok wcześniej.

**Rysunek 17.** Ubytki spowodowane remontami kapitalnymi i średnimi

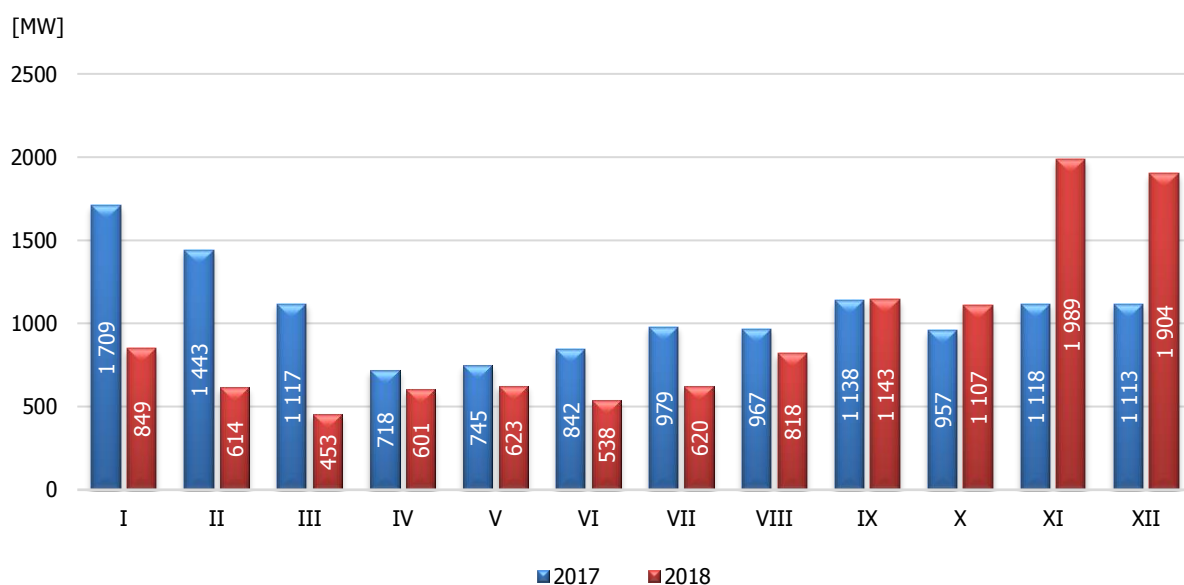


Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Ubytki mocy spowodowane postojami z powodu remontów kapitalnych i średnich, praktycznie w ciągu całego 2018 r. kształtowały się na średnich poziomach powyżej wielkości odnoszących się do referencyjnych okresów 2017 r.

Poniżej przedstawiono wielkości średnich miesięcznych ubytków mocy w JWCD spowodowanych awariami w oparciu o dane z dobowych szczytów krajowego zapotrzebowania na moc w 2018 r. oraz ich porównanie z analogicznymi wielkościami rok wcześniej.

**Rysunek 18.** Ubytki spowodowane awariami

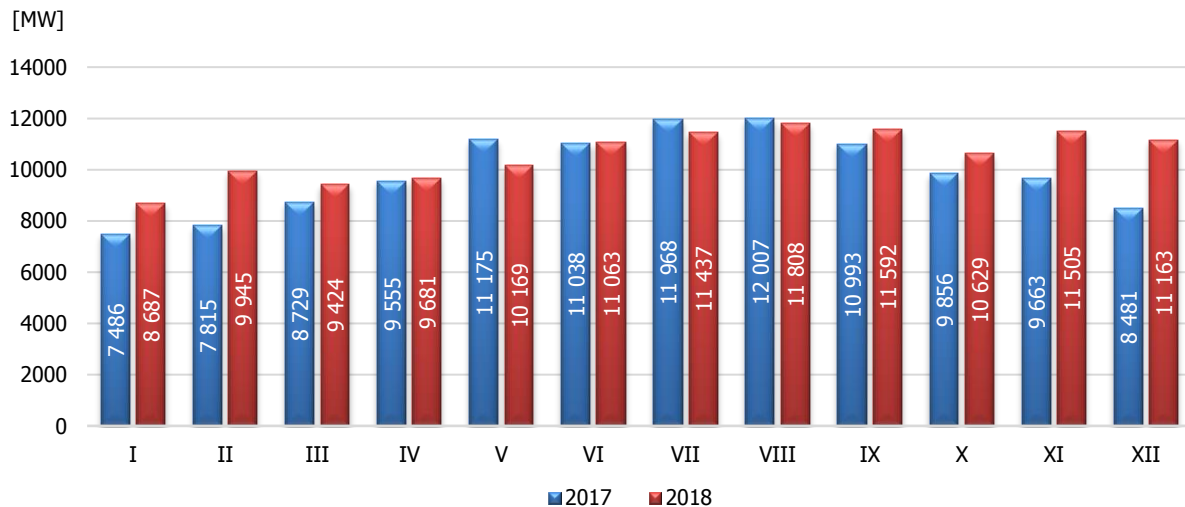


Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Ubytki mocy spowodowane awariami pracy JWCD w 2018 r. ukształtowały się na średnim poziomie znacznie niższym niż w 2017 r., z jednoczesnym wskazaniem na skumulowanie tych awarii pod koniec 2018 r. (listopad i grudzień).

Poniżej zobrazowano graficznie zestawienie wielkości średnich miesięcznych pozostałych ubytków mocy w JWCD w oparciu o dane z dobowych szczytów krajowego zapotrzebowania na moc w 2018 r. w porównaniu z analogicznymi wielkościami rok wcześniej.

**Rysunek 19.** Ubytki pozostałe (z uwzględnieniem m.in. eksploatacyjnych oraz spowodowanych warunkami pracy sieci)



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Pozostałe ubytki mocy wynikające m.in. z postojów i zanizeń mocy JWCD zgłoszonych przez elektrownie z powodu warunków eksploatacyjnych oraz spowodowane warunkami pracy sieci kształtowały się na wyższym poziomie praktycznie w ciągu całego 2018 r. (z wyłączeniem miesięcy letnich) niż w analogicznym okresie rok wcześniej.

### Monitorowanie awarii sieciowych

W 2017 r. operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego poinformował o zaistnieniu awarii systemowych i sieciowych w systemie przesyłowym o znaczących skutkach, jak poniżej:

- 1) nawałnica w dniach 10-12.08.2017 r. objęła swym zasięgiem głównie województwa: zachodniopomorskie, kujawsko-pomorskie, lubuskie i wielkopolskie. W wyniku silnego wiatru i burz wyłączone zostały linie przesyłowe 400 kV (2 przypadki) oraz 220 kV (7 przypadków),
- 2) wyłączenie 9.09.2017 r. dwutorowej linii Joachimów – Huta Częstochowa i Huta Częstochowa – Wrzosowa oraz transformatora TR1 63 MVA 220/30 kV w stacji Huta Częstochowa z powodu obecności na słupie osoby postronnej. W wyniku powyższych wyłączeń wystąpiły ograniczenia dla Huty Częstochowa w wysokości 55 MW,
- 3) wyłączenia spowodowane Orkanem Ksawery w dniach 5-6.10.2017 r. W wyniku silnego wiatru, który objął swoim zasięgiem cały obszar kraju, w sieci przesyłowej wystąpiły wyłączenia awaryjne linii 400 kV (2 przypadki) oraz 220 kV (21 przypadków).

Z kolei w 2018 r. operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego poinformował o zaistnieniu awarii systemowych i sieciowych w systemie przesyłowym o znaczących skutkach. Zgodnie z przedstawioną informacją, 6.02.2018 r. podczas prac planowych w obwodach wtórnych w rozdzielni 110 kV Gdańsk Błonia (własność PSE S.A.), w wyniku błędu pracownika, został wygenerowany impuls wyłączający linię 110 kV Rafineria tor 1. Linia wyłączyła się jednostronnie. Wyłączenie to spowodowało ograniczenia u odbiorców ENERGA S.A. O/Gdańsk w wysokości 12 MW w godz. 11:25 – 11:34. Ograniczenia zniesiono po załączeniu ww. linii 110 kV.

W ramach monitoringu awarii sieciowych na obszarach działania przedsiębiorstw energetycznych Prezes URE zwrócił się również do 5 największych OSD o udzielenie informacji na temat przerw w dostawach energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej spowodowanych awariami sieciowymi, wynikłymi z przyczyn technicznych oraz od nich niezależnymi, wraz z podaniem w sposób skrótowy ich przyczyn, zakresu oraz sposobu i czasu przywracania dostaw energii elektrycznej wraz z podaniem ilości

niedostarczonej energii elektrycznej. Poniżej zaprezentowano skrótowe zestawienie najbardziej znaczących awarii sieciowych z obszarów działalności poszczególnych OSD, według relacji stron.

1) Jak poinformował innogy Stoen Operator Sp. z o.o. – na obszarze jego działania nie wystąpiły awarie o charakterze rozległym, natomiast odnotowano wystąpienie awarii sieciowych spowodowanych głównie uszkodzeniami mechanicznymi kabli nN, SN oraz WN.

W 2017 r. do najistotniejszych w skutkach należały:

- 28 czerwca 2017 r. w stacji 110/15 kV Grochów wyłączyły się transformatory 110/15 kV TRI 1 TR2 oraz w stacji 110/15 kV Wschodnia wyłączył się transformator 110/15 kV TR3. Przyczyną awarii było uszkodzenie dwóch kabli 15 kV między stacjami 15 kV 9629-9356 oraz 10584-10038. Likwidacja awarii odbywała się w trudnych warunkach atmosferycznych (silne opady deszczu). Awaria dotknęła ok. 13 tys. klientów dzielnicy Grochów. Niedostarczona energia – 58 327 kWh,
- 29 czerwca 2017 r. w stacjach 110/15 kV Białoleka oraz Płudy i Międzyzlesie wystąpiły liczne wyłączenia linii 15 kV. Przyczyną były zerwane przewody, połamane słupy, upalone mostki na liniach napowietrznych 15 kV spowodowane nagłym załamaniem pogody (burze). Awarie dotknęły ok. 10 tys. odbiorców Białoleki, Płud i Międzyzlesia. Niedostarczona energia – 13 220 kWh,
- 29 czerwca 2017 r. wyłączyły się linie 110 kV Mory – Towarowa oraz Wschodnia – Stadion Narodowy. Bez zasilania pozostały stacje Stadion Narodowy i jeden system stacji Powiśle. Przyczyną awarii był fabryczny błąd montażu rozdzielnicy 110 kV w nowo uruchamianej stacji Towarowa. Awaria dotyczyła 8 tys. klientów w Centrum Miasta. Niedostarczona energia – 46 157 kWh.

W 2018 r. do awarii najistotniejszych w skutkach należały:

- 13 lutego 2018 r. miała miejsce rozległa awaria sieci 110 kV. W stacji Południowa wyłączony został kierunek zasilania Służewiec, a w stacji EC Siekierki wyłączone zostały kierunki zasilania Stegny oraz Służewiec. Bez napięcia znalazły się stacje 110/15 kV: Służewiec, Stegny, Cybernetyki oraz system 2 w stacji Południowa (w stacji Południowa zadziałała automatyka SZR rozdzielni 15 kV). Bezpośrednią przyczyną awarii było mechaniczne uszkodzenie linii kablowej 110 kV Południowa – Służewiec. Rozległość awarii była spowodowana nieselektywnym działaniem zabezpieczeń w EC Siekierki w polach Stegny i Służewiec. Awaria objęła 95 173 Klientów, niedostarczona energia – 851 936 kWh,
- 16 maja 2018 r. RPZ Koło c. 42 kierunek RSM Ordona wyłączył się z zabezpieczenia ziemnozwarciowego. RPZ Koło c. 5 kierunek RSM Tyszkiewicza wyłączył się z zabezpieczenia ziemnozwarciowego. RPZ Koło c. 42 kierunek RSM Ordona K261 uszkodzony został kabel SN. Awaria objęła 14 888 klientów, niedostarczona energia – 42 320 kWh,
- 25 lipca 2018 r. RSM Grodzieńska c. 208 kierunek stacja nr 10453 uszkodził się kabel 15 kV w tej pętli, nie wyłączył się wyłącznik w tym polu, co spowodowało wyłączenie zasilacza K-361/364 oraz Transformatora IB w RPZ Targówek (układ lb w RPZ Targówek oraz układ 1 sekcji 2 w RSM Grodzieńska bez napięcia). Awaria objęła 19 724 klientów, niedostarczona energia – 28 010 kWh,
- 4 grudnia 2018 r. uszkodzone zostały przekładniki w st. 15/0,4 kV R3023, kabel 15 kV w relacji RSM Grodzieńska na kierunku stacja R3023, w stacji RPZ Targówek celka 15 kV numer 7, nr kabla K-361/364 oraz odłącznik szynowy. Awaria dotknęła ok. 23 194 klientów. Niedostarczona energia – 153 987 kWh.

2) Zgodnie z informacją od spółki Enea Operator Sp. z o.o. – na obszarze jej działania:

a) w 2017 r. wystąpiły 143 zdarzenia w sieci WN, 12 512 zdarzeń w sieci SN oraz 34 805 zdarzeń w sieci niskiego napięcia. Do najistotniejszych (w skutkach) należały:

- gwałtowna burza w nocy z 11 na 12 sierpnia w pasie od Dolnego Śląska przez Wielkopolskę, Kujawy i Pomorze. Kataklyzm na obszarze ENEA Operator zniszczył łącznie ok. 70 słupów wysokiego napięcia, które mają średnią wysokość ok. 24 metrów i ważą nawet po dwie tony. W kulminacyjnym momencie (noc 11 sierpnia), bez napięcia było 14 Głównych Punktów Zasilających, 7 268 stacji elektroenergetycznych SN/nN, uszkodzonych zostało 313 linii średniego napięcia oraz aż 24 kluczowe dla systemu linie wysokiego napięcia 110 kV. Problemy z dostawami prądu dotknęły ponad 2 000 miejscowości, w sumie ok. 250 tys. odbiorców. W woj. wielkopolskim epicentrum ekstremalnych zdarzeń stanowiło Gniezno. W woj. kujawsko-pomorskim burza wyrządziła największe szkody w okolicach Tucholi i Nakła nad Notecią. Siła nawałnic była tak duża, że w kilka chwil zniknęły całe fragmenty sieci: od wysokiego po niskie napięcie: Skala koniecznych napraw była ogromna i porównywalna z koniecznością odtworzenia nowej infrastruktury na obszarze dystrybucji spółki,
- 5 października 2017 r. na obszarze dystrybucji ENEA Operator przeszedł orkan „Ksawery”. W wyniku spowodowanych przez żywioł szkód w infrastrukturze energetycznej, ponad 600 tys.

odbiorców pozostawało bez prądu. Awaryjnie wyłączyło się 48 linii 110 kV i 46 Głównych Punktów Zasilających z obszaru dystrybucji spółki. Bez zasilania pozostawało blisko 15 tys. stacji transformujących średnie napięcie na niskie. Skutki w postaci zniszczeń infrastruktury dystrybucyjnej były wielokrotnie większe od zdarzenia z 11 sierpnia 2017 r.,

- 29 października 2017 r. nad obszarem północno-zachodniej Polski przeszedł Orkan Grzegorz. Pozbawił on napięcia ponad 160 tys. odbiorców, niszcząc infrastrukturę sieciową i zrywając linie energetyczne. Na obszarze spółki, po jego przejściu, bez napięcia było 12 linii wysokiego napięcia 110 kV oraz 300 linii średniego napięcia. Trzy stacje WN/SN oraz 3 754 stacji SN/nN zostało pozbawionych napięcia. Najpoważniejsza sytuacja była w woj. lubuskim i wielkopolskim.

Najczęstszymi przyczynami awarii sieciowych, oprócz tych spowodowanych złymi warunkami atmosferycznymi, były: przepalone bezpieczniki, uszkodzone kable niskiego napięcia oraz zmęczenie/starzenie się materiału. Szacunkowa suma energii elektrycznej niedostarczonej w 2017 r. dla spółki wynosi ok. 29 881 MWh;

- b) w 2018 r. wystąpiły 33 zdarzenia w sieci WN, 8 591 zdarzeń w sieci SN oraz 25 338 zdarzeń w sieci niskiego napięcia. W porównaniu do 2017 r., w 2018 r. na terenie ENEA Operator występowało znacznie mniej gwałtownych burz i niekorzystnych zjawisk pogodowych. W 2018 r. na obszarze obsługiwanym przez spółkę wystąpiły 2 awarie masowe. W nocy z 18 na 19 stycznia 2018 r. przeszedł orkan Fryderyka. W jego wyniku doszło do wyłączenia dwóch linii wysokiego napięcia 110 kV. Żadne Główne Punkty Zasilające nie zostały pozbawione zasilania. W kulminacyjnym momencie Orkan Fryderyka doprowadził do wyłączenia 1 853 stacji SN/nn, co skutkowało pozbawieniem prądu ponad 48 tys. odbiorców.

W dniach 21-22 czerwca 2018 r. na obszarze północno-zachodniej Polski przeszły gwałtowne burze. W krytycznym momencie bez zasilania było 5 linii 110 kV i 145 linii SN, awaryjnie wyłączyło się 2 227 stacji SN/nn, co przełożyło się na ok. 77 tys. odbiorców pozbawionych napięcia. Żadne Główne Punkty Zasilające nie zostały pobawione zasilania.

Najczęstszymi przyczynami awarii sieciowych, oprócz tych spowodowanych złymi warunkami atmosferycznymi, były: przepalone bezpieczniki, uszkodzone kable niskiego napięcia oraz zmęczenie/starzenie się materiału. Szacunkowa suma energii elektrycznej niedostarczonej w 2018 r. dla spółki wynosi ok. 7 195 MWh.

### 3) Według relacji przedsiębiorstwa ENERGA-OPERATOR S.A.:

#### a) w 2017 r.:

- w sieci dystrybucyjnej obejmującej linie 110 kV odnotowano 410 zdarzeń, które spowodowały wyłączenia poszczególnych jej elementów. W zdecydowanej większości przypadków (310) były to wyłączenia przemijające, skutecznie eliminowane przez automatykę zabezpieczeniową. Pozostała część zdarzeń to wyłączenia trwałe, spowodowane działaniem zabezpieczeń lub prewencyjnym wyłączeniem linii przez dyspozytora. Spośród wszystkich wyłączeń trwałych w 20 przypadkach nie udało się zdiagnozować przyczyny ich wystąpienia. W 59 przypadkach przyczyną wyłączeń były drzewa powodujące zwarcia i trwałe uszkodzenia infrastruktury sieciowej. W 10 spośród nich wymagana była naprawa uszkodzonych lub zerwanych przewodów i słupów WN,
- grupa przyczyn wyłączeń w sieci 110 kV spowodowana starzeniem/zmęczeniem infrastruktury sieciowej (odnotowano 35 przypadków zerwanych/uszkodzonych przewodów, izolatorów, uszkodzonych wyłączników i eksplodujących przekładników, błędnych działań/uszkodzeń zabezpieczeń),
- grupa wyłączeń awaryjnych linii 110 kV (ok. 20 przypadków) spowodowana błędami ludzkimi (działania i zdarzenia u odbiorców, działania osób postronnych, elementy obce na urządzeniach, zwierzęta) oraz z uwagi na zdarzenia w sieci sąsiednich operatorów. W 29 przypadkach awaryjne wyłączenia w sieci 110 kV skutkowały ograniczeniami w dostawach energii elektrycznej dla odbiorców.

Główną przyczyną awarii sieciowych w 2017 r. były niekorzystne warunki atmosferyczne (m.in. nawałnica w sierpniu, orkany w październiku: „Ksawery” i „Grzegorz”), w wyniku których m.in. przewracały się drzewa spoza normatywnych pasów wycinek, powodujące trwałe uszkodzenia sieci elektroenergetycznych – jak zrywanie przewodów, łamanie słupów, uszkodzenia stacji napowietrznych. Skala i rozległość tych awarii skutkowałą z kolei długimi czasami ich usuwania. Na szczególną uwagę zasługuje nawałnica o niespotykanej do tej pory sile i dynamice, która wystąpiła w sierpniu 2017 r. na terenie działania ENERGA-OPERATOR S.A. W szczytowym momencie uderzenia żywiołu miało miejsce wyłączenie ponad 7,5 tys. stacji transformatorowych

SN/nN oraz ponad 178 tys. odbiorców. W pracę przy usuwaniu skutków nawałnicy zaangażowanych było 1 092 pracowników segmentu dystrybucji (241 zespoły). Siła, z jaką uderzył żywioł, spowodowała znaczące uszkodzenia sieci dystrybucyjnej. Łącznie uszkodzonych było ponad 180 km linii SN i nN oraz 2,1 tys. słupów energetycznych SN i nN. Zniszczona infrastruktura sieciowa wymagała miejscami wykonania kompleksowej odbudowy. Istotnym utrudnieniem podczas lokalizacji i napraw była konieczność usuwania wiatrołomów z dróg dojazdowych i pasów linii. Ponadto panujące warunki atmosferyczne utrudniały prace przy użyciu ciężkiego sprzętu (dźwigów, podnośników). Znaczące problemy występowały również z łącznością GSM w zakresie telesterowania łącznikami oraz w komunikacji pomiędzy brygadami. Do usuwania awarii jako dodatkowe wsparcie zaangażowane były firmy zewnętrzne, z którymi EOP zawarte ma porozumienia na usuwanie awarii. W działaniach również uczestniczyły jednostki Straży Pożarnej, Policja i Służby Leśne.

Ogółem, na obszarze działania ENERGA-OPERATOR S.A. w 2017 r. odnotowano:

- w sieci SN: 12 268 zdarzeń awaryjnych skutkujących niedostarczeniem ok. 6 787 MWh energii elektrycznej,
- w sieci nN: 71 212 zdarzeń awaryjnych skutkujących niedostarczeniem ok. 1 511 MWh energii elektrycznej;

b) w 2018 r.:

- w sieci dystrybucyjnej obejmującej linie 110 kV odnotowano 358 zdarzeń, które spowodowały wyłączenia poszczególnych jej elementów. W zdecydowanej większości przypadków (261) były to wyłączenia przemijające, skutecznie eliminowane przez automatykę zabezpieczeniową. Pozostała część zdarzeń (97) to wyłączenia trwałe, spowodowane działaniem zabezpieczeń lub prewencyjnym wyłączeniem linii przez dyspozytora. Spośród wszystkich wyłączeń trwałych w 38 przypadkach nie udało się zdiagnozować przyczyny ich wystąpienia. W 18 przypadkach przyczyną wyłączeń były drzewa powodujące zwarcia i trwałe uszkodzenia infrastruktury sieciowej. W 2018 r. zarejestrowano również kilkadziesiąt wyłączeń transformatorów WN/SN spowodowanych: uszkodzeniami aparatury i osprzętu w polach transformatorów (izolatory, przekładniki, ograniczniki przepięć, oszynowanie pola) oraz działaniem zabezpieczeń temperaturowych, gazowo przepływowych:

Ogółem, na obszarze działania ENERGA-OPERATOR S.A. w 2018 r. odnotowano:

- w sieci SN: 10 163 zdarzeń awaryjnych skutkujących niedostarczeniem ok. 2 388 362 kWh energii elektrycznej,
- w sieci nN: 60 230 zdarzeń awaryjnych skutkujących niedostarczeniem ok. 664 600 kWh energii elektrycznej.

4) Powołując się na informacje od TAURON Dystrybucja S.A., na terenie działania tego dystrybutora:

- a) w 2017 r. wystąpiły łącznie 74 332 awarie sieciowe wywołujące przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej, z czego na poszczególne rodzaje sieci przypadło odpowiednio: sieć dystrybucyjna WN: 170 awarii, sieć dystrybucyjna SN: 30 992 awarie oraz sieć dystrybucyjna nN: 43 170 awarii:
- główną przyczyną wystąpienia przedmiotowych awarii były uszkodzenia infrastruktury elektroenergetycznej wywołane przez anomalie pogodowe (śnieżyce, opady mokrego śniegu, orkany, wichury, burze z wyładowaniami) oraz działanie osób trzecich i zwierząt,
  - szacunkowa ilość energii elektrycznej niedostarczonej w związku z wskazanymi awariami sieciowymi (przerwy nieplanowane) wynosi ok. 7,8 GWh, zaś w związku z pracami prowadzonymi na sieci dystrybucyjnej (przerwy planowane) ok. 1,6 GWh.

Do najistotniejszych awarii sieciowych (w skutkach) należały:

- 18-19 kwietnia 2017 r. w związku z opadami mokrego śniegu na obszarze oddziału w Częstochowie oraz północnej części oddziału w Gliwicach wyłączeniami zostało objęte 13 linii WN, 7 stacji WN/SN, 110 linii SN oraz 1 850 stacji SN/nN. Ograniczenia dotyczyły 114 tys. odbiorców,
- 11-12 sierpnia 2017 r. w związku z gwałtowną burzą na obszarze oddziału Wrocław wyłączeniami zostało objęte 10 linii WN, 2 stacje WN/SN, 65 linii SN oraz 1 412 stacji SN/nN. Ograniczenia dotyczyły 70 tys. odbiorców,
- 5-8 października 2017 r. w związku z orkanem „Ksawery” na całym obszarze działania TAURON Dystrybucja S.A. wyłączeniami zostało objęte 73 linii WN, 30 stacji WN/SN, 484 linii SN oraz 6 063 stacji SN/nN. Ograniczenia dotyczyły 320 tys. odbiorców,



- 29-30 października 2017 r. w związku z orkanem „Grzegorz” na całym obszarze działania TAURON Dystrybucja S.A. wyłączeniami zostało objęte 37 linii WN, 8 stacji WN/SN, 244 linii SN oraz 3 499 stacji SN/nN. Ograniczenia dotyczyły 194 tys. odbiorców;
- b) w 2018 r. wystąpiło łącznie 61 535 awarii sieciowych wywołujących przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej, z czego na poszczególne rodzaje sieci przypadło odpowiednio: sieć dystrybucyjna WN: 127 awarii, sieć dystrybucyjna SN: 27 589 awarii oraz sieć dystrybucyjna nN: 33 818 awarii:
- główną przyczyną wystąpienia przedmiotowych awarii były uszkodzenia infrastruktury elektroenergetycznej wywołane przez anomalie pogodowe (śnieżyce, opady mokrego śniegu, orkany, wichury, burze z wyładowaniami) oraz działanie osób trzecich i zwierząt,
  - szacunkowa ilość energii elektrycznej niedostarczonej w związku z wskazanymi awariami sieciowymi (przerwy nieplanowane) wynosi ok. 3,5 GWh, zaś w związku z pracami prowadzonymi na sieci dystrybucyjnej (przerwy planowane) ok. 1,5 GWh.
- Do najistotniejszych awarii sieciowych (w skutkach) należały:
- 23-25 września 2018 r. w związku z silnym wiatrem (układ niżu Fabienne) na obszarze bielskim, będzińskim, gliwickim, krakowskim oraz tarnowskim wyłączeniami zostało objęte 14 linii WN i 1 748 stacji SN/nN. Ograniczenia dotyczyły 104 tys. odbiorców;
  - 29-31 października 2018 r. w związku z silnym wiatrem na obszarze jeleniogórskim, krakowskim, opolskim, wałbrzyskim oraz wrocławskim wyłączeniami zostało objęte 12 linii WN oraz 676 stacji SN/nN. Ograniczenia dotyczyły 36 tys. odbiorców.
- 5) Według relacji PGE Dystrybucja S.A., na obszarze działania spółki:
- a) w 2017 r. wystąpiło łącznie 204 637 awarii. Do najistotniejszych (w skutkach) należały:
- sieć WN – 88 awarii, sieć SN – 30 616 awarii oraz sieć nN – 173 933 awarii spowodowanych skrajnie niekorzystnymi warunkami atmosferycznymi (burze z wyładowaniami atmosferycznymi, wichury, śnieżyce, przewrócone w wyniku niekorzystnych zjawisk atmosferycznych drzewa na linie energetyczne, działanie osób trzecich oraz zwierząt, mechaniczne uszkodzenia kabli),
  - niedostarczona energia z powodu przerw planowanych wyniosła 29 655,4 MWh oraz z powodu przerw nieplanowanych 6 211,0 MWh. W Oddziale Łódź wystąpiła największa wartość łącznej niedostarczonej energii – 10 738,4 MWh;
- b) w 2018 r. wystąpiło łącznie 170 311 awarii. Do najistotniejszych (w skutkach) należały:
- sieć WN – 47 awarii, sieć SN – 26 013 awarii oraz sieć nN – 144 251 awarii spowodowanych skrajnie niekorzystnymi warunkami atmosferycznymi (burze z wyładowaniami atmosferycznymi, wichury, śnieżyce, przewrócone w wyniku niekorzystnych zjawisk atmosferycznych drzewa na linie energetyczne, działanie osób trzecich oraz zwierząt, mechaniczne uszkodzenia kabli),
  - niedostarczona energia z powodu przerw planowanych wyniosła 5 885,3 MWh oraz z powodu przerw nieplanowanych 13 890,4 MWh. W Oddziale Warszawa wystąpiła największa wartość łącznej niedostarczonej energii – 5 597 MWh.

**Tabela 8.** Ograniczenia w dostawach do odbiorców w KSE w 2017 r. [w MWh]

Wyszczególnienie	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	2017
Ograniczenia dostaw energii z powodu braku mocy w KSE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ograniczenia dostaw energii z powodu awarii w sieci przesyłowej	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ograniczenia dostaw energii z powodu awarii w sieci dystrybucyjnej	631	765	531	2 765	83	4 396	1 068	13 192	288	18 592	971	5 567	48 849
w tym z powodu złych warunków atmosferycznych	452	711	321	2 516	59	4 324	999	13 061	125	18 576	944	5 329	47 417
<b>RAZEM ograniczenia dostaw energii</b>	<b>631</b>	<b>765</b>	<b>531</b>	<b>2 765</b>	<b>83</b>	<b>4 396</b>	<b>1 068</b>	<b>13 192</b>	<b>288</b>	<b>18 592</b>	<b>971</b>	<b>5 567</b>	<b>48 849</b>

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Jak wynika z danych, największe w skutkach ograniczenia w dostawach energii elektrycznej do odbiorców wystąpiły w sierpniu 2017 r. (w efekcie działania silnego wiatru – nawałnicy w woj. kujawsko-pomorskim) oraz w październiku 2017 r. (wskutek oddziaływania orkanu „Ksawery”) – o których wspomniano powyżej.

**Tabela 9.** Ograniczenia w dostawach do odbiorców w KSE w 2018 r. [w MWh]

Wyszczególnienie	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	2018
Ograniczenia dostaw energii z powodu braku mocy w KSE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ograniczenia dostaw energii z powodu awarii w sieci przesyłowej	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
Ograniczenia dostaw energii z powodu awarii w sieci dystrybucyjnej	967	312	54	46	113	3 283	139	263	1 082	765	254	2	7 280
w tym z powodu złych warunków atmosferycznych	948	161	0	37	0	3 271	96	198	1 070	749	0	0	6 530
<b>RAZEM ograniczenia dostaw energii</b>	<b>967</b>	<b>314</b>	<b>54</b>	<b>46</b>	<b>113</b>	<b>3 283</b>	<b>139</b>	<b>263</b>	<b>1 082</b>	<b>765</b>	<b>254</b>	<b>2</b>	<b>7 282</b>

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Jak wynika z danych, największe w skutkach ograniczenia w dostawach energii elektrycznej do odbiorców wystąpiły w czerwcu i we wrześniu 2018 r.

## Monitorowanie rezerw

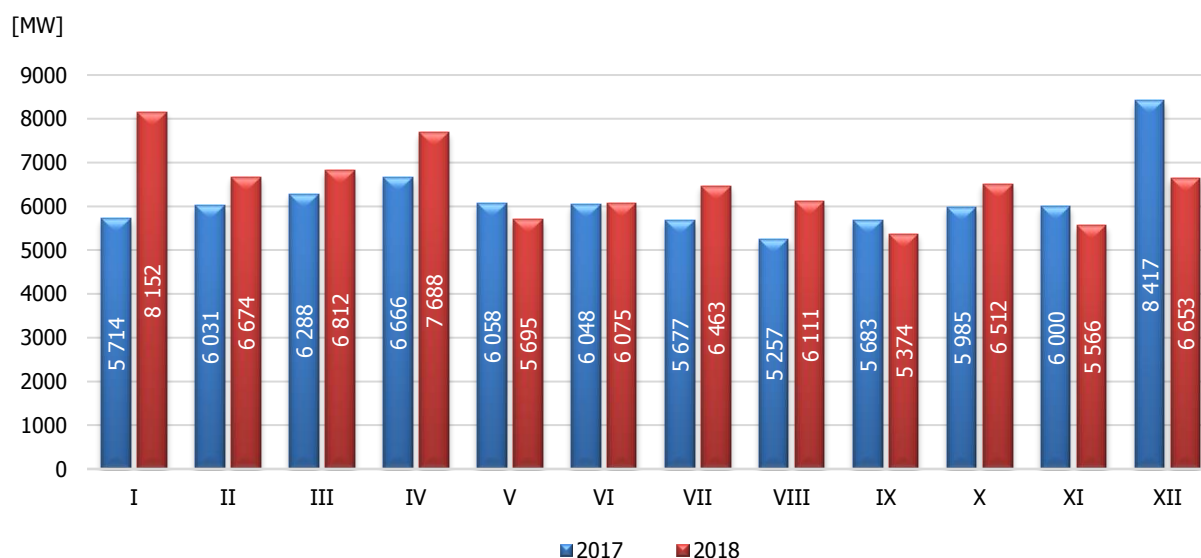
Zgodnie z obowiązującymi standardami bezpieczeństwa pracy KSE, wynikającymi z zapisów IRiESP, na etapie planowania pracy systemu przez OSP:

- moce wytwórcze w JWCD powinny zapewniać rezerwę w stosunku do zapotrzebowania na poziomie 18%, w ramach planów koordynacyjnych dobowych, zgodnie z pkt 4.3.4.18 IRiESP, a ponadto,
- moce wytwórcze w JWCD powinny zapewniać rezerwę nie mniejszą niż 9% planowanego zapotrzebowania dostępną w czasie nie dłuższym niż 1 godzina (zgodnie z pkt 4.3.4.19 (1) IRiESP) oraz
- planowana rezerwa ujemna, wyznaczana jako nadwyżka całkowitego zapotrzebowania na moc do pokrycia przez elektrownie krajowe nad mocą sumy minimów technicznych JWCD planowanych do pracy i planowanego obciążenia elektrowni nJWCD, powinna wynosić nie mniej niż 500 MW i być dostępna w czasie nie dłuższym niż 1 godzina (zgodnie z pkt 4.3.4.19 (2) IRiESP).

W rezultacie porównania średnich rocznych wielkości rezerw mocy w elektrowniach zawodowych, w 2018 r. stwierdzono wzrost tych rezerw o ok. 6% w stosunku do 2017 r., z 6 131 MW do 6 498 MW.

Poniżej zobrazowano graficznie zestawienie wielkości średnich miesięcznych wielkości rezerw mocy w elektrowniach zawodowych w oparciu o dane z dobowych szczytów krajowego zapotrzebowania na moc w 2018 r. w porównaniu z analogicznymi wielkościami rok wcześniej.

**Rysunek 20.** Rezerwy mocy w elektrowniach zawodowych



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Poniżej zaprezentowano stabelaryzowane zestawienie wielkości rezerw odpowiadających przedziałom czasowym, w których wystąpiło maksymalne oraz minimalne zapotrzebowanie na moc w danym miesiącu 2017 r. i 2018 r.

**Tabela 10.** Wielkości rezerw mocy odpowiadające maksymalnemu i minimalnemu zapotrzebowaniu na moc w 2017 r.

ROK 2017	Maksymalne zapotrzebowanie na moc				Minimalne zapotrzebowanie na moc			
	data wystąpienia	zapotrzebowanie KSE na moc [MW]	dostępna rezerwa mocy w JWCD [MW]	rezerwa / zapotrzebowanie [%]	data wystąpienia	zapotrzebowanie KSE na moc [MW]	dostępna rezerwa mocy w JWCD [MW]	rezerwa / zapotrzebowanie [%]
Styczeń	09-01-2017 17:30	26 231	3 745	14,28	01-01-2017 03:30	13 407	14 869	110,91
Luty	08-02-2017 17:30	25 746	4 524	17,57	27-02-2017 02:45	14 673	13 929	94,93
Marzec	09-03-2017 19:00	23 824	5 709	23,96	12-03-2017 06:00	13 916	11 142	80,07
Kwiecień	28-04-2017 13:15	23 172	4 653	20,08	17-04-2017 05:45	11 785	14 707	124,80
Maj	30-05-2017 13:15	22 413	4 288	19,13	28-05-2017 05:00	12 387	12 824	103,53
Czerwiec	28-06-2017 13:30	22 875	3 831	16,75	18-06-2017 05:00	12 074	11 444	94,78
Lipiec	31-07-2017 13:30	22 700	4 299	18,94	30-07-2017 05:30	12 320	13 365	108,48
Sierpień	01-08-2017 13:15	23 221	3 235	13,93	13-08-2017 05:45	12 228	10 726	87,72
Wrzesień	26-09-2017 19:45	23 630	4 562	19,30	03-09-2017 06:00	12 653	11 935	94,32
Październik	30-10-2017 17:30	24 421	8 234	33,72	01-10-2017 03:30	14 056	11 781	83,81
Listopad	30-11-2017 16:45	25 848	3 156	12,21	01-11-2017 06:30	14 414	13 569	94,14
Grudzień	19-12-2017 16:15	26 070	5 850	22,44	25-12-2017 07:45	13 098	19 148	146,19

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

**Tabela 11.** Wielkości rezerw mocy odpowiadające maksymalnemu i minimalnemu zapotrzebowaniu na moc w 2018 r.

ROK 2018	Maksymalne zapotrzebowanie na moc				Minimalne zapotrzebowanie na moc			
	data wystąpienia	zapotrzebowanie KSE na moc	dostępna rezerwa mocy w JWCD	rezerwa / zapotrzebowanie	data wystąpienia	zapotrzebowanie KSE na moc	dostępna rezerwa mocy w JWCD	rezerwa / zapotrzebowanie
		[MW]	[MW]	[%]		[MW]	[MW]	[%]
Styczeń	16-01-2018 16:45	25 764,1	7 015	27,23	01-01-2017 05:00	13 426,1	16 764	124,86
Luty	28-02-2018 18:30	26 447,6	5 291	20,00	04-02-2018 04:30	15 098,7	13 457	89,13
Marzec	01-03-2018 19:00	26 440,1	4 631	17,51	11-03-2018 06:15	14 457,0	13 316	92,11
Kwiecień	06-04-2018 20:15	22 837,2	6 243	27,34	01-04-2018 06:30	12 596,7	16 006	127,07
Maj	30-05-2018 13:00	22 999,0	5 358	23,30	27-05-2018 05:15	12 651,6	13 547	107,08
Czerwiec	21-06-2018 12:45	23 503,0	4 908	20,88	24-06-2018 04:45	12 210,6	12 682	103,86
Lipiec	27-07-2018 13:15	23 205,2	6 875	29,63	15-07-2018 05:30	12 642,7	12 208	96,56
Sierpień	02-08-2018 13:15	23 680,3	3 221	13,60	19-08-2018 06:00	12 768,9	11 907	93,25
Wrzesień	19-09-2018 19:45	23 763,2	4 311	18,14	02-09-2018 06:00	13 012,0	11 817	90,82
Październik	29-10-2018 17:00	24 240,1	6 500	26,81	14-10-2018 04:45	13 743,9	12 887	93,76
Listopad	29-11-2018 16:45	26 291,9	7 541	28,68	04-11-2018 03:45	13 911,8	11 201	80,52
Grudzień	14-12-2018 13:15	26 253,7	5 113	19,47	25-12-2018 03:00	13 281,2	17 434	131,27

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

W powyższych zestawieniach przedstawiono kalkulację wielkości rezerwy w oparciu o sumę rezerwy wirującej JWCD ciepłych, rezerwy JWCD wodnych oraz rezerwy zimnej JWCD ciepłych. Jak wynika z przedstawionych danych, najniższy stosunek poziomu rezerw do zapotrzebowania KSE na moc wystąpił:

- 30 listopada 2017 r. w trakcie popołudniowego szczytu zapotrzebowania na moc (12,21%),
- 2 sierpnia 2018 r. w trakcie porannego szczytu zapotrzebowania na moc (13,60%).

Na uwagę zasługują także wybrane przypadki wystąpienia zwiększonego zapotrzebowania na moc (pojedyncze przedziały godzinowe), dla których nie udało się utrzymać 18% buforu rezerw w stosunku do zapotrzebowania, odpowiednio:

- w szczycie porannym zapotrzebowania – czerwiec i sierpień 2017 r. oraz w szczycie popołudniowym – styczeń i luty 2017 r.,
- w marcu 2018 r.

Maksymalne rezerwy mocy, zarówno dla szczytu porannego, jak i wieczornego, wystąpiły 25 grudnia 2017 r. i 25 grudnia 2018 r., kiedy zapotrzebowanie na moc znajdowało się na poziomie umiarkowanym, typowym dla dnia ustawowo wolnego od pracy.

W latach 2017-2018 okresy, dla których rezerwa mocy (JWCD ciepłe wirujące + JWCD wodne) wynosiła poniżej poziomu referencyjnego 9% były stosunkowo krótkie, a w drugiej połowie tych lat – incydentalne (w przypadku uwzględnienia w rezerwie mocy rezerwy zimnej w JWCD stwierdzono, że takie okresy nie wystąpiły).

Należy także zauważyć, że dla wybranych miesięcy 2017 r. i 2018 r. występowały przedziały czasowe, w których wystąpił trwający powyżej godziny spadek rezerwy mocy poniżej poziomu referencyjnego 9%. Przykładowo:

- 23 marca 2017 r. (w szczycie popołudniowym, o godzinie 19:00) oraz 19 maja 2017 r. (w szczycie porannym, o godzinie 9:45) w pojedynczym kwadransie odpowiadającym zapotrzebowaniu na moc szczytową, wystąpiły najniższe w 2017 r. poziomy rezerwy mocy (JWCD ciepłe wirujące + JWCD wodne) w wysokości ok. 6,0%,
- 24 września 2018 r. (w szczycie wieczornym o godzinie 19:30) oraz 23 maja 2018 r. (w szczycie porannym, o godzinie 8:45) w pojedynczym kwadransie odpowiadającym zapotrzebowaniu na moc

szczytowa, wystąpiły najniższe w 2018 r. poziomy rezerwy mocy (JWCD ciepłe wirujące + JWCD wodne) w wysokości odpowiednio: 5,7% oraz 6,1%.

## Ocena nadwyżki mocy dostępnej dla OSP

Jako parametr rozstrzygający w kwestii bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej wskazano na nadwyżkę mocy do dyspozycji operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego – jako najważniejsze narzędzie do dyspozycji OSP, za pomocą którego doprowadzał on do zrównoważenia krajowego zapotrzebowania na moc.

Analizując poziom mocy dostępnej dla OSP w kontekście zapotrzebowania na tę moc w systemie elektroenergetycznym należy stwierdzić, że z punktu widzenia wartości z Planu Koordynacyjnego Roczno (PKR) dla 2017 r., nadwyżka mocy dostępna dla OSP została zaplanowana na poziomie bezpiecznym dla zapewnienia bieżącego bezpieczeństwa funkcjonowania KSE za wyjątkiem września i października, kiedy to miał występować jej deficyt.

**Tabela 12.** Roczny bilans mocy 2017 r. na podstawie PKR (wartości w szczycie dobowym dni roboczych w MW)

Szczyt	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych dostępna dla OSP	29 558	29 526	27 846	26 657	25 827	26 292	26 201	26 089	25 760	27 364	28 980	30 250
Krajowe zapotrzebowanie na moc	24 986	24 420	23 548	22 132	21 605	21 835	22 024	21 919	22 662	23 491	24 552	24 595
Nadwyżka mocy dostępna dla OSP	4 572	5 106	4 298	4 525	4 222	4 457	4 178	4 170	3 098	3 873	4 427	5 655
Wymagana przez OSP nadwyżka mocy (18% zapotrzebowania)	4 497	4 396	4 239	3 984	3 889	3 930	3 964	3 945	4 079	4 228	4 419	4 427
Różnica pomiędzy dostępną i wymaganą przez OSP nadwyżką mocy	75	710	59	541	333	527	214	225	<b>-981</b>	<b>-355</b>	8	1 228

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Z kolei dla 2018 r., nadwyżka tej mocy dostępna dla OSP również została zaplanowana na poziomie bezpiecznym dla zapewnienia bieżącego bezpieczeństwa funkcjonowania KSE za wyjątkiem okresów: styczeń-luty oraz wrzesień-listopad, kiedy to miał występować jej deficyt.

**Tabela 13.** Roczny bilans mocy 2018 r. na podstawie PKR (wartości w szczycie dobowym dni roboczych w MW)

Szczyt	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych dostępna dla OSP	29 555	29 719	29 038	27 685	26 309	26 670	26 958	26 776	27 224	28 167	29 141	29 944
Krajowe zapotrzebowanie na moc	25 596	25 390	24 391	22 942	22 128	22 300	22 509	22 518	23 300	23 883	25 100	25 338
Nadwyżka mocy dostępna dla OSP	3 959	4 329	4 647	4 743	4 182	4 370	4 449	4 258	3 924	4 285	4 041	4 607
Wymagana przez OSP nadwyżka mocy (18% zapotrzebowania)	4 607	4 570	4 390	4 130	3 983	4 014	4 052	4 053	4 194	4 299	4 518	4 561
Różnica pomiędzy dostępną i wymaganą przez OSP nadwyżką mocy	<b>-648</b>	<b>-241</b>	257	613	199	356	397	205	<b>-270</b>	<b>-14</b>	<b>-477</b>	46

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Poziom mocy dostępnej dla OSP w kontekście zapotrzebowania na tę moc w systemie elektroenergetycznym, z punktu widzenia wartości średniomiesięcznych w latach 2017-2018, kształtował się na poziomie bezpiecznym dla zapewnienia funkcjonowania KSE (zgodnie z wymaganym w IRIESP marginesem bezpieczeństwa). Niemniej należy jednak zwrócić uwagę, że w przypadku zastosowania w analizie wartości mocy występujących w szczycie dobowym z dni roboczych, występowały ujemne rezerwy w nadwyżce mocy dostępnej ponad wymaganą przy szczytowych zapotrzebowania KSE na moc (w 2017 r.: styczeń, sierpień oraz listopad, w 2018 r.: sierpień – poniżej poziomu zaplanowanego w PKR tj. poniżej 18% zapotrzebowania), co oznacza, że operator w procesie

sterowania bezpieczeństwem pracy systemu musiał podjąć odpowiednie środki zaradcze, adekwatne do większego zakresu ryzyka możliwego do zaistnienia.

## 2.5.2. Inwestycje w nową infrastrukturę sieciową – zestawienie zbiorcze wielkości wykonanych w latach 2017-2018 przez OSP i OSD<sup>4)</sup>

Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej realizuje zadania inwestycyjne zgodnie z uzgodnionym z Prezesem URE planem rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną. Projekt planu rozwoju podlega uzgodnieniu z Prezesem URE z wyłączeniem przedsiębiorstw wykonujących działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji dla mniej niż 100 odbiorców, którym przedsiębiorstwo to dostarcza rocznie mniej niż 50 GWh tej energii. Prezes URE uzgadniając plany rozwoju weryfikuje przede wszystkim ich zgodność z ustawą i przepisami wykonawczymi do tej ustawy oraz z założeniami polityki energetycznej państwa, współpracując przy tym z właściwymi miejscowo zarządami województw, a także uzgadnia nakłady inwestycyjne w takiej wysokości, aby koszty z nich wynikające mogły stanowić podstawę do kalkulacji taryfy z zachowaniem wymogu, o którym mowa w art. 16 ust. 10 ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym plany powinny zapewniać długookresową maksymalizację efektywności nakładów i kosztów 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.

**Tabela 14.** Nakłady inwestycyjne pięciu OSD oraz OSP, ceny bieżące

	Wykonanie 2017 [mln zł]	Wykonanie 2018 [mln zł]	Plan 2019 [mln zł]
Nakłady inwestycyjne	7 369	8 256	7 156

Źródło: URE.

### 2.5.2.1. Operator systemu przesyłowego

Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego – spółka PSE S.A. – w styczniu 2016 r. uzgodniła z Prezesem URE *Projekt planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2016–2025*. Następnie, w lutym 2019 r. został uzgodniony z Prezesem URE *Projekt planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2018–2027* (okres następujący bezpośrednio po okresie będącym przedmiotem niniejszego raportu), który został przedłożony stosownie do art. 16 ust. 14 ustawy – Prawo energetyczne.

### Majątek spółki

Na koniec 2018 r. w skład infrastruktury sieciowej zainstalowanej w sieci przesyłowej OSP wchodziło 14 881 km (w przeliczeniu na 1 tor) linii napowietrznych i kablowych, w tym:

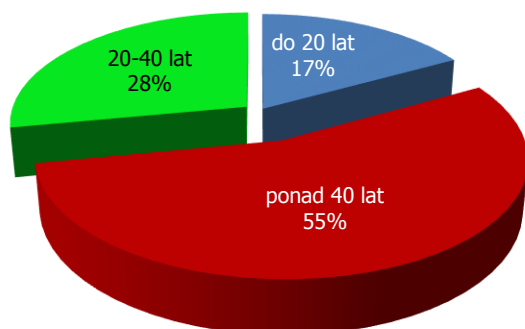
- 73 km linii napowietrznych o napięciu 110 kV,
  - 2,75 km linii kablowych o napięciu 110 kV,
  - 7 750 km linii napowietrznych o napięciu 220 kV,
  - 3,25 km linii kablowych o napięciu 220 kV,
  - 6 811 km linii napowietrznych o napięciu 400 kV,
  - 127 km linii kablowej prądu stałego o napięciu 450 kV (całkowita długość kabla podmorskiego to 254 km),
  - 114 km linii napowietrznych o napięciu 750 kV,
- oraz 106 stacji elektroenergetycznych najwyższych napięć i 58,9 GVA mocy transformatorów.

<sup>4)</sup> Przedstawione w niniejszym punkcie dane pochodzą z uzgodnionych z Prezesem URE planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz sprawozdań z wykonania planów rozwoju za lata 2017-2018).

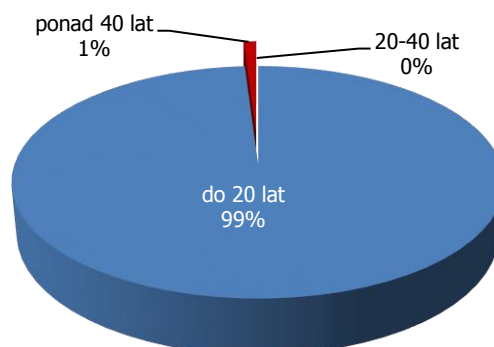


**Rysunek 21.** Majątek OSP

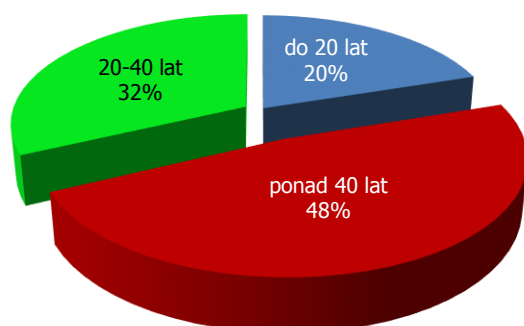
**Struktura wiekowa linii napowietrznych**



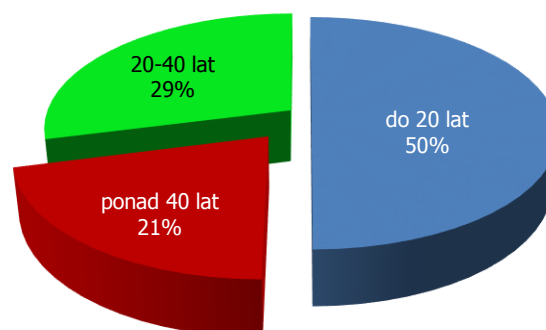
**Struktura wiekowa linii kablowych**



**Struktura wiekowa stacji elektroenergetycznych**



**Struktura wiekowa mocy transformatorów**



Źródło: URE na podstawie sprawozdania z realizacji planu rozwoju PSE S.A. za 2018 r.

W strukturze wiekowej linii kablowych został uwzględniony kabel prądu stałego o napięciu 450 kV łączący stację Słupsk (Polska) ze stacją Staro (Szwecja).

W wyniku prowadzonych zadań inwestycyjnych w latach 2017-2018, uzyskano następujące przyrosty zdolności produkcyjnych:

Rodzaj urządzeń	Efekty rzeczowe zadań inwestycyjnych	
	2017 r.	2018 r.
Linie napowietrzne 400 kV	187 km	485,6 km
Linie napowietrzne 220 kV	-	-
Trakty światłowodowe	800,7 km	637,6 km
Transformatory NN/110 kV	450 MVA	955 MVA
Urządzenia kompensujące moc bierną	100 Mvar	100 Mvar

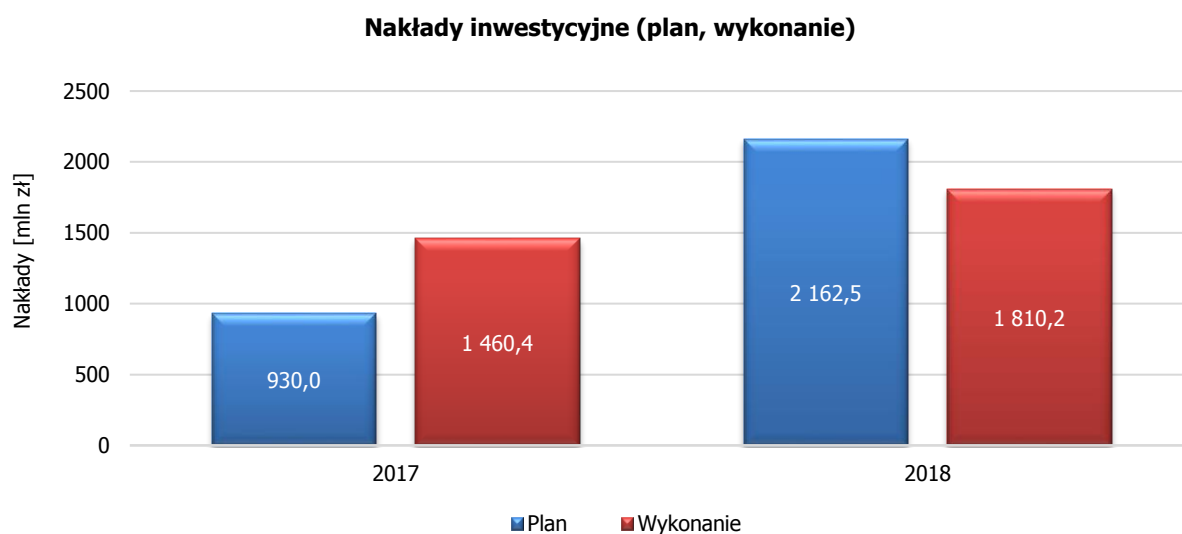
Źródło: URE na podstawie sprawozdania z realizacji planu rozwoju PSE S.A. za 2018 r.

