Raport Krajowy

Prezesa

Urzędu Regulacji Energetyki

2018

Lipiec 2018

Spis treści

Wykaz skrótów używanych w tekście raportu 5

1. Słowo wstępne 7

2. Opis sytuacji na rynku energii elektrycznej i gazu 9

3. Rynek energii elektrycznej 13
3.1. Regulacja przedsiębiorstw sieciowych 13
3.1.1. Unbundling 13
3.1.2. Funkcjonowanie techniczne systemu 14
3.1.3. Taryfy za przyłączenie i dostęp do sieci elektroenergetycznych 17
3.1.4. Kwestie transgraniczne 19
3.1.5. Przestrzeganie i wdrażanie przepisów unijnych na poziomie krajowym 23
3.2. Promowanie konkurencji 28
3.2.1. Rynek hurtowy 28
3.2.1.1. Monitorowanie cen, transparentność rynku oraz poziom otwartości na konkurencję 32
3.2.2. Rynek detaliczny 36
3.2.2.1. Monitorowanie cen, transparentność rynku oraz poziom otwartości na konkurencję 36
3.2.2.2. Rekomendacje dotyczące cen dostaw i prowadzenie dochodzeń oraz podejmowanie środków na rzecz wspierania skutecznej konkurencji 37
3.3. Bezpieczeństwo dostaw 40
3.3.1. Monitorowanie bilansu podaży i popytu 41
3.3.2. Monitorowanie inwestycji w zdolności wytwórcze 47
3.3.3. Środki mające na celu pokrycie zapotrzebowania szczytowego i zaradzenie przypadkom niedoboru dostaw ze strony jednego lub większej liczby dostawców 48

4. Rynek gazu ziemnego 49
4.1. Regulacja przedsiębiorstw sieciowych 49
4.1.1. Unbundling 49
4.1.2. Funkcjonowanie techniczne systemu 50
4.1.3. Taryfy za przyłączenie i dostęp do sieci gazowych oraz za usługi świadczone w instalacji LNG 60
4.1.4. Kwestie transgraniczne 63
4.1.5. Przestrzeganie i wdrażanie przepisów unijnych na poziomie krajowym 69
4.2. Promowanie konkurencji 71
4.2.1. Rynek hurtowy 71
4.2.1.1. Monitorowanie cen, transparentność rynku oraz poziom otwartości na konkurencję 71
4.2.2. Rynek detaliczny 74
4.2.2.1. Monitorowanie cen, transparentność rynku oraz poziom otwartości na konkurencję 74
4.2.3. Rekomendacje dotyczące cen dostaw i prowadzenie dochodzeń oraz podejmowanie środków na rzecz wspierania skutecznej konkurencji 78
4.3. Bezpieczeństwo dostaw 78
4.3.1. Monitorowanie bilansu podaży i popytu 78
4.3.2. Przewidywane przyszłe zapotrzebowanie oraz dostawy 79
4.3.3. Środki mające na celu pokrycie zapotrzebowania szczytowego i zaradzenie przypadkom niedoboru dostaw ze strony jednego lub większej liczby dostawców 80

5. Ochrona konsumentów oraz rozstrzyganie sporów w sektorach energii elektrycznej i gazu 82
5.1. Ochrona konsumentów 82
5.2. Rozstrzyganie sporów 85

Wykaz skrótów używanych w tekście raportu

ACER	*Agency for the Cooperation of Energy Regulators* – Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki
b.d.	brak danych
dyrektywa 2009/72/WE	Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE (Dz. U. UE L 2009.211.55)
dyrektywa 2009/73/WE	Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE (Dz. U. UE L 2009.211.94)
ENTSO-E	*The European Network of Transmission System Operators for electricity* – Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych energii elektrycznej
ENTSO-G	*The European Network of Transmission System Operators for gas* – Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych gazu
GK PGNiG S.A.	Grupa Kapitałowa Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A.
IRiESD	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej
IRiESP	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
OGP Gaz-System S.A.	Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A.
OSD	Operator Systemu Dystrybucyjnego
OSM	Operator Systemu Magazynowania
OSP	Operator Systemu Przesyłowego
OZE	Odnawialne Źródła Energii
PGNiG S.A.	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Prezes URE	Prezes Urzędu Regulacji Energetyki
Prezes UOKiK	Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów
PSE S.A.	Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
PSG Sp. z o.o.	Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.
rozporządzenie 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 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 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.
TGE S.A.	Towarowa Giełda Energii S.A.
TPA	*Third Party Access* – Zasada Dostępu Strony Trzeciej do Sieci
UE	Unia Europejska
URE	Urząd Regulacji Energetyki
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 – Prawo energetyczne	ustawa z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2018 r. poz. 755, 650, 685, 771 i 1000)
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 2017 r. poz. 1210 z późn. zm.)

1. SŁOWO WSTĘPNE

Raport Krajowy Prezesa URE opisuje sytuację na krajowym rynku energii elektrycznej i gazu w 2017 r.

Procesy zachodzące na rynku energii w głównej mierze wynikają z wprowadzanych w ostatnich latach zmian w przepisach prawa krajowego i europejskiego, w tym kolejnych nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne. W 2017 r. weszły w życie przepisy liberalizujące krajowy rynek gazu. Na ich mocy uwolnione zostały ceny gazu dla wszystkich odbiorców paliw gazowych, za wyjątkiem odbiorców w gospodarstwach domowych. Wejście w życie tych nowych regulacji stanowi kolejny krok do rozwoju konkurencyjnego rynku gazu w Polsce.

2017 r. przyniósł również wzmocnienie pozycji odbiorcy na rynku energii. W maju ubiegłego roku rozpoczął działalność Koordynator ds. negocjacji przy Prezesie URE – nowa instytucja dająca konsumentom możliwość alternatywnego rozwiązywania sporów z przedsiębiorstwami energetycznymi.

Dokładny opis stanu polskiego rynku energii elektrycznej i gazu oraz działań polskiego Regulatora podejmowanych zarówno na poziomie krajowym, jak i europejskim został szczegółowo przedstawiony w niniejszym sprawozdaniu, przedkładanym Komisji Europejskiej i ACER.

2. OPIS SYTUACJI NA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ I GAZU

Zmiany prawne i regulacyjne

W grudniu 2017 r. wprowadzone zostały nowe uregulowania w zakresie funkcjonowania sektora elektroenergetycznego. W celu zapewnienia średnio- i długoterminowego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, w sposób efektywny kosztowo, niedyskryminacyjny i zgodny z zasadami zrównoważonego rozwoju, przyjęto ustawę o rynku mocy[1)].

Ustawa całkowicie zmienia postrzeganie rynku energii elektrycznej, który dotychczas funkcjonował jako rynek jednotorowy, wprowadzając regulacje tzw. rynku dwutowarowego tj. rynku energii i rynku mocy.

Przepisy ustawy o rynku mocy ustanawiają nowe uprawnienia i obowiązki organu regulacyjnego, do których należą m.in.:

- zatwierdzenie regulaminu rynku mocy przedłożonego przez operatora systemu przesyłowego PSE S.A.,
- rozstrzyganie sporów w sprawach dotyczących m.in. procesów certyfikacji oraz aukcji mocy (art. 79),
- monitorowanie przebiegu certyfikacji procesów zachodzących na rynku mocy (m.in. certyfikacji ogólnej, certyfikacji do aukcji i aukcji dodatkowych, aukcji wstępnej, przebiegu i wyników aukcji),
- opiniowanie parametrów aukcji,
- uprawnienie do wstrzymania, wznowienia a nawet unieważnienia aukcji mocy,
- uprawnienie do wymierzania kar pieniężnych.

Ustawa weszła w życie 28 stycznia 2018 r.

Rok 2017 był pierwszym rokiem funkcjonowania nowych regulacji wprowadzonych do ustawy – Prawo energetyczne ustawą o pozasądowym rozwiązywaniu sporów konsumenckich[2)]. Ustawa ta wprowadziła do systemu prawnego instytucję polubownego rozwiązywania sporów z udziałem konsumentów, stanowiącą alternatywę dla dochodzenia roszczeń na drodze administracyjnej (przed Prezesem URE) i sądowej. Na mocy ustawy przy Prezesie URE powołany został Koordynator ds. negocjacji. Ta nowa instytucja daje konsumentom możliwość alternatywnego rozwiązywania sporów z przedsiębiorstwami energetycznymi, nie tylko na drodze sądowej. Postępowanie w sprawie pozasądowego rozwiązywania sporów między odbiorcą paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym albo prosumentem będącym konsumentem a przedsiębiorstwem energetycznym, jest prowadzone przez Koordynatora, na wniosek odbiorcy paliw lub energii albo na wniosek prosumenta będącego konsumentem. Prowadząc postępowania w sprawie pozasądowego rozwiązywania sporów konsumenckich, Koordynator umożliwia zbliżenie stanowisk stron w celu rozwiązania sporu lub przedstawia stronom propozycję rozwiązania sporu.

Koordynator ds. negocjacji rozpoczął działalność w maju 2017 r.

W odniesieniu do sektora gazowego, 1 stycznia 2017 r. weszła w życie ustawa z 30 listopada 2016 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw. Zgodnie z dodanym powyższą ustawą art. 47 ust. 1a taryfy ustalane przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na obrót paliwami gazowymi lub na obrót gazem ziemnym z zagranicą w zakresie określonym w tej koncesji nie podlegają, co do zasady, zatwierdzeniu przez Prezesa URE. Od 1 stycznia 2017 r. obowiązek przedłożenia do zatwierdzenia taryf nie dotyczy sprzedaży paliw gazowych:

1) w punkcie wirtualnym,
2) w postaci skroplonego gazu ziemnego (LNG) lub sprężonego gazu ziemnego (CNG),
3) paliw gazowych sprzedawanych w trybie przetargów, aukcji lub zamówień publicznych.

Powyższe regulacje stopniowo zmierzają do zniesienia obowiązku ustalania i przedkładania do zatwierdzenia przez Prezesa URE taryf dla paliw gazowych. Z dniem 1 października 2017 r. zniesiony został obowiązek ustalania i zatwierdzania przez Prezesa URE taryf dla paliw gazowych sprzedawanych

[1)] Ustawa z 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2018 r. poz. 9).
[2)] Ustawa z 23 września 2016 r. o pozasądowym rozwiązywaniu sporów konsumenckich (Dz. U. z 2016 r. poz. 1823).

pozostałym grupom odbiorców z wyjątkiem odbiorców w gospodarstwach domowych. Obowiązek zatwierdzania taryf dla tej kategorii odbiorców zostaje utrzymany do 31 grudnia 2023 r.

Istotny wpływ na rynek gazu miały również zmiany prawne dokonane ustawą z 7 lipca 2017 r. o zmianie ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym oraz niektórych innych ustaw. Ustawa ta m.in. określiła nowe zasady magazynowania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Wprowadzony został wymóg fizycznego utrzymywania zapasów obowiązkowych w instalacji magazynowej. Oznacza to, że w celu wykazania rzeczywistej wielkości utrzymywanych zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, przedsiębiorstwa energetyczne winny wskazać daną instalację magazynową z podaniem wielkości zapasów fizycznie alokowanych w danej instalacji magazynowej. Ustawa wprowadziła także nową kompetencję organu regulacyjnego, tj. wydawanie decyzji w sprawie wyrażania zgody na zawarcie umowy o wykonywanie zadań w zakresie utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Umowa ta pozwala przedsiębiorstwu energetycznemu wykonującemu działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą oraz podmiotowi dokonującemu przywozu gazu ziemnego zlecić wykonywanie zadań w zakresie utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego innemu przedsiębiorstwu energetycznemu wykonującemu działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub przedsiębiorstwu energetycznemu wykonującemu działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami gazowymi. Przedsiębiorstwa – zleceniodawcy są obowiązani do przedłożenia projektu tej umowy Prezesowi URE oraz uzyskania zgody na jej zawarcie.

Rynek energii elektrycznej

Rynek hurtowy

Wolumen krajowej produkcji energii elektrycznej brutto w 2017 r. wyniósł 165 852 GWh i był wyższy od wolumenu za poprzedni rok o ok. 2%. Także krajowe zużycie energii elektrycznej brutto (168 139 GWh) w tym roku zwiększyło się o ok. 2,1% w porównaniu z 2016 r. Struktura produkcji energii elektrycznej w 2017 r. nie zmieniła się znacznie w stosunku do 2016 r. Zdecydowana większość wytwarzania (79%) oparta jest na paliwach konwencjonalnych, tj. węglu kamiennym oraz węglu brunatnym. Podobnie jak w latach wcześniejszych, kontynuowany był wzrost udziału źródeł wiatrowych i innych odnawialnych źródeł energii. Przy czym liderem produkcji energii „zielonej" pozostawała generacja wiatrowa, głównie ze względu na zainstalowanie w krajowym systemie elektroenergetycznym nowych mocy oraz sprzyjające warunki pogodowe.

W 2017 r. moc zainstalowana w KSE wyniosła 43 421 MW, a moc osiągalna – 43 332 MW, co stanowi wzrost odpowiednio o 4,9% oraz o 5,0% w stosunku do 2016 r.[3)] Średnie roczne zapotrzebowanie na moc ukształtowało się na poziomie 22 979,7 MW, przy maksymalnym zapotrzebowaniu na poziomie 26 230,6 MW, co oznacza odpowiednio wzrost o 2,2% i o 2,7% w stosunku do 2016 r. Relacja mocy dyspozycyjnej do mocy osiągalnej w 2017 r. wyniosła 67,3% (spadek o 2,1 punktu procentowego w stosunku do 2016 r.)[4)].

Liczba i struktura podmiotów sektora elektroenergetycznego nie uległa zasadniczym zmianom. Największy udział w rynku w podsektorze wytwarzania energii elektrycznej w 2017 r., który wyniósł 43,5%[5)], utrzymywała grupa kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. (wzrost o 7,7 punktu procentowego w porównaniu do roku poprzedniego). Natomiast na rynku sprzedaży do odbiorców końcowych liderem była TAURON Polska Energia S.A. z udziałem 10,8% (wzrost o 0,6 punktu procentowego w porównaniu do roku poprzedniego).

Trzej najwięksi wytwórcy (skupieni w grupach kapitałowych: PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., TAURON Polska Energia S.A., ENEA S.A.) dysponowali w sumie prawie $^2/_3$ mocy zainstalowanych i odpowiadali prawie za 70% produkcji energii elektrycznej w kraju.

[3)] Wg stanu na 31 grudnia 2016 r. i 2017 r., dane PSE S.A.
[4)] Dane na podstawie średnich rocznych wartości ze szczytu wieczornego, dane PSE S.A.
[5)] Udział liczony według wolumenu energii elektrycznej wprowadzonej do sieci.

Rynek detaliczny

W 2017 r. na rynku energii elektrycznej funkcjonowało pięciu dużych operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD), których sieci są bezpośrednio przyłączone do sieci przesyłowej i którzy mają obowiązek oddzielenia działalności dystrybucyjnej prowadzonej przez operatora systemu od innych rodzajów działalności niezwiązanych z dystrybucją energii elektrycznej (unbundling). Ponadto działało 178 przedsiębiorstw wyznaczonych OSD funkcjonujących w ramach przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo, które nie mają obowiązku unbundlingu.

Największy udział w sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych w dalszym ciągu mają tzw. sprzedawcy „zasiedziali". Pełnią oni funkcję sprzedawców z urzędu dla odbiorców w gospodarstwach domowych, którzy nie zdecydowali się na wybór nowego sprzedawcy. W 2017 r. działało pięciu sprzedawców z urzędu oraz ponad 119 alternatywnych przedsiębiorstw obrotu zajmujących się aktywnie sprzedażą energii elektrycznej do odbiorców końcowych, w tym sprzedawców działających na rynku gospodarstw domowych. Na rynku energii elektrycznej działają także sprzedawcy (178) funkcjonujący w ramach przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo z OSD.

Liczba odbiorców końcowych wyniosła niewiele ponad 17,4 mln, z czego 90,8% (15,8 mln) to odbiorcy z grupy taryfowej G, w tym w przeważającej większości odbiorcy w gospodarstwach domowych (ponad 14,9 mln), którzy dokonują zakupu energii w celu jej zużycia w gospodarstwie domowym. Pozostała grupa odbiorców końcowych to odbiorcy należący do grup taryfowych A, B i C. Grupy A i B stanowią odbiorcy zasilani z sieci wysokiego i średniego napięcia i są to tzw. odbiorcy przemysłowi, natomiast do grupy C należą odbiorcy przyłączeni do sieci niskiego napięcia, pobierający energię elektryczną dla celów prowadzonej działalności gospodarczej, tzw. odbiorcy biznesowi.

Pomiędzy IV kwartałem 2016 r. a IV kwartałem 2017 r. ceny za energię elektryczną wykazywały tendencje spadkowe dla wszystkich grup taryfowych. Największy spadek cen energii elektrycznej nastąpił dla odbiorców w gospodarstwach domowych – o 4,4%, a najmniejszy dla odbiorców z grupy taryfowej C – o 0,7%. Opłata dystrybucyjna w 2017 r. wzrosła dla wszystkich grup taryfowych za wyjątkiem odbiorców grupy taryfowej A. Największy wzrost opłaty dystrybucyjnej nastąpił dla odbiorców w grupie taryfowej B – o 7,9%, a najmniejszy dla odbiorców w gospodarstwach domowych – o 3,9%. Dla odbiorców z grupy taryfowej A opłata dystrybucyjna spadła o 3,6%. Średnia cena energii elektrycznej dla gospodarstw domowych uwzględniająca opłatę za świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej za 2017 r., wyniosła 0,5046 zł/kWh[6)].

Rynek gazu

Rynek hurtowy

Na koniec 2017 r. koncesję na obrót paliwami gazowymi posiadało 200 podmiotów wobec 196 na koniec 2016 r. Natomiast 108 przedsiębiorstw aktywnie uczestniczyło w obrocie gazem ziemnym. Przedsiębiorstwa obrotu gazem spoza GK PGNiG S.A. pozyskały 86,1 TWh gazu ziemnego.

Sprzedaż i zakup paliw gazowych na polskim rynku hurtowym odbywa się przede wszystkim na giełdzie towarowej prowadzonej przez TGE S.A, głównie za sprawą wynikającego z przepisów prawnych obowiązku publicznej sprzedaży gazu przez największe podmioty (obecnie PGNiG S.A.). Uczestnikami rynku giełdowego są głównie przedsiębiorstwa obrotu paliwami gazowymi oraz duzi odbiorcy końcowi, którzy mogą działać samodzielnie po zawarciu stosownej umowy z TGE S.A. lub za pośrednictwem domów maklerskich. W 2017 r. w wyniku realizacji kontraktów zawartych na TGE S.A. dostarczono 123 704 647 MWh gazu ziemnego po średniej cenie 81,00 zł/MWh.

Zakupy gazu z zagranicy, w ilości 167 TWh, uzupełniane były gazem pochodzącym ze źródeł krajowych w ilości 42,1 TWh. Całkowite dostawy gazu z zagranicy w 2017 r. obejmowały import oraz nabycie wewnątrzwspólnotowe. W 2017 r. nadal istotną część stanowił import z kierunku wschodniego, realizowany w ramach długoterminowego kontraktu zawartego pomiędzy PGNiG S.A. a Gazprom.

Pojemność magazynowa czynna podziemnych magazynów gazu wynosiła łącznie 2 985,35 mln m^3 (stan na koniec 2017 r.).

[6)] Cena została obliczona jako iloraz przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej i wolumenu jej sprzedaży odbiorcom końcowym w gospodarstwach domowych posiadającym umowy kompleksowe. Ma podstawie danych pozyskanych od sześciu podmiotów prowadzących obrót energia elektryczną, tj. przedsiębiorstw posiadających koncesje na obrót energią elektryczną, świadczących usługi kompleksowe odbiorcom energii elektrycznej w gospodarstwie domowym.

Rynek detaliczny

Na koniec 2017 r. na rynku funkcjonowało 56 operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych, w tym 1 prawnie wydzielony (tj. PSG Sp. z o.o. należąca do GK PGNiG S.A.) oraz 55 przedsiębiorstw energetycznych wykonujących funkcje OSD o charakterze lokalnym.

Całkowita liczba odbiorców gazu w 2017 r. przekroczyła 7 mln. Sprzedaż do odbiorców końcowych gazu ziemnego (tj. gazu wysokometanowego i zaazotowanego dostarczanego z sieci gazowych) wyniosła 201 881 827 MWh. W porównaniu do 2016 r. nastąpił wzrost zużycia gazu o ok. 10%. Wzrost ten został wygenerowany przez grupę odbiorców przemysłowych.

W 2017 r. sprzedaż gazu ziemnego do odbiorców końcowych zdominowana była przez podmioty z GK PGNiG S.A. Udział tych podmiotów wzrósł w stosunku do roku poprzedniego do poziomu 80,74%, podczas gdy rok wcześniej udział ten wynosił 73,69%. Zmiana ta wynikała z istotnego spadku przywozu gazu z zagranicy bezpośrednio przez odbiorców końcowych na własne potrzeby. Nastąpiło to głównie na skutek zmian regulacji prawnych dotyczących zapasów obowiązkowych.

Ochrona konsumenta

Od 2011 r. w strukturze URE działa Punkt Informacyjny dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych. Punkt Informacyjny wspiera odbiorców głównie poprzez udzielanie informacji na temat przysługujących praw, ale też obowiązków w relacjach odbiorców z przedsiębiorstwami energetycznymi. W 2017 r. do Punktu Informacyjnego odbiorcy skierowali łącznie 3 417 zgłoszeń. Spośród nich dominowały problemy z zakresu podsektora elektroenergetycznego (65%) oraz gazowego (14%). Zgłoszenia i zapytania odbiorców koncentrowały się głównie wokół zagadnień związanych z umowami już zawartymi (23%) oraz kwestiami dotyczącymi nieuczciwych praktyk rynkowych przede wszystkim w kontekście zmiany sprzedawcy (25,8%), jak i samej zmiany sprzedawcy (6%), a także zgłoszeń związanych z fakturowaniem (6%) oraz dotyczących układów pomiarowych (3%) i obsługi odbiorców (3%).

W 2017 r. do URE wpłynęło ponad 3800 skarg odbiorców w gospodarstwach domowych na działalność przedsiębiorstw z sektora energii elektrycznej i gazu. Dotyczyły one m.in. wystawionych faktur (ponad 25% wszystkich zgłoszonych skarg), nieuczciwych praktyk handlowych (23%) oraz umów (7%). Działania podjęte przez regulatora w związku ze zgłoszonymi skargami w większości dotyczyły wyjaśnienia sprawy w przedsiębiorstwach energetycznych, w tym zbadania, czy przedsiębiorstwa energetyczne działały zgodnie z obowiązującymi przepisami, w tym przepisami ustawy o prawach konsumenta. W wielu przypadkach podjęte działania pozwoliły na zmianę stanowiska przedsiębiorstwa energetycznego i uwzględnienie skarg odbiorców. W przypadkach skarg, które nie dotyczyły kompetencji Prezesa URE, w korespondencji kierowanej do odbiorcy wskazywano m.in. dalsze możliwości dochodzenia swoich praw, np. skorzystanie z pomocy Koordynatora ds. negocjacji przy Prezesie URE oraz skierowanie sprawy na drogę postępowania cywilnego.

3. RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ

3.1. Regulacja przedsiębiorstw sieciowych

3.1.1. Unbundling

OSP

Na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej funkcjonuje jeden operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego – PSE S.A., z siedzibą w Konstancinie-Jeziornie, którego 100% akcji należy do Skarbu Państwa. Uprawnienia Skarbu Państwa, wynikające z posiadania akcji PSE S.A., od 2015 r. wykonuje Pełnomocnik Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej, na podstawie art. 12a ustawy – Prawo energetyczne (w związku z treścią rozporządzenia Rady Ministrów z 3 grudnia 2015 r. w sprawie Pełnomocnika Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej).

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

Spełnianie kryteriów niezależności oraz warunków prowadzenia działalności koncesjonowanej i pełnienia funkcji OSP podlega monitoringowi i okresowemu badaniu. W 2017 r. nie stwierdzono nieprawidłowości w działaniu OSP.

OSD

Operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, funkcjonujący w przedsiębiorstwie pionowo zintegrowanym i obsługujący więcej niż 100 000 przyłączonych do swojej sieci odbiorców, mają obowiązek uzyskania niezależności pod względem formy prawnej, organizacyjnej oraz podejmowania decyzji (art. 9d ustawy – Prawo energetyczne). Na koniec 2017 r. na terenie Rzeczypospolitej Polskiej działalność w zakresie dystrybucji energii elektrycznej wykonywało 183 OSD, wyznaczonych decyzjami Prezesa URE, w tym 5 wydzielonych prawnie z dawnych spółek dystrybucyjnych oraz 178 OSD nie podlegających obowiązkowi wydzielenia prawnego.

Ustawa – Prawo energetyczne stanowi, że w przypadkach nieprzestrzegania warunków i kryteriów niezależności przez operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego operator podlega karze pieniężnej. Karze pieniężnej podlega również podmiot, który nie zapewnia operatorowi systemu wyznaczonemu dla swojej sieci spełnienia warunków i kryteriów niezależności. Kara pieniężna w powyższych przypadkach nie może być niższa niż 1% i wyższa niż 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym. Kary z powyższych tytułów wymierza Prezes URE. Niezależnie od ww. kary finansowej Prezes URE może nałożyć karę pieniężną również na kierownika przedsiębiorstwa energetycznego w wysokości nie większej niż 300% jego miesięcznego wynagrodzenia.

W polskim porządku prawnym nie ma przepisów, które nakładałyby na OSD obowiązek zmiany marki oraz elementów wizualizacji (rebranding).

Programy Zgodności

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

Za monitorowanie realizacji Programów Zgodności odpowiadają Inspektorzy ds. zgodności powołani przez OSD. Ze względu na rozległość obszarów działalności, w większości przedsiębiorstw Inspektor ma

do pomocy koordynatorów regionalnych, którzy podlegają mu merytorycznie, natomiast funkcjonalnie są podwładnymi dyrektorów oddziałów.

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

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

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

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

W 2017 r. Prezes URE wymierzył karę pieniężną jednemu z OSD za naruszenie Programu Zgodności, a dokładnie za przesyłanie danych pomiarowych odbiorców do innych przedsiębiorstw obrotu, niż będące sprzedawcami energii elektrycznej dla tych odbiorców.

3.1.2. Funkcjonowanie techniczne systemu

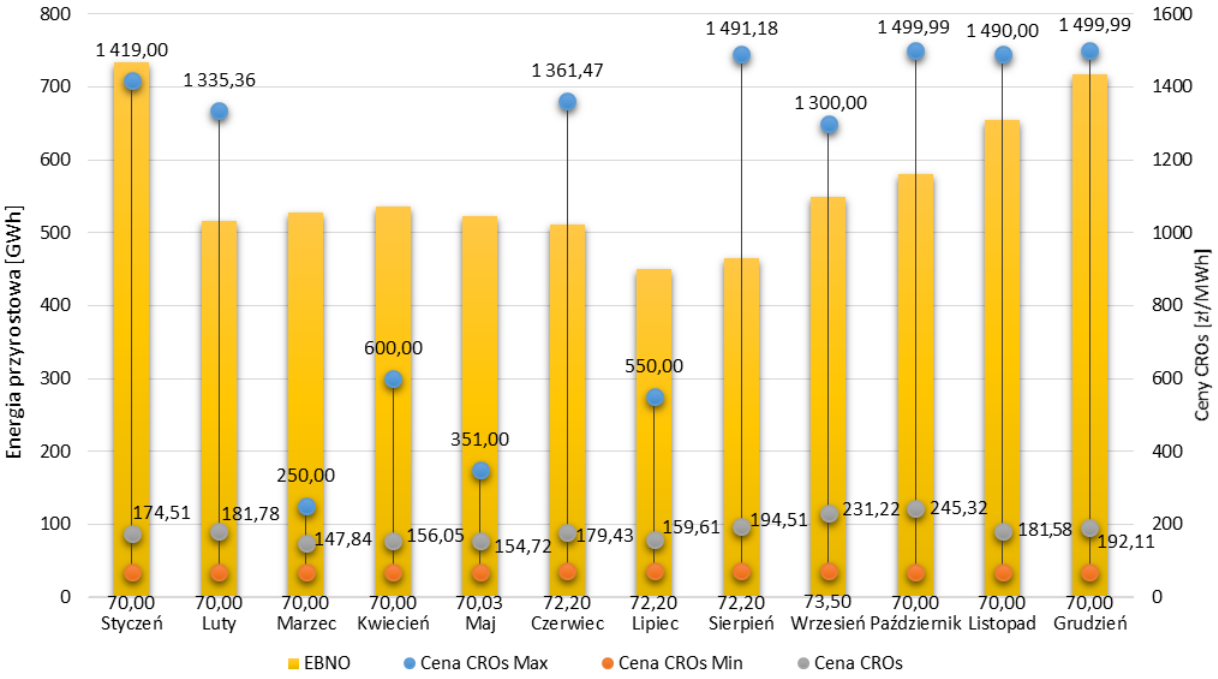
Usługi bilansowania systemu

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

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 OSD oraz PSE S.A. jako OSP. Dane techniczno-handlowe były zgłaszane przez 46 operatorów rynku i dotyczyły 356 jednostek grafikowych.

Poniżej na rys. 1 przedstawiono informacje o wolumenie energii bilansującej nieplanowanej odebranej z rynku bilansującego (zakup z rynku bilansującego) oraz cenach rozliczeniowych niezbilansowania na tym rynku w poszczególnych miesiącach 2017 r.

Rysunek 1. Energia odebrana (EBNO) i ceny energii bilansującej na Rynku Bilansującym (CRO_s) w 2017 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

W 2017 r. łączny wolumen energii elektrycznej 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 dostarczonej na Rynek Bilansujący (EBND) wyniósł 8,44 TWh i był większy o 0,38 TWh od łącznego wolumenu energii elektrycznej odebranej z tego rynku (EBNO). Wskazuje to na przekontraktowanie uczestników rynku, które występowało w większości miesięcy 2017 r., przy czym wielkość przekontraktowania była większa niż w 2016 r.

Wartość maksymalnej ceny rozliczeniowej odchylenia (CROs) na rynku bilansującym wahała się w przedziale od 250,00 zł/MWh do 1 499,99 zł/MWh, natomiast średnioważone miesięczne ceny CRO zmieniały się w przedziale od 147,84 zł/MWh do 245,32 zł/MWh. W ośmiu miesiącach roku maksymalna cena przekraczała 1 300 zł/MWh (w 2016 r. wystąpiło siedem miesięcy roku, w których maksymalna cena przekraczała 900,00 zł/MWh), a w dwóch miesiącach wystąpiła cena na poziomie 1 499,99 zł/MWh. Opisane powyżej sytuacje były uwarunkowane różnymi czynnikami, przy czym do najważniejszych i powtarzających się należy zaliczyć warunki atmosferyczne, wielkość zapotrzebowania na moc w KSE, poziom rezerw mocy w tym systemie oraz warunki rynkowe.

Koszty usuwania ograniczeń w KSE wyznaczone zgodnie z definicją zawartą w instrukcji ruchu i eksploatacji OSP wyniosły 407,3 mln zł.

Rozliczenia Operacyjnej Rezerwy Mocy (ORM) są dokonywane godzinowo, jak również uzupełniająco w trybach miesięcznym i rocznym. W ramach każdego z rozliczeń średnia cena ORM nie przekracza wartości ceny referencyjnej godzinowej, obowiązującej w danym roku. Liczba godzin rozliczeniowych ORM w 2017 r. wyniosła 3 765, z czego dla 2 003 godzin cena rozliczeniowa była równa cenie referencyjnej (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.

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

zostały opisane przez OSP w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej. Do najważniejszych zmian dokonanych w instrukcjach dystrybucyjnych tych operatorów w 2017 r. należy zaliczyć:

- określenie zasad: certyfikowania Obiektów Redukcji wykorzystywanych do świadczenia usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie operatora systemu przesyłowego, zasad i wymagań dotyczących zakresu oraz sposobu przekazywania danych pomiarowych z miejsc zasilania certyfikowanych Obiektów Redukcji w ramach świadczenia usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie operatora systemu przesyłowego,
- uregulowanie i doprecyzowanie wymagań dla niektórych urządzeń stanowiących elementy układów pomiarowo-rozliczeniowych i układów pomiarowych, w tym m.in. liczników energii biernej i liczników energii czynnej o klasie dokładności wyższej niż 0,5 w związku z ich wyłączeniem spod prawnej kontroli metrologicznej (w 2017 r. wydano jedną decyzję, rok wcześniej decyzje w tej sprawie zostały wydane również dla pozostałych IRiESD),
- wprowadzenie lub aktualizacja standardowych profili zużycia wykorzystywanych w bilansowaniu handlowym miejsc dostarczania energii elektrycznej dla odbiorców o mocy umownej nie większej niż 40 kW w przypadku trzech IRiESD.

Należy również zwrócić uwagę na zmiany wprowadzone do IRiESP i zatwierdzone w 2017 r. przez Prezesa URE, oddziałujące pośrednio na bilansowanie systemu, z których najważniejsze to:

- uszczegółowienie zapisów IRiESP w zakresie wyznaczania oferowanych, dla celów realizacji handlowej wymiany międzysystemowej, zdolności przesyłowych na połączeniach synchronicznych – połączenia z Czechami, Słowacją i Niemcami, oraz niesynchronicznych – połączenia ze Szwecją i Litwą, obejmujące w szczególności specyfikację kryteriów uwzględnianych przez OSP w procesie wyznaczania oferowanych zdolności przesyłowych,
- wprowadzenie do IRiESP nowych zasad współpracy w procesie koordynacji planowania rozwoju KSE, w tym nowy model współpracy pomiędzy operatorem systemu przesyłowego i operatorami systemów dystrybucyjnych w kraju w procesie tworzenia planów rozwoju OSP i OSD w zakresie sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnej 110 kV.

Standardy bezpieczeństwa i niezawodności pracy sieci, standardy jakości dostaw i obsługi

Prezes URE monitoruje funkcjonowanie KSE 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. Zadanie to zostało sformułowane w sposób ogólny i nie obejmuje wszystkich działań, o których mowa w art. 4 dyrektywy 2009/72/WE.

W zakresie prowadzonego monitoringu bezpieczeństwa i niezawodności pracy sieci Prezes URE dokonuje *ex post* przeglądu wybranych działań podejmowanych przez operatorów systemu elektroenergetycznego, wynikających z wykonania obowiązków tych operatorów mających umocowanie w przepisach prawodawstwa energetycznego. Dotyczą one w szczególności zapewnienia prawidłowej pracy sieci elektroenergetycznej według uzgodnionych z Prezesem URE zasad operowania, zatwierdzonych w ramach instrukcji ruchu i eksploatacji tych sieci.

Monitorowanie czasu potrzebnego do wykonania połączeń i napraw

Operator sieci przesyłowej oraz operatorzy sieci dystrybucyjnych publikują na swoich stronach internetowych informacje na temat ciągłości dostaw energii elektrycznej przy użyciu wskaźników SAIDI, SAIFI dla przerw długich planowanych i nieplanowanych przy uwzględnieniu ekstremalnie niesprzyjających warunków pogodowych oraz wskaźnika MAIFI dla przerw krótkich. Weryfikacja publikowanych przez przedsiębiorstwa sieciowe informacji na temat jakości dostaw energii elektrycznej pozwoliła na ujednolicenie metodologii obliczania oraz sposobu zbierania danych jakościowych w poszczególnych przedsiębiorstwach sieciowych.

Rok 2016 był pierwszym rokiem nowego okresu regulacji (lata 2016-2020), w którym wprowadzono element regulacji jakościowej. Wdrożenie regulacji jakościowej wymagało m.in. określenia wskaźników

efektywności (jakościowych). Oprócz SAIDI i SAIFI, określono również wskaźnik określający czas realizacji przyłączenia.

W 2017 r. została przeprowadzona pierwsza weryfikacja założeń regulacji jakościowej (element regulacji jakościowej wprowadzono w 2016 r., który był jednocześnie pierwszym rokiem nowego okresu regulacji obejmującym lata 2016-2020). W jej efekcie, przy wyznaczaniu przychodu regulowanego na 2018 r., w przypadku 2 operatorów sieci dystrybucyjnej zastosowany został tzw. współczynnik realizacji regulacji jakościowej.

Monitorowanie wdrażania środków zabezpieczających

Zasady podejmowania przez operatorów systemu działań o charakterze nadzwyczajnym w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, takich jak wprowadzanie ograniczeń w poborze i dostarczaniu energii elektrycznej, zostały szczegółowo opisane w stosownym rozporządzeniu Rady Ministrów oraz instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci opracowanych przez operatorów systemu elektroenergetycznego. Zasady te podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE przed ich wejściem w życie.

Operator systemu przesyłowego opracowuje corocznie Plan wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej. W przypadku wystąpienia sytuacji uzasadniającej podjęcie działań nadzwyczajnych, po wyczerpaniu, przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, operatorów systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operatora systemu połączonego elektroenergetycznego we współpracy z zainteresowanymi podmiotami, wszelkich dostępnych środków służących zapewnieniu prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i przy dołożeniu należytej staranności, Rada Ministrów na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki, w drodze rozporządzenia, może wprowadzić na czas oznaczony, na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części, ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej.

W 2017 r. nie miały miejsca wydarzenia skutkujące wprowadzeniem ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej.

Zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne organem odpowiedzialnym za przekazywanie do Komisji Europejskiej informacji o podjętych środkach nadzwyczajnych jest Minister Energii

Odnawialne źródła energii elektrycznej: przyłączanie, dostęp do sieci, dispatching, bilansowanie

W 2017 r. do pięciu największych OSD oraz OSP złożono 12 504 szt. wniosków o przyłączenie odnawialnych źródeł energii elektrycznej (OZE) do sieci elektroenergetycznej o łącznej mocy przyłączeniowej 1 392 MW. W 2017 r. przyłączono 12 505 szt. o łącznej mocy przyłączeniowej 154 MW. Największy udział liczbowy w złożonych wnioskach i zrealizowanych przyłączach miały elektrownie słoneczne – odpowiednio 98,6% i 99,6%. Elektrownie słoneczne miały także największy udział w łącznej mocy złożonych wniosków o przyłączenie – 69,6%, jak również największy udział w łącznej mocy przyłączy oddanych do użytkowania w 2017 r. – 73,5%.

Na koniec 2017 r. liczba OZE oczekujących na realizację przyłączenia do sieci operatorów elektroenergetycznych wynosiła 3 743 szt., o łącznej mocy 13 768 MW, z czego: elektrownie słoneczne to 2 794 szt. i 1863 MW, elektrownie wiatrowe to 643 szt. i 11 577 MW.

Powyższe dane uwzględniają mikroinstalacje przyłączane na zgłoszenie.

