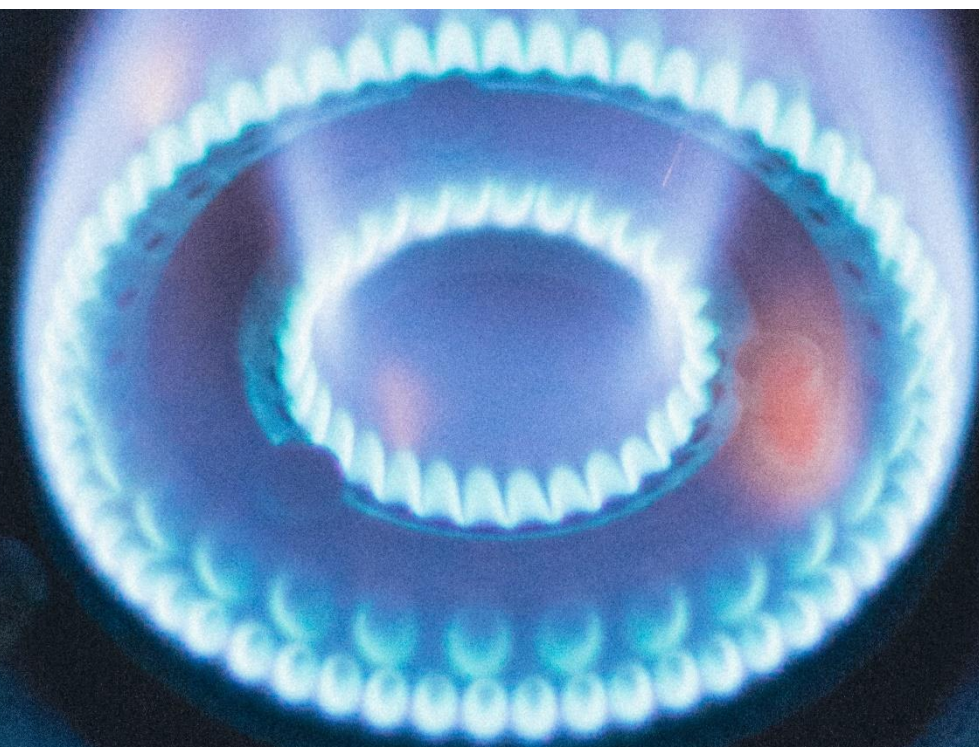




**MINISTER
KLIMATU I ŚRODOWISKA**

SPRAWOZDANIE Z WYNIKÓW MONITOROWANIA BEZPIECZEŃSTWA DOSTAW PALIW GAZOWYCH

za okres od dnia 1 stycznia 2020 r. do dnia 31 grudnia 2020 r.



Warszawa, czerwiec 2021 r.

Szanowni Państwo,

miniony rok postawił przed nami wiele wyzwań związanych z wybuchem epidemii COVID-19, które nie ominęły również sektora gazu ziemnego. Niemniej, dzięki podejmowaniu stanowczych działań oraz bliskiej współpracy administracji publicznej z przedsiębiorstwami gazowymi, udało się przełamać wszystkie zagrożenia, bez znaczących zakłóceń dla funkcjonowania rynku. Wierzę, że poprzedni rok stanowił dowód na rosnącą płynność i odporność polskiego rynku na zakłócenia, a tym samym potwierdził skuteczność podejmowanych przez administrację publiczną działań w tym zakresie.

Na Państwa ręce przekazuję *Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych do Polski* – kompleksowe opracowanie podsumowujące najważniejsze informacje i wydarzenia w zakresie funkcjonowania rynku gazu ziemnego w Polsce. Wierzę, że po lekturze niniejszego Sprawozdania uzyskają Państwo przekonanie, że podejmowane przez administrację publiczną działania przyczyniają się do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego Polski oraz odpowiadają na rosnące wyzwania lokalne, regionalne oraz światowe, takie jak transformacja energetyczna czy pandemia groźnego wirusa.

Oprócz podsumowania tego co się działo w minionym roku, Sprawozdanie stanowi również ważny dokument pokazujący czego można spodziewać się w latach następnych. Jest to obecnie szczególnie ważne, ponieważ polski sektor gazu ziemnego znajduje się w przełomowym momencie. Po pierwsze, już niebawem wygaśnie wieloletnia umowa na dostawę gazu ziemnego z Rosji – kontrakt, który przez wiele lat zapewniał znaczący wolumen gazu ziemnego dostarczanego do polskich odbiorców. Tak jak już to czyniłem wiele razy, pragnę po raz kolejny zapewnić Państwa, że Polska będzie w pełni gotowa do zaspokojenia swojego zapotrzebowania, i nie spodziewamy się zakłóceń związanych z wygaśnięciem tej umowy. Dzięki zaangażowaniu wielu osób, w tym tych pracujących w przedsiębiorstwach energetycznych, projekt dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego zmierza ku końcowi. W pierwszej kolejności, kluczowe znaczenie odegrają tutaj projekty infrastrukturalne, które zapewnią zdolności importowe z nowych kierunków. Niemniej ważną jest duża aktywność wiodących spółek obrotu w celu zakontraktowania odpowiednich wolumenów gazu ziemnego, w tym z alternatywnych kierunków dostaw. Wierzę, że kontynuując te działania, już niebawem będziemy świadkami historycznych zmian na regionalnym rynku gazu, w których Polska odegra jedną z kluczowych ról.

Na uwadze trzeba mieć jednak również nowe wyzwania, które stają przed nami w trzeciej dekadzie XXI w. Najistotniejszym z nich będzie transformacja energetyczna zgodnie z uzgodnioną na szczeblu europejskim strategią osiągnięcia neutralności klimatycznej. Polski sektor gazu ziemnego będzie miał kluczową rolę do odegrania w tej transformacji. W następnych latach, spodziewany jest znaczący wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny, zarówno ze strony sektora produkcji energii elektrycznej, jak również w gospodarstwach domowych. Dla zaspokojenia rosnącego zapotrzebowania, kontynuowany będzie ambitny program rozbudowy krajowych zdolności przesyłania gazu ziemnego, jak również analizowane będą nowe sposoby wspierania tego rozwoju. Z drugiej strony, przemianie musi ulec również sam sektor gazu ziemnego, poprzez stopniowe przestawienie się w kierunku gazów odnawialnych i zdekarbonizowanych – przede wszystkim biometanu i wodoru. W minionym roku administracja publiczna prowadziła rozmowy z przedstawicielami sektora gazowego oraz innych sektorów, których celem jest wypracowanie modelu zwiększającego udział tych gazów przy jednoczesnym zachowaniu jak najwyższego stopnia bezpieczeństwa funkcjonowania sieci gazowej. Wyrazem naszych starań jest wprowadzenie do strategicznego dokumentu *Polityki energetycznej Polski do 2040 roku* celu również w tym zakresie – do 2030 chcemy osiągnąć zdolność sieci do przyjęcia nawet 10-procentowej mieszanki gazów odnawialnych i zdekarbonizowanych.

Niniejsze Sprawozdanie holistycznie odnosi się do stanu polskiego sektora gazu ziemnego, opierając się przy tym na danych zebranych u źródła – organy administracji publicznej, takie jak Minister Klimatu i Środowiska czy Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, jak również od spółek działających na rynku gazu ziemnego. Tym bardziej cieszę się, że wnioski wyciągnięte z analizy tych danych pozwalają z optymizmem patrzeć na zdolność tego sektora do zmierzenia się z nowymi wyzwaniami.

Życzę Państwu miłej lektury,



Spis treści

1. Wnioski.....	8
2. Wstęp.....	10
3. Źródła i kierunki zaopatrzenia gospodarki krajowej w paliwa gazowe oraz możliwości dysponowania tymi źródłami	12
3.1. Poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz poziom zasobów wydobywalnych ze złóż krajowych	14
3.2. Import i nabycie wewnątrzspółnotowe.....	16
4. Rynek gazu ziemnego. Przewidywane zapotrzebowanie na paliwa gazowe.....	22
4.1. Struktura rynku paliw gazowych – koncesje na wykonywanie działalności gospodarczej w sektorze paliw gazowych.....	23
4.2. Rynek hurtowy. Towarowa Giełda Energii i rynek pozagiełdowy OTC	23
4.3. Rynek detaliczny. Zmiana sprzedawcy. Sprzedaż rezerwowa.....	23
4.4. Prognoza zapotrzebowania na paliwa gazowe	26
5. Stan infrastruktury technicznej sektora gazowego	29
5.1. System przesyłowy gazowy.....	30
5.1.1. Stan istniejącej infrastruktury przesyłowej.....	31
5.1.1.1. Krajowy system przesyłowy	31
5.1.1.2. System przesyłowy gazu ziemnego zaazotowanego	35
5.1.1.3. System Gazociągów Tranzytowych Jamál-Europa	36
5.1.2. Planowane lub będące w budowie zdolności przesyłowe – informacje o postępach w rozwoju infrastruktury liniowej (rozbudowa systemu), w tym wykorzystanie środków UE ...	36
5.1.2.1. Utrzymanie i rozbudowa systemu przesyłowego wewnątrz kraju	38
5.1.2.2. Rozbudowa połączeń międzysystemowych	41
5.2. System dystrybucyjny gazowy	47
5.2.1. Stan istniejącej infrastruktury.....	47
5.2.2. Planowane lub będące w budowie zdolności systemu dystrybucyjnego gazowego, w tym wykorzystanie środków UE.....	48
5.3. System magazynowania paliw gazowych	51
5.3.1. Stan istniejącej infrastruktury magazynowej	52
5.3.2. Planowane lub będące w budowie pojemności magazynowe	53
5.4. System skraplania i regazyfikacji gazu ziemnego	54
5.4.1. Stan istniejącej infrastruktury.....	54
5.4.1.1. Terminal LNG w Świnoujściu.....	54
5.4.1.2. Stacje regazyfikacji LNG.....	55
5.4.1.3. Rozwój infrastruktury logistycznej w obszarze LNG oraz bunkrowanie statków.....	56
5.4.2. Planowane lub będące w budowie zdolności, w tym wykorzystanie środków UE	56
5.4.2.1. Terminal LNG w Świnoujściu.....	56
5.4.2.2. FSRU w rejonie Zatoki Gdańskiej.....	59