## Nakłady inwestycyjne

Nakłady inwestycyjne wynikające z uzgodnionego z Prezesem URE planu rozwoju OSP na 2017 r. wynosiły 930 mln zł. Spółka zrealizowała nakłady w wysokości 1 460 mln zł, co stanowi 157% planu.

Nakłady inwestycyjne wynikające z uzgodnionego z Prezesem URE planu rozwoju OSP na 2018 r. wynosiły 2 162,5 mln zł. Spółka zrealizowała nakłady w wysokości 1 810 mln zł, co stanowi 84% planu.

**Rysunek 22.** Nakłady inwestycyjne OSP oraz ich struktura



Źródło: URE.

### **Zakres rzeczowy środków trwałych wg ważniejszych obiektów przekazanych na majątek OSP w latach 2017-2018**

- Najważniejsze obiekty sieciowe przekazane na majątek spółki w 2017 r.:
- Linia 400 kV relacji Kozienice-Siedlce Ujrzanów (woj. mazowieckie),
  - Stacja elektroenergetyczna Byczyna (woj. śląskie),
  - Stacja elektroenergetyczna Płock (woj. mazowieckie),
  - Stacja elektroenergetyczna Kielce Piaski (woj. świętokrzyskie),
  - Stacja elektroenergetyczna Siedlce Ujrzanów (woj. mazowieckie),
  - Stacja elektroenergetyczna Mokre (woj. lubelskie),
  - Stacja elektroenergetyczna Koksochemia (woj. śląskie),
  - Stacja elektroenergetyczna Gdańsk Błonia (woj. pomorskie).

Najważniejsze obiekty sieciowe przekazane na majątek spółki w 2018 r.:

- Linia 400 kV relacji Ostrołęka-Olsztyn Mątki (woj. mazowieckie i warmińsko-mazurskie),
- Linia 400 kV relacji Bydgoszcz-Piła Krzewina (woj. kujawsko-pomorskie i wielkopolskie),
- Linia 400 kV relacji Czarna-Polkowice (woj. dolnośląskie),
- Stacja elektroenergetyczna Kozienice (woj. mazowieckie),
- Stacja elektroenergetyczna Byczyna (woj. śląskie),
- Stacja elektroenergetyczna Pelplin (woj. mazowieckie),
- Stacja elektroenergetyczna Glinki (woj. zachodniopomorskie),
- Stacja elektroenergetyczna Pabianice (woj. łódzkie),
- Stacja elektroenergetyczna Groszkowice (woj. opolskie),
- Stacja elektroenergetyczna Tarnów (woj. małopolskie),
- Stacja elektroenergetyczna Adamów (woj. wielkopolskie),
- Stacja elektroenergetyczna Bujaków (woj. śląskie).

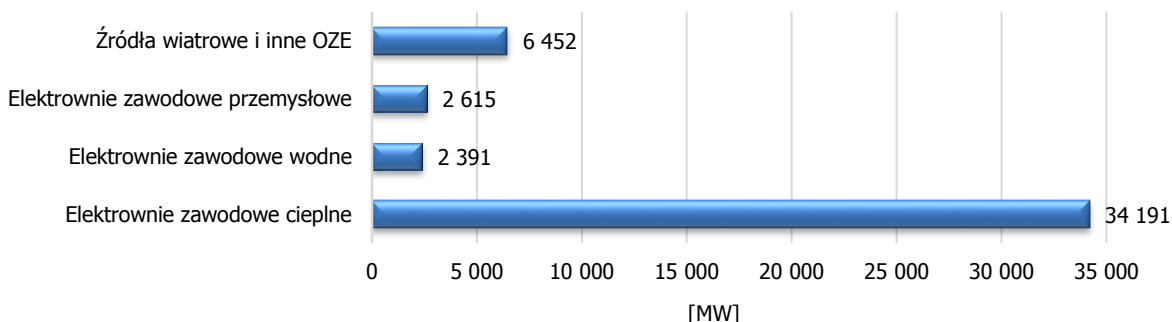
**Projekty inwestycyjne w zakresie budowy i rozbudowy stacji i linii elektroenergetycznych, będące w fazie realizacji w 2018 r. (bez inwestycji w fazie przedinwestycyjnej)**

- Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Kozienice,
- Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Mikułowa,
- Rozbudowa rozdzielni 400 kV i 110 kV w stacji 400/200/110 kV Dunowo,
- Rozbudowa stacji 400/110 kV Gdańsk Błonia,
- Rozbudowa stacji (400)220/110 kV Skawina,
- Rozbudowa i modernizacja stacji Byczyna wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Tucznawa-Tarnów (Skawina),
- Budowa linii 400 kV Ostrołęka-Olsztyn Mątki,
- Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Olsztyn Mątki,
- Budowa linii 400 kV Kozienice-Miłosna,
- Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Miłosna,
- 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 Wyszaków,
- Budowa stacji 400(220)/110 kV Wyszaków,
- Budowa linii 400 kV od stacji 400/110 kV Czarna do stacji 220/110 kV Polkowice,
- Rozbudowa stacji 400/110 kV Czarna w zakresie rozdzielni 400 kV,
- Rozbudowa stacji 220/110 kV Polkowice o rozdzielnię 400 kV,
- Budowa linii 400 kV Bydgoszcz Zachód-Piła Krzewina,
- Rozbudowa stacji 220/110 kV Bydgoszcz Zachód o rozdzielnię 400 kV,
- Rozbudowa stacji 400/110 kV Baczyna dla wprowadzenia linii 400 kV Baczyna-Plewiska,
- Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Plewiska,
- Rozbudowa stacji 220/110 kV Glinki,
- Budowa linii 220 kV Glinki-Reclaw,
- Budowa linii 220 kV Pomorzany – nacięcie linii Krajnik-Glinki,
- Rozbudowa stacji 110 kV Pomorzany o rozdzielnię 220 kV,
- Budowa linii 220 kV Radkowice-Kielce Piaski,
- Rozbudowa stacji 220/110 kV Radkowice,
- Rozbudowa stacji 220/110 kV Kielce Piaski,
- Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Wielopole dla przyłączenia autotransformatora 400/110 kV,
- Budowa linii 400 kV Skawina – nacięcie linii Tarnów-Tucznawa, Rzeszów-Tucznawa,
- Rozbudowa stacji 220/110 kV Skawina o rozdzielnię 400 kV i 110 kV.

## Moc osiągalna źródeł wytwórczych

Wielkość mocy osiągalnych źródeł wytwórczych w 2018 r. wynosiła 45 649 MW i była większa w stosunku do 2017 r. o 2 317 MW, co wynika przede wszystkim z przyrostu mocy elektrowni zawodowych ciepłych zasilanych węglem kamiennym. Udział mocy oraz strukturę źródeł wytwarzania przedstawia poniższy rysunek.

**Rysunek 23.** Wielkość mocy osiągalnych źródeł wytwórczych w 2018 r.



Źródło: URE na podstawie sprawozdania z realizacji planu rozwoju PSE S.A. za 2018 r.

### 2.5.2.2. Operatorzy systemów dystrybucyjnych (pięciu OSD), którzy 1 lipca 2007 r. dokonali rozdzielenia działalności

W 2019 r., 5 największych Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (którzy dokonali z dniem 1 lipca 2007 r. rozdzielenia działalności) stosownie do art. 16 ust. 18 przedłożyło Prezesowi URE sprawozdania z realizacji uzgodnionego z Prezesem URE planu rozwoju na lata 2017-2022 – za kolejny rok tj. 2018. Informacje te, w połączeniu z danymi za wcześniejszy okres sprawozdawczy (2017) były przedmiotem weryfikacji przez urząd, celem oceny działalności inwestycyjnej prowadzonej przez największych operatorów, w szczególności wskazania obszarów, w których nastąpiła istotna zmiana w odniesieniu do wcześniej uzgodnionego harmonogramu. Informacje z wykonania za lata 2017-2018 wykorzystane będą w modelu określającym uzasadniony poziom nakładów inwestycyjnych przedsiębiorstw energetycznych dla lat objętych danym planem rozwoju. Powyższe dane, po ich aktualizacji w stosunku do uzgodnionych w ramach planu na okres 2017-2022 stanowią materiał uzupełniający do opracowania kolejnej edycji (aktualizacji) projektów planów rozwoju na lata 2020-2025.

Corocznie w ramach prowadzonego monitoringu sprawozdań z realizacji planów rozwojów OSD, przeprowadzane są analizy odchylenia kosztowych wielkości wykonanych od wielkości planowanych, zgodnie z założeniami obecnie stosowanego modelu oceny i weryfikacji planów rozwoju. W ramach tych analiz oszacowuje się wartościowe odchylenia nakładów inwestycyjnych od zakresu rzeczowego i cen jednostkowych, co umożliwia m.in. identyfikację istotnych odchyleń od planu (zarówno w zakresie rzeczowym, jak i finansowym), a także monitorowanie jakości planowania OSD.

## Majątek spółek

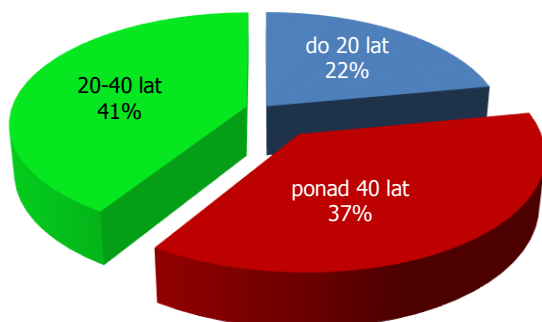
Na koniec 2018 r. w skład infrastruktury sieciowej zainstalowanej w sieciach dystrybucyjnych operatorów systemów dystrybucyjnych (5 największych OSD) wchodziło: 758 256 km linii napowietrznych i kablowych, w tym:

- 29 360 km linii napowietrznych o napięciu 110-220 kV (w tym linii 2-torowych 5 233 km),
- 309 km linii kablowych o napięciu 110-220 kV,
- 219 155 km linii napowietrznych SN (w tym linii 2-torowych 951 km),
- 79 859 km linii kablowych SN,
- 277 942 km linii napowietrznych nN (w tym linii 2-torowych 4 585 km),
- 151 522 km linii kablowych nN

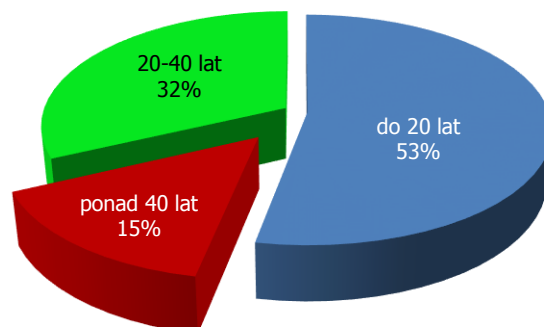
oraz 260 596 stacji elektroenergetycznych.

**Rysunek 24.** Majątek OSD

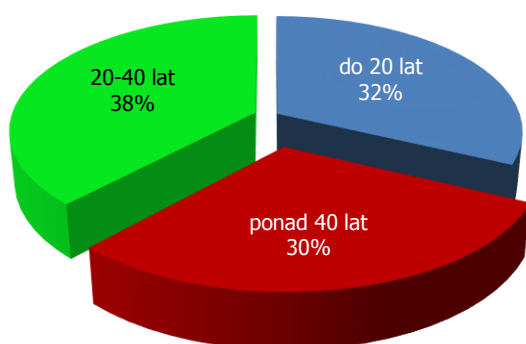
**Struktura wiekowa linii napowietrznych**



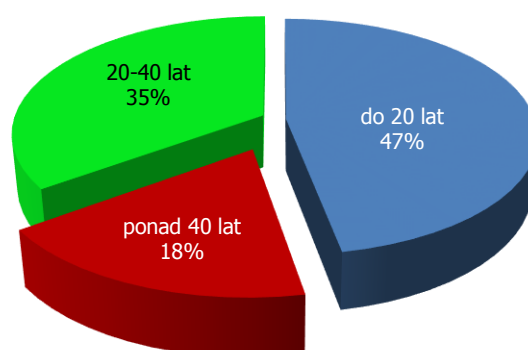
**Struktura wiekowa linii kablowych**



**Struktura wiekowa stacji elektroenergetycznych**



**Struktura wiekowa liczby transformatorów**



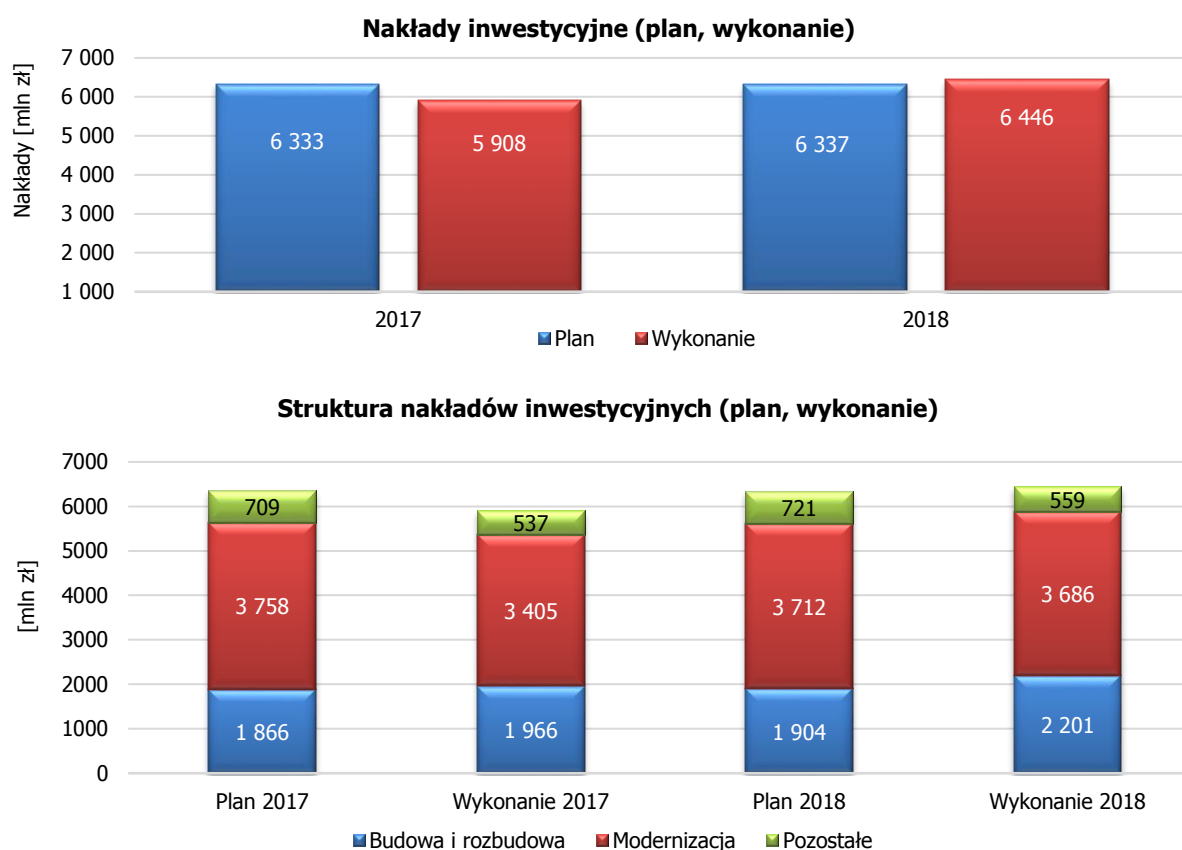
*Źródło: URE na podstawie sprawozdań z realizacji planów rozwoju OSD za 2018 r.*

### **Nakłady inwestycyjne**

Nakłady inwestycyjne wynikające z uzgodnionych z Prezesem URE planów rozwoju OSD na 2017 r. wynosiły 6 333 mln zł. OSD zrealizowały nakłady w wysokości 5 908 mln zł, co stanowi 93% planu.

Nakłady inwestycyjne wynikające z uzgodnionych z Prezesem URE planów rozwoju OSD na 2018 r. wynosiły 6 337 mln zł. OSD zrealizowały nakłady w wysokości 6 446 mln zł, co stanowi 102% planu.

**Rysunek 25.** Nakłady inwestycyjne OSD oraz ich struktura



Źródło: URE.

**Tabela 15.** Szczegółowe dane dotyczące przyłączenia odbiorców i źródeł w latach 2017-2018

	2017 r.	2018 r.
Liczba wykonanych w danym roku przyłączy nowych odbiorców, zgodnie z umowami (szt.)	142 710	139 295
Moc wykonanych w danym roku przyłączy nowych odbiorców (kW)	4 232 273	4 307 190
Liczba podpisanych w danym roku umów o przyłączenie nowych odbiorców (szt.)	169 946	164 457
Liczba wydanych w danym roku warunków przyłączenia nowych odbiorców (szt.)	257 946	267 880
Liczba złożonych w danym roku wniosków o przyłączenie nowych odbiorców (szt.)	263 170	276 515
Liczba wykonanych w danym roku przyłączy nowych źródeł, zgodnie z umowami (szt.)	727	276
Moc wykonanych w danym roku przyłączy nowych źródeł (kW)	307 599	469 961
Liczba podpisanych w danym roku umów o przyłączenie nowych źródeł (szt.)	453	577
Liczba wydanych w danym roku warunków przyłączenia nowych źródeł (szt.)	976	1 074
Liczba złożonych w danym roku wniosków o przyłączenie nowych źródeł (szt.)	1 207	1 628

Źródło: URE na podstawie sprawozdań z realizacji planów rozwoju OSD za 2018 r.

### 2.5.2.3. Operatorzy systemów dystrybucyjnych prowadzący działalność dystrybucyjną o charakterze lokalnym

Zgodnie z art. 16 ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne projekty planów rozwoju przedsiębiorstw, które wykonując działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej dostarczają 50 GWh lub więcej energii rocznie dla 100 lub więcej odbiorców, podlegają uzgodnieniu z Prezesem URE.

Według danych zawartych w sprawozdaniach z realizacji planów rozwoju przekazanych przez operatorów systemów dystrybucyjnych prowadzących działalność o charakterze lokalnym, zobowiązanych do uzgodnienia z Prezesem URE planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną, poziom nakładów inwestycyjnych poniesionych w 2017 r. przez te przedsiębiorstwa wyniósł ok. 425,5 mln zł (na podstawie danych od 55 przedsiębiorstw) oraz 440,1 mln zł



(na podstawie danych od 59 przedsiębiorstw) w 2018 r. Należy zaznaczyć, że prawie 80% i 84% tych kwot stanowiły nakłady poniesione odpowiednio w 2017 r. i 2018 r. przez PKP Energetyka Sp. z o.o.

### 2.5.3. Inwestycje w nowe moce wytwórcze

Monitorowanie przez Prezesa URE inwestycji w zdolności wytwórcze opiera się na 15-letnich planach inwestycyjnych wytwórców energii elektrycznej, przekazywanych Prezesowi URE co 2 lata (zgodnie z aktualnymi przepisami ustawy – Prawo energetyczne) przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej nie niższej niż 50 MW.

W latach 2017-2018 Prezes URE przeprowadził dwa badania planów inwestycyjnych wytwórców energii elektrycznej wypełniających obowiązek sporządzenia 15-letnich prognoz, zgodnie z art. 16 ust. 20 i 21 ustawy – Prawo energetyczne, tj. za lata 2016-2030<sup>5)</sup> i 2018-2032.

Na podstawie zebranych informacji Prezes URE przygotował raport pt. „Informacja na temat planów inwestycyjnych w nowe moce wytwórcze w latach 2018-2032”, który jest dostępny na stronie URE.

Wśród najważniejszych wniosków z ostatniego przeprowadzonego badania należy wymienić:

- wyniki przeprowadzonej analizy wskazują, że już w najbliższym czasie może zmaterializować się ryzyko braku możliwości zrównoważenia dostępnych mocy w KSE i szczytowego zapotrzebowania na moc przy zapewnieniu odpowiednich rezerw mocy w KSE. W szczególności już w 2019 r. mogą wystąpić istotne trudności z zapewnieniem bilansu mocy (dostaw energii do odbiorców bez konieczności wprowadzania ograniczeń) w okresie letnio-jesiennym przy zachowaniu wymaganych rezerw mocy. Na ocenę tej sytuacji wpływa m.in. fakt niewielkiego marginesu mocy dyspozycyjnej dostępnej w KSE w tym okresie przy założeniu rezerwy mocy jedynie na poziomie 9% ponad zapotrzebowanie tj. niezbędnej w warunkach operacyjnych. Warto podkreślić, że do analiz długoterminowych przyjmuje się znacznie wyższą wartość niezbędnej nadwyżki mocy<sup>6)</sup>,
- wyniki analizy opartej wyłącznie o źródła wytwórcze objęte badaniem nie uwzględniają możliwości importu mocy z zagranicy, inwestycji w nowe moce wytwórcze przez przedsiębiorstwa energetyczne nieobjęte badaniem oraz mocy zakontraktowanych w ramach IRZ (obecnie 830 MW) i DSR (obecnie ok. 500 MW w Programie Gwarantowanym),
- przedstawione przez badane przedsiębiorstwa energetyczne informacje o 15-letnich planach inwestycyjnych (w nowe moce wytwórcze, modernizację oraz wycofywania z eksploatacji istniejących mocy wytwórczych) mogą nie uwzględniać zamierzeń inwestycyjnych prognozowanych w związku z uruchomieniem mechanizmu mocowego na podstawie ustawy o rynku mocy. W konsekwencji informacje przedstawione przez badane przedsiębiorstwa energetyczne mogły ulec zmianie po uruchomieniu mechanizmu mocowego – dotyczy to w szczególności okresów dostaw objętych mechanizmem mocowym,
- analiza pozyskanych danych wskazuje, że w latach 2018-2032 przedsiębiorstwa energetyczne planują oddać do eksploatacji łącznie ponad 11,9 GW nowych mocy wytwórczych. Jednocześnie liczba planowanych wycofań mocy wytwórczych z eksploatacji w tym okresie wynosi ok. 11,8 GW,
- największy udział (64,8%) planowanych wycofań mocy wytwórczych stanowią jednostki wytwórcze opalane węglem kamiennym, a następnie jednostki opalane węglem brunatnym (28,9%). Wśród głównych przyczyn wycofań jednostek wytwórczych wytwórcy wskazali: niespełnienie norm emisyjnych i zużycie techniczne,
- w przeprowadzonym badaniu w 2018 r. największy przyrost nowych mocy wytwórczych spodziewany jest w latach 2019-2020,
- największy udział w nowych mocach wytwórczych według technologii paliwowej stanowią jednostki działające w oparciu o węgiel kamienny (33,2%), wiatr (31,9%) oraz gaz ziemny (29,4%),

---

<sup>5)</sup> Na przełomie stycznia i lutego 2017 r. wytwórcy dokonali aktualizacji swoich 15-letnich prognoz inwestycyjnych przedstawionych Prezesowi URE w 2016 r. dla lat 2016-2030. Wynikało to ze zmieniających się w tamtym czasie warunków rynkowych i prawnych (m.in. planowane wprowadzenie tzw. konkluzji BAT czy rozpoczęcie prac nad ustawą z 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy), które pociągnęły za sobą zmianę niektórych zamierzeń inwestycyjnych przedstawionych przez wytwórców energii elektrycznej (w tym inwestycji, dla których stopień realizacji należy uznać za zaawansowany) w 2016 r.

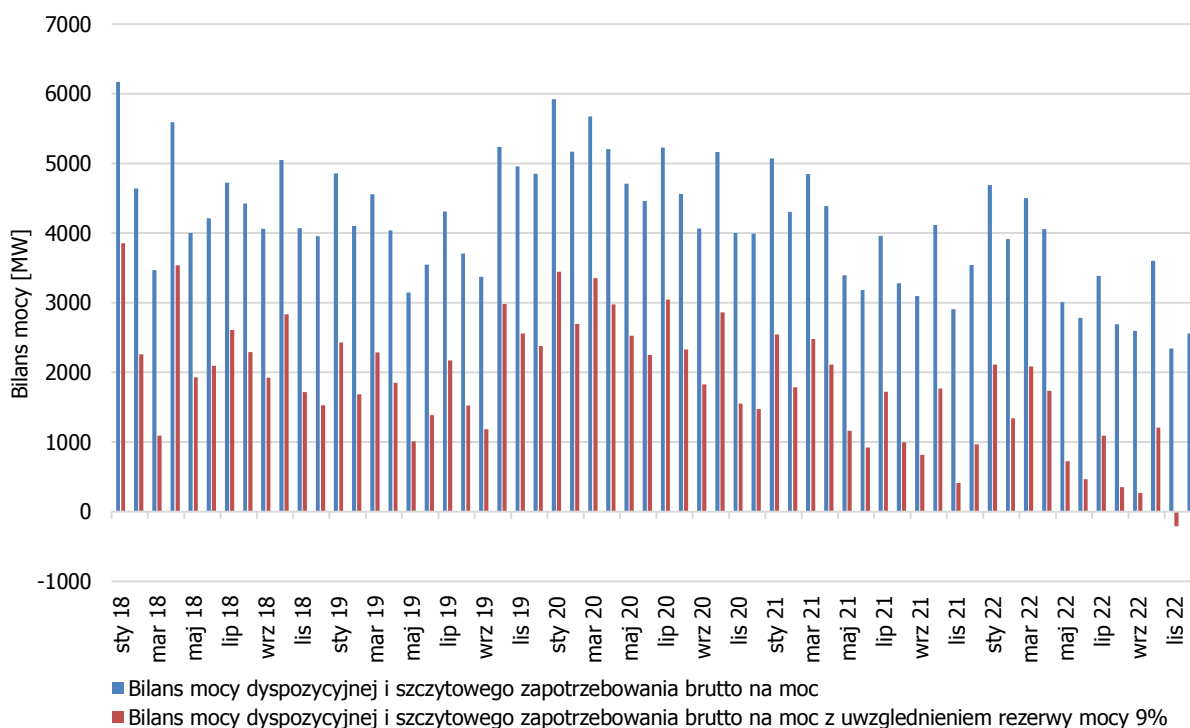
Konkluzje BAT, zostały wprowadzone decyzją wykonawczą Komisji (UE) 2017/1442 z 31 lipca 2017 r. i ustanowiły konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE (Dz. U. L 212 z 17.08.2017 s. 1).

<sup>6)</sup> Zgodnie z obowiązującą IRiESP, przy planowaniu koordynacyjnym z horyzontem rocznym przyjmuje się, że niezbędna rezerwa mocy dyspozycyjnej ponad planowane zapotrzebowanie na moc powinna wynosić 18%.

- ewentualne opóźnienie oddania do eksploatacji jednostek wytwórczych w Elektrowni Opole oraz trwałe wycofanie z eksploatacji jednostek wytwórczych w Elektrowni Adamów może przyczynić się do pogorszenia bilansu mocy,
- planowane łączne nakłady inwestycyjne w latach 2018-2032 w nowe moce wytwórcze w cenach bieżących, zaplanowane przez wytwórców, określono na poziomie 62 161 793,5 tys. zł przy planowanej mocy zainstalowanej 11 906,4 MW. Przy czym ok. 43% planowanych łącznych nakładów dotyczy jednostek wytwórczych na węglu kamiennym, ok. 30% – jednostek wiatrowych, zaś ok. 21% – jednostek na gazie ziemnym,
- średnia cena energii elektrycznej wynikająca z planowanej sprzedaży i planowanych przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej (według danych ankietowych) z nowych jednostek wytwórczych planowanych do realizacji w latach 2018-2032, liczona dla wszystkich technologii paliwowych, ukształtowała się na poziomie 237,20 zł/MWh.

Na poniższym rysunku przedstawiono bilans mocy dyspozycyjnej i szczytowego zapotrzebowania na moc w latach 2018-2022, z uwzględnieniem rezerwy mocy na poziomie 9%, sporządzony na podstawie danych ankietowych.

**Rysunek 26.** Bilans mocy dyspozycyjnej i szczytowego zapotrzebowania brutto na moc z uwzględnieniem rezerwy mocy na poziomie 9% w okresie od stycznia 2018 r. do grudnia 2022 r.<sup>7)</sup>



Źródło: URE na podstawie danych wynikających z badania ankietowego oraz danych PSE S.A.

<sup>7)</sup> Do badania możliwości pokrycia szczytowego zapotrzebowania na moc w systemie elektroenergetycznym zastosowano następującą metodologię:

- prognozowane szczytowe zapotrzebowanie brutto na moc elektryczną przedstawiono według danych PSE S.A.,
- w zakresie nowych inwestycji – uwzględniono jedynie inwestycje o istotnym stopniu zaawansowania (inwestycja jest co najmniej na etapie montażu finansowego projektu), według danych przedstawionych przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające jednostki wytwórcze o mocy zainstalowanej 50 MW lub więcej oraz przez 11 największych grup kapitałowych prowadzących działalność energetyczną w Polsce,
- analizę przeprowadzono w oparciu o dane rzeczywiste (powykonawcze) dotyczące mocy dyspozycyjnej wszystkich jednostek wytwórczych w KSE za pełne 12 miesięcy w 2018 r. według danych PSE S.A., która to moc została powiększona w kolejnych latach o bilans mocy dyspozycyjnej wynikający z nowych inwestycji, wycofań z eksploatacji oraz przyrostu lub ubytku mocy w wyniku modernizacji,
- moc dyspozycyjną nowych jednostek wytwórczych oraz wynikającą z modernizacji istniejących źródeł wytwórczych obliczono przy wykorzystaniu współczynników korekcyjnych określonych w rozporządzeniu Ministra Energii z 22 sierpnia 2018 r. w sprawie parametrów aukcji głównych dla okresów dostaw przypadających na lata 2021-2023,
- przyjęto założenie, że szczytowe zapotrzebowanie na moc pokrywane jest tylko przez źródła krajowe – pominięto moc wynikającą z importu, Interwencyjnej Rezerwy Zimnej (IRZ) oraz programu DSR.

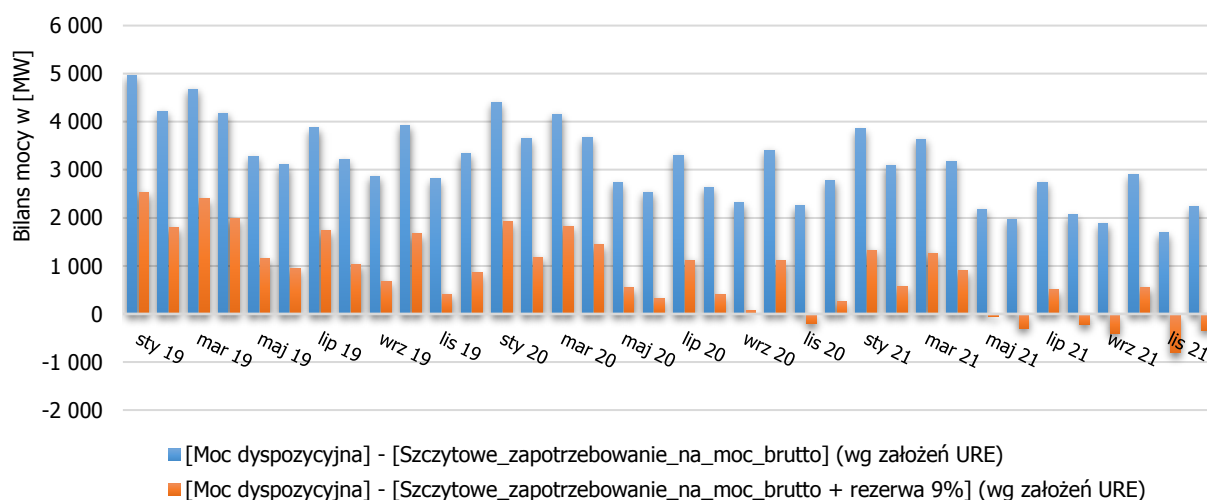
W związku z zaobserwowanym ryzykiem braku możliwości zrównoważenia dostępnych mocy w KSE i szczytowego zapotrzebowania na moc przy zapewnieniu odpowiednich rezerw mocy w KSE, Prezes URE wystąpił do ministra energii z postulatem szczegółowej analizy tej sytuacji i podjęcia stosownych działań. W tej sprawie, na początku 2019 r. odbyło się w Ministerstwie Energii spotkanie z udziałem m.in.: Prezesa URE, Ministra Energii, Pełnomocnika Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej oraz PSE S.A.

W ramach prac zmierzających do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, na spotkaniu zapadły ustalenia dotyczące m.in. wznowienia prac nad zmianą rozporządzenia Rady Ministrów z 23 lipca 2007 r. w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła<sup>8)</sup>.

Warto jednocześnie podkreślić, że informacje o zamierzeniach inwestycyjnych składa Prezesowi URE ok. 60 wytwórców energii elektrycznej, co stanowi niewiele ponad 5% koncesjonowanych przedsiębiorstw energetycznych w obszarze wytwarzania energii elektrycznej<sup>9)</sup>. W konsekwencji wskazać należy, że analiza danych i informacji od przedsiębiorstw wytwórczych oraz formułowane wnioski na podstawie zgromadzonych danych ze względu na niepełny zakres zbieranych informacji mogą prowadzić do istotnych rozbieżności wobec faktycznego stanu i potrzeb inwestycyjnych całego sektora energii elektrycznej. Tym samym, wnioskowanie na podstawie informacji przedstawianych przez 60 wytwórców Prezesowi URE może nie być miarodajne dla prawidłowej oceny zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w horyzoncie krótko- i długoterminowym odbiorcom.

Jako uzasadnienie tego wniosku może służyć analiza URE bazująca na niepełnych informacjach zgodnie z art. 16 ust. 20 i 21 ustawy – Prawo energetyczne w porównaniu z analizą PSE S.A., która opiera się na pełnych danych. Obrazują to dane przedstawione na poniższych rysunkach.

**Rysunek 27.** Bilans mocy dyspozycyjnej i szczytowego zapotrzebowania brutto na moc z uwzględnieniem rezerwy mocy na poziomie 9% w okresie od stycznia 2019 r. do grudnia 2021 r. – badanie URE

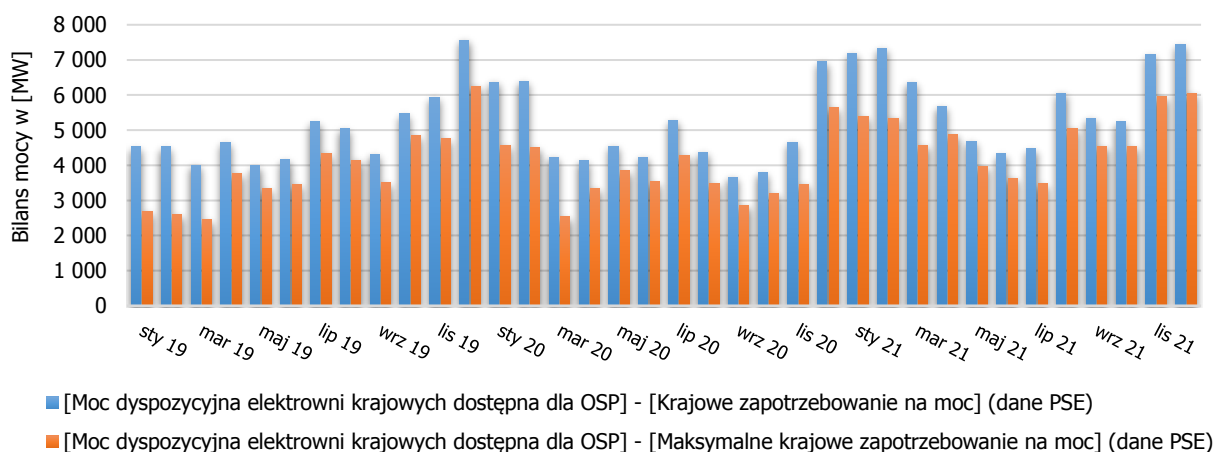


Źródło: URE na podstawie danych wynikających z badania ankietowego oraz danych PSE S.A.

<sup>8)</sup> Dz. U. z 2007 r. Nr 133, poz. 924.

<sup>9)</sup> Biorąc pod uwagę, że niektóre przedsiębiorstwa energetyczne nie mają obowiązku uzyskania koncesji (na podstawie art. 32 ust. 1 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne), liczba wytwórców energii elektrycznej jest znacznie większa niż liczba przedsiębiorstw znajdujących się w bazie koncesji URE.

**Rysunek 28.** Bilans mocy dyspozycyjnej i szczytowego zapotrzebowania brutto na moc w okresie od stycznia 2019 r. do grudnia 2021 r. – dane PSE S.A.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

## Działania związane z rynkiem mocy

Potrzeba zapobieżenia sytuacji niedoboru energii elektrycznej w przyszłości była jednym z powodów przygotowania rozwiązań legislacyjnych, których głównym celem jest stworzenie zachęt inwestycyjnych do budowy nowych i modernizacji istniejących jednostek wytwórczych. Dla realizacji tego celu powstało nowe rozwiązanie regulacyjne – rynek mocy, które wprowadzono ustawą o rynku mocy. Ustawa ta wprowadziła nowy mechanizm pomocy publicznej<sup>10)</sup>, mający na celu zagwarantowanie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do wszystkich odbiorców końcowych w horyzoncie średnio- i długoterminowym.

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.

Mechanizm mocy jest mechanizmem rynkowym, otwartym dla wszelkiego rodzaju dostawców zdolności wytwórczych (technologii), tj. zarówno dla podmiotów zapewniających regulację zapotrzebowania (DSR), jak i dla krajowych dostawców mocy już istniejących i nowych oraz podmiotów zagranicznych. Dzięki udziałowi w aukcjach mocy, dostawcy mocy pozyskują dodatkowe środki na stabilne funkcjonowanie istniejących źródeł, inwestycje modernizacyjne oraz budowę nowych niskoemisyjnych źródeł.

Ustawa o rynku mocy nałożyła na Prezesa URE szereg obowiązków związanych z realizacją ustawy. W systemie tym jednak Prezes URE nie odpowiada za realizację głównych procesów rynku mocy, takich jak certyfikacja ogólna i certyfikacja do aukcji głównej czy też aukcje mocy. Jego kluczowym zadaniem jest przede wszystkim dbałość o przejrzystość i transparentność rynku energii elektrycznej, co znajduje wyraz w ustawowym wymogu zatwierdzenia regulaminu Rynku mocy (co stało się na mocy decyzji z 30 marca 2018 r.<sup>11)</sup>), a także w opiniowaniu parametrów do aukcji głównej. To na Prezesie URE ciąży także obowiązek ogłoszenia ostatecznych wyników każdej aukcji mocy.

Pierwsze trzy aukcje główne, zgodnie z zapisami ustawy o rynku mocy, odbyły się w listopadzie i grudniu 2018 r. – 15 listopada 2018 r. odbyła się aukcja główna na rok dostaw 2021, 5 grudnia – na 2022, a 21 grudnia – na 2023. Kolejne aukcje odbędą się w latach 2019-2025.

<sup>10)</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>11)</sup> <https://bip.ure.gov.pl/download/3/9841/DecyzjaRRM3003.pdf>

**Tabela 16.** Dane dotyczące aukcji głównych na lata dostaw 2021-2023

Rok dostaw	Liczba ofert, które wygrały aukcją główną	Sumaryczna wielkość obowiązków mocowych wynikająca z zawartych umów mocowych dla danego roku dostaw [MW]
2021	160	22 427,066
2022	120	23 038,875
2023	94	23 215,010

Źródło: URE.

## 2.6. Wypełnianie przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań

### 2.6.1. Ocena wypełniania przez OSP i OSD obowiązków wynikających z art. 9c ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne

Ustawa – Prawo energetyczne (głównie art. 9c ust. 2) nakłada na operatora systemu przesyłowego szereg obowiązków, których monitoring jest ustawowym zadaniem Prezesa URE. Monitoring zgodności działań z ustawą – Prawo energetyczne obejmuje przede wszystkim badanie, czy zadania operatorów wykonywane są zgodnie z obiektywnymi i przejrzystymi zasadami zapewniającymi równe traktowanie użytkowników systemów.

Szczegółowe informacje w zakresie wypełniania obowiązków i zadań przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych znajdują się również w innych częściach niniejszego raportu, m.in. w pkt 2.1. w zakresie zarządzania przez PSE S.A. zdolnościami przesyłowymi połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi, w pkt 2.2. w zakresie dotyczącym bilansowania i zarządzania ograniczeniami w KSE, w pkt 2.4. związanym z publikowaniem informacji przez OSP i OSD, a także w rozdziale 2.5. Bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej.

Stosownie do przepisu wynikającego z art. 9c ust. 3 pkt 14 ustawy – Prawo energetyczne monitorowano bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej, jako zagadnienie kompleksowe, obejmujące zarówno działania krótko-, jak i długoterminowe. Proces monitorowania tego bezpieczeństwa, realizowany przez Prezesa URE, obejmuje m.in. pozyskiwanie i analizę informacji na temat bieżącego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

W toku monitorowania szczególną uwagę przykładano do możliwości pokrycia bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną i moc, bezpieczeństwa operacyjnego systemu elektroenergetycznego oraz dyspozycyjności urządzeń, w tym jednostek wytwórczych. Podobnie jak w latach ubiegłych, wielkość mocy osiągalnej utrzymywała się na stosunkowo wysokim poziomie, osiągając poziom 43,3 GW w grudniu 2017 r. oraz przekraczając poziom 45,6 GW na koniec tego roku. Odnosząc się do mocy dyspozycyjnych i rezerw mocy w KSE należy stwierdzić, że w latach 2017-2018 kształtowały się one na stabilnym poziomie z punktu widzenia bieżącego bezpieczeństwa funkcjonowania KSE. Należy mieć jednak na względzie, że maksymalne zapotrzebowanie na moc w 2018 r. było nieco wyższe od referencyjnej wartości z 2017 r.

### **Funkcjonowanie mechanizmu Operacyjnej Rezerwy Mocy (ORM), ze szczególnym uwzględnieniem budżetu ORM planowanego i zrealizowanego, w poszczególnych miesiącach 2017 r. i 2018 r.**

Operacyjna rezerwa mocy (ORM) jest pozyskiwana przez operatora systemu przesyłowego na zasadach opisanych w IRiESP zatwierdzonej przez Prezesa URE<sup>12)</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. ORM dotyczy wytwórców, których jednostki wytwórcze podlegają bezpośredniej dyspozycji OSP – tzw. Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych (JG<sub>wa</sub>). Rozliczenie

<sup>12)</sup> <http://bip.ure.gov.pl/download/3/5005/20141106ZmianaInstrukcjiRuchuiEksploatacjiSieciPrzesylowejPolskichSieciElektroen.pdf>  
<http://bip.ure.gov.pl/download/3/4011/20131210ZmianaInstrukcjiRuchuiEksploatacjiSieciPrzesylowejPolskichSieciElektroen.pdf>



tej rezerwy jest dokonywane w godzinach szczytu zapotrzebowania rozumianych jako okres od godziny 7:00 do godziny 22:00 we wszystkich dniach roboczych, tj. dniach niebędących sobotą lub dniem ustawowo wolnym od pracy. Budżet godzinowy operacyjnej rezerwy mocy jest wyznaczany poprzez równe rozłożenie, na wszystkie godziny szczytu zapotrzebowania, uzasadnionego kosztu pozyskiwania operacyjnej rezerwy mocy (UKOR), który wynikał z poziomu kosztów zakupu tej usługi, przyjętego do kalkulacji Taryfy PSE S.A.

W 2017 r. wielkość budżetu godzinowego operacyjnej rezerwy mocy (BGOR) była równa 144 070,61 zł, a liczba godzin rozliczeniowych ORM w 2017 r. wyniosła 3 765, z czego dla 2 003 godzin cena rozliczeniowa była równa cenie referencyjnej CRRM (41,79 zł/MWh). W godzinach tych rozliczona ORM była nie większa niż minimalna wymagana przez OSP wielkość godzinowa tej rezerwy równa 3 451,1 MW-h. Średnia ważona godzinowa cena rozliczeniowa ORM w 2017 r. wyniosła 41,00 zł/MWh, a średnia godzinowa ilość tej rezerwy wyniosła 3 512,6 MW-h.

Natomiast w 2018 r. wielkość budżetu godzinowego operacyjnej rezerwy mocy (BGOR) była równa 150 815,81 zł, a liczba godzin rozliczeniowych ORM w 2018 r. wyniosła 3 765, z czego dla 1 859 godzin cena rozliczeniowa była równa cenie referencyjnej CRRM (42,58 zł/MWh). W godzinach tych rozliczona ORM była nie większa niż minimalna wymagana przez OSP wielkość godzinowa tej rezerwy równa 3 541,9 MW-h. Średnia ważona godzinowa cena rozliczeniowa ORM w 2018 r. wyniosła 40,38 zł/MWh, a średnia godzinowa ilość tej rezerwy wyniosła 3 734,9 MW-h.

Budżet godzinowy operacyjnej rezerwy mocy zarówno w 2017 r., jak w 2018 r. został wyznaczony poprzez równe rozłożenie, na wszystkie godziny szczytu zapotrzebowania, uzasadnionego kosztu pozyskiwania operacyjnej rezerwy mocy (UKOR), który wynikał z poziomu kosztów zakupu tej usługi, przyjętego do kalkulacji Taryfy PSE S.A.

Stosownie do zasad pozyskiwania i rozliczania ORM niewydatkowane środki ORM zostaną skorygowane do wysokości uzasadnionego kosztu pozyskiwania ORM w 2017 r. i odpowiednio w 2018 r. w ramach korekty rozliczenia uzupełniającego rocznego.

### **Zarządzanie przepływami energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym przesyłowym, w sposób skoordynowany z innymi połączonymi systemami elektroenergetycznymi**

Zgodnie z art. 3 pkt 24 ustawy – Prawo energetyczne OSP jest odpowiedzialny w szczególności za ruch sieciowy w systemie przesyłowym, a stosownie do art. 9c ust. 2 pkt 7 ustawy – Prawo energetyczne także za zarządzanie zdolnościami przesyłowymi połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.

W latach 2017-2018 ruch sieciowy w KSE był prowadzony przez PSE S.A. na zasadach określonych w zatwierdzonej decyzją Prezesa URE IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci. Oprócz tego, wedle postanowień tej części IRiESP współdziałanie polskiego OSP z OSP krajów sąsiednich w zakresie prowadzenia ruchu sieciowego, odbywało się zgodnie z zasadami opisanymi w ENTSO-E/UCTE Operation Handbook i warunkami określonymi w dwustronnych umowach.

ENTSO-E/UCTE Operation Handbook to instrukcja pracy połączonych systemów zawierająca zbiór zasad i przepisów technicznych, dotyczących pracy wzajemnie połączonych sieci elektroenergetycznych, przyjętych jako obowiązujące na podstawie wielostronnej umowy zawartej przez OSP elektroenergetycznych działających w Grupie Regionalnej „Continental Europe” w ramach ENTSO-E.

W celu utrzymania bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz dotrzymania warunków umożliwiających pracę synchroniczną z systemami zagranicznymi, zgodnie ze standardami ENTSO-E/UCTE Operation Handbook, PSE S.A. prowadziła współpracę na podstawie:

1. Umów określających zasady i procedury prowadzenia ruchu połączeń międzysystemowych pomiędzy KSE i systemami zagranicznymi oraz aktualne parametry linii, urządzeń pomiarowych oraz zabezpieczeń – tzw. System Operation Agreement. PSE S.A. zawarła i wykonuje umowy tego typu z OSP z sąsiednich krajów (tj. 50 Hertz Transmission GmbH, ČEPS, a.s., SEPS, a.s., NEK UKRENERGO, Litgrid AB, Svenska Kraftnät).
2. Umów o pomocy awaryjnej określających zasady i procedury udzielania pomocy awaryjnej pomiędzy KSE i systemami zagranicznymi oraz zasady rozliczeń za udzieloną pomoc. PSE S.A. zawarła i wykonuje umowy dwustronne z sąsiednimi OSP, jak również umowy wielostronne, w których uczestniczy wielu europejskich OSP.
3. Pozostałych umów międzyoperatorskich określających m.in. zasady wzajemnej współpracy i pomocy technicznej w przypadku awarii połączenia stałoprądowego pomiędzy Polską i Szwecją, dotyczących



fizycznych i wirtualnych przesuwników fazowych na połączeniach transgranicznych pomiędzy systemami niemieckim i polskim, w tym zasad ich wykorzystania oraz regulujących współpracę regionalną OSP dotyczącą poprawy bezpieczeństwa pracy połączonych systemów elektroenergetycznych w regionie (inicjatywa regionalnej grupy Transmission System Operators Security Cooperation – TSC).

Zgodnie z IRiESP – Korzystanie, do podstawowych działań OSP związanych z prowadzeniem ruchu sieciowego z uwzględnieniem wymiany międzysystemowej z połączonymi systemami elektroenergetycznymi należą:

- planowanie koordynacyjne z uwzględnieniem wymiany międzysystemowej,
- opracowywanie bilansów technicznych mocy w KSE i planowanie pracy sieci zamkniętej z uwzględnieniem wymiany międzysystemowej,
- dysponowanie mocą jednostek wytwórczych z uwzględnieniem przebiegu wymiany międzysystemowej,
- identyfikowanie ograniczeń sieciowych w sieci zamkniętej stanowiących ograniczenia w rozumieniu art. 2 ust. 2 lit. c) rozporządzenia 714/2009,
- monitorowanie pracy systemu oraz zapobieganie wystąpieniu i usuwanie skutków zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w tym awarii sieciowych i awarii w systemie.

Powyższe działania były realizowane z uwzględnieniem warunków umożliwiających pracę synchroniczną KSE z systemami zagranicznymi, zgodnie ze standardami ENTSO-E/UCTE Operation Handbook.

### **Zarządzanie przepływami energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym przesyłowym we współpracy z operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, w koordynowanej sieci 110 kV, z uwzględnieniem technicznych ograniczeń w tym systemie**

Proces zarządzania przepływami energii elektrycznej we współpracy z operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych (OSD) w zakresie koordynowanej sieci 110 kV, w latach 2017-2018 realizowany był przez operatora sieci przesyłowej (OSP) za pomocą jednostek organizacyjnych zlokalizowanych w siedzibie PSE S.A., jak również za pośrednictwem Obszarowych Dyspozycji Mocy (ODM), zlokalizowanych w Warszawie, Radomiu, Katowicach, Poznaniu i Bydgoszczy.

Podstawowym przedmiotem działalności ODM jest świadczenie kompleksowych, specjalistycznych usług na obszarze swojego działania, niezbędnych do wypełnienia przez PSE S.A. zadań OSP. Usługi te obejmują w szczególności działania na potrzeby planowania i prowadzenia ruchu sieciowego w sieci przesyłowej oraz koordynowania pracy sieci dystrybucyjnej. Obszary, w których ODM realizują zadania, zostały szczegółowo określone w zatwierdzonej przez Prezesa URE, w drodze decyzji, Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci (IRiESP – Korzystanie).

W ramach procesu planowania pracy sieci zamkniętej, OSP w zakresie planowania pracy sieci koordynowanej 110 kV:

- zatwierdzał układy pracy koordynowanej sieci 110 kV,
- zatwierdzał plany wyłączeń elementów koordynowanej sieci 110 kV,
- zatwierdzał programy łączeniowe w koordynowanej sieci 110 kV,
- planował poziomy napięć w węzłach koordynowanej sieci 110 kV.

OSP wykonał analizy planowanego układu pracy KSE 400, 220 kV odpowiednio na okres zimowy i letni – „Ocena pracy krajowej sieci 400-220 kV (z uwzględnieniem sieci 110 kV)”. Uzupełnieniem tego były analizy przygotowane przez Oddziały PSE S.A. zawierające oceny planowanych układów pracy sieci koordynowanej 110 kV obejmujące następujący zakres:

- przygotowanie aktualnego modelu rozptywowego KSE obejmującego krajową sieć 400, 220 i 110 kV oraz sieć przesyłową krajów sąsiednich (Niemiec, Czech Słowacji, Węgier, Austrii i części Ukrainy),
- aktualizację rozptylowych schematów sieci przesyłowej i dystrybucyjnej,
- wykonanie obliczeń symulacyjnych koniecznych do zweryfikowania bezpieczeństwa pracy KSE w stanach normalnych i awaryjnych zgodnie z kryteriami niezawodności określonymi w IRiESP – Korzystanie (kryteria obciążeniowe, napięciowe, zwarciowe, stabilności napięciowej i kątowej),
- wykonanie obliczeń symulacyjnych koniecznych do aktualizacji:
  - generacji wymuszonej w elektrowniach systemowych;
  - ograniczeń wymiany międzynarodowej,

- ocenę pewności zasilania odbiorców w spółkach dystrybucyjnych,
- przygotowanie wniosków dotyczących sposobu prowadzenia ruchu oraz potrzebnych inwestycji sieciowych.

Tworzone przez OSP modele układów normalnych prognozowanych na okres zimowy i letni były udostępniane OSD.

W latach 2017-2018 służby dyspozytorskie OSP oraz OSD zgodnie z zakresem zadań określonych w IRiESP – Korzystanie w sposób ciągły monitorowały pracę KSE. Prowadzona wymiana danych pomiarowych w trybie on-line pomiędzy systemami SCADA OSP i OSD pozwoliła w trybie czasu rzeczywistego na monitorowanie stanu pracy sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnej przez służby dyspozytorskie OSP i OSD.