3.1.3. Taryfy za przyłączenie i dostęp do sieci elektroenergetycznych

W 2017 r., tak jak w latach ubiegłych, Prezes URE zatwierdzał taryfy dla energii elektrycznej dla:

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

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

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

W sierpniu 2017 r. Prezes URE wezwał PSE S.A. do przedłożenia wniosku o zatwierdzenie taryfy na 2018 r. w zakresie prowadzonej przez przedsiębiorstwo działalności. Przedsiębiorstwo złożyło stosowny wniosek na początku września 2017 r., a przedłożona taryfa została skalkulowana przez przedsiębiorstwo jako taryfa jednoroczna. W trakcie kolejnych miesięcy taryfowania analizie podlegały zarówno wybrane pozycje kosztowe, jak również wielkości energii i mocy stanowiące podstawę kalkulacji stawek opłat przesyłowych. Postępowanie w sprawie taryfy PSE S.A. na 2018 r. zakończyło się wydaniem 14 grudnia 2017 r. decyzji zatwierdzającej tę taryfę przez Prezesa URE.

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

Kalkulacja taryf przeprowadzona w 2017 r. przez pięciu największych OSD po raz kolejny uwzględniała założenia i zasady określone dla 5-letniego okresu regulacji, opisane w opublikowanym w 2015 r. przez Prezesa URE dokumencie pn. „*Strategia Regulacji Operatorów Systemów Dystrybucyjnych na lata 2016-2020*". Szczegółowe wytyczne w zakresie kalkulacji taryf na 2018 r. dla operatorów systemów dystrybucyjnych zostały zawarte w dokumencie „*Taryfy OSD na rok 2018 (dotyczy OSD, którzy dokonali z dniem 1 lipca 2007 r. rozdzielenia działalności)*", opublikowanym na stronie internetowej URE. Podstawowe parametry mające wpływ na przychód regulowany operatorów systemów dystrybucyjnych zostały wyznaczone w oparciu o zasady wynikające z następujących dokumentów: „*Koszty operacyjne dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych na lata 2016-2020 (którzy dokonali z dniem 1 lipca 2007 r. rozdzielenia działalności)*", „*Różnica bilansowa dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych na lata 2016-2020 (którzy dokonali z dniem 1 lipca 2007 r. rozdzielenia działalności)*", „*Metoda określania wskaźnika zwrotu kosztu zaangażowanego kapitału dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych na lata 2016-2020*" oraz „*Regulacja jakościowa w latach 2016-2020 dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (którzy dokonali z dniem 1 lipca 2007 r. rozdzielenia działalności)*".

W trakcie procesu zatwierdzania taryf na 2018 r.:

Poziom kosztów operacyjnych dla każdego z OSD został wyznaczony w oparciu o współczynniki korekcyjne wynikające z wydanych, przez Prezesa URE w 2016 r., decyzji ustalających współczynniki korekcyjne określające projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania OSD w kolejnych latach okresu regulacji obejmującego lata 2016-2020. Przy ustalaniu uzasadnionego poziomu różnicy bilansowej również wykorzystano wyniki dokonanej oceny efektywności OSD w tym zakresie.

Realizując cele regulacji jakościowej, opisane w dokumencie pn. „*Regulacja jakościowa w latach 2016-2020 dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych*", w trakcie procesu zatwierdzania taryf na 2018 r. po raz pierwszy został zastosowany współczynnik realizacji regulacji jakościowej Q, wyznaczony zgodnie z przyjętymi zasadami na podstawie wskaźników jakościowych: SAIDI, SAIFI i Czas Realizacji Przyłączenia, osiągniętych w 2016 r. Mając na uwadze powyższe, zwrot z zaangażowanego kapitału został wyznaczony z uwzględnieniem: współczynnika realizacji regulacji jakościowej Q (dla trzech OSD współczynnik był równy 1, dla dwóch OSD odpowiednio 0,99445 i 0,97202, tym samym dla dwóch OSD kwota zwrotu z kapitału była odpowiednio niższa) i wskaźnika regulacyjnego WR (dla każdego z pięciu OSD w wysokości 1,01, co skutkowało zwiększeniem kwoty zwrotu z kapitału). Wysokość wskaźnika regulacyjnego WR została wyznaczona przy uwzględnieniu konieczności zintensyfikowania działań OSD służących realizacji polityki regulacyjnej m.in. w zakresie wdrożenia tzw. Centralnego Systemu Wymiany Informacji i podejmowania działań innowacyjnych, stanowiących m.in. element działań na rzecz

poprawy parametrów jakościowych dostarczanej energii elektrycznej (np. poprzez zmniejszenie wskaźników SAIDI i SAIFI w stosunku do lat poprzednich).

Sposób wyznaczania pozostałych kosztów determinujących poziom przychodu regulowanego dla każdego z Operatorów Systemów Dystrybucyjnych został określony w dokumencie „*Taryfy OSD na rok 2018 (dotyczy OSD, którzy dokonali z dniem 1 lipca 2007 r. rozdzielenia działalności)*".

Proces zatwierdzania taryf dla usług dystrybucji energii elektrycznej na 2018 r. został rozpoczęty w listopadzie 2017 r. i objął pięć przedsiębiorstw, tj. PGE Dystrybucja S.A., TAURON Dystrybucja S.A., ENEA Operator Sp. z o.o., ENERGA OPERATOR S.A. oraz innogy Stoen Operator Sp. z o.o. Prezes URE 14 grudnia 2017 r. zatwierdził taryfy na okres do 31 grudnia 2018 r. dla pięciu największych operatorów systemów dystrybucyjnych.

W wyniku zatwierdzonych taryf dla tych przedsiębiorstw (pięciu OSD), stawki opłat dystrybucyjnych dla odbiorców końcowych uległy obniżeniu średnio o 0,8%. Stawki opłat za usługę dystrybucji dla odbiorców grup taryfowych G uległy obniżeniu średnio o 0,5%, zaś dla odbiorców grup taryfowych G uległy obniżeniu w 4 OSD, od 0,3% w PGE Dystrybucja S.A. do 2,2% w innogy Stoen Operator Sp. z o.o., natomiast w przypadku jednego OSD, tj. TAURON Dystrybucja S.A. stawki te wzrosły o 0,15%. Obniżenie stawek w dystrybucji wynika przede wszystkim z obniżenia ustalonej przez Prezesa URE stawki opłaty OZE, opublikowanej w Informacji Prezesa URE nr 81/2017 z 17 listopada 2017 r., która na 2018 r. wynosi 0,00 zł/MWh.

Zapobieganie występowaniu subsydiowania skrośnego

Kalkulacja taryf przedsiębiorstw opiera się na jasno określonych zasadach, które w swoim założeniu eliminują subsydiowanie między działalnościami dystrybucji i obrotu. Zastosowana metoda regulacji dla największych OSD jest metodą „revenue cap z elementami cost of service". W 2015 r. zaktualizowany został model efektywności kosztowej oraz efektywności technicznej (straty sieciowe), wykorzystujący m.in. benchmarking. Model ten stanowił punkt wyjścia dla kolejnego okresu regulacji tj. 2016-2020. Ponadto 2017 r. był drugim rokiem zastosowania elementów regulacji jakościowej.

3.1.4. Kwestie transgraniczne

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

W 2017 r. na połączeniach ze Szwecją (SwePol Link) i Litwą (LitPol Link) w dalszym ciągu obowiązywały metody alokacji zdolności przesyłowych zatwierdzone przez Prezesa URE w 2015 r. – alokacja zdolności przesyłowych poprzez mechanizm łączenia rynków dnia następnego.

17 maja 2017 r. Prezes URE wydał dwie decyzje o niewydawaniu długoterminowych praw przesyłowych w odniesieniu do wymienionych wyżej granic obszarów rynkowych Polska – Szwecja[7)] oraz Polska – Litwa[8)]. Decyzje te zostały wydane po przeprowadzeniu konsultacji z uczestnikami rynku na temat ich potrzeb w zakresie możliwości zabezpieczania przed ryzykiem w przesyle międzyobszarowym przez określone granice obszaru rynkowego oraz dokonaniu analizy, czy oferowane na rynkach terminowych produkty lub połączenia produktów są skuteczne oraz zostały skoordynowane z organami regulacyjnymi odpowiednio Szwecji i Litwy.

2 października 2017 r. ACER wydała decyzję w sprawie ujednoliconego regulaminu alokacji długoterminowych praw przesyłowych (HAR)[9)]. Prezes URE wydał 17 października 2017 r. decyzję zatwierdzającą wymagania regionalne dla regionu wyznaczania zdolności przesyłowych Core w ramach

[7)] http://bip.ure.gov.pl/download/3/8918/20170517NiewydawanieprzezPolskieSieciElektroenergetyczneSAdlugoterminowych-prawpr.pdf

[8)] http://bip.ure.gov.pl/download/3/8917/20170517NiewydawanieprzezPolskieSieciElektroenergetyczneSAdlugoterminowych-prawpr.pdf

[9)] https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2003-2017%20on%20HAR.pdf

ujednoliconego regulaminu alokacji długoterminowych praw przesyłowych[10]. Ta ostatnia decyzja została skoordynowana z organami regulacyjnymi regionu wyznaczania zdolności przesyłowych Core.

Decyzją z 6 listopada 2018 r. Prezes URE zatwierdził wniosek OSP w sprawie m.in. ustanowienia wspólnej platformy alokacji i zestawu dotyczących jej wymagań – wspólną platformą alokacji została ustanowiona JAO (Joint Allocation Office). Decyzja ta została skoordynowana z wszystkimi innymi organami regulacyjnymi.

Ze względu na wydaną we wrześniu 2015 r. opinię ACER[11] i trwające intensywne prace nad wdrożeniem w sposób należycie skoordynowany wytycznych dotyczących alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi[12] oraz długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych[13], Prezes URE nie zakończył postępowania administracyjnego prowadzonego w zakresie połączeń synchronicznych we wszystkich horyzontach czasowych: aukcje długoterminowe, dzienne i śróddzienne.

Niezależnie od powyższego, zdolności przesyłowe na połączeniach synchronicznych były alokowane poprzez przetargi organizowane przez JAO (Joint Allocation Office). Natomiast alokacja zdolności przesyłowych w trybie dnia bieżącego na tych połączeniach była prowadzona przez czeskiego OSP – ČEPS, a.s.

Przychody z alokacji zdolności przesyłowych na połączeniach z krajami UE i sposób ich wykorzystania w 2017 r.

W okresie od 1 stycznia do 31 grudnia 2017 r. łączna wielkość przychodów z tytułu alokacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej na połączeniach z krajami UE wyniosła 97 131 949,17 zł[14]. Suma ta zasili Fundusz Celowy, z którego OSP przeznacza środki na utrzymywanie lub zwiększanie zdolności połączeń wzajemnych poprzez inwestycje w sieci, tj. cele określone w rozporządzeniu 714/2009. Projekty inwestycyjne związane z utrzymaniem i zwiększeniem zdolności przesyłowych na połączeniach wzajemnych KSE z systemami przesyłowymi krajów członkowskich UE określone zostały w Planie Rozwoju uzgodnionym przez Prezesa URE. Dotychczas OSP przeznaczył część środków zgromadzonych na Funduszu Celowym jako jedno ze źródeł finansowania zadań inwestycyjnych wchodzących w ramy projektu budowy połączenia Polska – Litwa, wraz z niezbędnym wzmocnieniem KSE. W 2017 r. z Funduszu Celowego nie wydatkowano żadnych środków.

Nieplanowe przepływy energii elektrycznej

Ilość udostępnianych mocy przesyłowych na granicach synchronicznych (Niemcy, Czechy, Słowacja) w kierunku eksportu jest znacznie większa niż ma to miejsce w przypadku importu. Taka sytuacja jest podyktowana przede wszystkim istnieniem nieplanowych przepływów energii[15]. Nieplanowe przepływy energii powodują również, że znaczna część mocy przesyłowych jest udostępniana w krótszych horyzontach czasowych. W szczególności, zdolności przesyłowe w kierunku importu były udostępniane wyłącznie na aukcjach dobowych – średnio 77% oferowanych zdolności przesyłowych oraz na aukcjach w dniu realizacji dostaw – średnio 23% oferowanych zdolności przesyłowych. Podobnie zdolności przesyłowe w kierunku eksportu były udostępniane wyłącznie na aukcjach dobowych – średnio 61% oraz na aukcjach w dniu realizacji dostaw – średnio 39% oferowanych zdolności przesyłowych.

W 2017 r., podobnie jak w latach wcześniejszych, były podejmowane międzyoperatorskie działania zaradcze, tj. środki o charakterze doraźnym mające na celu zapewnienie bezpiecznej pracy systemu. Działania te obejmowały bilateralne dostawy operatywne (Cross-Border Redispatching) oraz dostawy wielostronne (Multilateral Remedial Actions – MRA). W efekcie uruchomienia w czerwcu 2016 r. fizycznych przesuwników fazowych (dalej: „PST") w stacji elektroenergetycznej Mikułowa i wyłączenia

[10] http://bip.ure.gov.pl/download/3/9261/20171017WniosekPolskichSieciElektroenergetycznychSA.pdf
[11] http://www.acer.europa.eu/Official_documents/-Acts_of_the_Agency/Opinions/Opinions/ACER%20Opinion%2009-2015.pdf
[12] http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32015R1222&qid=1527680130005&from=EN
[13] http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R1719&qid=1527680237741&from=EN
[14] Wielkość przychodów dotyczy stanu na 15 lutego 2018 r. Trwa proces opracowywania sprawozdania finansowego OSP za 2017 r., w tym jego weryfikacji przez biegłego rewidenta. Przedstawione powyżej wielkości mogą ulec zmianie, ponieważ rozliczenia za 2017 rok nie zostały zakończone.
[15] Więcej o tym zagadnieniu w Raportach Krajowych Prezesa URE w 2016 r. oraz w 2017 r.

linii Krajnik – Vierraden znacząco poprawiły się możliwości zarządzania przepływami mocy na połączeniach Polska – Niemcy, co przełożyło się na znaczące zmniejszenie wolumenu międzyoperatorskich działań zaradczych. W 2017 r. łączne wolumeny dostaw operatywnych wyniosły 32 650 [MWh] dla dostaw typu Cross-Border Redispatching oraz 5 950 [MWh] dla dostaw typu MRA, co stanowiło odpowiednio ok. 4% i ok. 6% dostaw zrealizowanych w 2016 r.

Nastawy przesuwników fazowych w stacji Mikułowa w 2017 r. powodowały zarówno działanie PST w kierunku wzmocnienia przepływu w kierunku DE – PL, jak i w kierunku osłabienia przepływu z DE. Nastawy te są dobierane w ramach regionalnego procesu planowania operacyjnego w dniu D-1 (tzw. procesu Day Ahead Congestion Forecast (DACF) realizowanego pod nadzorem TSCNET[16)]) 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 wypływającej z Polski do Niemiec. Ewentualne zastosowanie możliwości regulacyjnych PST ma miejsce wyłącznie wtedy, jeśli jest to niezbędne z punktu widzenia bezpieczeństwa pracy sieci. Doświadczenia z dotychczasowego użytkowania PST pokazały, że 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 wyznaczania 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[17)].

W związku z problemem braku koordynacji wyznaczania i alokowania zdolności przesyłowych w dawnym regionie Europy Środkowo-Wschodniej[18)] Prezes URE w 2017 r. aktywnie monitorował proces wdrożenia procedury alokacji na granicy niemiecko-austriackiej, m.in. poprzez udział w spotkaniach organizowanych w tej kwestii przez zainteresowane organy regulacyjne. W związku z opublikowanym wspólnym niemiecko-austriackim komunikatem dotyczącym wdrożenia alokacji na granicy austriacko-niemieckiej[19)], w ocenie Prezesa URE konieczne było podjęcie działań zmierzających do włączenia PSE S.A. w prace operatorów niemieckich i austriackich nad wprowadzeniem planowanej alokacji. Bez uwzględnienia danych polskiego systemu przesyłowego w ramach obliczeń, wprowadzona alokacja nie ograniczy w sposób znaczący przepływów niegrafikowych. W świetle tego, 26 maja 2017 r. zostało zorganizowane spotkanie w siedzibie urzędu, na którym wspólnie z PSE S.A. omówiono dotychczasowe działania podjęte przez Prezesa URE i przez przedstawicieli PSE S.A. zmierzające do włączenia polskiego operatora systemu przesyłowego w prace nad alokacją mocy przesyłowych na granicy austriacko-niemieckiej oraz przedyskutowano ewentualne dalsze kroki, które byłyby możliwe do podjęcia przez uczestników rynku, wspierające działania URE i PSE S.A. W spotkaniu wzięli udział zarówno przedstawiciele stowarzyszeń uczestników rynku energii elektrycznej (stowarzyszenia spółek obrotu, TOE, KIGEiT oraz PKEE, PTPiREE, TGPE), jak również przedstawiciele ME i MSZ. Efektem spotkania zbliżone stanowiska uczestniczących organizacji dotyczące kwestii alokacji mocy na granicy DE – AT przesłane do niemieckiego regulatora rynku energii elektrycznej BNetzA. Dodatkowym celem spotkania w URE było również zaznajomienie uczestników tego spotkania z działaniami na granicy DE – AT oraz ich wpływem na działanie krajowego rynku energii elektrycznej.

[16)] TSCNET Services GmbH jest firmą świadcząca usługi na rzecz tych operatorów systemów przesyłowych, którzy są członkami inicjatywy Transmission System Operator Security Cooperation (TSC).

[17)] Więcej o zastosowaniu PST na granicy DE – PL w paragrafie *Monitorowanie skoordynowanej wymiany między systemowej* pkt. 3.1.4 niniejszego raportu.

[18)] Więcej o tym zagadnieniu w Sprawozdaniach z działalności Prezesa URE w 2015 r. oraz w 2016 r.

[19)] "Austria and Germany: agreement on common framework for congestion management" dostępny: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/EN/2017/15052017_DE_AU.html

Monitorowanie planów inwestycyjnych i ocena ich spójności ze wspólnotowym planem rozwoju

W ramach realizowanych zadań corocznie dokonywane są analizy wykonania wielkości planowanych, których wyniki wykorzystywane są w procesie uzgadniania kolejnych edycji planów rozwoju lub ich aktualizacji. Niniejsze analizy dokonywane są na podstawie corocznych sprawozdań z realizacji planu rozwoju, do których przedkładania przedsiębiorstwa są zobowiązane na podstawie art. 16 ust. 18 ustawy – Prawo energetyczne. Z przeprowadzonych analiz sprawozdań z wykonania planów rozwoju za 2017 r. wynika, że pięciu największych OSD oraz OSP łącznie zrealizowało większy niż planowany poziom nakładów inwestycyjnych o 346 mln zł. OSP zrealizował nakłady inwestycyjne w wysokości 1 460 mln zł, przy czym planowany poziom wynosił 936 mln zł. Pięciu największych OSD zrealizowało nakłady inwestycyjne w wysokości 5 908 mln zł, przy czym planowany poziom wynosił 6 086 mln zł.

W 2017 r. obowiązywał uzgodniony z Prezesem URE w 2016 r. plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2016–2025. Proces uzgodnienia projektu planu rozwoju został zakończony w styczniu 2016 r.

Kontrola spójności planu rozwoju PSE S.A. z planem europejskim (TYNDP), opracowanym przez ENTSOE, odbywa się przy każdej aktualizacji któregokolwiek z ww. dokumentów. Zidentyfikowane niespójności na bieżąco są wyjaśniane z OSP (zazwyczaj niespójności wynikają z niejednakowych terminów uaktualniania tych dokumentów). W 2017 r. nie aktualizowano powyższych dokumentów, a więc taka ocena nie była dokonywana.

Monitorowanie współpracy technicznej pomiędzy operatorami z UE i krajów trzecich

Krajowy system elektroenergetyczny jest połączony z dwoma systemami elektroenergetycznymi państw, które nie są członkami UE – Białorusią i Ukrainą. W przypadku transgranicznego połączenia z Białorusią istniejąca linia pozostaje wyłączona ze względu na zły stan techniczny uniemożliwiający jej eksploatację. Połączenie z Ukrainą umożliwia dostawy energii elektrycznej, które realizowane są przy wykorzystaniu mechanizmu udostępniania zdolności przesyłowych na zasadzie miesięcznych przetargów typu *explicit*. Wprowadzone przez polskiego OSP aukcje mają charakter jednostronny.

Współpraca z organami regulacyjnymi innych krajów oraz w ramach grup roboczych Komisji

W 2017 r. Prezes URE kontynuował zadania i projekty rozpoczęte w latach poprzednich. Priorytetem była dalsza współpraca z ACER, przede wszystkim w zakresie implementacji wytycznych i kodeksów sieci. Prace z zakresu rozwoju rynków skoncentrowane były także na projektach wczesnej implementacji rozwiązań, które stały się przedmiotem regulacji prawnej, raporcie monitorującym rynki energii oraz innych zagadnieniach związanych z rynkowymi aspektami współpracy transgranicznej.

Decyzja w zakresie ustalenia regionów wyznaczania zdolności przesyłowych (CCR)[20] w praktyce ukształtowała nowe ramy współpracy regionalnej, w którą zaangażowane są obecnie krajowe organy regulacyjne, operatorzy systemów przesyłowych, jak również nominowani operatorzy rynków energii elektrycznej (NEMO). Granice polskiej strefy cenowej przypisane zostały do trzech niezależnych CCR: Core (połączenia synchroniczne), Hansa (połączenie ze Szwecją) i Baltic (połączenie z Litwą).

W 2017 r. kontynuowana była współpraca z organami regulacyjnymi państw Grupy Wyszehradzkiej w ramach Forum Regulatorów V4. Cykliczne spotkania wysokiego szczebla regulatorów V4 mają na celu zacieśnianie współpracy oraz przedyskutowanie bieżących tematów energetycznych o charakterze państwowym, regionalnym i unijnym. Na początku 2017 r. swoje prace zakończyła także grupa ekspercka, która realizowała projekt analizy deregulacji rynków energii w państwach Grupy Wyszehradzkiej. Celem projektu była analiza i ocena pozytywnych i negatywnych aspektów w pełni zliberalizowanych i regulowanych rynków energii w odniesieniu do odbiorców w gospodarstwach domowych w państwach V4.

[20] Decyzja ACER z 17 listopada 2016 r. (opublikowana: https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2006-2016%20on%20CCR.pdf).

W 2017 r. w ramach spotkań Bałtyckiego Forum Energii Elektrycznej, które odbywają się dwa razy w roku, regulatorzy z Litwy, Łotwy, Estonii oraz Szwecji, Finlandii i Polski wymieniają się informacjami na temat bieżących inicjatyw i problemów dotyczących rozwoju i integracji rynków państw bałtyckich.

W zakresie współpracy z innymi organami regulacyjnymi w ramach zadań wynikających z rozporządzenia REMIT, w 2017 r. przedstawiciele Prezesa URE brali udział w charakterze obserwatorów w pracach Grupy Południowej, w ramach której współpracują organy regulacyjne z Austrii, Słowenii, Węgier, Czech i Chorwacji, oraz w pracach Grupy Nordycko-Bałtyckiej, w ramach której współpracują organy regulacji energetyki ze Szwecji, Norwegii, Danii, Finlandii, Litwy, Łotwy, Estonii i Wielkiej Brytanii oraz giełda energii Nord Pool. Dodatkowo w 2017 r. kontynuowano działania mające na celu formalne przystąpienie Prezesa URE, jako pełnego członka, do wielostronnego porozumienia Grupy Południowej. List intencyjny w tej sprawie został podpisany na początku 2018 r. W przypadku Grupy Nordycko-Bałtyckiej, w 2017 r. trwał proces opracowywania projektu nowego porozumienia organów regulacyjnych z PPATs. Zaplanowano również opracowanie osobnego projektu porozumienia o współpracy wyłącznie pomiędzy organami regulacyjnymi.

W 2017 r. Prezes URE był zaangażowany w prace nad wyborem projektów, które zostały uwzględnione w trzeciej unijnej liście projektów wspólnego zainteresowania projektów niezbędnych do realizacji priorytetowych korytarzy i obszarów infrastruktury energetycznej, określonych w załączniku I rozporządzenia 347/2013. Prace te odbywały się w grupach regionalnych, w skład których wchodzili przedstawiciele: Komisji, ACER, ENTSO-E, państw członkowskich, krajowych organów regulacyjnych, operatorów systemów przesyłowych. Prezes URE uczestniczył w pracach grup: „Baltic Energy Market Interconnection Plan in Electricity" (BEMIP Electricity) i „North-South Electricity Interconnections in Central Eastern and South Eastern Europe" (NSI East Electricity). Prace grup regionalnych zostały zakończone, a Komisja ogłosiła trzecią listę projektów wspólnego zainteresowania w listopadzie 2017 r.

3.1.5. Przestrzeganie i wdrażanie przepisów unijnych na poziomie krajowym

Przestrzeganie i wdrażanie przez organ regulacyjny wszelkich stosownych prawnie wiążących decyzji ACER i Komisji Europejskiej oraz wytycznych ACER

Zgodnie z art. 37 ust. 1 lit. d dyrektywy 2009/72/WE do obowiązków regulatorów należy przestrzeganie i wdrażanie wszystkich prawnie wiążących decyzji Agencji oraz Komisji.

2 października 2017 r. ACER wydała decyzję w sprawie ujednoliconego regulaminu alokacji długoterminowych praw przesyłowych (HAR), która jest skierowana do wszystkich OSP. Decyzja ta została opublikowana na stronie internetowej ACER[21)].

14 listopada 2017 r. ACER wydała dwie decyzje w sprawie maksymalnych i minimalnych cen rozliczeniowych. Pierwsza decyzja dotyczy cen, które należy stosować we wszystkich obszarach rynkowych uczestniczących w jednolitym łączeniu rynków dnia następnego, a druga decyzja dotyczy cen rozliczeniowych, które należy stosować we wszystkich obszarach rynkowych uczestniczących w jednolitym łączeniu rynków dnia bieżącego. Decyzje te są skierowane do wszystkich wyznaczonych operatorów rynku energii elektrycznej (NEMO) i zostały opublikowane na stronie internetowej ACER[22)].

14 grudnia 2017 r. ACER wydała decyzję w sprawie metody podziału dochodu z ograniczeń (CIDM), która jest skierowana do wszystkich OSP. Decyzja ta została opublikowana na stronie internetowej ACER[23)].

W okresie objętym raportem Komisja i ACER nie wydały w stosunku do Prezesa URE żadnych prawnie wiążących decyzji.

[21)] https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2003-2017%20on%20HAR.pdf

[22)] https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2004-2017%20on%20NEMOs%20HMMCP%20for%20single%20day-ahead%20coupling.pdf
https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2005-2017%20on%20NEMOs%20HMMCP%20for%20single%20intraday%20coupling.pdf

[23)] https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2007-2017%20on%20CIDM.pdf

Zgodność działań operatorów z postanowieniami prawa wspólnotowego

Operatorzy systemu elektroenergetycznego realizują zadania wynikające z ustawy – Prawo energetyczne (głównie art. 9c ust. 2 i 3), rozporządzenia 714/2009 oraz rozporządzeń wydanych na jego podstawie. Prezes URE monitoruje wykonywanie tych zadań w ramach własnej inicjatywy oraz we współpracy z innymi organami regulacyjnymi oraz ACER.

Monitorowanie spełniania kryteriów niezależności

Od 4 czerwca 2014 r., tj. od daty wydania decyzji o przyznaniu przedsiębiorstwu energetycznemu PSE S.A. certyfikatu spełniania kryteriów niezależności, spełnianie tych kryteriów podlega monitoringowi i okresowemu badania. Szczególny nacisk kładziony jest na monitorowanie kwestii, które wskazane zostały jako problematyczne w opinii Komisji Europejskiej, tj. kwestia praw PSE S.A. do dysponowania urządzeniami elektroenergetycznymi, służącymi realizacji zadań w zakresie przesyłania energii elektrycznej i równoprawnego traktowania ich właścicieli oraz innych użytkowników systemu, oraz kwestia niezależności PSE S.A. w kontekście niezależności poszczególnych organów państwa.

Monitoring odbywa się poprzez śledzenie informacji prasowych, stron internetowych, a także bieżące kontrole i wezwanie PSE S.A. do aktualizacji zmieniających się informacji o składzie organów spółki. Dotychczas przeprowadzone badania wskazują na brak naruszeń kryteriów niezależności.

Monitorowanie skoordynowanej wymiany międzysystemowej

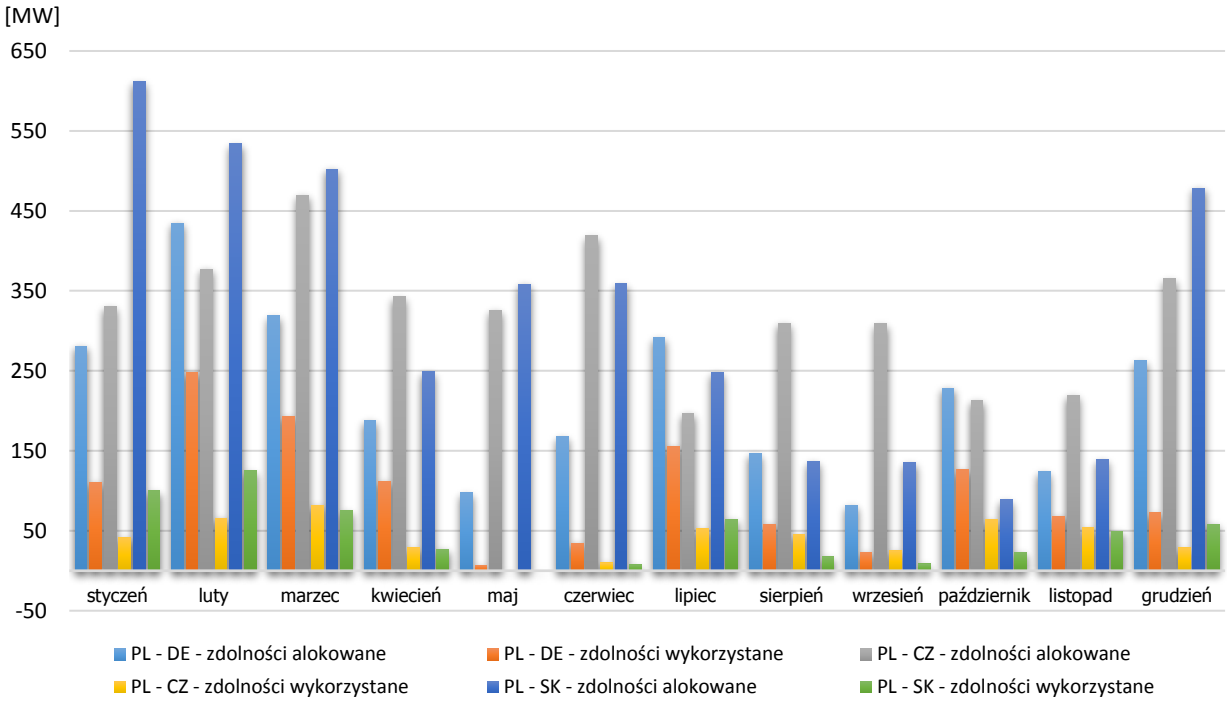
Bilans handlowy – saldo na granicach Polski w 2017 r. – wyniósł +2 382 GWh (import). Eksport energii elektrycznej wyniósł łącznie 4 588 GWh i wzrósł o ok. 84% w porównaniu do roku poprzedniego. Natomiast import energii elektrycznej w 2017 r. był głównie realizowany ze Szwecji, Litwy, Ukrainy oraz Czech i wyniósł łącznie 6 970 GWh (wzrost o ok. 31% w porównaniu do roku poprzedniego).

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

W 2017 r. udostępnianie zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej na przekroju synchronicznym odbywało się w trybie aukcji jawnych (typu *explicit*) organizowanych zarówno w kierunku eksportu, jak i w kierunku importu w horyzontach krótkoterminowych dobowych – *day-ahead* oraz w dniu realizacji dostawy – *intra-day*.

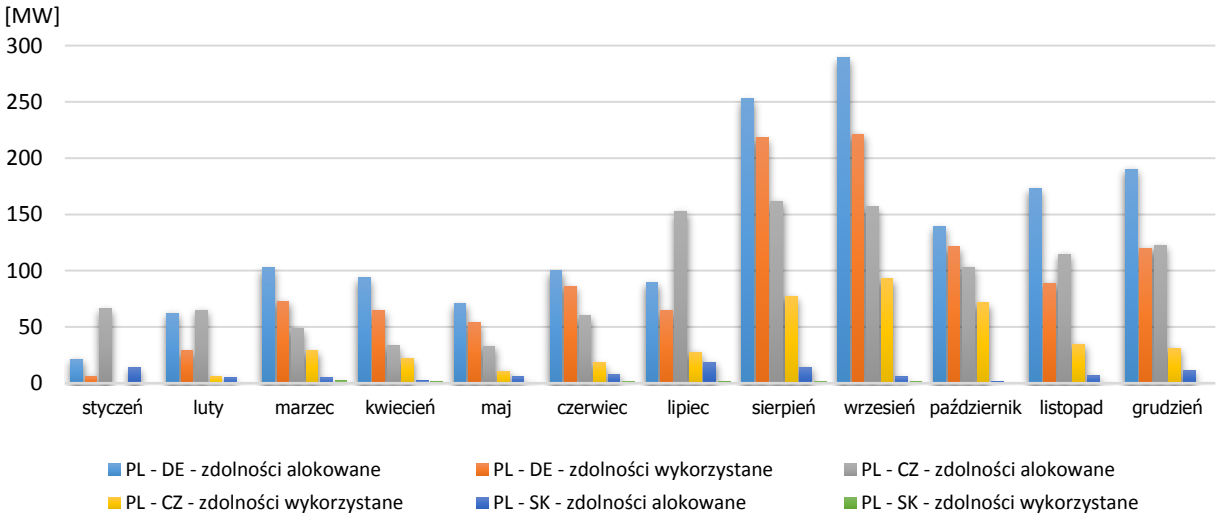
Poniżej na rys. 2 i 3 przedstawiono średnie miesięczne ilości zdolności przesyłowych alokowanych i wykorzystanych na połączeniach synchronicznych w 2017 r. – odpowiednio w kierunku eksportu i importu.

Rysunek 2. Zestawienie średnich miesięcznych zdolności przesyłowych, udostępnianych w skoordynowanych aukcjach, alokowanych i wykorzystanych w kierunku eksportu w 2017 r. na poszczególnych połączeniach synchronicznych [MW]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 3. Zestawienie średnich miesięcznych zdolności przesyłowych, udostępnianych w skoordynowanych aukcjach, alokowanych i wykorzystanych w kierunku importu w 2017 r. na poszczególnych połączeniach synchronicznych [MW]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

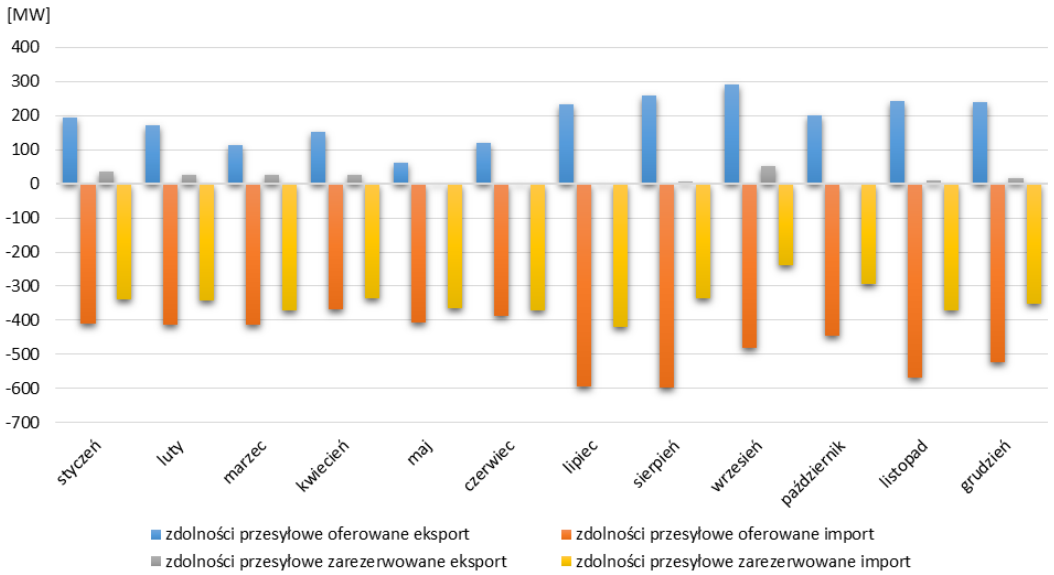
Podział łącznych mocy przesyłowych oferowanych na profilu technicznym (łącznie: Niemcy, Czechy, Słowacja) pomiędzy profile handlowe (oddzielnie: Niemcy, Czechy, Słowacja) odbywa się według rankingu cenowego składanych przez tych uczestników ofert. Przedstawione powyżej dane nie wskazują na brak wyraźnego zainteresowania którąkolwiek z granic, jednak w przypadku eksportu uczestnicy rynku w większości miesięcy 2017 r. oczekiwali największej nadwyżki rynkowej na granicach z Czechami i Słowacją. Jednocześnie stopień wykorzystania alokowanych zdolności przesyłowych może świadczyć, że w największym stopniu były wykorzystywane moce przesyłowe alokowane do Czech i Słowacji. Podobna sytuacja w zakresie alokacji mocy przesyłowych miała miejsce w przypadku

importu energii elektrycznej. W szczególności, najwięcej oferowanych mocy przesyłowych zostało alokowanych z Czech, a następnie ze Słowacji. Zróżnicowanie ilości oferowanych i alokowanych mocy przesyłowych w 2017 r. w poszczególnych miesiącach w dużej mierze wynika z ponownego uruchomienia (po awarii) drugiego (z dwóch) przesuwnika fazowego na granicy polsko-niemieckiej. PST jest wykorzystywany dla zapewnienia bezpiecznej pracy sieci przesyłowej w KSE w układzie systemów połączonych. Z uwagi na opóźnienie w realizacji inwestycji po stronie niemieckiej (instalacja PST w stacji Vierraden może nastąpić dopiero w latach następnych), efektywna regulacja PST zainstalowanego w stacji Mikułowa wymagała czasowego wyłączenia linii 220 kV Krajnik – Vierraden, stanowiącej najsłabszy i często przeciążający się element połączenia 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.

Alokacja zdolności przesyłowych na połączeniach stałoprądowych Polska – Szwecja oraz Polska – Litwa w 2017 r. była realizowana w trybie aukcji typu implicit w oparciu o mechanizm *market coupling* prowadzony przez TGE S.A. i Nord Pool AS.

Na rysunkach poniżej przedstawiono średnie miesięczne wartości oferowanych i alokowanych zdolności przesyłowych w 2017 r.