5.4.2.3. Stacje regazyfikacji LNG.....	60
5.4.2.4. Prace legislacyjne	60
6. Środki zapewnienia bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych	63
6.1. Wykonanie rozporządzenia 2017/1938	64
6.2. Procedury postępowania w przypadku wystąpienia zakłóceń w dostarczaniu gazu ziemnego do systemu gazowego bądź nieprzewidzianego wzrostu zapotrzebowania	66
6.3. Plan wprowadzenia ograniczeń w poborze gazu ziemnego	66
6.4. Zapasy handlowe i obowiązkowe gazu ziemnego	67
6.5. Działania podejmowane dla pokrycia szczytowego zapotrzebowania na paliwa gazowe oraz postępowanie w przypadku niedoborów ich dostaw.....	70
7. Zagrożenia zewnętrzne wpływające na bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych do Polski. 72	72
7.1. Nord Stream 2 – zwiększenie możliwości importu gazu ziemnego z Federacji Rosyjskiej	73
7.2. Decyzja KE zmieniająca reżim prawny dla gazociągu OPAL.....	74
7.3. Postępowanie antymonopolowe przeciwko spółce Gazprom	75

Wykaz skrótów używanych w tekście:

CEF Energy	- Connecting Europe Facility
GK PGNiG	- Grupa Kapitałowa Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa
IRiESP	- Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej
KE	- Komisja Europejska
PMG	- podziemny magazyn gazu ziemnego
KPMG	- kawernowy podziemny magazyn gazu ziemnego
LNG	- <i>Liquefied Natural Gas</i> – skroplony gaz ziemny
OGP Gaz-System S.A.	- Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A.
OSM	- operator systemu magazynowania
OSP	- operator systemu przesyłowego
PCI	- Projects of Common Interest
PEP 2040	- Polityka energetyczna Polski do 2040 r.
PGNiG S.A.	- Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
POIiŚ	- Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko
Prezes URE	- Prezes Urzędu Regulacji Energetyki
PSG sp. z o.o.	- Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.
rozporządzenie 994/2010	- rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady UE nr 994/2010 z 20 października 2010 r. w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylenia dyrektywy Rady 2004/67/WE (Dz. Urz. UE L. 295/1 z 12.11.2010 r.)
rozporządzenie 2017/1938	- rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady UE nr 2017/1938 z dnia 25 października 2017 r. dotyczące środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie UE nr 994/2010 (Dz. Urz. UE L. 280/1 z 28.10.2017 r.)
rozporządzenie 312/2014	- rozporządzenie Komisji (UE) nr 312/2014 z dnia 26 marca 2014 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący bilansowania gazu w sieciach przesyłowych (NC BAL) (Dz. Urz. UE L. 91/15 z 27.3.2014 r.)
RP	- Rzeczpospolita Polska
SGT	- system gazociągów tranzytowych
SGT EuRoPol GAZ S.A.	- System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A.
TGE S.A.	- Towarowa Giełda Energii S.A.
UE	- Unia Europejska
ustawa – Prawo energetyczne	- ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – <i>Prawo energetyczne</i> (Dz. U. z 2021 r. poz. 716 i 868)
ustawa terminalowa	- ustawa z dnia 24 kwietnia 2009 r. o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu (Dz. U. z 2020 r. poz. 1866 oraz z 2021 r. poz. 234, 784 i 922)
ustawa o zapasach	- ustawa z dnia 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym (Dz. U. z 2020 r. poz. 411 oraz z 2021 r. poz. 255)
rozporządzenie dywersyfikacyjne	- rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 24 kwietnia 2017 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy (Dz. U. poz. 902)

rozporządzenie systemowe

- rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie *szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego* (Dz. U. z 2010 r. poz. 1158 i 1814)

rozporządzenie techniczne

- rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 26 kwietnia 2013 r. w sprawie *warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie* (Dz. U. poz. 640)

1. Wnioski

- Pomimo wyzwań związanych z wybuchem pandemii COVID-19, polski system gazowy funkcjonował bez zakłóceń. Utrzymanie jego prawidłowego funkcjonowania możliwe było dzięki podjęciu skoordynowanych działań spółek oraz administracji publicznej.
- W 2020 r., pomimo pandemii, obroty na hurtowym rynku gazu utrzymały się na wysokim poziomie, co świadczy o dojrzewaniu krajowego rynku giełdowego i pozwoli w następnych latach na sukcesywną liberalizację rynku gazu ziemnego. Wskazane wydaje się utrzymanie obecnego modelu, który promuje obrót giełdowy.
- Wydobywanie krajowe kolejny rok utrzymuje się na stabilnym poziomie, stanowiąc jeden z filarów bezpieczeństwa paliwowego państwa. W związku z prowadzoną działalnością poszukiwawczą i wydobywczą krajowych podmiotów, udział wydobywania krajowego w zaspokajaniu zapotrzebowania na gaz ziemny pozostanie na zbliżonym poziomie.
- Kluczowymi wyzwaniami dla sektora gazu ziemnego w Polsce pozostaje rosnący poziom ambicji klimatycznej, rozbudowa sieci gazowej oraz dywersyfikacja źródeł dostaw gazu ziemnego.
- W nadchodzących latach spodziewany jest wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny, który będzie odgrywał rolę paliwa przejściowego dla polskiej gospodarki. Spodziewany wzrost zapotrzebowania na gaz wynikać będzie przede wszystkim ze wzrostu zapotrzebowania sektora elektroenergetycznego na to paliwo, jak również ze wzrostu zainteresowania odbiorców indywidualnymi źródłami ciepła opartymi na gazie.
- W perspektywie średnio- i długoterminowej spodziewany jest wzrost zapotrzebowania na niskoemisyjne paliwa gazowe, takie jak biometan oraz wodór. Zgodnie ze strategicznymi dokumentami, planuje się umożliwienie domieszki do 10% tych alternatywnych paliw gazowych do gazu ziemnego w sieci gazowej. Umożliwienie zatłaczania nowych gazów do sieci gazowej będzie stanowiło jeden z kluczowych obszarów rozwoju polskiej sieci gazowej.
- W celu podłożenia wyzwaniami związanym z transformacją energetyczną, kluczowe znaczenie będzie miała budowa nowoczesnej krajowej sieci gazowej jak również infrastruktury importowej. W związku z tym celowe jest kontynuowanie programów wsparcia rozbudowy infrastruktury gazowej (takich jak „Program przyspieszonej gazyfikacji”) oraz popularyzacji gazowych źródeł ciepła u odbiorców końcowych.

Ponadto, zasadnym jest ponowna ewaluacja istniejących i planowanych programów rządowych pod względem możliwości wsparcia procesu rozbudowy sieci gazowej oraz przystosowywania jej do transportu biometanu i wodoru.

- W zakresie działań dywersyfikacyjnych, w 2020 r. kontynuowano rozwój projektów umożliwiających import gazu ziemnego z alternatywnych względem wschodniego kierunków. Prowadzono prace zarówno w zakresie rozbudowy gazociągu Baltic Pipe, rozbudowy terminala LNG w Świnoujściu, jak również budowy nowego terminalu w Zatoce Gdańskiej (FSRU). W przypadku tego ostatniego projektu, rozpoczęto Ocenę Oddziaływania na Środowisko oraz podpisano pierwsze umowy na infrastrukturę towarzyszącą. Zgodnie z deklaracją operatora systemu przesyłowego, nowy terminal ma zostać uruchomiony w 2027 r.
- W związku z podpisanymi we wcześniejszych latach kontraktami na dostawy skroplonego gazu ziemnego (LNG), jak również skutecznej polityce handlowej spółek gazowych na rynkach spot, udział importu z nowych kierunków systematycznie wzrasta. Od 2023 r. rozpoczęta zostanie realizacja kilku kontraktów na przywóz gazu ziemnego ze Stanów Zjednoczonych, w tym w formule DES, pozwalającej na re-eksport importowanego paliwa. Pozwoli to na dalsze wzmocnienie gazowej pozycji Polski w regionie Europy Środkowo-Wschodniej.
- W kontekście dywersyfikacji, kluczowe znaczenie będzie miało zapewnienie odpowiednich zdolności importowych gazu ziemnego do Polski po wygaśnięciu długoterminowego kontraktu ze spółką Gazprom. W związku z tym, celowe jest dalsze intensyfikowanie procesów inwestycyjnych w nową infrastrukturę.
- Wśród kluczowych zagrożeń dla bezpieczeństwa energetycznego Polski pozostaje proces budowy gazociągu Nord Stream 2, pozwalającego na przesyłanie gazu ziemnego bezpośrednio z Federacji Rosyjskiej do Niemiec, a także silna pozycja rosyjskiego dostawcy na rynku dostaw do Polski. W celu mitygacji tych zagrożeń, podjęto szereg działań, w tym działań przed Europejskim Trybunałem Sprawiedliwości, które mogą przyczynić się do ograniczenia ryzyk związanych z budową tej infrastruktury. W celu ograniczenia tych zagrożeń, celowym jest również kontynuowanie obecnej polityki zmierzającej do zapewnienia pełnej dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego do Polski.