Wymienione wyżej działania OSP, w obszarze współpracy z OSD w zakresie koordynowanej sieci 110 kV, prowadzone w omawianym okresie, przebiegały bez zakłóceń.

Zgodnie z procedurą zawartą w części IRiESP dotyczącej korzystania z systemu elektroenergetycznego, PSE S.A. podejmuje działania w stanach awaryjnych o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowę tego systemu. W celu przygotowania odpowiednich procedur w 2017 r., PSE S.A. podjęła następujące działania z tego zakresu:

- opracowano we współpracy z OSD „Plan wyłączeń przez automatykę SCO” (grudzień 2017 r.),
- opracowano we współpracy z OSD aktualizację „Planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej”, obowiązującą w okresie 1.09.2017 r. – 31.08.2018 r., aktualizacja Planu została uzgodniona z Prezesem URE (decyzja Prezesa URE z 21 lipca 2017 r.),
- opracowano we współpracy z OSD „Plan wyłączeń awaryjnych” obowiązujący w okresie 1.01.2018 r. – 31.12.2018 r. (grudzień 2017 r.),
- opracowywano i aktualizowano instrukcje szczegółowe odbudowy KSE,
- przeprowadzono szkolenia służb dyspozytorskich OSP/OSD i wytwórców z zakresu planów odbudowy,
- kontynuowano, rozpoczęte w 2. połowie 2008 r., szkolenia służb dyspozytorskich OSP z zakresu planów odbudowy i współpracy podczas stanów Blackout i Emergency z wykorzystaniem symulatora systemowego DUtrain. Odbyły się wspólne 2 szkolenia dyspozytorów KDM z dyspozytorami innych OSP z obszaru Europy Środkowo-Wschodniej (Niemiec, Czech, Słowacji, Austrii, Węgier i Słowenii),
- kontynuowano szkolenia dyspozytorów KDM, ODM-ów oraz OSD w zbudowanym przez OSP Symulatorze funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego,
- przeprowadzono 31 szkoleń dla pracowników OSP i 6 szkoleń dla pracowników OSD.

Natomiast w celu przygotowania odpowiednich procedur w 2018 r., PSE S.A. podjęła następujące działania z tego zakresu:

- opracowano we współpracy z OSD „Plan wyłączeń przez automatykę SCO” (opracowanie – grudzień 2018 r.),
- opracowano we współpracy z OSD aktualizację „Planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej”, obowiązującą w okresie 1.09.2018 r. – 31.08.2019 r., aktualizacja Planu została uzgodniona z Prezesem URE (decyzja Prezesa URE z 13 lipca 2018 r.),
- opracowano we współpracy z OSD „Plan wyłączeń awaryjnych” obowiązujący w okresie 1.01.2019 r. – 31.12.2019 r. (opracowanie – grudzień 2018 r.),
- opracowywano i aktualizowano instrukcje szczegółowe odbudowy KSE,
- przeprowadzono szkolenia służb dyspozytorskich OSP/OSD i wytwórców z zakresu planów odbudowy,
- kontynuowano, rozpoczęte w 2. połowie 2008 r., szkolenia służb dyspozytorskich OSP z zakresu planów odbudowy i współpracy podczas stanów Blackout i Emergency z wykorzystaniem symulatora systemowego DUtrain. Odbyły się wspólne 2 szkolenia dyspozytorów KDM z dyspozytorami innych OSP z obszaru Europy Środkowo-Wschodniej (Niemiec, Czech, Słowacji, Austrii, Węgier i Słowenii),
- kontynuowano szkolenia dyspozytorów KDM, ODM-ów oraz OSD w zbudowanym przez OSP Symulatorze funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego. Przeprowadzono 32 szkolenia dla pracowników OSP z udziałem m.in. DIRE i OSD, 1 szkolenie interTSO (CEPS-PSE), 10 szkoleń dla pracowników CN, RCN i ZES oraz 13 szkoleń dla pracowników OSD z udziałem pracowników OSP,
- w IV kwartale 2018 r. zrealizowano prace związane z wdrożeniem przepisów Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2196 z 24 listopada 2017 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych (dalej: NC ER), dotyczące opracowania:
  1. „Planu obrony systemu”.
  2. „Planu odbudowy”.

3. „Warunków działania w charakterze dostawców usług w zakresie odbudowy”.
4. „Wykazu SGU odpowiedzialnych za wdrożenie w swoich instalacjach środków wynikających z przepisów prawa krajowego, wykaz środków, które mają być wdrażane przez przedmiotowych SGU, i terminy wdrożenia każdego ze środków”, na podstawie art. 11 ust. 4 lit. c) i e) oraz art. 23 ust. 4 lit. c) i e) NC ER.

Opracowania wymienione w punktach 1-4 powyżej przekazano do Prezesa URE. Prezes URE zatwierdza dokumenty wymienione w punktach 3 i 4 zgodnie z zapisami art. 4 ust. 3 NC ER, w zakresie Planu odbudowy realizowane są działania operacyjne w sieci elektroenergetycznej (próby rozruchu autonomicznego i próby systemowe uruchomienia bloków ze źródeł zdalnych) zgodnie z wytycznymi IRiESP – Korzystanie pkt 2.2.3.3.2.4. oraz instrukcjami wewnętrznymi PSE S.A., będące ćwiczeniami zdolności KSE do odbudowy systemu.

## **Ograniczenia w dostawach i poborze energii elektrycznej**

W latach 2017-2018 PSE S.A. jako OSP nie zgłaszał do ministra energii, na podstawie przepisów, o których mowa w art. 11c ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, wniosku o konieczności wprowadzenia przez Radę Ministrów ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej, w drodze rozporządzenia, o którym mowa w art. 11 ust. 7 ustawy.

W wyniku podejmowanych działań przez większość dni 2017 r. i 2018 r. nie stwierdzono stanów zagrożenia pracy sieci przesyłowej skutkujących naruszeniem obowiązujących kryteriów ciągłości i niezawodności dostaw energii lub przekroczeniem poza dopuszczalne limity parametrów jakościowych energii elektrycznej. Zarówno obciążenia elementów sieci przesyłowej, jak i napięcia w rozdzielniach sieci przesyłowej utrzymywane były na poziomie dopuszczalnym. Wyłączenia dla prac wykonywanych na majątku przesyłowym realizowane były zgodnie z planem.

W okresie 2017-2018 nie wystąpiły ograniczenia dostaw energii elektrycznej z powodu braku mocy w KSE. Wystąpiły natomiast doraźne ograniczenia dostaw energii elektrycznej w wyniku awarii w systemie przesyłowym. 9 września 2017 r. odnotowano wyłączenie dwutorowej linii Joachimów – Huta Częstochowa i Huta Częstochowa – Wrzosowa oraz transformatora TR1 63 MVA 220/30 kV w stacji Huta Częstochowa z powodu obecności na słupie osoby postronnej. W wyniku powyższych wyłączeń wystąpiły ograniczenia w wysokości 157 MW. Z kolei w 2018 r. wystąpiły ograniczenia w systemie przesyłowym spowodowane awarią w rozdzielni 110 kV Gdańsk Błonia, będącą własnością PSE S.A. 6 lutego 2018 r. o godz. 11:25 podczas prac planowych w obwodach wtórnych w rozdzielni 110 kV Gdańsk Błonia, w wyniku błędu pracownika, został wygenerowany impuls wyłączający linię 110 kV Rafineria nr 1. Linia wyłączyła się jednostronnie. Wyłączenie to spowodowało ograniczenia u odbiorców ENERGA S.A. O/Gdańsk w wysokości 2 MW w godz. 11:25-11:34. Ograniczenia zniesiono po załączeniu ww. linii 110 kV.

Ograniczenia w dostawach energii elektrycznej do odbiorców spowodowane awariami w sieciach rozdzielczych należących do OSD w latach 2017-2018 wynikały przede wszystkim z niesprzyjających warunków pogodowych.

W 2017 r. wspomniane ograniczenia wyniosły 48 692 MWh, z czego 47 417 MWh (97%) stanowiły ograniczenia dostaw z powodu złych warunków atmosferycznych.

W 2018 r. ograniczenia te wyniosły 7 280 MWh, z czego 6 530 MWh (90%) stanowiły ograniczenia dostaw z powodu złych warunków atmosferycznych.

Najważniejsze zdarzenia mające istotny wpływ na pracę sieci dystrybucyjnej danego OSD w latach 2017-2018 zostały wyszczególnione w rozdziale 2.5.1.

W celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy KSE, PSE S.A. w okresie sprawozdawczym dokonywała zakupu usług systemowych (US) oraz usług dyspozycyjności jednostek wytwórczych nJWCD (GWS). Usługi systemowe oraz usługi dyspozycyjności jednostek wytwórczych nJWCD, OSP pozyskiwał w ramach dobowo-godzinowych procesów rynku bilansującego oraz na podstawie stosownych umów dwustronnych z dostawcami tych usług, zawartych po wcześniejszym przeprowadzeniu postępowania o udzielenie zamówienia publicznego.

Stosownie do przepisu wynikającego z art. 9c ust. 3 pkt 4 operatorzy wszystkich systemów elektroenergetycznych współpracują między sobą, jak również z innymi przedsiębiorstwami energetycznymi, w celu zapewnienia spójności działania systemów elektroenergetycznych i skoordynowania ich rozwoju, w tym także niezawodnego oraz efektywnego funkcjonowania tych systemów. Współpraca prowadzona jest w oparciu o zasady wyspecyfikowane w instrukcji ruchu

i eksploatacji tych systemów. W oparciu o ustalenia zawarte w IRiESD-Bilansowanie odbywa się dostarczanie informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej oraz zarządzaniu siecią wszystkim użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych, z którymi dany system jest połączony, niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci dystrybucyjnej i korzystania z tej sieci. Na podstawie zapisów IRiESD-Bilansowanie odbywa się także bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi. Ponadto, w IRiESD-Bilansowanie unormowane są również zagadnienia związane z umożliwianiem realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci.

## Projekty inwestycyjne

Stosownie do art. 9c ust. 2 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne, spółka PSE S.A. wyznaczona na operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego (OSP) pozostaje odpowiedzialna za bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej poprzez zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i odpowiedniej zdolności przesyłowej w sieci przesyłowej elektroenergetycznej. W tym kontekście, w 2017 r. operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego przeprowadził szereg projektów inwestycyjnych w sieci przesyłowej związanych z wyprowadzeniem mocy ze źródeł wytwórczych oraz usuwaniem ograniczeń przesyłowych wewnątrz KSE. Do najważniejszych zadań należały:

(1) w zakresie usuwania ograniczeń przesyłowych wewnątrz KSE:

- modernizacja stacji 400/220/110 kV Miłosna i 400/220/110 kV Kozienice w zakresie uzupełnienia o redundantne zabezpieczenia szyn,
- kompleksowa modernizacja linii 220 kV na terenie Oddziału PSE S.A. w Katowicach,
- modernizacja istniejących i instalacja nowych przewodów odgromowych OPGW na wybranych liniach 220 kV i 400 kV – etap I (pakiet I),
- modernizacja istniejących i instalacja nowych przewodów odgromowych OPGW na wybranych liniach 220 kV i 400 kV – etap II (pakiet II),
- budowa linii 220 kV Stalowa Wola – punkt nacięcia linii Chmielów – Abramowice,
- rozbudowa stacji 400/110 kV Płock,
- modernizacja istniejących i instalacja nowych przewodów odgromowych OPGW na wybranych liniach 220 kV i 400 kV – etap II (pakiet I),
- program likwidacji zagrożeń w pracy transformatorów sieciowych oraz ich wpływu na infrastrukturę stacji poprzez prewencyjną wymianę izolatorów przepustowych – etap I (faza 2),
- modernizacja stacji 220/110 kV Mokre,
- rozbudowa stacji 400/110 kV Siedlce Ujrzanów,
- wykonanie układu automatyki odciażającej w rozdzielni 220 kV stacji 400/220/110 kV Mikułowa,
- modernizacja stacji 220 kV Koksochemia,
- modernizacja stacji 400/220/110 kV Wielopole dla przyłączenia transformatora potrzeb ogólnych TR 4 w El. Rybnik,
- wyposażenie pól 110 kV stacji Mościska i Mory w zabezpieczenia odcinkowe,
- rozbudowa stacji 220/110 kV Kielce Piaski,
- modernizacja obwodów pierwotnych w stacji 220 kV Bujaków wraz z dostosowaniem obwodów wtórnych,
- wdrożenie Zespołów Eksploatacyjnych (ZES),
- wdrożenie systemów ochrony technicznej w stacjach NIN: Aniołów, Podolszyce, Toruń Elana, Wrzosowa, Zgierz,
- rozbudowa stacji 400/110 kV Gdańsk Błonia dla przyłączenia FW Jasna;

(2) w zakresie wyprowadzenia mocy ze źródeł wytwórczych:

- rozbudowa i modernizacja stacji 400/220/110 kV Kozienice w zakresie rozdzielni 400 kV,
- rozbudowa stacji 400/220/110 kV Kozienice w związku z przyłączeniem bloku nr 11 ENEA Wytwarzanie Sp. z o.o.

Z kolei w 2018 r. zakończone zostały niżej wymienione zadania inwestycyjne związane z usuwaniem ograniczeń przesyłowych wewnątrz KSE oraz wyprowadzeniem mocy ze źródeł wytwórczych:

(1) w zakresie usuwania ograniczeń przesyłowych wewnątrz KSE:

- budowa linii 400 kV Ostrołęka – Olsztyn Mątki,
- budowa linii 400 kV od stacji 400/110 kV Czarna do stacji 220/110 kV Polkowice,

- budowa linii 400 kV Skawina – nacięcie linii Tarnów-Tucznowa, Rzeszów-Tucznowa<sup>13)</sup>,
  - uruchomienie drugiego toru linii 400 kV Kromolice-Plewiska wraz z utworzeniem gwiazdy 220 kV relacji Plewiska-Konin z odczepem do Poznań-Południe<sup>13)</sup>,
  - rozbudowa stacji 220/110 kV Adamów,
  - rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 220/110 kV Groszowice,
  - rozbudowa stacji 400/110 kV Tarnów wraz z instalacją urządzeń do kompensacji mocy biernej,
  - rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400/110 kV Ostrów wraz z instalacją urządzeń do kompensacji mocy biernej<sup>13)</sup>,
  - rozbudowa stacji 220/110 kV Skawina o rozdzielnię 400 kV i 110 kV<sup>13)</sup> (zakończono rozbudowę rozdzielni 400 i 110 kV, do realizacji pozostała modernizacja rozdzielni 220 kV),
  - rozbudowa stacji 220/110 kV Glinki,
  - program wymiany izolatorów na liniach i stacjach elektroenergetycznych NN;
- (2) w zakresie wyprowadzenia mocy ze źródeł wytwórczych:
- rozbudowa stacji 220/110 kV Skawina w celu przełączenia bloku nr 3 EI. Skawina.

### Zakup energii elektrycznej na pokrycie strat przesyłowych

Zgodnie z przepisem wynikającym z art. 9c ust. 3 pkt 8 ustawy – Prawo energetyczne najwięksi operatorzy systemów dystrybucyjnych (5 OSD) dokonywali zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieciach dystrybucyjnych przede wszystkim na zasadach umownych. Wśród podmiotów, od których kupowano energię byli sprzedawcy, z którymi OSD przed wejściem w życie obowiązku rozdziału dystrybucji od wytwarzania i obrotu (*unbundling*) tworzyli jedno przedsiębiorstwo. Kupowano także energię na Rynku Bilansującym. Natomiast PSE S.A. jako OSP, zgodnie z przepisem wynikającym z art. 9c ust. 2 pkt 11 ustawy – Prawo energetyczne, dokonywała zakupu energii elektrycznej na potrzeby pokrywania strat powstałych w sieci przesyłowej podczas przesyłania energii elektrycznej tą siecią stosując przejrzyste i niedyskryminacyjne procedury rynkowe przy jej zakupie.

PSE S.A. dokonywała zakupu ww. energii elektrycznej na podstawie umów dwustronnych zawieranych z uczestnikami rynku. Jest to podstawowa forma zakupu, w ramach której PSE S.A. dokonuje nabycia przeważającej ilości energii elektrycznej przeznaczonej na pokrywanie strat powstałych w sieci przesyłowej.

W celu faktycznego zbilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną dla potrzeb pokrycia strat w sieci przesyłowej, część energii elektrycznej rozliczana jest w ramach Rynku Bilansującego. Z uwagi na dużą godzinową zmienność wolumenu energii oferowanej na potrzeby pokrywania strat w sieci przesyłowej (okresem rozliczeniowym jest godzina), na Rynku Bilansującym następuje rozliczenie odchyleń pomiędzy rzeczywistą ilością strat energii, a dostawami energii realizowanymi na podstawie zawartej umowy, w której wolumen zakupionej energii został oszacowany na podstawie prognozy opracowanej przez PSE S.A.

W 2017 r. zakupy energii na potrzeby pokrywania różnicy bilansowej realizowane były poprzez wyżej wymienione formy zakupu, w wyniku czego zakupiono energię elektryczną o następującej ilości:

- w ramach umów dwustronnych zawieranych z dostawcą energii: 1 678 780 MWh,
- na Rynku Bilansującym: 58 543 MWh.

W 2018 r. wielkości te wynosiły odpowiednio:

- w ramach umowy dwustronnej zawartej z dostawcą energii: 1 722 430 MWh,
- na Rynku Bilansującym: 31 858 MWh.

### Obowiązki informacyjne

W ramach przepisu wynikającego z art. 9c ust. 3 pkt 9 i 9a ustawy – Prawo energetyczne odnoszącego się do obowiązku dostarczania użytkownikom sieci informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej oraz zarządzaniu siecią niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci dystrybucyjnej i korzystania z tej sieci, operatorzy systemów elektroenergetycznych dystrybucyjnych wykorzystali wiele form przekazu tej informacji. Poprzez publikację na swoich stronach internetowych

<sup>13)</sup> Inwestycja została przekazana do ruchu, natomiast nie została zakończona pod względem formalnym.



zamieszczali i aktualizowali informacje dedykowane również wytwórcom energii elektrycznej, w ramach działań ułatwiających niedyskryminujący dostęp do sieci dla tej grupy użytkowników, takie jak:

- dane teleadresowe,
- IRiESD,
- informacje o warunkach przyłączenia do sieci OSD wraz z wzorcami wniosków oraz niezbędne formularze,
- informacje o warunkach świadczenia usług dystrybucji (wzorcach umów o świadczenie usług dystrybucji dla odbiorców, wytwórców, sprzedawców, podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie),
- informacje o wartości dostępnej mocy przyłączeniowej dla źródeł zgodnie z art. 7 ust. 8l ustawy – Prawo energetyczne,
- taryfa dla dystrybucji energii elektrycznej,
- informacje o obszarach i terminach planowanych wyłączeń w sieci elektroenergetycznej, w szczególności niskonapięciowej.

Oprócz strony internetowej, OSD wykorzystywały dla potrzeb informacyjnych inne standardowe kanały komunikacji bezpośredniej i pośredniej, mające zastosowanie również przypadku innych grup podmiotów zainteresowanych przyłączeniem do sieci dystrybucyjnej, z wykorzystaniem m.in.:

- Biur Obsługi Klienta na terenie działania danego OSD,
- Elektronicznych Biur Obsługi Klienta (poprzez portale przyłączeniowe), w ramach którego zainteresowani mogą przeprowadzić elektronicznie cały proces przyłączenia mikroinstalacji w trybie „na zgłoszenie”,
- Call Center pracujących w wymiarze 24/7,
- całodobowej poczty elektronicznej,
- obsługi korespondencyjnej wszelkich wniosków, reklamacji, zapytań, skarg,
- formularzy kontaktowych na stronie internetowej operatora.

## **Plany działań na wypadek zagrożeń wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach**

W ramach przepisu wynikającego z art. 9c ust. 3 pkt 10 ustawy – Prawo energetyczne odnoszącego się do obowiązku współpracy OSD i OSP przy opracowywaniu planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii, w omawianym okresie poszczególni operatorzy poinformowali o przeprowadzeniu szeregu wspólnych działań z OSP. Poniżej zaprezentowano skrótkowe zestawienie zrealizowanych projektów, według relacji stron.

1. Jak poinformował innogy Stoen Operator Sp. z o.o. – zostały wykonane, a w dalszej kolejności przesłane do PSE S.A. dobowe prognozy zapotrzebowania na moc oraz prognozy mocy generowanej przez wytwórców przyłączonych do jego sieci dystrybucyjnej. Standardowo pracownicy Dyspozycji innogy Stoen Operator uczestniczyli w kilku edycjach szkolenia obszarowego „Aktualne aspekty procesu przygotowania i prowadzenia ruchu Krajowego Systemu Elektroenergetycznego” organizowanego przez OSP. Szkolenia te dotyczyły m.in. omówienia zaistniałych awarii, istniejących zagrożeń w prowadzeniu ruchu sieci, bezpieczeństwa KSE. Zakres tych szkoleń obejmował również problematykę związaną z bilansowaniem systemu krajowego oraz ewentualnym zagrożeniem blackoutu. Ponadto w ramach utrzymywania wysokiego poziomu kwalifikacji pracownicy Dyspozycji innogy Stoen Operator uczestniczyli w specjalistycznym szkoleniu dyspozytorskim wykorzystującym symulator sieci elektroenergetycznej dla ćwiczenia usuwania rozległych awarii sieciowych, w warunkach symulujących rzeczywiste sytuacje awaryjne. Szkolenie powyższe było realizowane w sesjach, przy udziale dyspozytorów innych Operatorów Systemów Dystrybucyjnych współpracujących z innogy Stoen Operator oraz PSE S.A. i firmy PSE Innowacje.
2. Zgodnie z informacją od spółki Enea Operator Sp. z o.o. – w celu utrzymania odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej, służby ENEA Operator współpracują z służbami operatora systemu przesyłowego PSE S.A. oraz z służbami pozostałych operatorów systemów dystrybucyjnych (TAURON Dystrybucja, ENERGA-OPERATOR) w zakresie prowadzenia ruchu sieci koordynowanej 110 kV na terenie ENEA Operator oraz z ww. służbami w zakresie planowania prac na sieci 110 kV. Współpraca oparta jest o IRiESD oraz IRiESP, a także instrukcje współdziałania służb dyspozytorskich. Od 2017 r. w ramach poprawienia bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej ENEA Operator współpracuje z PSE Innowacje Sp. z o.o. w zakresie cyklicznych szkoleń dyspozytorów mocy na symulatorze KSE.



3. Według relacji przedsiębiorstwa ENERGA-OPERATOR S.A., w ramach wykonania przywołanego obowiązku przez to przedsiębiorstwo energetyczne, przeprowadzono m.in.:
- aktualizację kwestionariuszy dla planów odbudowy KSE,
  - aktualizację i weryfikację planów podziału sieci 110 kV na „wyspy”,
  - opracowanie planów ograniczeń dla trybu normalnego,
  - opracowanie planów ograniczeń awaryjnych A1-A5,
  - aktualizację nastaw automatyki SCO – plany ograniczeń dla trybu automatycznego,
  - uczestnictwo w opracowaniu instrukcji ścieżek odbudowy systemu po rozległej awarii systemowej (blackout),
  - bieżące uzgodnienia układów pracy sieci przy wyłączeniach elementów infrastruktury sieciowej OSD i OSP.
4. Powołując się na informacje od TAURON Dystrybucja S.A. – w ramach wykonania przywołanego obowiązku przez to przedsiębiorstwo energetyczne, zostały podjęte działania polegające m.in. na:
- utrzymaniu ciągłej współpracy służb dyspozytorskich operatora systemu przesyłowego i TAURON Dystrybucja S.A. zarówno podczas sporządzania planów pracy systemu elektroenergetycznego, jak też podczas prowadzenia ruchu tego systemu,
  - wykonaniu cyklicznych przeglądów planów działania na wypadek zagrożenia wystąpieniem awarii o znacznych rozmiarach oraz odbudowy systemu elektroenergetycznego po wystąpieniu takiej awarii,
  - corocznej aktualizacji planów wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej dla odbiorców,
  - przeprowadzeniu wspólnych szkoleń i warsztatów (w szczególności szkoleń na symulatorze zdarzeń sieciowych) dla służb dyspozytorskich operatora systemu przesyłowego i TAURON Dystrybucja S.A.
- Pracownicy zatrudnieni w ramach „Dyspozycji Mocy” uczestniczyli w cyklicznych szkoleniach organizowanych przez OSP dla wszystkich operatorów sieci. Grupa pracowników z oddziału gdańskiego tej dyspozycji uczestniczyła w kursie na symulatorze sieci elektroenergetycznej w siedzibie PSE S.A.
5. Według relacji PGE Dystrybucja S.A. – w ramach wykonania przywołanego obowiązku przez to przedsiębiorstwo energetyczne, zostały podjęte działania polegające m.in. na opracowaniu i przekazaniu do OSP:
- planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, podlegającego uzgodnieniu z Prezesem URE,
  - planu wprowadzania ograniczeń w trybie awaryjnym zgodnie z zasadami opisanymi w IRIESP,
  - planu wprowadzania ograniczeń w trybie automatycznym, jako plan nastawień automatyki SCO sporządzony według wytycznych OSP, realizuje nastawienia przekaźników SCO według planu nastawień,
  - w ramach aktualizacji Planów obrony i odbudowy KSE zostały zaktualizowane:
    - a) tzw. Kwestionariusze C i D dotyczące możliwości pracy odpowiednio stacji i elektrowni w warunkach zaniku napięcia i ich wykorzystania w procesie odbudowy KSE;
    - b) „Plany podziału sieci 110 kV na wyspy” adekwatnie do obszaru działania oddziałów.
- Ponadto PGE Dystrybucja S.A. utrzymuje system łączności dyspozytorskiej, w tym łączności z Obszarowymi Dyspozycjami Mocy operatora systemu przesyłowego niezbędny m.in. do likwidacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, zapewnia urządzenia transmisyjne umożliwiające transmisję w trybie on-line danych do systemów SCADA w centrach dyspozytorskich PGE Dystrybucja S.A. i umożliwia ich transmisję do systemów SCADA służb dyspozytorskich OSP. Pracownicy spółki uczestniczą w szkoleniach służb dyspozytorskich organizowanych przez OSP, w szczególności w zakresie realizacji zadań wynikających z realizacji procedur określonych w planach obrony.

### **Zapewnienie właściwej jakości dostaw energii elektrycznej**

Do innych obowiązków przedsiębiorstw elektroenergetycznych świadczących usługi przesyłania lub dystrybucji (przedsiębiorstwa sieciowe OSP, OSD), a wynikających z odrębnych przepisów, należy zapewnienie odbiorcom właściwej jakości dostaw energii elektrycznej przy minimalizacji ponoszonych nakładów i kosztów. Natomiast do obowiązków regulatora należy kontrola dotrzymywania przez

przedsiębiorstwa sieciowe standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz, na wniosek odbiorcy, parametrów jakościowych energii elektrycznej zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne.

Badania jakości dostaw energii elektrycznej do odbiorców, prowadzone w zakresie ciągłości dostaw energii elektrycznej (wskaźniki jakościowe) oraz wpływu skrajnie niekorzystnych warunków pogodowych, pozwalają na ocenę dotrzymywania parametrów jakościowych dostarczanej energii elektrycznej przez operatora sieci przesyłowej oraz przez 5 największych operatorów sieci dystrybucyjnych, których działalność łącznie obejmuje cały kraj. Skupienie uwagi regulatora na wskaźnikach jakościowych, które są mierzalne i na które przedsiębiorstwa energetyczne mogą oddziaływać, pozwala Prezesowi URE na bardziej skuteczną coroczną kontrolę dotrzymywania przez przedsiębiorstwa sieciowe standardów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej odbiorcom energii elektrycznej w całym kraju.

Zgodnie z § 41 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, operator systemu przesyłowego i operatorzy systemów dystrybucyjnych w terminie do 31 marca każdego roku zobowiązani są do podania do publicznej wiadomości, przez zamieszczenie na swojej stronie internetowej, wskaźników dotyczących czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, wyznaczonych dla poprzedniego roku kalendarzowego.

Przepisy ww. rozporządzenia Ministra Gospodarki, jednoznacznie definiują dla jakiego rodzaju przerw w zasilaniu wyznacza się współczynniki SAIDI i SAIFI, tj. oddzielnie dla przerw planowanych i nie planowanych z uwzględnieniem przerw katastrofalnych oraz bez uwzględnienia tych przerw oraz wskaźnik MAIFI – stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw krótkich w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców.

Zgodnie z § 41 ust. 3 przywołanego rozporządzenia, operator systemu dystrybucyjnego w kalkulacji każdego ze wskaźników jest obowiązany uwzględnić udział liczby odbiorców narażonych na skutki danej przerwy w ciągu roku w łącznej liczbie obsługiwanych odbiorców, a ponadto (zgodnie z ust. 4) przyjęta w obliczeniach liczba obsługiwanych odbiorców w danym roku winna być opublikowana razem ze wskaźnikami: SAIDI, SAIFI oraz MAIFI (zgodnie z wcześniejszą informacją Prezesa URE nr 16/2012, zamieszczoną również na stronie internetowej urzędu, regulującą kwestię liczby odbiorców przyjętych do obliczania ww. wskaźników – do obliczeń wskaźników niezawodności sieci dystrybucyjnej należy przyjmować liczbę odbiorców przyłączonych do sieci operatora na koniec roku kalendarzowego, dla którego prowadzone są obliczenia wskaźników).

Szczegóły dotyczące monitorowania bezpieczeństwa i niezawodności pracy sieci w zakresie oceny prawidłowości ich funkcjonowania, uwzględniające takie parametry jak: moc dyspozycyjna elektrowni krajowych, maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc, rezerwa oraz ubytki mocy w odniesieniu do mocy osiągniętych w szczytach zapotrzebowania zostały przedstawione w pkt 2.5 niniejszego raportu.

## **Realizacja prawa zmiany sprzedawcy**

Zgodnie z zasadą TPA, każdy sprzedawca energii elektrycznej ma prawo oferować sprzedaż tej energii odbiorcom końcowym na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej.

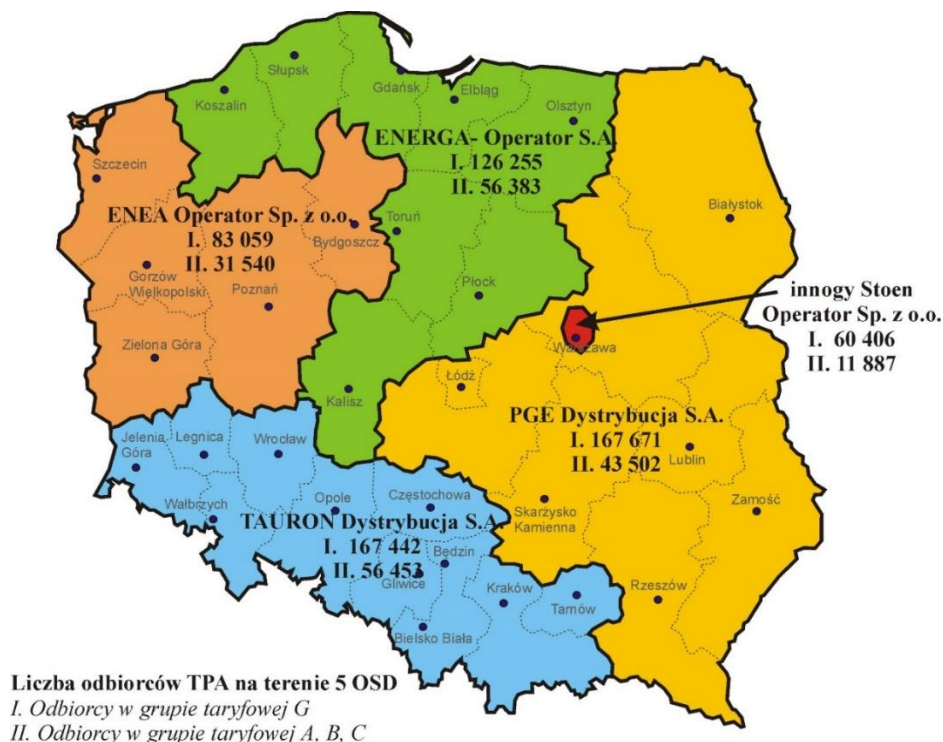
Faktyczna swoboda wyboru sprzedawcy, której miernikiem jest liczba aktywnych na rynku odbiorców oraz liczba dokonanych w danym okresie zmian sprzedawcy, jest wynikiem nakładania się na siebie wielu okoliczności, począwszy od stopnia świadomości odbiorców końcowych, poprzez ich motywację do zmiany sprzedawcy, 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 (ok. 4,58%) skorzystało do tej pory z takiej możliwości. Oceniając wskaźniki wzrostu pamiętać należy jednak, że w ujęciu globalnym ciągle stosunkowo niewielu odbiorców (ok. 4,58%) skorzystało do tej pory z prawa do zmiany sprzedawcy, choć podkreślić trzeba także fakt, że w stosunku do 2017 r. nastąpił nieznaczny wzrost tego wskaźnika (w 2017 r. poziom ten wyniósł 4,15%), to jednak jego dynamika spada.

W 2018 r. ponad 201 tys. odbiorców należących do grup taryfowych A, B i C aktywnie korzystało z prawa zakupu energii od wybranego sprzedawcy, natomiast w segmencie odbiorców w gospodarstwach domowych liczba ta wyniosła ponad 605 tys.

Z analizy danych przedstawionych przez poszczególnych operatorów wynika, że w 2018 r. korzystanie z prawa TPA było zróżnicowane w zależności od regionu kraju (rys. 29). Na koniec 2018 r. największa liczba odbiorców w grupach A, B, C, którzy zmienili sprzedawcę, występowała na terenie działania

TAURON Dystrybucja S.A. i było to 56 453 odbiorców. Natomiast w segmencie odbiorców w gospodarstwach domowych największa liczba odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę występowała na terenie działania PGE Dystrybucja S.A. – 167 671 odbiorców, niewiele mniejsza liczba odbiorców w tym segmencie wystąpiła na terenie działania TAURON Dystrybucja S.A. – 167 442 odbiorców.

**Rysunek 29.** Korzystanie z prawa wyboru sprzedawcy na terenie działania poszczególnych operatorów systemów dystrybucyjnych



Źródło: URE.

Należy zaznaczyć, że zmiana sprzedawcy odbywa się według procedur zawartych w IRiESD. Dokonując oceny dotychczasowego wywiązywania się poszczególnych operatorów z obowiązków wynikających z IRiESD w części dotyczącej procedury zmiany sprzedawcy energii elektrycznej należy podkreślić, że była ona realizowana przez OSD bez większych przeszkód. Niemniej, do Prezesa URE docierały pewne sygnały o tym, że nie wszyscy operatorzy wywiązują się z obowiązków wynikających z IRiESD. W 2018 r. do Prezesa URE wpłynęło wiele pism (skarg) z prośbą o interwencję w sprawach działań przedsiębiorstw energetycznych, które zdaniem odbiorców naruszały ich interesy, w szczególności dotyczyło to przypadków utrudniania zmiany sprzedawcy energii elektrycznej. Prezes URE podjął szereg działań wyjaśniających i dyscyplinujących (nakładanie kar) w stosunku do operatorów systemów dystrybucyjnych w odniesieniu do przypadków, które dotyczyły utrudniania zmiany sprzedawcy energii elektrycznej poprzez:

- nieprawidłowo funkcjonujące platformy wymiany informacji w systemach informatycznych,
- niepodpisanie GUD-ów przez małych OSD,
- braku umowy w zakresie przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansującym pomiędzy OSDp a OSDn,
- podwójne fakturowanie,
- bezpodstawne uruchomienie sprzedaży rezerwowej,
- wypowiedzenie umów bez zachowania odpowiedniego terminu wypowiedzenia,
- bezpodstawne odrzucanie zgłoszeń zmiany sprzedawcy (np. w wyniku niepoprawnych danych odbiorcy lub niepoprawnych danych adresowych na PPE),
- opóźnienia w przekazywaniu danych pomiarowych.

Działania te w większości przypadków pomyślnie doprowadziły do zmiany sprzedawcy przez odbiorców energii elektrycznej.

## Realizacja pozostałych zadań

Oddziały terenowe URE dokonują oceny realizacji przez OSD obowiązków wynikających z art. 9c ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne przez pryzmat sporów rozstrzyganych w trybie art. 8 ust. 1 ustawy, podczas postępowań taryfowych, w trakcie postępowań koncesyjnych i w toku rozpatrywania skarg i wniosków odbiorców na działania OSD.

### Weryfikacja IRiESD OSD

OT URE w okresie 2017-2018 oceniały zgodność Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej przedsiębiorstw, będących operatorami, o których mowa w art. 9d ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne. Oceny zgodności instrukcji dokonywano pod kątem spełniania obowiązujących przepisów ustawy – Prawo energetyczne (art. 9g oraz art. 9c ust. 3 pkt 9a lit. c i e) oraz aktów wykonawczych do niej, a także zawierania zapisów istotnych ze względu na funkcjonowanie rynku energii oraz najważniejszych kwestii poruszanych przez użytkowników systemu.

Podczas weryfikacji, przekazanych przez operatorów kopii aktualnie obowiązujących i zatwierdzonych IRiESD, OT URE badały m.in., czy ww. instrukcje zostały opracowane zgodnie z przepisami określonymi w ustawie – Prawo energetyczne oraz czy zawierają:

- procedurę zmiany sprzedawcy z zachowaniem terminu 21 dni, o którym mowa w art. 4j ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne,
- standardy jakościowe obsługi odbiorców, zasady udzielania informacji oraz przeprowadzania postępowań reklamacyjnych,
- zasady współpracy pomiędzy operatorami oraz operatorami a użytkownikami systemu,
- procedurę przekazywania danych pomiarowo-rozliczeniowych (terminy i sposób przekazywania danych).

W ramach kontrolowania wypełniania przez OSD ich zadań – OT URE w okresie sprawozdawczym przeprowadziły weryfikację 52 przedsiębiorstw, które zostały wezwane do przedstawienia stosownych wyjaśnień i dokumentów związanych z realizacją obowiązku opracowania IRiESD, stosownie do zakresu prowadzonej działalności, co uczyniły w wyznaczonym terminie. Analiza nadesłanych IRiESD wykazała, że zostały opracowane w sposób prawidłowy i zawierają wszelkie niezbędne elementy określone w przepisach, a co za tym idzie nie było podstaw do wszczęcia postępowań w sprawie wymierzania kar pieniężnych.

Szczegółowe dane wykazano w poniższej tabeli.

**Tabela 17.** Kontrolowanie przedsiębiorstw w zakresie związanym z realizacją obowiązku opracowania IRiESD

Lp.	Wyszczególnienie	2017 r. [szt.]	2018 r. [szt.]	Razem [szt.]
1	OT Szczecin	2	1	3
2	OT Gdańsk	1	2	3
3	OT Poznań	1	1	2
4	OT Lublin	2	3	5
5	OT Łódź	4	4	8
6	OT Wrocław	16	3	19
7	OT Katowice	0	4	4
8	OT Kraków	4	4	8
<b>OGÓŁEM</b>		<b>30</b>	<b>22</b>	<b>52</b>

Źródło: URE.

### 2.6.2. Programy Zgodności – realizacja i wnioski

Programy Zgodności OSDp są zatwierdzane przez Prezesa URE, natomiast OSDn nie mają obowiązku przedkładania ich do zatwierdzenia. Realizacja zatwierdzonych Programów podlega kontroli Prezesa URE. Inspektorzy ds. zgodności zobowiązani są do przesłania, każdego roku do 31 marca, sprawozdań zawierających opis działań podjętych w roku poprzednim w celu realizacji Programów Zgodności.



Ważnym źródłem informacji odnośnie naruszeń Programów Zgodności są skargi przedsiębiorstw obrotu, kierowane do Prezesa URE.

W 2017 r. Prezes URE wymierzył karę pieniężną jednemu z OSD za naruszenie Programu Zgodności tj. za przesyłanie danych pomiarowych odbiorców do innych przedsiębiorstw obrotu, niż będących sprzedawcami energii elektrycznej dla tych odbiorców. Prezes URE powziął informację o ww. problemie na podstawie licznych skarg i wniosków o interwencję, pochodzących od przedsiębiorstw obrotu. W 2018 r. Prezes URE nie prowadził postępowań w sprawie naruszeń Programu Zgodności. Z informacji przekazanych w sprawozdaniach, w 2018 r. nie odnotowano przypadków dyskryminacji użytkowników systemu, nie stwierdzono również poważnych naruszeń lub zagrożeń dla realizacji postanowień Programu.

Zgodnie z art. 9d ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne, Inspektor ds. zgodności jest powoływany przez operatora w celu monitorowania realizacji Programu Zgodności i powinien być w swoich działaniach niezależny oraz mieć dostęp do wszelkich niezbędnych w wypełnianiu jego obowiązków informacji, które są w posiadaniu nie tylko OSD, ale również jednostek z nim powiązanych.

Wszyscy operatorzy opublikowali na swoich stronach internetowych Programy Zgodności. Pracownicy wszystkich OSD mieli możliwość zadawania pytań Inspektorowi odnośnie interpretacji poszczególnych postanowień Programu. Pytania pracownicy mogli kierować zarówno drogą elektroniczną, jak i w formie bezpośrednich spotkań z Inspektorem. Poza nielicznymi wyjątkami (nieobecni w pracy z powodu długotrwałych zwolnień lekarskich bądź urlopów rodzicielskich), wszyscy pracownicy zostali przeszkoleni w zakresie Programu. Nowi pracownicy przechodzili szkolenie najpóźniej miesiąc od momentu zatrudnienia.

W 2018 r. Prezes URE podjął prace nad aktualizacją Ramowych wytycznych do treści Programów zgodności. Do dyskusji zaproszeni zostali Inspektorzy ds. zgodności. Ostateczny kształt dokumentu został również skonsultowany z operatorami. W Wytycznych rozszerzeniu uległ zakres tematyczny, który powinien obejmować Program Zgodności (przykładowo: 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). Wskazano, że Programy Zgodności powinny odnosić się również do bardziej ogólnych kwestii związanych z regułami prawidłowo przeprowadzonego *unbundlingu* (przykładowo kwestii związanych z niezależnością, z oddzielną marką, logo czy oddzielnymi siedzibami i odrębną obsługą klienta, gdzie pośrednio może ujawniać się dyskryminacja). W 2019 r. Prezes URE oczekuje dostosowania przez operatorów Programów Zgodności do zaktualizowanych Wytycznych.

## **2.7. Wypełnianie przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków dotyczących ewidencji księgowej**

Do obowiązków Prezesa URE wynikających z art. 23 ust. 2 pkt 20 lit. h), należy m.in. monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie wypełniania przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków dotyczących ewidencji księgowej, wynikających z art. 44 ustawy – Prawo energetyczne.

Zgodnie z art. 44, przedsiębiorstwa energetyczne, zapewniając równoprawne traktowanie odbiorców oraz eliminowanie subsydiowania skrośnego, mają obowiązek prowadzenia ewidencji księgowej w sposób umożliwiający odrębne obliczanie kosztów i przychodów, zysków i strat w zakresie dostarczania energii elektrycznej, w tym kosztów stałych, kosztów zmiennych i przychodów odrębnie dla wytwarzania, przesyłania, dystrybucji i obrotu energią elektryczną, a także w odniesieniu do grup odbiorców określonych w taryfie, oraz w zakresie innej prowadzonej działalności, niezwiązanej z wymienioną wyżej.

Podejmowane przez Prezesa URE działania w powyższym zakresie nie odbiegały od dotychczasowej praktyki opisywanej m.in. w poprzednim raporcie. Monitoring prowadzony był wyłącznie w oparciu o informacje i dane finansowe pozyskiwane m.in. w formie arkuszy sprawozdawczych, przekazywanych przez przedsiębiorstwa energetyczne w okresach półrocznych oraz rocznych, a także sprawozdań finansowych przedsiębiorstw. Informacje te, w ocenie Prezesa URE, były wystarczające.

W niektórych przypadkach Prezes URE skorzystał z prawa skontrolowania dokumentów księgowych, zgodnie z art. 28 ustawy – Prawo energetyczne, tj. prawa wglądu do ksiąg rachunkowych przedsiębiorstw energetycznych. W efekcie pozyskania ww. materiałów i przeprowadzonej analizy nie stwierdzono nieprawidłowości w tym zakresie.

### **3. Monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego (art. 23 ust. 2 pkt 20 ustawy – Prawo energetyczne)**

#### **3.1. Monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego w zakresie zasad zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych, z którymi istnieją wzajemne połączenia, we współpracy z właściwymi organami państw członkowskich Unii Europejskiej lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym (EOG)**

##### **3.1.1. Zasady zarządzania i rozdziału przepustowości**

W odniesieniu do systemu gazowego zasady zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych zostały uregulowane w rozporządzeniu 715/2009 i w Załączniku I do tego aktu, a także w kodeksie sieciowym dotyczącym mechanizmów alokacji zdolności w systemach przesyłowych gazu – w okresie od 1 listopada 2015 r. do 5 kwietnia 2017 r. stosowane było rozporządzenie Komisji (UE) nr 984/2013 z 14 października 2013 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący mechanizmów alokacji zdolności w systemach przesyłowych gazu i uzupełniające rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 (dalej: „CAM NC”). Szczegółowe postanowienia w tym zakresie zostały zatwierdzone przez Prezesa URE w IRIESP OSP.

Rozporządzenie CAM NC regulowało zasady przydziału przepustowości w punktach połączeń międzysystemowych oraz zasady współpracy operatorów systemów przesyłowych w tym procesie. Jako mechanizm alokacji zdolności przewidziana była procedura aukcyjna z wykorzystaniem platformy internetowej przeznaczonej do rezerwacji zdolności ciągłej i przerywanej w punktach połączeń międzysystemowych. Operatorzy sąsiadujących systemów przesyłowych zobowiązani byli oferować przepustowość powiązaną. We wszystkich punktach połączeń międzysystemowych stosowano ten sam model aukcji, a odpowiednie procesy aukcyjne rozpoczynały się jednocześnie w odniesieniu do wszystkich odpowiednich punktów. W ramach każdego procesu aukcyjnego dotyczącego jednego standardowego produktu z zakresu zdolności, zdolność alokowana była niezależnie od każdego innego procesu aukcyjnego, z wyjątkiem tzw. zdolności konkurujących.

Decyzją z 24 marca 2017 r. Prezes URE zatwierdził metody alokacji zdolności przesyłowych określone w dokumencie przedłożonym przez OSP „Projekt Baltic Pipe – Metody alokacji zdolności przesyłowe w ramach Open Season 2017”, załączonym do decyzji. Zgodnie z art. 8 ust. 8 ówczesnie obowiązującego rozporządzenia CAM postanowiono, że 10% technicznej zdolności przesyłowej w planowanym punkcie połączenia Baltic Pipe zostanie wyodrębnione i będzie oferowane nie wcześniej niż w czasie corocznej aukcji zdolności kwartalnej, przeprowadzanej zgodnie z kalendarzem aukcji podczas roku gazowego poprzedzającego początek odpowiedniego roku gazowego. Wielkość ta została uzgodniona przez OSP z Energinet.dk oraz przez Prezesa URE z regulatorem duńskim i została zatwierdzona w ww. decyzji Prezesa URE.

Należy w tym miejscu podkreślić, że 6 kwietnia 2017 r. weszło w życie nowe rozporządzenie CAM NC. W stosunku do poprzedniego rozporządzenia 984/2013 nowe rozporządzenie zawiera szczegółową regulację dotyczącą procedury tworzenia zdolności przyrostowej tj. budowy nowych gazociągów lub rozbudowy obecnie istniejących. Ponieważ wejście w życie nowego rozporządzenia nastąpiło w trakcie realizacji projektu Baltic Pipe, w przypadku nowych postępowań administracyjnych dotyczących Baltic Pipe zastosowanie znalazły przepisy rozporządzenia 2017/459.

Do omawianego projektu stosuje się przepisy o teście ekonomicznym (art. 22-25 rozporządzenia CAM NC). Na ich podstawie, decyzją z 25 sierpnia 2017 r. Prezes URE zatwierdził dla projektu Baltic Pipe informację o cenach referencyjnych (stawkach) opłat przesyłowych oszacowanych dla horyzontu czasowego od 1 października 2022 r. do 1 października 2037 r. dla wskazanych przez OSP poziomów mocy oraz informację o wartości bieżącej szacunkowego wzrostu dozwolonych przychodów OSP w związku ze zdolnością przyrostową, a także ustalił poziom współczynnika f. Rozporządzenie 2017/459 zobowiązywało również organ regulacyjny do wskazania podmiotu, który powinien przeprowadzić test ekonomiczny. Decyzją z 6 listopada 2017 r. Prezes URE zobowiązał OSP do przeprowadzenia testu ekonomicznego dla projektu zdolności przyrostowej Baltic Pipe w części przezeń realizowanej, po uzyskaniu wiążących zobowiązań użytkowników sieci w zakresie kontraktowania zdolności przyrostowej w procedurze Open Season.



Wdrożenie przepisów rozporządzenia CAM NC umożliwiło stworzenie jednolitych i przejrzystych mechanizmów alokacji przepustowości. Stosowanie przepisów tego rozporządzenia regulujących proces uzyskiwania zdolności przyrostowej zapewnia zaś możliwość zgłoszenia przez uczestników rynku zapotrzebowania na zdolność przyrostową, zmniejsza ryzyko ponoszenia przez OSP nieuzasadnionych nakładów inwestycyjnych ze względu na ustanowienie nowego narzędzia oceny projektów inwestycyjnych (tj. testu ekonomicznego) oraz potrzebę uzyskania przez OSP decyzji o zatwierdzeniu przez organ regulacyjny propozycji projektu, a także jest korzystne dla rozwoju rynku gazu z uwagi na przyjęcie dwuletniego cyklu oceny zapotrzebowania rynku na zdolność przyrostową.

Przepisy rozporządzenia CAM NC były wyłączną podstawą dwóch postępowań administracyjnych prowadzonych przez Prezesa URE w 2018 r. – postępowania w sprawie wyboru platformy do rezerwacji przepustowości oraz postępowania w sprawie zatwierdzenia propozycji projektu zdolności przyrostowej.

Postępowanie w sprawie wyboru platformy do rezerwacji przepustowości w punktach połączeń na granicy polsko-niemieckiej zostało wszczęte 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. Wówczas, stosownie do art. 37 ust. 3 rozporządzenia CAM NC sprawa została przekazana do krajowych organów regulacyjnych – Bundesnetzagentur i Prezesa URE. Regulatorzy przeprowadzili postępowania administracyjne i prowadzili rozmowy celem dokonania wspólnego wyboru platformy rezerwacyjnej. Niemniej, organy regulacyjne nie były w stanie dokonać wspólnie wyboru platformy. Decyzją z 26 kwietnia 2018 r. Prezes URE postanowił z urzędu umorzyć w całości przedmiotowe postępowanie. Następnie, zgodnie z art. 37 ust. 3 zd. 4 i 5 rozporządzenia CAM NC, ACER wszczął w tej sprawie postępowanie i 16 października 2018 r. wydał 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. W wyniku uchylecia decyzji przez Komisję Odwoławczą sprawa powróciła do ACER i do chwili obecnej postępowanie to nie zostało zakończone.

Postępowanie administracyjne w sprawie zatwierdzenia propozycji projektu przepustowości przyrostowej dla granicy obszaru rynkowego Polska (system przesyłowy gazu ziemnego wysokometanowego grupy E) – GASPOOL zostało wszczęte w 2018 r. na wniosek OGP Gaz-System S.A. Było ono prowadzone w koordynacji z Bundesnetzagentur zgodnie z art. 28 ust. 1 i 2 rozporządzenia CAM. Propozycja projektu została uzgodniona przez OGP Gaz-System S.A. i ONTRAS Gastransport GmbH. Przewiduje ona rozbudowę punktu połączenia międzysystemowego Grid Connection Point GAZ-SYSTEM-ONTRAS skutkującą zwiększeniem ilości przepustowości dostępnej w tym punkcie dla użytkowników sieci przesyłowej. W kwietniu sprawa ta została przekazana do rozstrzygnięcia ACER, a Prezes URE umorzył postępowanie administracyjne decyzją z 8 maja 2019 r.

Odnośnie rozporządzenia Komisji (UE) 2015/703 z 30 kwietnia 2015 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący zasad interoperacyjności i wymiany danych (rozporządzenie IO)<sup>14)</sup>, sposób wdrożenia rozporządzenia IO został zweryfikowany przez Prezesa URE oraz przez ACER, i został oceniony jako prawidłowy.

Wdrożenie przepisów o interoperacyjności i wymianie danych pozwoliło na ujednoczenie zasad współpracy między operatorami sąsiadujących systemów przesyłowych oraz wypracowanie przez ENTSOG wzoru umowy dotyczącej połączenia międzysystemowego. W przepisach tych ustanowiono wspólny zbiór jednostek oraz współczynniki przeliczeniowe między warunkami odniesienia. Określenie jednolitych zasad dotyczących jakości oraz nawaniania gazu istotnie ułatwia handel gazem między państwami członkowskimi UE.

W polskim systemie przesyłowym przydział przepustowości na zasadach ciągłych produktów rocznych, kwartalnych i miesięcznych, w fizycznych punktach wejścia i wyjścia na połączeniach międzysystemowych, następuje w ramach procedury aukcji, zgodnie z zasadami określonymi w IRIESP. Dostępna przepustowość na zasadach ciągłych w ww. punktach, w pierwszej kolejności i w zakresie uzgodnionym z operatorem systemu współpracującego (OSW) powinna być udostępniana na zasadach powiązanych, w ramach wspólnej aukcji prowadzonej przez OSP i OSW. W zakresie, w jakim dostępna przepustowość tych punktów nie zostanie udostępniona na zasadach powiązanych, jej przydział odbywa się w ramach procedury aukcji na Platformie Aukcyjnej na zasadach niepowiązanych.

---

<sup>14)</sup> Dz. U. UE L 2015.113.13.