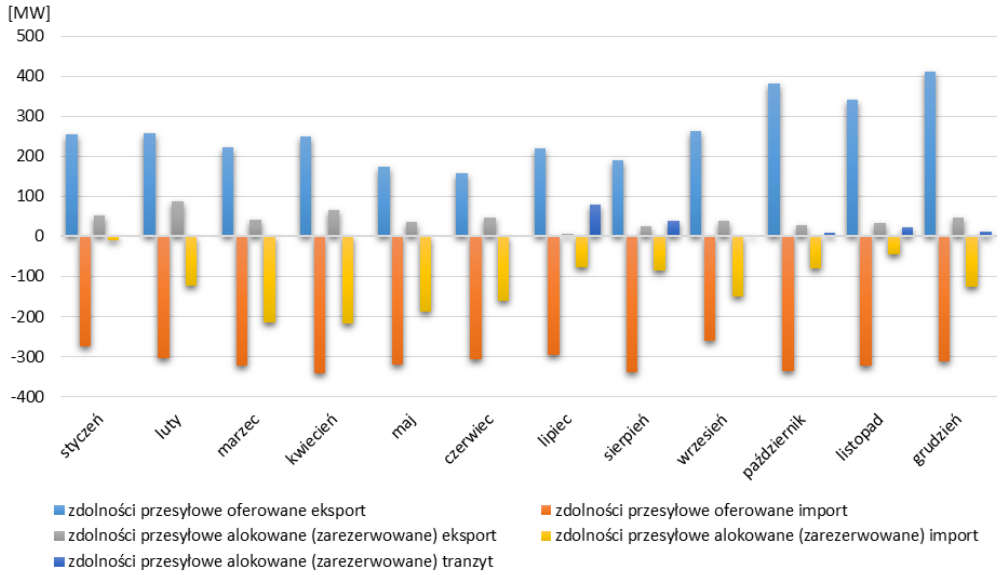
Rysunek 4. Zestawienie średnich miesięcznych wartości zdolności przesyłowych oferowanych i alokowanych w 2017 r. na połączeniu Polska – Szwecja [MW]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Z przedstawionych powyżej danych wynika, że w 2017 r. ceny energii elektrycznej były w większości czasu niższe na rynku skandynawskim, co w konsekwencji skutkowało w głównej mierze importem energii elektrycznej do Polski ze Szwecji, ograniczanym względami bezpieczeństwa KSE w godzinach nocnych. Maksymalne oferowane zdolności przesyłowe na tej granicy wyniosły 600 MW w obu kierunkach. Podobna sytuacja miała miejsce na połączeniu Polska – Litwa, choć w przypadku tego połączenia znacznie częściej był realizowany eksport energii elektrycznej. Kierunek wymiany handlowej na tym połączeniu był w dużej mierze uwarunkowany dostępnością interkonektora łączącego Litwę ze Szwecją. Maksymalne oferowane zdolności przesyłowe na połączeniu Polska – Litwa wyniosły: w kierunku eksportu do Litwy 492 MW, a w kierunku importu do Polski 488 MW. Dodatkowo w okresie lipiec – grudzień 2017 r. oferowano oraz alokowano zdolności przesyłowe dla celów tranzytu ze Szwecji na Litwę o wartości średniej ok. 27 MW.

Rysunek 5. Zestawienie średnich miesięcznych wartości zdolności przesyłowych oferowanych i alokowanych w 2017 r. na połączeniu Polska-Litwa [MW]

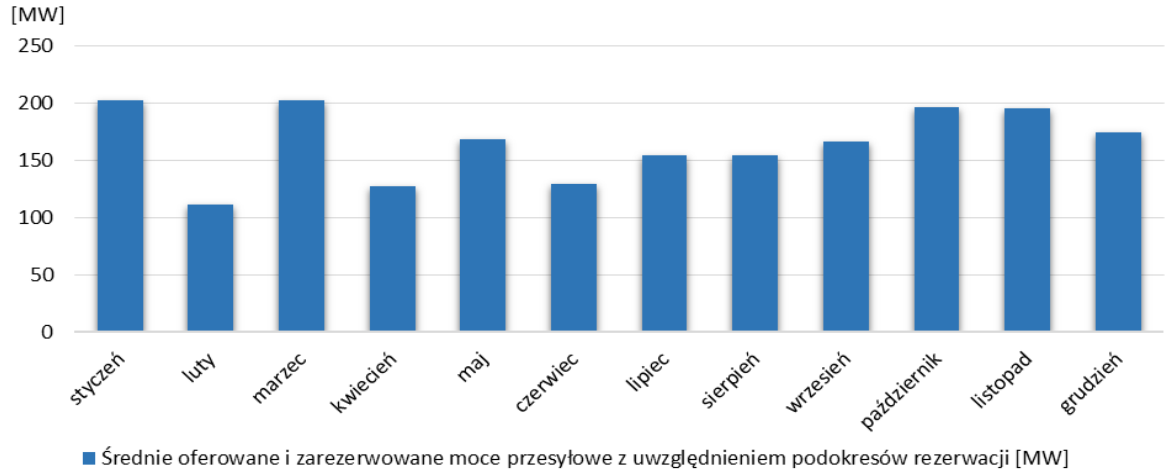


Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Zdolności przesyłowe na połączeniu Polska – Ukraina udostępniane były w ramach aukcji jawnych (typu *explicit*) organizowanych w horyzoncie czasowym miesięcznym. Zdolności przesyłowe były udostępniane tylko w kierunku importu do Polski w maksymalnej wysokości 210 MW. Czasowe ograniczenia zdolności przesyłowych były spowodowane awaryjnym przedłużeniem wyłączenia linii.

Na rys. 6 przedstawiono średnie miesięczne wartości oferowanych zdolności przesyłowych na połączeniu międzysystemowym Polska – Ukraina, w kierunku importu w 2017 r.

Rysunek 6. Średnie miesięczne wartości oferowanych zdolności przesyłowych na połączeniu międzysystemowym Polska – Ukraina, kierunek UKRENERGO → PSE S.A. (import), w 2017 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Monitorowanie ograniczeń w realizacji usług przesyłania w wymianie międzysystemowej spowodowanych brakiem mocy lub awariami sieciowymi w 2017 r.

W przypadku wymiany międzysystemowej na połączeniach synchronicznych oraz na połączeniach ze Szwecją i Litwą w 2017 r. nie wystąpiły ograniczenia alokowanych zdolności przesyłowych (redukcje).

Z kolei na połączeniu Polska-Ukraina linią 220 kV Zamość – Dobrotwór wystąpiła redukcja alokowanych zdolności przesyłowych w okresie 11-12 lutego 2017 r., godz. 00:00 do 24:00 (redukcja z 210 MW do 0 MW), spowodowana awaryjnym przedłużeniem wyłączenia linii Zamość-Mokre.

Koncentracja udostępnianych przez PSE S.A. mocy przesyłowych alokowanych w przetargach na połączeniach synchronicznych w 2016 r.

W 2017 r. zdolności przesyłowe na połączeniach synchronicznych zostały alokowane w aukcjach dobowych w sumie dla 27 różnych podmiotów (uczestników rynku). Maksymalny udział w rynku dla jednego podmiotu wynosił ok. 27,34%.

3.2. Promowanie konkurencji

3.2.1. Rynek hurtowy

Wolumen krajowej produkcji energii elektrycznej brutto w 2017 r. wyniósł 165 852 GWh (wzrost o 1,98%). W tym samym okresie krajowe zużycie energii elektrycznej brutto wyniosło 168 139 GWh i zwiększyło się o ponad 2,1% w porównaniu z 2016 r. W 2017 r. tempo wzrostu krajowego zużycia energii elektrycznej było niższe o 2,5 punktów procentowych niż tempo wzrostu PKB, które według wstępnych szacunków GUS wyniosło 4,6%.

W 2017 r. w krajowym bilansie przepływów fizycznych energii elektrycznej udział importu stanowił 8,0% całkowitego przychodu, zaś udział eksportu wyniósł 6,6% rozchodu energii elektrycznej. W 2016 r. oba te parametry przyjmowały wartość na zbliżonym poziomie.

Struktura produkcji energii elektrycznej nie zmieniła się znacznie w stosunku do 2016 r. Zdecydowana większość wytwarzania oparta jest nadal na paliwach konwencjonalnych, tj. węglu kamiennym oraz węglu brunatnym. Jednocześnie liderem produkcji w segmencie OZE pozostawała nadal generacja wiatrowa.

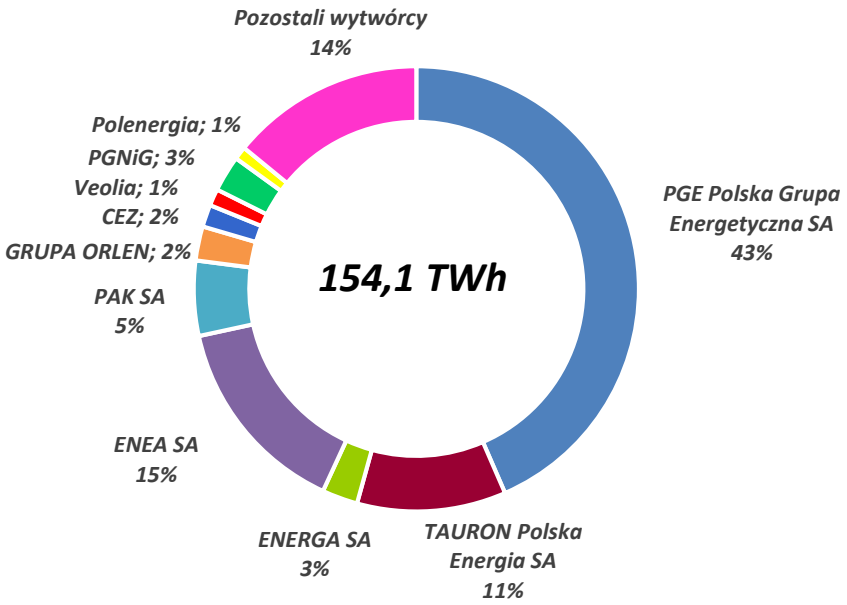
Struktura podmiotowa hurtowego rynku energii

Największy udział w rynku w podsektorze wytwarzania energii elektrycznej w 2017 r., który wyniósł 43,5%[24)], utrzymywała grupa kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. (wzrost o 7,7 punktu procentowego w porównaniu do roku poprzedniego). Natomiast na rynku sprzedaży do odbiorców końcowych liderem była TAURON Polska Energia S.A. z udziałem 10,8% (wzrost o 0,6 punktu procentowego w porównaniu do roku poprzedniego).

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

[24)] Udział liczony według wolumenu energii elektrycznej wprowadzonej do sieci.

Rysunek 7. Udział grup kapitałowych w wolumenie energii elektrycznej wprowadzonej do sieci w 2017 r. (wg danych na 31 grudnia 2017 r.)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Ministerstwa Energii i URE.

Wskaźnik udziału rynkowego trzech największych podmiotów, mierzony według energii wprowadzonej do sieci (uwzględniającej ilość energii dostarczonej przez wytwórców bezpośrednio do odbiorców końcowych), w 2017 r. wyraźnie wzrósł i wyniósł 69,0%, co oznacza wzrost o 14,1 punktu procentowego w porównaniu do roku poprzedniego. Podobnie, wyraźnemu zwiększeniu uległ wskaźnik udziału trzech największych wytwórców w mocy zainstalowanej – o 12,3 punktu procentowego. Trzej najwięksi wytwórcy (skupieni w grupach kapitałowych: PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., TAURON Polska Energia S.A., ENEA S.A.) dysponowali w sumie prawie 2/3 mocy zainstalowanych i odpowiadali prawie za 70% produkcji energii elektrycznej w kraju. Przy czym wśród trzech dominujących podmiotów w rynku wytwarzania energii elektrycznej, w 2017 r. istotnie wzrosło znaczenie wytwórców funkcjonujących w grupach kapitałowych: PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. oraz ENEA S.A. Taki stan rzeczy wynika z finalizacji w 2017 r. przejęcia przez ww. grupy kapitałowe aktywów wytwórczych z innych grup kapitałowych, tj. odpowiednio: EDF oraz ENGiE Energia Polska. Wyżej opisane wskaźniki zostały przedstawione w tabeli poniżej.

Tabela 1. 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[25)]	
					moc zainstalowana	energia wprowadzona do sieci
2016	5	6	50,8	54,9	1 309,3	1 640,0
2017	4	4	63,1	69,0	1 795,9	2 281,1

* Dla wszystkich podmiotów działających w sektorze wytwarzania, które są objęte obowiązkiem statystycznym, z uwzględnieniem mocy zainstalowanej i energii wprowadzonej do sieci ze źródeł wiatrowych i wodnych.

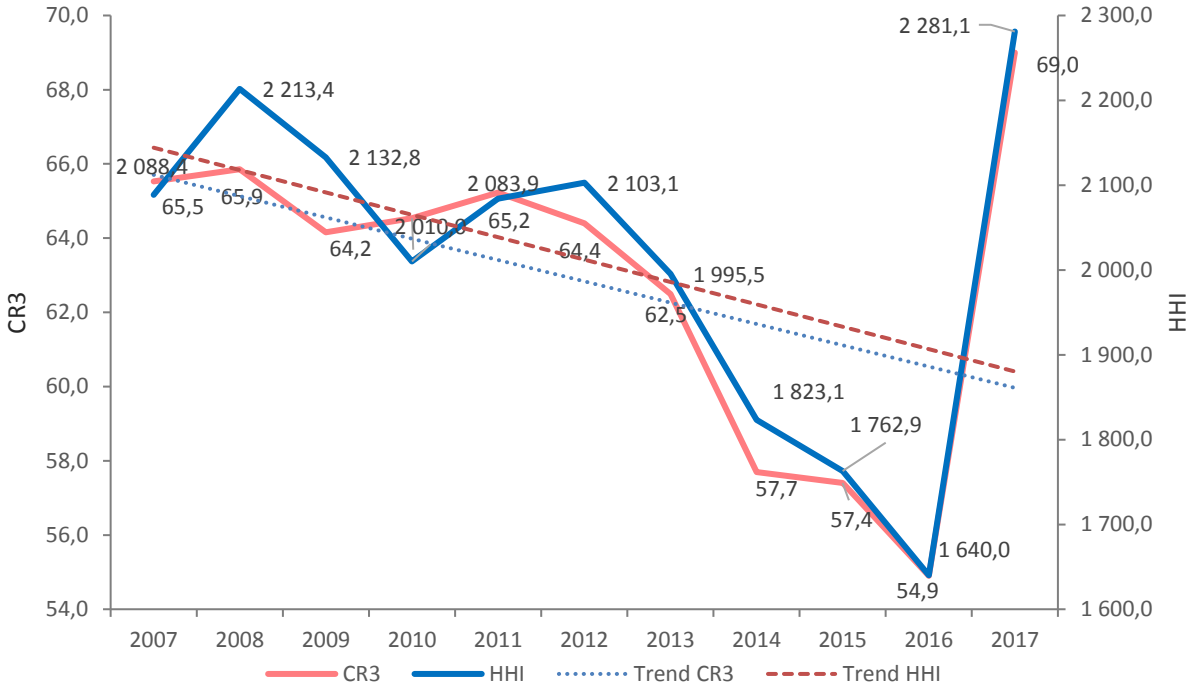
Źródło: Dane Ministerstwa Energii i URE.

[25)] 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).

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. Po kilku latach spadku w 2017 r. oba wskaźniki wyraźnie wzrosły, a ich wzrost wyniósł odpowiednio: 37,1% i 39,1% w porównaniu do roku poprzedniego. Warto podkreślić, że wskaźnik ten liczony dla produkcji w 2017 r. osiągnął wartość pozwalającą na stwierdzenie, że stopień koncentracji na rynku przeszedł ze średniego na wysoki. Natomiast liczony dla mocy zainstalowanej – znajduje się nieznacznie poniżej granicy wysokiej koncentracji.

Zmiana wskaźnika koncentracji oraz wskaźnika udziału rynkowego trzech największych podmiotów w podsektorze wytwarzania w latach 2007-2017 została przedstawiona na rysunku poniżej.

Rysunek 8. Stan koncentracji podsektora wytwarzania oraz udziały w rynku największych podmiotów według energii wprowadzonej do sieci w latach 2007-2017



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Ministerstwa Energii i URE.

Odnosząc się do przedstawionych powyżej danych dotyczących koncentracji należy zauważyć, że wskaźniki te uległy w ostatnim roku 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 z innych grup kapitałowych, tj. odpowiednio EDF oraz ENGIE Energia Polska.

Sprzedaż energii w poszczególnych segmentach

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

Poniższe zestawienia tabelaryczne przedstawiają kształtowanie się form sprzedaży energii elektrycznej w segmentach wytwarzania i obrotu w latach 2016-2017.

Tabela 2. Formy sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców w latach 2016–2017 [TWh]

Rok	Przedsiębiorstwa obrotu	Rynki regulowane, w tym giełda energii	Rynek bilansujący	Eksport	Odbiorcy końcowi	Pozostała sprzedaż*
2016	64,7	66,0	10	0,0	2,5	3,2
2017	102,2	28,3	7,9	0,0	2,1	1,6

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

Źródło: Dane Ministerstwa Energii i URE.

Tabela 3. Formy sprzedaży energii elektrycznej przez spółki obrotu w latach 2016–2017 [TWh]

Rok	Przedsiębiorstwa obrotu	Rynki regulowane, w tym giełda energii	Rynek bilansujący	Eksport	Odbiorcy końcowi	Pozostała sprzedaż*
2016	131,7	90,8	5,1	2,9	116,7	19,3
2017	127,2	61,4	5,8	3,6	122,7	17,5

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

Źródło: Dane Ministerstwa Energii i URE.

W 2017 r. w przypadku wytwórców główne formy sprzedaży energii elektrycznej stanowiły: sprzedaż do przedsiębiorstw obrotu (72% udział w całkowitej sprzedaży wytwórców) oraz sprzedaż w ramach rynków regulowanych, gdzie dominujące znaczenie miała giełda energii (20% udział). W 2017 r. nastąpiła odwrotna tendencja formy sprzedaży w stosunku do roku poprzedniego. Część wolumenu energii elektrycznej sprzedawanej przez giełdę w 2017 r. została przekierowana do innych form sprzedaży, głównie do przedsiębiorstw obrotu. Ma to niewątpliwie związek z faktem, że transakcje przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo, które brały udział w programie pomocy publicznej pokrywania kosztów osieroconych były dokonywane w tzw. publicznym obrocie, zaś po zakończeniu udziału w tym programie przeważająca część wytworzonej energii elektrycznej została przekierowana z rynku konkurencyjnego do podmiotów należących do ich własnej grupy kapitałowej. Spowodowało to odpływ z rynku giełdowego znacznego wolumenu energii elektrycznej[26)]. Z kolei sprzedaż energii elektrycznej przez wytwórców na rynek bilansujący spadła o 16%.

Natomiast przedsiębiorstwa obrotu kierują swoją sprzedaż energii elektrycznej głównie do innych przedsiębiorstw obrotu (38% udział w całkowitym obrocie przedsiębiorstw obrotu) oraz do odbiorców końcowych (36% udział). Kierują również swoją sprzedaż energii elektrycznej na giełdę (18% udział), ale w mniejszym stopniu niż w 2016 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.

Analizując powyższe, należy wskazać też, 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 2017 r. nastąpiła zdecydowana zmiana powyższego trendu. Przedsiębiorstwa obrotu zmniejszyły portfel zakupu energii z rynku giełdowego na rzecz zwiększenia portfela zakupu w kontraktach dwustronnych w ramach własnych grup kapitałowych.

[26)] Dla zachowania pierwotnej koncepcji wprowadzenia obliga giełdowego niezbędnym było zwiększenie tego obowiązku. Od 1 stycznia 2018 r. zmianie uległ procentowy udział sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej objętej obowiązkiem, o którym mowa w art. 49 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, który wzrasta do 30% (art. 86 ust. 7 pkt 5 i art. 100 ustawy z 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy, Dz. U. z 2018 r. poz. 9). Regulacja ta obowiązuje przedsiębiorstwa energetyczne sprzedające energię elektryczną wytworzoną od 1 stycznia 2018 r. Dla zachowania pierwotnej koncepcji wprowadzenia obliga giełdowego niezbędnym było zwiększenie tego obowiązku z obecnego poziomu 15% do poziomu 30% krajowej produkcji energii elektrycznej brutto.

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

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

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

Średnia roczna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2017 r. wyniosła 163,70 zł/MWh. Jednocześnie cena ta była 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.

Do wyznaczenia średniej rocznej ceny na rynku konkurencyjnym został zastosowany algorytm jak w latach poprzednich.

Średnia kwartalna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym oraz sposób jej obliczania

Poniżej przedstawiono średnie kwartalne ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2017 r.

Tabela 4. Średnie kwartalne ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2017 r.

Kwartał	Średnia kwartalna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym [zł/MWh]
I	160,60
II	162,50
III	167,86
IV	164,05

Źródło: Dane TGE S.A. i URE.

Ceny kwartalne wyznaczone przez Prezesa URE są zbliżone do kwartalnych cen z rynku giełdowego. Algorytm wyznaczania ceny, tożsamy jak w latach poprzednich, 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 niepodlegającej obowiązkowi publicznej sprzedaży

W tabeli poniżej przedstawiono wolumen i średnią kwartalną cenę energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne[27)], w poszczególnych kwartałach 2017 r.

[27)] Art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne określa obowiązki w zakresie sprzedaży energii elektrycznej w sposób zapewniający do niej publiczny dostęp, tzw. obligo giełdowe dla energii elektrycznej.

Tabela 5. Wolumeny i średnie kwartalne ceny energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne, w 2017 r.

Kwartał	Średnia kwartalna cena energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne* [zł/MWh]	Wolumen energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne [TWh]
I	164,78	22,89
II	165,54	20,98
III	167,16	21,07
IV	165,11	22,22

* *Cena nie uwzględnia podatków (VAT, akcyza), opłat niezwiązanych z ilością sprzedanej energii elektrycznej oraz zobowiązań związanych ze świadectwami pochodzenia.*

Źródło: URE na podstawie danych przekazanych przez wytwórców energii elektrycznej za poszczególne kwartały 2017 r.

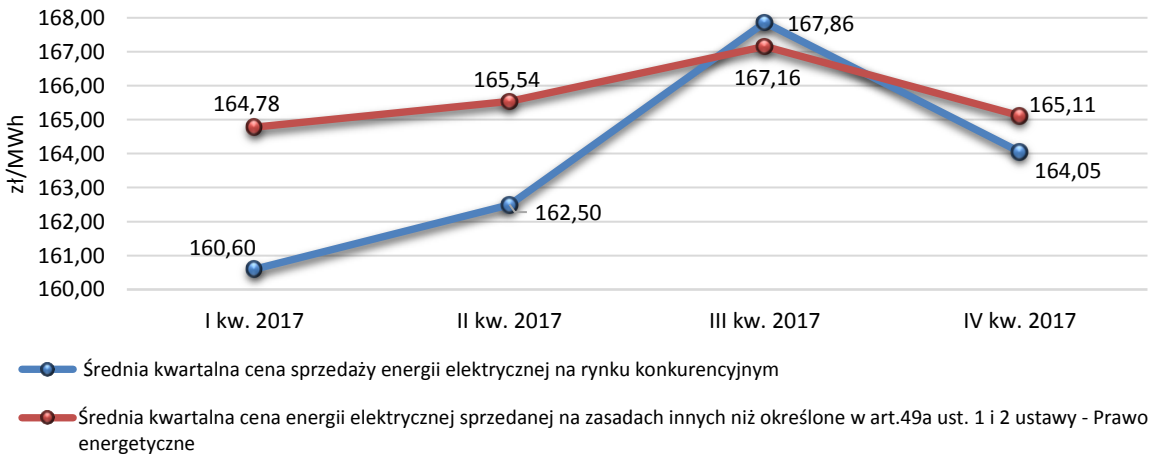
Ceny kwartalne, o których mowa powyżej, zostały wyznaczone na podstawie danych dotyczących realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej do spółek obrotu, zawartych przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, zobowiązane do sprzedaży części wytworzonej energii elektrycznej w sposób określony w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne.

Wartości średnich kwartalnych cen energii elektrycznej, o których mowa powyżej, wahały się w 2017 r. w przedziale od 164,78 zł/MWh do 167,16 zł/MWh. Z analizy poszczególnych kwartałów 2017 r. wynika, że w I kwartale w porównaniu do IV kwartału 2016 r. cena ta spadła o 2,82%, by w II kwartale wzrosnąć o 0,46% w porównaniu do I kwartału 2017 r. W III kwartale powyższa cena także wzrosła (o 0,98%) w porównaniu do II kwartału, by w IV kwartale spaść o 1,23% w porównaniu do III kwartału. Wartość tej ceny w ostatnim kwartale 2017 r. uplasowała się na minimalnie wyższym poziomie niż w I kwartale 2017 r.

Należy także zwrócić uwagę na znacznie większy wolumen energii elektrycznej sprzedanej w 2017 r. niż w 2016 r. na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne. W 2017 r. sprzedano 87,16 TWh, zaś w 2016 r. sprzedano 49,15 TWh, co oznacza wzrost o 77,3%. Tak znaczny wzrost niewątpliwie spowodowany był wycofaniem z obrotu giełdowego dużej ilości sprzedawanej energii elektrycznej w związku z wychodzeniem kolejnych podmiotów z programu pomocy publicznej związanego z rozwiązaniem kontraktów długoterminowych oraz skierowaniem dotychczas sprzedawanej w publicznym obrocie energii elektrycznej do sprzedaży pozagiełdowej w kontaktach bilateralnych tj. do spółek należących do własnej grupy kapitałowej.

Na poniższym rysunku przedstawiono z kolei 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.

Rysunek 9. Średnie kwartalne ceny energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne a średnie kwartalne ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2017 r.

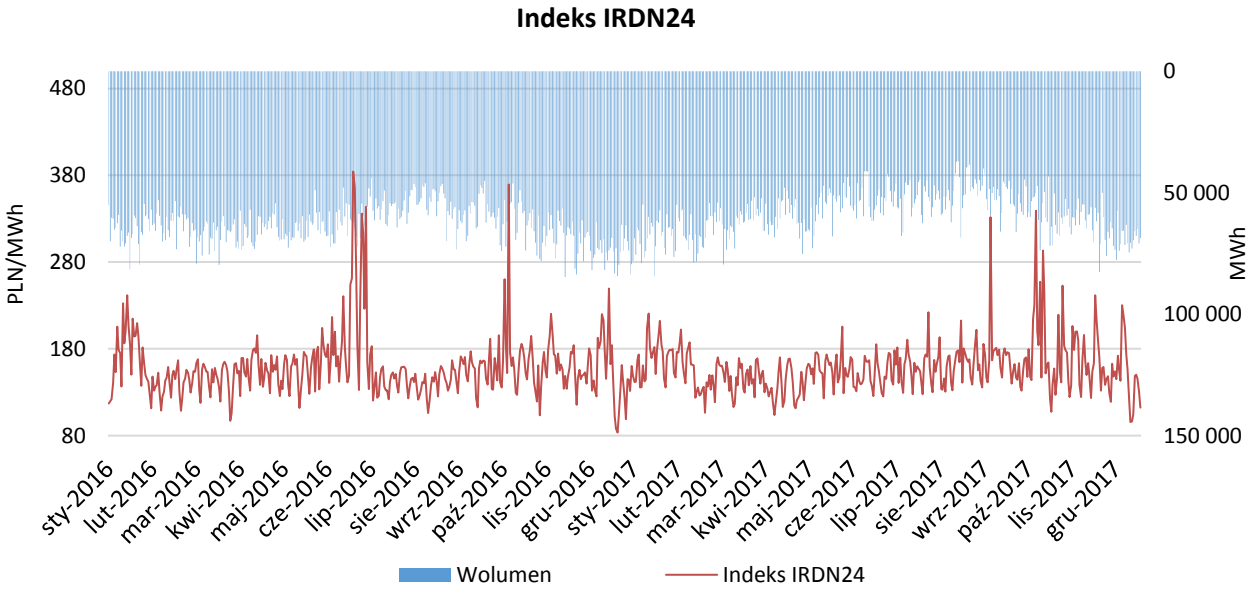


Źródło: Opracowanie własne URE.

Ceny na rynku SPOT prowadzonym przez 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 10. 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 2016-2017



Źródło: URE na podstawie danych TGE S.A.

Średnia ważona wolumenem cena energii elektrycznej na RDN w 2017 r. wyniosła 157,96 zł/MWh i była niższa względem 2016 r. o 3,78 zł/MWh, kiedy to cena ta wyniosła 161,74 zł/MWh.

Ceny na rynku terminowym prowadzonym przez TGE S.A.

W 2017 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-18 w całym 2017 r. ukształtowała się na poziomie 167,50 zł/MWh, podczas gdy w 2016 r. średnioważona wolumenem cena transakcyjna analogicznych kontraktów terminowych BASE_Y-17 wyniosła 159,26 zł/MWh.

Jednocześnie średnia miesięczna cena kontraktów BASE_Y-18 zawieranych w grudniu 2017 r. wyniosła 177,63 zł/MWh, podczas gdy średnia miesięczna cena analogicznych kontraktów BASE_Y-17 zawieranych w grudniu 2016 r. wyniosła 160,44 zł/MWh. Oznacza to wzrost ceny tych kontraktów o 10,7%.

Przejrzystość hurtowego rynku energii – realizacja obowiązków wynikających z rozporządzenia REMIT

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

Szczególna rola w procesie wykrywania nieprawidłowości na hurtowym rynku energii spoczywa na osobach zajmujących się zawodowo pośredniczeniem w zawieraniu transakcji (PPATs)[28], które mają obowiązek tworzenia i utrzymywania skutecznych mechanizmów i procedur służących identyfikacji przypadków naruszenia zakazu wykorzystywania informacji wewnętrznych oraz zakazu manipulacji na rynku.

Ścisła współpraca między tymi podmiotami a regulatorami ma kluczowe znaczenie w zapobieganiu nadużyciom na rynku energii. W 2017 r. działalność uznawaną za działalność właściwą dla PPATs aktywnie prowadziły trzy podmioty: TGE S.A., PSE S.A. oraz OGP Gaz-System S.A.

Najważniejsze informacje związane z rozporządzeniem REMIT są udostępniane na stronie internetowej URE[29]. Uczestnicy rynku mogą także przesyłać do URE na dedykowaną skrzynkę e-mail[30] pytania dotyczące realizacji obowiązków wynikających z ww. rozporządzenia oraz z przepisów wykonawczych dotyczących procesu rejestracji w krajowym rejestrze uczestników rynku. Z kolei ACER na swojej stronie internetowej prowadzi tzw. „REMIT Portal"[31] poświęcony wszelkim zagadnieniom zawartym w rozporządzeniu REMIT.

Rejestracja uczestników polskiego rynku energii prowadzona jest przez URE za pośrednictwem scentralizowanego europejskiego rejestru uczestników rynku energii (CEREMP). Na koniec 2017 r. w systemie CEREMP było zarejestrowanych ponad 600 uczestników rynku z Polski (ok. 4,7% wszystkich zarejestrowanych podmiotów). Wzrost zarejestrowanych uczestników rynku z Polski w 2017 r. w porównaniu z 2016 r wyniósł około 10%. Raportowanie przez uczestników hurtowego rynku energii informacji o zawartych transakcjach oraz zleceniach odbywa się wyłącznie za pośrednictwem podmiotów, które uzyskają nadany przez ACER status tzw. Registered Reporting Mechanism (RRM).

Na koniec 2017 r. w Polsce podmiotami realizującymi zadania RRM w 2017 r. były te same podmioty, które status RRM posiadały w roku poprzednim, tj.: TGE S.A., OGP Gaz-System S.A., PSE S.A. oraz PGE Dom Maklerski S.A.

Publikowanie przez uczestników rynku informacji wewnętrznych może odbywać się na stronach internetowych tych uczestników, jak również za pośrednictwem dostępnej nieodpłatnie dla każdego uczestnika rynku Giełdowej Platformy Informacyjnej (GPI)[32] prowadzonej przez TGE S.A. Platforma ta została zarejestrowana w ACER i funkcjonuje jako RIS (Regulated Information Services).

W ramach kompetencji określonych w ustawie – Prawo energetyczne w obszarze monitorowania hurtowego rynku energii na mocy rozporządzenia REMIT[33], w 2017 r. Prezes URE rozpoczął kompleksowe badanie realizacji przez przedsiębiorstwa energetyczne następujących obowiązków:

- obowiązku rejestracji w krajowym rejestrze uczestników rynku energii (CEREMP) w przypadku zawarcia przez uczestników rynku transakcji podlegających zgłoszeniu do ACER – obowiązek wynikający z art. 9 rozporządzenia REMIT,
- obowiązku przekazywania do ACER danych na temat transakcji zawieranych na hurtowych rynkach energii – obowiązek wynikający z art. 8 rozporządzenia REMIT.

Ww. badania dotyczyły realizacji przedmiotowych obowiązków w przypadku zawarcia przez przedsiębiorstwa energetyczne kontraktów bilateralnych (OTC, ang. *over the counter*), tj. poza zorganizowaną platformą obrotu, taką jak giełda energii.

W 2017 r. prowadzone były postępowania administracyjne o wymierzenie kar pieniężnych na podstawie art. 56 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne w zakresie:

- nie przekazania ACER danych, wbrew obowiązkowi, o którym mowa w art. 8 ust. 1 rozporządzenia REMIT (pkt 40) – w 6 przypadkach odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej,
- dokonywania sprzedaży produktów energetycznych na hurtowym rynku energii bez wymaganego wpisu do rejestru uczestników rynku (CEREMP), o którym mowa w art. 23a ust. 1 ustawy – Prawo

[28] PPATs – Persons Professionally Arranging Transactions.

[29] http://www.ure.gov.pl/pl/rynki-energii/energia-elektryczna/remit/6013,REMIT.html

[30] REMIT.rejestracja@ure.gov.pl

[31] https://www.acer-remit.eu/portal/home

[32] Giełdowa Platforma Informacyjna (GPI) funkcjonuje od 27 lutego 2014 r. i została utworzona przy współpracy przedstawicieli całego sektora elektroenergetycznego pod patronatem Prezesa URE.

[33] W świetle art. 23 ust. 2 pkt 19b ustawy – Prawo energetyczne do zakresu działania Prezesa URE należy wykonywanie zadań, obowiązków oraz korzystanie z uprawnień określonych w sposób wiążący dla organu regulacyjnego w rozporządzeniu REMIT oraz współpraca z ACER, organami regulacyjnymi państw członkowskich Unii Europejskiej lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, organem właściwym w sprawach ochrony konkurencji i konsumentów oraz organem właściwym w sprawach nadzoru nad rynkiem finansowym, w zakresie niezbędnym do wykonywania obowiązków określonych w rozporządzeniu REMIT.

energetyczne (pkt 42) – w 7 przypadkach umorzono postępowanie, w 5 przypadkach odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej.

3.2.2. Rynek detaliczny

W 2017 r. działało pięciu sprzedawców z urzędu oraz ponad 119 alternatywnych przedsiębiorstw obrotu zajmujących się aktywnie sprzedażą energii elektrycznej do odbiorców końcowych, w tym gospodarstw domowych. Na rynku energii elektrycznej działało także 178 sprzedawców funkcjonujących w ramach przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo z OSD. Największy udział w sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych mają nadal tzw. sprzedawcy „zasiedziali", pełniący funkcję sprzedawców z urzędu dla odbiorców w gospodarstwach domowych, którzy nie zdecydowali się na wybór nowego sprzedawcy.

W 2017 r. funkcjonowało ok. 17,4 mln odbiorców końcowych, z czego 90,8% (15,8 mln) to odbiorcy z grupy taryfowej G[34)], w tym w przeważającej większości odbiorcy w gospodarstwach domowych (ponad 14,9 mln). Pozostałą grupę stanowili odbiorcy końcowi zasilani z sieci wysokiego i średniego napięcia – tzw. odbiorcy przemysłowi z grup taryfowych A i B oraz odbiorcy przyłączeni do sieci niskiego napięcia, pobierający energię elektryczną dla celów prowadzonej działalności gospodarczej (grupa C).

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

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

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

Tabela 6. Liczba odbiorców, wolumen, wartość oraz średnie ceny energii elektrycznej stosowane do odbiorcy końcowego w zależności od kryterium zużycia

Kryterium zużycia	Liczba odbiorców [szt.]	Wolumen [MWh]	Wartość [tys. zł]	Średnia cena [zł/MWh]
< 50 MWh	16 877 058	44 885 607	11 919 619	265,56
50 – 2 000 MWh	76 683	28 336 520	6 355 286	224,28
> 2 000 MWh	6 374	34 598 939	6 531 882	188,79
RAZEM	16 960 115	107 821 066	24 806 787	230,07

Źródło: Na podstawie ankiet kwartalnych od sprzedawców z urzędu za 2017 r.

W 2017 r., podobnie jak w poprzednich latach, na stronie internetowej URE udostępniony był kalkulator taryfowy, umożliwiający porównywanie ofert sprzedawców energii elektrycznej skierowanych do odbiorców w gospodarstwach domowych, a tym samym pomagający w dokonaniu wyboru najkorzystniejszej z tych ofert. W 2017 r. średnio miesięcznie ok. 30 sprzedawców zamieszczało swoje oferty w Kalkulatorze.

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

[34)] Jako odbiorców z grup A, B i C należy rozumieć tych spośród odbiorców końcowych, którzy pobierają energię elektryczną na napięciach wysokim, średnim oraz niskim na potrzeby inne niż socjalno-bytowe. Odbiorcy z grupy taryfowej G są natomiast odbiorcami pobierającymi energię na napięciu niskim na potrzeby socjalno-bytowe.

W 2017 r. ponad 236 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 487 tys. W 2017 r. odnotowano znaczy wzrost liczby odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę w stosunku do 2016 r. Na koniec 2017 r. odnotowano ponad dwudziestoprocentowy wzrost liczby odbiorców TPA w porównaniu do 2016 r., przy czym w przypadku odbiorców należących do grup taryfowych A, B i C wzrost ten wynosił 43,83%, a w przypadku odbiorców z grupy G 12,68%. Oceniając wskaźniki wzrostu pamiętać należy jednak, że w ujęciu globalnym ciągle stosunkowo niewielu odbiorców (ok. 4,15%) skorzystało do tej pory z prawa do zmiany sprzedawcy (ok. 3,46% na koniec 2016 r.). Całkowita ilość energii elektrycznej dostarczonej w 2017 r. odbiorcom końcowym korzystającym z zasady TPA wyniosła 66 673 476, tj. 47,48% energii dostarczonej ogółem odbiorcom końcowym.

Wśród najbardziej nagminnych negatywnych praktyk sprzedawców należy wymienić brak informowania konsumentów o wszystkich elementach oferty np. o dodatkowych opłatach (opłata handlowa) lub wprowadzanie ich w błąd, co prowadzi do zawierania przez odbiorców niekorzystnych dla nich umów. Prezes URE, nie będąc organem właściwym w takich sprawach, informował odbiorców o przysługujących im prawach, a także przekazał Prezesowi UOKiK do oceny 183 spraw mogących wskazywać na niezgodne z prawem działania przedstawicieli sprzedawców (podejrzenie praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów oraz nieuczciwych praktyk rynkowych lub czynów nieuczciwej konkurencji).

3.2.2.2. Rekomendacje dotyczące cen dostaw i prowadzenie dochodzeń oraz podejmowanie środków na rzecz wspierania skutecznej konkurencji

System regulacji cen

Taryfy na sprzedaż energii elektrycznej dla odbiorców z grupy taryfowej G nadal podlegają procesowi zatwierdzenia przez Prezesa URE (taryfy są publikowane w „Biuletynie Branżowym Urzędu Regulacji Energetyki – Energia elektryczna"). Należy jednak wskazać, że taryfy stosowane są wyłącznie w zakresie sprzedawcy z urzędu. Sprzedawca, który nie pełni funkcji sprzedawcy z urzędu stosuje cenniki, które nie są zatwierdzane przez Prezesa URE.