2. Wstęp

Podstawę prawną do sporządzenia przez Ministra Klimatu i Środowiska „*Sprawozdania z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych*” stanowi art. 15b ustawy – Prawo energetyczne.

Zgodnie z art. 15b ust. 2 i 6 ustawy – *Prawo energetyczne* sprawozdanie w szczególności powinno zawierać opis:

- 1) źródeł i kierunków zaopatrzenia gospodarki krajowej w paliwa gazowe oraz możliwości dysponowania tymi źródłami;
- 2) stanu infrastruktury technicznej sektora gazowego;
- 3) działań podejmowanych dla pokrycia szczytowego zapotrzebowania na paliwa gazowe oraz postępowania w przypadku niedoborów ich dostaw;
- 4) przewidywanego zapotrzebowania na paliwa gazowe;
- 5) planowanych lub będących w budowie zdolności przesyłowych paliw gazowych;
- 6) wniosków wynikających z monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych.

Nadzór nad bezpieczeństwem energetycznym kraju, w tym bezpieczeństwem dostaw energii, surowców energetycznych i paliw, sprawuje minister właściwy do spraw energii. Zadania ministra właściwego do spraw energii wykonywali w 2020 r. kolejno: Minister Aktywów Państwowych, Minister Klimatu oraz Minister Klimatu i Środowiska. Zgodnie z § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 18 listopada 2019 r. w *sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Aktywów Państwowych* (Dz. U. poz. 2256) w okresie od dnia 19 listopada 2019 r. do dnia 20 marca 2020 r. zadania ministra właściwego do spraw energii wykonywał Minister Aktywów Państwowych. Następnie zgodnie z § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 20 marca 2020 r. w *sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu* (Dz. U. poz. 495) od dnia 21 marca 2020 r. do dnia 5 października 2020 r. zadania ministra właściwego do spraw energii wykonywał Minister Klimatu. Natomiast od dnia 6 października 2020 r. zadania te wykonuje Minister Klimatu i Środowiska – zgodnie z § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 6 października 2020 r. w *sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska* (Dz. U. z 2021 poz. 941).

Minister Aktywów Państwowych, a następnie Minister Klimatu oraz Minister Klimatu i Środowiska działał również jako organ właściwy w rozumieniu rozporządzenia 2017/1938.

Zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne bezpieczeństwo energetyczne rozumiane jest jako „*stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy*

zachowaniu wymagań ochrony środowiska". Przez bezpieczeństwo energetyczne należy więc rozumieć m. in. bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych.

3. Źródła i kierunki zaopatrzenia gospodarki krajowej w paliwa gazowe oraz możliwości dysponowania tymi źródłami

- Struktura zaspokajania krajowego zapotrzebowania na gaz ziemny charakteryzuje się coraz większą stabilnością, przede wszystkim dzięki rosnącemu udziałowi alternatywnych względem wschodniego kierunków dostaw gazu ziemnego do Polski. W szczególności, dostęp do konkurencyjnego, globalnego rynku LNG przyczynia się do zwiększenia bezpieczeństwa gazu ziemnego.
- Istotnym czynnikiem zapewniającym bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego do Polski jest stabilna produkcja krajowa oraz działania przedsiębiorstw energetycznych zmierzające do utrzymania oraz ewentualnego zwiększenia krajowego potencjału produkcyjnego.
- Wraz z zakończeniem w następnych latach kluczowych projektów infrastrukturalnych, Polska uzyska możliwość pokrycia całego zapotrzebowania na gaz ziemny z kierunków innych niż wschodni. Powyższe stanowi dowód skuteczności prowadzonej od kilku lat polityki dywersyfikacyjnej.
- Istotnym jest zbadanie potencjału zwiększenia produkcji gazów odnawialnych, przede wszystkim biometanu oraz wodoru, dla zaspokojenia części zapotrzebowania odbiorców końcowych (w tym przemysłu) na paliwa gazowe. Pozwoli to również na zapewnienie długoterminowej zgodności polskiego rynku gazu z celami polityki klimatycznej Unii Europejskiej.
- Wśród ryzyk dla rozwoju polskiego sektora gazowego należy wymienić coraz mniej korzystną dla gazu ziemnego politykę klimatyczną Unii Europejskiej, która konsekwentnie ogranicza pulę dostępnych środków dla inwestycji gazowych, jak również coraz bardziej rygorystyczne podejście do norm środowiskowych w państwach członkowskich UE, które może wpływać na tempo realizacji projektów infrastrukturalnych. Zasadnym jest podejmowanie dalszych kroków w celu zapewnienia dostosowanego do specyfiki polskiej okresu przejściowego w transformacji.
- Z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego Polski należy podtrzymać negatywną ocenę politycznego projektu Nord Stream 2 oraz prowadzone przez potencjalnych beneficjentów tego projektu działania zmierzające do zakończenia budowy gazociągu za wszelką cenę. Kluczowym jest utrzymanie wysokiej presji na sojusznikach w celu zablokowania dalszej budowy gazociągu oraz w zakresie

zapewnienia pełnej stosowalności przepisów prawa europejskiego na infrastrukturze importowej do krajów UE.

3.1. Poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz poziom zasobów wydobywalnych ze złóż krajowych

Złóża gazu ziemnego na terenie kraju występują na Niziu Polskim, przedgórzu Karpat, Karpatach

oraz w polskiej strefie ekonomicznej Morza Bałtyckiego. Głównym regionem występowania złóż gazu ziemnego jest Niż Polski, gdzie udokumentowanych jest 73,4% wydobywalnych zasobów gazu ziemnego. Na przedgórzu Karpat udokumentowane złoża gazu ziemnego stanowią 21,9%. Na terenie strefy Morza Bałtyckiego oraz w Karpatach występują niewielkie złoża gazu ziemnego, stanowiące odpowiednio 3,6% i 1,1% krajowych zasobów wydobywalnych.

Według opracowania przygotowanego przez Państwowy Instytut Geologiczny w 2021 r. pn. „*Bilans zasobów złóż kopalin w Polsce wg stanu na 31.12.2020 r.*” stan wydobywalnych zasobów gazu ziemnego wyniósł 1 568 TWh (łącznie zasoby bilansowe i pozabilansowe) i w porównaniu z rokiem poprzednim zmniejszyły się o 3,6 TWh.

W 2020 r. włączono do bilansu złożo Gnojnica (udokumentowane wydobywalne zasoby bilansowe – 1,63 TWh). Ponadto największy wzrost zasobów odnotowano w złożu Brońsko (włączenie nowych odwiertów do eksploatacji, zabiegi intensyfikujące wydobywanie), w złożu Trzebusz (zatwierdzenie dokumentacji geologiczno-inwestycyjnej) oraz w złożach Paproć, Załęcze (lepsze rozpoznanie złoża prowadzoną eksploatacją oraz zabiegi intensyfikujące wydobywanie). Ubytki zasobów spowodowane były głównie wydobywaniem.

Zasoby wydobywalne zagospodarowanych złóż gazu ziemnego wynoszą 1 051 mld TWh, co stanowi 66,6% ogólnej ilości zasobów wydobywalnych. Zasoby przemysłowe złóż gazu ziemnego w 2020 r. wyniosły 806,5 TWh.