### **3.1.2. Ocena kalkulacji mocy przesyłowych**

Operator Systemu Przesyłowego spełnia wytyczne określone w rozporządzeniu 715/2009 i udostępnia uczestnikom rynku maksymalną zdolność w punktach właściwych systemu. Stosowane mechanizmy alokacji spełniają wymóg niedyskryminacyjności i przejrzystości (alokacja przepustowości odbywa się w drodze aukcji – punkty połączeń z sąsiednimi OSW – lub w drodze procedury, której zasady, jednakowe dla wszystkich uczestników rynku, opisane są w IRIESP).

W zakresie zarządzania ograniczeniami OSP realizuje postanowienia pkt 2 załącznika I do rozporządzenia 715/2009.

## **3.2. Mechanizmy bilansowania systemu gazowego i zarządzania ograniczeniami w krajowym systemie gazowym**

### **3.2.1. Bilansowanie**

Zgodnie z przepisami ustawy – Prawo energetyczne, bilansowanie systemu gazowego jest realizowane przez OSP w ramach świadczonych usług przesyłania paliw gazowych. Bilansowanie handlowe oparte jest na zasadzie rozliczenia dobowego. 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. Krajowy System Przesyłowy oraz obszar bilansowania SGT łączy punkt właściwy systemu przesyłowego tzw. Punkt Wzajemnego Połączenia (PWP), przez który istnieje możliwość przesyłania gazu ziemnego.

OSP podejmuje działania bilansujące poprzez zakup i sprzedaż standardowych produktów krótkoterminowych na platformie obrotu. Przyczynia się to do zwiększenia płynności rynku produktów krótkoterminowych w Polsce. W chwili obecnej w obszarze bilansowania gazu wysokometanowego funkcjonuje jedna platforma obrotu – TGE S.A. – na której prowadzony jest obrót na następujących rynkach: Rynek Terminowy Towarowy gazu, Rynek Dnia Następnego gazu oraz Rynek Dnia Bieżącego gazu.

Obszar bilansowania gazu zaazotowanego 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 gaz ziemny dostarczany jest wyłącznie z kopalń. 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. Stanowi to pierwszy krok w kierunku zwiększenia płynności rynku gazu ziemnego zaazotowanego.

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 z systemu przesyłowego 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 stosowany był środek tymczasowy w postaci tolerancji niezbilansowania wynoszącej 5% ilości paliwa gazowego w fizycznych punktach systemu. Od 1 kwietnia 2018 r. tolerancja niezbilansowania została obniżona do 2,5%, a od 1 kwietnia 2019 r. wynosi 0%.

Prezes URE prowadził działania monitorujące bilansowanie systemu gazowego w ramach nadzorowania poprawnego wdrażania przepisów rozporządzenia Komisji (UE) nr 312/2014 z 26 marca 2014 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący bilansowania gazu w sieciach przesyłowych (tzw. BAL NC). Postulował wprowadzenie odpowiednich zmian przepisów ustawy – Prawo energetyczne oraz przepisów rozporządzenia Ministra Gospodarki z 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego. Ponadto Prezes URE w latach 2017-2018 wydał 2 decyzje zatwierdzające sprawozdanie dotyczące stosowania środków tymczasowych.

Monitorowanie bilansowania systemu gazowego odbywa się również w toku postępowania o wyrażenie zgody na prowadzenie przez OSP działań bilansujących na sąsiednim obszarze bilansowania. W 2017 r. Prezes URE wyraził ponownie zgodę na prowadzenie przez OSP obrotu gazem na platformie obrotu EEX działającej 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. Możliwość nabycia bądź sprzedaży standardowych produktów krótkoterminowych przez OSP na giełdzie EEX stanowi dodatkową, alternatywną dla transakcji zawieranych na platformie handlowej (obrotu) prowadzonej przez TGE S.A., możliwość podejmowania efektywnych działań bilansujących przez OSP. Ponadto, OSP może podejmować działania bilansujące na obszarze bilansowania Krajowego Systemu Przesyłowego gazu wysokometanowego w celu zbilansowania obszaru bilansowania SGT. W decyzji z 27 sierpnia 2018 r. Prezes URE ponownie wyraził zgodę na prowadzenie działań bilansujących na sąsiednim obszarze bilansowania. Dodatkowo, w roku gazowym 2018/2019 operator może prowadzić obrót gazem na terytorium Republiki Czeskiej w celu zbilansowania Krajowego Systemu Przesyłowego gazu wysokometanowego.

Ponadto, w 2018 r. monitorowanie funkcjonowania zasad bilansowania zostało przeprowadzone w ramach postępowania w przedmiocie zatwierdzenia mechanizmu zapewnienia neutralności działań bilansujących operatora systemu przesyłowego. Postępowanie to zakończyło się wydaniem 15 grudnia 2018 r. decyzji zatwierdzającej nowy mechanizm zapewnienia neutralności bilansowania. Decyzja ta wprowadziła szereg zmian w porównaniu do dotychczas stosowanych zasad. Przede wszystkim zostały szczegółowo uregulowane zasady wnoszenia zabezpieczeń i ich weryfikacji, a także określono w decyzji wysokość tych zabezpieczeń. Niezależnie od tego postępowania Prezes URE od 2017 r. prowadzi na podstawie art. 28 ustawy – Prawo energetyczne działania mające na celu weryfikację stosowania mechanizmu zapewnienia neutralności obowiązującego w latach 2015-2018.

Monitorowanie funkcjonowania zasad bilansowania zostało również przeprowadzone w ramach zakończonego decyzją Prezesa URE z 20 grudnia 2018 r. postępowania w przedmiocie zatwierdzenia Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej.

Działania monitorujące prowadzone były również w ramach postępowania dotyczącego zatwierdzenia wprowadzenia obowiązku śróddziennego na granicy polsko-białoruskiej. W ramach tego postępowania Prezes URE dokonał przede wszystkim analizy bilansowania obszarów granicznych z państwami nienależącymi do UE. Postępowanie to zakończyło się w styczniu 2019 r.

### **3.2.2. Zarządzanie ograniczeniami w krajowym systemie gazowym**

Zgodnie z postanowieniami IRiESP OSP eksploatuje system przesyłowy oraz steruje jego ruchem w sposób zmniejszający prawdopodobieństwo powstania ograniczeń systemowych, jak również planuje i realizuje prace (w tym rozbudowę systemu) w systemie tak, aby nie powodować ograniczeń.

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

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

OSP oferuje niewykorzystane zdolności na rynku pierwotnym na zasadach ciągłych i na zasadach przerywanych, w przypadku ograniczeń kontraktowych, a także umożliwia użytkownikom sieci odsprzedanie bądź udostępnienie na podstawie innego tytułu prawnego niewykorzystywanej zakontraktowanej zdolności na rynku wtórnym.

Zgodnie z postanowieniami Załącznika I do rozporządzenia 715/2009 zawierającego wytyczne regulujące procedury zarządzania ograniczeniami w przypadku ograniczeń kontraktowych (*congestion management procedures*), OSP obowiązany był wdrożyć następujące środki:

#### **1. Zwiększenie zdolności w ramach mechanizmu nadsubskrypcji i wykupu**

Omawiany mechanizm zakłada, że w przypadku stwierdzenia przez OSP na podstawie przeprowadzonych analiz m.in. statystycznych w danym punkcie połączenia międzysystemowej zarezerwowanej zdolności ciągłej, która regularnie nie jest wykorzystywana w danym okresie, a powoduje ograniczenia dostępu do systemu przesyłowego dla innych podmiotów – OSP ma prawo do udostępnienia tej zdolności na zasadach ciągłych innym uczestnikom rynku. Zdolność ta będzie oferowana jako produkt na dzień następny (Day Ahead) na zasadach ciągłych. W przypadku, gdyby jednak pierwotnie uprawniony podmiot chciał wykorzystać tę zdolność w dniu, w którym OSP sprzedał zdolność na zasadach nadsubskrypcji, OSP

przeprowadzi aukcję wykupu, w trakcie której zaoferuje użytkownikom możliwość odsprzedaży zarezerwowanej przepustowości. Pułap cenowy dla takiej aukcji został ustalony na 1,5-krotność stawki za dobową zdolność przesyłową. W przypadku braku możliwości odkupu przez OSP zdolności, tak aby zrealizowane mogły zostać wszystkie nominacje – OSP za odpowiednią bonifikatą określoną w taryfie OSP dokona redukcji przydziału przepustowości. Dzięki zastosowaniu tego mechanizmu może być oferowana zwiększona zdolność w punktach, w których dotychczas cała zdolność była zarezerwowana, chociaż nie zawsze w pełni wykorzystywana. Został on wdrożony 1 października 2013 r.

## **2. Mechanizm oparty na długoterminowej zasadzie „wykorzystaj lub strać”**

Zgodnie z założeniem wytycznych mechanizm ten stosowany jest przez OSP oraz Prezesa URE jako ostateczny środek, aby przeciwdziałać długoterminowemu blokowaniu przepustowości. Zakłada on, że w przypadku, gdy w punktach połączeń międzysystemowych użytkownik sieci wykorzystuje rocznie średnio mniej niż 80% swojej zakontraktowanej zdolności zarówno w okresie od 1 kwietnia do 30 września, jak i w okresie od 1 października do 31 marca, przy efektywnym czasie trwania umowy wynoszącym ponad rok, czego nie może należycie uzasadnić oraz nie sprzedał ani nie zaoferował na rozsądnych warunkach swojej niewykorzystanej zdolności, a inni użytkownicy sieci ubiegają się o zdolność ciągłą, OSP zgłasza to Prezesowi URE. W tej sytuacji regulator po analizie danych przekazanych przez OSP wydaje decyzję, w której zobowiązuje OSP do odebrania użytkownikowi niewykorzystywanej części zdolności. Omawiany mechanizm został wdrożony 1 października 2013 r.

## **3. Rezygnacja z zakontraktowanej zdolności**

Każdy użytkownik ma prawo zrezygnować z zarezerwowanej zdolności i przekazać ją OSP. Użytkownik zachowuje wszelkie prawa i obowiązki związane z zarezerwowaną zdolnością do momentu ponownego zaalokowania jej przez OSP. Mechanizm ten został wdrożony 1 października 2013 r.

W chwili obecnej mechanizm udostępniania zdolności ciągłej z jednodniowym wyprzedzeniem na zasadzie „wykorzystaj lub strać” nie został wdrożony.

Powyższe mechanizmy zostały wprowadzone zarówno do IRiESP Krajowego Systemu Przesyłowego, jak i do IRiESP Systemu Gazociągów Tranzytowych. Głównym celem ich zastosowania jest zapobieganie powstawaniu oraz niwelowanie istniejących ograniczeń kontraktowych w punktach połączeń międzysystemowych z sąsiadującymi państwami członkowskimi UE.

W latach 2017-2108 Prezes URE prowadził działania monitorujące mające potwierdzić prawidłowe realizowanie przepisów zarządzania ograniczeniami systemowymi.

## **3.3. Warunki przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacja oraz dokonywanie napraw tej sieci**

### **3.3.1. Monitorowanie odmów zawarcia umów o przyłączenie do sieci w poszczególnych regionach – zgodnie z zasięgiem terytorialnym i właściwością rzeczową oddziałów terenowych URE**

W latach 2017-2018 monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego w zakresie warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywania napraw tych sieci realizowane było na bieżąco przez OT URE, w szczególności:

- poprzez monitorowanie wywiązywania się przez przedsiębiorstwa energetyczne z obowiązku określonego w art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne (obligatoryjne powiadomianie Prezesa URE o każdym przypadku odmowy przyłączenia do sieci gazowej),
- podczas rozstrzygania spraw spornych z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne dotyczących m.in. odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci gazowej,
- w trakcie rozpatrywania skarg i wniosków odbiorców dotyczących działalności przedsiębiorstw energetycznych,
- w postępowaniach koncesyjnych,
- w trakcie postępowania o zatwierdzanie taryf dla przedsiębiorstw, które dostarczają odbiorcom paliwo gazowe.

W omawianym okresie OT URE otrzymały 20 607 powiadomień o odmowach przyłączenia obiektów do sieci gazowej.

W tym samym czasie Prezes URE wydał 41 decyzji administracyjnych rozstrzygających sprawy sporne z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Wśród nich 29 stanowiło decyzje negatywne dla podmiotu

przyłączanego (nie potwierdzały istnienia publicznoprawnego obowiązku przyłączenia). Łączna liczba decyzji uległa znacznemu spadkowi w stosunku do lat 2015-2016, kiedy to Prezes URE wydał ich 158. Szczegółowe informacje nt. wymienionych kwestii podano w dalszej części raportu.

Na podstawie art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych jest obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci, na zasadzie równoprawnego traktowania i przyłączania, w pierwszej kolejności instalacji odnawialnego źródła energii, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania tych paliw, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne odmówi zawarcia umowy o przyłączenie do sieci lub przyłączenia w pierwszej kolejności instalacji odnawialnego źródła energii, jest ustawowo obowiązane do niezwłocznego pisemnego powiadomienia o odmowie jej zawarcia Prezesa URE i zainteresowany podmiot, podając przyczyny odmowy. Przedsiębiorstwa realizując ten obowiązek przesyłają do poszczególnych Oddziałów Terenowych stosowne informacje. Zostały one ujęte w poniższej tabeli.

**Tabela 18.** Powiadomienia o odmowach przyłączenia obiektów do sieci gazowej w latach 2017-2018 w poszczególnych OT URE

Lp.	Wyszczególnienie	Brak warunków technicznych [szt.]	Brak warunków ekonomicznych [szt.]	Ogółem [szt.]
1	OT Szczecin	544	415	959
2	OT Gdańsk	11	171	182
3	OT Poznań	1 176	732	1 908
4	OT Lublin	410	705	1 115
5	OT Łódź	9 129	2 027	11 156
6	OT Wrocław	754	503	1 257
7	OT Katowice	52	135	187
8	OT Kraków	884	2 959	3 843
<b>OGÓŁEM</b>		<b>12 960</b>	<b>7 647</b>	<b>20 607</b>

Źródło: URE.

Stosownie do postanowień art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE rozstrzyga, na wniosek strony, spory dotyczące m.in. odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci gazowej. Stosowną statystkę w tej kwestii zaprezentowano w tab. 19.

**Tabela 19.** Rozstrzygnięcia sporów z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne w sprawie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci gazowej wydane w poszczególnych OT URE w latach 2017-2018

Lp.	Wyszczególnienie	Łączna liczba wydanych decyzji [szt.]	Decyzja pozytywna dla podmiotu przyłączanego [szt.]	Decyzja negatywna dla podmiotu przyłączanego [szt.]
1	OT Szczecin	7	3	4
2	OT Gdańsk	0	0	0
3	OT Poznań	4	1	3
4	OT Lublin	7	0	7
5	OT Łódź	5	3	2
6	OT Wrocław	0	0	0
7	OT Katowice	0	0	0
8	OT Kraków	18	5	13
<b>OGÓŁEM</b>		<b>41</b>	<b>12</b>	<b>29</b>

Źródło: URE.

Monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego w zakresie warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywania napraw tych sieci realizowane było również poprzez rozpatrywanie skarg i wniosków interesariuszy. W analizowanym okresie wpłynęło ich do OT URE łącznie 97, z czego zdecydowana większość (94) związana była z przyłączeniami do sieci gazowej, pozostałe (3) – z parametrami dostarczanego gazu. Stosowną statystkę w tej kwestii zaprezentowano w tab. 20.



**Tabela 20.** Skargi lub wnioski w zakresie przyłączeń do sieci gazowej w latach 2017-2018 w poszczególnych OT URE

Lp.	Wyszczególnienie	Skargi lub wnioski w zakresie związanym z przyłączeniem do sieci gazowej [szt.]	Skargi lub wnioski w zakresie związanym z parametrami dostarczanego gazu do odbiorców [szt.]	Ogółem [szt.]
1	OT Szczecin	14	0	14
2	OT Gdańsk	3	0	3
3	OT Poznań	2	2	4
4	OT Lublin	2	0	2
5	OT Łódź	34	0	34
6	OT Wrocław	30	0	30
7	OT Katowice	7	0	7
8	OT Kraków	2	1	3
<b>OGÓŁEM</b>		<b>94</b>	<b>3</b>	<b>97</b>

Źródło: URE.

Poniżej przedstawiono cząstkowe sprawozdania poszczególnych OT URE dotyczące monitoringu przedsiębiorstw energetycznych w omawianym zakresie.

**OT Szczecin** otrzymał powiadomienia o odmowach przyłączenia 959 obiektów do sieci gazowej, z czego 57% z nich dotyczyło odmów z przyczyn technicznych, a 43% odmów z przyczyn ekonomicznych. Dla porównania, w poprzednim okresie sprawozdawczym (2015-2016) do oddziału wpłynęły łącznie zgłoszenia obejmujące 753 obiektów. Wzrost zgłoszeń w latach 2017-2018 oznacza, że w okresie tym wzrosło zainteresowanie odbiorców możliwościami korzystania z gazu sieciowego, a jednocześnie taki wzrost odmów informuje o istnieniu wielu obszarów słabo wyposażonych w infrastrukturę gazową. Wskazywanymi przez operatorów sieci dystrybucyjnej przyczynami odmów przyłączenia do sieci, podobnie jak w poprzednim okresie sprawozdawczym były m.in.:

- brak przepustowości sieci gazowej niskiego ciśnienia,
- brak istniejącej sieci gazowej na wysokości wnioskowanego o przyłączenie obiektu,
- brak sieci gazowej w danej miejscowości,
- brak dostępnych rezerw przepustowych w sieci przesyłowej,
- brak ujęcia danego rejonu w planie rozwoju przedsiębiorstwa.

Odmowy z przyczyn ekonomicznych wynikały z negatywnych wyników przeprowadzonych analiz ekonomicznych – brak opłacalności inwestycji, w związku z koniecznością poniesienia dodatkowych środków finansowych na wybudowanie nowych odcinków infrastruktury gazowej niezbędnej do przyłączenia nowych odbiorców (inwestycje nie uwzględnione w aktualnych planach rozwoju danego operatora).

W okresie 2017-2018 OT Szczecin wydał 2 decyzje rozstrzygające spory z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, które dotyczyły odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci gazowej obiektu (budynku mieszkalnego). W 5 przypadkach wydano decyzje umarzające. Przedmiotem dwóch postępowań było wyjaśnienie czy na OSD spoczywa publicznoprawny obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie do sieci gazowej budynków mieszkalnych jednorodzinnych. Ujemny wynik analizy ekonomicznej przyłączenia i brak dokumentów planistycznych gminy stanowiły podstawę do stwierdzenia braku istnienia publicznoprawnego obowiązku OSD w zakresie przyłączenia.

Do OT Szczecin wpłynęło 14 takich skarg i wniosków dotyczących odmowy przyłączenia do sieci gazowej oraz niewłaściwej realizacji umowy o przyłączenie do sieci.

**OT Gdańsk** w latach 2017-2018 otrzymał powiadomienia o odmowach przyłączenia 182 obiektów do sieci gazowej. Dla porównania, w poprzednim okresie sprawozdawczym (2015-2016) do oddziału wpłynęły łącznie zgłoszenia obejmujące 133 obiekty. Wzrost o 37% spowodowany był w dużej mierze wzrostem odmów do sieci gazowej z powodu braku warunków ekonomicznych. Jednocześnie w omawianym okresie, podobnie jak w latach 2015-2016, odmowy przyłączenia do sieci gazowej dotyczyły w szczególności obszarów słabo wyposażonych w infrastrukturę gazową.

Monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego w zakresie warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywania napraw tych sieci realizowane było (tak jak w przypadku systemu elektroenergetycznego) również poprzez rozpatrywanie skarg i wniosków interesariuszy. Oddział w analizowanym przedziale czasowym rozpatrywał 3 sprawy w tym zakresie. Podstawowym



problemem związanym z przyłączeniem podmiotów do sieci gazowej był potencjalny brak warunków ekonomicznych, brak opłacalności budowy przyłączy i rozbudowy sieci, a następnie planowana niska sprzedaż paliwa gazowego (zbyt mała liczba odbiorców, zbyt mała liczba wniosków o przyłączenie), a także brak inwestycji w planach rozwoju.

W zakresie odmów przyłączenia do sieci gazowej w latach 2017-2018 do **OT Poznań** wpłynęły łącznie powiadomienia o odmowie przyłączenia do sieci 1 908 obiektów. Wszystkie powiadomienia zawierały dane podmiotu ubiegającego się o przyłączenie do sieci (imię, nazwisko, nazwa, adres, lokalizacja instalacji, cel poboru gazu, planowana wielkość poboru gazu itd.), przyczyny odmowy oraz sporadycznie stosowano obliczenia wykonane przez przedsiębiorstwo energetyczne, niezbędne do stwierdzenia istnienia braku warunków ekonomicznych przyłączenia do sieci (analizę efektywności ekonomicznej). W 732 przypadkach odmowy przyłączenia obiektów do sieci spowodowane były brakiem warunków ekonomicznych, w 1 176 przypadkach – brakiem warunków technicznych (brak sieci gazowej).

W 2017 r. w OT Poznań wydano 3 decyzje o rozstrzygnięciu sporu w zakresie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci gazowej, w kolejnym roku – 1 taką decyzję. Prowadzone spory związane były z odmową przez przedsiębiorstwo energetyczne zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z powodu braku warunków ekonomicznych i technicznych.

W zakresie rozpatrywania skarg i wniosków interesariuszy dotyczących działalności przedsiębiorstw energetycznych w 2 przypadkach skargi i wnioski dotyczyły realizacji zawartych umów o przyłączenie do sieci, w 2 innych poruszały problem parametrów jakościowych dostarczanego gazu do odbiorców.

W omawianym okresie **OT Lublin** otrzymał powiadomienia o odmowach przyłączenia 1 115 obiektów do sieci gazowej. Analiza rozstrzyganych w oddziale odmów wskazuje, że ich główną przyczyną był brak ekonomicznych warunków przyłączenia – 705 przypadków. 410 przypadków wynikało z braku warunków technicznych przyłączenia (brak sieci gazowej). Przyczynę wzrostu liczby obiektów, którym odmówiono przyłączenia do sieci gazowej stanowi fakt, że wnioski o przyłączenie do sieci gazowej dotyczyły w znacznej mierze obiektów zlokalizowanych na obszarach, na których w niedostatecznym stopniu rozwinięta jest infrastruktura przesyłowa i dystrybucyjna gazu.

Naprawa opisanej powyżej sytuacji nie wymaga zmian legalizacyjnych a bardziej przyjęcia określonego modelu rozwoju systemu gazowego (przesyłowego i dystrybucyjnego). Rozwój i modernizacja sieci przesyłowej i dystrybucyjnej nie powinien być determinowany jedynie aktualnymi potrzebami (gęstość i wielkość odbioru). Takie podejście utrwała i pogłębia podział kraju na tereny bardziej i mniej rozwinięte oraz zamyka drogę do rozwoju terenom określanym jako tzw. białe plamy energetyczne. Rozbudowa sieci gazowych powinna stanowić impuls do systemowego i zrównoważonego rozwoju kraju, a jej kierunki nie powinny być wyznaczone jedynie bieżącym zapotrzebowaniem.

W 2017-2018 w OT Lublin wydano 7 decyzji rozstrzygających spory w zakresie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci gazowej. Przedmiotowe spory związane były z odmową przyłączenia obiektów wobec braku warunków ekonomicznych przyłączenia. Realizacja przyłączenia każdorazowo wymagała rozbudowy sieci – co zważywszy na pojedyncze wnioski o przyłączenie i wysokość nakładów z tym związanych, nie znajdowało ekonomicznego uzasadnienia.

W analizowanym okresie wpłynęły 2 skargi w zakresie związanym z przyłączeniem do sieci gazowej.

W omawianym okresie **OT Łódź** otrzymał powiadomienia o odmowach przyłączenia 11 156 obiektów do sieci gazowej. Znaczny wzrost liczby tych powiadomień, wskazujących na brak warunków technicznych, w stosunku do lat 2015-2016, wynikał w znacznej mierze z lokalizacji obiektów odbiorców na obszarach, na których w niedostatecznym stopniu rozwinięta jest infrastruktura przesyłowa gazu (brak odpowiedniej przepustowości gazociągów lub całkowitego braku infrastruktury gazowej na tych obszarach).

W tym samym czasie wydano 5 decyzji administracyjnych rozstrzygających sprawy sporne z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. W 3 przypadkach wydano decyzje umarzające postępowanie z uwagi na zawarcie przez strony umów przyłączeniowych, w pozostałych przypadkach stwierdzono, że na OSD nie ciąży publicznoprawny obowiązek zawarcia wnioskodawcą umowy o przyłączenie do sieci gazowej z uwagi na brak warunków ekonomicznych (przeprowadzona analiza przyłączenia do sieci gazowej nieruchomości wnioskodawców, dokonana przy uwzględnieniu wymaganego zakresu przyłączenia oraz określonego we wniosku zużycia paliwa gazowego dla odpowiedniej grupy taryfowej wykazała, że przedmiotowe przyłączenie nie spełnia warunków ekonomicznych).

W okresie sprawozdawczym rozpatrywano 34 skargi dotyczące braku zasadności odmowy przyłączenia do sieci.

W latach 2017-2018 do **OT Wrocław** wpłynęły powiadomienia o odmowach przyłączenia 1 257 obiektów do sieci gazowej, w większości w związku z brakiem warunków technicznych (754 odmów).

Jednocześnie wpłynęło 30 skarg związanych z brakiem odpowiedniej infrastruktury technicznej oraz wysokością kosztów przyłączenia.

**OT Katowice** otrzymał powiadomienia o odmowie przyłączenia 187 obiektów do sieci gazowej (135 ze względu na brak warunków ekonomicznych i 52 ze względu na brak warunków technicznych). W przypadku braku warunków technicznych powodami odmów był brak infrastruktury gazowej na danym obszarze.

W analizowanym okresie wśród kilkudziesięciu wystąpień poruszających różnorodną problematykę gazową wyodrębniono i objęto stosownym monitoringiem 7 skarg związanych z przyłączeniem do sieci gazowej.

W omawianym okresie **OT Kraków** otrzymał powiadomienia o odmowach przyłączenia 3 843 obiektów do sieci gazowej, z czego 884 z nich dotyczyły odmów z przyczyn technicznych, a 2 959 z przyczyn ekonomicznych, co stanowi 68% wzrostu w stosunku do okresu 2015-2016. Jego przyczyną w głównej mierze był wzrost liczby odmów ze względu na brak warunków technicznych (151 w poprzednim okresie).

Wskazywanymi przez operatorów sieci dystrybucyjnej szczegółowymi przyczynami odmów przyłączenia do sieci były m.in.:

- brak przepustowości istniejącej sieci gazowej,
- brak możliwości rozbudowy sieci gazowej z przyczyn formalno-prawnych,
- brak sieci gazowej w danej miejscowości,
- brak dostępnych rezerw przepustowych w sieci przesyłowej.

Odmowy z przyczyn ekonomicznych wynikały natomiast z negatywnych wyników przeprowadzonych analiz ekonomicznych – brak opłacalności inwestycji, w związku z koniecznością poniesienia dodatkowych środków finansowych na wybudowanie nowych odcinków infrastruktury gazowej niezbędnej do przyłączenia nowych odbiorców.

W okresie 2017-2018 OT Kraków wydał 18 decyzji, które dotyczyły odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci gazowej obiektów należących do wnioskodawców. Zostało wydanych 5 decyzji umarzających postępowanie oraz 13 stwierdzających, że na operatorze systemu dystrybucyjnego nie ciąży publicznoprawny obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie. Analiza rozstrzyganych w OT Kraków sporów wskazuje, że główną przyczyną odmów przyłączenia do sieci gazowej jest brak ekonomicznych warunków przyłączenia. Odmowy wynikały z negatywnych wyników przeprowadzonych analiz ekonomicznych – brak opłacalności inwestycji, w związku z koniecznością poniesienia dodatkowych środków finansowych na wybudowanie nowych odcinków infrastruktury gazowej niezbędnej do przyłączenia nowych odbiorców. Prowadzone w tym zakresie postępowania administracyjne potwierdzały ustalenia operatora systemu dystrybucyjnego w zakresie ich braku. W 5 przypadkach w toku prowadzonych postępowań operator systemu dystrybucyjnego dokonał ponownej analizy przedłożonych wniosków i wydał wnioskodawcom warunki przyłączenia do sieci gazowej, a następnie zawarł z nimi umowy o przyłączenie. Uwzględniając powyższe okoliczności prowadzone postępowania zostały umorzone.

Monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego w zakresie warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji realizowane było również poprzez rozpatrywanie skarg i wniosków odbiorców. W okresie sprawozdawczym do OT Kraków wpłynęły 3 skargi odbiorców, 2 dotyczyły kwestii związanych z przyłączeniem (termin realizacji umowy o przyłączenie), a 1 parametrów jakościowych dostarczanego paliwa gazowego.

### **3.3.2 Monitorowanie dokonywania napraw sieci – zgodnie z zasięgiem terytorialnym i właściwością rzeczową oddziałów terenowych URE**

Należy wskazać, że przez awarię rozumie się zdarzenie powodujące utratę technicznej sprawności sieci dystrybucyjnej lub przyłączonych do niej sieci, instalacji, urządzeń, lub bezpośrednio zagrożenie dla życia, zdrowia, mienia, środowiska, lub nagłą konieczność przeciwdziałania powstaniu takich zagrożeń lub ich uniknięcia oraz usunięcia skutków spowodowanych ich wystąpieniem powodującą ograniczenia w dostarczaniu, przesyłaniu lub odbiorze paliwa gazowego.

Zamierzenia inwestycyjne i modernizacyjne mające na celu uzyskanie właściwego poziomu bezpieczeństwa dostaw paliwa gazowego oraz zapewnienia standardów jakościowych dostaw, realizowane są w oparciu o uzgodnione z Prezesem URE plany rozwoju przedsiębiorstw energetycznych.

Monitoring realizacji zadań objętych planem rozwoju dokonywany jest na bieżąco poprzez działania regulacyjne, podejmowane przez poszczególne OT URE i obejmujące:

- postępowania wyjaśniające w zakresie analizy skarg i wniosków odbiorców,
- postępowania prowadzone w trybie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne w przedmiocie odmów przyłączenia do sieci gazowej.

Także w trakcie postępowań administracyjnych w sprawach dotyczących zatwierdzania taryf dla paliw gazowych na bieżąco jest prowadzony monitoring zakresu wykonanych i planowanych remontów sieci.

Zauważyć należy, że przedsiębiorstwa energetyczne, co do zasady systematycznie prowadzą oględziny i przeglądy sieci, a na ich podstawie dokonują oceny stanu technicznego i planują zadania w zakresie naprawy (w tym remontów) poszczególnych elementów systemu dystrybucyjnego.

**OT Szczecin** na bieżąco monitoruje stany awaryjne sieci gazowych na obszarach działania operatorów w woj. lubuskim i zachodniopomorskim.

Z otrzymanych od operatorów dystrybucyjnych informacji wynika, że w 2017 r. wystąpiły awarie sieci lokalnych operatorów dystrybucyjnych w łącznej liczbie 218. Czas trwania przerw w dostawie gazu w roku sprawozdawczym wynosił łącznie 2 399 godzin. Przerwy w dostawach paliwa gazowego dotyczyły 836 odbiorców przyłączonych do sieci operatorów systemów dystrybucyjnych. Awarie wynikały głównie z czynników zewnętrznych, np. prowadzonych prac ziemnych przez firmy budowlane lub drobnych awarii infrastruktury technicznej. W 2018 r. nie odnotowano dużych i długotrwałych awarii sieci gazowych. Nie odnotowano również awarii obejmujących całe miejscowości lub ich większych obszarów. Awarie usuwano zwykle w ciągu kilku godzin. Operatorzy systemów gazowych nie odnotowali przypadków braku dostaw lub ograniczeń dostaw paliw gazowych do operatorów współpracujących. Łączna liczba awarii (4 operatorów) wyniosła 411, liczba odbiorców pozbawionych dostaw – 2 822, a czas przerw w dostawach – ok. 1 542 godz. Największa liczba awarii (236) dotyczyła sieci średniego ciśnienia, najmniejsza (2) – sieci wysokiego ciśnienia.

Z informacji uzyskanych od kluczowego operatora systemu dystrybucyjnego przez **OT Gdańsk** wynika, że w 2017 r. w sieciach gazowych zlokalizowanych na terenie woj. pomorskiego wystąpiło 88 awarii, natomiast w woj. warmińsko-mazurskim – 52 awarie. Znaczna większość awarii spowodowana była przez sprawców zewnętrznych, głównie podczas wykonywania prac ziemnych sprzętem zmechanizowanym.

W 2018 r. na terenie woj. pomorskiego wystąpiło 159 awarii sieci dystrybucyjnej, natomiast na terenie woj. warmińsko-mazurskiego – 67 awarii. Podział awarii ze względu na przyczynę ich powstawania kształtuje się następująco:

- uszkodzenia mechaniczne spowodowane ingerencją strony trzeciej,
- awarie samoistne (korozja, pęknięcia spoin, rozszczelnienie połączeń, nieszczelności w armaturze, niestabilny grunt).

Operator wskazał, że wszystkie awarie były niezwłocznie zabezpieczone przez służby pogotowia gazowego, likwidowane przez brygady sieciowe, a sieć gazowa przywrócona została do właściwego stanu technicznego. W celu zmniejszenia liczby i rozmiarów awarii występujących na sieciach gazowych oraz zapewnienia bezpieczeństwa i ciągłości dostaw gazu, operator prowadzi kontrolę eksploatowanej infrastruktury gazowej zgodnie z posiadanymi instrukcjami ich eksploatacji, a także przeprowadza modernizacje sieci gazowej.

Z danych otrzymanych przez **OT Poznań** od operatora systemu dystrybucyjnego wynika, że w 2018 r. na terenie woj. kujawsko-pomorskiego miało miejsce 67 awarii sieci gazowej, łączy czas trwania przerw w dostawie gazu do odbiorców spowodowany awariami wynosił 1 659 godz., z powodu awarii pozbawionych dostaw gazu było 313 odbiorców. Natomiast w 2018 r. na terenie woj. wielkopolskiego nastąpiło 438 awarii sieci gazowej (w tym 387 awarii spowodowanych było przez podmioty zewnętrzne), czas trwania przerw w dostawie paliwa gazowego wyniósł 1 587 godz. 28 min, łączna liczba odbiorców, którzy mieli wstrzymaną dostawę paliwa gazowego wyniosła 9 743. Operator systemu dystrybucyjnego wyjaśnił, że awarie sieci gazowej usuwane były niezwłocznie przez służby eksploatacyjne gazowni eksploatującej sieć gazową na danym obszarze. Usuwanie awarii, w zależności od rodzaju awarii,

polegało na wymianie odcinków sieci gazowej, naspawaniu łąty (w przypadku gazociągów stalowych), wymianie uszkodzonej armatury.

Z danych przedstawionych **OT Lublin** przez operatora systemu dystrybucyjnego wynika, że w 2017 r. na terenie woj. lubelskiego i podlaskiego wystąpiło łącznie 268 awarii sieci dystrybucyjnej gazowej średniego i niskiego ciśnienia, które trwały łącznie 293 godz. dla sieci średniego ciśnienia oraz 11 godz. dla sieci niskiego ciśnienia. Awarie te dotknęły łącznie 2 262 odbiorców, zaś najczęstszą ich przyczyną było działanie osób trzecich (mechaniczne uszkodzenia gazociągu). Po wystąpieniu tych awarii niezwłocznie przystępowano do ich usuwania. Prowadzono bieżący monitoring stanu technicznego sieci oraz dokonywano sukcesywnie modernizacji i remontów.

W 2018 r. odnotowano występowanie łącznie 445 awarii sieci gazowej. Łączny czas trwania powyższych awarii to 1 389 godz. i 52 min. Na skutek wystąpienia ww. awarii łącznie 5 923 odbiorców zostało pozbawionych dostaw paliwa gazowego.

W związku z występującymi awariami podjęto niezbędne działania w celu ich usunięcia. W ramach zapobiegania awariom podjęto następujące działania eksploatacyjne: przeprowadzanie kontroli sieci gazowej w celu ustalenia niezbędnych prac związanych z jej modernizacją, sukcesywna modernizacja sieci gazowej poprzez wymianę sieci stalowej na gazociągi polietylenowe, nadzorowanie prac prowadzonych przez podmioty trzecie w obrębie istniejących gazociągów.

W omawianym okresie do **OT Łódź** nie wpłynęły żadne skargi dotyczące stanu technicznego sieci gazowej i konieczności podjęcia prac naprawczych tych sieci.

W ramach monitorowania dokonywania napraw sieci gazowych **OT Wrocław** wystąpił do operatora sieci działającego na terenie oddziału o przekazanie danych dotyczących m.in. występujących w latach 2017-2018 na terenie właściwości terytorialnej oddziału awarii sieci. Z danych uzyskanych od operatora wynika, że w 2017 r. w woj. dolnośląskim liczba awarii wyniosła 106, łączny czas przerw w dostawie gazu wyniósł 20 godz. 50 min, a liczba odbiorców pozbawionych paliwa gazowego wyniosła 2 459. Natomiast na terenie woj. opolskiego czas trwania przerw w dostawie gazu do odbiorców w wyniku awarii wyniósł 4 godz. 33 min, a łączna liczba odbiorców pozbawionych gazu wyniosła 2 191. W 2018 r. w woj. dolnośląskim czas trwania przerw w dostawie gazu wyniósł 114 668 godz., a liczba odbiorców pozbawionych paliwa gazowego wyniosła 3 737. Natomiast na terenie woj. opolskiego czas trwania przerw w dostawie gazu do odbiorców w wyniku awarii wyniósł 1 godz. 16 min, a łączna liczba odbiorców pozbawionych gazu wyniosła 598.

W sytuacji wystąpienia awarii operator systemu dystrybucyjnego podejmuje natychmiastowe działania, które mają na celu zabezpieczenie miejsca zdarzenia oraz przywrócenie sprawności technicznej sieci gazowej. W przypadku zdarzeń awaryjnych powodujących przerwę w dostawie paliwa gazowego do odbiorców, podstawowym założeniem działań OSD jest wznowienie dostawy paliwa gazowego w najkrótszym możliwym czasie przy jednoczesnym zachowaniu wymogów bezpieczeństwa. Dodatkowo OSD poinformowało, że po naprawie awarii montuje nowe tabliczki informacyjne, słupki oraz taśmy odznaczeniowe sieci gazowej w celu zwiększenia oznakowania sieci gazowej.

W 2017 r. na terenie działania **OT Katowice**, w woj. świętokrzyskim nie wystąpiły awarie sieci gazowej o znaczącym rozmiarze lub szczególnym charakterze. Wszystkie pozostałe awarie zostały usunięte. Natomiast na obszarze woj. śląskiego wystąpiły następujące awarie, które można uznać za mające znaczący rozmiar lub nietypowy charakter:

- 3 sierpnia ok. godz. 12:30 nastąpiła awaria stacji redukcyjno-pomiarowej II stopnia Zawiercie, która spowodowała wyłączenie ok. 300 odbiorców. O godz. 16:00 wznowiono dostawę gazu,
- 16 sierpnia ok. godz. 12:00 w miejscowości Godów firma zewnętrzna podczas prac ziemnych uszkodziła koparką gazociąg średniego ciśnienia DN160 PE. Awaria spowodowała wyłączenie ok. 550 odbiorców, głównie indywidualnych. Usunięcie awarii zakończono ok. godz. 19:30 i wznowiono dostawę gazu do wszystkich odbiorców,
- 23 sierpnia ok. godz. 16:05 w miejscowości Rydułtowy firma zewnętrzna podczas prac ziemnych uszkodziła koparką gazociąg średniego ciśnienia DN90 PE. Awaria spowodowała wyłączenie ok. 3 tys. odbiorców, głównie indywidualnych (grupa taryfowa W1). Bezpośrednią przyczyną braku gazu na gazociągu ś/c było zablokowanie gazomierza rotorowego na stacji OGP Pszów z powodu ww. awarii. Usunięcie awarii zakończono ok. godz. 20:15 i wznowiono dostawę gazu do wszystkich odbiorców,
- podczas prowadzenia prac ziemnych przy budowie obwodnicy przez firmę zewnętrzną 10 października ok. godz. 13:00 otrzymano zgłoszenie o zerwanym przez koparkę gazociągu PE

średniego ciśnienia w Częstochowie. Awaria skutkowałą pozbawieniem dostawy paliwa gazowego do ok. 700 odbiorców. Naprawę uszkodzonego gazociągu zakończono o godz. 19:00 i przystąpiono do uruchamiania dostaw,

- 11 grudnia ok. godz. 13:00 uzyskano zgłoszenie o braku gazu u odbiorców w miejscowości Łazy. Stwierdzono awarię tymczasowej SRP Łazy, która poskutkowałą brakiem zasilania w paliwo gazowe dla osiedla (ok. 500 odbiorców). Po godz. 16:00 zakończono usuwanie awarii i wznowiono dostawę gazu do odbiorców,
- 11 grudnia ok. godz. 21:00 w miejscowości Kozy z powodu bardzo silnego wiatru drzewo przewróciło się na stalowy gazociąg średniego ciśnienia DN100 – w miejscu przejścia nad potokiem. Po godz. 22:00 zamknięto zasuwę przed przejściem, co spowodowało wyłączenie dostaw gazu do ok. 100 odbiorców. Z uwagi na bardzo złe warunki atmosferyczne (wykroty i wiatrołomy), awarię usunięto 12 grudnia, wznowiając dostawę gazu do odbiorców. O fakcie i przyczynach usuwania awarii w dniu następnym powiadomiono odbiorców (również za pomocą lokalnych mediów). Następnie 20 grudnia dokonano przebudowy gazociągu poprzez wykonanie przewiertu horyzontalnego pod dnem potoku. Nowy odcinek włączono do istniejącej sieci średniego ciśnienia.

W ramach monitorowania napraw sieci pozyskano od operatora systemu dystrybucyjnego gazowego informacje z których wynikało, że w 2018 r. na obszarze województw: świętokrzyskiego i śląskiego nie wystąpiły awarie o znaczącym rozmiarze. Natomiast w 2018 r. zidentyfikowane zostały na obszarze woj. śląskiego 2 awarie sieci gazowej o nietypowym charakterze:

- 26 lutego w budynku mieszkalnym w Bytomiu miał miejsce wybuch gazu. W wyniku zdarzenia została uszkodzona lokatorka mieszkania, w którym miał miejsce wybuch. Pracownicy interwenującej brygady Pogotowia Gazowego po przyjeździe na miejsce przeprowadzili kontrolę stężenia metanu, po czym została podjęta decyzja o konieczności ewakuacji z budynku mieszkańców, w liczbie ok. 100 osób. Powodem pojawienia się gazu w budynku była nieszczelność przyłącza gazu DN 65, spowodowana pęknięciem obwodowego złącza spawanego zlokalizowanego w odległości ok. 5,6 m od wschodniej ściany budynku. Wydobywający się z uszkodzonego przewodu gaz nie mógł swobodnie przedostać się do atmosfery, ponieważ grunt nad przyłączem był zmarznięty na głębokość ok. 0,3 – 0,5 m. Skutkowało to gromadzeniem się paliwa gazowego pod warstwą zmarzliny i przedostawania się gazu do budynku. Do odbiorców zlokalizowanych w miejscu zdarzenia paliwo gazowe dostarczane jest siecią gazową niskiego ciśnienia. Sieć ta została wybudowana pod koniec lat osiemdziesiątych ubiegłego wieku. Do budynku nr 99 gaz doprowadzony jest dwoma przyłączami stalowymi o średnicy DN 65. Przyłącza gazu zasilane są z gazociągu DN 80 włączonego do gazociągu DN 200 biegnącego wzdłuż. Oddział Zakład Gazowniczy w Zabrze podjął decyzję o konieczności wymiany całego odcinka sieci zasilającej budynek tj. od gazociągu DN 200 do istniejących gazowych kurków głównych. Przebudowa sieci gazowej rozpoczęła się 27 lutego, a zakończyła 9 marca, po czym wykonany odcinek sieci gazowej został włączony do gazociągu DN 200, odpowietrzony i nagazowany. Łączna przerwa w dostawie gazu wyniosła 499 godz. i 50 min (20 dni) i dotknęła 62 odbiorców budynku,
- 13 sierpnia w trakcie przeprowadzania planowej kontroli sieci gazowej w ul. Pszczyńskiej w Jastrzębiu, wykryto uchodzenie gazu w gruncie na wysokości budynku nr 193e. Na miejsce udało się pogotowie gazowe, które stwierdziło w gruncie nad gazociągiem obecność metanu w stężeniu 6%. Rozszczelnieniu uległ stalowy gazociąg średniego ciśnienia DN200. Brygada pogotowia gazowego dokonała sprawdzenia sąsiadujących budynków oraz urządzeń podziemnych pod kątem obecności gazu, z wynikiem negatywnym (stężenie 0%). Miejsce zdarzenia zabezpieczono, ogrodzono i oznakowano.

Gazociąg DN200, na którym wykryto nieszczelność jest gazociągiem zasilającym stację redukcjonopomiarową drugiego stopnia w Jastrzębiu-Zdroju przy ul. Stodoły. Za pośrednictwem tej stacji dostarczane jest paliwo gazowe do znacznej liczby odbiorców miasta Jastrzębia-Zdroju. Wykonanie prac naprawczych wymagało czasowego wyłączenia gazociągu i stacji, a co za tym idzie – czasowego pozbawienia dostaw paliwa gazowego do zasilanych z niej odbiorców. Do usunięcia nieszczelności przystąpiono 4 września. Naprawa polegała na wymianie pękniętej zasuw. Zamknięcie zasilania wyżej wymienionej stacji skutkowało wyłączeniem 4 tys. odbiorców na okres 7 godz. i 5 min.

Awarie, które wystąpiły w 2018 r. zostały bezpośrednio po zaistnieniu obsłużone tak, aby nie stwarzały zagrożenia, następnie usunięte przez bezpośrednią wymianę fragmentu sieci gazowej lub zabezpieczone np. poprzez zastosowanie opasek remontowo-naprawczych. Miejsca te nie są źródłem emisji gazu i nie stwarzają zagrożenia.



Monitorowanie w zakresie funkcjonowania systemu dystrybucyjnego, w tym obowiązków utrzymywania sieci dystrybucyjnej gazowej w należyтым stanie technicznym oraz dokonywanie przez OSD napraw sieci dystrybucyjnej realizowane było w latach 2017-2018 przez **OT Kraków** przy rozpatrywaniu skarg odbiorców dotyczących m.in. parametrów jakościowych paliwa gazowego, przerw w dostawach paliwa gazowego oraz standardów obsługi odbiorców, a także w postępowaniach wyjaśniających dotyczących awarii występujących na terenie działania OT.

W 2017 r. OT Kraków wystąpił do operatora działającego na terenie oddziału o przekazanie danych dotyczących m.in. przerw w 2017 r. w dostawach paliwa gazowego do odbiorców, zarówno przerw planowanych, jak i będących skutkiem awarii. Z danych przedstawionych przez niego wynika, że w 2017 r. wystąpiły awarie sieci operatora sieci dystrybucyjnej gazowej w łącznej liczbie 4 488, w tym 2 098 awarii w woj. małopolskim oraz 2 390 w woj. podkarpackim. Czas trwania przerw w dostawie gazu w 2017 r. wynosił dla woj. małopolskiego – 19 377 godz., zaś w woj. podkarpackim – 30 655 godz. Liczba odbiorców pozbawionych dostaw wyniosła 32 396, w tym w woj. małopolskim – 16 305, a w woj. podkarpackim – 16 091. Natomiast w 2018 r. wystąpiły awarie sieci operatora sieci dystrybucyjnej gazowej w łącznej liczbie 4 128, w tym 2 564 awarii w woj. małopolskim oraz 1 474 w woj. podkarpackim.

Natomiast czas trwania przerw w dostawie gazu w 2018 r. wyniósł dla woj. małopolskiego – 69 126 godz., zaś w woj. podkarpackim – 46 332 godz.

Łączna liczba odbiorców pozbawionych dostaw paliwa gazowego wskutek awarii wyniosła 27 663, w tym w woj. małopolskim – 10 078, a w woj. podkarpackim – 17 585.

Wszystkie stany awaryjne zostały usunięte. Naprawy polegały na wymianie uszkodzonych lub nieszczelnych odcinków gazociągów, wymianie bądź doszczelnieniu armatury gazowej oraz usunięciu przyczyn niedrożności gazociągów.

### **3.4. Wypełnianie obowiązku publikowania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych informacji dotyczących połączeń międzysystemowych, korzystania z sieci i rozdziału zdolności przesyłowych stronom umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych, z uwzględnieniem konieczności traktowania tych informacji jako poufnych ze względów handlowych**

#### **3.4.1. Publikowanie informacji przez operatora systemu przesyłowego**

Zgodnie z przepisami rozporządzenia 715/2009, OSP jest zobowiązany podawać do publicznej wiadomości:

- 1) szczegółowy i wszechstronny opis różnych oferowanych przez siebie usług i stosowanych warunków i opłat za te usługi, wraz z informacjami technicznymi niezbędnymi użytkownikom sieci do uzyskania skutecznego dostępu do sieci,
- 2) informacje o różnych rodzajach umów przesyłowych dostępnych w odniesieniu do tych usług oraz, w stosownych przypadkach, kodeks sieci lub standardowe warunki określające prawa i obowiązki wszystkich użytkowników sieci, w tym zharmonizowane umowy przesyłowe oraz inne odpowiednie dokumenty,
- 3) szczegółowy opis systemu gazowego zarządzanego przez OSP wskazujący wszystkie właściwe punkty łączące jego system z systemem przesyłowym innego OSP lub z infrastrukturą gazową, taką jak infrastruktura skroplonego gazu ziemnego (LNG) oraz infrastrukturą niezbędną do świadczenia usług pomocniczych określonych w art. 2 pkt 14 dyrektywy 2009/73/WE,
- 4) informacje dotyczące technicznej, zakontraktowanej i dostępnej zdolności dla wszystkich właściwych punktów, w tym dla punktów wejścia i wyjścia, w sposób regularny i z zachowaniem ciągłości, w przyjaznej dla użytkownika i znormalizowanej formie,
- 5) informacje dotyczące dostępnej zdolności na okres obejmujący przynajmniej 18 następnych miesięcy (OSP uaktualniają te informacje przynajmniej co miesiąc lub częściej, w miarę otrzymywania nowych informacji),
- 6) uaktualnienia dotyczące dostępności krótkoterminowych usług (z wyprzedzeniem jednodniowym i tygodniowym) oparte, m.in. na nominacjach, aktualnych zobowiązaniach wynikających z zawartych umów oraz regularnych, długoterminowych przewidywaniach dotyczących dostępnej zdolności w ujęciu rocznym, dla dziesięcioletniego okresu, dla wszystkich właściwych punktów,



- 7) wskaźniki maksymalnego i minimalnego miesięcznego wykorzystania zdolności, jak również średni roczny przepływ we wszystkich właściwych punktach za okres ostatnich trzech lat,
- 8) zharmonizowane procedury stosowane przy korzystaniu z systemu przesyłowego wraz z definicjami najważniejszych warunków,
- 9) planowane i nieplanowane przerwy w usługach ciągłych,
- 10) przepisy dotyczące alokacji zdolności, zarządzania ograniczeniami i procedur zapobiegania akumulacji rezerw zdolności oraz procedur dotyczących jej ponownego wykorzystania,
- 11) zasady mające zastosowanie w stosunku do OSP w handlu zdolnością na rynku wtórnym,
- 12) poziomy elastyczności i tolerancji stosowane w usługach przesyłowych i innych usługach bez oddzielnych opłat, jak również oferowana dodatkowo elastyczność i związane z nią opłaty,
- 13) informacje o jakości gazu i wymogach dotyczących ciśnienia,
- 14) zasady mające zastosowanie przy przyłączaniu do systemu zarządzanego przez OSP,
- 15) dane dotyczące łącznego poziomu niezbilansowania Zleceniodawca Usługi Przesyłania na początek doby gazowej oraz prognozowanego poziomu niezbilansowania Zleceniodawca Usługi Przesyłania na koniec doby gazowej,
- 16) informacje o działaniach podjętych w celu zbilansowania systemu, a także o poniesionych w związku z tym kosztach i wygenerowanych dochodach,
- 17) przyjazne dla użytkownika instrumenty umożliwiające kalkulację taryf za dostępne usługi,
- 18) wszelkie, podawane na czas, informacje dotyczące proponowanych lub faktycznych zmian w usługach lub warunkach, w tym zmian elementów wymienionych powyżej.

Informacje, które OSP jest zobowiązany publikować na podstawie przepisów rozporządzenia 715/2009 są dostępne na stronie internetowej Operatora: <http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/system-przesylowy/tsotransparencytemplate/> (w odniesieniu do Krajowego Systemu Przesyłowego) oraz <http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/sgt-gazociag-jamalski/tsotransparencytemplate0/> (w odniesieniu do Systemu Gazociągów Tranzytowych Jamał Europa Zachodnia – SGT).

Przedstawione powyżej wymogi odnośnie publikacji są wypełniane przez OSP. Większość szczegółowych informacji jest zawarta w publikowanej przez operatora IRiESP. Dane liczbowe w zakresie funkcjonowania krajowego systemu przesyłowego (KSP), jak i funkcjonowania Systemu Gazociągów Tranzytowych (SGT), OSP prezentuje na swojej stronie internetowej, zarówno w polskiej, jak i w angielskiej wersji językowej. Informacje te są na bieżąco aktualizowane.

### **3.4.2. Publikowanie informacji przez operatorów systemów dystrybucyjnych**

OSD są odpowiedzialni za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym oraz dostarczanie użytkownikom systemu i operatorom innych systemów gazowych informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji paliw gazowych oraz zarządzaniu siecią, niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci dystrybucyjnej. Korzystanie z sieci dystrybucyjnej odbywa się w oparciu o zasady zawarte w IRiESD. OSD mają ustawowy obowiązek zamieszczenia na swoich stronach internetowych obowiązujących IRiESD oraz udostępnienia ich do publicznego wglądu w swoich siedzibach. Dodatkowo każdorazowo w formie komunikatu OSD informują użytkowników systemu o rozpoczęciu procedury konsultacji zmian IRiESD poprzez publiczny dostęp do tego projektu i możliwość zgłaszania do niego uwag.