Kalkulacja taryf sprzedawców z urzędu w odniesieniu do odbiorców z grupy taryfowej G opiera się na jasno określonych zasadach, które mają na celu pokrycie kosztów zewnętrznych, w tym kosztów wsparcia różnych źródeł energii (m.in. OZE). Powyższe ogranicza do minimum ryzyko poniesienia straty przez przedsiębiorstwo. Ponadto w przypadku znaczącej zmiany warunków zewnętrznych, przedsiębiorstwa mają prawo wystąpić do Prezesa URE z wnioskiem o korektę taryfy w zakresie zwiększonych kosztów. W wyniku prowadzonych postępowań administracyjnych o zatwierdzenie taryf, w grudniu 2017 r., taryfy te zostały zatwierdzone przez Prezesa URE, na okres do 31 grudnia 2018 r.

Prowadzenie dochodzeń oraz podejmowanie środków na rzecz wspierania skutecznej konkurencji

Prezes URE prowadzi bieżący nadzór nad przedsiębiorstwami energetycznymi wynikający z napływającej korespondencji, od odbiorców paliw i energii, pod kątem zgodności stosowania taryf z określonymi w nich warunkami.

W 2017 r. utrzymywała się znaczna liczba skarg na działalność przedsiębiorstw energetycznych. Do najczęściej zgłaszanych problemów należały:

- brak rzetelnej i pełnej informacji o warunkach oferty, w tym dotyczącej cen energii elektrycznej oraz terminu trwania umowy,
- nakłanianie odbiorców do podpisania czystego niewypełnionego druku umowy (in blanco), często pod presją czasową, oraz nadrukowywanie istotnych informacji dotyczących warunków umowy bez wiedzy i zgody odbiorcy,
- podszywanie się pod pracowników dotychczasowego sprzedawcy lub pracowników OSD,
- brak rzetelnej informacji dotyczących konieczności dostosowania układu pomiarowo-rozliczeniowego przy zmianie sprzedawcy,

- fałszowanie podpisów na umowie oraz liczne nieścisłości związane z przedstawianymi warunkami umowy,
- dokonywanie podwójnego fakturowania odbiorców tj. wystawianie faktur przez nowego i poprzedniego sprzedawcę,
- zawieranie umów sprzedaży energii elektrycznej na skutek błędu, w wyniku stosowania opisanych powyżej praktyk przez przedsiębiorstwa energetyczne.

W 2017 r. wiele podjętych interwencji przez Prezesa URE skutkowało odstąpieniem przez sprzedawcę od naliczenia odbiorcy kary umownej lub wypłaceniem odbiorcy rekompensaty w wysokości kary umownej, którą odbiorca obciążony został przez poprzedniego sprzedawcę. Sytuacje te dotyczyły procedury zmiany sprzedawcy, w trakcie której na skutek niedopatrzenia sprzedawcy lub w związku z błędem jego przedstawiciela czy błędem systemu informatycznego odbiorca obciążany był taką karą. Podkreślić należy, że odbiorca mógłby dochodzić swoich praw od sprzedawcy na drodze sądowej, tym niemniej wyjaśnienia, których Prezes URE żąda od przedsiębiorstw energetycznych w podobnych sprawach często okazują się wystarczające do zakończenia sprawy w sposób satysfakcjonujący odbiorcę.

W ramach podejmowanych interwencji jeden ze sprzedawców alternatywnych zdecydował zakończyć wiele postępowań w sposób polubowny poprzez rozwiązanie spornych umów, bez obciążania odbiorców karami umownymi za przedterminowe rozwiązania umów. Jednocześnie Prezes URE zwrócił uwagę na konieczność zachowania szczególnej ostrożności przy podpisywaniu umów przez odbiorców, niezależnie od praw konsumentów np. prawo do odstąpienia od umowy zawartej poza lokalem przedsiębiorstwa w terminie 14 dni. Prezes URE zwrócił szczególną uwagę na to, że każda umowa powinna być dokładnie przeczytana przed jej podpisaniem, a odbiorcy powinni zwrócić uwagę na okres jej obowiązywania oraz sposób i warunki rozwiązywania umów, jak również wynikające z nich zobowiązania, w szczególności opłaty z tytułu przedterminowego rozwiązania umowy (kary umowne). Ponadto odbiorcy powinni uważnie zapoznać się z warunkami wypowiedzenia dotychczasowej umowy łączącej go z obecnym sprzedawcą – czy nie wynikają z niej dodatkowe zobowiązania. Natomiast jeżeli treść umowy jest niezrozumiała lub użyta czcionka uniemożliwia zapoznanie się z treścią umowy, należy rozważyć powstrzymanie się od jej podpisania.

W opisanych przypadkach Prezes URE podejmował postępowania wyjaśniające, które w wielu przypadkach skutkowały wyjaśnieniem sprawy i odstępstwem od umów zawartych w wyżej wymieniony sposób. Do skarżących kierowane były stosowne wyjaśnienia, a niektóre ze spraw zostały przekazane do UOKiK w związku z podejrzeniem stosowania praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów. Do UOKiK przekazane zostały skargi odbiorców, zgłaszane do Prezesa URE, na jednego ze sprzedawców stosującego zapisy umowne dotyczące tzw. milczącej zgody na przyjęcie oferty odnowieniowej, czyli mechanizmu automatycznego przedłużania okresu rozliczeń według Cennika, co może zostać uznane za klauzulę abuzywną. UOKiK poinformował, że podejmie w tej sprawie stosowne działania, zgodnie ze swoimi ustawowymi kompetencjami.

Kontynuowana była również współpraca z powiatowymi i miejskimi rzecznikami praw konsumentów, także w formie organizowanych przez URE szkoleń. Prezes URE zamieścił także na stronie internetowej URE komunikat, w którym zwrócił uwagę na konieczność zachowania szczególnej ostrożności przy podpisywaniu oraz rozwiązywaniu umów przez odbiorców, którzy w ramach działalności rolniczej prowadzą gospodarstwa rolne oraz małych przedsiębiorców, których nie obejmują przepisy chroniące konsumentów (gospodarstwa domowe) zawarte w ustawie o ochronie praw konsumenta.

W 2017 r. Prezes URE kontynuował udostępnianie odbiorcom na stronie internetowej URE specjalnego formularza zgłoszeniowego (akcja: „Odbiorco zgłoś złe praktyki"). Efektem przesłanych zgłoszeń oraz przeprowadzonego monitoringu było przyjęcie przez niektóre przedsiębiorstwa energetyczne programów naprawczych oraz spadek zgłoszeń odbiorców dotyczących opisanych powyżej praktyk.

Postępowania antymonopolowe w sprawach praktyk ograniczających konkurencję oraz inne działania podejmowane w stosunku do przedsiębiorstw z sektora energetycznego prowadzone przez Prezesa UOKiK[35)]

Postępowania antymonopolowe:

W 2017 r. Prezes UOKiK przeprowadził sześć postępowań antymonopolowych w sprawach koncentracji z udziałem przedsiębiorców z branży energetycznej (producentów/dostawców energii elektrycznej lub cieplnej). W pięciu sprawach wydana została zgoda w oparciu o art. 18 ustawy z 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów (dalej: ustawa o ochronie konkurencji i konsumentów). Uznano bowiem, że w ich wyniku nie dojdzie do istotnego ograniczenia konkurencji, w szczególności przez powstanie lub umocnienie pozycji dominującej na rynku. Były to postępowania zakończone wydaniem następujących decyzji:

1) Decyzją nr DKK-5/2017 z 11 stycznia 2017 r. Prezes UOKiK wydał zgodę na dokonanie koncentracji, polegającej na utworzeniu przez Enea S.A. z siedzibą w Poznaniu oraz Energa S.A. z siedzibą w Gdańsku wspólnego przedsiębiorcy pod nazwą Elektrownia Ostrołęka S.A. z siedzibą w Ostrołęce,
2) Decyzją nr DKK-15/2017 z 23 stycznia 2017 r. Prezes UOKiK wydał zgodę na dokonanie koncentracji, polegającej na przejęciu przez Enea S.A. z siedzibą w Poznaniu kontroli nad ENERGIE Energia Polska S.A. z siedzibą w Zawadzie,
3) Decyzją nr DKK-87/2017 z 5 czerwca 2017 r. Prezes UOKiK wydał zgodę na dokonanie koncentracji, polegającej na utworzeniu przez PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. z siedzibą w Warszawie oraz Energy Pool Developpement S.A.S. z siedzibą w Le Bourget du Lac (Francja) wspólnego przedsiębiorcy pod nazwą PGE Energy Pool Polska sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie,
4) Decyzją nr DKK-154/2017 z 2 października 2017 r. Prezes UOKiK wydał zgodę na dokonanie koncentracji, polegającej na przejęciu przez CEZ ESCO Poland B.V. z siedzibą w Amsterdamie (Holandia) kontroli nad OEM Energy sp. z o.o. z siedzibą w Marklowicach,
5) Decyzją nr DKK-206/2017 z 22 grudnia 2017 r. Prezes UOKiK wydał zgodę na dokonanie koncentracji, polegającej na przejęciu przez Enea S.A. z siedzibą w Poznaniu kontroli nad Polską Grupą Górniczą sp. z o.o. z siedzibą w Katowicach, która będzie sprawowana wspólnie z PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. z siedzibą w Bełchatowie, Energa Kogeneracja sp. z o.o. z siedzibą w Elblągu, PGNiG Termika S.A. z siedzibą w Warszawie oraz Funduszem Inwestycji Polskich Przedsiębiorstw FIZAN z siedzibą w Warszawie.

W przypadku szóstej koncentracji, polegającej na przejęciu przez PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. z siedzibą w Warszawie kontroli nad EDF Polska S.A. z siedzibą w Warszawie, Prezes UOKiK na podstawie art. 19 ust. 1 ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów, wydał zgodę warunkową na dokonanie tej koncentracji w decyzji nr DKK-156/2017 z 4 października 2017 r. Warunek postawiony przez Prezesa UOKiK miał polegać na sprzedaży przez PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., począwszy od 1 stycznia 2018 r., z uwzględnieniem wolumenu sprzedaży dokonywanej przez podmioty należące do jej grupy kapitałowej (dalej jako: „GK PGE") w rozumieniu art. 4 pkt 14 ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów, na zasadach określonych w art. 49a ustawy – Prawo energetyczne, dodatkowego wolumenu energii elektrycznej odpowiadającego rzeczywistej ilości energii elektrycznej wytworzonej w danym roku kalendarzowym w Elektrowni Rybnik, pomniejszonej o wytworzony w Elektrowni Rybnik wolumen energii elektrycznej podlegający w danym roku kalendarzowym obowiązkowi sprzedaży energii elektrycznej na podstawie art. 49a ustawy – Prawo energetyczne („Dodatkowy Wolumen"), ponad wolumen wynikający z obowiązku określonego w art. 49a ustawy - Prawo energetyczne dotyczącego aktywów wytwórczych GK PGE. Jednocześnie każde zwiększenie obowiązku sprzedaży energii elektrycznej, o którym mowa w art. 49a ww. ustawy, o jeden punkt procentowy ponad obowiązujący na dzień wydania decyzji poziom (tj. 15%), powoduje zmniejszenie Dodatkowego Wolumenu („Zaktualizowany Dodatkowy Wolumen") na zasadach określonych poniżej:

$$Q=(85\% - 2*N\%)*P$$

gdzie:

Q – Zaktualizowany Dodatkowy Wolumen;
P – wolumen energii elektrycznej odpowiadający rzeczywistej ilości energii elektrycznej wytworzonej w danym roku kalendarzowym w Elektrowni Rybnik;

[35)] Fragment na podstawie informacji z UOKiK.

N – zwiększenie obowiązku do sprzedaży energii elektrycznej zgodnie z art. 49a ustawy – Prawo energetyczne wyrażone w punktach procentowych ponad obowiązujący na dzień wydania decyzji poziom (tj. 15%);

a:
jeżeli w danym roku kalendarzowym Q < 0, to przyjmuje się, że w tymże roku kalendarzowym Q = 0.

Warunek przestaje obowiązywać w zależności od tego które z poniższych zdarzeń nastąpi wcześniej:
1. z upływem 31 grudnia 2021 r., albo
2. z chwilą, gdy Elektrownia Rybnik przestanie należeć (niezależnie od formy prawnej takiej zmiany, np. jako przedsiębiorstwo, jego zorganizowana część, zbiór aktywów itd.) do jakiegokolwiek podmiotu należącego do GK PGE lub współkontrolowanego przez jakikolwiek podmiot należący do GK PGE.

Jednocześnie Prezes UOKiK nałożył na PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. obowiązek raportowania wykonania warunku za dany rok kalendarzowy do końca I kwartału roku następnego.

Zakończone postępowania wyjaśniające w sprawie praktyk ograniczających konkurencję:

1) Postanowieniem z 19 maja 2017 r. zakończono postępowanie wyjaśniające mające na celu wstępne ustalenie, czy stosowane przez ENERGA – OPERATOR S.A. z siedzibą w Gdańsku zasady i tryb przyłączania nieruchomości do sieci elektroenergetycznej oraz zwiększania mocy przyłączeniowej nie naruszają przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów, w tym czy sprawa ma charakter antymonopolowy. Uzyskanie materiały i ich analiza nie dały podstaw do wszczęcia postępowania antymonopolowego.
2) Postanowieniem z 22 września 2017 r. zakończono postępowanie wyjaśniające mające na celu wstępne ustalenie, czy działania ENERGA – OPERATOR S.A. z siedzibą w Gdańsku na lokalnym rynku dystrybucji energii elektrycznej w stosunku do Multimedia Polska Energia Sp. z o.o. z siedzibą w Gdyni, z którym to przedsiębiorcą łączy Spółkę Generalna Umowa Dystrybucji dla usługi kompleksowej nr CJ 00062/15 z 27 marca 2015 r. nie naruszają przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów, w tym, czy sprawa ma charakter antymonopolowy. Uzyskane materiały i ich analiza nie dały podstaw do wszczęcia postępowania antymonopolowego.
3) Postanowieniem z 10 lipca 2017 r. zostało zakończone postępowanie wyjaśniające w sprawie ustalenia, czy działania przedsiębiorców: ENERGA – OPERATOR S.A. z siedzibą w Gdańsku, TAURON Dystrybucja S.A. z siedzibą w Krakowie oraz ENEA Operator Sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu nie prowadzą do naruszenia przepisu art. 9 ust. 1 i 2 pkt 5 lub art. 6 ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów. Uzyskanie materiały i ich analiza nie dały podstaw do wszczęcia postępowania antymonopolowego.
4) Postanowieniem z 14 lipca 2017 r. zostało wszczęte postępowanie wyjaśniające w celu wstępnego ustalenia, czy działania przedsiębiorcy PGE Dystrybucja S.A. z siedzibą w Lublinie polegające na zawieraniu z gminami umów dzierżawy urządzeń oświetlenia drogowego, nie prowadzą do naruszenia przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów. W ramach prowadzonego postępowania wyjaśniającego poddano analizie treść wzorców umów proponowanych gminom przez PGE Dystrybucja S.A. Część zapisów ww. wzorców wzbudziła zastrzeżenia Prezesa UOKiK, w szczególności dotyczyło to zapisów ograniczających odpowiedzialność przedsiębiorcy czy też dających mu prawo do jednostronnego wiążącego zmieniania istotnych warunków umowy. PGE Dystrybucja S.A. zobowiązało się do zmian lub wykreślenia kwestionowanych zapisów z w/w wzorców. Nowe wzorce umów powinny być wprowadzone do obrotu prawnego w 2018 r.

3.3. Bezpieczeństwo dostaw

Bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej jest zagadnieniem kompleksowym, obejmującym zarówno działania krótko-, jak i długoterminowe. Proces monitorowania tego bezpieczeństwa, realizowany przez Prezesa URE, obejmuje pozyskiwanie i analizę informacji w ramach działań, do których należą m.in.:
- pozyskiwanie i analiza informacji na temat bieżącego funkcjonowania KSE,
- pozyskiwanie i analiza informacji o stanie infrastruktury sieciowej oraz potrzebach inwestycyjnych operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego oraz operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznego, podczas uzgadniania projektów planów rozwoju przedsiębiorstw sieciowych.

3.3.1. Monitorowanie bilansu podaży i popytu

W efekcie pozyskania danych pomiarowych z pracy KSE dotyczących bilansu mocy w systemie, 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. Jako parametr rozstrzygający w kwestii bezpieczeństwa wskazano na nadwyżkę mocy do dyspozycji operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego – jako na najważniejsze narzędzie do dyspozycji operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, za pomocą którego doprowadzał on do zrównoważenia krajowego zapotrzebowania na moc.

Monitorowanie poziomu mocy zainstalowanej i mocy osiągalnej w KSE

Na koniec 2017 r. moc zainstalowana w KSE wyniosła 43 421 MW, a moc osiągalna – 43 332 MW, co stanowi wzrost odpowiednio o 4,89% oraz 4,98% w stosunku do 2016 r. Średnie roczne zapotrzebowanie na moc ukształtowało się na poziomie 22 569 MW przy maksymalnym zapotrzebowaniu na poziomie 26 230 MW, co oznacza odpowiednio wzrost o 0,38% oraz wzrost o 2,67%. Relacja mocy dyspozycyjnej do mocy osiągalnej w 2017 r. pozostawała na podobnym poziomie jak w 2016 r. i wyniosła 67,3% (spadek o 2,1 punktu procentowego w stosunku do 2016 r.)

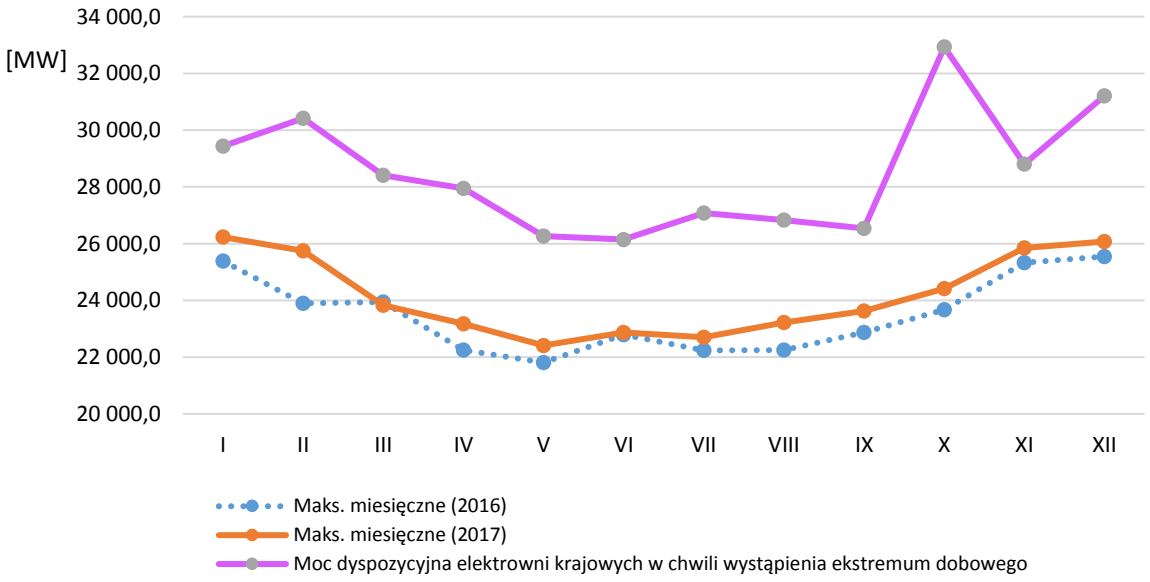
Elektrownie pozostające w dyspozycji operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego posiadały 62% udziału w mocy zainstalowanej w KSE.

Monitorowanie zapotrzebowania na moc szczytową w KSE

W 2017 r. średnie roczne zapotrzebowanie na moc (w odniesieniu do wartości ze szczytu wieczornego) wyniosło 22 979,7 MW, co stanowiło wzrost o ok. 2,21% w stosunku do 2016 r., natomiast zapotrzebowanie maksymalne w dobowych szczytach obciążenia wyniosło 26 230,6 MW, co stanowi wzrost o ok. 2,68% w stosunku do 2016 r.

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

Rysunek 11. Maksymalne miesięczne krajowe zapotrzebowanie na moc szczytową dla dni roboczych w latach 2016-2017



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Jak wynika z powyższego wykresu, praktycznie w ciągu całego 2017 r. zapotrzebowanie na moc szczytową pozostawało na poziomie wyższym, niż rok wcześniej. Charakterystyczne nietypowe „załamanie" linii mocy dyspozycyjnej dla danych za październik 2017 r. wynika z wystąpienia awarii pracy sieci o znaczących skutkach – w efekcie przejścia orkanu „Grzegorz" (29-31.10.2017 r.).

Monitorowanie zaopatrzenia w energię elektryczną

W 2017 r. w Polsce zostało wyprodukowane 165 852 GWh energii elektrycznej, co stanowiło wzrost (o 3,2 TWh tj. o 1,98%) w porównaniu z rokiem poprzednim. Z kolei zużycie energii elektrycznej w kraju osiągnęło wyższy poziom 168 139 GWh, co daje przyrost w zestawieniu z rokiem poprzednim o 2,13%.

Ponieważ produkcja energii elektrycznej w 2017 r. nie pokryła zużycia krajowego, należy zwrócić uwagę na kontynuację trendu z rosnącym udziałem importu energii elektrycznej w tym okresie.

W 2017 r. dominujący wolumen, bo aż 85,49% wytworzonej energii elektrycznej pochodziło z elektrowni i elektrociepłowni zawodowych. Z elektrowni cieplnych zawodowych pochodziło 83,82% energii, a jedynie 1,67% z elektrowni wodnych zawodowych. Udział elektrociepłowni przemysłowych w wytwarzaniu energii nieznacznie zmniejszył sią o ok. 0,72%.

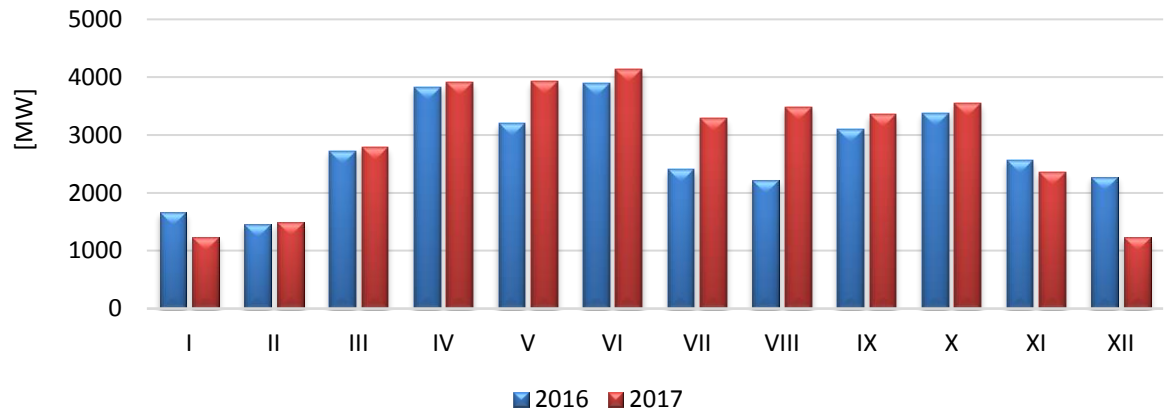
Choć najważniejsza grupa elektrowni cieplnych zawodowych wygenerowała nieznacznie więcej energii niż rok wcześniej (wzrost o 0,5%), to na uwagę zasługuje ograniczenie produkcji w pod-segmencie wytwórców w oparciu o węgiel kamienny – spadek produkcji energii o 1,82% zrekompensowane częściowo przez wzrost wytwarzania w oparciu o węgiel brunatny (wzrost o 1,52%).

Jednak na uwagę zasługuje znaczący wzrost produkcji energii elektrycznej w 2017 r. pochodzącej ze źródeł zasilanych paliwem gazowym (wzrost o 24,17%).

Monitorowanie ubytków

Ubytki mocy spowodowane postojami z powodu remontów kapitalnych i średnich, praktycznie w ciągu całego 2017 r. (za wyjątkiem miesięcy zimowych) kształtowały się na średnich poziomach powyżej wielkości odnoszących się do referencyjnych okresów 2016 r.

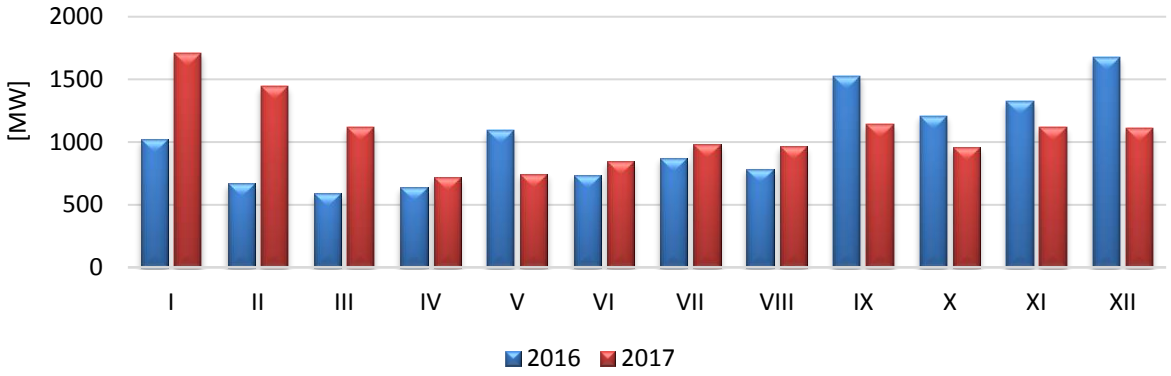
Rysunek 12. Ubytki spowodowane remontami kapitalnymi i średnimi



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Ubytki mocy spowodowane awariami pracy jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD) w 2017 r. ukształtowały się na średnim poziomie nieznacznie wyższym niż w 2016 r., z jednoczesnym wskazaniem na skumulowanie tych awarii w pierwszej połowie 2017 r.

Rysunek 13. Ubytki spowodowane awariami



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Oddzielną uwagę poświęcono awariom sieciowym, powstałym w wyniku niesprzyjających warunków atmosferycznych, które skutkowały ograniczeniami dostaw energii elektrycznej do odbiorców. Główną przyczyną awarii sieciowych w 2017 r. były ekstremalne (skrajnie 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 skutkowała z kolei długimi czasami ich usuwania.

Poniżej przedstawiono zestawienie ilości energii niedostarczonej do odbiorców w KSE w trakcie całego 2017 r.

Tabela 7. Ograniczenia w dostawach do odbiorców w KSE w 2017 r. [w MWh]

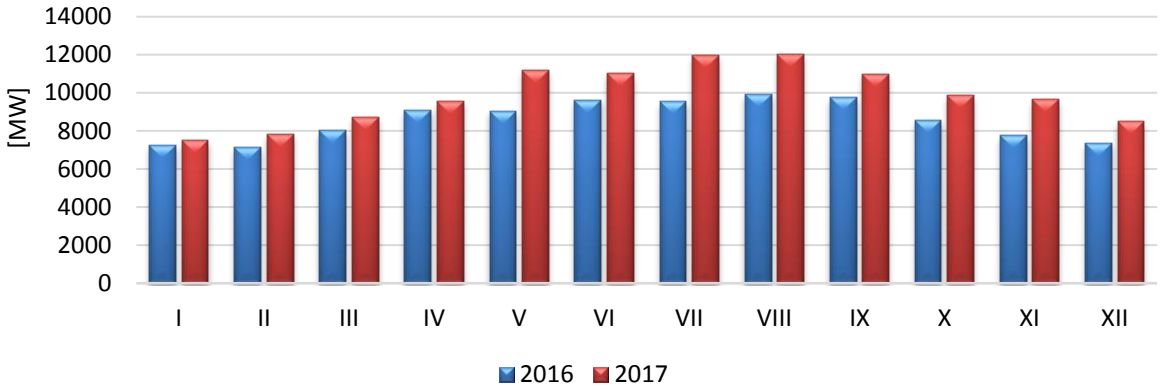
Wyszczególnienie	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	2017
Ograniczenia dostaw energii z powodu braku mocy w KSE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ograniczenia dostaw energii z powodu awarii w sieci przesyłowej	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ograniczenia dostaw energii z powodu awarii w sieci dystrybucyjnej	631	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	18 596	944	5 329	47 437
RAZEM ograniczenia dostaw energii	631	765	531	2 765	83	4 396	1 068	13 192	288	18 592	971	5 567	48 849

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. (w skutkach oddziaływania orkanu „Ksawery") – o których wspomniano powyżej.

Pozostałe ubytki mocy wynikające m.in. z postojów i zaniżeń mocy JWCD zgłoszonych przez elektrownie z powodu warunków eksploatacyjnych oraz spowodowane warunkami pracy sieci kształtowały się praktycznie w ciągu całego 2017 r. na wyższym poziomie niż w analogicznym okresie rok wcześniej.

Rysunek 14. Ubytki pozostałe (z uwzględnieniem m.in eksploatacyjnych oraz spowodowanych warunkami pracy sieci)



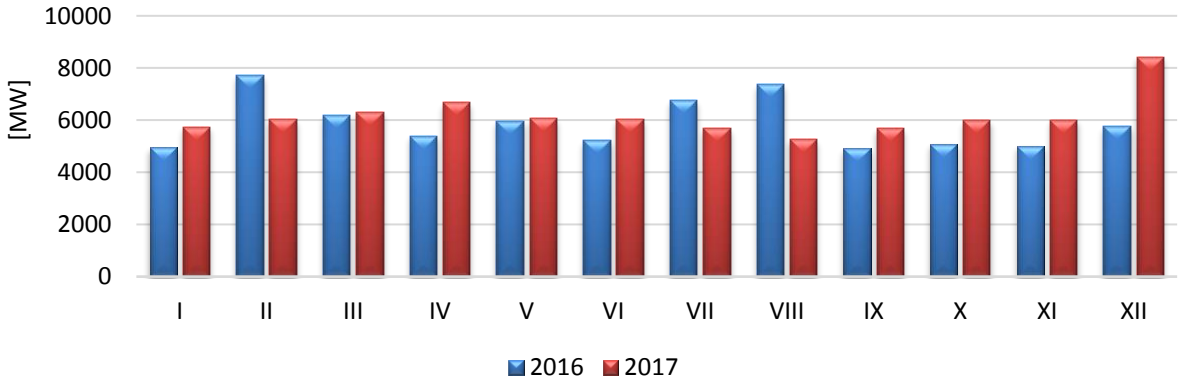
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Monitorowanie rezerw

W rezultacie porównania średnich rocznych wielkości rezerw mocy w elektrowniach zawodowych, w 2017 r. stwierdzono wzrost tych rezerw o 4,46% w stosunku do 2016 r., z 5 869 MW do 6 131 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 2017 r. w porównaniu z analogicznymi wielkościami rok wcześniej.

Rysunek 15. 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.

Tabela 8. Wielkości rezerw mocy odpowiadające maksymalnemu i minimalnemu zapotrzebowaniu na moc

ROK 2017	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	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

ROK 2017	Maksymalne zapotrzebowanie na moc				Minimalne zapotrzebowanie na moc			
	Data wystąpienia	Zapotrzebo-wanie KSE na moc	Dostępna rezerwa mocy w JWCD	Rezerwa/ Zapotrzebo-wanie	Data wystąpienia	Zapotrzebo-wanie KSE na moc	Dostępna rezerwa mocy w JWCD	Rezerwa/ Zapotrzebo-wanie
		[MW]	[MW]	[%]		[MW]	[MW]	[%]
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.

W powyższym zestawieniu przedstawiono kalkulację wielkości rezerwy w oparciu o sumę rezerwy wirującej JWCD cieplnych, rezerwy JWCD wodnych oraz rezerwy zimnej JWCD cieplnych. Jak wynika z przedstawionych danych, najniższy stosunek poziomu rezerw do zapotrzebowania KSE na moc wystąpił w trakcie popołudniowego szczytu zapotrzebowania na moc 30 listopada 2017 r. (12,21%). Na uwagę zasługują także wybrane przypadki wystąpienia zwiększonego zapotrzebowania na moc (pojedyncze przedziały godzinowe), dla których nie udało się utrzymać osiemnastoprocentowego buforu rezerw w stosunku do zapotrzebowania, odpowiednio: w szczycie porannym zapotrzebowania – czerwiec i sierpień oraz w szczycie popołudniowym – styczeń i luty.

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

W 2017 r. okresy, dla których rezerwa mocy (JWCD cieplne wirujące + JWCD wodne) wynosiła poniżej poziomu referencyjnego 9%, były stosunkowo krótkie, a w drugiej połowie tego roku – 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. występowały przedziały czasowe, w których wystąpił trwający powyżej jednej godziny spadek rezerwy mocy poniżej poziomu referencyjnego 9%. Przykładowo, w dniach: 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 w szczytową, wystąpiły najniższe w 2017 r. poziomy rezerwy mocy (JWCD cieplne wirujące + JWCD wodne) w wysokości ok. 6,0%.

Ocena nadwyżki mocy dostępnej dla osp

Analizując poziom mocy dostępnej dla OSP w kontekście zapotrzebowania na tę moc w systemie elektroenergetycznym należy stwierdzić, że z punktu widzenia wartości średniomiesięcznych dla 2017 r. (zaprezentowanych poniżej, na podstawie Planu Koordynacyjnego Rocznego (PKR)) 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 9. 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	542	333	526	213	225	**-981**	**-356**	8	1 228

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Podsumowanie

Ocena bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej w 2017 r. pozwala na wyrażenie następujących spostrzeżeń:

1) 9 stycznia 2017 r. wystąpiło największe w historii KSE godzinowe zapotrzebowanie na moc elektryczną (26 230,60 MW), które przekroczyło reprezentatywną wielkość z roku poprzedzającego o ponad 684 MW (wzrost o ok. 2,68% r/r),
2) wzrosło krajowe zużycie energii elektrycznej do poziomu 168,14 TWh, czyli o ponad 2,13% więcej w porównaniu z 2016 r. Tempo wzrostu tego zużycia było niższe niż tempo wzrostu PKB Polski w 2017 r., które według wstępnych szacunków Głównego Urzędu Statystycznego wynosiło 4,6%,
3) wielkość mocy zainstalowanej utrzymywała się na stosunkowo wysokim poziomie przekraczającym 43 GW, przy uwzględnieniu dynamiki tego wzrostu o ponad 4,89% (r/r). Wzrostowi temu towarzyszył równoległy wzrost mocy osiągalnej o ok. 4,98% (r/r), czyli wartości obu mocy wzrosły szybciej niż w poprzednim 2016 r.,
4) poziom mocy dostępnej dla OSP w kontekście zapotrzebowania na tę moc w systemie elektroenergetycznym, z punktu widzenia wartości średniomiesięcznych dla 2017 r., kształtował się na poziomie bezpiecznym dla zapewnienia funkcjonowania KSE (zgodnie z wymaganym w IRiESP marginesem bezpieczeństwa). Należy jednak zwrócić uwagę na występowanie ujemnych rezerw w nadwyżce mocy dostępnej ponad wymaganą, przy szczytowych zapotrzebowania KSE na moc, co oznacza, że operator w procesie sterowania bezpieczeństwem pracy systemu musi podjąć odpowiednie środki zaradcze, adekwatne do większego zakresu ryzyka możliwego do zaistnienia,
5) OSP zapewnił odpowiedni poziom niezawodności i bezpieczeństwa pracy KSE kosztem przesunięcia w czasie części prac remontowych oraz zmianami w harmonogramie prowadzenia prac inwestycyjnych,
6) istotnym czynnikiem podnoszącym bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej było włączenie do systemu elektroenergetycznego nowych mocy wytwórczych, w tym:
   - bloku nr 11 w Kozienicach o mocy 1075 MWe;
   - bloku gazowo-parowego 600 MWe w Płocku (należącego do PKN Orlen S.A.).

W 2017 r. zatwierdzony został rządowy projekt ustawy o rynku mocy, dotyczący zgodnie z uzasadnieniem – wdrożenia rynku mocy, na którym towarem będzie moc dyspozycyjna netto, którą mogą oferować wytwórcy oraz sterowane odbiory energii (DSR), uzyskując wynagrodzenia za gotowość jej dostarczania wraz z obowiązkiem jej dostarczenia w okresach napiętego bilansu mocy (tzw. okresach zagrożenia), czyli w sytuacjach, gdy zachodzi ryzyko, że mogą wystąpić problemy z zaspokojeniem szczytowego zapotrzebowania odbiorców na moc. Powyższe regulacja ma z założenia poprawić bezpieczeństwo energetyczne Polski i zapobiec niedoborom mocy.

3.3.2. Monitorowanie inwestycji w zdolności wytwórcze

Prezes URE realizując zadania wynikające z ustawy – Prawo energetyczne w zakresie monitorowania bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej, przeprowadził w 2016 r. badanie planów inwestycyjnych wytwórców energii elektrycznej, wypełniających obowiązek sporządzenia prognoz 15-letnich, zgodnie z art. 16 ust. 20 i 21 ustawy – Prawo energetyczne.

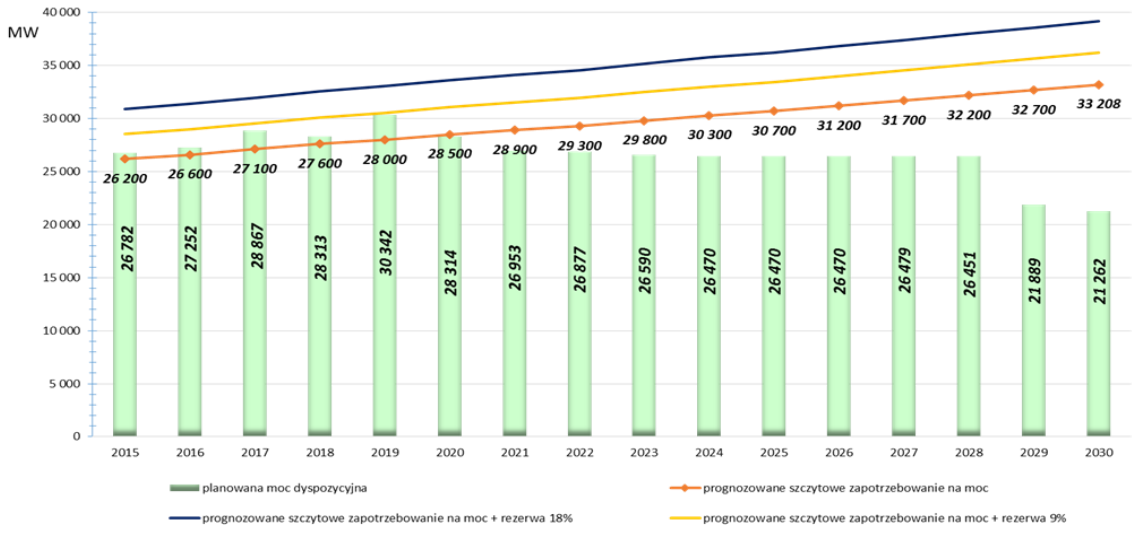
Ze względu na zmieniające się w trakcie prowadzenia badania oraz analizy danych warunki rynkowe i prawne (m.in. planowane wprowadzenie tzw. konkluzji BAT[36]) czy rozpoczęcie prac nad ustawą o rynku mocy), które pociągnęły za sobą zmianę niektórych zamierzeń inwestycyjnych wytwórców energii elektrycznej, w tym inwestycji dla których stopień realizacji należy uznać za zaawansowany, Prezes URE zdecydował o powtórzeniu ww. badania. Na przełomie stycznia i lutego 2017 r. wytwórcy dokonali aktualizacji swoich prognoz inwestycyjnych przedstawionych w 2016 r. Wyniki analizy danych zostały przedstawione na rys. 16. W trakcie analizy przyjęto następujące założenia:

- nie uwzględniono nowych inwestycji z generacji rozproszonej (nie objętej badaniem zamierzeń inwestycyjnych), źródeł wiatrowych i źródeł fotowoltaicznych,
- wycofanie jednostek wytwórczych uwzględnia: konkluzje BAT (przewidywane obowiązywanie od 2021 r.), brak systemu wsparcia dla kogeneracji od 2019 r. oraz brak rynku mocy,
- wyniki dla 2015 r. opierają się na danych rzeczywistych pochodzących z „Raportu rocznego z funkcjonowania KSE za 2015 r." dostępnego na stronie internetowej PSE S.A.,
- prognozowane szczytowe zapotrzebowanie na moc elektryczną przedstawiono według danych PSE S.A.,
- nie uwzględniono inwestycji na wstępnym etapie realizacji.