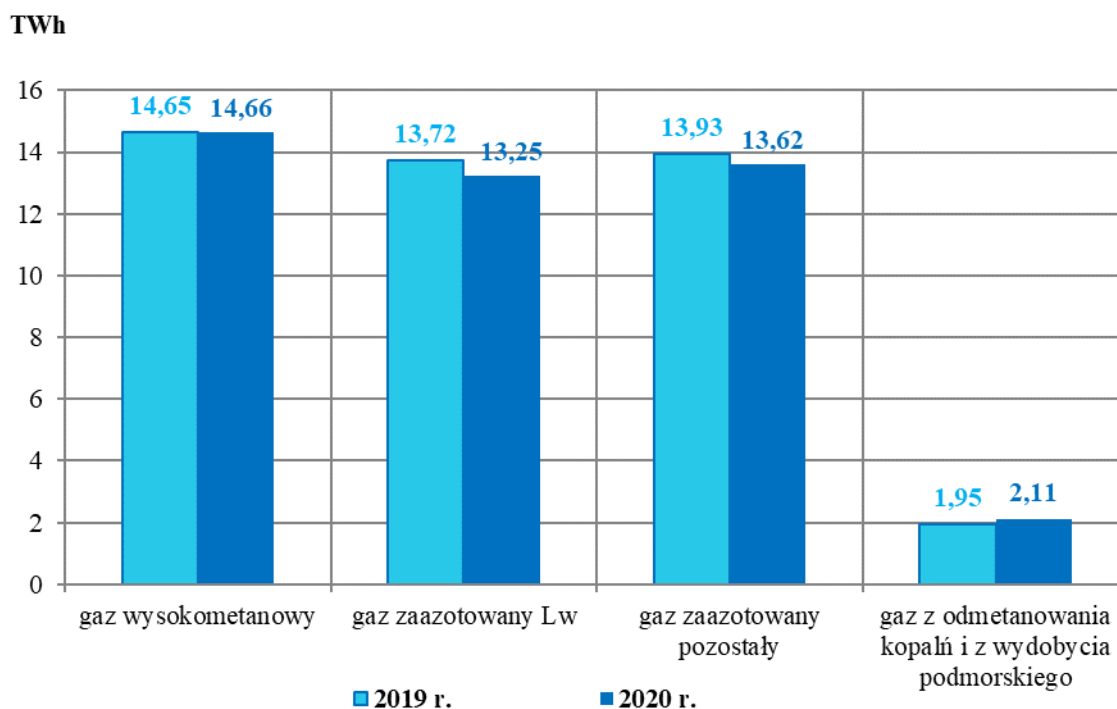
W 2020 r. krajowe wydobywanie gazu ziemnego wyniosło 43,6 TWh, co stanowiło ok. 20,5% krajowego zużycia gazu ziemnego, w tym:

- gazu ziemnego wysokometanowego – 14,6 TWh,
- gazu ziemnego zaazotowanego – 26,9 TWh,
- gazu ziemnego z odmetanowania kopalń i z wydobywania podmorskiego – 2,1 TWh.

W stosunku do roku poprzedniego całkowite wydobywanie zmniejszyło się o 1,4%, w tym:

- wydobywanie gazu ziemnego wysokometanowego wzrosło o 0,1%,
- wydobywanie gazu ziemnego zaazotowanego spadło o 2,8%,
- wydobywanie gazu ziemnego innego (z odmetanowania kopalń i wydobywania podmorskiego) wzrosło o 8,2%.

Rysunek 1. Wydobycie krajowe gazu ziemnego w 2019 i 2020 r.



Źródło: Badania statystyczne Ministra Klimatu i Środowiska.

Największym złożem gazu ziemnego w Polsce jest złożo Przemyśl, którego potencjał szacowany jest na ok. 219 TWh. W 2020 r. spółka PGNiG S.A. kontynuowała badanie kolejnych obszarów złoża Przemyśl – wykonane zostały cztery odwierty eksploatacyjne potwierdzające potencjał wydobywczy złóż na Podkarpaciu. Zakończenie prac związanych z podłączeniem nowych odwiertów do sieci przewidziano na 2021 r. PGNiG S.A. planuje prowadzenie dalszych prac wiertniczych w obrębie złoża Przemyśl, co umożliwi udostępnienie kolejnych, nieeksploatowanych dotychczas horyzontów tego złoża. Zagospodarowanie tych zasobów pozwoli nie tylko na zwiększenie wydobycia, ale przedłuży także okres eksploatacji złoża Przemyśl.

Na koniec 2020 r. koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego posiadało 13 podmiotów (łącznie 74 koncesje, w tym podmioty z udziałem Skarbu Państwa posiadały 61 koncesji). Natomiast koncesje na wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego posiadało 7 podmiotów, z łączną liczbą koncesji wynoszącą 196 (w tym podmioty z udziałem Skarbu Państwa posiadały 193 koncesje).

Dominującym podmiotem w zakresie eksploatacji złóż gazu ziemnego i ropy naftowej w 2020 r. pozostawała spółka PGNiG S.A., która posiadała 46 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż węglowodorów oraz 189 koncesji na wydobywanie węglowodorów.

Do najważniejszych zadań poszukiwawczych, rozpoznawczych i badawczych realizowanych przez PGNiG S.A. w 2020 r. zaliczyć można:

- odwierty badawcze Nowe Sady 1 i Kramarzówka 3,
- odwierty rozpoznawcze Grochowce 1K i Kramarzówka 3H;
- odwierty eksploatacyjne Paproć-66H i Przemysł-318K.

Eksploatacja metanu z pokładów węgla, który dla spółek górniczych stanowi jedno z ryzyk związanych z prowadzoną działalnością, może stać się ważnym uzupełnieniem krajowego wydobycia gazu ziemnego, przy jednoczesnym ograniczeniu oddziaływania kopalń na środowisko. Pozyskiwany z kopalń metan może być m.in. zatłaczany bezpośrednio do sieci gazowej lub posłużyć do wytwarzania ciepła i energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji.

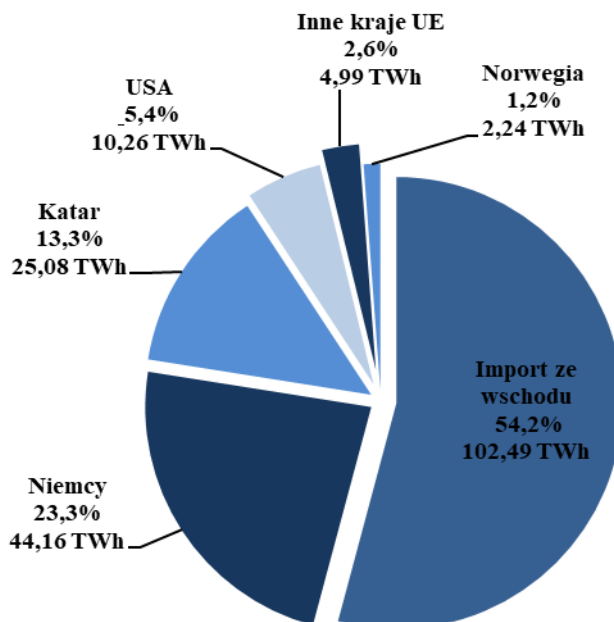
3.2. Import i nabycie wewnątrzspółnotowe

W 2020 r. całkowity przywóz paliw gazowych do Polski wyniósł 187 TWh, i w porównaniu do 2019 r. spadł o 2,2 TWh, tj. o 1,17%, z czego:

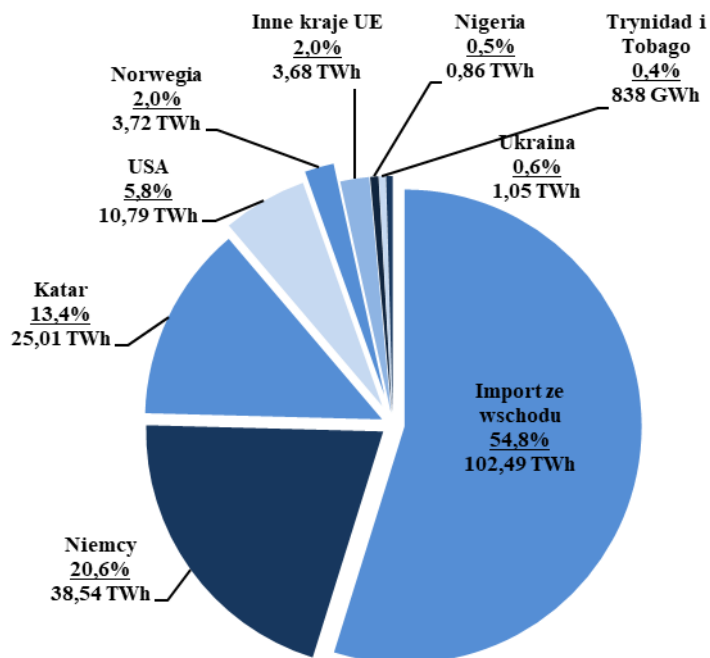
- import paliw gazowych z kierunku wschodniego – 102,5 TWh (co stanowi 54,8% całkowitego przywozu) i w porównaniu do roku poprzedniego wzrósł o 0,6 p.p.
- import z Ukrainy – 1,05 TWh;
- nabycie wewnątrzspółnotowe z Niemiec – 38,5 TWh (co stanowi 20,6% całkowitego przywozu) i w porównaniu do roku poprzedniego spadło o 12,7%;
- nabycie wewnątrzspółnotowe z innych państw UE – 3,7 TWh (co stanowi 1,97% całkowitego przywozu) i w porównaniu do roku poprzedniego spadło o 26,1%;
- łącznie LNG – 41,2 TWh (co stanowi 22% całkowitego przywozu) i w stosunku do roku poprzedniego wzrosło o 9,7%, w tym:
 - import z Kataru – 25 TWh (co stanowi 13,4% całkowitego przywozu), spadek w stosunku do roku poprzedniego o 0,3%;
 - import z Norwegii – 3,7 TWh (co stanowi 2% całkowitego przywozu), wzrost w stosunku do roku poprzedniego o 65,9%;
 - import z USA – 10,8 TWh (co stanowi 5,8% całkowitego przywozu), wzrost w stosunku do roku poprzedniego o 5,3%;
 - import z Trynidadu i Tobago – 838 GWh;
 - import z Nigerii – 860 GWh.

Rysunek 2. Struktura przywozu paliw gazowych z zagranicy w 2019 i 2020 r.

2019 r.



2020 r.