Ponadto OSD są również odpowiedzialni za umożliwienie realizacji umów sprzedaży gazu ziemnego zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci poprzez zamieszczanie na swoich stronach internetowych oraz udostępnianie do publicznego wglądu w swoich siedzibach:

- wzorów wniosków dla podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej,
- wzorów wniosków dla podmiotów ubiegających się o świadczenie usług dystrybucji.

OSD publikuje na swojej stronie internetowej informacje z zakresu procedury zmiany sprzedawcy paliwa gazowego oraz wniosek PZD o zmianę sprzedawcy gazu. Ponadto OSD umieszcza i na bieżąco aktualizuje listę podmiotów, z którymi posiada zawarte umowy o świadczenie usługi dystrybucji paliwa gazowego.

Zgodnie z rozporządzeniem Ministra Energii z 15 marca 2018 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi, OSD zobowiązany jest do publikowania na swoich stronach internetowych dla każdego miesiąca, najpóźniej do godziny 11:00 trzeciego dnia następnego miesiąca, średnią ważoną wartość ciepła spalania paliw gazowych w ustalonym przez OSD obszarze rozliczeniowym ciepła spalania (ORCS). Dodatkowo zgodnie z powyższym rozporządzeniem OSD jest zobligowany do zamieszczania na swojej stronie internetowej średnioważonej ceny zakupu paliwa gazowego (tzw. CRG) w miesiącu poprzedzającym miesiąc,

w którym cena ta będzie miała zastosowanie. Ww. obowiązki realizowane były w latach 2017-2018 przez Polską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o.

### **3.5. Warunki świadczenia usług magazynowania paliw gazowych, usług skraplania gazu ziemnego oraz innych usług świadczonych przez przedsiębiorstwa energetyczne**

Zgodnie z art. 32 ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, uzyskania koncesji wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie magazynowania paliw gazowych w instalacjach magazynowych, skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego.

Zgodnie z art. 33 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne koncesję może otrzymać wnioskodawca mający siedzibę lub miejsce zamieszkania na terytorium państwa członkowskiego Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej, państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym lub Turcji. Ustawa formułuje warunki, które musi spełniać wnioskodawca, aby otrzymać koncesję (art. 33 ust. 1) oraz przesłanki uniemożliwiające otrzymanie koncesji (art. 33 ust. 3 i 3a).

Na etapie udzielania koncesji na magazynowanie paliw gazowych oraz skraplanie gazu ziemnego i regazyfikację skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego Prezes URE dokonuje weryfikacji, czy podmiot ubiegający się o udzielenie koncesji na dany rodzaj działalności dysponuje m.in. środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności bądź jest w stanie udokumentować możliwości ich pozyskania, czy ma możliwości techniczne gwarantujące prawidłowe wykonywanie działalności oraz czy zapewni zatrudnienie osób o właściwych kwalifikacjach zawodowych, o których mowa w art. 54 ustawy – Prawo energetyczne. Dopiero po stwierdzeniu, że wnioskodawca spełnia przewidziane w art. 33 ust. 1 ustawy wymogi pozwalające na udzielenie koncesji oraz po stwierdzeniu, że nie zachodzą przesłanki określone w art. 33 ust. 3 i 3a ustawy, Prezes URE może udzielić ww. rodzajów koncesji. Spełnienie powyższych kryteriów jest również każdorazowo weryfikowane przy okazji zmiany zakresu (rozszerzeniu) działalności lub zmiany terminu obowiązywania udzielonej koncesji.

Co więcej, zgodnie z art. 4e<sup>1</sup> ustawy – Prawo energetyczne jedynie podmiot posiadający status OSM lub OSGZ jest uprawniony do wykonywania działalności odpowiednio w zakresie magazynowania paliw gazowych lub skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego. Przepis ten stanowi bowiem, że usługi przesyłania, dystrybucji, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego mogą być świadczone wyłącznie odpowiednio przez operatora systemu przesyłowego, operatora systemu dystrybucyjnego, operatora systemu magazynowania paliw gazowych, operatora systemu skraplania gazu ziemnego lub operatora systemu połączonego.

W ustawie – Prawo energetyczne zawarte zostały również postanowienia dotyczące niezależności operatora systemu magazynowania. W myśl art. 9d ust. 1f tej ustawy OSM, będący częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, powinien pozostawać pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji niezależny od innych działalności niezwiązanych z magazynowaniem, przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych. Ponadto zgodnie z art. 9d ust. 1g ww. ustawy w celu zapewnienia niezależności operatorowi systemu magazynowania należy spełnić łącznie następujące kryteria:

- 1) osoby odpowiedzialne za zarządzanie operatorem systemu magazynowania nie mogą uczestniczyć w strukturach przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo lub przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi, ani być odpowiedzialne, bezpośrednio lub pośrednio za bieżącą działalność w tym zakresie,
- 2) osoby odpowiedzialne za zarządzanie operatorem systemu magazynowania mają zapewnioną możliwość niezależnego działania,
- 3) operator systemu magazynowania ma prawo podejmować niezależne decyzje dotyczące majątku niezbędnego do wykonywania działalności gospodarczej w zakresie magazynowania paliw gazowych,
- 4) organ przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo nie może wydawać operatorowi systemu magazynowania poleceń dotyczących jego bieżącej działalności ani podejmować decyzji w zakresie budowy lub modernizacji instalacji magazynowej, chyba że polecenia te lub decyzje dotyczyłyby

działań operatora systemu magazynowania, które wykraczałyby poza zatwierdzony plan finansowy lub inny równoważny dokument.

Ustawa – Prawo energetyczne określa również przesłanki, jakie Prezes URE zobowiązany jest uwzględnić, wydając decyzję operatorską (art. 9h ust. 7) oraz okoliczności, które obligują Prezesa URE do odmowy wyznaczenia danego przedsiębiorcy operatorem systemu (art. 9h ust. 8). Spełnienie powyższych przesłanek każdorazowo podlega weryfikacji również w przypadku prowadzenia postępowań o zmianę (przedłużenie) okresu wyznaczenia danego podmiotu na OSM lub OSGZ. Ponadto w toku prowadzonych postępowań administracyjnych w sprawie wyznaczania operatorów systemu magazynowania oraz operatorów systemów skraplania gazu ziemnego Prezes URE każdorazowo bada zdolność kandydata na operatora do wypełniania obowiązków wynikających z art. 9c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Na koniec 2017 r. oraz na koniec 2018 r. ważną koncesję na magazynowanie paliw gazowych posiadała jedna spółka (Gas Storage Poland Sp. z o.o.), natomiast koncesje na skraplanie gazu ziemnego i regazyfikację skroplonego gazu ziemnego według stanu na 31 grudnia 2017 r. posiadało 7 podmiotów, według stanu na koniec 2018 r. – 8 podmiotów, natomiast na koniec I kwartału 2019 r. liczba ta wzrosła do 10 podmiotów. Warto także odnotować, że w 2017 r. Prezes URE zmienił zakres koncesji na magazynowanie paliw gazowych w instalacjach magazynowych udzielonej spółce Gas Storage Poland Sp. z o.o. z siedzibą w Dębogórze, wskazując w koncesji zwiększone wartości pojemności magazynowych czynnych dla PMG Brzeźnica i Kosakowo oraz zmniejszoną wartość pojemności magazynowej czynnej dla PMG Mogilno. Natomiast w 2019 r. (już po okresie sprawozdawczym) zmiany zakresu ww. koncesji obejmowały zwiększenie wartości pojemności magazynowej czynnej dla PMG Kosakowo oraz niewielkie zmniejszenie wartości pojemności magazynowej czynnej dla PMG Mogilno.

Na 31 grudnia 2018 r. Gas Storage Poland Sp. z o.o. wykonywała swoje zadania w odniesieniu do następujących instalacji magazynowych:

- PMG „Husów” zlokalizowanym na terenie gmin Łańcut i Markowa o pojemności magazynowej czynnej 500 mln m<sup>3</sup>,
- PMG „Wierzchowice” zlokalizowanym na terenie gmin Milicz i Krośnice o pojemności magazynowej czynnej 1 200 mln m<sup>3</sup>,
- PMG „Mogilno” zlokalizowanym na terenie gmin Mogilno i Rogowo o pojemności magazynowej czynnej 589,85 mln m<sup>3</sup>, z wyłączeniem tej części instalacji magazynowej, która jest niezbędna do realizacji zadań operatora systemu przesyłowego gazowego,
- PMG „Swarzów” zlokalizowanym na terenie gmin Dąbrowa Tarnowska i Olesko o pojemności magazynowej czynnej 90 mln m<sup>3</sup>,
- PMG „Brzeźnica” zlokalizowanym na terenie gminy Dębica o pojemności magazynowej czynnej 100 mln m<sup>3</sup>,
- PMG „Strachocina” zlokalizowanym na terenie gmin Sanok i Brzozów o pojemności magazynowej czynnej 360 mln m<sup>3</sup>,
- PMG „Kosakowo” zlokalizowanym na terenie gminy Kosakowo o pojemności magazynowej czynnej 145,5 mln m<sup>3</sup>.

Zatem na koniec 2018 r. pojemność magazynowa czynna ww. PMG wynosiła łącznie 2 985,35 mln m<sup>3</sup>.

Natomiast po dokonanych w 2019 r. zmianach zakresu koncesji na magazynowanie paliw gazowych Gas Storage Poland Sp. z o.o. wykonywała swoje zadania w odniesieniu do następujących instalacji magazynowych:

- PMG „Husów” zlokalizowanym na terenie gmin Łańcut i Markowa o pojemności magazynowej czynnej 500 mln m<sup>3</sup>,
- PMG „Wierzchowice” zlokalizowanym na terenie gmin Milicz i Krośnice o pojemności magazynowej czynnej 1 200 mln m<sup>3</sup>,
- PMG „Mogilno” zlokalizowanym na terenie gmin Mogilno i Rogowo o pojemności magazynowej czynnej 585,40 mln m<sup>3</sup>, z wyłączeniem tej części instalacji magazynowej, która jest niezbędna do realizacji zadań operatora systemu przesyłowego gazowego,
- PMG „Swarzów” zlokalizowanym na terenie gmin Dąbrowa Tarnowska i Olesno o pojemności magazynowej czynnej 90 mln m<sup>3</sup>,
- PMG „Brzeźnica” zlokalizowanym na terenie gminy Dębica o pojemności magazynowej czynnej 100 mln m<sup>3</sup>,
- PMG „Strachocina” zlokalizowanym na terenie gmin Sanok i Brzozów o pojemności magazynowej czynnej 360 mln m<sup>3</sup>,
- PMG „Kosakowo” zlokalizowanym na terenie gminy Kosakowo o pojemności magazynowej czynnej 239,40 mln m<sup>3</sup>.

Tym samym łączna pojemność magazynowa czynna ww. PMG wynosi obecnie 3 074,8 mln m<sup>3</sup>.

Według stanu na 31 grudnia 2018 r., Prezes URE wydał 8 decyzji przyznających status operatora systemu skraplania gazu ziemnego. Operatorami tymi są następujące podmioty: Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., DUON Dystrybucja Sp. z o.o., LNG-Silesia Sp. z o.o., PGNiG S.A., Barter S.A., Polskie LNG S.A, Blue Cold Sp. z o.o. oraz Pan Stanisław Andrysiewicz, prowadzący działalność gospodarczą pod firmą Zakład Budowlany – Stanisław Andrysiewicz.

## Magazynowanie paliwa gazowego

Podmiotem realizującym zadania przypisane operatorowi systemu magazynowania jest Gas Storage Poland Sp. z o.o. na następujących instalacjach magazynowych:

- Grupa Instalacji Magazynowych Kawerna (GIM Kawerna) obejmująca instalacje magazynowe KPMG Kosakowo i KMPG Mogilno,
- Grupa Instalacji Magazynowych Sanok (GIM Sanok) obejmującej instalacje magazynowe PMG Brzeźnica, PMG Husów, PMG Strachocina i PMG Swarzędz,
- Instalacja magazynowa PMG Wierzchowice.

**Tabela 21.** Parametry instalacji magazynowych na rok magazynowy 2018/2019

Grupa instalacji magazynowych	Instalacja magazynowa	Pojemność czynna		Max. moc zatlaczania		Max. moc odbioru	
		[mln m <sup>3</sup> ]	[GWh]	[mln m <sup>3</sup> /dobę]	[GWh/dobę]	[mln m <sup>3</sup> /dobę]	[GWh/dobę]
<b>GIM Kawerna</b>	KPMG Mogilno	589,85	6 570,9	9,60	106,9	18,00	200,5
	KPMG Kosakowo	145,50	1 622,3	2,40	26,8	9,60	107,0
<b>GIM Sanok</b>	PMG Husów	500,00	5 625,0	4,15	46,7	5,76	64,6
	PMG Strachocina	360,00	4 050,0	2,64	29,7	3,36	37,9
	PMG Swarzędz	90,00	1 008,0	1,00	11,2	0,93	10,4
	PMG Brzeźnica	100,00	1 125,0	1,44	16,2	1,44	16,1
-----	<b>PMG Wierzchowice</b>	1 200,00	13 200,0	6,00	67,2	9,60	105,6
<b>Suma</b>		<b>2 985,35</b>	<b>33 201,2</b>	<b>27,23</b>	<b>304,7</b>	<b>48,69</b>	<b>542,1</b>

Źródło: Gas Storage Poland Sp. z o.o.

W latach 2017-2018 Prezes URE zatwierdził Gas Storage Poland Sp. z o.o. dwie taryfy:

- 18 kwietnia 2017 r. zatwierdzona została taryfa w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego nr 1/2017. Okres jej obowiązywania upływał 31 marca 2018 r.

Rodzaje usług magazynowych w stosunku do taryfy 1/2016 pozostały zasadniczo bez zmian. Natomiast zmianie uległa nazwa usługi dobowej, która została zastąpiona usługą śróddzienną, świadczoną zarówno w magazynach złożowych, jak i w instalacjach kawernowych. Dodatkowo wprowadzono usługę krótkoterminową – dobową, świadczoną na warunkach ciągłych w GIM Kawerna.

Zasadnicza zmiana w taryfie magazynowej dotyczyła wielkości pojemności czynnej udostępnianej w ramach pakietu, która – w związku z postulatami usługobiorców – została ponad pięciokrotnie zmniejszona w stosunku do taryfy nr 1/2016, w której wynosiła 5 486 MWh. W taryfie nr 1/2017 została zredukowana do 1 000 MWh.

W 2017 r. oferowane pojemności czynne wzrosły o 26,5 mln m<sup>3</sup> w KPMG Kosakowo (wchodzącym w skład GIM Kawerna) i o 35 mln m<sup>3</sup> w PMG Brzeźnica (wchodzącym w skład GIM Sanok).

Wprowadzenie do stosowania taryfy 1/2017 spowodowało obniżenie średnich płatności za usługi magazynowania dla dwóch z trzech użytkowników, którzy wcześniej korzystali z tych usług. Natomiast użytkownik, który rozszerzył swoje zamówienie o usługi w instalacjach, z których nie korzystał w okresie obowiązywania taryfy 1/2016, odnotował wzrost płatności na poziomie 1%). W roku magazynowym 2017/2018 pojawił się nowy podmiot, który skorzystał z oferty magazynowej.

- Taryfa 1/2018 w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego dla tego przedsiębiorstwa została zatwierdzona 13 kwietnia 2018 r. na okres 12 miesięcy od dnia wprowadzenia jej do stosowania. Skutkowało to nieznaczną obniżką opłat dla użytkowników sieci wynoszącą 0,25%. W lipcu 2018 r. taryfa GSP została zmieniona w związku ze zmianą kosztów zakupu usług przesyłowych, wynikającą z zatwierdzenia taryfy Operatora Systemu Przesyłania – OGP Gaz-System S.A. i wzrostem kosztów zakupu gazu, co przełożyło się na wzrost średniej stawki za usługi magazynowania o 0,40%.

Oprócz usług oferowanych w poprzednim roku magazynowym, tj. usług pakietowych i rozdzielonych, oferowanych na warunkach ciągłych i przerywanych, na podstawie umowy długo- lub krótkoterminowej, taryfa 1/2018 wprowadziła dwa nowe produkty:

- pakiet 90/40 (długoterminowa usługa realizowana z wykorzystaniem GIM Kawerna, gwarantująca czas zatłoczenia – 90 dni i czas odbioru – 40 dni, o charakterze zbliżonym do usługi oferowanej w formie pakietu na warunkach ciągłych) i
- usługa magazynowa Reverse (krótkoterminowa usługa realizowana z wykorzystaniem złożowych instalacji magazynowych, umożliwiająca zatłaczanie w okresie odbioru gazu z instalacji magazynowej i odbiór w okresie zatłaczania gazu do instalacji magazynowych).

Wielkość pakietu pozostała na poziomie 1 000 MWh pojemności czynnej. Parametry techniczne, tj. moc zatłaczania i odbioru przypisane do poszczególnych pakietów również nie uległy zmianie.

## Regazyfikacja

W 2017 r. Polskie LNG S.A. w rozliczeniach za świadczone usługi regazyfikacji stosowało taryfę nr 2 zatwierdzoną decyzją Prezesa URE z 16 grudnia 2016 r. Średnia stawka za regazyfikację skroplonego gazu ziemnego wynikająca z taryfy nr 2 była wyższa o 7,5% od średniej stawki wynikającej z taryfy nr 1.

14 grudnia 2017 r. Prezes URE zatwierdził ustaloną przez to przedsiębiorstwo taryfę nr 3 na okres 12 miesięcy od dnia wprowadzenia jej do stosowania, co zgodnie z informacją przedsiębiorstwa nastąpiło 1 stycznia 2018 r.

W taryfie zostały ustalone stawki opłat 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 dodatkowe w zakresie przeładunku LNG na autocysterny. Ponadto ww. taryfa zawiera stawki opłat za usługi rozdzielone, tj. rozdzielone przedłużone procesowe składowanie oraz rozdzieloną moc umowną. Będą one świadczone dodatkowo do pakietowych usług regazyfikacji. Spółka zamierza świadczyć długoterminowe usługi regazyfikacji – w okresie dłuższym niż rok oraz usługi krótkoterminowe – w okresie co najmniej jednej doby gazowej.

Zatwierdzenie taryfy nr 3 skutkowało spadkiem średniej stawki za usługi regazyfikacji o 30,7% w porównaniu do średniej stawki obliczonej na podstawie taryfy obowiązującej, natomiast stawka za przeładunek gazu LNG na autocysterny uległa obniżeniu o 42,9%. Sytuacja ta wynika z planowanego znacznego wzrostu wykorzystania terminalu, tj.: wzrostu zamówionej mocy regazyfikacji, ilości regazyfikowanego gazu LNG oraz wykorzystania możliwości przeładunku gazu LNG na autocysterny, w porównaniu z wielkościami planowanymi w taryfie nr 2.

29 sierpnia 2018 r. przedsiębiorstwo zostało wezwane do przedłożenia wniosku o zatwierdzenie taryfy dla usług regazyfikacji LNG nr 4. Stosowny wniosek został przedłożony 4 października 2018 r. Decyzją z 17 grudnia 2018 r. Prezes URE zatwierdził *Taryfę dla usług regazyfikacji LNG nr 4* na okres 12 miesięcy od dnia wprowadzenia taryfy do stosowania<sup>15)</sup>, co zgodnie z informacją przekazaną przez Polskie LNG S.A. do urzędu nastąpiło to 1 stycznia 2019 r.

Zatwierdzenie taryfy skutkowało wzrostem średniej stawki za usługi regazyfikacji o 2,9% 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 wzrosła o 1,7%. Wynikało to z planowanego wzrostu przychodu regulowanego w porównaniu do przychodu dla taryfy nr 3 (o 7%), na który w głównej mierze składał się wzrost kosztu zakupu energii elektrycznej, uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, oraz kosztów związanych z planowanym zwiększeniem zakresu usług świadczonych przez Terminal. W kalkulacji taryfy został również uwzględniony planowany wzrost ilości gazu po regazyfikacji w porównaniu do ilości przyjętej do taryfy nr 3.

W taryfie nr 4, 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

<sup>15)</sup> <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe/3638,Taryfy-opublikowane-w-2018-r.html>



usługi rozdzielone, tj.: rozdzielone procesowe składowanie LNG oraz rozdzieloną moc umowną regazyfikacji, które będą świadczone w uzupełnieniu do usług pakietowych.

W ramach realizacji obowiązków informacyjnych określonych w szczególności w art. 19 rozporządzenia 715/2009, OSM podawał do publicznej wiadomości m.in. informacje nt. zasad i mechanizmów przydzielania zdolności magazynowych, w tym oferowanych przez siebie usług, a także zawierania umów o świadczenie usług magazynowania oraz ich realizacji (nominacje, re-nominacje, alokacje), które zostały uregulowane w publikowanym na stronie internetowej OSM Regulaminie Świadczenia Usług Magazynowych.

W celu wypełniania obowiązków wskazanych w art. 19 rozporządzenia 715/2009, OSM podawał do publicznej wiadomości informacje dotyczące mechanizmów alokacji pojemności instalacji magazynowych, w tym oferowanych przez siebie usług i stosowanych warunków wraz z informacjami technicznymi potrzebnymi użytkownikom instalacji magazynowych do uzyskania skutecznego dostępu do instalacji magazynowych, informacje liczbowe o zakontraktowanej i dostępnej zdolności instalacji magazynowych. OSM podawał również informacje o stanie napełnienia instalacji magazynowych na początek doby, ilości zatłoczonego i odebranego gazu oraz stanie napełnienia instalacji na koniec doby, zarówno zbiorczo w odniesieniu do wszystkich instalacji, jak i pojedyncze dane dla Grupy Instalacji Magazynowych Sanok i Kawerna oraz Instalacji Magazynowej Wierzchowice.

Informacje te dostępne są również w języku angielskim na stronie internetowej Operatora Systemu Magazynowania.

Ww. informacje zostały zamieszczone na stronie internetowej OSM: <https://ipi.gasstorage-poland.pl/pl/menu/transparency-template/?page=dane-operacyjne/dane-operacyjne/> oraz <https://ipi.gasstorage-poland.pl/pl/menu/transparency-template/?page=regulacje-prawne/regulamin-magazynowania/rsum/> (Regulamin Świadczenia Usług Magazynowania).

W ramach realizacji obowiązków informacyjnych określonych w szczególności w art. 19 rozporządzenia 715/2009, Polskie LNG podaje do wiadomości publicznej szczegółowe informacje dotyczące oferowanych przez siebie usług i stosowanych warunków wraz z informacjami technicznymi potrzebnymi uczestnikom rynku do uzyskania skutecznego dostępu do instalacji LNG, informacje o dostępnej zdolności technicznej, informacje o zakontraktowanej i dostępnej zdolności (mocy) regazyfikacji, informacje o ilości gazu w każdej instalacji LNG, ilościach gazu wprowadzonych i pobranych, jak również o dostępnej zdolności instalacji LNG, w tym w odniesieniu do instalacji zwolnionych z dostępu stron trzecich. Dostępne są przykładowo informacje o rzeczywistej ilości LNG wyładowanego z tankowców oraz ilości przeładowanej na autocysterny. Publikowane dane są dostępne zarówno w zakresie danych bieżących, jak i danych archiwalnych. Na stronie internetowej PLNG dostępna jest także Instrukcja Ruchu Terminalu.

Ww. dane można znaleźć na stronie internetowej PLNG: <http://www.polskielng.pl/strefa-klienta/rozporzadzenie-7152009/>.

### **3.6. Bezpieczeństwo dostarczania paliw gazowych**

Zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne (art. 12) w związku z art. 7a ust. 2 pkt 3 ustawy z 4 września 1997 r. o działach administracji rządowej<sup>16)</sup> w związku z § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z 9 grudnia 2015 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Energii<sup>17)</sup>, 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, w 2018 r. był minister właściwy do spraw energii. Co przy tym także istotne, w 2017 r. minister energii działał jako organ właściwy w rozumieniu rozporządzenia 2017/1938, tj. jako organ odpowiedzialny za wdrożenie określonych w ww. rozporządzeniu środków służących zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego.

Niemniej, uwzględniając pojęcie bezpieczeństwa paliwowego państwa zdefiniowane w ustawie o zapasach, w zakresie gazu ziemnego, jako stan umożliwiający bieżące pokrycie zapotrzebowania odbiorców na gaz ziemny, w określonej wielkości i czasie, w stopniu umożliwiającym prawidłowe funkcjonowanie gospodarki – bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego rozumiane jako zapewnienie dostępu odbiorców do energii o określonej jakości i po przejrzystych, zależnych od kosztów cenach, jest

<sup>16)</sup> Dz. U. z 2017 r. poz. 888.

<sup>17)</sup> Dz. U. z 2015 r. poz. 2087.



tym obszarem bezpieczeństwa energetycznego, które w ramach regulacji ustawowych monitoruje również Prezes URE.

Monitorowanie bezpieczeństwa dostaw realizowane było m.in. w poniższych aspektach.

### **3.6.1. Monitorowanie bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych**

Prowadzone w latach 2017-2018 monitorowanie bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych ukierunkowane było na te obszary funkcjonowania rynku, które odnosiły się do poniżej przedstawionych działań ze szczególnym uwzględnieniem zagadnień dotyczących:

- **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. Przegląd rocznych i kwartalnych sprawozdań przesyłanych przez przedsiębiorstwa GK PGNiG oraz OGP Gaz-System S.A. wskazują, że zatwierdzone taryfy zapewniły dobrą kondycję finansową przedsiębiorstw, a tym samym możliwość finansowania zamierzeń inwestycyjnych, modernizacyjnych i prac remontowych.

- **zatwierdzania planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego przez operatorów**

Stosownie do 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 tej ustawy, 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 (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). Zgodnie z § 2 ograniczenia należy wprowadzać w taki sposób, aby następowało to po wyczerpaniu przez przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą, podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego oraz podmioty zlecające świadczenie usługi przesyłania lub dystrybucji gazu ziemnego wszelkich dostępnych środków, służących zaspokojeniu potrzeb odbiorców na gaz ziemny, mających na celu przywrócenie stanu bezpieczeństwa paliwowego państwa w zakresie dostaw gazu ziemnego na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części – przy dołożeniu należytej staranności w zakresie zapewnienia maksymalnych jego dostaw z dostępnych źródeł. Ograniczenia te nie mogą powodować:

- 1) zagrożenia bezpieczeństwa osób oraz uszkodzenia lub zniszczenia obiektów technologicznych,
- 2) zakłóceń w funkcjonowaniu instytucji, przedsiębiorców i obiektów w zakresie wykonywania zadań związanych z:
  - a) bezpieczeństwem lub obronnością państwa;
  - b) opieką zdrowotną;
  - c) edukacją;
  - d) wytwarzaniem i dostarczaniem energii elektrycznej i ciepła do odbiorców w gospodarstwach domowych;
  - e) ochroną środowiska.

Ograniczenia w poborze gazu ziemnego wprowadzane są przez Radę Ministrów, na wniosek ministra właściwego do spraw energii, na czas oznaczony, na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części. Minister energii sporządza wniosek z własnej inicjatywy lub na podstawie zgłoszenia operatora systemu przesyłowego gazowego lub operatora systemów połączonych gazowych, o którym mowa w art. 53 ustawy.

Do URE wpłynęły łącznie od obowiązanych operatorów 52 wnioski o zatwierdzenie planu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego na sezon 2018/2019 wobec 48 wniosków dotyczących roku gazowego 2017/2018.

W 2018 r. nie wprowadzono ograniczeń w poborze gazu ziemnego.

- **uzgadniania projektów planu rozwoju sieciowych przedsiębiorstw gazowniczych**

Uzgodnienie z Prezesem URE projektów planu rozwoju sieci pozwala przedsiębiorstwom zajmującym się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych na zabezpieczenie odpowiednich środków finansowych na planowane zadania inwestycyjne, w tym na zadania związane z utrzymaniem właściwego poziomu niezawodności i jakości świadczonych usług sieciowych, które mają bezpośredni wpływ na bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych. W nawiązaniu do powyższego plany rozwoju – ze względu na wieloletni cykl inwestowania oraz zaangażowanie znacznych środków finansowych (dużą kapitałochłonność), które powodują długookresowe konsekwencje finansowe dla przedsiębiorstwa i jego odbiorców – mają bezpośrednie przełożenie na poziom przyszłych taryf przedsiębiorstwa.

Monitorowanie realizacji zadań wynikających z planów rozwoju w latach 2017-2018 uwidoczniło dalszy postęp prac mających na celu dywersyfikację źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego, tj. działań przyczyniających się do liberalizacji rynku oraz bezpośrednio wpływających na wzrost poziomu bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do Polski. W tym kontekście szczególne znaczenie ma tu realizacja projektu Baltic Pipe, tj. połączenia gazowego z Polski przez Danię do złóż na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Projekt ten wpisuje się w koncepcję Korytarza Północ-Południe oraz w Plan działań na rzecz integracji bałtyckiego rynku energii (BEMIP). Ponadto w latach 2017-2018 OGP Gaz-System S.A. kontynuował działania w zakresie innych połączeń transgranicznych, mających kluczowe znaczenie dla budowy zintegrowanego i konkurencyjnego rynku gazu ziemnego w Europie Środkowej oraz w regionie Morza Bałtyckiego, co bezpośrednio wpływa na podnoszenie bezpieczeństwa i stopnia dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego do Polski. Z perspektywy ostatnich lat na pozytywną ocenę z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw należy uznać budowę Terminalu LNG w Świnoujściu, dzięki czemu możliwa jest dostawa gazu z globalnych rynków gazu. Inwestycja ta przyczyniła się do fundamentalnej zmiany w energetyce gazowej kraju, dzięki niej obecnie 1/3 krajowej konsumpcji gazu może być zaspokajana dostawami LNG.

Szczegółowe informacje dotyczące realizacji przez przedsiębiorstwa energetyczne, operatora systemu przesyłowego i operatorów systemów dystrybucyjnych obowiązków wynikających z art. 16 ust. 1 i ust. 13 ustawy – Prawo energetyczne, przedstawione zostały w pkt 3.6.2.

- **utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego**

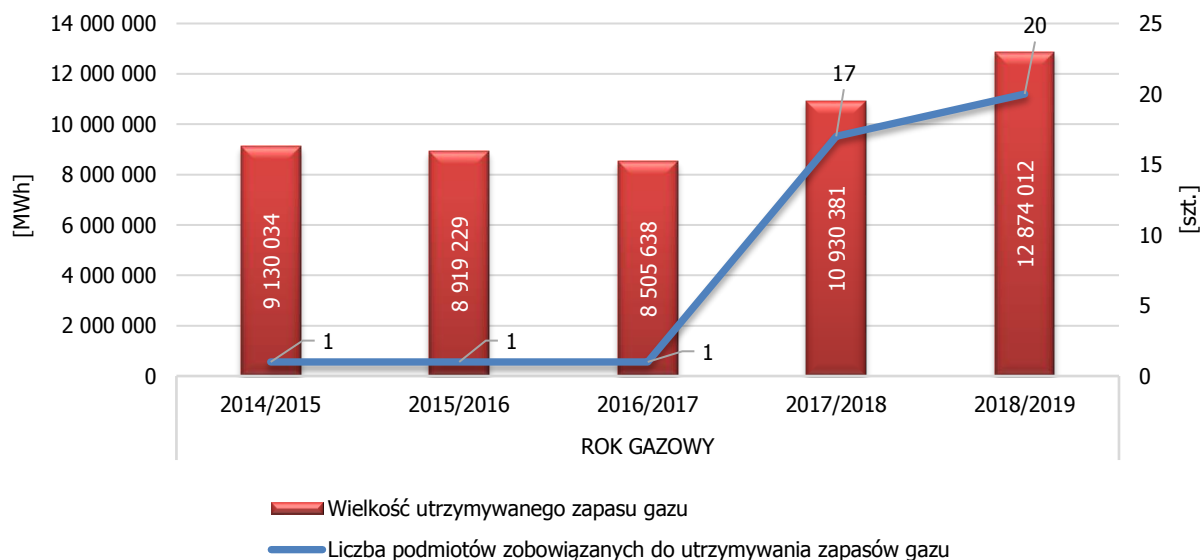
W latach 2017-2018 nastąpiły istotne zmiany w zakresie obowiązków utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, o których mowa w ustawie o zapasach. W wyniku wprowadzonych zmian legislacyjnych zakres podmiotowy obowiązku zapasowego począwszy od roku gazowego 2017/2018 uległ znaczącemu rozszerzeniu. W efekcie przeprowadzonych zmian rozróżnia się dwie kategorie podmiotów zobowiązanych do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego:

- 1) przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą, zwane dalej „przedsiębiorstwami” oraz
- 2) podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego, zwane dalej „podmiotami” – łącznie zwane dalej „podmiotami zobowiązanymi”.

Do pierwszej kategorii kwalifikują się zarówno przedsiębiorstwa posiadające koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą (koncesja OGZ), jak i wykonujące tę działalność bez konieczności jej posiadania w związku z ustawowym wyłączeniem z tego obowiązku wynikającym z art. 32 ust. 1 pkt 4 ustawy – Prawo energetyczne (tj. roczna wartość obrotu nie przekracza 100 tys. euro). Do drugiej kategorii zasadniczo zalicza się podmioty, które sprowadzają gaz ziemny na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej w ramach nabycia wewnątrzspółnotowego lub importu na cele inne niż obrót tym gazem (odbiorcy dokonujący przywozu gazu ziemnego na własny użytek, przedsiębiorstwa wykonujące działalność w zakresie przesyłania lub dystrybucji gazu ziemnego, które sprowadzają gaz na cele bilansowania, zasilania tłoczni, uzupełnienia strat sieciowych, itp.). Rozszerzenie zakresu obowiązku zapasowego, poza rozszerzeniem kategorii podmiotów zobowiązanych do utrzymywania zapasów, polegało również na likwidacji instytucji zwolnienia z obowiązku utrzymywania zapasów gazu ziemnego, udzielanego przez ministra energii (wcześniej: ministra gospodarki), na rzecz przedsiębiorstw deklarujących spełnienie określonych kryteriów. Z kolei wprowadzenie nowej formy prawnej realizacji obowiązku zapasowego, tj. tzw. umowy biletowej, polegało na umożliwieniu podmiotom zobowiązanym do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, nieposiadającym własnych lub zakontraktowanych pojemności magazynowych, wykonywanie tego obowiązku poprzez jego zlecenie, w drodze umowy, innemu przedsiębiorstwu energetycznemu wykonującemu działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub przedsiębiorstwu energetycznemu wykonującemu działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami gazowymi.

W wyniku przeprowadzonych nowelizacji ustawy liczba podmiotów faktycznie utrzymujących zapasy obowiązkowe gazu ziemnego wzrosła, to z kolei przełożyło się na wzrost wielkości utrzymywanych zapasów (rys. 30). W kontekście bezpieczeństwa energetycznego Polski w zakresie bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych ten trend należy uznać za pozytywny.

**Rysunek 30.** Zapasy obowiązkowe gazu ziemnego w latach 2014-2019



Źródło: Opracowanie własne URE.

W 2018 r. nie wystąpiły sytuacje wymagające uruchomienia zgromadzonych zapasów obowiązkowych gazu ziemnego.

- **agregowania informacji przekazywanych Prezesowi URE przez operatora systemu przesyłowego gazowego na podstawie art. 24 ust. 4 oraz art. 52a ust. 1 ustawy o zapasach**

Zgodnie z art. 24 ust. 3b ustawy o zapasach w przypadku stwierdzenia, że parametry techniczne instalacji magazynowych nie zapewniają możliwości dostarczenia zapasów obowiązkowych gazu ziemnego do systemu gazowego w okresie nie dłuższym niż 40 dni, operator systemu przesyłowego gazowego lub operator systemu połączonego gazowego powiadamia o tym fakcie Prezesa URE w terminie 7 dni. W 2017 r. Prezes URE nie otrzymał od operatora systemu przesyłowego gazowego informacji przekazanych w trybie art. 24 ust. 3b ustawy o zapasach. W 2018 r. zaś wskazał, że zakres przedstawionej dokumentacji jednego przedsiębiorstwa nie pozwolił operatorowi na dokonanie pozytywnej weryfikacji technicznej możliwości dostarczanie zapasu obowiązkowego gazu (330 550 MWh) do krajowego systemu gazowego.

Natomiast zgodnie z art. 52a ust. 1 ustawy o zapasach operator systemu przesyłowego gazowego lub operator systemu połączonego gazowego po zakończeniu każdej doby gazowej, w której uruchomiono zapasy obowiązkowe gazu ziemnego, do godziny 12:00, przekazuje Prezesowi URE informacje o:

- 1) terminie i ilości uruchomionych zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w tej dobie gazowej oraz instalacjach magazynowych, z których zostały uruchomione,
- 2) przedsiębiorstwach energetycznych i podmiotach, o których mowa w art. 52 ust. 7 pkt 1, od których zostały odebrane zapasy obowiązkowe gazu ziemnego w tej dobie gazowej.

W latach 2017-2018 Prezes URE nie otrzymał od operatora systemu przesyłowego gazowego informacji przekazanych w trybie art. 52a ust. 1 ustawy o zapasach.

### 3.6.2. Plany rozwoju gazowniczych przedsiębiorstw sieciowych

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. Zgodnie ze wskazanym przepisem plany te powinny uwzględniać:

- a) miejscowe plany zagospodarowania przestrzennego – w przypadku dystrybucji paliw gazowych,
- b) ustalenia koncepcji przestrzennego zagospodarowania kraju lub ustalenia planu zagospodarowania przestrzennego województw, albo w przypadku braku takiego planu, strategię rozwoju województwa – w przypadku przesyłania paliw gazowych,
- c) politykę energetyczną państwa,
- d) dziesięcioletni plan rozwoju sieci o zasięgu wspólnotowym, o którym mowa w art. 8 ust. 3 rozporządzenia 715/2009 – w przypadku przesyłania paliw gazowych,
- e) politykę rozwoju infrastruktury i rynku paliw alternatywnych.

Omawiane plany – zgodnie z art. 16 ust. 7 ww. ustawy – obejmują również w szczególności:

- a) przewidywany zakres dostarczania paliw gazowych,
- b) przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy albo budowy sieci oraz planowanych nowych źródeł paliw gazowych,
- c) przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy lub budowy połączeń z systemami gazowymi innych państw,
- d) przedsięwzięcia racjonalizujące zużycie paliw u odbiorców, w tym także przedsięwzięcia w zakresie pozyskiwania, transmisji oraz przetwarzania danych pomiarowych z licznika zdalnego odczytu,
- e) przewidywany sposób finansowania inwestycji,
- f) przewidywane przychody niezbędne do realizacji planów,
- g) planowany harmonogram realizacji inwestycji.

Ponadto, plany te – zgodnie z art. 16 ust. 10 ww. ustawy – powinny zapewniać długookresową maksymalizację efektywności nakładów i kosztów ponoszonych przez przedsiębiorstwo energetyczne, tak aby nakłady i koszty nie powodowały w poszczególnych latach nadmiernego wzrostu cen i stawek opłat za dostarczanie paliw gazowych, przy zapewnieniu ciągłości, niezawodności i jakości ich dostarczania.

Operator systemu przesyłowego gazowego – zgodnie z art. 16 ust. 9 ww. ustawy – określając w planie rozwoju poziom połączeń międzysystemowych gazowych, powinien wziąć w szczególności pod uwagę:

- a) krajowe, regionalne i europejskie cele w zakresie zrównoważonego rozwoju, w tym projekty stanowiące element osi projektów priorytetowych określonych w Załączniku VII do rozporządzenia 347/2013,
- b) istniejące połączenia międzysystemowe gazowe oraz ich wykorzystanie w sposób najbardziej efektywny,
- c) zachowanie właściwych proporcji między kosztami budowy nowych połączeń międzysystemowych gazowych, a korzyściami wynikającymi z ich budowy dla odbiorców końcowych.

W planie rozwoju – zgodnie z art. 16 ust. 11 ww. ustawy – uwzględnia się także zapotrzebowanie na nowe zdolności w systemie przesyłowym lub dystrybucyjnym zgłoszone przez podmioty przyłączone do sieci lub podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci.

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

OGP Gaz-System S.A. to spółka strategiczna dla polskiej gospodarki i bezpieczeństwa energetycznego kraju. Kluczowym zadaniem OGP Gaz-System S.A. jest transport paliw gazowych siecią przesyłową na terenie całego kraju, w celu ich dostarczenia do sieci dystrybucyjnych oraz do odbiorców końcowych podłączonych do systemu przesyłowego. Wykaz elementów za których odpowiedzialny jest operator systemu przesyłowego, stanowi art. 9c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Szczególnie istotnym zakresem odpowiedzialności OGP Gaz-System S.A. jest obowiązek rozwoju systemu przesyłowego zapewniającego długoterminową zdolność systemu gazowego do zaspokajania uzasadnionych potrzeb w zakresie przesyłania paliw gazowych w obrocie krajowym i transgranicznym poprzez jego rozbudowę, a tam gdzie ma to zastosowanie, rozbudowy połączeń z innymi systemami gazowymi.

W 2017 r. obowiązywał plan rozwoju operatora sieci przesyłowej OGP Gaz-System S.A. na lata 2016-2025 pt. „Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2016-2025”, natomiast pismem

z 13 października 2017 r. Prezes URE uzgodnił kolejny plan rozwoju OGP Gaz-System S.A. (dalej KDPR), obejmujący lata 2018-2027.

W projekcie KDPR na lata 2018-2027 OGP Gaz-System S.A. zaplanował dalszą rozbudowę sieci przesyłowej, w tym w szczególności połączeń międzysystemowych, które poza zapewnieniem dużego stopnia dywersyfikacji źródeł i kierunków przesyłania gazu mają umożliwić dostęp do konkurencyjnych rynków gazu. Znaczna część programów inwestycyjnych zdefiniowanych w tym KDPR stanowi kontynuację zamierzeń priorytetowych ujętych w Planie rozwoju na lata 2016-2025. Dotyczy to w szczególności:

- 1) inwestycji strategicznych,
- 2) dywersyfikacji dostaw gazu/integracji rynków gazu,
- 3) rozwoju rynku gazu,
- 4) bezpieczeństwa dostaw,
- 5) likwidacji „wąskich gardeł” w systemie przesyłowym.

Dzięki rozbudowie i budowie nowych dwukierunkowych połączeń międzysystemowych OGP planuje uzyskać wysoki stopień bezpieczeństwa energetycznego kraju, głównie dzięki zwiększeniu dywersyfikacji źródeł i kierunków dostaw gazu. Jest to zgodne z jednym z podstawowych kierunków polskiej polityki energetycznej do 2030 r. oraz projektem polityki energetycznej do 2040 r. W wyniku prowadzonej rozbudowy krajowego systemu przesyłowego oraz budowy nowych połączeń transgranicznych, zwiększeniu ulegnie jego zdolność przesyłowa. Do 2022 r. w wyniku zrealizowania zaplanowanych inwestycji rozwojowych ma nastąpić całkowita zastępowalność technicznych zdolności importowych ulokowanych na wschodniej granicy, źródłami importowymi z UE. Poza zapewnieniem dużego stopnia dywersyfikacji kierunków dostaw, istotne jest stworzenie technicznych możliwości dostępu do alternatywnych rynków. Poniżej zamieszczona została tabela prezentująca techniczne możliwości importu gazu. Należy zaznaczyć, że nie został w niej umieszczony dotychczasowy kierunek wschodni, bowiem na dzień dzisiejszy nie są planowane inwestycje w rozwój tych połączeń (Tietierowka, Wysokoje). Wyjątek stanowi połączenie z Ukrainą, mające co do zasady służyć celom eksportowym.

**Tabela 22.** Techniczne przepustowości importowe [mld m<sup>3</sup>/rok]

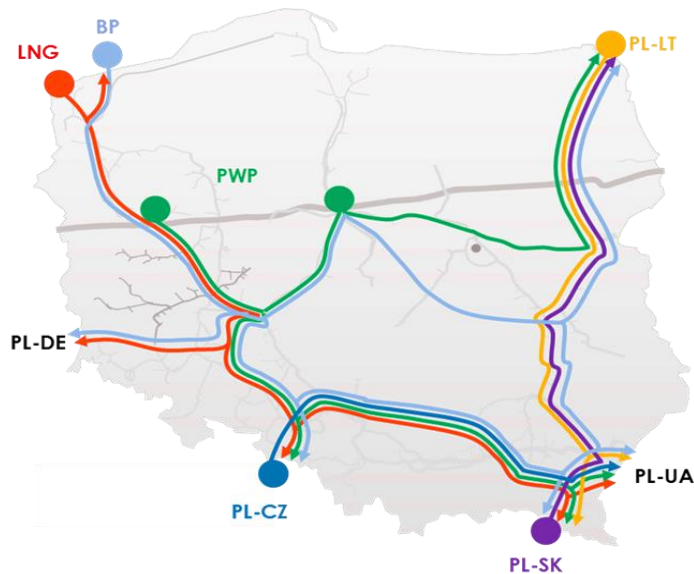
Kierunek	2016 r.	2018 r.	2023 r.	2029 r.
GCP Ontras/GAZ-SYSTEM	1,5	1,5	1,5	1,5
Cieszyn	0,5	0,5	0,5	0,5
Mallnow/PWP	5,4	6,1	6,1	6,1
Terminal LNG	5,0	5,0	7,5	10,0
Baltic Pipe		-	10,0	10,0
Litwa		-	1,9	1,9
Czechy Hat*		-	6,5	6,5
Słowacja		-	5,7	5,7
Terminal FSRU		-	-	4,0-8,0

\* Brak zaktualizowanego terminu realizacji ze względu na brak porozumienia polskiego operatora ze stroną czeską.

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



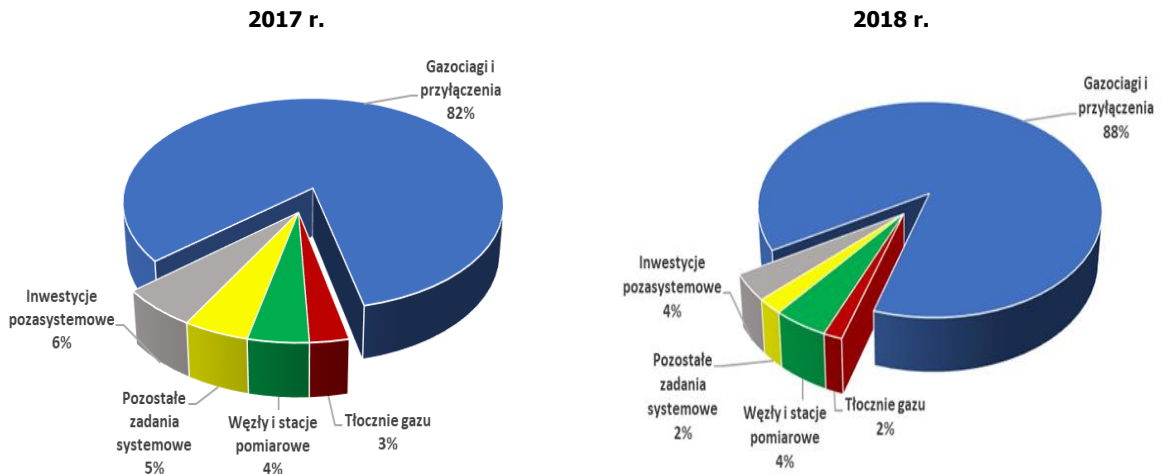
**Rysunek 31.** Potencjalne kierunki tranzytu gazu



Źródło: OGP Gaz-System S.A.

W perspektywie 2022 r. w wyniku realizacji projektów ujętych w omawianym KDPR OGP Gaz-System S.A. przewiduje dalszą znaczną poprawę stopnia dywersyfikacji kierunków i źródeł dostaw. Efekt ten chce osiągnąć dzięki realizacji dwóch połączeń międzysystemowych na południu Polski: z Czechami i Słowacją oraz połączeń: Polska – Dania i Polska – Litwa.

**Rysunek 32.** Struktura zrealizowanych nakładów inwestycyjnych w latach 2017-2018



Źródło: OGP Gaz-System S.A.

W latach 2017-2018 OGP Gaz-System S.A. realizował zadania inwestycyjne w systemie przesyłowym w dwóch podstawowych obszarach:

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

Do najważniejszych zakończonych i oddanych do użytku w omawianym okresie inwestycji należą:

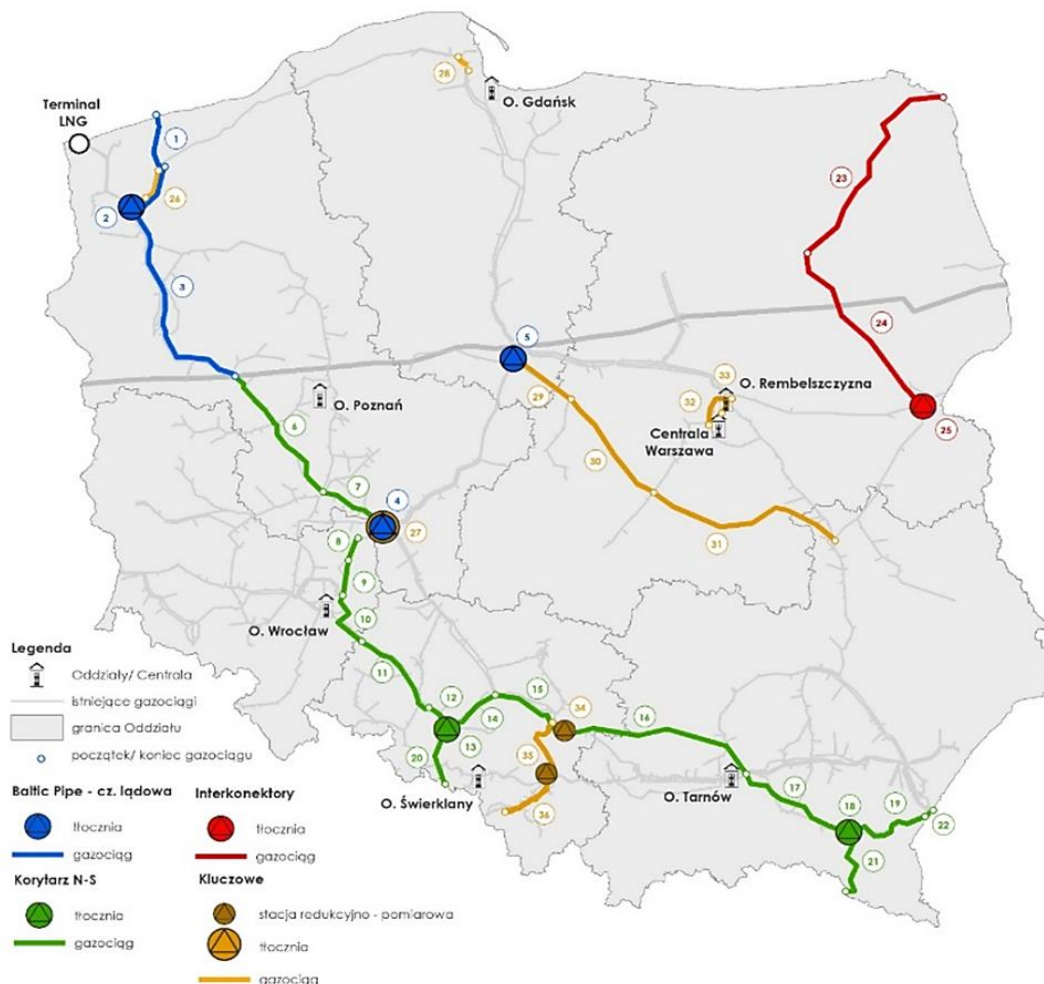
- gazociąg Czeszów – Wierzchowice o długości ok. 15 km i średnicy 1 000 mm,
- gazociąg Polkowice – Żory o długości 64 km i średnicy 300 mm (inwestycja na sieci przesyłowej gazu ziemnego zaazotowanego Lw),



- przyłączenie do sieci przesyłowej urządzeń i instalacji PKN Orlen S.A. (II etap) – budowa gazociągu przyłączeniowego o długości ok. 800 m i średnicy 400 mm wraz z układem włączeniowym oraz z włączeniem do gazociągu źródłowego DN700 relacji węzeł Rembelszczyzna – węzeł Gustorzyn; przebudowa „spinki” gazociągowej na węźle Płock; budowa stacji gazowej o przepustowości 125 000 m<sup>3</sup>/h,
- gazociąg relacji Lwówek – Odolanów, etap II Krobia – Odolanów o długości 54,1 km i średnicy 1 000 mm,
- gazociąg relacji Czeszów – Kielczów o długości 33 km i średnicy 1 000 mm,
- tłocznia gazu Odolanów o mocy tłoczenia 5 MW i przepustowości 180 000 m<sup>3</sup>/h (etap 0 – przeniesienie sprężarek) – budowa tłoczni gazu w Odolanowie związana jest ściśle z realizacją połączenia międzystanowego Polska-Dania, alternatywnie budowy FSRU w rejonie Gdańska oraz rozbudowy terminalu LNG w Świnoujściu; w celu rozprowadzenia gazu z nowych źródeł zlokalizowanych na północy kraju wymagana jest nowa tłocznia zlokalizowana przy węźle Odolanów.

W latach 2017-2018 OGP Gaz-System S.A. realizował również inwestycje w zakresie nowych gazociągów będących odpowiednio na etapie projektowania (w 2017 r.: 16 szt.; w 2018 r.: 12 szt.) i realizacji (w 2017 r.: 7 szt.; w 2018 r.: 11 szt.). Na rysunku i tabeli poniżej przedstawiono strategiczne i kluczowe inwestycje z punktu widzenia spółki.

**Rysunek 33.** Inwestycje strategiczne/kuczowe – stan na 31 grudnia 2018 r.



Źródło: OGP Gaz-System S.A.

Tabela 23. Inwestycje strategiczne/kluczowe – stan na 31 grudnia 2018 r.