Należy zaznaczyć, że wyniki badania przeprowadzonego przez Prezesa URE są zbieżne z analizą przeprowadzoną przez PSE S.A. i Ministerstwo Energii na potrzeby wdrożenia mechanizmu rynku mocy przewidzianego ustawą o rynku mocy.

Uwarunkowania techniczne i rynkowe mające miejsce w okresie przeprowadzenia badania, takie jak brak odpowiednich sygnałów inwestycyjnych dla budowy nowych mocy wytwórczych, ograniczenia możliwości importu energii elektrycznej spowodowane przepływami kołowymi, konieczność dostosowania się do konkluzji BAT spowodowały, że od 2020 r. obserwowany jest duży ubytek mocy dyspozycyjnych w systemie, a dostępne moce nie gwarantują pokrycia prognozowanego zapotrzebowania w kolejnych latach. Tak więc w ocenie Prezesa URE wprowadzenie mechanizmów wspierających budowę nowych mocy wytwórczych było w pełni uzasadnione.

Rysunek 16. Moc dyspozycyjna na tle szczytowego zapotrzebowania na moc (z uwzględnieniem niezbędnych rezerw), na podstawie planów inwestycyjnych przedsiębiorstw energetycznych wg stanu na początek 2017 r.



Źródło: Opracowanie własne URE na podstawie danych PSE S.A. oraz informacji przekazanych przez wytwórców energii elektrycznej.

[36] Decyzja wykonawcza Komisji (UE) 2017/1442 z 31 lipca 2017 r. ustanawiająca 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. UE L 2017.212.1).

Projekty inwestycyjne związane z połączeniami transgranicznymi

Projekty inwestycyjne związane z połączeniami transgranicznymi uwzględnione w planie rozwoju PSE S.A. w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2016-2025.

- Modernizacja i rozbudowa SE 400/220 kV Krajnik
- Modernizacja i rozbudowa SE 400/220/110 kV Mikułowa
- Budowa linii 400 kV Kozienice – Siedlce Ujrzanów
- Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Kozienice
- Budowa linii 400 kV Ostrołęka – Stanisławów
- Rozbudowa SE 400/220 kV Stanisławów
- Rozbudowa SE 400/220/110 kV Ostrołęka
- Budowa linii 400 kV Ostrołęka – Olsztyn Mątki
- Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Olsztyn Mątki
- Budowa linii 400 kV Baczyna – Krajnik
- Rozbudowa SE 400/110 kV Baczyna
- Budowa linii 400 kV Mikułowa – Świebodzice
- Budowa linii 400 kV Baczyna – Plewiska

Wykaz zadań inwestycyjnych służących budowie i rozbudowie połączeń transgranicznych zawarty jest w opracowanym w 2016 r. Dziesięcioletnim Planie Rozwoju Sieci – TYNDP 2016.

3.3.3. Środki mające na celu pokrycie zapotrzebowania szczytowego i zaradzenie przypadkom niedoboru dostaw ze strony jednego lub większej liczby dostawców

Szczegółowe informacje na temat ogłaszania, organizowania i przeprowadzania przetargów na budowę nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej lub realizację przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na tę energię zawarte zostały w raportach z lat poprzednich. W 2017 r. ww. środki nie zostały podjęte przez Prezesa URE.

W pozostałym zakresie środki mające na celu pokrycie zapotrzebowania szczytowego i zaradzenie przypadkom niedoboru dostaw ze strony jednego lub większej liczby dostawców są określane przez ministra właściwego do spraw energii, jako organu odpowiedzialnego za nadzór nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w paliwa gazowe i energię elektryczną oraz nadzór nad funkcjonowaniem krajowych systemów energetycznych w zakresie określonym w ustawie – Prawo energetyczne.

Jednocześnie w grudniu 2017 r. uchwalona została ustawa o rynku mocy. Wprowadziła ona tzw. obowiązek mocowy polegający na pozostawaniu przez jednostkę rynku mocy w gotowości do dostarczania mocy energii elektrycznej do systemu oraz zobowiązania do dostawy określonej mocy do systemu w okresie zagrożenia. Do zadań Prezesa URE w zakresie rynku mocy należy m.in. zatwierdzanie regulaminu rynku mocy czy rozstrzyganie sporów w sprawach spornych dotyczących aukcji mocy.

4. RYNEK GAZU ZIEMNEGO

4.1. Regulacja przedsiębiorstw sieciowych

4.1.1. Unbundling

OSP

Na terytorium RP funkcjonuje jeden operator systemu przesyłowego, którym jest jednoosobowa spółka Skarbu Państwa OGP Gaz-System S.A. Działalność OSP obejmowała w 2017 r.:

- zarządzanie krajowym systemem przesyłowym stanowiącym własność OGP Gaz-System S.A., na podstawie decyzji Prezesa URE wyznaczającej spółkę operatorem systemu przesyłowego na okres do 31 grudnia 2030 r. oraz w oparciu o koncesję na przesyłanie paliw gazowych obowiązującą do 31 grudnia 2030 r.,
- zarządzanie polskim odcinkiem gazociągu tranzytowego Jamał-Europa Zachodnia na podstawie decyzji Prezesa URE wyznaczającej z urzędu spółkę operatorem systemu przesyłowego na okres do 31 grudnia 2025 r. na gazociągu, którego właścicielem jest spółka SGT EuRoPol GAZ S.A. posiadająca koncesję na przesyłanie paliw gazowych.

W zakresie operatorstwa na sieciach własnych zastosowanie ma model pełnego rozdziału właścicielskiego (OU), zaś w zakresie sieci, które nie stanowią własności OGP Gaz-System S.A., tj. polskiego odcinka gazociągu jamalskiego – zastosowanie ma model niezależnego operatora systemu (ISO). W myśl art. 12a ustawy – Prawo energetyczne podmiotem wykonującym uprawnienia Skarbu Państwa, jako jedynego akcjonariusza tej Spółki, jest Pełnomocnik Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej.

Decyzje w sprawie przyznania spółce OGP Gaz-System S.A. certyfikatu niezależności na obu sieciach wraz z opiniami Komisji Europejskiej zostały wydane w latach 2014–2015 i ogłoszone w Biuletynie URE. Procedura certyfikacji operatorów systemów przesyłowych została uregulowana w art. 9h¹ i 9h² ustawy – Prawo energetyczne. Szczegółowe informacje na temat procedury certyfikacji zostały zawarte w poprzednich wersjach Raportu.

Zasady *unbundlingu* określone w ustawie – Prawo energetyczne

Zakres działalności, którą może wykonywać OSP, OSD i OSM, zakres zwolnień z obowiązków unbundlingu dla OSD oraz postanowienia dotyczące niezależności ww. operatorów systemów są uregulowane w ustawie – Prawo energetyczne i zostały szczegółowo opisane w poprzednich wersjach Raportu.

Operatorzy systemu dystrybucyjnego

Według stanu na 31 grudnia 2017 r. działalność w zakresie dystrybucji paliw gazowych wykonywało 56 operatorów systemów dystrybucyjnych wyznaczonych decyzjami Prezesa URE, w tym jeden operator prawnie wydzielony.

Ww. jeden OSD podlegający obowiązkowi unbundlingu to PSG Sp. z o.o. należąca do GK PGNiG S.A. Spółka ta wykonuje działalność gospodarczą polegającą na dystrybucji paliw gazowych sieciami dystrybucyjnymi o ciśnieniu niskim, średnim i wysokim na potrzeby odbiorców zlokalizowanych na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej. Ponadto 55 przedsiębiorstw energetycznych wykonywało funkcje OSD o charakterze lokalnym i nie podlegało obowiązkowi unbundlingu.

Operator systemu magazynowania

W 2017 r. funkcję operatora systemu magazynowego pełniła spółka Gas Storage Poland Sp. z o.o. (dawna nazwa: Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o.) wyznaczona OSM, na mocy decyzji Prezesa URE do 31 maja 2022 r. Spółka ta pełni swoją funkcję na majątku stanowiącym własność PGNiG S.A. Na 31 grudnia 2017 r. spółka wykonywała swoje zadania w odniesieniu do następujących instalacji magazynowych KPMG Mogilno, PMG Husów, PMG Wierzchowice, PMG Strachocina, PMG Swarzów, PMG Brzeźnica oraz KPMG Kosakowo. Na koniec 2017 r. ich pojemność magazynowa czynna wynosiła łącznie 2 985,35 mln m³.

Operatorzy systemu skraplania gazu ziemnego

Według stanu na 31 grudnia 2017 r., Prezes URE wydał 7 decyzji przyznających status operatora systemu skraplania gazu ziemnego. Operatorami tymi są następujące podmioty: PSG Sp. z o.o., DUON Dystrybucja S.A., LNG-Silesia Sp. z o.o., PGNiG S.A. oraz Barter S.A., Polskie LNG S.A i Blue Cold Sp. z o.o.

Programy Zgodności

Na rynku funkcjonują dwa podmioty zobowiązane do opracowania programów zgodności oraz składania sprawozdań z ich realizacji: Gas Storage Poland Sp. z o.o. (OSM) oraz PSG Sp. z o.o. (OSD).

W 2017 r. w OSD i OSM 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.

W OSD Inspektor ds. zgodności podlega bezpośrednio zarządowi i nie łączy swojej funkcji z innymi stanowiskami. Inspektora w realizacji jego obowiązków wspomagają koordynatorzy z poszczególnych oddziałów spółki. Z kolei w OSM funkcja Inspektora ds. zgodności w 2017 r. łączona była ze stanowiskiem w dziale zajmującym się obsługą prawną. W ramach realizacji zadań Inspektorzy ds. zgodności realizowali m.in. następujące działania:

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

Oba podmioty opublikowały swoje Programy Zgodności na stronach internetowych.

4.1.2. Funkcjonowanie techniczne systemu

Zasady bilansowania systemu przesyłowego

Zgodnie z obowiązującymi w Polsce przepisami, bilansowanie operacyjne w krajowym systemie gazowym (systemie wejścia-wyjścia) jest prowadzone przez OSP. System wejścia-wyjścia obejmuje sieci pomiędzy punktem wejścia do systemu przesyłowego a punktem wyjścia z systemu dystrybucyjnego. Bilansowanie fizyczne jest wykonywane poprzez zakup i sprzedaż gazu przez OSP na potrzeby zapewnienia pracy sieci w jej limitach operacyjnych. Bilansowanie handlowe oparte jest na zasadzie

rozliczenia dobowego użytkowników sieci. Zasady bilansowania systemu są zgodne z rozporządzeniem BAL NC[37)], z uwzględnieniem środków tymczasowych, opisanych poniżej.

W polskim systemie przesyłowym występują 3 obszary bilansowania: obszar bilansowania gazu wysokometanowego (KSP_{WM}), obszar bilansowania na polskim odcinku gazociągu Jamał-Europa Zachodnia (SGT) oraz obszar bilansowania gazu zaazotowanego (KSP_{ZA}). Obszar bilansowania gazu zaazotowanego nie posiada połączeń wzajemnych z pozostałymi obszarami bilansowania oraz z obszarami bilansowania na terenie innych państw.

Operator systemu przesyłowego bilansuje system wejścia-wyjścia poprzez zakup i sprzedaż standardowych produktów krótkoterminowych na giełdzie gazu. Bilansowanie operacyjne ma na celu utrzymanie sieci w jej limitach operacyjnych oraz efektywną i ekonomicznie uzasadnioną eksploatację sieci. Bilansowanie operacyjne przyczynia się do zwiększenia płynności krótkoterminowego rynku gazu w Polsce.

Stosownie do art. 45-50 rozporządzenia BAL NC, Prezes URE 29 września 2017 r. na wniosek OSP OGP Gaz-System S.A. wydał zgodę na stosowanie środków tymczasowych w roku gazowym 2016/2017. W ramach obszaru bilansowania KSP_{WM} jako środki tymczasowe jest stosowana platforma rynku bilansującego dla produktów lokalizowanych oraz tolerancja niezbilansowania, której poziom w okresie od 1 października 2017 r. do 31 marca 2018 r. wynosił 5%. Począwszy od 1 kwietnia 2018 r. poziom tolerancji niezbilansowania wynosi 2,5%. W związku ze zmniejszeniem poziomu tolerancji w ramach postępowania o zatwierdzenie sprawozdania dotyczącego środków tymczasowych niezbędne było dokonanie stosowanych zmian w IRiESP. Prezes URE wydał decyzję o zmianie decyzji z 3 lutego 2016 r. o zatwierdzeniu IRiESP. Wskutek powyższej zmiany od 1 kwietnia 2018 r. do 1 kwietnia 2019 r. będzie obowiązywać tolerancja w wysokości 2,5%. Od godziny 6:00 1 kwietnia 2019 r. tolerancja będzie wynosiła 0%.

Natomiast w ramach obszaru bilansowania SGT oraz obszaru bilansowania gazu zaazotowanego wprowadzono środki tymczasowe w postaci platformy rynku bilansującego oraz tymczasowej opłaty z tytułu niezbilansowania. Tymczasowa opłata za niezbilansowanie jest obliczana w oparciu o mechanizm cen krańcowych, odmiennie dla obszaru bilansowania SGT oraz obszaru bilansowania gazu zaazotowanego. Zgodnie z zasadą neutralności bilansowania operator systemu przesyłowego nie powinien generować zysków, ani ponosić strat związanych z bilansowaniem systemu przesyłowego. W związku z tym Prezes URE, decyzją z 1 października 2015 r. zatwierdził „Mechanizm zapewnienia neutralności kosztowej działań bilansujących Operatora Systemu Przesyłowego GAZ-System S.A.". Decyzja ta będzie obowiązywać do 1 października 2018 r. Zgodnie z przyjętym Mechanizmem zapewnienia neutralności kosztowej w roku gazowym 2016/2017 rozliczono opłatę z tytułu neutralności bilansowania za rok gazowy 2015/2016. Ponadto bieżący wynik na działalności bilansowania za rok gazowy 2016/2017 był rozliczony krocząco w cyklach miesięcznych. Natomiast począwszy od 1 października 2017 r. opłata z tytułu neutralności bilansowania rozliczana jest wyłącznie za okresy miesięczne.

Decyzją z 4 sierpnia 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. Poprzednio obowiązująca decyzja wydana w 2016 r. wygasła 1 października 2017 r. Możliwość nabycia bądź sprzedaży standardowych produktów krótkoterminowych przez OSP na giełdzie EEX stanowi dodatkową, alternatywną dla transakcji w celu zbilansowania fizycznego systemu przesyłowego gazu wysokometanowego Krajowego Systemu Przesyłowego oraz obszaru SGT. Ponadto, zgodnie z treścią decyzji z 4 sierpnia 2017 r., operator może podejmować działania bilansujące na obszarze bilansowania Krajowego Systemu Przesyłowego gazu wysokometanowego w celu zbilansowania obszaru bilansowania SGT. Ww. decyzja wygasa 1 października 2018 r. Należy zaznaczyć, że prowadzenie obrotu na sąsiednim obszarze bilansowania zgodnie z zawartą w art. 10 rozporządzenia BAL NC kolejnością uszeregowania ofert stanowi mechanizm uzupełniający działania bilansujące prowadzone przez operatora systemu przesyłowego. W 2017 r. nie podjęto działań bilansujących na sąsiadujących obszarach bilansowania. Ponadto w 2017 r. w jednym punkcie wejścia do systemu przesyłowego stosowane były usługi bilansujące. Zasady stosowania tych usług zostały zawarte w art. 8 rozporządzenia BAL NC oraz umowie na świadczenie tych usług, która jest zawierana przez operatora systemu przesyłowego po przeprowadzeniu niedyskryminacyjnej procedury przetargowej.

[37)] Rozporządzenie Komisji (UE) nr 312/2014 z 26 marca 2014 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący bilansowania gazu w sieciach przesyłowych (Dz. U. UE L 2014.91.15).

Zasady bilansowania systemu dystrybucyjnego

Systemy dystrybucyjne przyłączone do sieci przesyłowej są elementem obszarów bilansowania zarządzanych przez OSP. Zgodnie bowiem z obowiązującą regulacją OSP odpowiada za bilansowania fizyczne systemów dystrybucyjnych. Zatem niezbilansowanie uczestników rynku powinno zostać zniwelowane przez OSP poprzez zakup lub sprzedaż krótkoterminowych produktów (STSP). Zgodnie z rozporządzeniem BAL NC to OSP nakłada na poszczególnych użytkowników sieci opłatę wynikająca z ich poziomu niezbilansowania. OSD uczestniczą w ustaleniu poziomu niezbilansowania poszczególnych użytkowników systemu poprzez alokowanie na nich dobowych ilości dostarczonych do systemu dystrybucyjnego.

PSG Sp. z o.o., pełniąca funkcję największego OSD w kraju, została wyznaczona przez Prezesa URE podmiotem odpowiedzialnym za przygotowywanie dla użytkowników systemu prognoz dostarczanych przez nich ilości mierzonych rzadziej niż codziennie (dotyczy to przede wszystkim gospodarstw domowych) na obszarze, na którym prowadzi działalność dystrybucyjną. Informacja o prognozowanej ilości gazu pobranej w danej dobie przekazywana jest użytkownikom sieci za pośrednictwem OSP.

Standardy bezpieczeństwa i niezawodności dostaw, standardy jakościowe

Do zadań Prezesa URE należy monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego m.in. w zakresie bezpieczeństwa dostaw gazu. Zadanie to zostało sformułowane w sposób ogólny – ustawowy przepis będący źródłem przedmiotowego obowiązku nie wymienia poszczególnych działań, tak jak to ma miejsce w art. 5 dyrektywy 2009/73/WE.

W zakresie bezpieczeństwa i niezawodności dostaw Prezes URE dokonuje przeglądu sposobu realizacji przez operatorów systemu gazowego ich ustawowych obowiązków oraz ocenia ich działania pod kątem zapewnienia prawidłowej pracy systemu zgodnie z kryteriami określonymi w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci. Prowadzona kontrola odbywa się także w ramach analiz sprawozdań z realizacji Planów rozwoju, w tym monitorowania realizacji inwestycji, których celem było zapewnienie ciągłości świadczenia usług przesyłowych i dystrybucyjnych z zachowaniem wymaganego stopnia bezpieczeństwa i niezawodności, a także stworzenia warunków dla rozwoju rynku. Kryteria istotne dla bezpieczeństwa dostaw brane pod uwagę przy analizie zadań inwestycyjnych, dotyczą:

1) dostosowania systemów gazowych do nowych warunków pracy wynikających z przyłączania nowych źródeł pozyskania gazu oraz nowych odbiorców,
2) możliwości dywersyfikacji kierunków i dróg dostaw gazu do Polski,
3) odtworzenia lub modernizacji istniejących obiektów infrastruktury gazowej,
4) przystosowania systemów do obowiązujących norm, przepisów prawnych oraz technicznych,
5) likwidacji tzw. „wąskich gardeł" w sieciach.

Monitoring realizacji odbywa się w oparciu o coroczne sprawozdania z realizacji planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe i porównanie ich z uzgodnionym planem rozwoju, w zakresie wykazu inwestycji i nakładów, jakie przedsiębiorstwo planowało ponieść i w konsekwencji poniosło oraz danych ilościowych dotyczących w szczególności liczby odbiorców i ilości przesłanego gazu – planowanych i zrealizowanych. Dodatkowo stan bezpieczeństwa sieci można ocenić na podstawie informacji o strukturze wiekowej majątku oraz liczbie przerw i awarii zawartych w ww. sprawozdaniach. Wnioski z powyższego monitoringu są uwzględniane w dalszych działaniach regulacyjnych Prezesa URE, w szczególności na etapie uzgadniania planów rozwoju.

Ponadto do kontroli standardów bezpieczeństwa zalicza się kontrolę wypełniania przez zobowiązane do tego podmioty obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz raportowanie przez operatorów wprowadzanych ograniczeń dostaw.

Kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz parametrów jakościowych paliw gazowych ma chronić odbiorców przed zaniżaniem przez przedsiębiorstwa gazownicze działające na rynku, zarówno jakości dostarczanych paliw (m.in. ich ciepła spalania), standardów świadczonych usług (przerwy w dostawach), jak i standardów obsługi odbiorców.

Wymagania w zakresie parametrów jakościowych dostarczanych paliw gazowych oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców, w tym sposób realizacji reklamacji, zostały określone w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu

gazowego[38]. Zgodnie z tym rozporządzeniem paliwa gazowe dostarczane przez przedsiębiorstwa gazownicze powinny spełniać odpowiednie parametry jakościowe, natomiast OSP i OSD zostały zobowiązane do przeprowadzania badań poszczególnych parametrów jakościowych. Kontrolowanie jakości paliw gazowych może być również wykonywane na wniosek odbiorcy.

Ponadto, w razie zastrzeżeń dotyczących ilości dostarczanych paliw gazowych, odbiorca może zażądać zbadania prawidłowości działania układu pomiarowego w niezależnym laboratorium badawczym posiadającym akredytację jednostki certyfikującej, uzyskaną na zasadach i w trybie określonym w ustawie z 30 sierpnia 2002 r. o systemie oceny zgodności[39]. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości, przedsiębiorstwo energetyczne pokrywa koszty badań, a także na własny koszt dokonuje korekty opłat za dostarczone paliwo gazowe na zasadach i w terminach określonych w taryfie.

Z dotychczasowej praktyki wynika, że zastrzeżenia pochodzą głównie od odbiorców w gospodarstwach domowych, natomiast interwencja Prezesa URE polega przede wszystkim na wezwaniu operatorów systemów dystrybucyjnych do przedstawienia raportów w zakresie jakości gazu (w tym średniomiesięcznego ciepła spalania) w tej części sieci gazowej, do której przyłączona była instalacja odbiorcy zgłaszającego uwagi. W niektórych przypadkach korzystano również z wyników analiz przeprowadzonych przez instytuty badawcze oraz jednostki naukowo-badawcze, gdyż regulator nie posiada ani laboratorium, ani odpowiedniej aparatury do przeprowadzania samodzielnych badań jakości paliw gazowych.

Działania regulacyjne Prezesa URE w zakresie kontroli standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz parametrów jakościowych gazu przejawiają się również w procesie zatwierdzania taryf dla paliw gazowych. Prezes URE akceptuje bowiem zawarte w taryfach ceny i stawki opłat tylko wtedy, gdy zostaną one skalkulowane przy uwzględnieniu parametrów jakościowych określonych w powołanym wyżej rozporządzeniu w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego. Za niedotrzymanie parametrów jakościowych paliw gazowych określonych w ww. rozporządzeniu odbiorcy przysługują bonifikaty, sposób ustalenia których określa taryfa. W taryfie ustalone są ponadto bonifikaty z tytułu niedotrzymania standardów jakościowych obsługi odbiorców. Sposób ustalenia bonifikat określają przepisy rozporządzenia z 15 marca 2018 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi[40], a ich wysokość określona jest w zatwierdzanych przez Prezesa URE taryfach.

Odbiorcy skarżąc się regulatorowi na działania przedsiębiorstw gazowniczych z reguły nie znają swoich praw. W takich przypadkach udzielane są im wyjaśnienia oraz informacje o prawach i obowiązkach, zgodnie z aktualnie obowiązującym stanem prawnym. Obszerne informacje dla odbiorców są również zamieszczone na stronie internetowej Urzędu Regulacji Energetyki (www.ure.gov.pl), w szczególności w Zbiorze Praw Konsumenta Energii Elektrycznej i Zbiorze Praw Konsumenta Paliw Gazowych[41].

W przypadku operatora systemu przesyłowego kontrola w zakresie standardów bezpieczeństwa i niezawodności dostaw oraz standardów jakościowych odbywa się także poprzez analizę przedkładanych przez niego raz na kwartał informacji o bonifikatach za niedotrzymanie parametrów jakościowych paliw gazowych oraz z tytułu wprowadzanych ograniczeń dostaw z przyczyn leżących po stronie OSP.

Monitorowanie czasu potrzebnego do wykonania połączeń i napraw

Informacje o przerwach i ograniczeniach w dostawach gazu na sieci przesyłowej w 2017 r. zostały przedstawione w poniższej tabeli.

[38] Dz. U. z 2014 r. poz. 1059 z późn. zm.
[39] Dz. U. z 2017 r. poz. 1226 z późn. zm.
[40] Dz. U. z 2018 r. poz. 640.
[41] http://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/aktualnosci/5768,Konsumencie-paliw-i-energii-Poznaj-swoje-prawa-przed-wakacjami.html?search=54599

Tabela 10. Informacje o przerwach i ograniczeniach w dostawach gazu na sieci przesyłowej w 2017 r.

	Liczba	Przerwy i ograniczenia			
		czas trwania [min]	liczba odbiorców wyłączonych	średni czas [min./odb]	ilość niedostarczonego paliwa [mln m³/MWh]
Awarie	39	1055	4	263,75	0,047/514,8
Prowadzone prace planowe	103	1 594 955	bd	bd	bd
Ograniczenia	–	–	–	–	–

Źródło: URE.

W 2017 r. OGP Gaz-System S.A. odnotował 39 awarii, z których tylko 4 spowodowały przerwy w przesyłaniu gazu. Przerwy te trwały łącznie 1 055 min. W stosunku do 2016 r. liczba awarii wzrosła o 50% (26 awarii), natomiast łączny czas przerw w przesyłaniu gazu wzrósł z 516 min. w 2016 r. do 1 055 min. w 2017 r. (o 104,5%), co po przeliczeniu daje średni czas trwania przerwy w przesyłaniu gazu na poziomie 263,75 min. Łączna ilość niedostarczonego paliwa w 2017 r. wyniosła 0,047 mln m³ (514,8 MWh).

Ponadto w 2017 r. na sieci przesyłowej prowadzono 103 prace planowe, które trwały łącznie 1 594 955 min. Jednak żadne z tych prac planowych nie spowodowały przerw w przesyłaniu paliw gazowych. W 2016 r. prowadzono nieznacznie mniej planowanych prac (99 prace planowane) jednakże ich łączny czas trwania był dłuższy o 63 437 min.

Oprócz awarii i planowanych prac w 2017 r., w okresie 21-23 czerwca 2018 r. doszło do wstrzymania przez OGP Gaz-System S.A. odbioru gazu przesyłanego gazociągiem jamalskim w Punkcie Wzajemnego Połączenia. Powodem wstrzymania odbioru gazu było niespełnienie przez ten gaz parametrów jakościowych określonych w IRiESP. Czas trwania tej przerwy wyniósł 2 400 min. i dotyczył jednego podmiotu w dwóch punktach odbioru.

W analizowanym roku OGP Gaz-System S.A. nie wprowadził ograniczeń wynikających z „Planu wprowadzania ograniczeń" w rozumieniu art. 58 ust. 17 ustawy o zapasach.

Tabela 11. Przerwy w dostawach paliw gazowych dla odbiorców przyłączonych do sieci gazowych w latach 2005-2016

Rok	Przerwy z tytułu					
	awarii			prowadzonych prac planowych		
	czas trwania	liczba odbiorców wyłączonych	średni czas	czas trwania	liczba odbiorców wyłączonych	średni czas
	[min.]	[szt.]	[min./odb.]	[min.]	[szt.]	[min./odb.]
2013	63 372 633,60	91 931	1 113,56	159 639 406,18	166 928	956,34
2014	19 894 108,80	105 730	599,38	65 364 360,60	156 603	417,39
2015	25 227 170,40	97 022	205,05	53 612 689,20	126 884	422,23
2016	22 442 721,00	62 809	357,32	38 921 618,40	102 398	380,10
2017	28 798 586,82	67 053	429,49	41 932 233,00	89 986	465,99

Źródło: URE.

Z danych przedstawionych w powyższej tabeli wynika, że w 2017 r. nastąpił wzrost zarówno średniego czasu przerw spowodowanych awariami (o 20,2%), jak również spowodowanych pracami planowymi (o 22,6%). W skutek awarii w 2017 r. liczba odbiorców, do których wstrzymano dostawy gazu wyniosła 67 053, co stanowi blisko 7% wzrost w stosunku do roku poprzedniego. W przypadku prowadzonych prac planowanych pomimo średniego i ogólnego wzrostu czasu trwania przerw dostaw gazu w stosunku do 2016 r. liczba odbiorców dotkniętych przerwami gazu zmalała.

W 2017 r. Prezes URE monitorował również liczbę zrealizowanych przyłączeń do sieci oraz czas potrzebny przedsiębiorstwom na ich realizację. Informacje o liczbie zrealizowanych przyłączeń przez OGP Gaz-System S.A. oraz operatora systemu dystrybucyjnego podlegającego obowiązkowi prawnego wydzielenia przedstawiono w poniżej tabeli.

Tabela 12. Informacje o realizacji przyłączeń do sieci gazowej w 2017 r.

	Liczba zrealizowanych przyłączeń do sieci	Liczba przyłączeń do sieci zrealizowanych na zasadach pełnej odpłatności	Liczba przyłączeń zrealizowanych po wcześniejszej odmowie
OGP Gaz-System S.A.	13	10	0
Operator Systemu Dystrybucyjnego objęty obowiązkiem prawnego wydzielenia	54 922	0	43

Źródło: URE.

W przypadku operatora systemu przesyłowego liczba zrealizowanych przyłączeń do sieci w 2017 r. wyniosła 13 (w 2016 r. – 15), z tego 10 przyłączeń zrealizowanych było na zasadach pełnej odpłatności (odbiorcy dystrybucyjni), natomiast 3 na zasadach, w których opłaty stanowiły 1/4 poniesionych nakładów (odbiorcy końcowi). Podobnie jak w 2016 r. OGP Gaz-System S.A. nie realizował w roku sprawozdawczym przyłączeń poprzedzonych odmową wydania warunków przyłączenia do sieci. Z kolei OSD objęty obowiązkiem prawnego wydzielenia w 2017 r. zrealizował 54 922 przyłączy gazowych do sieci, co stanowi blisko 14% spadek w stosunku do 2016 r.

Ponadto od OSD objętego obowiązkiem prawnego wydzielenia pozyskano następujące informacje dla 2017 r.:

- średnia liczba dni na przedstawienie oferty kosztowej za przyłączenie wyniosła 9,6 dni;
- maksymalna liczba dni na przyłączenie do sieci i aktywację dostaw gazu do odbiorcy w przypadku drobnych prac wyniosła 152 dni;
- maksymalna liczba dni na odłączenie od sieci na żądanie odbiorcy wyniosła 5 dni.

Podobnie jak w latach poprzednich do głównych przyczyn niedotrzymania terminów realizacji przyłączeń do sieci gazowej należały:

- trudności w uzyskaniu niezbędnych decyzji administracyjno-prawnych (tj. trudności w uzyskaniu zgód właścicieli nieruchomości na lokalizację i wybudowanie gazociągu/przyłącza oraz związana z tym często konieczność uzyskania tytułu prawnego do nieruchomości, na których miała być budowana sieć lub instalacja gazowa; czasochłonność postępowań administracyjnych lub sądowych w zakresie ustanowienia służebności przesyłania),
- opóźnienia ze strony odbiorców w wywiązywaniu się z terminów określonych w umowie o przyłączenie do sieci gazowej,
- niekorzystne warunki atmosferyczne powodujące opóźnienia w pracach prowadzonych w terenie.

Realizacja zadań nałożonych na regulatora odbywała się ponadto poprzez monitorowanie wywiązywania się przez przedsiębiorstwa z obligatoryjnego obowiązku powiadomienia Prezesa URE o każdym przypadku odmowy przyłączenia do sieci gazowej[42)].

W 2017 r. do Prezesa URE wpłynęło łącznie 3 017 powiadomień o odmowie przyłączenia do sieci, z czego 7 dotyczyło OSP, zaś 3 010 – OSD. W przypadku OSP w 2017 r. nastąpił wzrost liczby odmów w stosunku do 2016 r. (w 2016 r. – 0), natomiast w przypadku OSD nastąpił znaczący spadek, tj. z 7 298 odmów w 2016 r. do 3 010 odmów w 2017 r. (zmniejszenie o blisko 60%). W 1 919 przypadkach zgłoszone odmowy przyłączenia spowodowane były brakiem warunków ekonomicznych przyłączenia do sieci, a w 1 091 przypadkach odmowa spowodowana była brakiem warunków technicznych przyłączenia.

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 były uwzględnione w aktualnych planach rozwoju danego operatora).

Wskazywanymi przez operatorów sieci dystrybucyjnej przyczynami odmów przyłączenia do sieci z powodu barku warunków technicznych były m.in.:

- brak gazociągu bazowego,
- brak istniejącej sieci gazowej,
- brak przepustowości sieci gazowej,
- znaczna odległość od sieci gazowej,
- brak możliwości rozbudowy sieci gazowej z przyczyn formalno-prawnych.

[42)] Art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne „…Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne odmówi zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, jest obowiązane niezwłocznie pisemnie powiadomić o odmowie jej zawarcia Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i zainteresowany podmiot, podając przyczyny odmowy".

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

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

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

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

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

W 2017 r. OSM nie dysponował zdolnościami instalacji magazynowych zwolnionymi z dostępu stron trzecich, w szczególności nie korzystał ze zwolnienia na podstawie art. 4i ustawy – Prawo energetyczne.

Regulamin Świadczenia Usług Magazynowania został zmieniony 8 maja 2017 r., po konsultacjach społecznych. Obowiązuje on od 1 czerwca 2017 r. od godz. 6:00. W okresie od 1 do 21 grudnia 2017 r. OSM przeprowadził konsultacje społeczne projektu zmian Regulaminu, dotyczących optymalizacji wykorzystania instalacji magazynowych poprzez wprowadzenie nowych rodzajów usług magazynowania (UM 90/40, UM Reverse i krótkoterminowych usług magazynowania w instalacjach złożowych) oraz ustanowienia równorzędnych zasad uczestnictwa w przydziale zdolności magazynowych dla podmiotów ubiegających się o zawarcie umowy o świadczenie usług magazynowania na okres 4, 3 i 2 lat magazynowych. Zmiana ta weszła w życie o godz. 6:00.

W celu wypełniania obowiązków wskazanych w art. 19 rozporządzenia 715/2009, OSM podaje 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, a także dotyczące udostępniania informacji oraz częstotliwości aktualizacji informacji o ilości gazu w każdej instalacji magazynowej lub w grupie instalacji magazynowych. Informacje te dostępne są również w języku angielskim na stronie internetowej operatora systemu magazynowania (https://ipi.gastoragepoland.pl). Ponadto OSM przesyła informacje o łącznych stanach napełnienia instalacji magazynowych, ilościach paliwa gazowego zatłoczonych do i odebranych z instalacji magazynowych oraz parametrach instalacji magazynowych do Gas Infrastructure Europe (Gas Storage Europe). Dane dotyczące instalacji magazynowych publikowane są w formie bazy danych AGSI+ https://agsi.gie.eu/.

OSM realizuje obowiązek informacyjny wynikający z art. 9 ust. 7 oraz ust. 9 rozporządzenia 1348/2014, które jest rozporządzeniem wykonawczym do rozporządzenia 1227/2011.

Obowiązek wynikający z art. 22 rozporządzenia 715/2009 realizowany jest poprzez stosowanie postanowień Regulaminu Świadczenia Usług Magazynowania dotyczących wtórnego obrotu zdolnościami magazynowymi. W 2017 r. OSM nie otrzymał żadnego wniosku o zbycie na rynku wtórnym zdolności magazynowych zamówionych przez zleceniodawcę usługi magazynowej.

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

Obecnie pojemności magazynowe gazociągów nie są oferowane w celu magazynowania gazu. OSP nie oferuje również usługi elastycznej akumulacji w oparciu o przepisy rozporządzenia BAL NC.

Monitorowanie właściwego stosowania kryteriów określających dostęp do instalacji magazynowej

W zakresie nowych i zwalnianych zdolności magazynowych oferowanych w procedurze udostępniania przez OSM tych zdolności w GIM Kawerna, GIM Sanok oraz Instalacji Magazynowej PMG Wierzchowice, rozpoczętej 13 stycznia 2017 r., uczestnicy rynku mogli składać wnioski o zawarcie umów

o świadczenie usług magazynowania. Wpłynęło 6 wniosków o zawarcie umowy długoterminowej. Na rok magazynowy 2017/2018 całość oferowanych usług została rozdysponowana. Wnioski o świadczenie usług magazynowania na warunkach ciągłych w GIM Sanok oraz IM PMG Wierzchowice zostały złożone w procedurze w celu tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Świadczenie usług w zakresie nowych zdolności magazynowych rozpoczęło się 1 czerwca 2017 r., tj. w dniu wejścia w życie taryfy w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego nr 1/2017.

Prezes URE przeprowadził monitoring ww. procedury. W jego wyniku przekazano operatorowi systemu magazynowania uwagi do Regulaminu Świadczenia Usług Magazynowania, które następnie zostały w większości uwzględnione.

Monitorowanie wdrażania środków zabezpieczających

W 2017 r. Prezes URE monitorował wdrażanie środków zabezpieczających na wypadek nagłego kryzysu na rynku energetycznym, zagrożenia dla bezpieczeństwa fizycznego lub bezpieczeństwa osób, urządzeń, instalacji lub integralności systemu, poprzez zatwierdzanie planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego na wypadek sytuacji awaryjnych, opracowywanych przez operatorów systemów przesyłowych, dystrybucyjnych oraz połączonych i weryfikację lub ustalanie wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz analizę informacji związanych z ww. środkami.

Ograniczenia w poborze gazu ziemnego

Szczegółowe zasady wprowadzenia ograniczeń w poborze gazu ziemnego oraz opracowania planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego przez operatorów systemów przesyłowych, operatorów systemów dystrybucyjnych oraz operatorów systemów połączonych gazowych lub przedsiębiorstwa energetyczne pełniące funkcję operatorów, zostały przedstawione w raportach z poprzednich lat.