Źródło: Badania statystyczne Ministra Klimatu i Środowiska.

Ekspert paliw gazowych z Polski w 2020 r. wyniósł 14,9 TWh i w porównaniu do 2019 r. wzrósł o 5,3%.

Poniżej przedstawiono strukturę dostaw paliw gazowych do Polski w 2020 r. w porównaniu do 2019 r.

Tabela 1. Struktura zaopatrzenia kraju w paliwa gazowe w 2020 r. w porównaniu do 2019 r.

	2019			2020			Różnica 2020-2019	
	Ilość [GWh]	Udział w bilansie dostaw [%]	Udział w całkowitym nabyciu [%]	Ilość [GWh]	Udział w bilansie dostaw [%]	Udział w całkowitym nabyciu [%]	Ilość [GWh]	Zmiana [%]
1. Wydobycie krajowe¹⁾	44 292	18,97%	-	43 653	18,93%	-	-639	-1,44%
2. Suma importu i dostaw z innych kierunków	189 221	81,03%	-	187 001	81,07%	-	-2 220	-1,17%
2.1. Import	140 070	59,98%	74,02%	144 774	62,77%	77,42%	4 703	3,36%
2.1.1. Import z kierunku wschodniego	102 489	43,89%	54,16%	102 497	44,44%	54,81%	8	0,01%
2.1.2. Import z Kataru	25 079	10,74%	13,25%	25 011	10,84%	13,37%	-68	-0,27%
2.1.3. Import z USA	10 259	4,39%	5,42%	10 798	4,68%	5,77%	539	5,25%
2.1.4. Import z Norwegii	2 243	0,96%	1,19%	3 721	1,62%	2,00%	1 478	65,91%
2.1.5. Import z Trynidadu i Tobago	-	-	-	838	0,36%	0,46%	-	-
2.1.6. Import z Nigerii	-	-	-	860	0,37%	0,46%	-	-
2.1.7. Import z Ukrainy	0,024	-	0,00002%	1 049	0,45%	0,56%	-	-
2.2. Nabycie wewnątrzwspólnotowe	49 151	21,05%	25,98%	42 227	18,31%	22,58%	-6 924	-14,09%
2.2.1. Nabycie wewnątrzwspólnotowe z RFN	44 163	18,91%	23,34%	38 543	16,71%	20,61%	-5 620	-12,73%
2.2.2. Nabycie wewnątrzwspólnotowe z innych krajów UE ²⁾	4 988	2,14%	2,64%	3 684	1,60%	1,97%	-1 304	-26,14%
A. BILANS DOSTAW PALIW GAZOWYCH NA TERYTORIUM RP ³⁾ (1+2)	233 513	100,00%	-	230 654	100,00%	-	-2 860	-1,22%
3. Eksport ⁴⁾	-14 200	6,08%	-	-14 954	6,48%	-	-754	5,31%
B. BILANS DOSTAW PALIW GAZOWYCH NA POTRZEBY KRAJOWE (A-3)	219 313	93,92%	-	215 700	93,52%	-	-3 613	-1,65%
4. Zmiana stanu (saldo) zapasów ⁵⁾	7 059	-	-	-5 029	-	-	-12 088	-
5. Straty i zużycie własne	-8 078	-	-	-7 507	-	-	571	-
C. BILANS ZUŻYCIA PALIW GAZOWYCH (B-4+5)	204 176	-	-	213 222	-	-	9 046	4,43%

¹⁾ wielkość wydobycia krajowego zawiera gaz z odmetanowania kopalń i wydobycia podmorskiego

²⁾ w nabyciu wewnątrzwspólnotowym są również zakupy LNG w cysternach

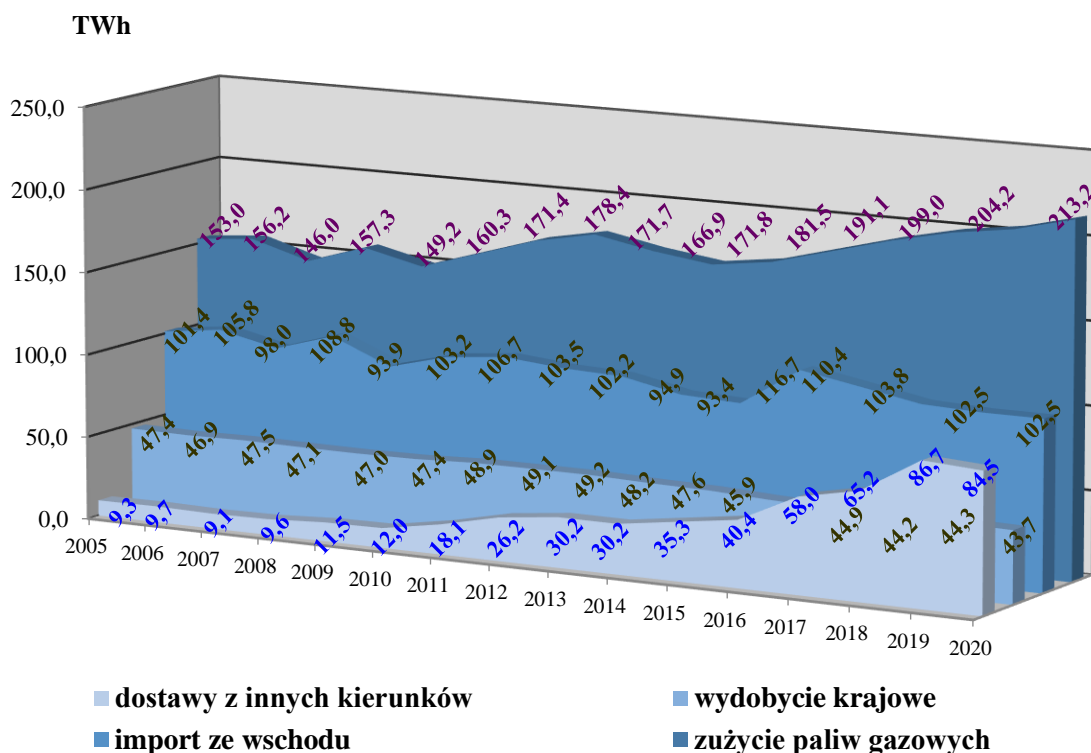
³⁾ w bilansie dostaw na terytorium RP nie uwzględniono tranzytu (gazociąg Jamał-Europa)

⁴⁾ wielkości ze znakiem ujemnym oznaczają sprzedaż paliw gazowych poza granice kraju

⁵⁾ różnica pomiędzy wolumenem zatłoczonych i pobranych paliw gazowych w ciągu roku -wielkość dodatnia oznacza, że do magazynów zatłoczono większy wolumen paliw gazowych niż z nich odebrano (wielkość ta nie jest wliczana do bilansu)

zużycia paliw gazowych - poz. C), wielkość ujemna oznacza, że z magazynów pobrano więcej paliw gazowych niż do nich zatłoczono (wielkość ta jest wliczana do bilansu zużycia paliw gazowych - poz. C)

Rysunek 3. Struktura zaopatrzenia kraju w paliwa gazowe w latach 2005-2020



Źródło: Badania statystyczne Ministra Klimatu i Środowiska.

Zgodnie z rozporządzeniem dywersyfikacyjnym minimalny udział gazu ziemnego importowanego przez przedsiębiorstwo energetyczne z jednego źródła w latach 2017-2022 nie może być wyższy niż 70%. Natomiast po 2022 r. udział gazu ziemnego z jednego kierunku w dostawach przedsiębiorstw energetycznych nie będzie mógł wynosić więcej niż 33%. Obowiązkiem dywersyfikacji objęte są wszystkie przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą. Organem właściwym do monitorowania i nadzoru nad realizacją zobowiązań wynikających z rozporządzenia dywersyfikacyjnego jest Prezes URE.

W 2020 r. dominującym kierunkiem dostaw gazu do Polski pozostał kierunek wschodni, odpowiadający za niemal 55% wszystkich dostaw. Dostawy te realizowane są na podstawie długoterminowego kontraktu jamalskiego, który wygaśnie, na skutek złożonego przez PGNiG w 2019 roku oświadczenia, w 2022 roku.

W dniu 30 marca 2020 r. Trybunał Arbitrażowy w Sztokholmie wydał korzystny dla PGNiG S.A. wyrok, kończący pięcioletni spór pomiędzy PGNiG S.A. a rosyjską spółką Gazprom, w zakresie ustalania ceny gazu ziemnego dostarczanego w ramach kontraktu

jamalskiego. Wyrok potwierdził nierynkowy sposób ustalania cen w kontrakcie jamalskim oraz narzucił jego zmianę polegającą na mocniejszym powiązaniu tych cen z cenami z płynnych rynków europejskich. Nowa formuła cenowa znajdowała zastosowanie z mocą wsteczną od 1 listopada 2014 roku i skutkowała wypłatą przez Gazprom rekompensaty w wysokości 1,5 mld dolarów.

Mając na względzie postanowienia Trybunału Arbitrażowego, w dniu 5 czerwca 2020 r., spółki PGNiG S.A. i Gazprom podpisały, w formie elektronicznej, aneks do kontraktu jamalskiego dotyczący sprzedaży gazu ziemnego do Polski¹. Postanowienia aneksu potwierdziły zasady stosowania formuły cenowej zakupu gazu ziemnego w ramach kontraktu jamalskiego, zgodnej z wyrokiem Trybunału Arbitrażowego z dnia 30 marca 2020 r. Dodatkowo, w aneksie ustalone zostały warunki wzajemnego rozliczenia pomiędzy stronami skutków finansowych wynikających z zastosowania nowej formuły cenowej z mocą wsteczną (od dnia 1 listopada 2014 r.).