Program	Lp.	Nazwa inwestycji	Faza
Baltic Pipe onshore	1	<b>Budowa gazociągu łączącego gazociąg podmorski z krajowym systemem przesyłowym: Niechorze – Płoty, Goleniów – Płoty</b> (uwaga: miejsce lądowania może ulec zmianie)	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 Lwówek – Odolanów</b> (etap I Lwówek – Krobia) DN=1000, L=113,5 km	Realizacji
	7	<b>Gazociąg Lwówek – Odolanów</b> (etap II Krobia – Odolanów) DN=1000, L=54,1 km	Gazociąg wybudowany
	8	<b>Gazociąg Czeszów – Wierzchowice</b> DN=1000, L=14 km	Gazociąg wybudowany, doprojektowanie światłowodu
	9	<b>Gazociąg Czeszów – Kielczów</b> DN=1000, L=33 km	Gazociąg wybudowany, doprojektowanie światłowodu
	10	<b>Gazociąg Zdzeszowice – Wrocław</b> (odc. Brzeg – Zębice – Kielczów) DN=1000, L=49km	Realizacji
	11	<b>Gazociąg Zdzeszowice – Wrocław</b> (odc. Zdzeszowice – Brzeg) DN=1000, L=84 km	Realizacji
	12	<b>Gazociąg Zdzeszowice – Kędzierzyn Koźle</b> DN=1000, L=17,4 km	Realizacji
	13	<b>Budowa tłoczni Kędzierzyn</b> moc = 23 MW	Przetargowa (WRB/ WNI)
	14	<b>Gazociąg Tworóg – Kędzierzyn Koźle</b> DN=1000, L=43,4 km	Realizacji
	15	<b>Gazociąg Tworóg – Tworzeń</b> DN=1000, L=56 km	Realizacji
	16	<b>Gazociąg Pogórska Wola – Tworzeń</b> DN=1000, L=168 km	Przetargowa (WRB/ WNI)
	17	<b>Gazociąg Strachocina – Pogórska Wola</b> DN=1000, L=97,5 km	Realizacji
	18	<b>Budowa Tłoczni Strachocina</b> moc = 30 MW	Przetargowa (WRB/ WNI)
	19	<b>Gazociąg Hermanowice – Strachocina</b> DN=700, L=72 km	Realizacji
	20	<b>Gazociąg Polska – Czechy</b> DN=1000, L=52,5 km	Projektowanie zakończone
		21	<b>Gazociąg Polska – Słowacja</b> DN=1000, L=59 km
	22	<b>Gazociąg Polska – Ukraina</b> (Hermanowice – Gr. Państwa) DN=1000, L=1,5 km	Projektowania
Interkonektory	23	<b>Gazociągu Polska – Litwa</b> (Rudka Skroda – Gr. PL – LT) DN=700, L=185 km	Projektowania
	24	<b>Gazociągu Polska – Litwa</b> (Hołowczyce – Rudka Skroda) DN=700, L=153 km	Projektowania
	25	<b>Rozbudowa TG Hołowczyce II</b> do sprężania gazu do ciśnienia 8,4 Mpa	Projektowania
Kluczowe	26	<b>Gazociąg Szczecin – Gdańsk</b> (etap V Goleniów – Płoty) DN=700, L=41 km	Realizacji
	27	<b>Tłocznia Gazu Odolanów – etap 0</b> (przeniesienie sprężarek) moc = 20 MW	Obiekt wybudowany
	28	<b>Gazociąg Szczecin – Gdańsk</b> (etap VI Reszki – Wiczlino) DN=700, L=8 km	Projektowania
	29	<b>Gazociąg Gustorzyn – Wronów</b> (etap I Gustorzyn – Leśniewice) DN=1000, L=60 km	Projektowania
	30	<b>Gazociąg Gustorzyn – Wronów</b> (etap II Leśniewice – Rawa Mazowiecka) DN=1000, L=100 km	Projektowania
	31	<b>Gazociąg Gustorzyn – Wronów</b> (etap III Rawa Mazowiecka – Wronów) DN=1000, L=156 km	Projektowania
	32	<b>Gazociąg Rembelszczyzna – Mory</b> DN=700, L=29 km	Projektowania
	33	Budowa przyłącza do obiektu <b>Elektrociepłowni Żerań (PGNiG TERMIKA S.A.)</b> DN=500, L=10 km	Realizacji
	34	<b>Systemowa Stacja Redukcyjno – Pomiarowa Tworzeń w rejonie m. Sławków</b> (etap I)	Przetargowa (projektowanie)
	35	<b>Gazociąg Oświęcim – Tworzeń wraz z Systemową Stacją Redukcyjno – Pomiarową Oświęcim</b> (etap II) DN=700, L=50 km	Przetargowa (projektowanie)
	36	<b>Gazociąg Skoczów – Komorowice – Oświęcim</b> (etap III) DN=500, L=53 km	Projektowania

Źródło: OGP Gaz-System S.A.

## **SGT EuRoPol GAZ S.A. (SGT)**

Przedsiębiorstwo System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A. zwane dalej „SGT”, w oparciu o koncesję<sup>18)</sup> na przesyłanie paliw gazowych prowadzi działalność w zakresie świadczenia na terytorium Polski usług przesyłania gazu ziemnego wysokometanowego E transportowanego z Federacji Rosyjskiej przez Polskę do Niemiec gazociągiem przesyłowym zwanym gazociągiem „jamalskim”. Jednocześnie decyzją<sup>19)</sup> Prezesa URE na operatora wskazanego gazociągu został wyznaczony OGP Gaz-System S.A., na okres do 31 grudnia 2025 r.

W związku z terminem corocznej aktualizacji planu rozwoju<sup>20)</sup>, SGT w 2017 r. miał uzgodniony plan rozwoju na lata 2017-2021, zaś w 2018 r. na lata 2018-2022. SGT w uzgodnionym planie rozwoju na lata 2017-2018 nie przewidywał rozbudowy polskiego odcinka gazociągu jamalskiego w zakresie zwiększenia zdolności przesyłowych, poza rozbudową SGT, która miała dotyczyć przyłączenia nowych odbiorców. Planowane nakłady inwestycyjne związane były z rocznymi planami odtworzenia środków trwałych, przebudową i modernizacją jego obiektów i uwzględniały:

- modernizację urządzeń, instalacji i obiektów tłoczni, w tym systemów sterowania, zabezpieczeń i archiwizacji danych,
- modyfikację i modernizację systemów łączności i SCADA,
- zadania wynikające z przeglądów i kontroli środowiskowych oraz poprawiających warunki bhp.

### *3.6.2.2. Operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD)*

#### **OSD podlegający wydzieleniu prawnemu – Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.**

Przedsiębiorstwo Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. (dalej: PSG) jest operatorem sieci dystrybucyjnych, które wchodzi w skład Grupy Kapitałowej PGNiG S.A. Struktura organizacyjna PSG od 2017 r. uległa zmianie. 6 Oddziałów zastąpionych zostało 17 Zakładami Gazowniczymi (z podległymi Gazowniami i Placówkami), które regionalnie odpowiadają za dystrybucję paliw gazowych. Zakłady Gazownicze nie posiadają osobowości prawnej i działają jako jednostki organizacyjne na wydzielonym, wewnętrznym rozrachunku gospodarczym. Należy tutaj podkreślić, że mimo zmiany struktury organizacyjnej, dla zachowania porównywalności poprzednia struktura organizacyjna jest odzwierciedlana/kontynuowana przez PSG w ramach obszarów taryfowych: Wrocław, Zabrze, Tarnów, Warszawa, Gdańsk i Poznań (rys. 34).

PSG świadczy usługi dystrybucji następujących paliw gazowych:

- gazu ziemnego wysokometanowego E,
- gazu ziemnego zaazotowanego Lw,
- gazu ziemnego zaazotowanego Ls,
- gazu koksowniczego.

<sup>18)</sup> Decyzja Prezesa URE z 18 lipca 2008 r. nr PPG/102/3863/W/2/2008/BP.

<sup>19)</sup> Decyzja Prezesa URE z 17 listopada 2010 r. nr DPE-4720-4(8)/2010/6154/BT.

<sup>20)</sup> W związku z art. 16 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne.

**Rysunek 34.** Obszary taryfowe oraz obszary działania Oddziałów Zakładów Gazowniczych



Źródło: PSG Sp. z o.o.

W 2017 r. obowiązywał plan rozwoju operatora na lata 2016-2020, natomiast pismem z 25 stycznia 2018 r. Prezes URE uzgodnił kolejny plan rozwoju PSG Sp. z o.o., obejmujący lata 2018-2022. Porównanie uzgodnionych nakładów do wykonanych w latach 2017-2018 przedstawiono w tabeli poniżej.

Wykonanie uzgodnionego planu w okresie lat 2017-2018 w zakresie poziomu nakładów inwestycyjnych ocenić należy pozytywnie. Stopień realizacji uzgodnionych nakładów w tych latach wyniósł ponad 100%, odpowiednio 103,47% w 2017 r. i 113,50% w 2018 r.

Efektom poniesionych nakładów było m.in.:

- w 2017 r.:
  - a) zwiększenie obszaru świadczenia usług dystrybucji o 2 nowe gminy;
  - b) zbudowanie 2 199 km gazociągów wraz z przyłączami, przy planowanej ich długości 3 079 km (wykonanie mniejsze o 29%); szczegóły dotyczące wybudowanych sieci gazowych w 2017 r. zamieszczono w tab. 24;

**Tabela 24.** Planowane i wykonane sieci gazowe w 2017 r.

Wyszczególnienie	Jednostka	Plan 2017	Wyk 2017	Odchylenie
Długości sieci gazowej (gazociągi z przyłączami) razem, w tym:	[km]	3 079,1	2 198,7	29%
sieci wysokiego i średniego podwyższonego ciśnienia	[km]	763,2	5,1	99%
sieci średniego i niskiego ciśnienia	[km]	1 793,8	1 620,7	10%
przyłącza gazowe	[km]	522,2	572,9	10%

Źródło: PSG Sp. z o.o.

- c) zbudowanie 228 szt. stacji gazowych, przy planowanej ich liczbie 255 szt. (wykonanie mniejsze o 11%); szczegóły dotyczące wybudowanych stacji gazowych w 2017 r. zamieszczono w tab. 25;

**Tabela 25.** Planowane i wykonane stacje gazowe w 2017 r.

Wyszczególnienie	Jednostka	Plan 2017	Wyk 2017	Odchylenie
Stacji gazowe razem, w tym:	[szt.]	255	228	11%
I stopnia	[szt.]	132	50	62%
II stopnia	[szt.]	122	178	46%
LNG	[szt.]	1	0	100%
Tłocznie gazu	[szt.]	0	0	0%
Węzły	[szt.]	0	0	0%
Inne	[szt.]	0	0	0%

Źródło: PSG Sp. z o.o.

- d) zbudowanie 90 277 szt. punktów wyjścia z sieci dystrybucyjnej, przy planowanej ich liczbie 78 766 szt. (wykonanie większe o 15%);
- e) zmodernizowanie 896 km sieci dystrybucyjnej, przy planowanej jej długości 799 km (wykonanie większe o 12%);
- f) zmodernizowanie 49 szt. stacji gazowych, przy planowanej ich liczbie 143 szt. (wykonanie mniejsze o 66%);
- g) wymiana 571 071 szt. układów pomiarowych, przy planowanej ich liczbie 472 384 szt. (wykonanie większe o 21%), przy czym w 92% (524 679 szt.) przypadków wymiana była spowodowana upływem terminu legalizacji, a reszta innymi przyczynami (wadliwe działanie, uszkodzenie, zlecenie odbiorcy, itp.);
- h) dostosowanie 33 430 szt. punktów do zdalnego odczytu danych pomiarowych,
- w 2018 r.:
    - a) zwiększenie obszaru świadczenia usług dystrybucji o 31 nowe gminy (2 gminy zgazyfikowane w oparciu o stacje LNG/CNG);
    - b) zbudowanie 4 986 km gazociągów wraz z przyłączami, przy planowanej ich długości 2 493 km (wykonanie większe o 100%); szczegóły dotyczące wybudowanych sieci gazowych w 2018 r. zamieszczono w tab. 26;

**Tabela 26.** Planowane i wykonane sieci gazowe w 2018 r.

Wyszczególnienie	Jednostka	Plan 2019	Wyk 2018	Odchylenie
Długości sieci gazowej (gazociągi z przyłączami) razem, w tym:	[km]	2 492,9	4 986,0	100%
sieci wysokiego i średniego podwyższonego ciśnienia	[km]	752,1	438,4	42%
sieci średniego i niskiego ciśnienia	[km]	1 174,1	3 931,3	235%
przyłącza gazowe	[km]	566,7	616,3	9%

Źródło: PSG Sp. z o.o.

- c) zbudowanie 595 szt. stacji gazowych, przy planowanej ich liczbie 354 szt. (wykonanie większe o 68%); szczegóły dotyczące wybudowanych stacji gazowych w 2018 r. zamieszczono w tab. 27;

**Tabela 27.** Planowane i wykonane stacje gazowe w 2018 r.

Wyszczególnienie	Jednostka	Plan 2018	Wyk 2018	Odchylenie
Stacji gazowe razem, w tym:	[szt.]	354	595	68%
I stopnia	[szt.]	89	68	24%
II stopnia	[szt.]	265	526	98%
LNG	[szt.]	0	1	0%

Źródło: PSG Sp. z o.o.

- d) zbudowanie 96 820 szt. punktów wyjścia z sieci dystrybucyjnej, przy planowanej ich liczbie 70 468 szt. (wykonanie większe o 37%);
- e) zmodernizowanie 1 310 km sieci dystrybucyjnej, przy planowanej jej długości 1 879,5 km (wykonanie mniejsze o 30%);
- f) zmodernizowanie 315 szt. stacji gazowych, przy planowanej ich liczbie 181 szt. (wykonanie większe o 74%);



- g) wymiana 551 899 szt. układów pomiarowych, przy planowanej ich liczbie 498 080 szt. (wykonanie większe o 11%), przy czym w 97% (532 971 szt.) przypadków wymiana była spowodowana upływem terminu legalizacji, a reszta innymi przyczynami (wadliwe działanie, uszkodzenie, zlecenie odbiorcy, itp.);
- h) zwiększenie obszaru świadczenia usług dystrybucji o 31 nowe gminy (2 gminy zgazyfikowane w oparciu o stacje LNG/CNG);
- i) dostosowanie 11 580 szt. punktów do zdalnego odczytu danych pomiarowych.

### **Operatorzy systemów dystrybucyjnych nie podlegający wydzieleniu prawnemu**

Obowiązek przedkładania planów rozwoju do uzgodnienia z Prezesem URE w związku z przekroczeniem limitów, o których mowa w art. 16 ust. 13 ustawy – Prawo energetyczne, w 2018 r. dotyczył 14 operatorów systemów dystrybucyjnych nie podlegających prawnemu wydzieleniu. W porównaniu do 2017 r. liczba operatorów podlegających pod ten obowiązek wzrosła o jeden podmiot.

Według stanu na 31 grudnia 2018 r., 8 operatorów miało uzgodniony plan rozwoju na lata 2018-2022, 5 na lata 2019-2023, zaś 1 w związku trwającym procesem przedłużenia koncesji na lata 2017-2019. W związku z tym, że ww. plany aktualizowane są co dwa lata, w 2018 r. uzgodniono plany rozwoju dla 5 operatorów systemu dystrybucyjnego.

Łącznie uzgodnione nakłady na realizację zadań inwestycyjnych dla operatorów sieci dystrybucji spoza GK PGNiG na 2018 r. wyniosły 61 336,49 tys. zł, z czego 36 056,26 tys. zł stanowiły nakłady na zadania LRE, 20 294,68 tys. zł na zadania NLRE, zaś 4 985,55 tys. zł na pozostałe zadania (grupa RNI). W porównaniu do 2017 r. łączna wielkość uzgodnionych nakładów dla tej grupy operatorów wzrosła o 28 020,74 tys. zł, co stanowi ponad 84% wzrost w stosunku rok do roku.

### **3.7. Wypełnianie przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań**

Analogicznie do działań w sektorze energii elektrycznej, monitorując wypełnianie przez operatorów sieci gazowych ich obowiązków, Prezes URE opiera się na obowiązkach wskazanych w art. 9c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Działając w ramach swoich kompetencji, Prezes URE stale monitoruje funkcjonowanie operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych, zarówno na rynku hurtowym, jak i rynku detalicznym gazu, mając w szczególności na uwadze dynamiczne zmiany zachodzące na obu rynkach w ostatnich latach. Działania podejmowane przez OSP w zakresie bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami w systemie gazowym, jak również wypełnianie przez OSP i OSD obowiązków informacyjnych zostały już szczegółowo opisane w rozdziałach wcześniejszych. Pozostałe wyniki monitoringu przeprowadzonego przez Prezesa URE zostały przedstawione w dalszej części raportu.

#### **3.7.1. Ocena wypełniania przez OSP i OSD obowiązków wynikających z art. 9c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne**

Ustawa – Prawo energetyczne (głównie art. 9c ust. 1) oraz rozporządzenie 715/2009 nakładają na operatora systemu przesyłowego gazowego oraz operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych szereg obowiązków. Zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 20 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE monitoruje funkcjonowanie systemu gazowego w zakresie wypełniania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań, w tym m.in. w zakresie bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych oraz warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywania napraw tej sieci.

Wskazać należy, że już na etapie udzielania koncesji na przesyłanie lub dystrybucję paliw gazowych Prezes URE dokonuje weryfikacji, czy podmiot ubiegający się o udzielenie koncesji na dany rodzaj działalności sieciowej dysponuje m.in. środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności bądź jest w stanie udokumentować możliwości ich pozyskania, czy ma możliwości techniczne gwarantujące prawidłowe wykonywanie działalności oraz czy zapewni zatrudnienie osób o właściwych kwalifikacjach zawodowych, o których mowa w art. 54 ustawy – Prawo



energetyczne. Dopiero po stwierdzeniu, że wnioskodawca spełnia przewidziane w art. 33 ust. 1 ustawy wymogi pozwalające na udzielenie koncesji oraz po stwierdzeniu, że nie zachodzą przesłanki określone w art. 33 ust. 3 i 3a ustawy, Prezes URE może udzielić koncesji na przesyłanie lub dystrybucję paliw gazowych. Spełnienie powyższych kryteriów jest również każdorazowo weryfikowane przy okazji zmiany zakresu (rozszerzeniu) działalności lub zmiany terminu obowiązywania udzielonej koncesji.

W toku prowadzonych postępowań administracyjnych w sprawie wyznaczenia operatora systemu przesyłowego oraz operatorów systemu dystrybucyjnego Prezes URE każdorazowo bada zdolność kandydata na operatora do wypełniania obowiązków wynikających z art. 9c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Tylko kandydat, który w toku prowadzonego postępowania wykaże, że posiada zdolności i możliwości do wypełniania obowiązków wynikających z art. 9c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne oraz rozporządzenia 715/2009 i obowiązków wynikających z rozporządzeń przyjętych na podstawie art. 8 oraz art. 23 rozporządzenia 715/2009, może zostać wyznaczony operatorem danego systemu.

Ponadto jak wynika z art. 9h ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE, wyznaczając operatora zgodnie z ust. 1, bierze pod uwagę odpowiednio jego:

- 1) efektywność ekonomiczną,
- 2) skuteczność zarządzania systemami gazowymi,
- 3) bezpieczeństwo dostarczania paliw gazowych,
- 4) spełnianie przez operatora warunków i kryteriów niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1-2,
- 5) okres obowiązywania koncesji,
- 6) zdolność do wypełniania obowiązków wynikających z rozporządzenia 715/2009 i obowiązków wynikających z rozporządzeń przyjętych na podstawie art. 8 oraz art. 23 rozporządzenia 715/2009.

Dodatkowo, stosownie do postanowień art. 9h ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE odmawia wyznaczenia operatorem systemu przesyłowego lub operatorem systemu dystrybucyjnego przedsiębiorstwo energetyczne określone we wniosku, o którym mowa w ust. 1, jeżeli odpowiednio:

- 1) przedsiębiorstwo to nie dysponuje odpowiednimi środkami ekonomicznymi lub technicznymi,
- 2) przedsiębiorstwo to nie gwarantuje skutecznego zarządzania systemem,
- 3) przedsiębiorstwo to nie spełnia warunków i kryteriów niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1-2, z zastrzeżeniem art. 9d ust. 7,
- 4) nie został spełniony warunek, o którym mowa w art. 9k,
- 5) przedsiębiorstwo to nie wykazało zdolności do wypełniania obowiązków wynikających z rozporządzeń, o których mowa w ust. 7 pkt 6,
- 6) umowa, o której mowa w ust. 3 pkt 2, nie zapewnia operatorowi systemu przesyłowego lub operatorowi systemu połączonych możliwości wykonywania obowiązków, o których mowa w art. 9c i w art. 16 ust. 2,
- 7) właściciel sieci przesyłowej nie wykazał zdolności do realizacji obowiązków, o których mowa w ust. 11 i 12.

Spełnienie powyższych przesłanek każdorazowo podlega weryfikacji również w przypadku prowadzenia postępowań o zmianę (przedłużenie) okresu wyznaczenia danego podmiotu na OSP lub OSD.

Co więcej, zgodnie z art. 4e<sup>1</sup> ustawy – Prawo energetyczne jedynie podmiot posiadający status OSP lub OSD jest uprawniony do wykonywania działalności odpowiednio w zakresie przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych. Przepis ten stanowi bowiem, że usługi przesyłania, dystrybucji, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego mogą być świadczone wyłącznie odpowiednio przez operatora systemu przesyłowego, operatora systemu dystrybucyjnego, operatora systemu magazynowania paliw gazowych, operatora systemu skraplania gazu ziemnego lub operatora systemu połączonych. Ustawodawca poprzez wprowadzenie do ustawy – Prawo energetyczne tego artykułu chciał zapewnić, aby każda sieć gazowa była eksploatowana przez wyznaczonego operatora systemu. Powyższe wynika z faktu, że to na operatora systemu zostały nałożone odpowiednie obowiązki (określone m.in. w art. 9c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne), które mają zapewnić ujednoczenie statusu sieci i instalacji w całym kraju, ułatwić realizację zasady TPA (zasada dostępu stron trzecich do sieci), czy też zapewnić bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych do odbiorców.

Należy również odnotować, że Prezes URE posiada uprawnienia pozwalające mu na skuteczne kontrolowanie wypełniania przez OSD, OSP oraz właściciela sieci przesyłowej ich obowiązków wynikających z ustawy – Prawo energetyczne, w tym w szczególności kontrolowanie spełniania przez OSD i OSP kryteriów niezależności określonych w art. 9d ustawy – Prawo energetyczne oraz kryteriów wskazanych w art. 9h<sup>1</sup> ust. 7 ustawy.

Do zakresu kompetencji Prezesa URE należy, zgodnie z art. 23 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, m.in.: kontrolowanie realizacji przez OSP obowiązków wynikających z rozporządzenia 715/2009, zatwierdzanie IRIESP, zatwierdzanie i kontrolowanie stosowania taryf gazowych, monitorowanie

funkcjonowania systemu gazowego w zakresie zasad zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych, mechanizmów bilansowania i zarządzania ograniczeniami, wypełniania obowiązku publikowania przez OSP informacji dotyczących połączeń międzysystemowych, korzystania z sieci i rozdziału zdolności przesyłowych.

Dodatkowo w myśl art. 23 ust. 2 pkt 6b ustawy – Prawo energetyczne, do zakresu działania Prezesa URE należy kontrolowanie wypełniania przez właściciela sieci przesyłowej oraz operatora systemu przesyłowego gazowego obowiązków określonych w ustawie – Prawo energetyczne oraz umowie, o której mowa w art. 9h ust. 3 pkt 2 ustawy, w tym monitorowanie powiązań pomiędzy właścicielem sieci przesyłowej a operatorem systemu przesyłowego gazowego oraz przepływu informacji między nimi.

Ponadto, zgodnie z art. 9h ust. 13 ustawy, w przypadku powierzenia pełnienia obowiązków operatora systemu przesyłowego na podstawie ust. 3 pkt 2 lub wyznaczenia operatora systemu przesyłowego na podstawie ust. 9, Prezes URE jest uprawniony do przeprowadzenia kontroli w zakresie wypełniania przez właściciela sieci przesyłowej lub operatora systemu przesyłowego obowiązków, o których mowa w ust. 11 i 12, w art. 9c oraz w art. 16. Do kontroli nie stosuje się przepisów art. 48 ust. 1-10 ustawy z 6 marca 2018 r. – Prawo przedsiębiorców. Co więcej, jak stanowi art. 9h ust. 14 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE może w uzasadnionych przypadkach, w drodze decyzji, zobowiązać właściciela sieci do podjęcia określonych działań mających na celu spełnienie przez wyznaczonego na jego sieci operatora systemu warunków i kryteriów niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1-1c, oraz warunków, o których mowa w art. 9h<sup>1</sup> ust. 7 pkt 2-4, oraz wyznaczyć termin na ich podjęcie. Wydając decyzję, Prezes URE w szczególności bierze pod uwagę warunki uzyskania certyfikatu spełniania kryteriów niezależności przez tego operatora.

Prezes URE na podstawie przepisów ustawy – Prawo energetyczne ma możliwość kontrolowania spełniania kryteriów niezależności przez OSP oraz kontrolowania realizacji obowiązków przez OSP i właściciela sieci przesyłowej również *ex-post*, po wydaniu certyfikatu niezależności, co dodatkowo je wzmacnia i zapewnia ich przestrzeganie.

Ocena wypełniania przez OSP i OSD obowiązków wynikających z art. 9c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, prowadzona jest przez Prezesa URE na bieżąco. Jednocześnie w celu zapewnienia skuteczności norm nałożonych na przedsiębiorstwa energetyczne w ustawie – Prawo energetyczne, ustawodawca zawarł w treści tej ustawy zapisy sankcjonujące niewypełnianie przez przedsiębiorstwa energetyczne swoich obowiązków. Zgodnie z art. 56 ustawy – Prawo energetyczne, karze pieniężnej, nakładanej przez Prezesa URE, podlega m.in. ten, kto:

- „1b) nie przedkłada Prezesowi URE do zatwierdzenia instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 7 i 8, lub mimo wezwania przedkłada instrukcję niespełniającą wymagań określonych w ustawie; (...)
- 1e) nie przestrzega obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1775/2005 (...)
- 4) z nieuzasadnionych powodów odmawia zawarcia umowy, o której mowa w art. 7 ust. 1;
- 5) stosuje ceny i taryfy, nie przestrzegając obowiązku ich przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia, o którym mowa w art. 47;
- 5a) nie przedkłada do zatwierdzenia taryfy wbrew żądaniu Prezesa URE, o którym mowa w art. 47 ust. 1; (...)
- 6) stosuje ceny lub stawki opłat wyższe od zatwierdzonych lub stosuje taryfę niezgodnie z określonymi w niej warunkami;
- 7) odmawia udzielenia informacji, o których mowa w art. 28;
- 7a) świadomie lub w wyniku niedbalstwa wprowadza w błąd Prezesa URE w zakresie przedstawianych na jego żądanie informacji, o których mowa w art. 28; (...)
- 9) zatrudnia osoby bez wymaganych ustawą kwalifikacji;
- 10) nie utrzymuje w należyтым stanie technicznym obiektów, instalacji i urządzeń; (...)
- 12) nie przestrzega obowiązków wynikających z koncesji; (...)
- 14) z nieuzasadnionych powodów wstrzymuje lub ogranicza dostarczanie paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła do odbiorców;]
- 15) z nieuzasadnionych powodów zwleka z powiadomieniem Prezesa URE lub zainteresowanego podmiotu o odmowie zawarcia umów, o których mowa w art. 4g ust. 1 lub art. 7 ust. 1; (...)
- 17b) będąc operatorem systemu dystrybucyjnego lub operatorem systemu przesyłowego gazowego, nie zawrze umowy sprzedaży rezerwowej lub umowy kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej zgodnie z art. 5aa ust. 6 lub umowy kompleksowej zgodnie z art. 5ab ust. 1; (...)
- 20) nie przestrzega warunków i kryteriów niezależności operatora systemu, o którym mowa w art. 9d ust. 1-2;

- 21) *nie zapewnia wyznaczonemu dla swojej sieci operatorowi systemu spełnienia warunków i kryteriów niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1-2; (...)*
- 24) *będąc operatorem wyznaczonym na podstawie art. 9h, nie realizuje obowiązków operatora wynikających z ustawy;*
- 24a) *nie będąc operatorem systemu przesyłowego, dystrybucyjnego, magazynowania paliw gazowych lub operatorem systemu skraplania gazu ziemnego lub operatorem systemu połączonego wyznaczonym na podstawie art. 9h świadczy usługi przesyłania, dystrybucji, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego;*
- 25) *z nieuzasadnionych powodów nie występuje do Prezesa URE z wnioskiem, o którym mowa w art. 9h ust. 1 i 6, oraz nie dopełnia warunków określonych w decyzji wydanej na podstawie art. 9h ust. 9;*
- 25a) *z nieuzasadnionych przyczyn nie występuje do Prezesa URE z wnioskiem o przyznanie certyfikatu niezależności lub nie dopełnia warunków określonych w decyzji, o której mowa w art. 9h<sup>1</sup> ust. 12;*
- 26) *nie przestrzega obowiązków, o których mowa w art. 9h ust. 11 i 12; (...)*
- 26a) *nie wykonuje w terminie obowiązków wynikających z decyzji, o której mowa w art. 9h ust. 14;*
- 31) *nie przedkłada sprawozdań, o których mowa w art. 9d ust. 5a i art. 16 ust. 18 lub planów, o których mowa w art. 16 ust. 2 i 4'.*

### **Operator Systemu Przesyłowego**

Wykaz podstawowych zadań operatora systemu przesyłowego zawarty został w art. 9c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, w myśl którego operator systemu przesyłowego, stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równe traktowanie użytkowników systemu oraz uwzględniając wymogi ochrony środowiska, jest odpowiedzialny m.in. za:

- 1) bezpieczeństwo dostarczania paliw gazowych poprzez zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowego i realizację umów z użytkownikami tego systemu,
- 2) prowadzenie ruchu sieciowego w sposób skoordynowany i efektywny z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczania paliw gazowych i ich jakości,
- 3) eksploatację, konserwację i remonty sieci, instalacji i urządzeń, wraz z połączeniami z innymi systemami gazowymi, w sposób gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu gazowego,
- 4) zapewnienie długoterminowej zdolności systemu gazowego w celu zaspokajania uzasadnionych potrzeb w zakresie przesyłania paliw gazowych w obrocie krajowym i transgranicznym, a także w zakresie rozbudowy systemu gazowego, a tam gdzie ma to zastosowanie, rozbudowy połączeń z innymi systemami gazowymi,
- 5) współpracę z innymi operatorami systemów gazowych lub przedsiębiorstwami energetycznymi w celu niezawodnego i efektywnego funkcjonowania systemów gazowych, systemów gazowych wzajemnie połączonych oraz skoordynowania ich rozwoju, w tym współpracę w ramach ENTSO gazu, o którym mowa w art. 4 rozporządzenia 715/2009,
- 6) zarządzanie przepływami paliw gazowych oraz utrzymanie parametrów jakościowych tych paliw w systemie gazowym i na połączeniach z innymi systemami gazowymi,
- 7) świadczenie usług niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania systemu gazowego,
- 8) bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami w systemie gazowym oraz prowadzenie z użytkownikami tego systemu rozliczeń wynikających z niezbilansowania paliw gazowych dostarczonych i pobranych z systemu,
- 9) dostarczanie użytkownikom systemu i operatorom innych systemów gazowych informacji o warunkach świadczenia usług przesyłania paliw gazowych, w tym o współpracy z połączonymi systemami gazowymi,
- 10) realizację obowiązków wynikających z rozporządzenia 715/2009 oraz obowiązków wynikających z rozporządzeń przyjętych na podstawie art. 8 oraz art. 23 rozporządzenia 715/2009.

Mając na uwadze, że na terenie Polski funkcjonuje tylko jeden operator systemu przesyłowego gazowego oraz że na mocy decyzji Prezesa URE z 23 czerwca 2006 r. operatorem tym wyznaczony został OGP Gaz-System S.A., należy stwierdzić, że realizacja wszystkich zadań przypisanych OSP w art. 9c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne w pełni obciąża tę spółkę.

W 2018 r. Prezes URE przedłużył okres obowiązywania udzielonej OGP Gaz-System S.A. koncesji na przesyłanie paliw gazowych oraz okres wyznaczenia OGP Gaz-System S.A. na OSP do 6 grudnia 2068 r. Przedłużenie zarówno decyzji operatorskiej, jak i decyzji koncesyjnej nastąpiło na wniosek ww. przedsiębiorcy złożony w związku z jego zaangażowaniem w budowę międzysystemowego gazociągu

bałtyckiego (Baltic Pipe) stanowiącego połączenie systemów przesyłowych Rzeczypospolitej Polskiej i Królestwa Danii.

Gaz-System S.A. w toku prowadzonego postępowania administracyjnego w sprawie przyznania mu certyfikatu spełnienia kryteriów niezależności w odniesieniu do pełnienia funkcji OSP na sieciach własnych w wyczerpujący sposób wykazał, że realizuje wszystkie zadania OSP określone w art. 9c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Prezes URE decyzją z 22 września 2014 r. przyznał OGP Gaz-System S.A. certyfikat spełnienia kryteriów niezależności określonych w art. 9d ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne.

Jednocześnie OGP Gaz-System S.A. na mocy decyzji Prezesa URE z 17 listopada 2010 r. został z urzędu wyznaczony operatorem systemu przesyłowego na polskim odcinku gazociągu jamalskiego. W tej sprawie Prezes URE również prowadził postępowanie dot. przyznania spółce certyfikatu niezależności, tym razem jednak w modelu niezależnego operatora systemu (tzw. model ISO). Postępowanie w tej sprawie zakończyło się wydaniem 19 maja 2015 r. decyzji przyznającej OGP Gaz-System S.A. certyfikat niezależności w modelu ISO w związku z wykonywaniem przez tę spółkę funkcji OSP na polskim odcinku gazociągu Jamał-Europa Zachodnia. Ponadto, mając na uwadze opinię Komisji Europejskiej, Prezes URE w wydanej decyzji zalecił OGP Gaz-System S.A. przejście w terminie 24 miesięcy od dnia uprawomocnienia się ww. decyzji realizacji zadań w zakresie bieżącej eksploatacji tłoczni gazu i stacji pomiarowych znajdujących się na polskim odcinku gazociągu Jamał-Europa Zachodnia.

Prezes URE monitoruje kwestię zakresu i rodzaju danych przekazywanych właścicielowi sieci przez OSP, jak również spełnianie przez OGP Gaz-System S.A. kryteriów niezależności określonych w art. 9d ust. 1a, w związku z art. 9d ust. 1b i 1c ustawy – Prawo energetyczne. Analiza przedłożonych informacji i dokumentów nie dostarczyła dowodów na istnienie nieprawidłowości w kwestii powiązań pomiędzy ww. spółkami oraz w kwestii zakresu i rodzaju danych przekazywanych przez OSP właścicielowi sieci.

W listopadzie 2018 r. Prezes URE, działając na podstawie art. 9h<sup>1</sup> ust. 12 w związku z art. 9h<sup>1</sup> ust. 7 i ust. 11 ustawy – Prawo energetyczne, wszczął z urzędu postępowanie administracyjne względem OGP Gaz-System S.A. w sprawie określenia kryteriów z art. 9h<sup>1</sup> ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne, które nie są spełnione oraz wyznaczenia terminu na podjęcie działań mających na celu spełnienie tych kryteriów. Postępowanie dotyczy pełnienia przez OGP Gaz-System S.A. funkcji OSP na polskiej części gazociągu jamalskiego i związane jest z brakiem realizacji zalecenia wskazanego w ww. decyzji certyfikacyjnej z 19 maja 2015 r. Postępowanie było kontynuowane w 2019 r.

Również w listopadzie 2018 r. Prezes URE, działając na podstawie art. 9h ust. 14 w związku z art. 9h<sup>1</sup> ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne, wszczął z urzędu postępowanie administracyjne w sprawie zobowiązania przedsiębiorcy SGT EuRoPol GAZ S.A. do podjęcia działań mających na celu spełnienie przez wyznaczonego na jego sieci operatora systemu przesyłowego warunków, o których mowa w art. 9h<sup>1</sup> ust. 7 pkt 2-4 ustawy – Prawo energetyczne oraz wyznaczenia terminu na ich podjęcie. Postępowanie było kontynuowane w 2019 r.

W latach 2017-2018 OGP Gaz-System S.A. aktywnie współpracował z innymi OSP w formie bilateralnej w odniesieniu do wzajemnych połączeń międzysystemowych z operatorami sąsiadującymi, jak również w ramach współpracy na forum ENTSOG. W obszarze połączeń krajowego systemu przesyłowego z systemami sąsiadującymi, OSP prowadzi działalność w oparciu o porozumienia operatorskie z sąsiadującymi OSP. Powyższe porozumienia szczegółowo określają zasady i warunki współpracy dyspozytorskiej w zakresie kontroli nad przepływami gazu na punktach połączeń międzysystemowych na granicach Polski.

Ponadto, Operator prowadził działania bilansujące w celu zapewnienia bezpieczeństwa systemu przesyłowego zgodnie z postanowieniami IRIESP, ustawy – Prawo energetyczne oraz tzw. kodeksów sieci. Operator prowadził działania bilansujące na platformie handlowej prowadzonej przez TGE S.A. Posiadał również możliwość wykorzystania środków tymczasowych do zbilansowania systemu oraz prowadzenia działań bilansujących w obszarze sąsiadujących.

Operator dostarczał użytkownikom systemu i operatorom innych systemów gazowych informacje o warunkach świadczenia usług przesyłania lub dystrybucji, usług magazynowania paliw gazowych lub usług skraplania gazu ziemnego.

Operator realizował również obowiązki wynikające z rozporządzenia 715/2009 oraz obowiązki wynikające z rozporządzeń przyjętych na podstawie art. 8 oraz art. 23 rozporządzenia 715/2009. Przede wszystkim w latach 2017-2018 oferował przepustowość na aukcjach zgodnie z rozporządzeniem CAM NC. Oferta była przedstawiana uczestnikom rynku za pośrednictwem prowadzonej przez Gaz-System platformy aukcyjnej o nazwie GSA. Prowadził także działania bilansujące system przesyłowy stosownie

do postanowień rozporządzenia BAL NC, w tym stosując środki tymczasowe zgodnie ze sprawozdaniem zatwierdzonym przez Prezesa URE.

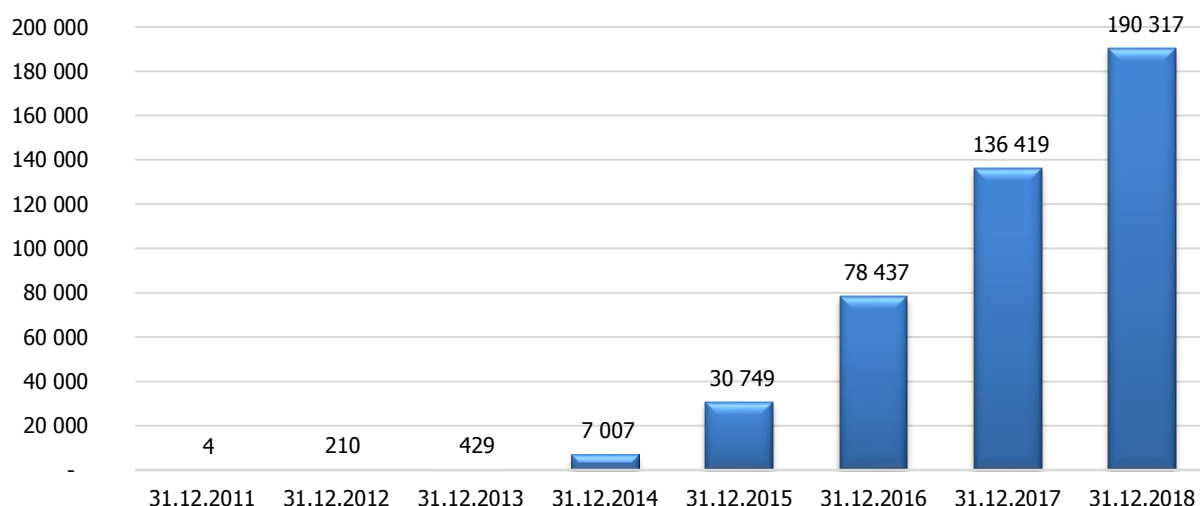
### Monitorowanie stosowania zasady TPA przez operatorów systemów gazowych

Zasada TPA, uregulowana w art. 4 ust. 2 Prawa energetycznego, oznacza możliwość korzystania przez klienta 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 2011-2018. 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 2018 r. wyniosła już 190 317.

**Rysunek 35.** Dynamika zmian sprzedawcy przez odbiorców końcowych (wg liczby przełączeń)



Źródło: Opracowanie własne URE.

Na powyższym rysunku nie zostały uwzględnione przypadki uruchomionej na rzecz odbiorców we wrześniu 2018 r. sprzedaży awaryjnej (rezerwowej) po zaprzestaniu działalności przez dwie spółki obrotu, posiadające łącznie 55 730 odbiorców.

Wartym odnotowania jest fakt, że na 190 317 zmian sprzedawcy dokonanych do końca 2018 r., zdecydowana większość, bo aż 181 453 dotyczyła odbiorców z grup taryfowych W 1-4, czyli głównie odbiorców w gospodarstwach domowych. Taki stan rzeczy może być spowodowany intensyfikacją kampanii reklamowych dedykowanych tej grupie odbiorców. Wzrost zainteresowania konsumentów w tematyce zmiany sprzedawcy na rynku gazu widoczny jest również w intensyfikacji w bieżącym roku zapytań telefonicznych kierowanych do Punktu Informacyjnego dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych – komórki działającej w strukturach URE, której celem jest informowanie konsumentów o przysługujących im prawach na rynkach energii, ale również o ich obowiązkach względem przedsiębiorstw energetycznych.

Istotnym czynnikiem wspierającym wzrost liczby zmian sprzedawcy na rynku gazu jest fakt, by OSD posiadał możliwie największą liczbę 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 2018 r. 145 sprzedawców miało zawarte ważne umowy z OSP, w tym 82 sprzedawców posiadało również umowy z OSD Polską Spółką Gazownictwa Sp. z o.o.

Ocena realizacji przez OSD obowiązków, wynikających z art. 9c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne dokonywana jest także przez **OT URE** przez pryzmat sporów rozstrzyganych w trybie art. 8 ust. 1 ustawy, podczas postępowań koncesyjnych i taryfowych oraz w toku rozpatrywania skarg i wniosków odbiorców na działania OSD.

#### Weryfikacja IRiESD OSD

Oddziały Terenowe w ramach kontrolowania wypełniania przez OSD ich zadań – w okresie sprawozdawczym przeprowadziły weryfikację 23 przedsiębiorstw, które zostały wezwane do przedstawienia stosownych wyjaśnień i dokumentów związanych z realizacją obowiązku opracowania IRiESD, stosownie do zakresu prowadzonej działalności, co uczyniły w wyznaczonym terminie. Analiza nadesłanych IRiESD wykazała, że zostały opracowane w sposób prawidłowy i zawierają wszelkie niezbędne elementy określone w przepisach, a co za tym idzie nie było podstaw do wszczęcia postępowań w sprawie wymierzania kar pieniężnych. Szczegółowe dane wykazano w poniższej tabeli.

**Tabela 28.** Kontrolowanie przedsiębiorstw w zakresie związanym z realizacją obowiązku opracowania IRiESD

Lp.	Wyszczególnienie	2017 r. [szt.]	2018 r. [szt.]	Razem (szt.)
1	OT Szczecin	1	1	2
2	OT Gdańsk	0	0	0
3	OT Poznań	1	0	1
4	OT Lublin	2	2	4
5	OT Łódź	2	2	4
6	OT Wrocław	4	2	6
7	OT Katowice	0	2	2
8	OT Kraków	2	2	4
<b>OGÓŁEM</b>		<b>12</b>	<b>11</b>	<b>23</b>

Źródło: URE.

### 3.7.2. Programy Zgodności – realizacja i wnioski

Na rynku paliw gazowych funkcjonują dwa podmioty zobowiązane do posiadania Programów Zgodności oraz składania sprawozdań: Gas Storage Poland Sp. z o.o. i PSG Sp. z o.o.

W latach 2017-2018 w PSG Sp. z o.o., jak i w Gas Storage Poland Sp. z o.o. nie stwierdzono przypadków naruszenia zasady równego i niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników. Nie wpłynęły również skargi dotyczące stosowania postanowień Programu Zgodności, jak i zawiadomienia o podejrzeniu wystąpienia konfliktu interesów.

Zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne, odpowiedzialnym za realizację obowiązków sprawozdawczych w zakresie Programów Zgodności jest Inspektor ds. Zgodności. Do jego zadań należy m.in. sporządzenie i przesłanie Prezesowi URE sprawozdania z realizacji Programu Zgodności. Zarówno OSD, jak i GSP wykonały obowiązki sprawozdawcze w terminie wynikającym z obowiązujących przepisów oraz opublikowały Programy Zgodności na swoich stronach internetowych.

W 2018 r. Inspektorzy ds. zgodności PSG Sp. z o.o. i Gas Storage Poland Sp. z o.o. brali aktywny udział w pracach nad aktualizacją Wytycznych, o których mowa w pkt 2.6.2.

W 2019 r. Prezes URE oczekuje dostosowania przez operatorów Programów Zgodności do zaktualizowanych Wytycznych.



### **3.8. Wypełnianie przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków dotyczących ewidencji księgowej**

Zgodnie z art. 44 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne przedsiębiorstwa energetyczne mają obowiązek prowadzenia ewidencji księgowej w sposób umożliwiający odrębne obliczanie kosztów i przychodów, zysków i strat w zakresie dostarczania paliw gazowych, w tym kosztów stałych, kosztów zmiennych i przychodów odrębnie dla wytwarzania, przesyłania, dystrybucji i obrotu paliwami gazowymi, magazynowania paliw gazowych i skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, a także do grup odbiorców określonych w taryfie, zapewniając przy tym równoprawne traktowanie odbiorców oraz eliminowanie subsydiowania skrośnego. Natomiast ust. 2 ww. przepisu wskazuje, że przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane do sporządzania i przechowywania, na zasadach i w trybie określonych w przepisach o rachunkowości, sprawozdania finansowego zawierającego bilans oraz rachunek zysków i strat za okresy sprawozdawcze, odrębnie dla poszczególnych rodzajów wykonywanej działalności gospodarczej, o których mowa powyżej.

W świetle art. 44 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, jednym z obowiązków biegłych rewidentów (jako posiadających odpowiednie kwalifikacje do przeprowadzenia tego typu audytu) jest potwierdzenie prawidłowości sprawozdania finansowego przedsiębiorstwa energetycznego z punktu widzenia równoprawnego traktowania odbiorców oraz wyeliminowania subsydiowania skrośnego pomiędzy działalnościami tego przedsiębiorstwa.

Z kolei do obowiązków Prezesa URE należy monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego w zakresie wypełniania przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków dotyczących ewidencji księgowej. Podejmowane przez Prezesa URE działania w tym zakresie były realizowane poprzez sprawdzanie sposobu realizacji tego obowiązku w ramach postępowań o zatwierdzenie taryfy. W przypadku pozyskania informacji wskazujących, że przedsiębiorstwo nie wywiązuje się należycie z ustawowego obowiązku, zawartego w art. 44 ustawy, Prezes URE na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 8 ustawy – Prawo energetyczne jest obowiązany do nałożenia kary pieniężnej na przedsiębiorstwo, które prowadzi ewidencję księgową niezgodnie z zasadami określonymi w art. 44 oraz zgodnie z dyspozycją art. 47 ust. 2 może również odmówić zatwierdzenia taryfy z uwagi na jej niezgodność z tymi przepisami.

Monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego w zakresie wypełniania przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków dotyczących ewidencji księgowej, prowadzone jest także w oddziałach terenowych URE, zasadniczo w trakcie postępowań w sprawie zatwierdzenia taryf dla paliw gazowych.

## **CZĘŚĆ II**

### **Ocena warunków podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej i paliw gazowych**

#### **1. Regulacyjne uwarunkowania uruchamiania nowych jednostek wytwórczych, w tym ze źródeł odnawialnych**

Lata 2017 i 2018 to kolejne lata obowiązywania ustawy OZE, regulującej system wsparcia dla wytwarzania energii i biogazu rolniczego w instalacjach odnawialnego źródła energii. Prace nad nowelizacją ustawy OZE w 2017 r., przy których aktywny udział brał Prezes URE, zakończyły się wejściem w życie ustawy z 7 czerwca 2018 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw<sup>21)</sup>, dokonującej kolejnych ważnych zmian w przepisach tej ustawy, odnoszących się m.in. do systemu wsparcia wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych.

W omawianym okresie na stronie internetowej URE zostało opublikowanych szereg informacji, komunikatów i instrukcji, które wyjaśniały istotne wątpliwości interpretacyjne dotyczące stosowanych przepisów, a także ułatwiały wytwórcom korzystanie z systemów wsparcia wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii.

#### **System wsparcia wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w postaci świadectw pochodzenia**

Przepisami znowelizowanej ustawy OZE objęto zasady wsparcia wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych uregulowane uprzednio w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 18 października 2012 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii<sup>22)</sup>, które utraciło swoją moc 1 lipca 2018 r. Zapisy tego rozporządzenia odnoszące się do warunków technicznych funkcjonowania jednostek wytwarzających energię elektryczną z odnawialnych źródeł energii znalazły swoje odzwierciedlenie w rozporządzeniu Ministra Energii z 7 sierpnia 2018 r. w sprawie wymagań dotyczących sposobu obliczania, pomiarów i rejestracji ilości energii elektrycznej lub ciepła wytwarzanych w instalacjach odnawialnego źródła energii<sup>23)</sup>.

Przepisy ustawy OZE, które weszły w życie 14 lipca 2018 r., m.in. rozszerzyły katalog rodzajowy paliw stanowiących biomasę w rozumieniu art. 2 pkt 3 tej ustawy. Zgodnie z nowymi uregulowaniami w systemie wsparcia mogą również uczestniczyć wytwórcy energii elektrycznej pochodzącej z biomasy w postaci biowęgla lub torfyfikatu. Z dniem 1 lipca 2018 r. zmieniły się również przepisy ustanawiające minimalny wymagany poziom udziału wagowego biomasy pochodzenia rolniczego, w łącznym udziale wagowym całej zużytej biomasy w instalacjach spalania wielopaliwowego oraz dedykowanych instalacjach spalania wielopaliwowego o mocy zainstalowanej elektrycznej wyższej niż 5 MW (gdzie udział ten określono na 85%), a także w dedykowanych instalacjach spalania biomasy oraz układach hybrydowych o mocy zainstalowanej elektrycznej wyższej niż 20 MW (gdzie udział ten określono na 10%). Dodatkowo, 6 grudnia 2018 r. ogłoszone zostało rozporządzenie Ministra Energii z 3 grudnia 2018 r. w sprawie obniżenia wielkości minimalnego udziału wagowego biomasy pochodzenia rolniczego w łącznym udziale wagowym biomasy<sup>24)</sup>. Spełnienie obowiązków wynikających z brzmienia ww. nowych regulacji prawnych jest warunkiem skorzystania przez wytwórców energii elektrycznej z mechanizmów wsparcia wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych.

---

<sup>21)</sup> Dz. U. z 2018 r. poz. 1276.

<sup>22)</sup> Dz. U. z 2012 r. poz. 1229 z późn. zm.

<sup>23)</sup> Dz. U. z 2018 r. poz. 1596.

<sup>24)</sup> Dz. U. z 2018 r. poz. 2279.

W celu ułatwienia przedsiębiorcom przystąpienia do wykonywania działalności gospodarczej polegającej na wytwarzaniu energii elektrycznej, na stronie internetowej urzędu uaktualniane były na bieżąco materiały informacyjne pozwalające usprawnić proces uruchamiania nowych jednostek OZE.

Zgodnie z obowiązującym w 2018 r. brzmieniem art. 32 ustawy – Prawo energetyczne, uzyskania koncesji wymagało wykonywanie działalności gospodarczej m.in. w zakresie wytwarzania energii elektrycznej, z wyłączeniem: wytwarzania energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nieprzekraczającej 50 MW niezaliczanych do instalacji odnawialnych źródeł energii lub do jednostek kogeneracji a także z wyłączeniem wytwarzania energii elektrycznej w mikroinstalacji lub w małej instalacji, wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego, wyłącznie z biogazu rolniczego w kogeneracji, wyłącznie z biopłynów w rozumieniu ustawy OZE.

W konsekwencji nowelizacji ustawy OZE dokonanej w 2018 r., w wielu przypadkach nastąpiło stwierdzenie wygaśnięcia koncesji. Zmienione bowiem zostały m.in. definicje mikroinstalacji OZE oraz małej instalacji OZE. Istotne jest, że w przypadku mikroinstalacji OZE nastąpiło zwiększenie granicznego parametru łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji z 40 kW na 50 kW, natomiast przedział łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej małych instalacji OZE określony został jako: moc większa niż 50 kW i mniejsza niż 500 kW (przed nowelizacją – moc większa niż 40 kW i mniejsza niż 200 kW). Zmiany te miały istotny wpływ na stopień regulacji działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, skutkując zwolnieniem części mikroinstalacji OZE z obowiązku wpisu do rejestru wytwórców energii w małej instalacji odnawialnych źródeł energii, a także „migracją” części instalacji OZE objętych dotychczas obowiązkiem uzyskania koncesji Prezesa URE do zbioru małych instalacji OZE. Wprowadzenie tych zmian skutkowało koniecznością podjęcia w 2018 r. przez URE czynności mających na celu dostosowanie warunków wykonywania reglamentowanej działalności gospodarczej do nowych regulacji prawnych. Zgodnie z dyspozycją przepisów przejściowych ustawy z 7 czerwca 2018 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw, dokonano wykreślenia z rejestru małych instalacji OZE tych wytwórców energii elektrycznej w małej instalacji OZE, którzy z dniem wejścia w życie ustawy zmieniającej stali się wytwórcami energii w mikroinstalacji oraz wpisania do rejestru wytwórców energii w małej instalacji wytwórców „migrujących” z systemu koncesyjnego. Powyższe zmiany zostały potwierdzone wydaniem w ustawowych terminach stosownych zaświadczeń.