Od obowiązanych operatorów wpłynęło 48 wniosków o zatwierdzenie planu ograniczeń na sezon 2017/2018, z czego 44 wnioski w 2017 r., natomiast 4 wnioski w 2018 r. W 2017 r. w zakresie planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu na sezon 2017/2018 Prezes URE wydał 2 decyzje dotyczące planów ograniczeń mających zasadnicze znaczenie dla funkcjonowania systemu gazowego, tj. decyzją z 19 grudnia 2017 r. zatwierdził plan opracowany przez OGP Gaz-System S.A., zaś decyzją z 21 grudnia 2017 r. plan ograniczeń opracowany przez PSG Sp. z o.o. Pozostałe plany ograniczeń, złożone do Prezesa URE w 2017 r. i opracowane na sezon 2017/2018 były przedmiotem postępowań kontynuowanych w 2018 r.

W 2017 r. ograniczenia w poborze gazu ziemnego nie zostały wprowadzone do stosowania.

Zapasy obowiązkowe gazu ziemnego

Celem utrzymywania zapasów obowiązkowych jest zabezpieczenie przed negatywnymi skutkami zakłóceń w dostawach gazu ziemnego, wystąpienia sytuacji awaryjnej w sieci gazowej oraz nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego przez jego odbiorców. Zapasy obowiązkowe umożliwiają podjęcie szybkich działań interwencyjnych pozwalających wyrównać braki w bilansie dostaw gazu na rynek.

Ustawa z 7 lipca 2017 r. o zmianie ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym oraz niektórych innych ustaw, wprowadziła istotne zmiany w samej ustawie o zapasach, jak i w ustawie z 22 lipca 2016 r., określającej w szczególności sposób realizacji obowiązków zapasowych w pierwszym okresie obowiązywania zmian, zasadniczo przypadających na 2017 r.

Po ww. nowelizacji, zgodnie z zakresem podmiotowym określonym w art. 24 ust. 1, obowiązek utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego ciąży na:

- przedsiębiorstwie energetycznym wykonującym działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą,
- podmiocie dokonującym przywozu gazu ziemnego[43)],

łącznie zwanych dalej „podmiotem zobowiązanym".

Nowelizacja ustawy o zapasach zniosła od 1 października 2017 r. możliwość uzyskania przez przedsiębiorstwa energetyczne zwolnienia z utrzymywana zapasów obowiązkach gazu ziemnego. Przedsiębiorstwa korzystające 2 września 2016 r. ze zwolnienia z obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych – były zobowiązane do utrzymywania tych zapasów od 1 października 2017 r.

Wielkość zapasów obowiązkowych, które podmiot zobowiązany musi utrzymywać wynika z decyzji Prezesa URE, który weryfikuje ustaloną przez ww. podmiot wielkość zapasów bądź ustala tę wielkość.

Weryfikacja wielkości zapasów dotyczy przedsiębiorstw i podmiotów, które dokonywały przywozu gazu ziemnego z zagranicy, natomiast ich ustalenie odnosi się do tych spośród nich, które planują rozpoczęcie przywozu tego gazu.

Co do zasady podmioty zobowiązane, które dokonywały przywozu ustalają wielkość zapasów obowiązkowych do 30 kwietnia każdego roku, na podstawie wielkości przywozu, w okresie od 1 kwietnia roku ubiegłego do 31 marca danego roku, na podstawie danych zawartych w sporządzanych przez nie sprawozdaniach i do 15 maja przedkładają Prezesowi URE do weryfikacji.

W przypadku przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą[44)] ilość gazu ziemnego przywiezionego ustala się jako różnicę pomiędzy wielkością przywozu[45)] i wywozu[46)] w ww. okresie.

Ww. nowelizacja ustawy wprowadziła tryb przejściowy ustalenia zapasów obowiązkowych gazu ziemnego dla podmiotów zobowiązanych. Wielkość zapasów obowiązkowych, na okres od 1 października 2017 r. do 30 września 2018 r. ustalał Prezes URE na podstawie danych o wielkości dokonanego przywozu w okresie od 1 stycznia 2017 r. do 30 czerwca 2017 r.

Natomiast dla podmiotów zobowiązanych, które rozpoczynają przywóz gazu ziemnego wielkość zapasów obowiązkowych ustalana jest przez Prezesa URE:

- na okres od dnia rozpoczęcia przywozu do 30 września 2016 r. na podstawie średniodobowego planowanego przez to przedsiębiorstwo przywozu w okresie od dnia przywozu do 31 marca kolejnego roku,
- od 1 października następującego po dniu rozpoczęcia przywozu do 30 września kolejnego roku na podstawie średniej ilości gazu przywiezionego w dotychczasowym okresie prowadzenia działalności.

W efekcie nowelizacji ustawy o zapasach w 2017 r. prowadzone były 73 postępowania o ustalenie lub weryfikację zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Spośród prowadzonych postępowań:

- 58 zakończono wydaniem decyzji weryfikujących wielkość zapasów,
- 6 zakończono wydaniem decyzji ustalających zapasy obowiązkowe,
- 9 umorzono.

Ponadto zostało wprowadzone nowe rozwiązanie w zakresie realizacji obowiązku zapasowego, tj. tzw. umowa biletowa, polegająca na umożliwieniu podmiotom zobowiązanym do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, nieposiadających własnych lub zakontraktowanych pojemności magazynowych, na 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.

Prezes URE monitorował w 2017 r. wdrażanie środków zabezpieczających także poprzez analizę informacji uzyskiwanych w związku z funkcjonowaniem ww. środków, w szczególności dotyczy to:

[43)] Podmiot dokonujący przywozu gazu ziemnego - osoba fizyczna, osoba prawna lub jednostka organizacyjna nieposiadająca osobowości prawnej, w tym przedsiębiorstwo energetyczne będące właścicielem systemu przesyłowego gazowego, które dokonują na potrzeby własne przywozu gazu ziemnego na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej (art. 2 pkt 14a ustawy o zapasach); obowiązek utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu dla podmiotów dokonujących przywozu gazu ziemnego wystąpił po raz pierwszy od 1 października 2017 r.

[44)] Do tej 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).

[45)] Przywóz – sprowadzenie na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej ropy naftowej, produktów naftowych lub gazu ziemnego w ramach nabycia wewnątrzwspólnotowego lub importu (art. 2 pkt 14 ustawy o zapasach).

[46)] Wywóz – wywóz ropy naftowej, produktów naftowych lub gazu ziemnego poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej w ramach dostawy wewnątrzwspólnotowej lub eksportu (art. 2 pkt 15 ustawy o zapasach).

- **informacji przekazywanych Prezesowi URE na podstawie art. 27 ust. 2 ustawy o zapasach oraz art. 4 ustawy z 7 lipca 2017 r. o zmianie ustawy o zapasach przez przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą i podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego**
  Na podstawie art. 27 ust. 2 ustawy o zapasach, w brzmieniu obowiązującym przed 2 sierpnia 2017 r.[47)], informacje przekazało Prezesowi URE 65 przedsiębiorstw i podmiotów do tego zobowiązanych.
  Na podstawie art. 27 ust. 2 ustawy o zapasach, w brzmieniu obowiązującym po 2 sierpnia 2017 r. (po nowelizacji ustawy dokonanej ww. ustawą z 7 lipca 2017 r.)[48)], we wrześniu 2017 r. informacje Prezesowi URE przedstawiło 19 podmiotów zobowiązanych.
  Na podstawie art. 4 ww. ustawy z 7 lipca 2017 r.[49)] informacje Prezesowi URE przedstawiło 49 podmiotów zobowiązanych;
- **informacji przekazywanych Prezesowi URE przez operatora systemu przesyłowego gazowego na podstawie art. 24 ust. 4, art. 24 ust. 3b oraz art. 52 ust. 7 i art. 52a ust. 1 ustawy o zapasach oraz art. 6 ust. 3 ustawy o zmianie ustawy o zapasach**
  W 2017 r. nastąpiła zmiana zasad w zakresie przekazywania przez operatora systemu przesyłowego gazowego Prezesowi URE informacji dotyczących wyniku dokonanej weryfikacji technicznych możliwości dostarczenia zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz uruchomienia zapasów obowiązkowych. Zmiana wynikała z wejścia w życie 2 sierpnia 2017 r. ustawy z 7 lipca 2017 r. o zmianie ustawy o zapasach. Przed wejściem w życie ww. ustawy, zgodnie z art. 24 ust. 4 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 obowiązany był powiadomić o tym fakcie Prezesa URE w terminie 7 dni. W 2017 r., w miejsce uchylonego art. 24 ust. 4, wprowadzono art. 24 ust. 3b ustawy o zapasach, zgodnie z którym operator systemu przesyłowego gazowego lub operator systemów połączonych gazowych dokonuje weryfikacji technicznych możliwości dostarczania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego do systemu gazowego, w okresie nie dłuższym niż 30 dni od dnia otrzymania kompletnych dokumentów oraz przekazuje niezwłocznie ministrowi właściwemu do spraw energii i Prezesowi URE informacje o wynikach dokonanej weryfikacji. W przypadku stwierdzenia, że parametry instalacji magazynowych lub sieci gazowych, do których instalacje te są przyłączone, nie zapewniają możliwości dostarczenia zapasów obowiązkowych gazu ziemnego do systemu gazowego w okresie nie dłuższym niż 40 dni, operator systemu przesyłowego lub operator systemu połączonego gazowego powiadamia o tym fakcie Prezesa URE w terminie 7 dni. Dodatkowo ww. nowelizacja uwzględniła działania operatora systemu magazynowania, który został zobowiązany do przekazywania operatorowi systemu przesyłowego informacji na potrzeby procesu weryfikacji technicznych możliwości dostarczenia zapasów obowiązkowych gazu ziemnego.
  W 2017 r. weryfikacja przez operatora systemu przesyłowego gazowego lub operatora systemu połączonego gazowego technicznych możliwości dostarczenia zapasów obowiązkowych utrzymywanych w okresie od 1 października 2017 r. do 30 września 2018 r. odbywała się na podstawie jednorazowego trybu określonego w art. 6 ust. 1 i 2 (odpowiednio zapasy utrzymywane poza i na terytorium RP) ustawy o zmianie ustawy o zapasach. Na podstawie tego przepisu weryfikacja odbywała się w oparciu o dokumenty przekazywane operatorowi w terminie do 10 września 2017 r. Jednocześnie na mocy art. 6 ust. 3 ustawy o zmianie ustawy o zapasach operator

[47)] Podmioty zobowiązane miały obowiązek przekazać do 15 maja 2017 r. ministrowi właściwemu do spraw energii oraz Prezesowi URE informacje o działaniach podjętych w okresie od 1 kwietnia 2016 r. do 31 marca 2017 r., w celu (1) zapewnienia bezpieczeństwa paliwowego państwa w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą oraz (2) realizacji obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego.

[48)] Przedsiębiorstwa i podmioty, o których mowa w ust. 1, przedstawiają ministrowi właściwemu do spraw energii i Prezesowi URE informacje o: (1) rzeczywistej wielkości utrzymywanych zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz miejscu ich magazynowania, według stanu na 15 września – do 20 września każdego roku; (2) działaniach podjętych w okresie od 1 stycznia do 31 grudnia poprzedniego roku, w celu zapewnienia bezpieczeństwa paliwowego państwa w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub przywozu gazu ziemnego oraz realizacji obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego – do 15 maja każdego roku.

[49)] Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą i podmiot dokonujący przywozu gazu ziemnego przedstawia ministrowi właściwemu do spraw energii i Prezesowi URE i informacje o rzeczywistej wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego utrzymywanych w okresie od 1 października 2017 r. do 30 września 2018 r. oraz miejscu ich magazynowania, według stanu na 1 października 2017 r. – do 10 października 2017 r.; przepis ten miał charakter przejściowy i przewidywał szczególny, jednorazowy tryb realizacji obowiązku informacyjnego.

systemu przesyłowego został zobligowany do przedstawienia Prezesowi URE informacji o zdolnościach przesyłowych zarezerwowanych na potrzeby dostarczania całkowitych ilości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego utrzymywanych poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej krajowej – do 10 października 2017 r. Operator nie sygnalizował w 2017 r. szczególnych zdarzeń w zakresie zapasów obowiązkowych w ramach informacji przekazywanych na podstawie powyższych przepisów.

Natomiast zgodnie z art. 52 ust. 7 ustawy o zapasach operator systemu przesyłowego gazowego lub operator systemu połączonego gazowego obowiązany był niezwłocznie informować ministra właściwego do spraw energii i Prezesa URE o terminie i ilości uruchomionych zapasów obowiązkowych gazu ziemnego (informacje przekazywane codziennie, do godz. 10:00, i dotyczące poprzedniej doby). Ustawa o zmianie ustawy o zapasach zmieniła treść art. 52 ustawy o zapasach, jednocześnie wprowadzając do tej ustawy art. 52a, a w szczególności art. 52a ust. 1, zgodnie z którym operator systemu przesyłowego gazowego lub operator systemów połączonych gazowych, po zakończeniu każdej doby gazowej, w której uruchomiono zapasy obowiązkowe gazu ziemnego, do godziny 12:00, przekazuje ministrowi właściwemu do spraw energii oraz 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 2017 r. Prezes URE nie otrzymał od operatora systemu przesyłowego gazowego informacji przekazanych w trybie art. 52 ust. 7 lub art. 52a ust. 1 ustawy o zapasach.

4.1.3. Taryfy za przyłączenie i dostęp do sieci gazowych oraz za usługi świadczone w instalacji LNG

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

Warunkiem koniecznym zatwierdzenia taryfy jest jej zgodność z przepisami ustawy – Prawo energetyczne oraz aktów wykonawczych do tej ustawy, w tym w szczególności rozporządzenia w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi[50)].

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

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

Od decyzji Prezesa URE zatwierdzającej lub odmawiającej zatwierdzenia taryfy przedsiębiorstwu przysługuje odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, za pośrednictwem Prezesa URE, w terminie dwutygodniowym od dnia jej doręczenia. W czasie trwania postępowania odwoławczego stosowana jest taryfa dotychczasowa.

Dotychczas w przepisach prawa nie została zaimplementowana przewidziana w przepisach Dyrektywy możliwość ustalania lub zatwierdzania przez Prezesa URE tymczasowych taryf za świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji w przypadku opóźnień w ich ustalaniu przez przedsiębiorstwa świadczące wskazane usługi.

Przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych mają obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie do ich sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie, na zasadzie równoprawnego traktowania, o ile istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia i dostarczania tych paliw, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru określone przez te przedsiębiorstwa. Za przyłączenie do sieci wysokich ciśnień podmioty, które nie wykonują działalności

[50)] W 2017 r. było nim rozporządzenie Ministra Gospodarki z 28 czerwca 2013 r. (Dz. U. z 2013 r. poz. 820).

w zakresie przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych, ich wytwarzania lub wydobywania, magazynowania paliw gazowych oraz skraplania lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, ponoszą opłatę stanowiącą 1/4 rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia. Za przyłączenie podmiotów wykonujących działalności wskazane w zdaniu poprzednim pobierana jest opłata w wysokości odpowiadającej rzeczywistym nakładom poniesionym na realizację przyłączenia. Natomiast podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci niskich, średnich i podwyższonych ciśnień, uiszczają opłatę ustaloną na podstawie stawek opłat skalkulowanych przez operatorów sieci dystrybucyjnych i zawartych w ich taryfach zatwierdzanych przez Prezesa URE. Stawki te kalkulowane są na podstawie 1/4 średniorocznych nakładów inwestycyjnych na budowę odcinków sieci służących do przyłączenia tych podmiotów, określonych w planie rozwoju, opracowanym przez operatora systemu dystrybucyjnego.

Do kluczowych przedsiębiorstw infrastrukturalnych w sektorze gazowym należą OGP Gaz System S.A., PSG Sp. z o.o. i EuRoPol Gaz S.A. (przedsiębiorstwa zajmujące się transportem gazu), Gas Storage Poland Sp. z o.o. (przedsiębiorstwo świadczące usługi magazynowania gazu, do 3 października 2016 r. działające pod nazwą: Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o.) oraz Polskie LNG S.A. (przedsiębiorstwo świadczące usługi w zakresie regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego).

W przypadku OGP Gaz-System S.A. w rozliczeniach z tytułu świadczonych usług przesyłania paliw gazowych w 2017 r. przez miesiąc styczeń stosowana była taryfa nr 9 zatwierdzona decyzją Prezesa URE z 17 grudnia 2014 r., na okres do 31 grudnia 2015 r., zmieniona:

- decyzją z 17 grudnia 2015 r., wydłużającą okres obowiązywania ww. taryfy do 30 czerwca 2016 r. oraz zatwierdzającą nowe, wyższe bonifikaty z tytułu niedotrzymania standardów jakościowych obsługi odbiorców i zmiany w jej treści wynikające z nowego brzmienia IRiESP,
- decyzją z 9 czerwca 2016 r., wydłużającą okres obowiązywania ww. taryfy do 31 grudnia 2016 r. oraz zatwierdzającą aktualizację wysokości bonifikat za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu oraz przepisy doprecyzowujące brzmienie punktu dotyczącego braku opłat na punkcie połączenia systemu przesyłowego z terminalem LNG.

W pozostałych miesiącach 2017 r. stosowana była taryfa nr 10 zatwierdzona decyzją Prezesa URE z 17 stycznia 2017 r. Na skutek wprowadzenia tej 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.

Wskazana taryfa zawierała stawki opłat za wejście do i wyjście z systemu przesyłowego gazu ziemnego wysokometanowego i zaazotowanego. Ponadto dla gazu wysokometanowego zawierała stawki na wejściu do oraz wyjściu z podziemnych magazynów gazu. Udział przychodów uzyskiwanych z opłat stałych wynosił 90% zarówno dla gazu wysokometanowego, jak i dla gazu zaazotowanego, natomiast stawki opłat na wejściu do i wyjściu z magazynów stanowiły 20% stawek opłat stałych odpowiednio na wejściu do i wyjściu z sieci przesyłowej.

Następnie 29 listopada 2017 r. Prezes URE zatwierdził ustaloną przez OGP Gaz-System S.A. taryfę nr 11, na okres do 31 grudnia 2018 r.[51)] 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[52)], które wprowadziły od 1 października 2017 r. obowiązek publikacji informacji określonych w art. 30, m.in. stawek opłat przesyłowych we wskazanym wyżej terminie. Ponadto, decyzją z dnia 27 października 2017 r. Prezes URE wyznaczył OGP Gaz-System S.A. podmiotem odpowiedzialnym za publikację informacji, o których mowa w art. 30 rozporządzenia NC TAR, w zakresie jego własnej sieci przesyłowej oraz sieci przesyłowej będącej własnością przedsiębiorstwa energetycznego – SGT EuRoPol GAZ S.A., na której OGP GAZ-SYSTEM S.A. pełni funkcję operatora systemu przesyłowego gazowego. W dniu 1 grudnia 2017 r. OGP Gaz-System S.A. wypełnił powyższy obowiązek publikacyjny[53)].

W 2017 r. przedsiębiorstwo energetyczne PSG 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. i wprowadzonej do stosowania w dniu 1 stycznia 2015 r. Wynikało to z faktu odmowy zatwierdzenia przez Prezesa URE:

[51)] Od dnia wprowadzenia taryfy do stosowania przez Przedsiębiorstwo, co miało miejsce 1 stycznia 2018 r.

[52)] Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/460 z 16 marca 2017 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący zharmonizowanych struktur taryf przesyłowych dla gazu (Dz. U. UE L 2017.72.29).

[53)] http://en.gaz-system.pl/customer-zone/tariff/tar-nc-publication/

- taryfy nr 4, ustalonej na okres do 30 czerwca 2017 r. (decyzja Prezesa URE z 23 grudnia 2016 r.),
- taryfy nr 5, ustalonej na okres do 31 grudnia 2017 r. (decyzja Prezesa URE 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.

18 kwietnia 2017 r. zatwierdzona została taryfa w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego nr 1/2017 ustalona przez Gas Storage Poland Sp. z o.o. Taryfa ta została wprowadzona do stosowania w dniu 1 czerwca 2017 r., a okres jej obowiązywania ustalony został do 31 marca 2018 r.

Rodzaje świadczonych usług magazynowych w stosunku do taryfy 1/2016 pozostały zasadniczo bez zmian. Natomiast zmianie uległa nazwa usługi dobowej, która została zastąpiona usługą śródzienną, 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 (do 1 000 MWh) w stosunku do taryfy nr 1/2016 (5 486 MWh).

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 trzeci 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%.

Podobnie jak w 2016 r. operator systemu magazynowania świadczył usługi magazynowania w instalacjach zgrupowanych: GIM Sanok (obejmującej PMG Swarzów, PMG Strachocina, PMG Husów i PMG Brzeźnica) i GIM Kawerna (obejmującej KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo) oraz w PMG Wierzchowice, oferując usługi magazynowania w formie pakietów i rozdzielone, na warunkach ciągłych i przerywanych zarówno długoterminowe jak i krótkoterminowe z podziałem na usługi miesięczne, tygodniowe i dobowe.

Odbiorca korzystający z usługi magazynowania nie był zobligowany do zamawiania przepustowości na wejściu do i wyjściu z systemu przesyłowego oraz nie był rozliczany przez operatora systemu przesyłowego z tego tytułu, ponieważ w podstawie kalkulacji taryfy za usługi magazynowania – w myśl rozporządzenia taryfowego – uwzględnione zostały koszty zakupu tych przepustowości.

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, które mogą być świadczone w uzupełnieniu 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.

Do kluczowych przedsiębiorstw sektora gazowego zaliczane jest także przedsiębiorstwo SGT EuRoPol Gaz S.A., które w 2017 r. swoją działalność prowadziło w oparciu o taryfę zatwierdzoną 16 grudnia

2016 r. Rozliczenia za usługi świadczone sieciami EuRoPol Gaz S.A. prowadzone były w oparciu wyłącznie o stałe stawki opłat przesyłowych.

Pierwotnie okres obowiązywania taryfy kończył się 30 września 2017 r., ale decyzją z 29 września 2017 r. został przedłużony do 31 grudnia 2017 r. Stawki opłat ustalone w ww. taryfie były o 20,9% niższe od stawek stosowanych w 2016 r.

17 listopada 2017 r. Prezes URE zatwierdził kolejną taryfę tego przedsiębiorstwa na okres do 31 grudnia 2018 r. Na skutek wniesionego odwołania od ww. decyzji, zatwierdzona taryfa dotychczas nie została wprowadzona do stosowania.

4.1.4. Kwestie transgraniczne

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

Zasady dostępu do systemu przesyłowego, w tym zasady alokacji zdolności transgranicznych oraz zarządzania ograniczeniami systemowymi, zostały uregulowane w zatwierdzonej przez Prezesa URE IRiESP opracowanej przez OSP. W ramach mechanizmów zarządzania ograniczeniami systemowymi na połączeniach transgranicznych stosowane są procedury nadsubskrypcji i wykupu (OS&BB), rezygnacji z zakontraktowanej zdolności (*surrender*) oraz mechanizm oparty na długoterminowej zasadzie „wykorzystaj lub strać" (LT UIOLI).

Ze względu na brak ograniczeń systemowych w tych punktach w 2017 r. nie była oferowana zdolność w procedurze nadsubskrypcji i wykupu. Nie stwierdzono również potrzeby zastosowania wobec długoterminowych przydziałów przepustowości procedury opartej na długoterminowej zasadzie „wykorzystaj lub strać" (long-term UIOLI). Natomiast użytkownicy sieci skorzystali z możliwości rezygnacji z przydzielonej przepustowości.

Współpraca z organami regulacyjnymi innych krajów

W 2017 r. kontynuowana była dwustronna współpraca pomiędzy URE a niemieckim regulatorem Bundesnetzagentur (BNetzA) w celu uzgodnienia sposobu wdrożenia przepisów rozporządzenia CAM. Przedmiotem konsultacji było przede wszystkim dokonanie wyboru platformy dla alokacji zdolności powiązanej w punktach połączeń międzysystemowych Mallnow i GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS na granicy polsko-niemieckiej. Brak porozumienia w tej kwestii pomiędzy OGP Gaz-System S.A. a niemieckimi OSP: ONTRAS Gastransport GmbH (punkt połączenia międzysystemowego GCP), oraz Gascade Gastransport GmbH (punkt połączenia międzysystemowego Mallnow), skutkował zmianami rozporządzenia CAM NC[54)], aby przewidzieć możliwość formalnego włączenia się regulatorów w ten proces. W ostatnich miesiącach 2017 r. prowadzone było postępowanie w przedmiocie wyboru platformy dla alokacji zdolności powiązanej w punktach połączeń międzysystemowych Mallnow i GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS.

Ponadto Prezes URE w ramach współpracy z innymi regulatorami brał udział w przygotowaniu propozycji zmian do kodeksów sieci, w szczególności w odniesieniu do rozporządzenia BAL NC, CAM NC oraz CMP. Wspólne stanowisko regulatorów oraz ACER odnośnie propozycji zmian w kodeksach sieci zostało przekazane do KE.

Współpraca w kwestiach infrastrukturalnych

W 2017 r. kontynuowana była współpraca nad realizacją projektów gazowych połączeń transgranicznych pomiędzy Polską i innymi państwami UE, które uzyskały status projektów wspólnego zainteresowania (PCI).

Projekty te zostały umieszczone na tzw. trzeciej liście PCI, ogłaszanej w formie załącznika do delegowanego rozporządzenia Komisji Europejskiej zmieniającego rozporządzenie 347/2013. Stosowny

[54)] Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/459 z 16 marca 2017 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący mechanizmów alokacji zdolności w systemach przesyłowych gazu i uchylające rozporządzenie (UE) nr 984/2013 (Dz. U. UE L 2017.72.1).

aneks został opublikowany 24 listopada 2017 r. i obejmuje priorytetowe projekty podzielone według gazowych inicjatyw regionalnych. Projekty OGP Gaz-System S.A. zakwalifikowane do:

1) Priorytetowego Korytarza inicjatywy regionalnej pn. „Gazowe połączenia międzysystemowe Północ-Południe w Europie Środkowo-Wschodniej i Południowo-Wschodniej (NSI East Gas)" to:
   a) Połączenie międzysystemowe Polska – Słowacja;
   b) Gazowy Korytarz Północ – Południe we Wschodniej Polsce;
   c) Połączenie międzysystemowe Polska – Czechy (Stork II);
   d) Gazowy Korytarz Północ – Południe w Zachodniej Polsce,
2) Priorytetowego Korytarza inicjatywy regionalnej pn. „Plan połączeń międzysystemowych na rynku energii państw bałtyckich dla gazu (BEMIP Gas)" to:
   a) Połączenie międzysystemowe Polska – Dania (Baltic Pipe);
   b) Połączenie międzysystemowe Polska – Litwa (GIPL);
   c) Zwiększenie przepustowości terminalu LNG w Świnoujściu.

Należy podkreślić, że w raportowanym okresie najwyższy priorytet otrzymała realizacja Projektu Baltic Pipe oraz rozbudowa i zwiększenie zdolności regazyfikacyjnych terminalu LNG w Świnoujściu. Największa zatem aktywność regulatora koncentrowała się na działaniach związanych z tymi projektami, a szczególnie z Projektem Baltic Pipe.

Projekt połączenia gazowego Polska – Dania, który realizowany będzie przez polskiego OSP – OGP Gaz-System S.A. i duńskiego OSP – Energinet.dk, zakłada budowę nowego gazociągu, który połączy systemy przesyłowe gazu ziemnego Polski i Dani. Korytarz Norweski, będący podstawowym elementem koncepcji Bramy Północnej, ma na celu stworzenie technicznych możliwości przesyłania gazu z norweskiego szelfu kontynentalnego poprzez duński system przesyłowy i podmorskie połącznie z Danii do Polski (Baltic Pipe), a w dalszej perspektywie również do innych krajów Europy Środkowej i Wschodniej oraz regionu Morza Bałtyckiego.

W grudniu 2016 r. zakończone zostały prace nad studium wykonalności projektu Baltic Pipe. Ostatecznie zdefiniowane zostały wszystkie paramenty techniczne projektu umożliwiające przesyłanie gazu na poziomie maksymalnie do 10 mld m³ rocznie na całej trasie z Norwegii do Polski. Przedmiotem Studium Wykonalności była szczegółowa analiza techniczna, finansowa oraz społeczno-ekonomiczna projektu, także w ujęciu regionalnym. Ponadto w ramach studium wykonalności przeprowadzone zostało niewiążące badanie rynku, które miało na celu wstępne określenie zainteresowania rynku projektem wraz z poziomem przepustowości, niezbędnym do przeprowadzenia analiz opłacalności projektu. W efekcie prowadzonych prac wypracowana została nowa formuła projektu uwzględniająca aktualne i przewidywane uwarunkowania rozwoju rynku gazu w regionie Bałtyckim oraz Europy Środkowo-Wschodniej. Prowadzone analizy pozwoliły na właściwe zdefiniowanie roli i zakresu projektu w obecnej sytuacji rynkowej.

W roku sprawozdawczym dla Projektu Baltic Pipe przeprowadzono wiążącą procedurę Open Season. Jej celem było zebranie wiążących zamówień na rezerwację przepustowości dla Projektu Baltic Pipe przed podjęciem przez operatorów ostatecznej Decyzji Inwestycyjnej.

Przed uruchomieniem procedury Open Season, OGP Gaz-System S.A. zobowiązany był do przedłożenia Prezesowi URE metod alokacji zdolności przesyłowych dla Punktu Wejścia/Wyjścia Baltic Pipe, uregulowanych w dokumencie „Projekt Baltic Pipe – Metody alokacji zdolności przesyłowych w ramach Open Season 2017", w celu ich zatwierdzenia. Wniosek o wydanie decyzji złożony został do URE w styczniu 2017 r. Decyzja o zatwierdzeniu metod alokacji podjęta została 24 marca 2017 r.

Procedura Open Season 2017 została przeprowadzona pomiędzy 6 czerwca a 31 października 2017 r. w dwóch fazach:

a) Faza 1: składanie wiążących Zamówień w sprawie zapewnienia realizacji inwestycji (tzw. Order to Proceed/ OTP), od 6 czerwca do 25 lipca 2017 r.,
b) Faza 2: wiążąca alokacja przepustowości trwała od 5 września do 31 października 2017 r.

Faza 1 Procedury Open Season dla projektu Baltic Pipe potwierdziła zainteresowanie rynku realizacją tej inwestycji poprzez zgłoszenie wystarczającego popytu na przesyłanie gazu ziemnego. Pozytywny wynik Fazy 1 pozwolił na uruchomienie przez obu operatorów Fazy 2.

Warunkiem poprzedzającym zawarcie umów przesyłowych było przeprowadzenie przez obu operatorów Testu Ekonomicznego, którego celem, jak wskazano w rozporządzeniu CAM NC, jest ocena rentowności projektów dotyczących przepustowości przyrostowej. Zasady przeprowadzania Testu Ekonomicznego dla przepustowości przyrostowej wynikają z przepisów rozporządzenia CAM NC.

Parametry testu ekonomicznego są określane w decyzji organów regulacyjnych. W tym celu OGP Gaz-System S.A., wnioskiem z 4 sierpnia 2017 r., zwrócił się o wydanie stosownej decyzji. Prezes URE decyzją z 25 sierpnia 2017 r. zatwierdził parametry testu ekonomicznego dla Projektu Baltic Pipe, tj.:

a) informację o stawkach opłat przesyłowych (cenach referencyjnych) oszacowanych dla horyzontu czasowego od 1 października 2022 r. do 1 października 2037 r. dla poziomów mocy 12 069 900 kWh/h[55] i 10 058 251 kWh/h[56], w każdym roku gazowym,
b) informację o wartości bieżącej szacunkowego wzrostu dozwolonych przychodów OGP Gaz-System S.A. w związku ze zdolnością przyrostową dla poziomów mocy wskazanych powyżej, oraz ustalił współczynnik f[57] dla ww. poziomów mocy w wysokości 0,6.

Zatwierdzone przez Prezesa URE ww. parametry były niezbędne do przeprowadzenia testu ekonomicznego, którego wynik warunkował kontynuację Projektu Baltic Pipe. Pozytywny wynik testu oznaczał, że wartość bieżąca wiążących zobowiązań użytkowników sieci wynikająca z zakontraktowanej mocy i szacunkowych stawek (cen) referencyjnych będzie co najmniej równa iloczynowi współczynnika f oraz wartości bieżącej szacunkowego wzrostu dozwolonych przychodów OGP Gaz-System S.A. związanych ze zdolnością przyrostową.

Po przeprowadzeniu oceny ofert otrzymanych w ramach 2 Fazy Open Season 2017 oraz zatwierdzeniu ostatecznej alokacji przepustowości, obaj operatorzy przeprowadzili testy ekonomiczne w oparciu o kryteria zatwierdzone przez krajowe organy regulacyjne w Polsce i w Danii, tj. przez Prezesa URE oraz DERA. W ich efekcie, obydwaj operatorzy uzyskali pozytywny wynik, co oznacza, że umowy przesyłowe w ramach Procedury Open Season 2017 mogły zostać zawarte najpóźniej do końca stycznia 2018 r.

12 października 2017 r. złożony został wspólny wniosek OGP Gaz-System S.A. oraz Energinet.dk o dofinansowanie prac przedinwestycyjnych dla projektu Baltic Pipe w ramach instrumentu „Łącząc Europę" (*Connecting Europe Facility* – CEF).

27 października 2017 r. OGP Gaz-System S.A. wspólnie z Energinet.dk przedłożyli Prezesowi URE wniosek w sprawie wydania decyzji o transgraniczną alokację kosztów projektu Baltic Pipe (CBCA). Analogiczny wniosek został przedłożony regulatorowi duńskiemu. Do wniosku ww. spółek załączono następujące dokumenty: (i) „Analizę Kosztów i Korzyści dla projektu Baltic Pipe. Faza przedinwestycyjna projektu", (ii) „Biznes plan dotyczący projektu Baltic Pipe. Faza przedinwestycyjna" oraz (iii) „Propozycję Transgranicznej Alokacji Kosztów („CBCA"), projektu Baltic Pipe. Faza przedinwestycyjna". W 2017 r., w ramach prowadzonych działań w tej sprawie, w związku z postanowieniami art. 12 ust. 3 rozporządzenia 347/2013, Prezes URE przekazał kopię wniosku inwestycyjnego spółek do wiadomości ACER. Następnie, w celu skoordynowania działań organów regulacji Polski i Danii, stosownie do postanowień art. 12 ust. 4 rozporządzenia 347/2013 oraz wydanych przez ACER wytycznych Nr 5 z 18 grudnia 2015 r., dotyczących postępowań w sprawie wniosków inwestycyjnych, uzgodniono z duńskim organem regulacyjnym sposób koordynacji postępowań, prowadzonych równocześnie w Polsce i Danii. Uzgodnienia te w szczególności dotyczyły: (i) sposobu procedowania (w tym spełnienia wymagań proceduralnych stawianych przez ustawodawstwo krajowe poszczególnych krajów), (ii) ustaleń odnośnie kompletności wniosku, (iii) uzgodnień na temat potrzeb ewentualnych wezwań do operatorów, tj. OGP Gaz-System S.A. i Energinet.dk, w celu korekty wniosku i zapewnienia jego zgodności z rozporządzeniem 347/2013 i przepisami odrębnymi. Ponadto w celu zapewnienia koordynacji działań, uzgodniono sposób wymiany informacji. Dalsza współpraca z duńskim regulatorem w tej sprawie oraz analiza przedłożonego wniosku Spółek przez Prezesa URE była kontynuowana w 2018 r.

Postępowanie w sprawie wydania decyzji CBCA było kontynuowane w 2018 r.

W odniesieniu do pozostałych projektów połączeń międzysystemowych, wpisanych na trzecią listę PCI, działania Prezesa URE w 2017 r. zasadniczo odnosiły się do monitorowania ich wdrażania.

W przypadku połączenia Polska – Czechy, w 2017 r. OGP Gaz-System S.A. kontynuował prace projektowe dla tego połączenia, których głównym celem jest opracowanie dokumentacji projektowej oraz uzyskanie niezbędnych pozwoleń, w tym uzyskanie decyzji środowiskowej, lokalizacyjnej oraz pozwolenia na budowę. Wydaje się, że termin realizacji projektu ulegnie wydłużeniu ze względu na powstałe opóźnienia.

[55] Ilości zaoferowanej w procedurze Open Season (1 faza) w Punkcie Wejścia i Wyjścia Baltic Pipe (DK -> PL).

[56] Wielkości zapotrzebowania zgłoszonego przez uczestników w Punkcie Wejścia i Wyjścia w procedurze Open Season (1 faza).

[57] Zdefiniowane w art. 3 pkt 24 rozporządzenia CAM jako „*odsetek wartości bieżącej szacowanego wzrostu dozwolonych lub docelowych przychodów operatora systemu przesyłowego związanych ze zdolnością przyrostową uwzględnioną w odpowiednim poziomie oferty, jak określono w art. 22 ust. 1 lit. b), jaki ma zostać pokryty przez wartość bieżącą wiążących zobowiązań użytkowników sieci w zakresie kontraktowania zdolności obliczoną zgodnie z art. 22 ust. 1 lit. a)*". Współczynnik f może przyjąć wartość od 0 do 1.

W ramach realizacji projektu połączenia Polska-Słowacja, w 2017 r. zainteresowani operatorzy sieci przesyłowej (OGP Gaz-System S.A. i eustream.as) kontynuowali działania w zakresie prac projektowych. Głównym celem prowadzonych działań było opracowanie dokumentacji projektowej oraz uzyskanie stosownych pozwoleń, w tym przeprowadzenie Oceny Oddziaływania na Środowisko oraz uzyskanie decyzji środowiskowej, lokalizacyjnej i pozwolenia na budowę.

13 grudnia 2017 r. podpisana została umowa „Agreement on a PL-SK project pre-FID cooperation" pomiędzy OGP Gaz-System S.A. i eustream.as, która określa zasady współpracy w zakresie realizacji połączenia międzysystemowego Polska – Słowacja do czasu podjęcia ostatecznej decyzji inwestycyjnej (Final Investemt Decision/FID) – tj. do 31 marca 2018 r. Umowa preFID reguluje także wzajemne zobowiązania stron w zakresie wykorzystania dofinansowania z CEF na prace budowlane do czasu podjęcia FID.

18 grudnia 2017 r. Unijna Agencja Wykonawcza ds. Innowacyjności i Sieci (INEA), OGP Gaz-System S.A. i eustream.as podpisały umowę w sprawie przyznania dofinansowania na prace budowlane dla omawianego połączenia. Umowa ta pozwoli polskiemu i słowackiemu operatorowi systemu przesyłowego gazu na otrzymanie wsparcia finansowego z Unii Europejskiej w ramach instrumentu „Łącząc Europę" (Connecting Europe Facility – CEF) w wysokości wynoszącej ok. 107,7 mln euro (55,2 mln euro dla eustream.as i 52,5 mln euro dla OGP Gaz-System S.A.).

W odniesieniu do projektu GIPL, w roku sprawozdawczym operator sieci przesyłowej kontynuował działania w zakresie prac projektowych, których głównym celem było opracowanie dokumentacji projektowej oraz uzyskanie stosownych pozwoleń, w tym uzyskanie decyzji środowiskowej, lokalizacyjnej i pozwolenia na budowę.