Sukcesywnie wzrasta wolumen sprowadzonego LNG do terminalu w Świnoujściu. W 2020 r. łącznie zrealizowano 35 dostaw LNG, w tym 18 z Kataru, 11 z USA, 4 z Norwegii, 1 z Trynidadu i Tobago oraz 1 z Nigerii. Dla porównania w 2019 r. miało miejsce 31 dostaw, w 2018 r. – 23, a w 2017 r. – 12 dostaw. Wzrost wolumenu dostaw LNG przy jednoczesnym spadku dostaw z kierunku wschodniego staje się gwarancją pokrycia zapotrzebowania odbiorców na paliwa gazowe.

PGNiG S.A. realizuje dostawy LNG na podstawie zawartych umów na dostawy z:

- Qatar Liquefied Gas Company Ltd (obowiązującej do 30 czerwca 2034 r.) oraz umowy dodatkowej do w/w umowy zawartej z dnia 14 marca 2017 r.;
- Cheniere Marketing International LLP (obowiązującej do dnia 31 grudnia 2042 r.). W kolejnych latach wolumen dostaw Cheniere ma być sukcesywnie zwiększany, aby od 2023 r. osiągnąć pełną ilość kontraktową, tj. ok. 1,45 mln ton LNG/rok (ok. 21,4 TWh);
- Venture Global Calcasieu Pass LLC oraz Venture Global Plaquemines LNG LLC na zakup od 2023 r. 2 mln ton rocznie LNG. Umowa rozszerzona została umową z czerwca 2019 r. o dodatkowe 1,5 mln ton rocznie. Łączny wolumen dostaw na podstawie umów z Venture Global LNG wyniesie 3,5 mln ton rocznie LNG;
- Sempra Energy na zakup 2 mln ton LNG. Odbiór ładunków realizowany będzie z terminalu Port Arthur LNG, który powstanie w Jefferson County w Teksasie.

¹ Aneks został podpisany w dniu 5 czerwca 2020 r. w formie elektronicznej, a następnie, do dnia 15 czerwca 2020 r. złożone zostały podpisy i nastąpiła wymiana oryginałów dokumentów pomiędzy spółkami.

Zawarte przez PGNiG S.A. umowy na dostawy LNG z kierunków alternatywnych do wschodniego pozwalają na regularne dostawy od stabilnych dostawców i pewnych źródeł.

Poza dostawami w ramach kontraktów długoterminowych spółka PGNiG S.A., w wyniku nawiązanej współpracy z PGNiG Supply & Trading GmbH, realizuje również do terminalu LNG w Świnoujściu dostawy LNG typu spot. Liczba dostaw spotowych wyraźnie rośnie – w 2020 r. zrealizowanych zostało 13 dostaw tego typu, podczas gdy w 2019 r. było to 10 dostaw a w 2018 r. jedynie 4 dostawy.

Poza rozbudową portfela LNG, spółka PGNiG S.A. przygotowuje się również do rozpoczęcia zaopatrywania polskiego rynku w gaz ziemny z Norweskiego Szelfu Kontynentalnego, którego transport gazociągiem Baltic Pipe planowany jest na IV kw. 2022 r. Gaz wtłaczany do gazociągu będzie pochodził zarówno ze złóż eksploatowanych przez PGNiG na Norweskim Szelfie Kontynentalnym (spółka posiada 36 koncesji), jak również kupowany od innych podmiotów aktywnych w tym regionie.

4. Rynek gazu ziemnego. Przewidywane zapotrzebowanie na paliwa gazowe

- W 2020 r., pomimo pandemii COVID-19, utrzymywał się dotychczasowy wzrostowy trend zapotrzebowania na paliwa gazowe. Przemysł pozostał największym odbiorcą tego paliwa, jednak w następnych latach spodziewany jest wzrost zapotrzebowania na paliwa gazowe zarówno w sektorze wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, jak również przez odbiorców końcowych.
- Prognozowany wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny przede wszystkim napędzany będzie przez działania zmierzające do ograniczenia emisji dwutlenku węgla oraz cząsteczek odpowiedzialnych za pogorszenie jakości powietrza w Polsce.
- Trend wzrostowy widoczny jest również na Towarowej Giełdzie Energii, gdzie systematycznie rośnie wolumen obrotu gazem ziemnym, a tym samym zwiększeniu ulega płynność polskiego rynku gazu ziemnego.
- Wraz z zakończeniem projektów infrastrukturalnych, w tym projektów dywersyfikacyjnych, spodziewany jest dalszy wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny, w tym wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny dla celów eksportu do innych państw członkowskich regionu.
- W następnych latach spodziewany jest również wzrost zapotrzebowania poszczególnych sektorów na tzw. gazy zdekarbonizowane, przede wszystkim biogaz, biometan oraz wodór.

4.1. Struktura rynku paliw gazowych – koncesje na wykonywanie działalności gospodarczej w sektorze paliw gazowych

Na koniec 2020 r. koncesje na obrót paliwami gazowymi posiadało 185 podmiotów, a koncesje na obrót gazem ziemnym z zagranicą – 54 podmioty.

4.2. Rynek hurtowy. Towarowa Giełda Energii i rynek pozagiełdowy OTC

Obrót hurtowy paliwami gazowymi w Polsce prowadzony jest przede wszystkim na Towarowej Giełdzie Energii S.A. Uczestnikami rynku giełdowego – na mocy zawartej z TGE S.A. umowy – są głównie przedsiębiorstwa obrotu paliwami gazowymi oraz najwięksi odbiorcy końcowi.

W 2020 r. wciąż utrzymywał się trend wzrostowy w zakresie obrotu paliwami gazowymi na TGE S.A. W 2020 r. całkowity łączny wolumen transakcji zawartych na wszystkich rynkach gazu ziemnego wyniósł 151 TWh, co stanowi wzrost w porównaniu do 2019 r. o 3,4%. Wzrósł również obrót na Rynku Terminowym Towarowym (o 1,5%) – do poziomu 125,3 TWh.

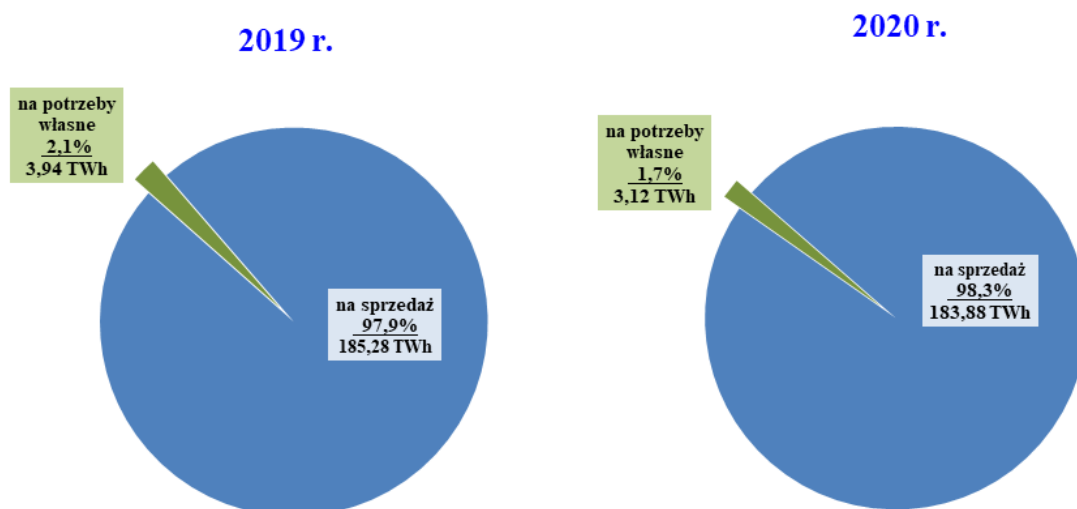
Obrót paliwami gazowymi realizowany jest również na rynku pozagiełdowym w punkcie wirtualnym OTC. Zgodnie z informacjami przedstawionymi przez Prezesa URE, w wyniku realizacji kontraktów zawartych w punkcie wirtualnym, na rynku OTC dostarczono 18,4 TWh gazu ziemnego.

4.3. Rynek detaliczny. Zmiana sprzedawcy. Sprzedaż rezerwowa.

Systematycznie wzrasta krajowe zużycie gazu ziemnego, które na koniec 2020 r. wyniosło 213,2 TWh, czyli o 4,4% więcej w stosunku do 2019 r. Obserwowany jest zarówno wzrost sprzedaży paliw gazowych do odbiorców końcowych, jak również wzrost liczby odbiorców końcowych.

W 2020 r. zdecydowana większość, tj. 98,3% paliw gazowych pochodzących z zagranicy została przywieziona do Polski w celu dalszej odsprzedaży. Pozostała część, tj. 1,7%, została przywieziona na potrzeby własne przedsiębiorstw przywożących. Przedsiębiorstwa energetyczne, które w latach poprzednich realizowały przywóz paliw gazowych na potrzeby własne, zrezygnowały z tej formy działalności na rzecz zawartych kontraktów z podmiotami dokonującymi przywozu paliw gazowych w celu dalszej odsprzedaży.