**Tabela 29.** Moce zainstalowane w OZE w latach 2017-2018\*

Rodzaj instalacji OZE	Moc zainstalowana wg stanu na 31 grudnia 2018 r.*	
	2017 r.**	2018 r.**
	[MW]	[MW]
Instalacje wykorzystujące biogaz	235,373	237,618
Instalacje wykorzystujące biomasę	1 362,030	1 362,870
Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	103,896	146,995
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	5 848,671	5 864,443
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	988,377	981,504
<b>Łącznie</b>	<b>8 538,347</b>	<b>8 593,430</b>

\* Dane uwzględniają mikroinstalacje (wnioskujące o wydanie świadectwa pochodzenia), małe instalacje, jednostki podlegające koncesjonowaniu przez Prezesa URE oraz jednostki podlegające wpisowi do rejestru działalności regulowanej prowadzonego przez Dyrektora Generalnego Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa.

\*\* W 2017 r. i 2018 r. dokonano aktualizacji decyzji koncesyjnych, w oparciu o Informacje PURE nr 44/2016 oraz nr 60/2017, dotyczących rozumienia pojęcia mocy zainstalowanej elektrycznej.

Źródło: URE.

**Tabela 30.** Instalacje OZE (instalacje objęte koncesją Prezesa URE, wpisem do rejestru wytwórców energii w małej instalacji, mikroinstalacje wnioskujące o wydanie świadectwa pochodzenia) wg stanu na 31 grudnia 2018 r.

Rodzaj instalacji OZE	Sumaryczna moc zainstalowana [MW]	Liczba instalacji
Instalacje wykorzystujące biogaz*	134,930	208
Instalacje wykorzystujące biomasę	1 362,870	48
Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	146,995	671
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	5 864,443	1 198
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	981,504	765

Rodzaj instalacji OZE	Sumaryczna moc zainstalowana [MW]	Liczba instalacji
Instalacje wykorzystujące technologię współspalania biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego z innymi paliwami**	-	32
<b>Łącznie</b>	<b>8 490,742</b>	<b>2 922</b>

\* Nie uwzględnia danych dot. 95 instalacji wytwarzających energię elektryczną z biogazu rolniczego wpisanych do rejestru prowadzonego przez Dyrektora Generalnego Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa.

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

Źródło: URE.

## Aukcyjny system wsparcia wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii

Aukcyjny system wsparcia dedykowany jest zarówno wytwórcom, którzy rozpoczęli wytwarzanie energii elektrycznej przed 1 lipca 2016 r. (w tzw. „instalacjach istniejących”) i dotychczas korzystali z systemu świadectw pochodzenia energii elektrycznej, jak i wytwórcom, którzy planują rozpoczęcie wytwarzania energii elektrycznej po wygraniu aukcji (w tzw. „nowych instalacjach”). Prezes URE został w drodze ustawy OZE umocowany do ogłaszania, organizowania i przeprowadzania za pośrednictwem IPA aukcji na sprzedaż energii elektrycznej pochodzącej z odnawialnych źródeł energii.

Zgodnie z ustawą OZE, przedsiębiorcy zainteresowani przystąpieniem do aukcji z nowymi instalacjami podlegali ocenie formalnej przygotowania do wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii. Ocenę przeprowadzał Prezes URE na wniosek wytwórcy o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji. Weryfikacji podlegała m.in. zgodność wniosku z wymogami ustawy OZE, tj. w zakresie niezbędnych danych i informacji, kompletności załączonej dokumentacji, w tym poprawności tej dokumentacji względem parametrów instalacji objętej wnioskiem, a także zgodności z terminami określonymi przepisami prawa. W wyniku przeprowadzonych postępowań Prezes URE wydawał stosowne zaświadczenia, co umożliwiło wnioskodawcom w okresie ich ważności, wzięcie udziału we właściwych aukcjach.

Wytwórcy energii elektrycznej w istniejących instalacjach odnawialnego źródła energii składali Prezesowi URE deklaracje o przystąpieniu do aukcji. W niektórych przypadkach dla prawidłowego złożenia deklaracji niezbędne było m.in. zaktualizowanie przedmiotu i zakresu decyzji koncesyjnej, bądź też wpisu do rejestru małych instalacji. Składane deklaracje podlegały formalnej i merytorycznej weryfikacji organu, w trakcie której ustalano m.in. datę pierwszego wytworzenia energii elektrycznej, za którą przysługiwało świadectwo pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii, w celu określenia granicznej daty uczestnictwa danej instalacji w aukcyjnym systemie wsparcia. Wytwórcy, w odniesieniu do instalacji, dla których złożone deklaracje zostały pozytywnie zweryfikowane, mogli wziąć udział we właściwych aukcjach tj. o parametrach odpowiadających instalacjom OZE, objętych treścią ww. deklaracji.

Zarówno wniosek o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji, jak i deklarację o przystąpieniu do aukcji przedsiębiorcy mogli składać za pośrednictwem systemu IPA.

Od początku funkcjonowania systemu aukcyjnego do końca 2018 r. Prezes URE ogłosił łącznie 23 aukcje, z czego 18 zostało przeprowadzonych: 3 aukcje w 2016 r., 2 aukcje w 2017 r. oraz 13 aukcji w 2018 r. Aukcja Zwykła AZ/2/2016 nie została przeprowadzona z braku wymaganej liczby ofert, zaś Aukcje Zwykłe 3/2017 – 6/2017 nie zostały przeprowadzone na skutek wejścia w życie rozporządzenia Rady Ministrów, usuwającego ilość i wartość energii elektrycznej przeznaczoną na sprzedaż w drodze aukcji. Spośród wszystkich przeprowadzonych aukcji, rozstrzygniętych zostało łącznie 11 aukcji (w 7 aukcjach przeprowadzonych w 2018 r. – tj. AZ/1-5/2018, AZ/8/2018 oraz AZ/10/2018 – nie złożono wymaganej liczby ofert). Wyniki aukcji przeprowadzonych w latach 2016-2018 zaprezentowane zostały poniżej.

**Tabela 31.** Wyniki aukcji rozstrzygniętych w latach 2016-2018 w podziale na moc zainstalowaną elektryczną instalacji nie większą niż 1 MW oraz większą niż 1 MW

Instalacje nowe /istniejące	Istniejące	Nowe	Nowe
<b>Przedział mocy</b>	≤ 1 MW	≤ 1 MW	> 1 MW
<b>Rodzaje instalacji, którym dedykowano aukcje</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>wykorzystujące hydroenergię</li> <li>biogaz rolniczy</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>wykorzystujące energię promieniowania słonecznego</li> <li>wiatru na lądzie</li> <li>hydroenergię</li> <li>biogaz rolniczy</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>instalacje wykorzystujące biogaz rolniczy, ze składowisk odpadów, z oczyszczalni ścieków oraz biogaz inny niż ww.</li> <li>dedykowane instalacje spalania biomasy</li> <li>układy hybrydowe, w tym w wysokosprawnej kogeneracji</li> <li>instalacje termicznego przekształcania odpadów</li> <li>dedykowane instalacje spalania wielopaliwowego</li> <li>wykorzystujące hydroenergię</li> <li>instalacje wykorzystujące biopłynny</li> <li>instalacje geotermalne</li> <li>elektrownie wiatrowe na morzu</li> </ul>
<b>Łączna ilość energii na sprzedaż [MWh]</b>	4 905 521,00	34 065 000,00	111 609 309,00
<b>Łączna ilość sprzedanej energii [MWh]</b>	1 553 623,87 (32%)	17 947 933,65 (53%)	pow. 44 502 051,996 (pow. 40%)
<b>Łączna wartość energii na sprzedaż [zł]</b>	2 432 424 393,00	16 330 645 423,00	45 201 801 412,00
<b>Łączna wartość sprzedanej energii [zł]</b>	686 339 351,54 (28%)	7 165 486 636,13 (44%)	pow. 9 367 603 261,70 (pow. 21%)
<b>Całkowita liczba ofert wygranych</b>	100	1 019	40

Źródło: URE.

Podsumowując wyniki przeprowadzonych aukcji, uwagę zwraca niski poziom sprzedaży energii elektrycznej osiągnięty w aukcjach dedykowanych instalacjom istniejącym, które zostały przeprowadzone przez Prezesa URE w 2016 r. oraz 2018 r. – zgodnie z rozporządzeniami wykonawczymi do ustawy OZE. Pośród łącznie 4 aukcji dla instalacji istniejących ogłoszonych w latach 2016-2017, rozstrzygnięte zostały 3 – w tym 1 dedykowana biogazowniom rolniczym oraz 2 przeznaczone dla instalacji o poziomie emisji CO<sub>2</sub> nie większym niż 100 kg/MWh i stopniu wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej (tzw. SWM) większym niż 3 504 MWh/MW/rok – których parametry umożliwiały przystąpienie do aukcji w szczególności elektrowniom wodnym. Właśnie z uwagi na rygor bezwzględного utrzymania ww. poziomu SWM przez zwycięską instalację, aukcje AZ/4/2016 oraz AZ/2/2017 nie cieszyły się dużym zainteresowaniem wytwórców energii elektrycznej w hydroelektrowniach. Nadto, wskazać należy, że problemy z dochowaniem parametru SWM, które wystąpiły w efekcie wygranych aukcji przyczyniły się do złagodzenia przez ustawodawcę kryteriów dotyczących dotrzymania tego parametru w drodze kolejnych nowelizacji. Z kolei niska aktywność w systemie aukcyjnym wytwórców energii elektrycznej w istniejących biogazowniach rolniczych, była spowodowana przede wszystkim uruchomionym równolegle systemem wsparcia wytwarzania biogazu rolniczego – tzw. „błękitnych certyfikatów”, dla których wartość praw majątkowych, osiągnana w obrocie giełdowym, pozwalała na wypracowanie wysokich przepływów pieniężnych bez angażowania się w system aukcyjny. Zaprezentowany w tabeli powyżej poziom wartości i ilości sprzedaży energii elektrycznej w przypadku instalacji istniejących jest ponadto rezultatem wymiaru ilości i wartości energii elektrycznej przeznaczanej na sprzedaż, która w przypadku instalacji istniejących istotnie rokrocznie przewyższała rzeczywiste zapotrzebowanie względem liczby i skali tego rodzaju projektów prekwalfikowanych do aukcji, co było także przedmiotem wielokrotnych informacji przekazywanych ustawodawcy przez Prezesa URE. Uwagę zwraca fakt, że żadna z aukcji przeznaczonych dla istniejących instalacji w 2018 r. nie została rozstrzygnięta z powodu braku wymaganej liczby ofert, co spowodowane było oprócz uwarunkowań wymienionych powyżej, efektem uruchomionych również w 2018 r. dodatkowych instrumentów wsparcia – systemów FIT i FIP oraz tzw. rynku mocy. W tej sytuacji, pomimo że cel wprowadzenia systemu aukcyjnego w obszarze instalacji istniejących był słuszny, to liczne zmiany ustawy zniechęciły wytwórców do składania deklaracji i ofert.

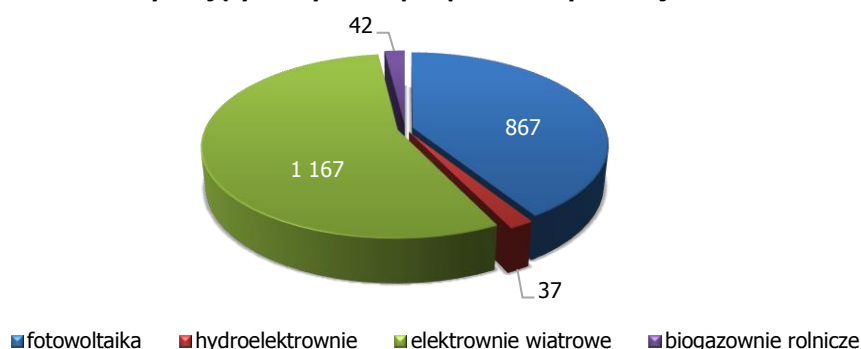


W zakresie aukcji dedykowanych dla instalacji nowych, najwyższe poziomy sprzedaży energii elektrycznej notowano w aukcjach przeznaczonych dla elektrowni wykorzystujących energię wiatru na lądzie oraz energię promieniowania słonecznego – w ramach tych aukcji sprzedano w 2017 r. 99,9% ilości i 80% wartości energii elektrycznej, a w 2018 r. 93% ilości i 53% wartości energii elektrycznej. Osiągnięte rezultaty są bardzo udane – wystąpiła duża konkurencja wpływająca na silny spadek cen. Należy przy tym zauważyć, że niski poziom wartości energii sprzedanej w 2018 r. wynikał z olbrzymiej presji cenowej, która wystąpiła w aukcji AZ/6/2018 dedykowanej w zasadzie wytwórcom energii z wiatru. Równocześnie zwraca uwagę fakt, że w pozostałych aukcjach dedykowanych dla instalacji nowych, osiągnięte wyniki były rezultatem wysokich wolumenów i wartości energii przeznaczonej na sprzedaż w relacji do ilości i skali projektów przekwalifikowanych do tego systemu wsparcia. Niska konkurencja oraz możliwość skorzystania z innego systemu wsparcia w przypadku niepowodzenia sprawiają, że w ramach aukcji nie występuje wystarczająca presja na cenę. Innym zagadnieniem problemowym jest niska frekwencja w aukcjach przeznaczonych dla dużych projektów paliwowych – czego koronnym przykładem jest wynik aukcji AZ/7/2018. W aukcji tej, pomimo przeznaczenia do sprzedaży niezwykle wysokiego wolumenu (57 TWh) i wartości energii elektrycznej (blisko 25 mld zł), zwyciężyła tylko jedna oferta. Wynik tej aukcji jest dowodem na brak zaufania inwestorów do Państwa – liczne, chaotyczne zmiany ustawy OZE, widmo przegranej w rzadko przeprowadzanych aukcjach, a także zdestabilizowany rynek biomasy istotnie zniechęcają wytwórców do ponoszenia wysokich kosztów przygotowania dużych projektów do prekwalifikacji.

W związku z opisanymi powyżej czynnikami mającymi wpływ na poziom zainteresowania potencjalnych uczestników aukcjami na sprzedaż energii elektrycznej, struktura technologii partycypujących w aukcjach przedstawia się następująco:

**Rysunek 36.** Moc zainstalowana elektryczna instalacji odnawialnych źródeł energii [MW], które zwyciężyły w aukcjach rozstrzygniętych w latach 2016-2018

**Udział mocy zainstalowanych poszczególnych technologii instalacji [MW] wynikający z dotychczas przeprowadzonych aukcji\***



\* Bez aukcji AZ/7/2018.

Źródło: URE.

Podsumowując, według stanu na 31 grudnia 2018 r., spośród instalacji, które zostały objęte zwycięskimi ofertami, w systemie aukcyjnym energię elektryczną produkowało<sup>25)</sup>:

- 100 instalacji „istniejących”, o łącznej mocy zainstalowanej 31,790 MW, z czego:
  - 7 instalacji o łącznej mocy 6,993 MW, wykorzystujące wyłącznie biogaz rolniczy;
  - 93 instalacje o łącznej mocy 24,797 MW, wykorzystujące wyłącznie hydroenergię,
- 144 instalacji „nowych”, o łącznej mocy zainstalowanej 124,586 MW, z czego:
  - 3 instalacje o łącznej mocy 2,500 MW, wykorzystujące wyłącznie energię wiatru na lądzie;
  - 140 instalacji o łącznej mocy 119,980 MW, wykorzystujących wyłącznie energię promieniowania słonecznego;
  - 1 instalacja o mocy 2,106 MW, wykorzystująca wyłącznie hydroenergię.

<sup>25)</sup> Według stanu na 8 marca 2019 r.



## System wsparcia wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w postaci systemów FIT/FIP

Ustawa z 7 czerwca 2018 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw<sup>26)</sup> wprowadziła również przepisy dotyczące m.in. nowej formy wsparcia wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii tj. systemy FIT/FIP. Zgodnie z postanowieniami art. 70a ustawy OZE – z systemu FIT mogą korzystać wytwórcy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w małej instalacji lub w mikroinstalacji, którzy sprzedają lub będą sprzedawać niewykorzystaną energię elektryczną do sprzedawcy zobowiązanego. System FIP natomiast przeznaczony jest dla wytwórców energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, którzy sprzedają lub będą sprzedawać niewykorzystaną energię elektryczną, do wybranego podmiotu innego niż sprzedawca zobowiązany.

Zgodnie z brzmieniem art. 70a ust. 1 i 2 ustawy OZE, systemy FIT/FIP dedykowane są dla instalacji odnawialnego źródła energii, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej wyłącznie:

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

Do systemów FIT/FIP mogą przystąpić następujące instalacje odnawialnego źródła energii:

- planowane do uruchomienia, w których dotychczas nie została wytworzona energia elektryczna,
- zrealizowane po 1 lipca 2016 r., które nie korzystały z aukcyjnego systemu wsparcia, o którym mowa w art. 73 ustawy OZE,
- uruchomione i wytwarzające energię elektryczną, które korzystają z systemu wsparcia świadectw pochodzenia, o których mowa w art. 44 ust. 1 ustawy OZE,
- które wygrały aukcje rozstrzygnięte przed dniem wejścia w życie nowelizacji ustawy OZE z 7 czerwca 2018 r. – na zasadach określonych w art. 9 ustawy zmieniającej.

Stała cena zakupu w systemach FIT/FIP, zgodnie z art. 70e ust. 1 ustawy OZE, wynosi 90% ceny referencyjnej określonej na dany rok kalendarzowy w drodze rozporządzenia przez ministra właściwego do spraw energii (por. art. 77 ust. 3 pkt 1 ustawy OZE), obowiązującej na dzień złożenia deklaracji FIT/FIP, odpowiednio dla instalacji wykorzystującej dany rodzaj odnawialnego źródła energii.

Istotne jest, że w myśl art. 70a ust. 4 ustawy OZE systemy wsparcia FIT i FIP nie obejmują przedsiębiorstw będących w trudnej sytuacji w rozumieniu art. 2 pkt 18 rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014 z 17 czerwca 2014 r. uznającego niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu<sup>27)</sup>. Na potrzeby oceny sytuacji ekonomicznej przedsiębiorstw aplikujących do systemów FIT/FIP, w URE opracowane zostały stosowne formularze, które następnie zostały opublikowane na stronie internetowej urzędu.

W 2018 r. wydano 295 zaświadczeń o możliwości sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej, o których mowa w art. 70b ust. 8 ustawy OZE. W przypadku pozostałych złożonych deklaracji, postępowanie administracyjne jest procedowane w 2019 r. albo zawieszono na wniosek wytwórcy.

**Tabela 32.** Zestawienie wydanych w 2018 r. zaświadczeń o możliwości sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej po stałej cenie zakupu, o którym mowa w art. 70b ust. 8 ustawy OZE, z podziałem na rodzaje instalacji

Rodzaj instalacji	Liczba wydanych zaświadczeń	Moc zainstalowana elektryczna [MW]
Wykorzystująca wyłącznie biogaz rolniczy	6	3,317
Wykorzystująca wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów	32	15,830
Wykorzystująca wyłącznie biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków	0	0,000
Wykorzystująca wyłącznie biogaz inny niż określony art. 70a ust. 1 i 2 w pkt 1-3 ustawy OZE	0	0,000
Wykorzystująca wyłącznie hydroenergię	257	57,654
<b>Razem</b>	<b>295</b>	<b>76,801</b>

Źródło: URE.

<sup>26)</sup> Dz. U. z 2018 r. poz. 1276.

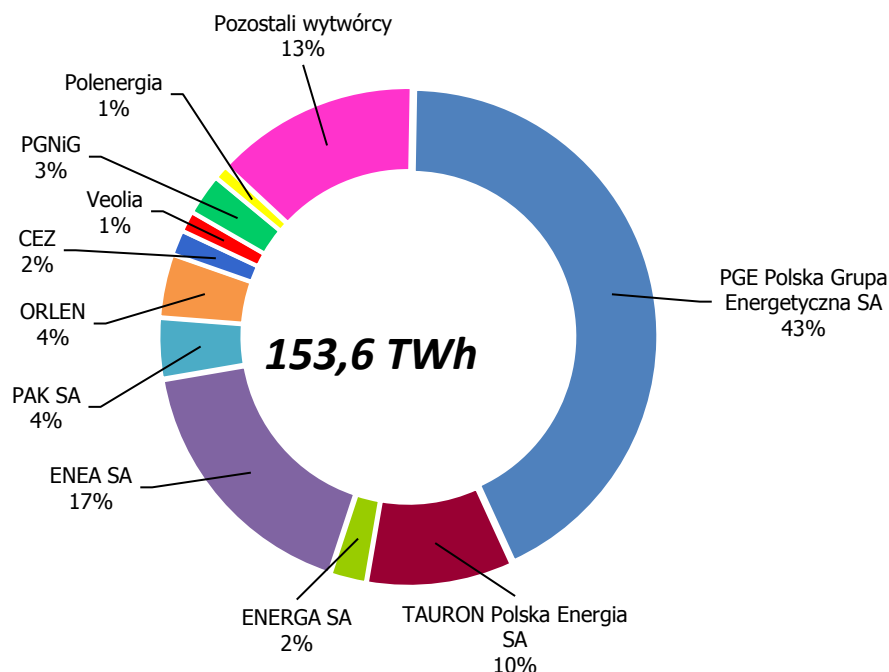
<sup>27)</sup> Dz. Urz. UE L 187 z 26.06.2014, str. 1, z późn. zm.

## 2. Rynek wytwarzania

Największy udział w rynku w podsektorze wytwarzania energii elektrycznej w 2018 r., który wyniósł 42,9%<sup>28)</sup>, utrzymywała grupa kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. (spadek o 0,6 punktu procentowego względem poprzedniego roku). Grupa ta po przejęciu spółek energetycznych grupy EDF stała się również liderem na rynku sprzedaży do odbiorców końcowych, tym samym TAURON Polska Energia S.A., która przez wiele lat miała pozycję dominującą, uplasowała się na drugim miejscu w tym obszarze.

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

**Rysunek 37.** Udział grup kapitałowych w wolumenie energii elektrycznej wprowadzonej do sieci w 2018 r. (przy uwzględnieniu struktury podmiotowej według stanu na 31 grudnia 2018 r.)



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

Źródło: Dane Ministerstwa Energii i URE.

Wskaźnik udziału rynkowego 3 największych podmiotów, mierzony według energii wprowadzonej do sieci (uwzględniającej ilość energii dostarczonej przez wytwórców bezpośrednio do odbiorców końcowych), w 2018 r.<sup>29)</sup> utrzymywał tendencję wzrostową jak w latach ubiegłych i wyniósł 69,7% (co oznacza wzrost o 0,7 punktu procentowego w porównaniu do 2017 r.). Jednocześnie, nieznacznemu spadkowi uległ wskaźnik udziału 3 największych wytwórców w mocy zainstalowanej – o 1,1 punktu procentowego. Trzej najwięksi wytwórcy (skupieni w grupach kapitałowych: PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., TAURON Polska Energia S.A., ENEA S.A.) nadal dysponowali w sumie prawie 2/3 mocy zainstalowanych i odpowiadali za ok. 70% produkcji energii elektrycznej w kraju. Wyżej opisane wskaźniki zostały przedstawione w tab. 33. Przy czym, wśród 3 dominujących podmiotów w rynku wytwarzania energii elektrycznej, w 2018 r. wzrosło znaczenie wytwórców funkcjonujących w grupie kapitałowej ENEA S.A. Taki stan rzeczy wynika z rozpoczęcia eksploatacji w grudniu 2017 r. nowego bloku nr 11 o mocy zainstalowanej 1 075 MW.

<sup>28)</sup> Udział liczony według wolumenu energii elektrycznej wprowadzonej do sieci. Przy czym przy obliczeniu tego wskaźnika uwzględniono strukturę podmiotową według stanu na 31 grudnia 2018 r.

<sup>29)</sup> Przy obliczeniu wskaźników udziału rynkowego 3 największych podmiotów, zarówno według energii wprowadzonej do sieci, jak i według mocy zainstalowanej, uwzględniono strukturę podmiotową według stanu na 31 grudnia 2018 r. tj. m.in. po przejęciu przez PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. aktywów wytwórczych grupy EDF.

Warto zaznaczyć, że na zmniejszenie liczby podmiotów, które dysponują co najmniej 5% udziałem w energii wprowadzonej do sieci, w 2018 r. wobec 2017 r., wpłynęło trwale wycofanie z eksploatacji aktywa wytwórczego w grupie kapitałowej PAK, przez co znaczenie tej grupy w podsektorze wytwarzania energii elektrycznej spadło.

**Tabela 33.** 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>30)</sup>	
					moc zainstalowana	energia wprowadzona do sieci
2017	4	4	63,1	69,0	1 795,9	2 281,1
2018	4	3	62,0	69,7	1 740,0	2 281,0

\* 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 3 największych podmiotów oraz wskaźników HHI, zarówno według energii wprowadzonej do sieci, jak i według mocy zainstalowanej, uwzględniono strukturę podmiotów według stanu na 31 grudnia 2018 r. tj. m.in. po przejęciu przez PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. aktywów wytwórczych grupy EDF.

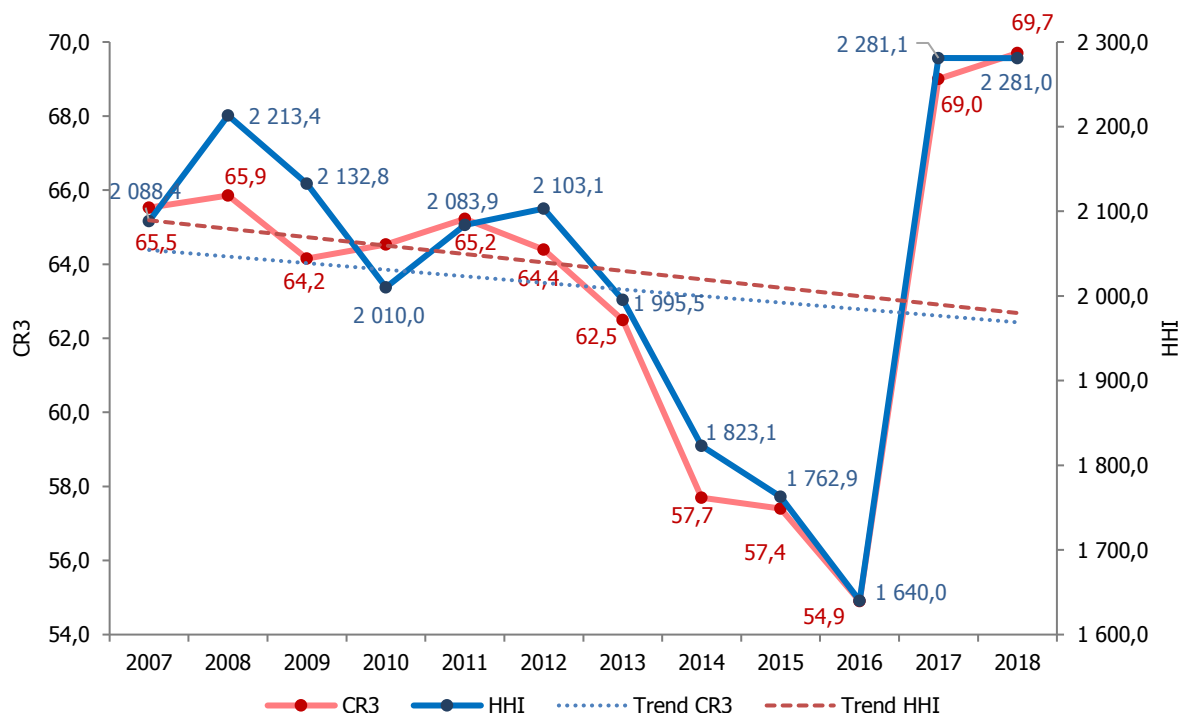
Źródło: Dane Ministerstwa Energii i URE.

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, która utrzymała się w 2018 r. Wysoki poziom obu wskaźników koncentracji zanotowany w 2017 r. nieznacznie zmienił się w 2018 r., według mocy zainstalowanej spadł o 3,1%, zaś według energii wprowadzonej do sieci pozostał na poziomie z 2017 r. Warto podkreślić, że wskaźnik ten liczony dla produkcji już w 2017 r. osiągnął wartość pozwalającą na stwierdzenie, że stopień koncentracji na rynku jest wysoki. Natomiast liczony dla mocy zainstalowanej – znajduje się nieznacznie poniżej granicy wysokiej koncentracji.

Zmiana wskaźnika koncentracji oraz wskaźnika udziału rynkowego 3 największych podmiotów w podsektorze wytwarzania w latach 2007-2018 została przedstawiona na rysunku poniżej.

<sup>30)</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 38.** Stan koncentracji podsektora wytwarzania oraz udziały w rynku największych podmiotów według energii wprowadzonej do sieci w latach 2007-2018



Źródło: Dane Ministerstwa Energii 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 2018 r. na równie wysokim poziomie co w 2017 r. przyczyniło się także oddanie do eksploatacji nowych aktywów wytwórczych w grupie kapitałowej ENEA S.A.

### Stopień płynności rynku

Wolumen obrotu hurtowego energią elektryczną w latach 2017-2018 zaprezentowano w tabeli poniżej. Dane pokazują, że wolumen obrotu hurtowego energią elektryczną w obydwu latach wyniósł ponad 2-krotność krajowego wolumenu zapotrzebowania na energię, co świadczy o dobrej płynności rynku hurtowego.

**Tabela 34.** Wolumen obrotu hurtowego energią elektryczną w 2017 r. i 2018 r.

		2017 r.	2018 r.
Całkowity obrót hurtowy, z tego:		336 908 002	355 353 329
	sprzedaż wytwórców do przedsiębiorstw obrotu	102 204 192	101 040 490
	sprzedaż wytwórców na rynek bilansujący	7 932 651	8 189 362
	sprzedaż wytwórców na giełdę	28 324 366	35 063 286
	sprzedaż przedsiębiorstw obrotu (bez sprzedaży do odbiorów końcowych)	198 446 793	211 060 191
Zużycie energii elektrycznej w kraju		165 852 000	170 932 000

Źródło: Dane Ministerstwa Energii i URE.

## 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 omawianym okresie.

**Tabela 35.** Formy sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców w latach 2017-2018 [TWh]

Rok	Przedsiębiorstwa obrotu	Rynki regulowane, w tym giełda energii	Rynek bilansujący	Eksport	Odbiorcy końcowi	Pozostała sprzedaż*
2017**	103,5	28,3	8,1	0,0	3,2	1,9
2018	101,0	35,1	8,2	0,0	2,1	1,2

\* 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 za 2017 r. w związku ze skorygowaniem danych przez badane podmioty.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Ministerstwa Energii i URE.

**Tabela 36.** Formy sprzedaży energii elektrycznej przez przedsiębiorstwa obrotu w latach 2017-2018 [TWh]

Rok	Przedsiębiorstwa obrotu	Rynki regulowane, w tym giełda energii	Rynek bilansujący	Eksport	Odbiorcy końcowi	Pozostała sprzedaż*
2017**	128,3	63,1	5,9	3,8	123,1	17,6
2018	131,4	70,7	6,3	2,6	125,3	23,7

\* 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 za 2017 r. w związku ze skorygowaniem danych przez badane podmioty.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Ministerstwa Energii i URE.

W wyniku zanotowania dużego spadku obrotów na giełdzie w 2017 r. w porównaniu z 2016 r. został zwiększony obowiązek sprzedaży w publicznym obrocie dla wytwórców energii elektrycznej z 15% w 2017 r. do 30% w 2018 r. dla zachowania pierwotnej koncepcji wprowadzenia obliga giełdowego<sup>31)</sup>. Spowodowało to jednak nieznaczny wzrost wolumenu sprzedaży wytwórców i spółek obrotu poprzez giełdę energii w 2018 r. Zarówno wytwórcy, jak i spółki obrotu w 2018 r. dokonywali sprzedaży znacznej części energii elektrycznej do przedsiębiorstw obrotu w ramach własnej grupy kapitałowej.

W związku z powyższym, w 2018 r. zostały przyjęte nowe regulacje prawne, zgodnie z którymi podniesiono obliga giełdowe do 100% od 1 stycznia 2019 r.<sup>32)</sup>

Jednocześnie wyprzedzając powyższą regulację Minister Energii zaapelował pod koniec lipca 2018 r. do przedsiębiorstw energetycznych, aby od 1 sierpnia 2018 r. obrót energią elektryczną prowadziły wyłącznie na najbardziej konkurencyjnych i transparentnych zasadach, czyli w oparciu o rynek giełdowy. Cztery największe grupy energetyczne, z przewagą udziałów Skarbu Państwa, zapowiedziały dostosowanie się do apelu Ministra. Jednakże zawarte wcześniej umowy sprzedaży m.in. z przedsiębiorstwami obrotu z własnej grupy kapitałowej na 2018 r. nie mogły być anulowane, zatem apel Ministra nie przyniósł wymiennego skutku w postaci istotnego wzrostu wolumenu oferowanej do sprzedaży energii poprzez TGE S.A.

<sup>31)</sup> Regulacja wprowadzona została na podstawie art. 86 ust. 7 pkt 5 i art. 100 ustawy o rynku mocy i obowiązuje przedsiębiorstwa energetyczne sprzedające energię elektryczną wytworzoną od 1 stycznia 2018 r.

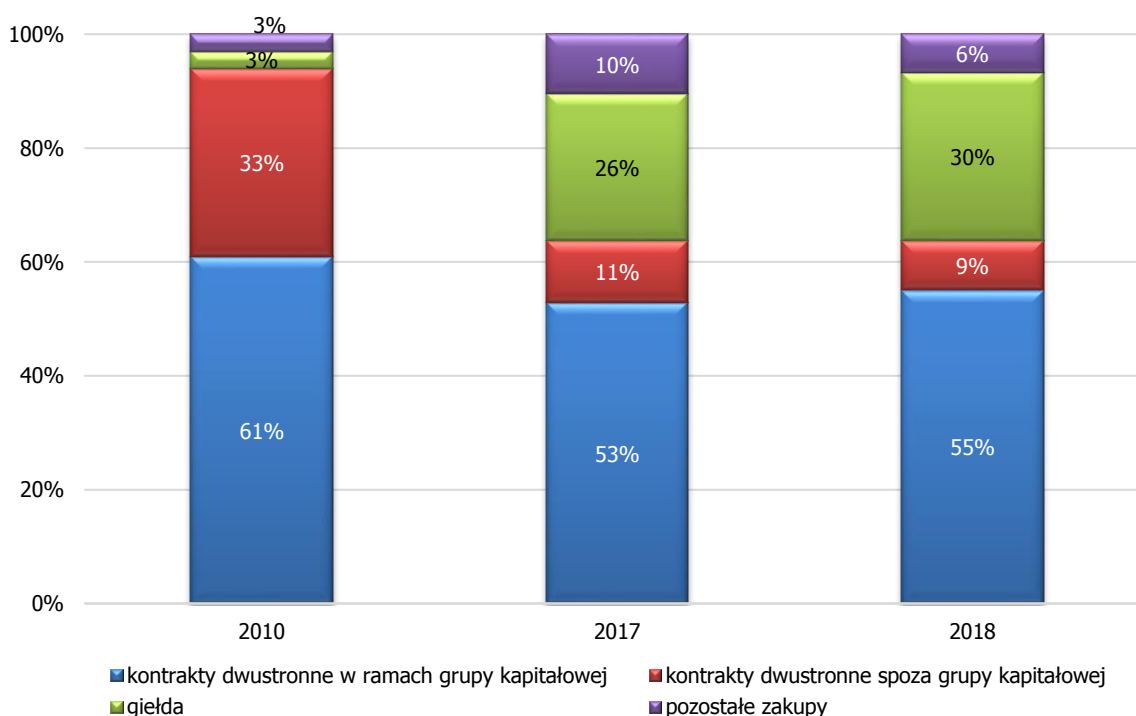
<sup>32)</sup> Regulacja wprowadzona została ustawą z 9 listopada 2018 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2018 r. poz. 2348) i obowiązuje od 1 stycznia 2019 r.

Handel energią elektryczną na krajowym rynku hurtowym jest realizowany w ramach kontraktów bilateralnych (rynek OTC), na rynku zorganizowanym prowadzonym przez TGE S.A. (giełda energii) oraz za pośrednictwem platform brokerskich.

Należy wskazać, że obroty przedsiębiorstw obrotu stanowią kluczową część hurtowego rynku energii elektrycznej. Od 2010 r. przedsiębiorstwa te zwiększały zasadniczo portfel zakupu energii z rynku giełdowego, co przekładało się na wzrost udziału tej formy zaspokajania zapotrzebowania na energię elektryczną w latach następnych w ogólnym wolumenie zakupionej energii elektrycznej. W 2018 r. nastąpiło zwiększenie zakupów poprzez TGE S.A. Jednocześnie przedsiębiorstwa obrotu zmniejszyły portfel zakupu energii w kontraktach dwustronnych spoza grupy kapitałowej, powiększając jednocześnie zakup energii w kontraktach dwustronnych w ramach własnych grup kapitałowych.

Poniższy rysunek obrazuje zmianę struktury kierunków pozyskiwania energii elektrycznej do zaspokojenia popytu na tę energię przez przedsiębiorstwa obrotu.

**Rysunek 39.** Struktura kierunków zakupu energii elektrycznej przez przedsiębiorstwa obrotu w 2018 r. w porównaniu z 2017 r. i z 2010 r. (całość zakupu w 2017 r. wynosi 338 914 945 MWh, w 2018 r. wynosi 362 658 568 MWh)



**Uwaga:** Pozostałe zakupy obejmują zakupy energii w ramach bilansowania energii z elektrowni i przedsiębiorstw obrotu, zakupy z importu, zakupy z rynku bilansującego i innych kierunków.

*Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Ministerstwa Energii i URE.*

## Ceny na hurtowym rynku energii elektrycznej

### *Ceny energii elektrycznej dostarczonej w latach 2017-2018*

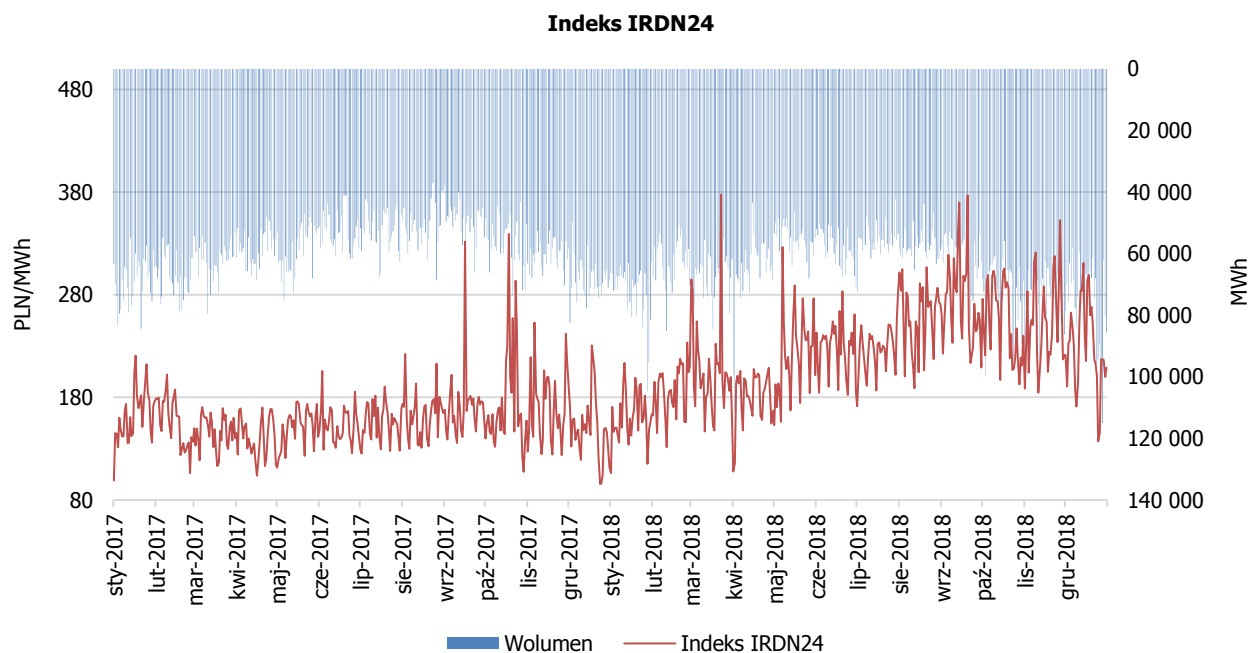
Ceny energii elektrycznej dostarczonej w 2017 r. i 2018 r. zostały odzwierciedlone w ramach trzech wskaźników publikowanych przez Prezesa URE tj. średniej rocznej i kwartalnej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym oraz średniej kwartalnej ceny energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż wynikające z art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne.



## 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 40.** 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 2017-2018



Źródło: URE na podstawie danych TGE S.A.

Średnia ważona wolumenem cena energii elektrycznej na RDN w 2018 r. wyniosła 224,71 zł/MWh i była wyższa względem 2017 r. o 66,75 zł/MWh, kiedy to cena ta wyniosła 157,96 zł/MWh.

## Ceny energii elektrycznej sprzedawanej na TGE S.A.

W 2018 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-19 w całym 2018 r. ukształtowała się na poziomie 242,40 zł/MWh, podczas gdy w 2017 r. średnioważona wolumenem cena transakcyjna analogicznych kontraktów terminowych BASE\_Y-18 wyniosła 167,50 zł/MWh.

Jednocześnie średnia miesięczna cena kontraktów BASE\_Y-19 zawieranych w grudniu 2018 r. wyniosła 281,17 zł/MWh, podczas gdy średnia miesięczna cena analogicznych kontraktów BASE\_Y-18 zawieranych w grudniu 2017 r. wyniosła 177,63 zł/MWh. Oznacza to wzrost ceny tych kontraktów o 58,3%.

## Średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym

Na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE jest zobowiązany publikować do 31 marca każdego roku średnią cenę sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za rok poprzedni.

Średnia roczna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym<sup>33)</sup> w 2017 r. wyniosła 163,70 zł/MWh. Jednocześnie cena ta jest o ok. 4% wyższa niż średnioważona cena kontraktu z dostawą pasmową energii elektrycznej na Rynku Dnia Następnego w 2017 r. (157,94 zł/MWh) i o ok. 2% niższa niż średnioważona cena kontraktu rocznego z dostawą pasmową energii elektrycznej w 2018 r. (BASE\_Y-18) na rynku terminowym (RTT), która w kontraktach zawartych w 2017 r. ukształtowała się na poziomie 167,50 zł/MWh.

Średnia roczna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2018 r. wyniosła 194,30 zł/MWh. Cena ta jest 13,7% niższa niż średnioważona cena kontraktu z dostawą pasmową energii elektrycznej na Rynku Dnia Następnego w 2018 r. (225,10 zł/MWh) i o 19,8% niższa niż średnioważona cena kontraktu rocznego z dostawą pasmową energii elektrycznej w 2019 r. (BASE\_Y-19) na rynku terminowym (RTT), która w kontraktach zawartych w 2018 r. ukształtowała się na poziomie 242,40 zł/MWh.

### Średnia kwartalna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym

Na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 18a ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE jest zobowiązany ogłaszać, w terminie do 90 dni od dnia zakończenia każdego kwartału, średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim kwartale.

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 latach 2017-2018.

**Tabela 37.** Średnie kwortalne ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2017 r. i 2018 r.

Kwartał	2017 r.	2018 r.
	średnia kwartalna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym [zł/MWh]	średnia kwartalna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym [zł/MWh]
I	160,60	174,95
II	162,50	186,21
III	167,86	208,83
IV	164,05	205,50

Źródło: Dane TGE S.A. i URE.

Odnosząc wysokość średniej kwartalnej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2017 r. i 2018 r. do rynku giełdowego prowadzonego przez TGE S.A. należy stwierdzić, że cena ta jest zbliżona do kwartalnych cen z rynku giełdowego. 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 przez Prezesa URE.

### Średnia kwartalna cena energii elektrycznej niepodlegająca obowiązkowi publicznej sprzedaży

Na podstawie art. 49a ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE jest zobowiązany do ogłoszenia w Biuletynie URE w terminie 14 dni od dnia zakończenia kwartału średniej kwartalnej ceny energii elektrycznej niepodlegającej obowiązkowi, o którym mowa w ust. 1 i 2 tego artykułu. Wolumen i średnią kwartalną cenę energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne, w poszczególnych kwartałach 2017 r. i 2018 r. przedstawiono w tab. 38.

<sup>33)</sup> Średnia roczna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym została wyznaczona na podstawie danych dotyczących sprzedaży energii elektrycznej realizowanej przez wytwórców i spółki obrotu w konkurencyjnych segmentach krajowego hurtowego rynku energii elektrycznej, tj. do: spółek obrotu spoza grupy kapitałowej w ramach kontraktów dwustronnych i na giełdę energii. Sprzedaż energii elektrycznej na rynek bilansujący nie została uwzględniona w algorytmie wyznaczania ww. ceny ze względu na techniczny charakter tego segmentu rynku.

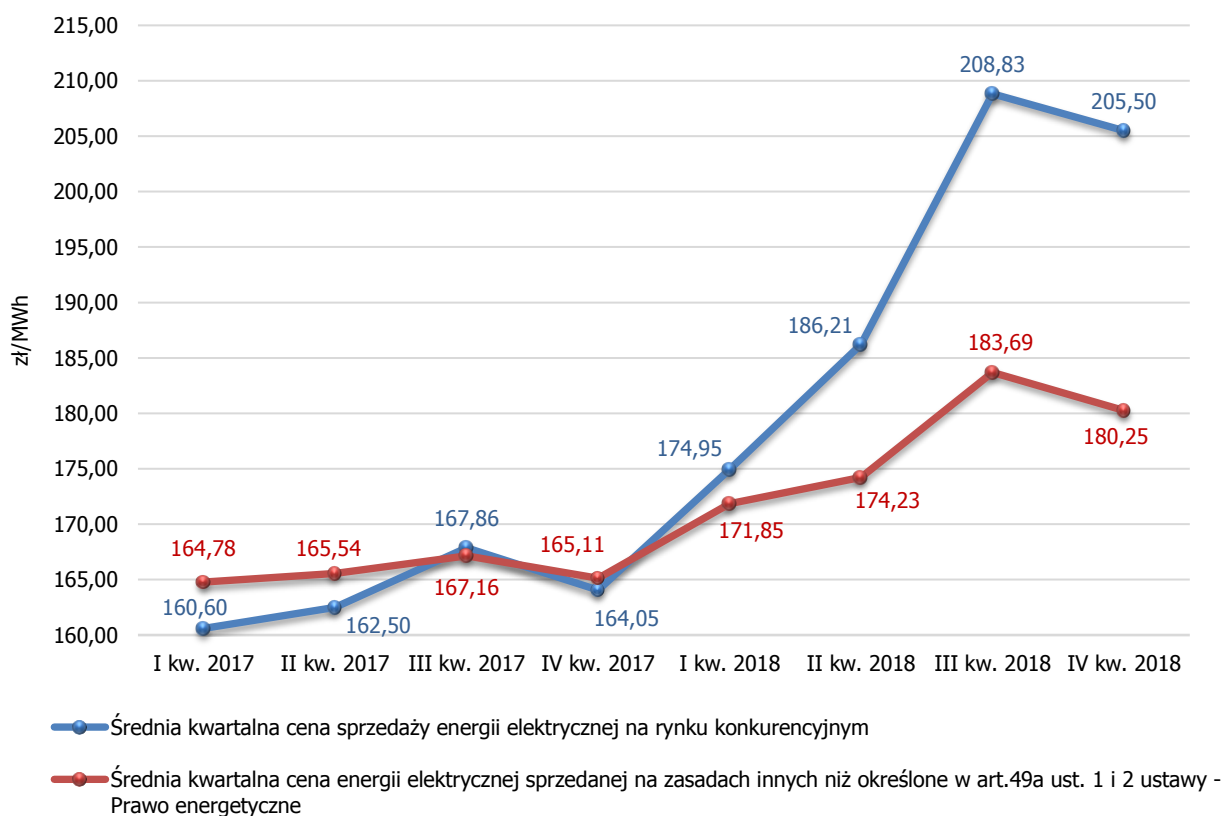
**Tabela 38.** Średnie kwartalne ceny energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne, w 2017 r. i 2018 r.

Kwartały	2017 r.	2018 r.
	średnia kwartalna cena energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne [zł/MWh]	średnia kwartalna cena energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne [zł/MWh]
I	164,78	171,85
II	165,54	174,23
III	167,16	183,69
IV	165,11	180,25

Źródło: URE na podstawie danych przekazanych przez wytwórców energii elektrycznej za poszczególne kwartały 2017 r. i 2018 r.

Na poniższym rysunku przedstawiono porównanie średniej kwartalnej ceny energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne ze średnią kwartalną ceną sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, w poszczególnych kwartałach 2017 r. i 2018 r.

**Rysunek 41.** Średnie kwartalne ceny energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne i średnie kwartalne ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2017 r. i 2018 r.



Źródło: Opracowanie własne URE.

### 3. Przesyłanie lub dystrybucja

#### Energia elektryczna

W latach 2017-2018 zgodnie z brzmieniem art. 32 ust. 1 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne wskazującym, że „uzyskania koncesji wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej” w dalszym ciągu przedsiębiorstwa zamierzające prowadzić działalność w zakresie przesyłania bądź dystrybucji energii elektrycznej zobligowane były do uzyskania koncesji w tym zakresie. Jako działalność infrastrukturalna, stanowiąca obszar monopolu naturalnego, a jednocześnie istotna za względu na bezpieczeństwo dostaw i tym samym bezpieczeństwo energetyczne kraju poddawana jest reżimowi regulacyjnemu.

Zgodnie z zapisami ustawy – Prawo energetyczne na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej wyznaczony jest jeden operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, działający w formie spółki akcyjnej, której jedynym akcjonariuszem jest Skarb Państwa i jest to spółka PSE S.A. OSP w Polsce jest właścicielem sieci przesyłowej, na której prowadzi działalność gospodarczą w zakresie przesyłania energii elektrycznej, na podstawie koncesji udzielonej przez Prezesa URE. W 2017 r. i 2018 r. na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej działał jeden OSP w formule pełnego rozdziału właścicielskiego, określonej w art. 9 ust. 1 dyrektywy 2009/72/WE.

W zakresie prowadzenia działalności dotyczącej dystrybucji energii elektrycznej Prezes URE udzielił odpowiednio w 2017 r. 8 koncesji, a w 2018 r. – 1 koncesję. W toku postępowań o udzielenie koncesji sprawdzono spełnianie przez przedsiębiorstwa zamierzające uzyskać koncesję wymagań określonych w art. 33 ustawy, które uległy zmianie w stosunku do poprzedniego okresu sprawozdawczego. Działalność ta uwzględniała zmiany w obrębie ustawy – Prawo energetyczne, które zostały wprowadzone ustawą z 7 lipca 2016 r. o zmianie ustawy o podatku od towarów i usług oraz niektórych innych ustaw<sup>34)</sup> oraz ustawą z 22 lipca 2016 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw<sup>35)</sup>. Nowelizacje te nałożyły na przedsiębiorstwa prowadzące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej nowe obowiązki w zakresie wykazania niekaralności podmiotów oraz zarządów i rad nadzorczych koncesjonariuszy.

W 2017 r. w zakresie dystrybucji działalność wykonywało 183 OSD wyznaczonych decyzjami Prezesa URE, w tym 5 wydzielonych prawnie z dawnych spółek dystrybucyjnych oraz 178 OSD, niepodlegających obowiązkowi wydzielenia prawnego (wg kryterium 100 000 przyłączonych do swojej sieci odbiorców). Jednocześnie na koniec 2018 r. na rynku energii elektrycznej funkcjonowało również 183 operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, w tym 5 prawnie wydzielonych OSD.

#### Paliwa gazowe

W świetle art. 32 ust. 1 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne, uzyskania koncesji wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych, z wyłączeniem dystrybucji paliw gazowych w sieci o przepustowości poniżej 1 MJ/s.

Zgodnie z art. 33 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne koncesję może otrzymać wnioskodawca mający siedzibę lub miejsce zamieszkania na terytorium państwa członkowskiego Unii Europejskiej Konfederacji Szwajcarskiej, państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym lub Turcji. Ustawa formułuje warunki, które musi spełniać wnioskodawca, aby otrzymać koncesję (art. 33 ust. 1) oraz przesłanki uniemożliwiające otrzymanie koncesji (art. 33 ust. 3 i 3a).

Należy również zauważyć, że zgodnie z art. 33 ust. 3c ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE zawiesza postępowanie o udzielenie koncesji w przypadku wnioskodawcy, wobec którego wydano postanowienie o przedstawieniu zarzutów w sprawie popełniania przestępstwa lub przestępstwa skarbowego mającego związek z prowadzoną przez niego działalnością gospodarczą, lub gdy wydano takie postanowienie wobec osób oraz członków, o których mowa w ust. 3a, do czasu zakończenia postępowań: przygotowawczego oraz sądowego.

W ustawie wskazano również minimalny zakres danych i informacji, które powinny zostać zamieszczone we wniosku o udzielenie koncesji (art. 35 ust. 1). Poza tym, zgodnie z art. 35 ust. 2a ustawy – Prawo energetyczne, w przypadku gdy wniosek o udzielenie koncesji nie zawiera wszystkich

<sup>34)</sup> Dz. U. z 2016 r. poz. 1052 z późn. zm.

<sup>35)</sup> Dz. U. z 2016 r. poz. 1165.

wymaganych ustawą informacji lub dokumentów, Prezes URE wzywa wnioskodawcę do uzupełnienia wniosku w terminie nie dłuższym niż 30 dni od dnia doręczenia wezwania. Jak natomiast stanowi art. 35 ust. 2b tej ustawy wniosek o udzielenie koncesji, który nie zostanie uzupełniony w wyznaczonym terminie, w sposób spełniający wszystkie wymagane ustawą warunki, pozostawia się bez rozpoznania.

Zgodnie z art. 4e<sup>1</sup> ustawy – Prawo energetyczne, usługi przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych mogą być świadczone wyłącznie odpowiednio przez operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego. Oznacza to, że przedsiębiorca posiadający stosowną koncesję nie może wykonywać działalności gospodarczej z zakresu przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych, jeżeli nie posiada jednocześnie statusu operatora systemu. Nieprzestrzeganie powyższego przepisu sankcjonowane jest karą pieniężną (art. 56 ust. 1 pkt 24a ustawy).