Należy zauważyć, że w wyniku powyższych działań w roku sprawozdawczym zmieniono punkt początkowy tego połączenia (łączący się z polskim systemem przesyłowym) z zaplanowanego wcześniej w miejscowości Rembelszczyzna na Hołowczyce zmieniając jednocześnie początkowy odcinek trasy gazociągu po stronie Polski.

Konsekwencją tego było również podpisanie przez OGP Gaz-System S.A. i Amber Grid aneksów do umów o dofinansowanie studiów (prace projektowe i pozwoleniowe) oraz prac budowlanych z funduszy UE (CEF) z INEA (Agencja Wykonawcza ds. Innowacyjności i Sieci) obejmujące realizację gazociągu GIPL w nowym wariancie jego przebiegu oraz nową datę jego oddania do użytku, tj. koniec 2021 r. Ponadto, kwestia przyjęcia do realizacji nowego wariantu trasy GIPL w Polsce została uzgodniona na szczeblu OSP, administracji państwowej Polski (Ministerstwo Energii), Litwy, Łotwy i Estonii oraz z Komisją Europejską.

W 2017 r. obaj wyżej wymienieni operatorzy kontynuowali także prace nad umową w zakresie decyzji o transgranicznej alokacji kosztów (Decyzja CBCA/Inter-TSOs Agreement, Umowa czterostronna planowana do zawarcia pomiędzy OSP z Polski, Litwy, Łotwy oraz Estonii), a także nad Connection Agreement (Umowa w zakresie uzgodnień technicznych dotyczących realizacji projektu, w tym decyzja inwestycyjna).

Do odmiennej kategorii projektów należy projekt połączenia międzysystemowego Polska – Ukraina (brak na liście PCI). W ramach realizowanych połączeń międzysystemowych (z wyłączeniem terminalu LNG) jest to jedyny projekt, który połączy Polskę z państwem spoza Unii Europejskiej.

Projekt połączenia międzysystemowego gazowego Polska – Ukraina zakłada budowę nowego transgranicznego gazociągu, który połączy systemy przesyłowe gazu ziemnego Polski i Ukrainy. Stronami projektu są OGP Gaz-System S.A. i ukraiński operator systemu przesyłowego – PJSC Ukrtransgaz.

W roku sprawozdawczym polski OSP kontynuował współpracę z PJSC Ukrtransgaz w zakresie oceny realnego zainteresowania przesyłaniem gazu z Polski oraz potrzeb rozbudowy/modernizacji systemów przesyłowych obu operatorów.

Kontynuowane były także działania w zakresie prac projektowych. Głównym celem prowadzonych działań było opracowanie dokumentacji projektowej oraz uzyskanie stosownych pozwoleń, w tym przeprowadzenie Oceny Oddziaływania na Środowisko oraz uzyskanie decyzji środowiskowej, lokalizacyjnej i pozwolenia na budowę.

Ponadto w 2017 r. rozpoczęto procedurę aplikowania o utrzymanie nadanego w 2016 r. statusu Project of Mutual Interest (PMI) dla projektu Polska – Ukraina w ramach Wspólnoty Energetycznej. Wspólny wniosek OGP Gaz-System S.A. i PJSC Ukrtransgaz w tym zakresie został złożony 16 listopada 2017 r.

Monitorowanie planów inwestycyjnych i ocena ich spójności ze wspólnotowym planem rozwoju

Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych zgodnie z art. 16 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne są obowiązane do sporządzenia dla obszaru swojego działania planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na te paliwa.

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

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

OSP

W 2017 r. obowiązywał plan rozwoju operatora sieci przesyłowej OGP Gaz-System S.A. uzgodniony na okres 2016-2025. Natomiast w październiku 2017 r. Prezes URE uzgodnił kolejny plan rozwoju OGP Gaz-System S.A. pn. *„Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2018 – 2027"* (dalej: KDPR).

W odniesieniu do KDPR sam poziom nakładów został uzgodniony tylko na lata 2018-2019. Podejście takie odbiegało od standardowego, zakładającego uzgodnienie nakładów dla 5-letniego horyzontu czasowego. Zostało to podyktowane: (1) wariantowością przebiegu części podmorskiej planowanego połączenia Baltic Pipe, mogącego mieć istotne konsekwencje finansowe, (2) niskim poziomem realizacji przez OGP uzgodnionych nakładów w latach poprzedzających uzgodnienie w roku sprawozdawczym, a także (3) specyfiką uzgadnianego projektu planu rozwoju, wynikającą z zakładanego znacznego wzrostu poziomu nakładów inwestycyjnych.

Wyciąg z uzgodnionego KDPR dostępny jest na stronie internetowej OSP[58)].

Warto odnotować, że w KDPR na lata 2018-2027 OGP w sposób znaczący zmienił strategię rozwoju systemu gazowego, prezentowaną w poprzednich planach rozwoju, uznając za inwestycję pierwszoplanową realizację połączenia Polska – Dania (Baltic Pipe), która ma doprowadzić do zdywersyfikowania nie tylko kierunków (dróg) dostaw gazu ale, co ma fundamentalne znaczenie dla bezpieczeństwa kraju, przede wszystkim źródeł dostaw.

W KDPR na lata 2018-2027 OGP Gaz-System S.A. planuje 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.

Rozbudowa i budowa przez OSP nowych dwukierunkowych połączeń międzysystemowych pozwoli na uzyskanie wysokiego stopnia bezpieczeństwa energetycznego kraju, co jest całkowicie zgodne z jednym z podstawowych kierunków polskiej polityki energetycznej do 2030 r.

Ujęta w KDPR rozbudowa sieci przesyłowej oraz budowa nowych połączeń transgranicznych zmierza w kierunku zwiększenia zdolności przesyłowej i osiągnięcia do 2022 r. całkowitej zastępowalności technicznych zdolności importowych zlokalizowanych na wschodniej granicy, źródłami importowymi z UE.

Techniczne możliwości importu gazu w 2016 r. i planowane na 2022 r. przedstawione zostały w tab. 13. Należy zaznaczyć, że nie zostały w niej ujęte aktualne połączenia na kierunku wschodnim (Tietierowka, Wysokoje), ponieważ OSP nie planuje inwestycji w ich rozwój.

[58)] http://www.Gaz-System.pl/fileadmin/pliki/open-season/Krajowy_Dziesiecioletni_Plan_Rozwoju _2018-2027.pdf

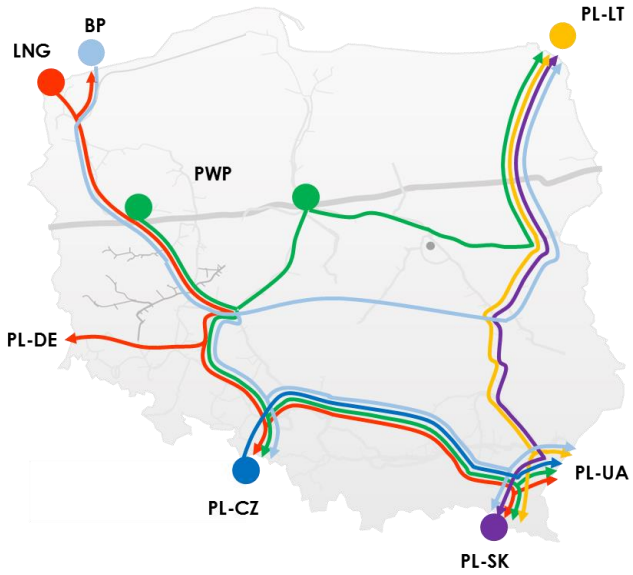
Tabela 13. Techniczne zdolności importowe (poza kontraktem jamalskim) [mld m³]

	2016	2022
GCP Ontras/Gaz-System	1,5	1,5
Cieszyn	0,5	0,5
Mallnow/PWP	5,4	6,1
Terminal LNG	5,0	7,5
Baltic Pipe	-	10,0
Litwa	-	1,7
Czechy Hat	-	6,5
Słowacja	-	5,7

Źródło: OGP Gaz-System S.A., „Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2018 – 2027", str. 95.

Potencjał eksportowy, czyli wspomniana nadwyżka w niezbilansowaniu pomiędzy możliwościami dostaw na punktach wejścia do sieci przesyłowej oraz zapotrzebowaniem krajowym – zgodnie z wynikami przeprowadzonych przez OSP analiz – znacznie wzrośnie po uruchomieniu kolejnych połączeń transgranicznych.

Rysunek 17. Potencjalne kierunki tranzytu gazu poprzez sieć przesyłową



Źródło: OGP Gaz-System S.A., „Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2018 – 2027", str. 57.

Uzyskane techniczne możliwości eksportowe przedstawia tab. 14. Należy zaznaczyć, że danych, które są w niej przedstawione nie należy sumować, a zdolność do przesyłania gazu w kierunku eksportowym będzie zależała przede wszystkim od fizycznego miejsca dostawy gazu do systemu przesyłowego.

Tabela 14. Techniczne przepustowości eksportowe [mld m³]

	2016	2022
GCP Gaz-System/Ontras	0,9	0,9
Litwa	-	2,4
Cieszyn	0,5	0,5
Czechy Hat	-	5,0
Słowacja	-	4,7
Ukraina	1,5	8,0
Baltic Pipe	-	3,0

Źródło: OGP Gaz-System S.A., „Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2018 – 2027", str. 95.

Poza powyższymi efektami i wyzwaniami OGP planuje w okresie 2017-2027 wybudować ponad 2,2 tys. km gazociągów oraz szereg innych obiektów systemowych związanych z infrastrukturą gazociągową.

Poza nowymi zadaniami gazociągowymi o charakterze strategicznym, OGP planuje w ramach realizacji pozostałych zadań, budowę nowych gazociągów i modernizację już eksploatowanych.

4.1.5. Przestrzeganie i wdrażanie przepisów unijnych na poziomie krajowym

Ustawa z 30 listopada 2016 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw stanowi wypełnienie obowiązków Rzeczypospolitej Polskiej w zakresie zniesienia obowiązku przedkładania Prezesowi URE przez przedsiębiorstwa zajmujące się obrotem paliw gazowych taryf do zatwierdzenia, zgodnie z wyrokiem Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej z 10 września 2015 r., znak: C-36/14, dotyczącym naruszenia przepisów dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z 13 lipca 2009 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 2003/55/WE.

Zgodnie z tą ustawą, od 1 stycznia 2017 r. obowiązek przedłożenia do zatwierdzenia taryf nie dotyczy sprzedaży paliw gazowych odbiorcom hurtowym oraz odbiorcom końcowym, którzy dokonują ich zakupu: 1) w punkcie wirtualnym, 2) w postaci skroplonego gazu ziemnego (LNG) lub sprężonego gazu ziemnego (CNG) oraz 3) w trybie przetargów, aukcji lub zamówień. Od 1 października 2017 r. uwolnione zostały ceny paliw gazowych sprzedawanych pozostałym grupom odbiorców końcowych z wyjątkiem odbiorców w gospodarstwach domowych. Taryfy na sprzedaż paliw gazowych do odbiorców w gospodarstwach domowych pozostaną regulowane do końca 2023 r.

Wypełnianie przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych, właścicieli systemów i przedsiębiorstwa gazowe ich obowiązków zgodnie z właściwymi przepisami wspólnotowymi, w tym w odniesieniu do kwestii transgranicznych

Stosownie do przepisów rozporządzenia 715/2009, OSP publikuje na swojej stronie internetowej dane dotyczące funkcjonowania systemu przesyłowego, w tym działań bilansujących.

Ponadto informacje dotyczące podstaw i metodologii kalkulacji taryf OSP udostępnia na swojej stronie internetowej. Na tej stronie dostępny jest również kalkulator opłat za usługę przesyłania oraz nawaniania paliwa gazowego.

Zasady alokacji zdolności przesyłowych są zasadniczo zgodne z rozporządzeniem CAM NC, natomiast w zakresie zarządzania ograniczeniami systemowymi stosowane są wytyczne CMP. W zakresie alokacji zdolności przesyłowych na połączeniach transgranicznych z krajami UE oraz na punktach między wewnętrznymi obszarami wejścia-wyjścia oferowane są produkty powiązane za pośrednictwem platformy alokacji. Wyjątkiem są punkty na granicy z Niemcami, gdzie dotychczas operatorzy nie podjęli decyzji o wyborze wspólnej platformy alokacji. Postępowanie w przedmiocie wyboru platformy w 2018 r. zostało przekazane do ACER.

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 ówcześnie 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 nr 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.

Odnośnie rozporządzenia Komisji (UE) 2015/703 z 30 kwietnia 2015 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący zasad interoperacyjności i wymiany danych (rozporządzenie IO)[59)], sposób wdrożenia rozporządzenia IO został zweryfikowany przez Prezesa URE i przez ACER, i został oceniony jako prawidłowy.

Wdrożenie przepisów o interoperacyjności i wymianie danych pozwoliło na ujednolicenie 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.

Planowana implementacja kodeksów sieci

W obszarze bilansowania KSP_{ZA}, Prezes URE, wspólnie z OSP i TGE S.A. podjął starania mające na celu zaoferowanie możliwości obrotu gazem zaazotowanym na platformie obrotu prowadzonej przez TGE S.A. Przepisy rozporządzenia BAL NC zakładają bowiem, że OSP będzie podejmował działania bilansujące w pierwszej kolejności poprzez zakup lub sprzedaż produktów krótkoterminowych na platformie obrotu (handlowej).

Informacja o innych przypadkach badania zgodności z kodeksami sieci oraz opis istniejącej i stosowanej metody monitorowania

Prezes URE monitoruje prowadzenie działalności przez przedsiębiorstwa energetyczne zgodnie z kodeksami sieci przede wszystkim poprzez zapytania kierowane do tych przedsiębiorstw. Zgodnie z obowiązującymi przepisami, Prezes URE ma prawo wglądu do ksiąg rachunkowych przedsiębiorstwa energetycznego oraz może żądać przedstawienia informacji dotyczących wykonywanej przez to przedsiębiorstwo działalności gospodarczej, w tym informacji o jego projektach inwestycyjnych. Nieudzielenie informacji lub wprowadzenie Prezesa URE w błąd, nawet nieumyślnie może skutkować wymierzeniem administracyjnej kary pieniężnej.

Ponadto zgodność działań podejmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne z kodeksami sieci jest oceniana w toku postępowań administracyjnych prowadzonych na podstawie tych kodeksów. Przykładowo Prezes URE zatwierdza sprawozdanie dotyczące stosowania środków tymczasowych, a w toku tego postępowania analizowany jest opisany w tym sprawozdaniu stan rozwoju hurtowego rynku gazu dla transakcji krótkoterminowych.

[59)] Dz. U. UE L 2015.113.13.

Kryteria niezależności

Na podstawie uregulowań ustawowych Prezes URE posiada uprawnienia pozwalające mu na skuteczne kontrolowanie wypełniania przez operatorów systemów oraz właściciela sieci przesyłowej ich obowiązków wynikających z ustawy – Prawo energetyczne, w tym w szczególności kontrolowanie spełniania przez OSP kryteriów niezależności określonych w art. 9d ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne oraz kryteriów wskazanych w art. 9h[1] ust. 7 tej ustawy. Kompetencje Prezesa URE w zakresie kontroli przestrzegania kryteriów niezależności zostały opisane w ubiegłorocznym raporcie.

Kwestia spełniania przez OSP kryteriów niezależności była przedmiotem analizy Prezesa URE w trakcie postępowań certyfikacyjnych. Wyniki powyższej analizy zostały przedstawione w decyzjach Prezesa URE kończących ww. postępowania i opublikowanych w Biuletynie Informacji Publicznej URE.

Ponadto w 2017 r. działania Prezesa URE związane z certyfikacją OSP koncentrowały się na monitorowaniu działań OSP mających na celu spełnienie zalecenia wskazanego w decyzji certyfikacyjnej z 19 maja 2015 r. oraz monitorowaniu, czy OGP Gaz-System S.A. w dalszym ciągu spełnia kryteria niezależności określone w art. 9d ust. 1a, w związku z art. 9d ust. 1b i 1c ustawy – Prawo energetyczne. Prezes URE monitorował również kwestię zakresu i rodzaju danych przekazywanych właścicielowi sieci przez OSP.

4.2. Promowanie konkurencji

4.2.1. Rynek hurtowy

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

Na koniec 2017 r. koncesję na obrót paliwami gazowymi posiadało 200 podmiotów wobec 196 na koniec 2016 r. Natomiast 108 przedsiębiorstw aktywnie uczestniczyło w obrocie gazem ziemnym. Przedsiębiorstwa obrotu gazem spoza GK PGNiG S.A. pozyskały 86,1 TWh gazu ziemnego. Dane dotyczące zakupu i sprzedaży gazu przez spółki obrotu znajdują się w tabeli poniżej. Wielkość pozyskania gazu nie uwzględnia pozyskania na potrzeby własne przez spółki obrotu objęte monitorowaniem, w tym pozyskania gazu przez przedsiębiorstwa energetyczne będące jednocześnie dużymi odbiorcami końcowymi.

Tabela 15. Wolumeny gazu pozyskiwanego i sprzedawanego w ramach obrotu hurtowego przez ankietowane przedsiębiorstwa obrotu w 2017 r. [TWh]

	Łącznie	GK PGNiG S.A.	Pozostałe spółki obrotu
Pozyskanie gazu (zakup i wydobycie)	378,3	292,2	86,1
Hurtowa sprzedaż gazu	145,2	103,5	41,7

Źródło: URE na podstawie danych od spółek obrotu.

Giełda gazu ziemnego

Sprzedaż i zakup paliw gazowych na polskim rynku hurtowym odbywa się przede wszystkim na giełdzie towarowej prowadzonej przez TGE S.A. Uczestnikami rynku giełdowego są głównie przedsiębiorstwa obrotu paliwami gazowymi oraz najwięksi odbiorcy końcowi, którzy mogą działać samodzielnie po zawarciu stosownej umowy z TGE S.A., stając się członkami giełdy, lub też za pośrednictwem domów maklerskich. Obrót giełdowy odbywa się poprzez zawieranie umów sprzedaży (transakcji) pomiędzy członkami giełdy.

W 2017 r. TGE S.A. prowadziła następujące rynki sprzedaży paliw gazowych: Rynek Dnia Bieżącego, Rynek Dnia Następnego oraz Rynek Terminowy Towarowy. Sprzedaż gazu ziemnego była również realizowana w systemie aukcji.

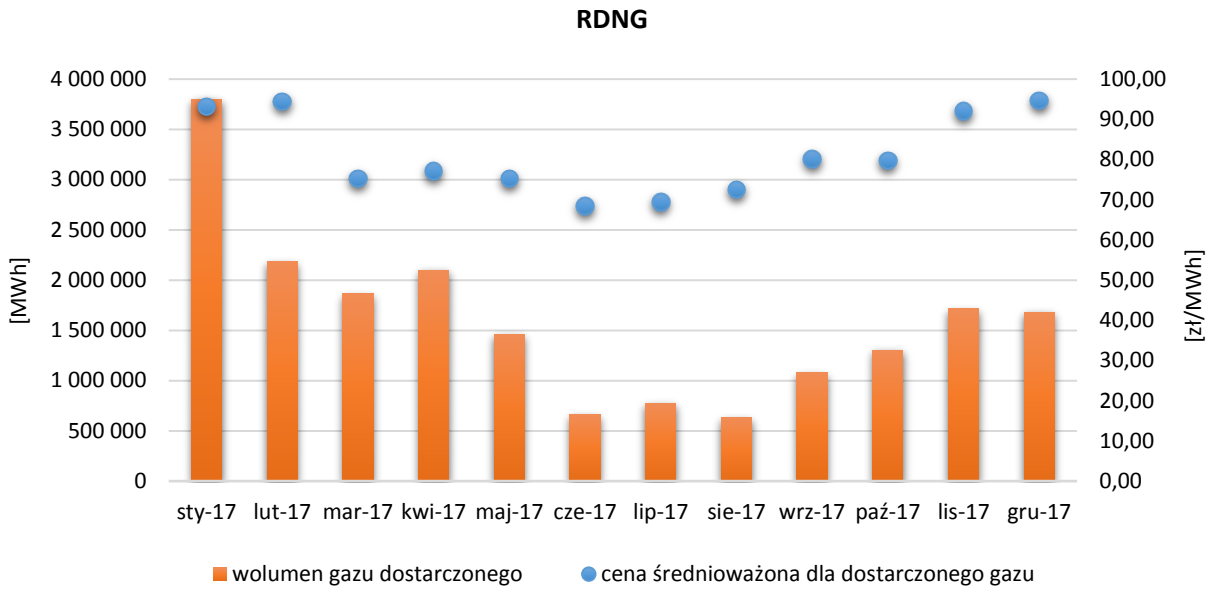
Przedmiotem obrotu na rynku terminowym towarowym gazu (RTTg) jest dostawa gazu w jednakowej ilości we wszystkich godzinach okresu dostawy zgodnym ze standardem instrumentu (tygodniowy, miesięczny, kwartalny i roczny).

Przedmiotem obrotu na rynku dnia następnego gazu (RDNg) jest dostawa gazu w jednakowej ilości we wszystkich godzinach dnia dostawy. Jest to instrument typu *base*, a jeden kontrakt odpowiada dostawie 1 MWh gazu w każdej godzinie dnia dostawy. Obrót jest prowadzony przez jeden dzień poprzedzający datę dostawy, w systemie *fixingu* oraz notowań ciągłych.

Obrót na rynku dnia bieżącego (RDBg) prowadzony jest w systemie notowań ciągłych.

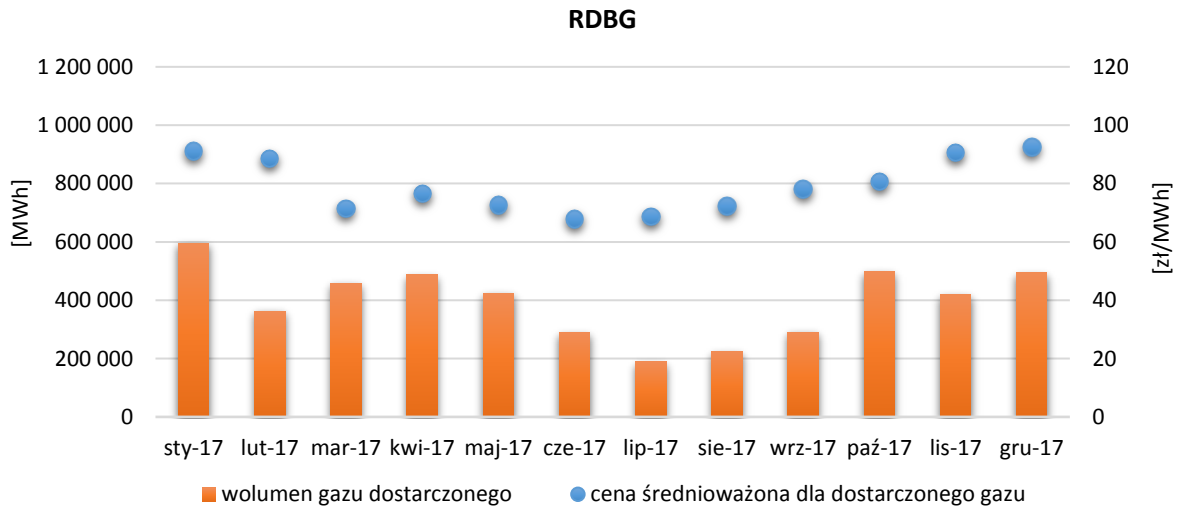
Poniższe rysunki pokazują wolumen oraz cenę dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na rynku dnia następnego, bieżącego i na rynku terminowym towarowym dla instrumentów gazowych.

Rysunek 18. Wolumen oraz cena dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na rynku dnia następnego gazu (RDNG) w 2017 r.



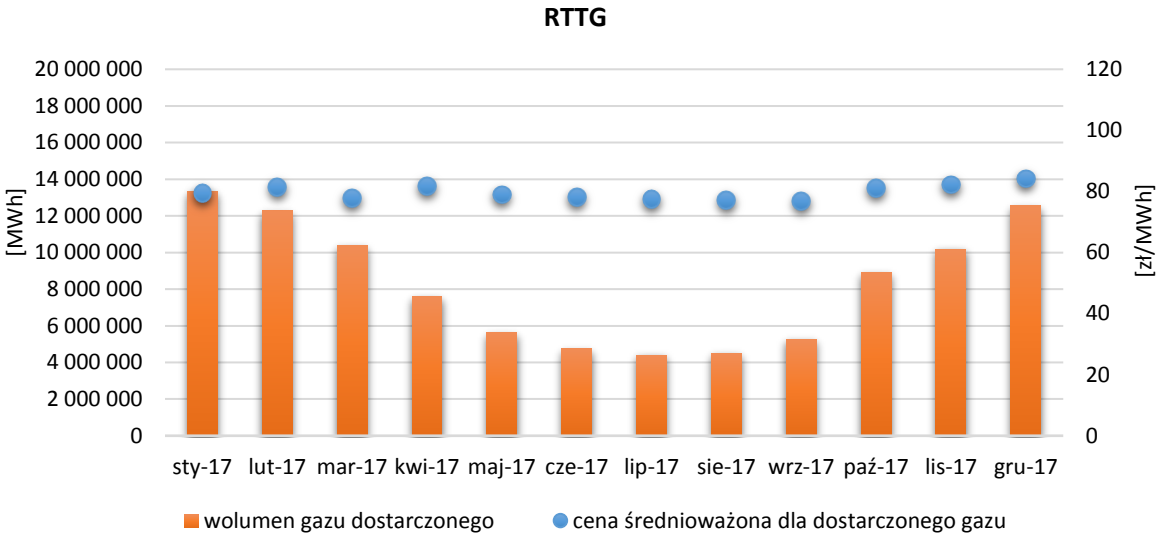
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE S.A.

Rysunek 19. Wolumen oraz cena dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na rynku dnia bieżącego gazu (RDBG) w 2017 r.



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

Rysunek 20. Wolumen oraz cena dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na rynku terminowym towarowym (RTTG), których realizacja następowała w 2017 r.



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

W 2017 r. w wyniku realizacji kontraktów zawartych na TGE S.A. dostarczono 123 704 647 MWh gazu ziemnego po średniej cenie 81,00 zł/MWh. W tym okresie dostarczono 19 255 296 MWh na rynku RDNG, 4 727 137 MWh na rynku RDBG i 99 722 214 MWh na rynku terminowym – RTTG. Średnia cena gazu dostarczonego w wyniku realizacji kontraktów zawartych na rynku RDNG w 2017 r. wyniosła 84,40 zł/MWh, na rynku RDBG 80,86 zł/MWh, na rynku terminowym 80,36 zł/MWh.

Obrót gazem ziemnym wysokometanowym w punkcie wirtualnym OTC

W 2017 r. Prezes URE monitorował również transakcje zawierane w punkcie wirtualnym na rynku pozagiełdowym. W wyniku realizacji kontraktów zawartych w tym punkcie na rynku OTC dostarczono 23,8 TWh gazu ziemnego po średniej cenie 80,07 zł/MWh. Ceny w poszczególnych kwartałach w porównaniu z cenami giełdowymi i cenami przywozu gazu z UE kształtują się jak w poniższej tabeli.

Tabela 16. Porównanie średnich cen gazu ziemnego z kontraktów sprzedaży w punkcie wirtualnym OTC, sprzedaży poprzez TGE S.A. oraz zakupu z zagranicy w poszczególnych kwartałach 2017 r. [zł/MWh]

	I kwartał	II kwartał	III kwartał	IV kwartał
Średnie ceny z kontraktów sprzedaży w punkcie wirtualnym OTC	83,27	73,14	73,11	85,25
Średnie ceny z kontraktów sprzedaży poprzez TGE S.A. z dostawą w danym okresie	81,57	80,56	76,70	83,78
Średnie ceny zakupu gazu ziemnego z zagranicy z państw członkowskich UE lub z państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym	83,00	68,74	68,47	73,89

Źródło: Opracowanie własne URE.

Efektywność konkurencji na hurtowym rynku gazu ziemnego

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

4.2.2. Rynek detaliczny

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

Analiza rynku detalicznego paliw gazowych, dokonana na podstawie monitoringu za 2017 r., obejmującego ponad sto spółek obrotu, wykazała, że całkowita sprzedaż do odbiorców końcowych gazu ziemnego (tj. gazu wysokometanowego i zaazotowanego dostarczanego z sieci gazowych) wyniosła 201 881 827 MWh. W porównaniu do 2016 r. nastąpił wzrost zużycia gazu o ok. 11,6%. Wzrost ten został wygenerowany przez grupę odbiorców przemysłowych. Całkowita liczba odbiorców gazu w 2017 r. przekroczyła 7 mln.

W 2017 r. sprzedaż gazu ziemnego do odbiorców końcowych zdominowana była przez podmioty z GK PGNiG S.A. Udział tych podmiotów wzrósł w stosunku do roku poprzedniego, do poziomu 80,74%, podczas gdy rok wcześniej udział ten wynosił 73,69%. Zmiana ta wynikała z istotnego spadku przywozu gazu z zagranicy bezpośrednio przez odbiorców końcowych na własne potrzeby. Nastąpiło to głównie na skutek zmian regulacji prawnych dotyczących zapasów obowiązkowych.

W tabeli poniżej przedstawiono informacje na temat struktury sprzedaży gazu ziemnego do odbiorców końcowych.

Tabela 17. Struktura sprzedaży gazu ziemnego do odbiorców końcowych w 2017 r. [MWh]

Sprzedaż do odbiorców końcowych gazu wysokometanowego i zaazotowanego			
	Sprzedawcy alternatywni	**GK PGNiG S.A.**	**Suma**
Sprzedaż gazu na potrzeby odbiorców końcowych	38 795 553	160 812 771	199 608 324
z tego: przemysł	30 991 097	102 545 988	133 537 085
rolnictwo	98 002	369 187	467 189
usługi i użyteczność publiczna	5 416 122	13 298 329	18 714 451
gospodarstwa domowe	2 290 332	44 599 267	46 889 599
Zużycie na potrzeby własne	79 005	2 194 498	2 273 503
Razem	**38 874 558**	**163 007 269**	**201 881 827**

Źródło: URE na podstawie ankiet wybranych spółek obrotu.

Prezes URE dokonał również monitoringu sprzedaży gazu w postaci skroplonej (LNG) w 2017 r. Monitoringiem objęto 12 przedsiębiorstw energetycznych dokonujących zakupu tego gazu na potrzeby krajowe. Pozyskanie gazu LNG przez te przedsiębiorstwa wyniosło 20 483 903 MWh, z tego większość została pozyskana za pośrednictwem terminalu LNG w Świnoujściu. Duża część z pozyskanego gazu LNG została sprzedana odbiorcom końcowym po dokonaniu regazyfikacji i wprowadzeniu uzyskanego gazu wysokometanowego do sieci gazowej. Jak wskazano w poniższej tabeli, wolumen sprzedaży gazu LNG do odbiorców końcowych w postaci skroplonej wyniósł ok. 471 158 MWh. W tym wolumenie dominujące znaczenie (ok. 72%) miała sprzedaż gazu realizowana przez podmioty spoza GK PGNiG S.A.

Tabela 18. Struktura sprzedaży gazu LNG do odbiorców końcowych w 2017 r. [MWh]

	Sprzedawcy alternatywni	**GK PGNiG S.A.**	**Suma**
Sprzedaż gazu do odbiorców końcowych przez spółki obrotu działające na terenie kraju	306 747	79 408	386 155
z tego: przemysł	288 136	16 024	304 160
rolnictwo	-	7	7
usługi i użyteczność publiczna	18 611	24 553	43 164
gospodarstwa domowe	-	38 824	38 824
Sprzedaż na potrzeby operatorów w ramach bilansowania (pozostała sprzedaż)	31 884	53 119	85 003
Razem	**338 631**	**132 527**	**471 158**

Uwaga: Dane w tabeli dotyczą wyłącznie sprzedaży gazu w postaci LNG. Dane dotyczące sprzedaży gazu wysokometanowego pozyskanego na skutek regazyfikacji LNG zostały ujęte w poprzedniej tabeli. W tabeli nie uwzględniono danych dot. zużycia własnego gazu LNG na potrzeby funkcjonowania przedsiębiorstw obrotu objętych monitoringiem.

Źródło: URE na podstawie ankiet wybranych spółek obrotu.

Monitorowanie procesu zmiany sprzedawcy

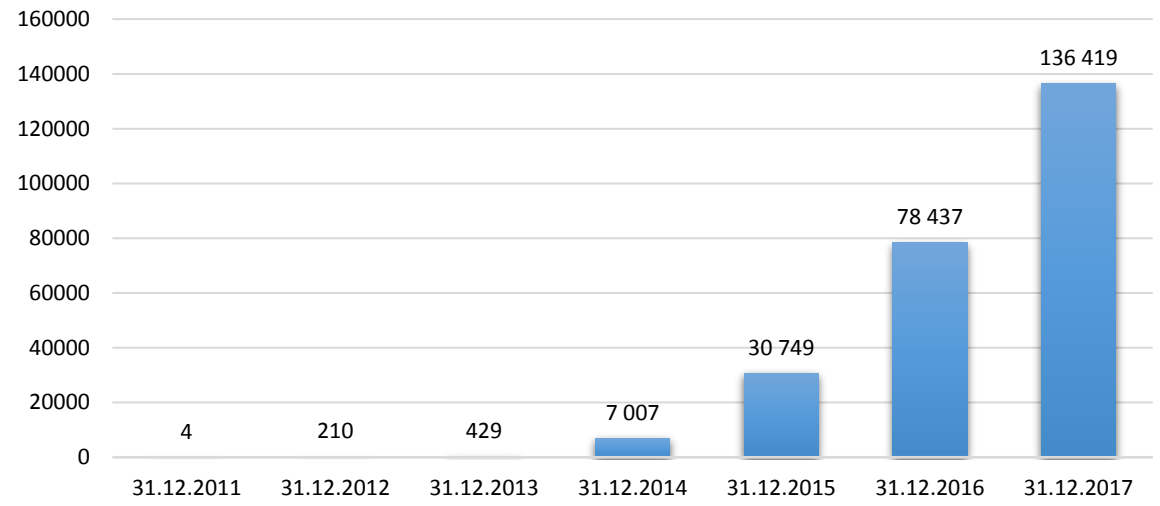
Zasada TPA, uregulowana w art. 4 ust. 2 Prawa energetycznego, oznacza możliwość korzystania przez klienta z sieci lokalnego dostawcy w celu dostarczenia gazu lub energii kupionej przez niego u dowolnego sprzedawcy. Od 1 lipca 2007 r. wszyscy odbiorcy gazu uzyskali prawo do swobodnego wyboru i zmiany 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.

Zgodnie z obowiązującą zasadą TPA odbiorcy końcowi mogą indywidualnie korzystać z sieci lokalnego dostawcy w celu dostarczenia gazu lub energii kupionej u dowolnego sprzedawcy.

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 liczba konkurencyjnych ofert dostępnych na rynku.

Analiza danych z wypełnionych ankiet wskazuje na wyraźny wzrost liczby odbiorców dokonujących zmiany sprzedawcy w latach 2011-2017, w szczególności w samym 2017 r. W 2011 r. odnotowano jedynie kilka przypadków zmiany sprzedawcy, natomiast liczba zmian od początku ich monitorowania do końca 2017 r. wyniosła już 136 419. Poniższy wykres pokazuje dynamikę zmian sprzedawcy.

Rysunek 21. Liczba zmian sprzedawcy gazu ziemnego przez odbiorców końcowych (wg liczby przełączeń)



Źródło: URE.

Wartym odnotowania jest fakt, że na 136 419 zmian sprzedawcy dokonanych do końca 2017 r. zdecydowana większość, bo aż 129 139 dotyczyła odbiorców z grup taryfowych W 1-4, czyli głównie osób w gospodarstwach domowych. Taki stan rzeczy może być spowodowany intensyfikacją w ostatnim czasie przez niektórych sprzedawców kampanii sprzedażowych, w tym sprzedaży bezpośredniej skierowanej do tej grupy odbiorców.

Istotnym czynnikiem wspierającym wzrost liczby zmian sprzedawcy na rynku gazu jest posiadanie przez OSD możliwie największej liczby podpisanych umów o świadczenie usług dystrybucji paliwa gazowego (Umów Ramowych). Umowy Ramowe, zawierane pomiędzy Operatorem a Sprzedawcą, warunkują prowadzenie przez sprzedawcę paliwa gazowego działalności na terenie danego OSD. Umowa ta określa warunki funkcjonowania sprzedawcy na terenie operatora oraz jego współpracy z tym operatorem. Z końcem IV kw. 2017 r. 141 sprzedawców miało zawarte ważne umowy z OSP, w tym 87 sprzedawców posiadało również umowy z OSD – PSG Sp. z o.o.

Potencjalną barierą w zmianie sprzedawcy w szczególności dla odbiorców z grupy gospodarstw domowych może być brak uregulowań prawnych dotyczących obowiązku realizacji dostaw paliwa gazowego w sytuacji zaprzestania sprzedaży przez wybranego sprzedawcę – tzw. „sprzedaży rezerwowej". Taka sytuacja może być postrzegana przez odbiorców jako dodatkowe ryzyko w sytuacji

zaprzestania prowadzenia działalności przez wybranego sprzedawcę. W tej kwestii Prezes URE z własnej inicjatywy przygotował projekt regulacji prawnych dotyczących kwestii sprzedaży rezerwowej, który został przesłany do Ministra Energii.

Taryfy dla paliw gazowych

Z dniem 1 stycznia 2017 r. wygasł obowiązek przedkładania do zatwierdzenia taryf w zakresie sprzedaży paliw gazowych odbiorcom hurtowym oraz odbiorcom końcowym, którzy dokonują ich zakupu:

1) w punkcie wirtualnym,
2) w postaci skroplonego gazu ziemnego (LNG) lub sprężonego gazu ziemnego (CNG),
3) w trybie przetargów, aukcji lub zamówień publicznych.

Od 1 października 2017 r. uwolnione zostały ceny paliw gazowych sprzedawanych pozostałym grupom odbiorców końcowych z wyjątkiem odbiorców w gospodarstwach domowych, dla których taryfy zatwierdzone przez Prezesa URE będą istniały do końca 2023 r.

Należy jednak podkreślić, że zgodnie z § 29 ust. 4 rozporządzenia taryfowego dla paliw gazowych ustalone w taryfie ceny paliw gazowych mają charakter cen maksymalnych[60)]. Dostawca gazu może stosować w rozliczeniach z odbiorcami ceny paliw gazowych niższe niż ustalone w taryfie zatwierdzonej przez Prezesa URE, pod warunkiem równoprawnego traktowania odbiorców w poszczególnych grupach taryfowych[61)].

Stosownie do postanowień art. 47 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa energetyczne opracowują taryfę odpowiednio do zakresu prowadzonej działalności (posiadanych koncesji) i przedkładają do zatwierdzenia Prezesowi URE, który taryfę zatwierdza lub odmawia jej zatwierdzenia w przypadku, gdy stwierdzi, że została ona ustalona niezgodnie z postanowieniami art. 44-46 ustawy. Natomiast przepis art. 45 ust. 1 ww. ustawy nakłada na przedsiębiorstwa energetyczne zobowiązanie do kalkulacji taryf w sposób zapewniający: pokrycie kosztów uzasadnionych ich działalności, uzasadnionego zwrotu z kapitału zaangażowanego w tę działalność oraz ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat.