Rys. 4. Przywóz paliw gazowych z zagranicy według celów przeznaczenia w 2019 i 2020 r.

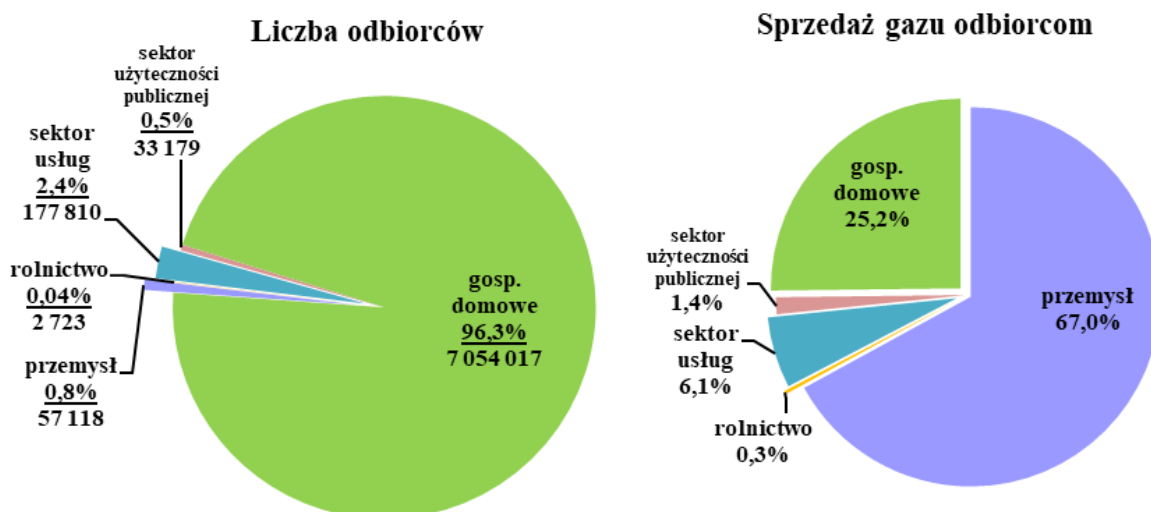


Źródło: Badania statystyczne Ministra Klimatu i Środowiska.

W 2020 r. przedsiębiorstwa energetyczne sprzedały do ponad 7,3 mln odbiorców końcowych 197,1 TWh paliw gazowych, co stanowi w porównaniu do 2019 r. wzrost o 3,5%. W 2020 r. zwiększyła się o ponad 98 tys. liczba gospodarstw domowych zużywających paliwa gazowe.

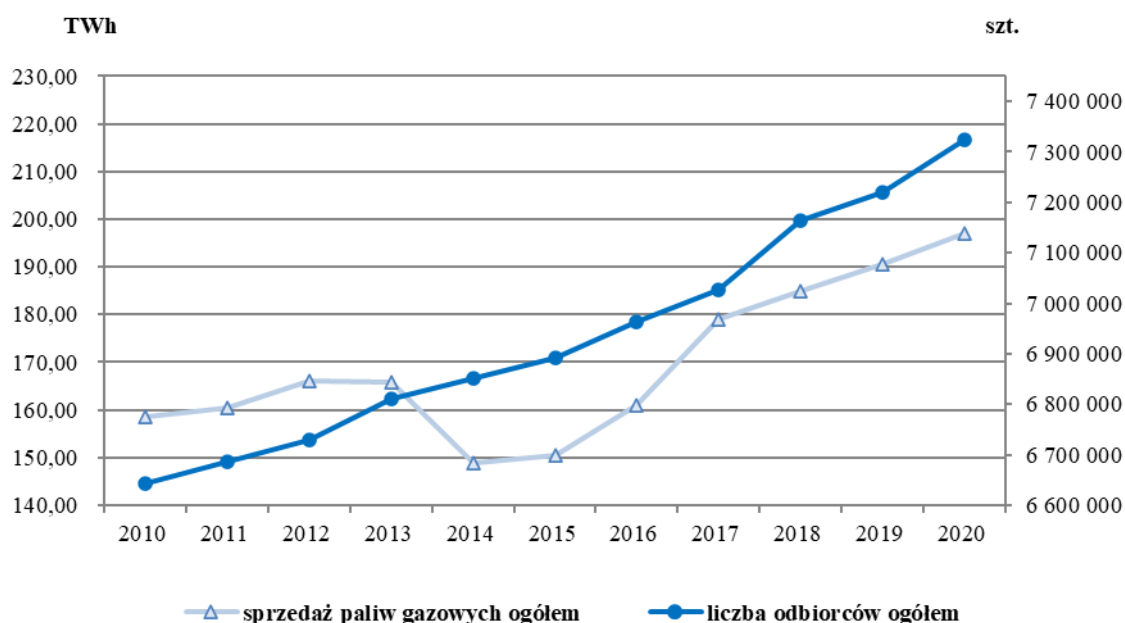
Struktura sprzedaży paliw gazowych na rynku detalicznym pozostała bez zmian – 67% wolumenu paliw gazowych zostało sprzedane do odbiorców przemysłowych, podczas gdy odbiorcy będący gospodarstwami domowymi odpowiadali za ok. 25% sprzedaży.

Rys. 5. Zużycie paliw gazowych w poszczególnych sektorach oraz sprzedaż paliw gazowych do odbiorców końcowych w 2020 r.



Źródło: Badania statystyczne Ministra Klimatu i Środowiska.

Rys. 6. Liczba wszystkich odbiorców końcowych i sprzedaż paliw gazowych do odbiorców końcowych ogółem w latach 2010–2020.



Źródło: Badania statystyczne Ministra Klimatu i Środowiska.

Dominującym podmiotem w sprzedaży paliw gazowych do odbiorców końcowych w 2020 r. pozostawała GK PGNiG, której udział w rynku wyniósł 91%. Łącznie spółki GK PGNiG dokonały sprzedaży do odbiorców końcowych 179,2 TWh paliw gazowych. Poza podmiotami z GK PGNiG, sprzedaż paliw gazowych do odbiorców końcowych zrealizowało 110 podmiotów.

Z prowadzonego przez Prezesa URE monitoringu zmiany sprzedawcy wynika, że w 2020 r. 24,7 tys. odbiorców zmieniło sprzedawcę paliw gazowych. Panujący w kraju stan epidemiologiczny wpłynął na ograniczenie zmian sprzedawców przez odbiorców końcowych o ok. 50%. Łącznie, od momentu rozpoczęcia zbierania danych w tym zakresie do dnia 31 grudnia 2020 r., sprzedawcę paliw gazowych zmieniło 24 713 odbiorców.

Konsekwentnie zwiększa się udział paliw gazowych w produkcji energii elektrycznej. W 2020 r. w Polsce z paliw gazowych wytworzono 16 TWh energii elektrycznej, co stanowiło ok. 10% całkowitej jej produkcji. Trend ten, związany z procesem transformacji energetycznej polskiego sektora energetycznego, utrzyma się również w następnych latach.

Tabela 2. Produkcja energii elektrycznej z paliw gazowych [TWh].

Rok	Produkcja energii elektrycznej – ogółem [TWh]	w tym z paliw gazowych [TWh]	%
2010	157,7	4,9	3,1%
2015	164,9	6,4	3,9%
2016	166,6	7,9	4,7%
2017	170,5	10,1	5,9%
2018	170,0	12,7	7,5%
2019	163,9	14,5	8,8%
2020*	157,7	16,0	10,1%

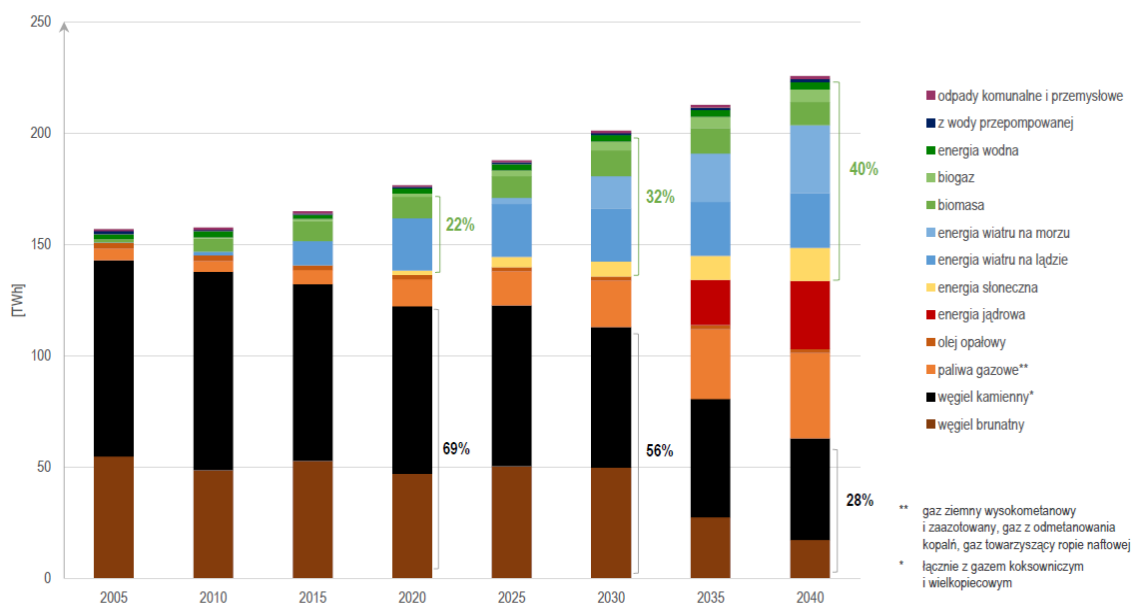
*Dane wstępne

Źródło: Badania statystyczne Ministra Klimatu i Środowiska.