Przed wyznaczeniem danego podmiotu na operatora systemu Prezes URE dokonuje weryfikacji, czy kandydat na operatora spełnia wyżej wymienione kryteria określone w art. 9h ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne oraz czy nie zachodzą przesłanki określone w art. 9h ust. 8.

Ponadto, jak wynika z art. 9h<sup>1</sup> ust. 1 Prezes URE może wyznaczyć operatorem systemu przesyłowego lub operatorem systemu połączonego wyłącznie przedsiębiorstwo energetyczne, które uzyskało certyfikat spełniania kryteriów niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1a, albo w przypadku wskazanym w ust. 6.

Należy również odnotować, że zgodnie z art. 9h ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej wyznacza się jednego operatora systemu przesyłowego gazowego albo jednego operatora systemu połączonego gazowego i jednego operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego albo jednego operatora systemu połączonego elektroenergetycznego. Co więcej, w myśl art. 9k ustawy, operator systemu przesyłowego działa w formie spółki akcyjnej, której jedynym akcjonariuszem jest Skarb Państwa.

W związku z powyższym na terytorium Polski funkcjonuje jeden operator systemu przesyłowego, którym jest jednoosobowa spółka Skarbu Państwa OGP Gaz-System S.A. Działalność OSP obejmuje zarządzanie krajowym systemem przesyłowym stanowiącym własność OGP Gaz-System S.A., na podstawie decyzji Prezesa URE wyznaczającej spółkę operatorem systemu przesyłowego na okres do 6 grudnia 2068 r. Spółka prowadzi swoją działalność w oparciu o koncesję na przesyłanie paliw gazowych obowiązującą do 6 grudnia 2068 r. OGP Gaz-System S.A. pełni ponadto funkcję operatora systemu przesyłowego na polskim odcinku gazociągu Jamał-Europa Zachodnia, którego właścicielem jest spółka SGT EuRoPol GAZ S.A. posiadająca koncesję na przesyłanie paliw gazowych. Operatorstwo na odcinku gazociągu tranzytowego wykonywane jest przez OSP w modelu niezależnego operatora systemu na podstawie decyzji Prezesa URE wyznaczającej z urzędu OGP Gaz-System S.A. jako OSP na okres do 31 grudnia 2025 r.

W zakresie prowadzenia działalności gospodarczej dotyczącej dystrybucji lub przesyłania paliw gazowych zarówno na koniec 2017 r., jak i na koniec 2018 r. liczba ważnych koncesji wyniosła 57.

Według stanu na 31 grudnia 2018 r. na terytorium kraju funkcjonował OSD gazowy podlegający wymogom prawnego i funkcjonalnego *unbundlingu*. Tym podmiotem była Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. należąca do GK PGNiG. Spółka ta wykonuje działalność gospodarczą polegającą na dystrybucji paliw gazowych sieciami dystrybucyjnymi o ciśnieniu niskim, średnim i wysokim na potrzeby odbiorców zlokalizowanych na terytorium Polski. Ponadto 54 przedsiębiorstwa energetyczne wykonywały funkcje OSD o charakterze lokalnym. W 2017 r. Prezes URE wyznaczył trzech, zaś w 2018 r. dwóch lokalnych OSD gazowych.

W ustawie – Prawo energetyczne zostały także określone zasady *unbundlingu* OSP i OSD. Ma to na celu zapewnienie skutecznego rozdziału działalności przesyłowej i działalności dystrybucyjnej od działalności związanych z produkcją lub sprzedażą gazu ziemnego.

Niedostosowanie się do wymogów *unbundlingu* sankcjonowane jest karą pieniężną. W świetle art. 56 ust. 2 pkt 20 i 21 ustawy – Prawo energetyczne, karze pieniężnej podlega ten, kto nie przestrzega warunków i kryteriów niezależności operatora systemu, o których mowa w art. 9d ust. 1-2, a także ten, kto nie zapewnia wyznaczonemu dla swojej sieci operatorowi systemu spełnienia warunków i kryteriów niezależności (o których mowa w art. 9d ust. 1-2).

Zakres działalności, którą może wykonywać OSP gazowy uregulowano w art. 9d ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym operator systemu przesyłowego oraz operator systemu połączonego pozostają pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji niezależni od wykonywania innych działalności niezwiązanych z:

- 1) przesyłaniem, dystrybucją lub magazynowaniem paliw gazowych, lub skraplaniem gazu ziemnego, lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego albo
- 2) przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej.

Ponadto, jak stanowi art. 9d ust. 1a ww. ustawy, w celu zapewnienia niezależności operatora systemu przesyłowego oraz operatora systemu połączonego ta sama osoba lub podmiot nie może:

- 1) bezpośrednio lub pośrednio wywierać decydującego wpływu lub wykonywać innych praw względem przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną oraz bezpośrednio lub pośrednio wywierać decydującego wpływu lub wykonywać innych praw względem operatora systemu przesyłowego lub połączonego ani wywierać decydującego wpływu na system przesyłowy lub system połączony,
- 2) powoływać członków rady nadzorczej, zarządu lub innych organów uprawnionych do reprezentacji operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu połączonego, ani względem systemu przesyłowego lub połączonego oraz bezpośrednio lub pośrednio wywierać decydującego wpływu lub wykonywać praw względem przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną,
- 3) pełnić funkcji członka rady nadzorczej, zarządu lub innych organów uprawnionych do reprezentacji operatora systemu przesyłowego lub połączonego, ani względem systemu przesyłowego lub systemu połączonego oraz pełnić tych funkcji w przedsiębiorstwie energetycznym zajmującym się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną.

Ustawa reguluje również zakres niezależności operatora systemu dystrybucyjnego gazowego. Zgodnie z art. 9d ust. 1d ustawy OSD będący w strukturze przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo pozostaje pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji niezależny od innych działalności niezwiązanych z dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej. Ponadto w celu zapewnienia niezależności operatora systemu dystrybucyjnego należy spełnić łącznie następujące kryteria niezależności:

- 1) osoby odpowiedzialne za zarządzanie operatorem systemu dystrybucyjnego nie mogą uczestniczyć w strukturach zarządzania przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo lub przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem, produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi lub przesyłaniem, wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną ani być odpowiedzialne, bezpośrednio lub pośrednio za bieżącą działalność w tym zakresie,
- 2) osoby odpowiedzialne za zarządzanie operatorem systemu dystrybucyjnego mają zapewnioną możliwość niezależnego działania,
- 3) operator systemu dystrybucyjnego ma prawo podejmować niezależne decyzje w zakresie majątku niezbędnego do wykonywania działalności gospodarczej w zakresie dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej,
- 4) organ przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo nie może wydawać operatorowi systemu dystrybucyjnego poleceń dotyczących jego bieżącej działalności ani podejmować decyzji w zakresie budowy sieci lub jej modernizacji, chyba że polecenia te lub decyzje dotyczyłyby działania operatora systemu dystrybucyjnego, które wykraczałyby poza zatwierdzony plan finansowy lub inny równoważny dokument (art. 9d ust. 1e ustawy – Prawo energetyczne).

Co więcej, jak stanowi art. 9d ust. 1h ustawy – Prawo energetyczne, operator systemu przesyłowego, operator systemu dystrybucyjnego oraz operator systemu połączonego nie mogą wykonywać działalności gospodarczej związanej z produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi lub energią elektryczną ani jej wykonywać na podstawie umowy na rzecz innych przedsiębiorstw energetycznych.

W ustawie przewidziano również zakres zwolnień z obowiązków *unbundlingu* dla OSD gazowych. Zgodnie z art. 9d ust. 7 ww. ustawy obowiązek wydzielenia prawnego i organizacyjnego OSD gazowego nie dotyczy przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo obsługującego mniej niż 100 tys. odbiorców przyłączonych do systemu dystrybucyjnego gazowego wchodzącego w skład tego przedsiębiorstwa, jeżeli sprzedaż paliw gazowych przez to przedsiębiorstwo w ciągu roku nie przekracza 150 mln m<sup>3</sup>, a także przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo obsługującego mniej niż 100 tys. odbiorców przyłączonych do systemu dystrybucyjnego gazowego wchodzącego w skład tego przedsiębiorstwa, jeżeli sprzedaż przez to przedsiębiorstwo dotyczy paliw gazowych innych niż gaz ziemny wysokometanowy lub zaazotowany, w tym skroplony gaz ziemny, dostarczanych siecią gazową.

17 stycznia 2017 r. Prezes URE zatwierdził taryfę dla usług przesyłania paliw gazowych nr 10 ustaloną przez OGP Gaz-System S.A. Taryfa ta wprowadzona została do stosowania 1 lutego 2017 r. i obowiązywała, zgodnie z terminem określonym w zatwierdzającej tę taryfę decyzji Prezesa URE, do 31 grudnia 2017 r. Na skutek wprowadzenia ww. taryfy w życie, opłaty użytkowników systemu



przesyłowego były od 5,2% niższe do 3,3% wyższe w stosunku do opłat ustalonych na podstawie taryfy nr 9.

Następnie 29 listopada 2017 r., na okres do 31 grudnia 2018 r., Prezes URE zatwierdził ustaloną przez to przedsiębiorstwo taryfę nr 11. Konieczność zatwierdzenia tej taryfy, nie później niż na 30 dni przed rozpoczęciem okresu taryfowego, tj. minimum na 30 dni przed 1 stycznia 2018 r. wynikała z przepisów art. 30 ust. 1 oraz art. 32 lit. b) rozporządzenia NC TAR, które wprowadziły od 1 października 2017 r. obowiązek publikacji informacji wyszczególnionych w art. 30, m.in. stawek opłat przesyłowych we wskazanym wyżej terminie.

W porównaniu do taryfy nr 10, w taryfie nr 11 wystąpił wzrost średniej stawki na punktach wejścia do systemu przesyłowego (o 4,6%) oraz spadek na punktach wyjścia z systemu przesyłowego: Ewy o 6,0%, EwyPMG o 4,1% i Lwy o 1,0%.

Od 1 stycznia 2018 r. w rozliczeniach z tytułu świadczonych przez OGP Gaz-System S.A. usług przesyłania paliw gazowych stosowana była taryfa nr 11, zatwierdzona decyzją Prezesa URE z 29 listopada 2017 r. na okres do 31 grudnia 2018 r.

Konieczność wcześniejszego zatwierdzenia taryfy wynikała z przepisów art. 30 ust. 1 oraz art. 32 lit. b) rozporządzenia NC TAR – o czym mowa wyżej.

2 lutego 2018 r. OGP Gaz-System S.A. został wezwany do przedłożenia wniosku o zatwierdzenie taryfy nr 12 dla usług przesyłania paliw gazowych (na 2019 r.). Stosowny wniosek został przedłożony 29 marca 2018 r. Decyzją z 1 czerwca 2018 r. Prezes URE zatwierdził Taryfę dla usług przesyłania paliw gazowych nr 12 na okres do 31 grudnia 2019 r.<sup>36)</sup>

Powyższy – znacznie wcześniejszy – termin zatwierdzenia taryfy nr 12 wynikał 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 poniedziałek lipca – art. 11 ust. 4 rozporządzenia CAM), muszą być znane taryfy przesyłowe, które będą obowiązywały w okresie udostępniania produktu, którego dotyczy aukcja.

Przepisy ustawy – Prawo energetyczne, obowiązujące w dniu zatwierdzenia ww. taryfy (art. 47 ustawy), uniemożliwiały jednak wprowadzenie zatwierdzonej taryfy do stosowania po upływie 45 dni od dnia jej zatwierdzenia. Konieczne było zatem dostosowanie przepisów Prawa energetycznego pozwalające na wprowadzenia taryfy zatwierdzonej w trybie określonym przez NC TAR do stosowania w terminie późniejszym niż 45 dni od jej opublikowania. Niezbędne zmiany w tym zakresie zostały ostatecznie wprowadzone przepisami: art. 4 (zmiana w art. 47 ustawy – Prawo energetyczne) i art. 19 (przepis przejściowy) ustawy z 6 czerwca 2018 r. o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw.

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. 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.

W taryfie na 2019 r. udział przychodów uzyskiwanych z opłat stałych, zarówno dla gazu wysokometanowego, jak i zaazotowanego, wyniósł 100%, co stanowiło zmianę w porównaniu do taryfy obowiązującej w 2018 r., w kalkulacji której uwzględniono 10-procentowy udział przychodów z opłat zmiennych. Rozwiązanie to ma zapewnić stabilność przychodów operatora systemu przesyłowego, istotną w sytuacji prowadzenia znacznych inwestycji w systemie przesyłowym. Natomiast utrzymano dotychczasowy podział przychodu na punkty wejścia i wyjścia w proporcji 45/55. Stawki na punktach wejścia i wyjścia do/z magazynów zostały ustalone także z zachowaniem zasady zastosowanej w taryfie nr 11, 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 utrzymano zastosowany w poprzedniej taryfie upust w wysokości 100%, dzięki czemu nie są pobierane opłaty za wprowadzenie gazu do systemu przesyłowego w tym punkcie.

---

<sup>36)</sup> <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe/3638,Taryfy-opublikowane-w-2018-r.html>

W 2017 r. przedsiębiorstwo energetyczne Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. prowadziło rozliczenia za świadczone przez siebie usługi na podstawie taryfy nr 3 dla usług dystrybucji paliw gazowych i usług regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, zatwierdzonej decyzją Prezesa URE z 17 grudnia 2014 r.

Wynikało to z faktu dwukrotnej odmowy zatwierdzenia przez Prezesa URE:

- taryfy nr 4, ustalonej na okres do 30 czerwca 2017 r. – dokonanej decyzją z 23 grudnia 2016 r.,
- taryfy nr 5, ustalonej na okres do 31 grudnia 2017 r. – dokonanej decyzją z 31 lipca 2017 r.

Uzasadnieniem decyzji odmawiających zatwierdzenia przedłożonych przez przedsiębiorstwo taryf: nr 4 i 5 był fakt przyjęcia do ich kalkulacji kosztów, które nie spełniały wymogów właściwych dla kosztów uzasadnionych, określonych w ustawie – Prawo energetyczne i rozporządzeniu taryfowym dla paliw gazowych oraz ustaleniu stawek opłat dystrybucyjnych, które nie zapewniały ochrony interesów odbiorców przed ich nieuzasadnionym poziomem. W przypadku obu decyzji odmawiających zatwierdzenia taryfy, PSG Sp. z o.o. złożyła odwołania do SOKiK.

Postępowanie o zatwierdzenie kolejnej taryfy, tj. taryfy nr 6 dla usług dystrybucji paliw gazowych i usług regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, wszczęte przez Prezesa URE 6 listopada 2017 r., nie zostało w 2017 r. zakończone. Z uwagi na konieczność wyjaśnienia wszystkich wątpliwości oraz dokonania gruntownej analizy przedłożonego wniosku o zatwierdzenie wskazanej taryfy nr 6 – postępowanie administracyjne zakończyło się dopiero w styczniu 2018 r.

25 stycznia 2018 r. została zatwierdzona i opublikowana w Biuletynie URE taryfa nr 6 PSG Sp. z o.o. dla usług dystrybucji paliw gazowych i usług regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego na okres do 31 grudnia 2018 r. Na jej mocy, średnia opłata za usługę dystrybucji spadła o ponad 7%. Dodatkowo, w ramach decyzji ujednociono kryteria kwalifikacji odbiorców do grup taryfowych o ciśnieniu powyżej 0,5 MPa dla gazu Lw. Ponadto ujednociono stawki opłat za przyłączenie do sieci, zarówno ryczałtowe za przyłączy do 15 m, jak i za każdy metr powyżej 15 m. Zrównanie stawek zostało dokonane na poziomie najniższych stawek, tj. stawek obszaru tarnowskiego, powiększonych o 3%. Przedmiotowa taryfa została wprowadzona do stosowania 1 marca 2018 r.

Następnie 14 września 2018 r. została zatwierdzona i opublikowana zmiana taryfy nr 6 PSG Sp. z o.o. Powodem była okoliczność przewidziana w § 46 rozporządzenia taryfowego, tj. nabycie sieci gazowej od przedsiębiorstwa energetycznego, wykonującego działalność gospodarczą w zakresie przesyłania paliw gazowych. W ramach tej zmiany przedsiębiorstwo dostosowało również zapisy swojej taryfy do zapisów rozporządzenia Ministra Energii z 15 marca 2018 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi, a także zmieniło wysokość bonifikat z tytułu niedotrzymania standardów jakościowych obsługi odbiorców. Ponadto w taryfie pojawiły się postanowienia dotyczące prowadzenia rozliczeń w oparciu o tzw. układy przedpłatowe a stawki opłat za przyłączenie do sieci dla odbiorców z grupy przyłączeniowej B zostały obniżone.

## 4. Przeszkody w rozwoju OZE w opinii przedsiębiorców

Doświadczenia z aukcji przeprowadzonych w latach 2016-2018 uwypukliły główny problem funkcjonowania aukcyjnego systemu wsparcia, tj. brak stabilnego otoczenia formalno-prawnego dla tego systemu. Do najważniejszych „zmiennych” należy zaliczyć:

- wątpliwości czy proponowane w ustawie systemy wsparcia dla OZE są zgodne z unijnymi zasadami pomocy publicznej. Konieczność notyfikowania ustawy OZE, a następnie zawieszenia postępowania przed KE, miała swoje konsekwencje dla systemu aukcyjnego w 2017 r. – zaplanowane na jesień tego roku aukcje zostały odwołane. Ponadto obowiązujące w latach 2016-2017 reguły kumulacji pomocy publicznej nie pozwalały wytwórcom uczestniczyć w aukcjach na równych zasadach. Zasady te zmieniono dopiero w 2018 r., powodując, że fakt uprzedniego otrzymania pomocy inwestycyjnej pozostaje neutralny dla warunków konkurencyjnych organizowanych aukcji,
- skrócenie w 2018 r. obowiązkowych terminów dla wytwórców, którzy wygrali aukcję tj. terminu sprzedaży po raz pierwszy energii elektrycznej (art. 79 ustawy OZE) oraz terminu maksymalnego wieku urządzeń wytwórczych, o których mowa w art. 74 ustawy OZE,
- podział na tzw. koszyki aukcyjne. W aukcjach przeprowadzanych w latach 2016-2017 wprowadzono podział koszyków aukcyjnych względem stopnia wykorzystania mocy oraz poziomu emisyjności

instalacji. Kłopoty wytwórców związane przede wszystkim z osiągnięciem odpowiedniego SWM, skutkowały w 2018 r. uchynieniem tych wymogów,

- sposób rozstrzygnięcia aukcji. W aukcjach przeprowadzanych w latach 2016-2017 aukcję wygrywali uczestnicy aukcji, którzy zaoferowali najniższą cenę sprzedaży energii elektrycznej – aż do wyczerpania ilości lub wartości tej energii określonej w ogłoszeniu o aukcji. Od 2018 r. aukcję wygrywają uczestnicy aukcji, którzy zaoferowali najniższą cenę sprzedaży energii elektrycznej, pomniejszoną o kwotę podatku od towarów i usług, których oferty łącznie nie przekroczyły 100% wartości lub ilości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii określonej w ogłoszeniu o aukcji oraz 80% ilości energii elektrycznej objętej wszystkimi złożonymi ofertami. Powyższym zapisem wprowadzono mechanizm konkurencyjności aby uniknąć przypadku, gdy wszystkie oferty wygrywają aukcję, nawet jeśli ilość lub wartość energii elektrycznej złożonych ofert nie wyczerpuje całego wolumenu lub wartości wskazanych w ogłoszeniu o aukcji.

Powyższe, zmienne zasady funkcjonowania aukcyjnego systemu wsparcia skutkowały również praktycznymi utrudnieniami w zakresie przeprowadzenia aukcji. Przede wszystkim wynikała konieczność implementacji nowych zasad rozstrzygnięcia aukcji do Internetowej Platformy Aukcyjnej, co przy braku wystarczających środków powodowało, że dostosowanie IPA do kolejnych zmian przepisów miało charakter prowizoryczny i doraźny. Dodatkowo, częste i niespodziewane zmiany prawa zniechęcały wytwórców do odpowiednio wczesnego składania wniosków i deklaracji. Dochodziło zatem do sytuacji, że większość wniosków i deklaracji było składanych w ostatnich tygodniach przed terminem aukcji, istotnie utrudniając przeprowadzanie prekwalfikacji oraz dalszą obsługę związaną z ustanawianiem i uznawaniem zabezpieczeń finansowych niezbędnych do wzięcia udziału w aukcjach.

Należy zwrócić uwagę, że funkcjonowanie wprowadzonych w 2018 r. systemów wsparcia wytwarzania energii z wybranych rodzajów odnawialnych źródeł energii – systemy FIT/FIP, zostało w 2019 r. wstrzymane – dla deklaracji FIT/FIP składanych w 2019 r. Powodem był brak przepisów wykonawczych do ustawy OZE pozwalających na określenie w 2019 r. stałej ceny zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w poszczególnych rodzajach instalacji OZE aplikujących do systemów FIT/FIP oraz regulacji odnoszących się do kosztów kwalifikowalnych<sup>37)</sup>. To zagrożenie dla dalszego funkcjonowania systemów FIT/FIP było sygnalizowane w Informacji Prezesa URE nr 101/2018 z 11 grudnia 2018 r. w sprawie składania deklaracji o zamiarze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej po stałej cenie zakupu ustalonej zgodnie z art. 70e ustawy o odnawialnych źródłach energii.

Dodatkowo należy wskazać, że ustawa o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji wprowadziła do aukcyjnego systemu wsparcia nowe tzw. „koszyki aukcyjne”, jak również analogicznie uzupełniła systemy FIT/FIP. W konsekwencji istnieje pilna potrzeba dostosowania Internetowej Platformy Aukcyjnej do zmienionych przepisów prawa, celem zapewnienia skutecznego i efektywnego przeprowadzenia aukcji w 2019 r. Dostosowanie to bezwzględnie wymaga zapewnienia środków finansowych na prace programistyczne i utrzymanie dalszego funkcjonowania Internetowej Platformy Aukcyjnej w nowym stanie prawnym.

Warto także wskazać, że w omawianym okresie przedsiębiorcy podczas spotkań na konferencjach branżowych, a także w toku postępowań administracyjnych i wyjaśniających sygnalizowali oddziałom terenowym URE następujące kwestie:

- niekorzystne otoczenie prawne dla OZE (szczególnie przed uchwaleniem ustawy OZE),
- zmieniające się ustawodawstwo, w tym liczne nowelizacje ustawy OZE w przedmiocie definicji: instalacji OZE, prosumenta i formuły jego rozliczania,
- konieczność dostosowania się do wymogów aukcji w wyniku zmiany dotychczas funkcjonującego systemu wsparcia na system aukcyjny,
- trudności we współpracy z operatorem systemu dystrybucyjnego przy zawieraniu umów, instalowaniu odpowiednich liczników i bilansowaniu energii elektryczną pobranej z sieci z energią wytworzoną.

Ponadto ze składanych w tym zakresie skarg rozpatrywanych przez OT URE wyłania się kwestia rozliczeń prosumentów (bilansowanie handlowe, bilansowanie międzystrefowe oraz bilansowanie międzyfazowe). Problem bilansowania handlowego ogranicza swobodę wyboru sprzedawcy przez prosumenta. Ponieważ zobowiązaniem do rozliczania prosumenta jest sprzedawca z urzędu, inni

---

<sup>37)</sup> Tj. przepisów rozporządzenia Ministra Energii w sprawie maksymalnej ceny „referencyjnej” w złotych za 1 MWh, za jaką może zostać w danym roku kalendarzowym sprzedana przez wytwórców w drodze aukcji energia elektryczna z odnawialnych źródeł energii oraz przepisów rozporządzenia Ministra Energii określających szczegółowy katalog kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji.

sprzedawcy pomimo praktyki zawierania umów kompleksowych i braku przeszkód prawnych często nie wyrażają woli prowadzenia rozliczeń wynikających z niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej i pobieranej z systemu dla danego punktu poboru energii elektrycznej. W tym stanie rzeczy prosument albo nie może zmienić sprzedawcy (jeżeli posiada zawartą umowę kompleksową ze sprzedawcą z urzędu), albo nie może uruchomić instalacji (jeżeli posiada umowę kompleksową zawartą na czas oznaczony ze sprzedawcą działającym w warunkach rynkowych). Zjawisko to wymaga uregulowania w ramach projektowanych rozwiązań prawnych w szczególności w odniesieniu do kwestii bilansowania handlowego.

Kwestie bilansowania międzyfazowego i międzystrefowego wymagają doprecyzowania lub przynajmniej wdrożenia przez operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych określonych jednolitych praktyk w prowadzonych z prosumentami rozliczeniach.

Ponadto przedsiębiorcy sygnalizowali:

- brak warunków technicznych i ekonomicznych przyłączenia do sieci,
- trudności ze spełnieniem wymagań związanych z szeroko pojętą ochroną środowiska – uzyskanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach inwestycji,
- trudności związane z uzyskaniem dokumentów zezwalających na lokalizację inwestycji na danym terenie,
- czas realizacji przez OSD umów przyłączeniowych,
- brak akceptacji inwestycji przez społeczność lokalną,
- ograniczenia możliwości zwiększenia mocy zainstalowanej instalacji – po wygranej aukcji, ze względu na niejednolite stanowisko w zakresie wymogów związanych z miejscem przyłączenia instalacji (wyprowadzenie mocy).

## CZĘŚĆ III

### Postulowane zmiany legislacyjne

#### Energia elektryczna

*Postulowane zmiany legislacyjne dot. usunięcia z kompetencji Prezesa URE badania planów inwestycyjnych wytwórców energii elektrycznej, o których mowa w art. 16 ust. 20 i 21 ustawy – Prawo energetyczne*

Prezes URE realizując zadania wynikające z ustawy – Prawo energetyczne w zakresie monitorowania bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej przeprowadza, w horyzoncie 2-letnim, badanie planów inwestycyjnych wytwórców energii elektrycznej, wypełniających obowiązek sporządzenia i przedłożenia Prezesowi URE 15-letnich prognoz, zgodnie z art. 16 ust. 20 i 21 ustawy – Prawo energetyczne.

Zgodnie z brzmieniem art. 16 ust. 20 ustawy – Prawo energetyczne, informacje o 15-letnich prognozach i ich aktualizacjach w zakresie przedsięwzięć dotyczących modernizacji, rozbudowy istniejących lub budowy nowych źródeł, przedkładają Prezesowi URE przedsiębiorstwa wytwarzające energię elektryczną eksploatujących źródła o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 50 MW.

Wskazać należy, że informacje o ww. prognozach przedsiębiorstwa równolegle przekazują do operatorów systemów elektroenergetycznych, do których sieci są przyłączone (art. 16 ust. 21).

Informacje o zamierzeniach inwestycyjnych składa Prezesowi URE ok. 60 wytwórców energii elektrycznej, co stanowi niewiele ponad 5% koncesjonowanych przedsiębiorstw energetycznych w obszarze wytwarzania energii elektrycznej<sup>38)</sup>. W konsekwencji, analiza danych i informacji od przedsiębiorstw wytwórczych oraz formułowane wnioski na podstawie zgromadzonych danych ze

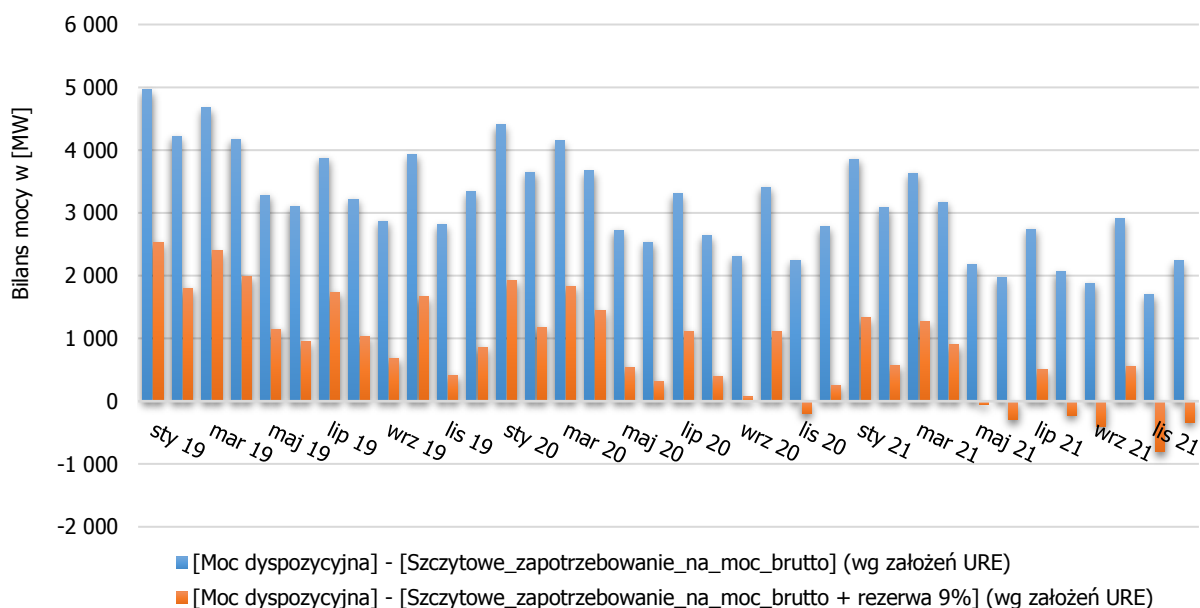
---

<sup>38)</sup> Biorąc pod uwagę, że niektóre przedsiębiorstwa energetyczne nie mają obowiązku uzyskania koncesji (na podstawie art. 32 ust. 1 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne), liczba wytwórców energii elektrycznej jest znacznie większa niż liczba przedsiębiorstw znajdujących się w bazie koncesji URE.

względu na niepełny zakres zbieranych informacji mogą prowadzić do istotnych rozbieżności wobec faktycznego stanu i potrzeb inwestycyjnych całego sektora energii elektrycznej. Tym samym, wnioskowanie na podstawie informacji przedstawianych przez 60 wytwórców Prezesowi URE może nie być miarodajne dla prawidłowej oceny zapewnienia odbiorcom bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w horyzoncie krótko- i długoterminowym.

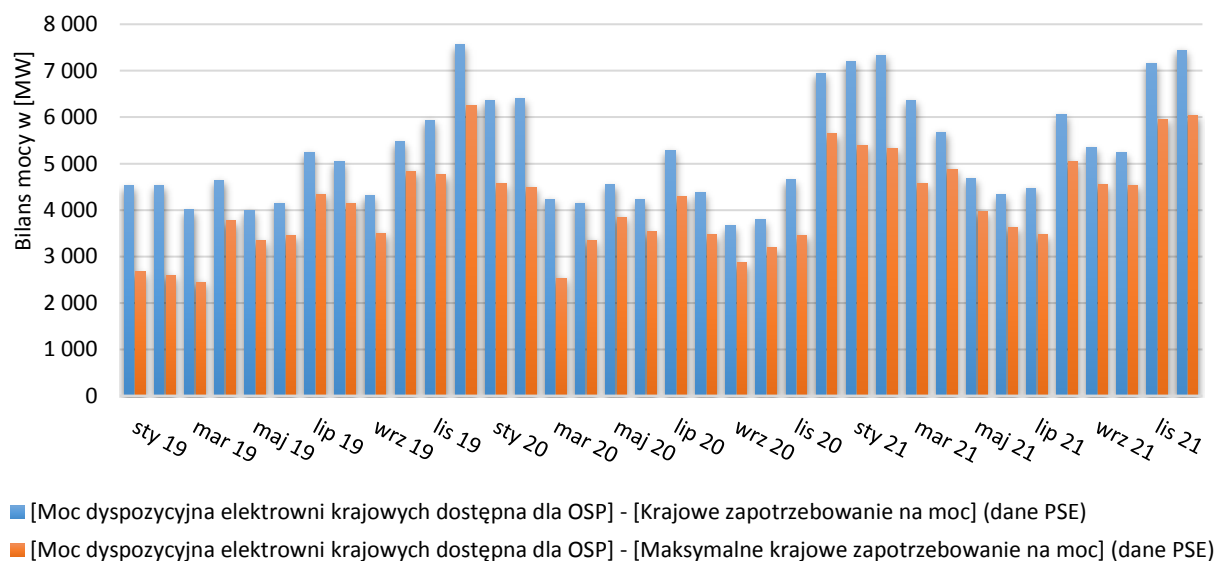
Jako uzasadnienie tego wniosku może służyć analiza URE bazująca na niepełnych informacjach zgodnie z art. 16 ust. 20 i 21 ustawy – Prawo energetyczne w porównaniu z analizą PSE S.A., która opiera się na pełnych danych. Obrazują to dane przedstawione na poniższych rysunkach.

**Rysunek 42.** Bilans mocy dyspozycyjnej i szczytowego zapotrzebowania brutto na moc z uwzględnieniem rezerwy mocy na poziomie 9% w okresie od stycznia 2019 r. do grudnia 2021 r. Badanie URE



Źródło: URE na podstawie danych wynikających z badania ankietowego oraz danych PSE S.A.

**Rysunek 43.** Bilans mocy dyspozycyjnej i szczytowego zapotrzebowania brutto na moc w okresie od stycznia 2019 r. do grudnia 2021 r. Dane PSE S.A.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

### *Postulowane zmiany legislacyjne w zakresie rozliczania prosumentów*

Pierwszy obszar dotyczący prosumentów, wymagający uregulowań w przepisach prawa dotyczy rozliczania energii elektrycznej w przypadku prosumentów korzystających z instalacji trójfazowej. W takiej sytuacji mamy do czynienia z różnymi rozwiązaniami układowymi (instalacje fotowoltaiczne podłączone tylko do jednej fazy bądź do wszystkich trzech faz) oraz różnymi podejściami (sposobami) pomiaru i bilansowania energii pobieranej z sieci oraz wprowadzanej do sieci. Stosowane obecnie przez przedsiębiorstwa energetyczne różne rozwiązania prowadzą do odmiennych efektów finansowych i są powodem skarg prosumentów. To zagadnienie, określane często „bilansowaniem międzyfazowym” wymaga ujednoczenia i uszczegółowienia w przepisach prawa.

Drugi problem wymagający zmian legislacyjnych dotyczy rozliczania prosumentów korzystających z wielostrefowych grup taryfowych (najczęściej G12). Tutaj również istnieje co najmniej kilka rozwiązań co do sposobu pomiaru i bilansowania energii wytwarzanej i pobieranej z sieci. W tym obszarze obserwowany jest wzrost skarg prosumentów, którzy wyrażają niezadowolenie z różnych metod rozliczeń stosowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne. Obecne regulacje prawne nie wskazują konkretnego sposobu rozliczania prosumentów zakwalifikowanych do wielostrefowych grup taryfowych, zatem konieczna jest pilna zmiana (uzupełnienie) obowiązujących przepisów w tym zakresie.

Zdarza się, że w przypadku niektórych prosumentów oba problemy występują łącznie, co dodatkowo potęguje zaistniałe wątpliwości prosumentów.

### *Krajowy plan ograniczeń*

W wyniku wprowadzenia przez PSE S.A. i Radę Ministrów ograniczeń w dostarczaniu i odbiorze energii elektrycznej w sierpniu 2015 r., do Prezesa URE napływało wiele postulatów i sygnałów od różnych interesariuszy. W trakcie prowadzonych prac i dyskusji, Prezes URE monitorował i zgłaszał Ministrowi Energii propozycje w zakresie konieczności większego usystematyzowania i spójności procedowania w kolejnych latach krajowego planu ograniczeń, tj. w szczególności konieczność doprecyzowania podstawowych definicji, ustalania wartości mocy bezpiecznej, jak i terminów realizacji oraz odpowiedzialności za poszczególne czynności.

Ponadto, Prezes URE zaobserwował wiele praktycznych luk i niespójności w obowiązującym dotychczas rozporządzeniu w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła, które sygnalizował temu ministrowi. W związku z tym, Prezes URE dostrzegł konieczność zmian rozporządzenia, stąd z jego inicjatywy pod auspicjami Ministerstwa Energii z udziałem PSE S.A. oraz największych operatorów sieci dystrybucyjnych podjęto w lutym 2016 r. prace nad jego zmianami, które kontynuowano w 2017 r. W marcu 2017 r. Ministerstwo Energii przedstawiło projekt rozporządzenia, który stanowił wynik prac z 2016 r. W połowie maja 2017 r. Ministerstwo Energii przedstawiło projekt oceny skutków nowej regulacji. Pod koniec maja PSE S.A. przedstawiły projekt rozporządzenia zawierający, wynikającą z dotychczasowych dyskusji, zmianę definicji odbiorcy (obiektu) objętego obowiązkiem stosowania się do wprowadzonych ograniczeń. W sierpniu 2017 r. PSE S.A. przedstawiły ocenę skutków regulacji wraz z finalną wersją projektu rozporządzenia zawierającą poprawkę Prezesa URE dotyczącą definicji obiektu. Prezesowi URE nie jest znana przyczyna zaniechania dalszego procedowania nad tym projektem regulacji prawnych.

Prezes URE zwraca też uwagę na konieczność niezwłocznej regulacji ustawowej (Prawo energetyczne) w celu uniknięcia dodatkowego ryzyka związanego z niestosowaniem się odbiorców do ograniczeń, na wypadek ich wprowadzenia w przyszłości, ze względu na rozbieżność orzecznictwa SOKiK. Dopuszcza się bowiem nakładanie kar pieniężnych na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 3a ustawy – Prawo energetyczne na odbiorców, którzy nie dostosowali się do wprowadzonych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzonych przez PSE S.A. z powołaniem jako podstawy art. 11c ust. 2 pkt 2 ustawy (co miało miejsce 10 i 11 sierpnia 2015 r.). Występują jednakże orzeczenia nie dopuszczające takiej możliwości.

### **Paliwa gazowe**

Niezbędne jest przede wszystkim przyznanie Prezesowi URE kompetencji do zatwierdzania instrukcji i regulaminów, na podstawie których prowadzi działalność operator systemu magazynowania i operator



systemu skraplania paliw gazowych. Wprowadzenie tego obowiązku umożliwi wpływanie na realizację przez operatorów zasady niedyskryminacyjnego dostępu stron trzecich, zasad przyłączania do instalacji oraz zarządzania ograniczeniami systemowymi. Wprowadzenie ww. obowiązków ułatwi organowi regulacyjnemu prowadzenie monitorowania wypełniania przez operatorów systemu magazynowania oraz operatorów systemu skraplania obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia 715/2009, a w szczególności art. 15, 17 i 19 tego rozporządzenia. Przyznanie Prezesowi URE kompetencji do zatwierdzania regulaminu świadczenia usług magazynowania paliw gazowych jest zasadne przede wszystkim w związku z nowelizacją z 2016 r. i 2017 r. ustawy o zapasach i rozszerzeniem kręgu podmiotów obowiązanych do utrzymywania zapasu obowiązkowego gazu ziemnego.

Zasadne wydaje się także doprecyzowanie art. 56 ustawy – Prawo energetyczne w zakresie odpowiedzialności za naruszenie rozporządzeń regulujących funkcjonowanie rynku gazu ziemnego. Przede wszystkim należałoby wskazać enumeratywnie w art. 56 ustawy – Prawo energetyczne przepisy, których naruszenie będzie skutkowało nałożeniem przez Prezesa URE administracyjnej kary pieniężnej.

Mając na uwadze przepisy prawa unijnego, w szczególności rozporządzenia 715/2009 oraz rozporządzenia 312/2014, należy dążyć do stworzenia płynnego rynku w obszarze bilansowania gazu zaazotowanego. W chwili obecnej tzw. obligo giełdowe obejmuje wyłącznie gaz wysokometanowy wprowadzony do sieci przesyłowej. Wydaje się zasadne rozważenie wprowadzenia obowiązku sprzedaży na giełdzie towarowej gazu zaazotowanego. Pozwoli to stworzyć płynny rynek obrotu gazem zaazotowanym, przyczyni się do rozwoju konkurencji w tym obszarze bilansowania, a także zmniejszy ryzyko ustalania cen na poziomie odbiegającym od rynkowego. Ustalając wysokość obligo giełdowego należałoby uwzględnić okoliczność, że ogromna część tego gazu jest wydobywana na terenie kraju.

#### *Propozycje zmiany przepisów dotyczących operatorów systemów gazowych*

Obszarem, w którym również zasadne byłoby wprowadzenie zmian legislacyjnych jest proces wyznaczania operatorów systemów gazowych, tj. m.in. OSP i OSD. Obecnie, w związku z treścią art. 4e<sup>1</sup> ustawy – Prawo energetyczne, usługi przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych mogą być świadczone wyłącznie odpowiednio przez operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego. Zatem każdy przedsiębiorca, który zamierza prowadzić działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych zobowiązany jest przed rozpoczęciem tej działalności do uzyskania zarówno stosownej koncesji, jak i statusu operatora systemu. Posiadanie koncesji na powyższe rodzaje działalności nie upoważnia koncesjonariuszy do wykonywania działalności nimi objętej. W efekcie uzyskanie niezbędnych uprawnień umożliwiających świadczenie wymienionych wyżej usług staje się procesem niepotrzebnie rozbudowanym. Zasadne wydaje się zatem wprowadzenie zmian legislacyjnych, które umożliwią połączenie uprawnień wynikających z koncesji i wyznaczenia operatorem systemu w ramach jednego aktu administracyjnego. Udzielenie koncesji na powyższe rodzaje działalności powinno być warunkowane także spełnieniem przez wnioskodawcę kryteriów pozwalających na wyznaczenie go operatorem danego systemu gazowego.

Ponadto, należy doprecyzować kluczowe zapisy ustawy – Prawo energetyczne poprzez uregulowanie w odrębnych przepisach obowiązków poszczególnych operatorów tj. operatora systemu przesyłowego gazowego, operatorów systemu dystrybucyjnego gazowego, operatora systemu skraplania gazu i operatora systemu magazynowania. W chwili obecnej obowiązki tych operatorów reguluje art. 9c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Należy podkreślić, że w ostatnich latach zostały wdrożone regulacje unijne, w tym przede wszystkim tzw. kodeksy sieci, które szczegółowo regulują funkcjonowanie rynku gazu ziemnego. Pod wpływem tych regulacji znaczącej zmianie ulega rola poszczególnych operatorów. W związku z tym określenie obowiązków wszystkich operatorów prowadzących działalność na rynku gazu ziemnego w jednym przepisie stało się niepraktyczne i rodzi coraz liczniejsze wątpliwości interpretacyjne. Niezbędne jest wprowadzenie zmian do ustawy – Prawo energetyczne w taki sposób, aby obowiązki poszczególnych operatorów regulowały odrębne przepisy. Warto podkreślić, że taki sposób regulacji obowiązków operatorów został już przyjęty w elektroenergetyce. Art. 9c ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne reguluje obowiązki operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, a art. 9c ust. 3 obowiązki operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego.

Prezes URE postuluje także rozszerzenie obowiązków, które zgodnie z art. 9c ust. 3 pkt 9a lit. f) ustawy – Prawo energetyczne dotyczą operatorów elektroenergetycznych, o operatorów gazowych. Chodzi tutaj o zamieszczanie na stronie internetowej oraz udostępnianie do publicznego wglądu w swoich siedzibach aktualnej listy sprzedawców, informacji o sprzedawcy z urzędu działającym na terenie danego OSD oraz wzorców umów zawieranych z użytkownikami systemu.

## Odnawialne źródła energii

Podtrzymywanym przez regulatora postulatem pozostaje propozycja zmian w treści art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne poprzez dokonanie wyraźnego rozdzielenia zasad dotyczących przyłączania odbiorców od zasad przyłączania jednostek wytwórczych, w tym odnawialnych źródeł energii do sieci. Obecne brzmienie tego przepisu powoduje, że przesłanki przyłączenia adekwatne jedynie dla odbiorcy są zasadniczo przenoszone w orzecznictwie i to bardzo niejednolicie na źródła i odwrotnie. Bieżące uregulowania prawne nie dokonują bowiem dystynkcji pomiędzy przyłączeniem odbiorcy a przyłączeniem jednostki wytwórczej, co budzi duże problemy interpretacyjne. Jest to sytuacja utrudniająca możliwość skutecznego prowadzenia postępowań administracyjnych w trakcie rozstrzygania sporów o przyłączenie, jak również na etapie negocjowania warunków umowy o przyłączenie.

Oceniając obowiązujące przepisy regulujące kwestie przyłączenia do sieci odnawialnych źródeł energii, w szczególności należy ponownie zasygnalizować potrzebę zmiany przepisu art. 7 ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne, który określa publicznoprawny obowiązek w zakresie zapewnienia przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej realizacji i finansowania budowy i rozbudowy sieci, w tym na potrzeby przyłączania podmiotów ubiegających się o przyłączenie m.in. na warunkach i zasadach określonych w założeniach i planach, o których mowa w art. 19 i 20 tej ustawy (gminne projekty i plany zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe). Należy tu wskazać na następujące kwestie wymagające działań legislacyjnych odnoszących się do przepisu art. 7 ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne:

- uzupełnienie brzmienia przepisu w ten sposób, aby odsyłał również do przepisu art. 16 ustawy – Prawo energetyczne, przez co publicznoprawny obowiązek finansowania przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii budowy i rozbudowy sieci w tym na potrzeby przyłączania podmiotów ubiegających się o przyłączenie dotyczyłby tych inwestycji, które są wpisane do opracowanego i uzgodnionego z Prezesem URE planu rozwoju, o którym mowa w art. 16 ustawy – Prawo energetyczne,
- zmiany brzmienia przepisu w ten sposób, aby jednoznacznie wskazywał, że publicznoprawny obowiązek finansowania przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii budowy i rozbudowy sieci w tym na potrzeby przyłączania podmiotów ubiegających się o przyłączenie dotyczyłby tych inwestycji, które zostały umieszczone w planach, o których mowa w art. 20 ustawy – Prawo energetyczne, bowiem w założeniach do planu, o którym mowa w art. 19 ustawy – Prawo energetyczne, brak jest elementów dotyczących technicznych lub ekonomicznych aspektów przyłączania podmiotów do sieci. Dopiero w projekcie planu, o którym mowa w ust. 2 pkt 3 ww. art. 20, określa się przewidywane koszty realizacji proponowanych przedsięwzięć i źródło ich realizacji, co ewentualnie pozwoliłoby na ocenę istnienia warunków ekonomicznych danego przyłączenia.

Należy podkreślić, że faktycznym gwarantem istnienia ekonomicznych warunków przyłączenia do sieci jest plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe lub energię, o którym mowa w art. 16 ustawy – Prawo energetyczne, ponieważ poprzez jego uzgodnienie Prezes URE gwarantuje wynagrodzenie zamieszczonych w nim inwestycji, w tym przyłączeniowych poprzez zatwierdzenie taryfy.

Odnoszenie publicznoprawnych obowiązków przedsiębiorstw przesyłowych i dystrybucyjnych w zakresie finansowania inwestycji przyłączeniowych i rozwojowych umieszczonych w projektach i planach gminnych, o których mowa wyżej jest całkowicie niezasadne i niewłaściwe. Należy przy tym wskazać, że zarówno praktyka działania OSD, jak i orzecznictwo sądowe wskazuje na brak związku planów rozwoju z oceną technicznych i ekonomicznych warunków przyłączenia do sieci gazowej lub elektroenergetycznej, dotyczy to w szczególności odnawialnych źródeł energii. Natomiast, co do rozwoju i funkcjonowania tych źródeł na terenie poszczególnych gmin, to projekty i plany gminne (jeżeli są sporządzone) nie zawierają z reguły wymaganych zapisów dotyczących rodzajów źródeł albo zawierają zapisy bardzo ogólne, co uniemożliwia domaganie się realizacji odpowiednich inwestycji sieciowych. Powoduje to sytuację, w której przepis art. 7 ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne w odniesieniu do przyłączania źródeł odnawialnych pozostaje przepisem blokującym przyłączenie w trybie publicznoprawnego obowiązku.

Dalszy rozwój aukcyjnego systemu wsparcia wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii niewątpliwie będzie wymagał podjęcia szeregu prac legislacyjnych w tym obszarze. Istotnym jest, aby działania ustawodawcy uwzględniały specyfikę funkcjonowania rynku OZE, a wprowadzone regulacje prawne cechowały się stabilnością, co w konsekwencji powinno zapewnić wytwórcom

możliwość niezakończonego wykonywania działalności gospodarczej, a inwestorom odpowiednie środowisko dla wspierania rozwoju rynku OZE. Kluczowe jest również eliminowanie dotychczas zidentyfikowanych barier, wątpliwości interpretacyjnych, co niewątpliwie przyczyni się do przejrzystości rynku odnawialnych źródeł energii.

## Pozostałe proponowane zmiany

Spostrzeżenia dotyczące funkcjonowania przepisów regulujących działanie rynku energii są na bieżąco przekazywane ministrowi energii. Niemniej z perspektywy końca 2018 r., Prezes URE dostrzega potrzebę wprowadzenia następujących regulacji prawnych:

- koniecznym jest zapewnienie spójności zapisów ustawy o zapasach z regulacjami zawartymi w ustawie – Prawo energetyczne oraz poprawa precyzyjności niektórych przepisów. W ocenie Prezesa URE praktyka stosowania tej ustawy wskazuje na potrzebę wprowadzenia w niej dodatkowych regulacji celem uszczelnienia systemu utrzymywania zapasów obowiązkowych,
- doprecyzowanie niektórych przepisów ustawy – Prawo energetyczne dotyczących udzielania koncesji,
- doprecyzowanie art. 38 ustawy – Prawo energetyczne dotyczącego zabezpieczeń majątkowych  
Zasadnym jest dodanie do obowiązującego art. 38 ustawy dodatkowych zapisów mających na celu kompleksowe uregulowanie zasad dotyczących ustanawianych przez Prezesa URE zabezpieczeń majątkowych, które dotyczą wszystkich rodzajów działalności koncesjonowanej. Celem tych regulacji powinno być zapewnienie, że działalność koncesjonowana będzie wykonywana wyłącznie przez podmioty dysponujące odpowiednimi środkami finansowymi gwarantującymi prawidłowe wykonywanie działalności koncesjonowanej, dla których nie jest wymagane złożenie zabezpieczenia majątkowego albo przez podmioty, którym odpowiednia instytucja finansowa lub ubezpieczeniowa udzieli zabezpieczenia majątkowego w określonej wysokości,
- wprowadzenia regulacji wygaszających z mocy prawa koncesje w przypadku niepodjęcia albo zaprzestania działalności w określonym terminie  
Regulacja tego typu zawarta jest w art. 42a ustawy – Prawo energetyczne w odniesieniu do paliw ciekłych. Istnienie takiej regulacji eliminowałyby tzw. „martwe koncesje”,
- rozwiązania legislacyjne mające na celu przeciwdziałanie nieuczciwym praktykom sprzedawców podczas sprzedaży bezpośredniej w gospodarstwach domowych:
  - zmiana art. 41 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne poprzez wprowadzenie możliwości cofnięcia koncesji wprost w przypadku, gdy koncesjonariusz przestanie dawać rękojmię prawidłowego wykonywania działalności koncesjonowanej  
Postulowane rozwiązanie miałooby charakter prewencyjny. Uprawnienie do cofnięcia koncesji w przypadku, gdy koncesjonariusz dopuści się działań świadczących o tym, że nie daje on rękojmi prawidłowego wykonywania działalności koncesjonowanej dotyczyłoby takich działań jak np.: fałszowanie dokumentów, oszustwa przy zawieraniu umów, celowe i masowe wprowadzanie odbiorców w błąd. Kwestia rękojmi prawidłowego wykonywania działalności gospodarczej występowała m.in. w nieobowiązującej już ustawie o swobodzie działalności gospodarczej;
  - wprowadzenie regulacji zakazujących sprzedaży paliw gazowych w systemie sprzedaży bezpośredniej poza lokalem przedsiębiorstwa (w tak zwanej formule „door-to-door”)  
Jak wynika z prowadzonych postępowań administracyjnych oraz napływających do Prezesa URE skarg, ten rodzaj sprzedaży generuje bardzo dużą liczbę nieprawidłowości i oszustw w zakresie procedury zmiany sprzedawcy.

Zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne (art. 56 ust. 1 pkt 23), karze pieniężnej podlega ten, kto mimo uprzedniego wezwania nie wykonuje w wyznaczonym terminie Programu Zgodności, zatwierdzonego przez Prezesa URE lub podejmuje działania niezgodne z postanowieniami tego Programu. Prezes URE uważa, że zapis ten powinien zostać sformułowany analogicznie do art. 56 ust. 1 pkt 5 czy art. 56 ust. 1 pkt 12, które upoważniają Prezesa URE do nakładania kar pieniężnych z tytułu stosowania cen lub stawek opłat wyższych niż zatwierdzone w taryfie lub za nieprzestrzeganie obowiązków wynikających z koncesji. Konieczność uprzedniego wezwania do zaprzestania naruszeń Programu Zgodności w przypadku poważnych, lecz jednorazowych jego naruszeń, może prowadzić do braku możliwości nałożenia kary przez Prezesa URE na stosujące je przedsiębiorstwa energetyczne.

Przepis art. 9d ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne stanowi, że Prezes URE ogłasza w Biuletynie URE, na koszt operatorów, sprawozdania, o których mowa w ust. 5. W obecnym stanie prawnym jest

to „puste odesłanie”. Po nowelizacji art. 9d dokonanej ustawą z 26 lipca 2013 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, brzmienie ust. 5 tego artykułu nie odnosi się do sprawozdań, ale dotyczy wymogu wyznaczenia przez operatorów inspektora do spraw zgodności i jego zadania. Natomiast kwestia sprawozdań, o których mowa w art. 9d ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne, uregulowana jest aktualnie w ust. 5a artykułu 9d tej ustawy. Przepis ten stanowi, że inspektor, o którym mowa w ust. 5, przedstawia Prezesowi URE, do 31 marca każdego roku, sprawozdanie zawierające opis działań podjętych w roku poprzednim w celu realizacji programów, o których mowa w ust. 4. W związku z tym, przepis z art. 9d ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne jest niespójny z art. 9d ust. 5 tej ustawy.