Zasady kalkulacji taryfy w zakresie obrotu paliwami gazowymi w 2017 r. nie uległy zmianie w stosunku do zasad obowiązujących w 2016 r.

W 2017 r. przedsiębiorstwa z grupy kapitałowej PGNiG S.A. utrzymały pozycję lidera w sprzedaży gazu do odbiorców końcowych. Udział tych podmiotów wzrósł w stosunku do roku poprzedniego, do poziomu 80,74%, podczas gdy rok wcześniej udział ten wynosił 73,69%. W ramach tej grupy w 2017 r. odbiorcy hurtowi oraz odbiorcy końcowi o rocznym zużyciu gazu ziemnego powyżej 25 mln m³ zaopatrywani byli przez PGNiG S.A., natomiast pozostali odbiorcy końcowi przez PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.

W 2017 r. prowadzonych było 15 postępowań w sprawie zatwierdzenia lub zmiany taryf ustalonych przez kluczowe przedsiębiorstwa sektora gazowego, w tym 4 postępowania w sprawie taryf PGNiG S.A. (jedno z nich dotyczyło świadczenia usług w zakresie regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego), a 3 postępowania dotyczyły taryfy przedsiębiorstwa PGNiG OD Sp. z o.o.

W 2017 r. Prezes URE prowadził 3 postępowania administracyjne dotyczące taryfy PGNiG S.A. w zakresie dostarczania paliw gazowych: 2 w zakresie zatwierdzenia ustalonej przez to przedsiębiorstwo taryfy, 1 w zakresie zmiany terminu jej obowiązywania.

17 marca 2017 r. Prezes URE zatwierdził na okres do 30 czerwca 2017 r. taryfę w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 14/2017 PGNiG S.A. Przedmiotowa taryfa, zgodnie z informacją przedłożoną przez przedsiębiorstwo, została wprowadzona do stosowania 1 kwietnia 2017 r. W wyniku jej wprowadzenia, nastąpił wzrost płatności o 8,0% dla odbiorców gazu wysokometanowego oraz o 7,9% dla odbiorców gazu zaazotowanego.

Następnie, 19 czerwca 2017 r., Prezes URE podjął decyzję o umorzeniu postępowania administracyjnego dotyczącego zmiany taryfy nr 14/2017, polegającej na wydłużeniu okresu

[60)] W 2018 r. weszło w życie rozporządzenie Ministra Energii z 15 marca 2018 r. (Dz. U. z 2018 r. poz. 640), które dodatkowo (w § 29 ust. 4) uznaje stawki opłat abonamentowych ustalone w taryfach jako stawki maksymalne. Rozporządzenie to dopuszcza stosowanie cen paliw gazowych i stawek opłat abonamentowych niższych od zatwierdzonych pod warunkiem równoprawnego traktowania odbiorców w grupach taryfowych polegającego na zapewnieniu każdemu odbiorcy z danej grupy taryfowej możliwości skorzystania z niższych cen i stawek opłat na takich samych zasadach.

[61)] Należy podkreślić, że zasada ta nie dotyczy taryf przedsiębiorstw infrastrukturalnych.

obowiązywania dotychczasowej taryfy do 30 września 2017 r. PGNiG S.A. wycofało bowiem wniosek o przedłużenie okresu obowiązywania taryfy, przedkładając jednocześnie wniosek o zatwierdzenie nowej taryfy.

Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 15/2017 PGNiG S.A. zatwierdzona została przez Prezesa URE 12 lipca 2017 r. na okres do 30 września 2017 r. Przedmiotowa taryfa została wprowadzona do stosowania 1 sierpnia 2017 r. Wskutek jej wprowadzenia do stosowania, nastąpił spadek płatności o 6,7% dla odbiorców gazu wysokometanowego oraz o 6,8% dla odbiorców gazu zaazotowanego.

Jak już wspomniano, z końcem 30 września 2017 r. wygasł obowiązek zatwierdzenia przez Prezesa URE taryf ustalonych dla odbiorców końcowych paliw gazowych niebędących odbiorcami w gospodarstwach domowych. Zatem od 1 października 2017 r. PGNiG S.A., które nie obsługuje odbiorców w gospodarstwach domowych, nie jest zobowiązane do przedkładania Prezesowi URE taryfy do zatwierdzenia.

W 2017 r. obowiązywały 3 taryfy PGNiG OD Sp. z o.o. zatwierdzone decyzjami z: 16 czerwca 2016 r., 4 stycznia 2017 r. oraz 17 marca 2017 r., które weszły w życie odpowiednio: 1 lipca 2016 r., 18 lutego 2017 r. oraz 1 kwietnia 2017 r.

16 czerwca 2016 r. zatwierdzona została taryfa nr 4 wskazanego przedsiębiorstwa, która weszła w życie 1 lipca 2016 r. i miała obowiązywać do 31 grudnia 2016 r. Ponieważ jednak postępowanie administracyjne o zatwierdzenie taryfy nr 5, wszczęte wnioskiem z 21 października 2016 r. zakończone zostało decyzją z 4 stycznia 2017 r., okres stosowania 4 taryfy uległ wydłużeniu. Taryfa nr 5 została zatwierdzona na okres do 31 marca 2017 r., natomiast PGNiG OD wprowadził ją w życie dopiero 18 lutego 2017 r.[62)]

Ceny gazu ustalone w taryfie nr 5 dla odbiorców w gospodarstwach domowych były niższe o 6% od cen ustalonych w taryfie nr 4. Dla pozostałych odbiorców spadek cen mieścił się w granicach od 6% do 8,7%. Wskazana obniżka cen wynikała z niższych kosztów zakupu gazu wysokometanowego na TGE S.A. (na której PGNiG OD nabywa ponad 99,6% tego gazu)[63)] w stosunku do kosztów przyjętych do kalkulacji taryfy nr 4 i była to szósta obniżka cen gazu od stycznia 2015 r.

Mniejszy spadek cen gazu jako towaru dla odbiorców domowych niż dla odbiorców pozostałych grup spowodował poprawę dotychczasowych relacji cen stosowanych w odniesieniu do odbiorców ww. grup (ceny dla odbiorców grup z indeksem 5, 6A, 7A i 8A ustalone w taryfie nr 5, po raz pierwszy od stycznia 2013 r., ustalone zostały na poziomie niższym niż ceny dla odbiorców o małym zużyciu, rozliczanych w grupach z indeksem od 1 do 4).

W taryfie nr 5 bez zmian, w stosunku do taryfy nr 4, pozostały stawki opłat abonamentowych, co sprawiło, że średnie płatności w obrocie spadały o 6,6%. Spadek był tym większy im większe zużycie gazu przez odbiorców. Dla odbiorców w gospodarstwach domowych wynosił od 4,5% do 5,8%, a dla odbiorców pozostałych od 5,9% do 8,7%.

17 marca 2017 r. zatwierdzona została zmiana taryfy nr 5 PGNiG OD Sp. z o.o. na okres do 31 grudnia 2017 r., która weszła w życie 1 kwietnia 2017 r. Ceny paliw gazowych wzrosły średnio o 1,6%. Z uwagi na to, że zmianie nie uległy ani stawki opłat abonamentowych, ani stawki opłat transportowych (przesyłowych i dystrybucyjnych), podwyżki średnich łącznych płatności (obrót i dystrybucja) były niższe. Dla odbiorców w gospodarstwach domowych wzrost średnich płatności wahał się w granicach od 0,7% do 1,0%.

Istotne jest, że z uwagi na brzmienie art. 62b ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, taryfa nr 5 PGNiG OD od 1 października 2017 r. miała zastosowanie wyłącznie wobec odbiorców w gospodarstwach domowych.

14 grudnia 2017 r. zatwierdzona została taryfa nr 6 PGNiG OD Sp. z o.o. na okres do 31 marca 2018 r. Taryfa ta weszła w życie 1 stycznia 2018 r. Dotyczyła ona jedynie odbiorców w gospodarstwach domowych. Zarówno wysokość ustalonych w niej cen, jak i stawek opłat abonamentowych nie uległa zmianie w stosunku do cen i stawek ustalonych w taryfie nr 5.

[62)] Zgodnie z art. 47 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwo wprowadza taryfę do stosowania nie wcześniej niż po upływie 14 dni i nie później niż do 45 dnia od dnia jej opublikowania.

[63)] Ceny 1 kWh gazów zaazotowanych (typu Lw i Ls) dla tego samego typu odbiorców są identyczne jak cena 1 kWh gazu wysokometanowego.

4.2.3. Rekomendacje dotyczące cen dostaw i prowadzenie dochodzeń oraz podejmowanie środków na rzecz wspierania skutecznej konkurencji

Zgodnie z postanowieniami art. 45 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne oraz rozporządzeń wykonawczych, wydanych na podstawie art. 46 ww. ustawy przedsiębiorstwa energetyczne kalkulują taryfy dla paliw gazowych lub energii, które umożliwiają pokrycie planowanych, uzasadnionych kosztów wykonywanej działalności gospodarczej wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność. Odchylenia kosztów planowanych od kosztów rzeczywistych (zarówno w górę, jak i w dół) nie są uwzględniane w taryfach tych przedsiębiorstw ustalanych w kolejnych latach.

Niemniej, w przypadku istotnej zmiany warunków prowadzenia przez ww. przedsiębiorstwo działalności gospodarczej w trakcie obowiązywania taryfy, przedsiębiorstwo może zwrócić się do Prezesa URE o zatwierdzenie korekty stosowanej taryfy. W uzasadnionych przypadkach (zarówno w sytuacji gdy warunki zewnętrzne zagrażają kondycji finansowej przedsiębiorstwa, jak wówczas gdy generują nadmierne zyski) Prezes URE, po przeprowadzeniu postępowania administracyjnego (wszczynanego tylko na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego), może wydać decyzję korygującą stosowaną taryfę. Należy mieć jednak na uwadze, że ewentualne postępowanie odwoławcze może znacznie opóźnić wejście w życie takiej decyzji lub nawet je uniemożliwić, i dlatego ewentualna korzyść odbiorców może być ograniczona.

4.3. Bezpieczeństwo dostaw

Zgodnie z ustawą Prawo energetyczne, 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, jest Minister Energii. Jednocześnie jest on również organem właściwym (ang. *competent authority*) w rozumieniu rozporządzenia 994/2010, tj. działa jako organ odpowiedzialny za wdrożenie określonych w ww. rozporządzeniu środków służących zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego.

W 2017 r. Regulator współpracował z Ministrem Energii w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu w odniesieniu do zadań wynikających z przywołanego rozporządzenia oraz dyrektywy 2009/73/WE w związku z kompetencjami Prezesa URE określonymi przez ustawodawstwo krajowe.

W konsekwencji, bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego rozumiane jako zapewnienie dostępu odbiorców do energii o określonej jakości i po przejrzystych cenach, jest obszarem bezpieczeństwa energetycznego monitorowanym przez Prezesa URE za pomocą przydzielonych mu narzędzi.

4.3.1. Monitorowanie bilansu podaży i popytu

Zakupy gazu z zagranicy, w ilości 167 TWh, uzupełniane były gazem pochodzącym ze źródeł krajowych w ilości 42,1 TWh. Całkowite dostawy gazu z zagranicy w 2017 r. obejmowały import oraz nabycie wewnątrzwspólnotowe. W 2017 r. nadal istotną część stanowił import z kierunku wschodniego, realizowany w ramach długoterminowego kontraktu zawartego pomiędzy PGNiG S.A. a Gazprom.

Informacje o strukturze dostaw gazu w 2017 r. przedstawiono w poniższej tabeli.

Tabela 19. Struktura dostaw gazu w 2017 r.

Wyszczególnienie	Ilość [TWh]
1. Dostawy z zagranicy	167,0
2. Wydobycie ze źródeł krajowych	42,1
3. Zmiana stanu zapasów	-1,2

Źródło: URE na podstawie danych OGP GAZ-SYSTEM S.A. i spółek obrotu gazem.

W 2017 r. przez polski system przesyłowy przepłynęło 560,6 TWh gazu wysokometanowego i 8,5 TWh gazu zaazotowanego. Większość gazu wysokometanowego została przetransportowana tranzytem z wykorzystaniem gazociągu jamalskiego. Poniższa tabela prezentuje najważniejsze kierunki przepływu gazu w systemie przesyłowym.

Tabela 20. Bilans przepływów handlowych* gazu wysokometanowego i zaazotowanego w sieci przesyłowej (z uwzględnieniem Systemu Gazociągów Tranzytowych) w 2017 r. [TWh]

2017 r.			
Rodzaj Gazu		**Gaz wysokometanowy**	**Gaz zaazotowany**
Wejście do systemu razem		**560,6**	**8,5**
z tego:	kopalnie i odazotownie	23,7	4,6
	magazyny	23,7	0,0
	dostawy spoza UE	450,8	0,0
	dostawy z UE	42,5	0,0
	terminal LNG	18,4	0,0
	inne (wejścia z dystrybucji)	1,5	3,9
Wyjście z systemu razem		**560,6**	**8,5**
z tego:	mieszalnie i odazotownie	0,0	2,4
	magazyny	24,9	0,0
	do sieci dystrybucyjnej	132,0	5,9
	do odbiorców końcowych na sieci przesyłowej	44,9	0,2
	dostawy do UE	340,8	0,0
	dostawy poza UE	13,8	0,0
	potrzeby własne operatora (w tym zmiana stanu kont operatorskich)	4,2	0,0

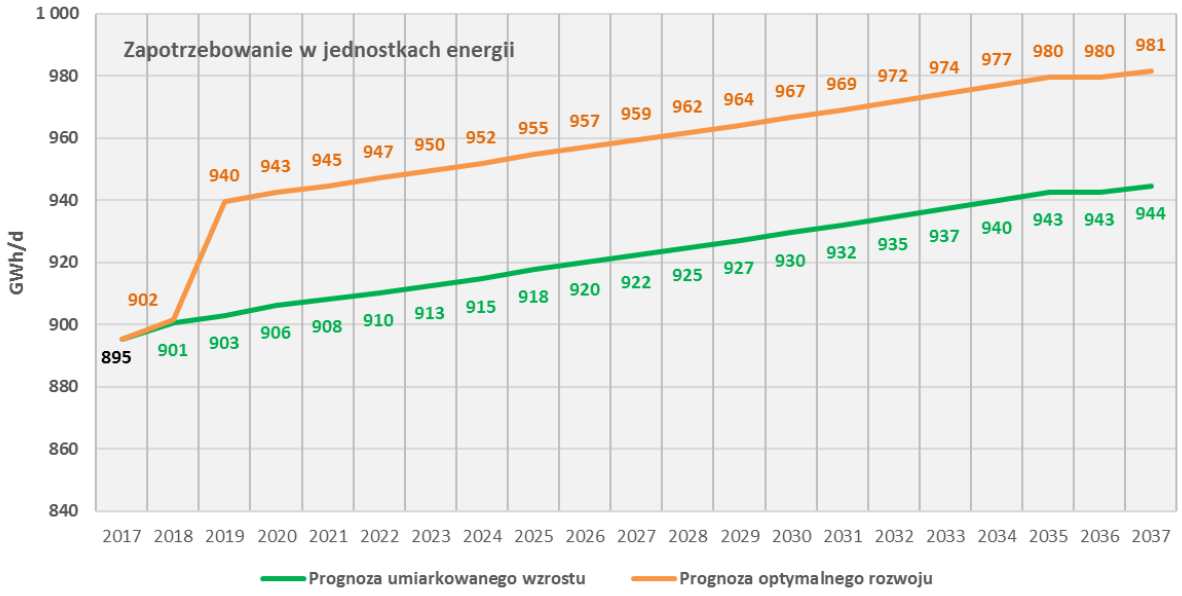
* Dane dotyczą ilości gazu wprowadzonego do sieci oraz odebranego z sieci przesyłowej na skutek realizacji umów przesyłowych zawartych przez OSP z użytkownikami systemu (przedsiębiorstwami energetycznymi i odbiorcami końcowymi). Dane te mogą się różnić od przepływów fizycznych w systemie.

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

4.3.2. Przewidywane przyszłe zapotrzebowanie oraz dostawy

Przewidywane przyszłe zapotrzebowanie na usługę przesyłania OGP Gaz-System S.A. określił w KDPR na lata 2018-2027 w dwóch granicznych wariantach, tj. Umiarkowanego Wzrostu (UW) i Optymalnego Rozwoju (OR) przy założeniu, że rzeczywiste zapotrzebowanie uplasuje się z wysokim prawdopodobieństwem pomiędzy określonymi granicznymi wariantami przedstawionymi na poniższym rysunku.

Rysunek 22. Porównanie prognoz zapotrzebowania szczytowego na usługę przesyłową



Źródło: OGP Gaz-System S.A., „Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2018–2027", str. 44.

Przy opracowywaniu wskazanej wyżej prognozy OSP wziął pod uwagę: (i) dane statystyczne GUS o zużyciu gazu w podziale na jednostki administracyjne oraz grupy odbiorców za lata 2009-2015, (ii) swoje dane sprawozdawcze, w tym dane rozliczeniowe, za lata 2010-2016 oraz własne analizy pracy systemu przesyłowego w analogicznym okresie, (iii) własną analizę plany inwestycyjne na rynku elektroenergetyki opartą o podpisane umowy o przyłączenie i wydane warunki przyłączenia dla potencjalnych odbiorców z tego sektora gospodarki.

Do podstawowych czynników mających największy wpływ na zapotrzebowanie na przesyłanie gazu w okresie 2017-2037 należeć będą:

- produkcja energii elektrycznej i ciepła na bazie paliwa gazowego,
- wzrost PKB,
- cena gazu.

W porównaniu z prognozą przedstawioną w poprzednim KDPR na lata 2016-2025 OGP Gaz-System S.A. dokonał nieznacznych korekt prognoz zapotrzebowania na gaz. I tak, w wariancie UW w KDPR na lata 2018-2027 dla 2022 r. zapotrzebowanie oszacowano na 16,6 mld m³ gazu, a w poprzednim KDPR (na lata 2016-2025) – na 16,0 mld m³ (wzrost o 3,75%). Dla wariantu OR wielkości te wynoszą odpowiednio 17,9 mld m³ i 18,7 mld m³ (spadek o 4,28%). Zatem prognozy wzrostu zapotrzebowania OGP dla wariantu OR uległy obniżeniu w ciągu ostatnich dwóch lat, zaś dla wariantu UW uległy nieznacznej poprawie. Zatem efekt tych zmian przy spodziewanym rzeczywistym zapotrzebowaniu na usługę przesyłania gazu, kształtującym się pomiędzy wskazanymi wariantami, należy ocenić jako neutralny w stosunku do poprzedniego KDPR.

4.3.3. Środki mające na celu pokrycie zapotrzebowania szczytowego i zaradzenie przypadkom niedoboru dostaw ze strony jednego lub większej liczby dostawców

Prowadzone w 2017 r. monitorowanie bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych ukierunkowane było na te obszary funkcjonowania rynku, które odnosiły się szczególnie do zagadnień dotyczących:

- koncesji[64)],
- taryf,

[64)] W przypadku koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą, Prezes URE do 2 sierpnia 2017 r. dokonywał weryfikacji, czy wnioskodawca spełnił wymóg określony w art. 33 ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne, tzn. czy załączył do wniosku dokumenty potwierdzające, że:

a) posiada własne pojemności magazynowe lub
b) zawarł umowę przedwstępną o świadczenie usługi magazynowania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w wielkości ustalonej zgodnie z art. 25 ust. 2 lub 5 ustawy o zapasach, lub
c) zawarł umowę przedwstępną o wykonywanie zadań w zakresie utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego (tzw. umowa biletowa).

2 sierpnia 2017 r. weszły w życie zmiany w procedurze udzielania koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą polegające na uchyleniu art. 33 ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne. Kwestię obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych w sposób kompleksowy reguluje ustawa o zapasach – również znowelizowana w 2017 r.

Co więcej, zgodnie z art. 35 ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne wniosek o udzielenie koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą – oprócz dokumentów potwierdzających spełnienie wymogów ustawowych – powinien również określać wielkość średniodobowego planowanego przez podmiot przywozu w okresie od dnia jego rozpoczęcia do 30 września następującego po rozpoczęciu przywozu, zgodnie z ustawą o zapasach. W przypadku nieprzedłożenia ww. dokumentów i informacji, Prezes URE działając na podstawie art. 35 ust. 2b ustawy – Prawo energetyczne pozostawia wniosek o udzielenie koncesji na OGZ bez rozpoznania.

Ponadto, mając na uwadze istotne znaczenie obowiązku zapasowego dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego państwa, Prezes URE w udzielanych koncesjach na OGZ zamieszcza warunek odnoszący się do powyższego obowiązku.

Ponadto należy zauważyć, że znowelizowany w 2016 r. art. 32 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne wprowadził ustawowy obowiązek dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy – przed nowelizacją obowiązek ten wynikał z warunków koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą. W myśl ww. przepisu koncesje na prowadzenie działalności, o której mowa w art. 32 ust. 1 pkt 4 ww. ustawy, w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą, są wydawane z uwzględnieniem dywersyfikacji źródeł gazu oraz bezpieczeństwa energetycznego. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem gazem ziemnym z zagranicą jest obowiązane do dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy. Ponadto w 2017 r. w koncesjach na obrót gazem ziemnym z zagranicą zamieszczany był warunek dotyczący obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego.

Należy również zwrócić uwagę, że zgodnie z art. 41 ust. 2a ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE cofa koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą, w przypadku gdy przedsiębiorstwo energetyczne nie utrzymuje zapasów obowiązkowych gazu ziemnego lub nie zapewnia ich dostępności zgodnie z art. 24 ust. 1 i 2, art. 24a oraz art. 25 ust. 2 albo ust. 5 ustawy o zapasach. Prezes URE jest już również uprawniony do cofnięcia koncesji OGZ w innych przypadkach, wskazanych enumeratywnie w art. 41 ww. ustawy.

- zatwierdzania planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego opracowanych przez operatorów,
- analizy informacji przekazywanych na podstawie art. 27 ust. 2 ustawy o zapasach Prezesowi URE przez przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom,
- uzgadniania projektów planu rozwoju sieciowych przedsiębiorstw gazowniczych i monitorowania ich realizacji,
- ustalania wielkości obowiązkowych zapasów gazu ziemnego oraz monitorowania utrzymywania tych zapasów,
- wyrażanie zgód na zawarcie tzw. umów biletowych[65)],
- monitorowania zarządzania ograniczeniami systemowymi,
- ograniczeń handlowych w dostawach paliwa gazowego wprowadzonych w 2017 r.,
- monitorowania warunków przyłączenia do sieci oraz ich realizacji,
- dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy.

Wyżej wymienione zadania zostały szczegółowo opisane w poszczególnych częściach niniejszego Raportu Krajowego, jak również w Raportach za lata poprzednie. Realizując te zadania Prezes URE kieruje się przede wszystkim wymaganiami wynikającymi z obowiązujących przepisów prawa.

Ważnym elementem zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju jest dywersyfikacja dostaw gazu ziemnego z zagranicy. W latach 2016-2017 dokonano szeregu niezwykle istotnych zmian odnośnie kształtu przepisów dotyczących obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy.

Wykaz wszystkich zmian odnoszących się do kwestii dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego wprowadzonych w tym okresie przedstawia się następująco:

- 3 sierpnia 2016 r. wprowadzono regulację, w myśl której dotychczasowe rozporządzenie Rady Ministrów z 24 października 2000 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy zachowuje moc do dnia wejścia w życie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 32 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, w brzmieniu nadanym ustawą z 22 lipca 2016 r., nie dłużej jednak niż 6 miesięcy od dnia wejścia w życie ustawy z 22 lipca 2016 r., tj. nie dłużej niż do 3 marca 2017 r. (art. 15 ustawy z 22 lipca 2016 r.),
- 2 września 2016 r. dywersyfikacja dostaw gazu ziemnego stała się ustawowym obowiązkiem wszystkich przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się obrotem gazem ziemnym z zagranicą (zmieniony art. 32 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne),
- 9 grudnia 2016 r. wszedł w życie przepis abolicyjny, w myśl którego nie wszczyna się postępowań, a wszczęte umarza, w sprawach o nieprzestrzeganie obowiązków wynikających z koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą w zakresie dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego oraz postępowań na podstawie art. 32 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, w brzmieniu nadanym ustawą z 22 lipca 2016 r., dotyczących okresu sprzed wejścia w życie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 32 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, w brzmieniu nadanym ustawą z 22 lipca 2016 r. (art. 4 pkt 2 ustawy z 30 listopada 2016 r.),
- 10 maja 2017 r. weszło w życie rozporządzenie Rady Ministrów z 24 kwietnia 2017 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy, które określiło minimalny poziom dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy na okres 10 lat, szczegółowy sposób ustalania tego poziomu oraz wyłączenia z obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy. Powyższe rozporządzenie reguluje obszar, który dotychczas uregulowany był w obowiązującym do 3 marca 2017 r. rozporządzeniu Rady Ministrów z 24 października 2000 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy.

W świetle przepisów nieobowiązującego już ww. rozporządzenia z 24 października 2000 r., w 2016 r. maksymalny udział gazu importowanego z jednego kraju pochodzenia w stosunku do całkowitej wielkości gazu importowanego w danym roku nie mógł być wyższy niż 59%. Natomiast w 2017 r. – stosownie do postanowień obowiązującego aktualnie rozporządzenia z 24 kwietnia 2017 r. –

[65)] Zgodnie z art. 24b ust. 1 ustawy o zapasach, przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą i podmiot dokonujący przywozu gazu ziemnego mogą zlecić, na podstawie umowy, wykonywanie zadań w zakresie utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego innemu przedsiębiorstwu energetycznemu wykonującemu działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub przedsiębiorstwu energetycznemu wykonującemu działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami gazowymi. Przed zawarciem takiej umowy ww. przedsiębiorstwo lub podmiot obowiązane są do przedłożenia projektu umowy Prezesowi URE oraz uzyskania zgody na jej zawarcie. W 2017 r. Prezes URE, w drodze decyzji, wydał zgody na zawarcie umów biletowych 11 podmiotom zobowiązanym.

maksymalny udział gazu ziemnego importowanego przez przedsiębiorstwo energetyczne z jednego źródła nie mógł być wyższy niż 70%.

Z uwagi na treść ww. przepisu abolicyjnego (art. 4 pkt 2 ustawy z 30 listopada 2016 r.), Prezes URE w 2017 r. nie dokonywał monitoringu przestrzegania przepisów rozporządzenia dywersyfikacyjnego z 24 października 2000 r. przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające w 2016 r. koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą. Powyższy przepis stanowi, że nie wszczyna się postępowań, a wszczęte umarza, w sprawach o nieprzestrzeganie obowiązków wynikających z koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą w zakresie dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego oraz postępowań na podstawie art. 32 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, w brzmieniu nadanym ustawą z 22 lipca 2016 r., dotyczących okresu sprzed wejścia w życie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 32 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, w brzmieniu nadanym ustawą z 22 lipca 2016 r. Przepisy wykonawcze, o których mowa w tym przepisie weszły bowiem w życie dopiero 10 maja 2017 r. (ww. rozporządzenie dywersyfikacyjne z 24 kwietnia 2017 r.), co oznacza, że Prezes URE nie powinien wszczynać postępowań w sprawach prawidłowej realizacji obowiązku dywersyfikacyjnego dotyczących okresu sprzed 10 maja 2017 r.

Kwestia prawidłowego wypełnienia obowiązku dywersyfikacyjnego dotyczącego okresu od 10 maja do 31 grudnia 2017 r. przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą będzie przedmiotem monitoringu Prezesa URE w 2018 r.

Powyższy przepis abolicyjny obligował Prezesa URE również do umorzenia wielu wszczętych postępowań administracyjnych w sprawie nałożenia kary pieniężnej z uwagi na nieprzestrzeganie określonego w koncesji obowiązku dywersyfikacyjnego.

Ponadto Prezes URE, mając na uwadze treść art. 32 ust. 1 pkt 4 i ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, w udzielanych koncesjach na obrót gazem ziemnym z zagranicą każdorazowo zamieszcza warunek dotyczący obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy. Jak bowiem wynika z powyższych przepisów, koncesji wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą (OGZ), przy czym koncesje te są wydawane z uwzględnieniem dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego oraz bezpieczeństwa energetycznego. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem gazem ziemnym z zagranicą jest obowiązane do dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy. W ramach postępowania o udzielenie koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą Prezes URE weryfikuje także, czy wnioskodawca złożył oświadczenie, zawierające zobowiązanie do przestrzegania obowiązku dywersyfikacyjnego.

5. OCHRONA KONSUMENTÓW ORAZ ROZSTRZYGANIE SPORÓW W SEKTORACH ENERGII ELEKTRYCZNEJ I GAZU

5.1. Ochrona konsumentów

Prawo konsumentów do korzystania z przejrzystych, prostych i niedrogich procedur rozpatrywania skarg i rozstrzygania sporów, z wykorzystaniem systemu pozasądowego. Instytucja rzecznika odbiorców jako wsparcie dla odbiorców oraz alternatywny mechanizm rozpatrywania sporów

W 2016 r. zakończyły się prace nad ustawą o pozasądowym rozstrzyganiu sporów konsumenckich, która stanowi implementację dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2013/11/UE z 21 maja 2013 r. w sprawie alternatywnych metod rozstrzygania sporów konsumenckich oraz zmiany rozporządzenia (WE) nr 2006/2004 i dyrektywy 2009/22/WE (dyrektywa ADR) oraz rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 524/2013 z 21 maja 2013 r. w sprawie internetowego systemu rozstrzygania sporów konsumenckich oraz zmiany rozporządzenia (WE) nr 2006/2004 i dyrektywy 2009/22/WE (rozporządzenie ODR).

Ustawa z 23 września 2016 r. o pozasądowym rozwiązywaniu sporów konsumenckich, wprowadziła narzędzie zapewniające konsumentom możliwość składania wniosków o rozwiązanie sporów z przedsiębiorcami do podmiotów oferujących niezależne, bezstronne, przejrzyste, skuteczne i szybkie metody ich alternatywnego rozwiązywania. Powyższa ustawa dokonała także zmiany w ustawie – Prawo energetyczne, m. in. ustanawiając instytucję Koordynatora do spraw negocjacji przy Prezesie URE, do zadań którego należy prowadzenie postępowań w sprawie pozasądowego rozwiązywania sporów między odbiorcami paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym a przedsiębiorstwami energetycznymi oraz między prosumentami będącymi konsumentami a przedsiębiorstwami energetycznymi wynikłych z umów:

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

Ustawa o pozasądowym rozwiązywaniu sporów konsumenckich weszła w życie 10 stycznia 2017 r. Do tego czasu odbiorcy w gospodarstwach domowych mieli możliwość występowania o polubowne rozstrzygnięcie sporu do działających przy Inspekcji Handlowej stałych polubownych sądów konsumenckich. Do 9 stycznia 2017 r. stałe polubowne sądy konsumenckie działające przy Inspekcji Handlowej rozpatrywały spory w sprawach wynikłych z umów sprzedaży, umów o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji i umów kompleksowych oraz umów o przyłączenie do sieci, zawieranych pomiędzy przedsiębiorstwem energetycznym a odbiorcą paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym.

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

Jednocześnie umowa sprzedaży lub umowa kompleksowa powinny zawierać m.in. informacje o sposobie wnoszenia skarg i rozstrzygania sporów. Na sprzedawcę paliw gazowych lub energii elektrycznej został nałożony obowiązek poinformowania odbiorcy w gospodarstwie domowym o jego prawach, w tym sposobie wnoszenia skarg i rozstrzygania sporów.

Zakres kompetencji Prezesa URE odnośnie rozstrzygania sporów został szczegółowo opisany w pkt 5.2. Należy jednak zaznaczyć, że regulator rozstrzyga spory w reżimie administracyjnym, co nie do końca wpisuje się w alternatywne mechanizmy rozwiązywania sporów.

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

Ponadto Prezes URE sporządził, we współpracy z Prezesem UOKiK, na podstawie wytycznych Komisji Europejskiej zbiór praw konsumenta energii. Dokument ten zawiera praktyczne informacje o prawach konsumentów energii elektrycznej i paliw gazowych. Stosownie do obowiązku nałożonego przepisami ustawy – Prawo energetyczne, sprzedawcy paliw gazowych lub energii elektrycznej dostarczają odbiorcom w gospodarstwach domowych kopie zbioru praw konsumenta energii oraz zapewniają publiczny dostęp do tego dokumentu.

Ochrona odbiorcy wrażliwego

Nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne, która weszła w życie we wrześniu 2013 r. wprowadziła definicję odbiorcy wrażliwego energii elektrycznej i odbiorcy wrażliwego paliw gazowych oraz ustanowiła system wsparcia finansowego dla tych odbiorców. Definicje odbiorcy wrażliwego odsyłają do ustawy o dodatkach mieszkaniowych. System wsparcia finansowego odbiorców wrażliwych zakłada wypłatę przez gminy dodatków energetycznych odbiorcom wrażliwym, którym przyznano dodatek mieszkaniowy (odbiorcy energii elektrycznej) lub ryczałt na zakup opału (odbiorcy paliw gazowych), a którzy są odpowiednio stroną umowy kompleksowej lub umowy sprzedaży energii elektrycznej lub paliw gazowych, i zamieszkują w miejscu dostarczania tej energii lub paliw. Ponadto ustalono wysokość rocznego limitu zużycia energii elektrycznej wynoszącą: 900 kWh dla gospodarstwa domowego prowadzonego przez osobę samotną, 1 250 kWh dla gospodarstwa domowego składającego się z 2 do 4 osób oraz 1 500 kWh dla gospodarstwa domowego, w skład którego wchodzi co najmniej 5 osób. Jednocześnie zapewniono gminom środki na wypłatę ww. dodatków. Środki te pochodzić będą z dotacji celowej z budżetu państwa. Minister właściwy do spraw energii ogłasza w terminie do 30 kwietnia każdego roku wysokość dodatku energetycznego na kolejne 12 miesięcy. Na koniec 2017 r. wysokość dodatku energetycznego dla gospodarstwa domowego wynosiła 11,22 zł, 15,58 zł lub 18,70 zł miesięcznie w zależności od wielkości gospodarstwa domowego.

Odbiorcy mogą również zwracać się o pomoc do przedsiębiorstw energetycznych w celu skorzystania z programów realizowanych w ramach społecznej odpowiedzialności biznesu (CSR).

Niezależnie od powyższego należy wskazać, iż Prezes URE działając na rzecz wzmocnienia pozycji konsumentów, szczególnie odbiorców wrażliwych społecznie, brał udział w pracach Zespołu powołanego zarządzeniem Ministra Energii z 26 czerwca 2017 r. do spraw ograniczania ubóstwa energetycznego w celu opracowania propozycji założeń kompleksowej polityki publicznej, zapewniającej ochronę wrażliwych odbiorców przed ubóstwem energetycznym. Prezes URE uczestniczył w posiedzeniach Zespołu, na których przedstawione zostały główne cele prac, w tym przede wszystkim wypracowanie opisu problemu ubóstwa energetycznego, powołanie grup roboczych celem analizy dotychczas istniejącego systemu wsparcia, definicji legalnej ubóstwa energetycznego, a także założeń kompleksowej polityki publicznej w tym obszarze oraz ustalenie harmonogramu prac grup roboczych. Dalsze prace Zespołu, w ramach grup roboczych, przewidziane zostały na 2018 r.

Zapewnienie dostępu do danych dotyczących zużycia energii przez odbiorców

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

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

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

Natomiast w odniesieniu do paliw gazowych, przedsiębiorstwa dokonujące rozliczeń z tytułu odebranych paliw gazowych lub wykonanych usług związanych z ich dostarczaniem, podają odbiorcom, odpowiednio dla rodzaju rozliczeń, następujące informacje:

- stany wskazań układu pomiarowego na początku i na końcu okresu rozliczeniowego, określone w [m^3],
- zużycie paliw gazowych w okresie rozliczeniowym, wyrażone w [m^3],

- wartość współczynnika konwersji (służącego do przeliczenia z [m^3] na [kWh]),
- zużycie paliw gazowych w okresie rozliczeniowym, wyrażone w [kWh],
- czy wskazane zużycie jest zużyciem rzeczywistym, czy prognozowanym.

5.2. Rozstrzyganie sporów

Zgodnie z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE, na wniosek strony, rozstrzyga w sprawach spornych dotyczących odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, umowy sprzedaży, umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii, umowy o świadczenie usług transportu gazu ziemnego, umowy o świadczenie usługi magazynowania paliw gazowych, umowy o świadczenie usługi skraplania gazu ziemnego, umowy o udostępnienie operatorowi systemu przesyłowego gazowego, za wynagrodzeniem, części instalacji służącej do magazynowania paliw gazowych oraz umowy kompleksowej, a także w przypadku nieuzasadnionego wstrzymania dostarczania paliw gazowych lub energii.

Prezes URE wykonuje swoje uprawnienia do rozstrzygania sporów, przewidziane w treści art. 37 ust. 11 dyrektywy 2009/72/WE i art. 41 ust. 11 dyrektywy 2009/73/WE, na podstawie art. 8 ustawy – Prawo energetyczne.

Największy ciężar gatunkowy prowadzonych sporów w 2017 r. miały sprawy związane z przyłączaniem źródeł odnawialnych do sieci elektroenergetycznej i źródeł wytwarzania biogazu rolniczego do sieci gazowej (z wyłączeniem sporów dotyczących mikroinstalacji); odmowami przyłączenia instalacji OZE w pierwszej kolejności (z wyłączeniem sporów dotyczących mikroinstalacji); umowami o przyłączenie instalacji dystrybucyjnych do systemu przesyłowego oraz instalacji dystrybucyjnych do systemu dystrybucyjnego, z wyłączeniem zamkniętych systemów dystrybucyjnych, o których mowa w rozporządzeniu Komisji (UE) 2016/1388 z 17 sierpnia 2016 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru[66)].

W 2017 r. postępowania prowadzone w oparciu o ten przepis dotyczyły odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej odnawialnych źródeł energii, przede wszystkim elektrowni wiatrowych, ze względu na brak warunków technicznych lub ekonomicznych.

Tabela 21. Dane statystyczne – sprawy sporne dotyczące odmów przyłączenia odnawialnych źródeł energii do sieci elektroenergetycznej w 2017 r.

Liczba wniosków o rozstrzygnięcie sporu	Liczba spraw rozstrzygniętych	Liczba decyzji, w których stwierdzono brak publicznoprawnego obowiązku zawarcia umowy o przyłączenie	Liczba decyzji, w których stwierdzono publicznoprawny obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie	Liczba decyzji umarzających postępowanie
10	8	3	1	4

Źródło: URE.

Należy również przypomnieć, że Prezes URE nie posiada kompetencji do rozstrzygania sporów związanych z już zawartymi umowami. Tymczasem znacząca liczba sporów pomiędzy odbiorcami czy wytwórcami a przedsiębiorstwami energetycznymi, pojawia się na płaszczyźnie umów między tymi podmiotami zawartych. W takiej sytuacji organem właściwym do rozstrzygnięcia sporu jest sąd powszechny.

[66)] Dz. Urz. UE L 223/10 z 18 sierpnia 2016 r.