4.4. Prognoza zapotrzebowania na paliwa gazowe

W dokumencie *Polityka energetyczna Polski do 2040 r.* zakłada się zwiększenie wykorzystania paliw gazowych w jednostkach wytwórczych, spełniających rolę rezerwową dla odnawialnych źródeł energii. Zużycie paliw gazowych w elektroenergetyce będzie wzrastać również z uwagi na wykorzystanie tych paliw w nowych źródłach kogeneracyjnych, a w późniejszym okresie także w blokach gazowo-parowych. Przewiduje się, że trend wzrostowy zostanie wyhamowany dopiero pod koniec lat 30-tych, ze względu na budowę bloków jądrowych. Zwiększenie wykorzystania paliw gazowych związane jest również z rozbudową sieci dystrybucyjnej oraz walką z niską emisją.

Rysunek 7. Prognoza produkcji energii elektrycznej brutto wg paliw [TWh]



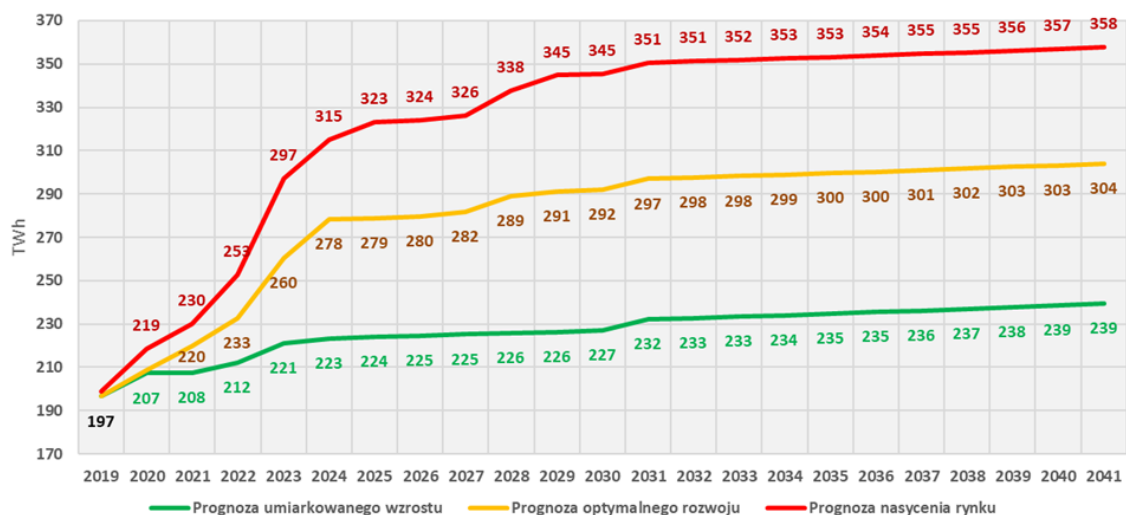
Źródło: *Polityka energetyczna Polski do 2040 r., załącznik nr 2 – Wnioski z analiz prognostycznych dla sektora energetycznego str. 24 (MP z 2021 r. poz. 264).*

Również przygotowana przez OGP Gaz-System S.A. na potrzeby *Krajowego Dziesięcioletniego Planu Rozwoju Systemu Przesyłowego na lata 2020-2029* prognoza przewiduje wzrost zapotrzebowania na usługi przesyłowe. W planie rozwoju OSP przedstawił trzy warianty prognoz – Umiarkowanego Wzrostu, Optymalnego Rozwoju oraz Nasycenia Rynku (wariant ten jednak traktowany jest jako mało prawdopodobny i nie podlegał przez OSP dalszym analizom technicznym i ekonomicznym). W zależności od przyjętego wariantu zapotrzebowanie na paliwa gazowe ma kształtować się od 239 TWh do 304 TWh w perspektywie do 2041 r.

- wariant Umiarkowanego Wzrostu (UW) określony na podstawie zawartych umów przesyłowych, uwzględniający podpisane umowy o przyłączenie dla nowych bloków parowo-gazowych w dwóch lokalizacjach przyłączanych bezpośrednio do krajowego systemu przesyłowego. Wariant ten traktowany jest przez OSP jako zachowawczy;
- wariant Optymalnego Rozwoju (OR) uwzględnia dodatkowo zwiększenie zapotrzebowania wynikające z podpisanych umów o przyłączenie dla nowych podmiotów w deklarowanych przez nich ilościach. Wariant ten traktowany jest przez OSP jako optymistyczny i optymalny pod kątem rozbudowy systemu przesyłowego.

Największy przyrost zapotrzebowania na usługi przesyłowe spodziewany jest w sytuacji rozwoju elektroenergetyki (przede wszystkim kogeneracji) opartej o paliwa gazowe. Rozpoczęcie działalności przez nowe jednostki w tej grupie odbiorców, uwzględnione przez OSP w prognozach, może prowadzić do zwiększenia popytu na paliwa gazowe w perspektywie do 2041 r. od 16 TWh do 69 TWh.

Rysunek 8. Prognoza krajowego zapotrzebowania na usługi przesyłowe OGP Gaz-System S.A



Źródło: OGP Gaz-System S.A. - Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2020-2029 – wyciąg kwiecień 2019 r.

5. Stan infrastruktury technicznej sektora gazowego

- W 2020 r. w dalszym ciągu rosło zapotrzebowania na usługi przesyłania paliw gazowych, co potwierdza rosnące zainteresowanie odbiorców tym surowcem. W następnych latach, w związku z postępującą transformacją energetyczną polskiej gospodarki, spodziewany jest dalszy, skokowy wzrost zapotrzebowania na te usługi.
- Odnotowano również rosnące zainteresowanie paliwami gazowymi przez odbiorców w gospodarstwach domowych. Dzięki realizacji programów rządowych wspierających przełączanie się na niskoemisyjne źródła ciepła, w następnych latach spodziewany jest również wzrost zapotrzebowania na usługi dystrybucyjne.
- W związku z tymi trendami, kluczowe jest kontynuowanie programów wspierających rozwój infrastruktury przesyłowej, dystrybucyjnej oraz magazynowej w Polsce. Nowa infrastruktura powinna być w jak największym stopniu przystosowana do transportu gazów zdekarbonizowanych, jak również charakteryzować się wysokim stopniem szczelności ograniczającym zjawisko ucieczki metanu.
- Zasadnym jest również przegląd istniejących oraz nowych instrumentów finansowych w celu zapewnienia dodatkowych źródeł finansowania dla rozbudowy sieci gazowej, w tym infrastruktury kluczowej dla transportu gazów zdekarbonizowanych, takich jak biometan oraz wodór.
- W celu utrzymania wysokiego poziomu jakości i szczelności sieci gazowej, planowane jest przyjęcie nowego rozporządzenia technicznego, określającego zasady budowy i umiejscawiania sieci gazowych. Nowe zasady zwiększą bezpieczeństwo funkcjonowania sieci oraz ograniczą zjawisko niepożądanego emisji metanu do atmosfery.

Według stanu na dzień 31 grudnia 2020 r. w sektorze paliw gazowych, zgodnie z decyzjami Prezesa URE, funkcjonowali:

- 1 operator systemu przesyłowego gazowego (OGP Gaz-System S.A.);
- 51 operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych (w tym 1 prawnie wydzielony, prowadzący działalność w ramach GK PGNiG – PSG sp. z o.o.);
- 1 operator systemu magazynowania (Gas Storage Poland sp. z o.o.);
- 8 operatorów systemów skraplania gazu ziemnego (PSG sp. z o.o., DUON Dystrybucja S.A., LNG-Silesia sp. z o.o., PGNiG S.A., G.EN. GAZ Energia Sp. z o.o., Polskie LNG S.A., Blue Cold sp. z o.o., Zakład Budowlany Stanisław Andrysiewicz).

Na przestrzeni ostatnich lat obserwowany jest konsekwentny wzrost liczby zawieranych umów o przyłączenie do sieci gazowej i realizowanych przyłączy. W 2020 r. zawartych zostało ponad 113 tys. umów (przy 128 tys. – w 2019 r., 91 tys. – w 2018 r. i 43 tys. – w 2014 r.). W 2020 r. do sieci gazowej zostało przyłączonych ponad 148,6 tys. odbiorców końcowych (przy ok. 130 tys. w 2019 r. i 100 tys. w 2018 r.).

5.1. System przesyłowy gazowy

Zgodnie z art. 9h ust. 2 i art. 9k ustawy – *Prawo energetyczne* na terytorium RP wyznacza się jednego operatora systemu przesyłowego gazowego albo jednego operatora systemu połączonego gazowego. OSP działa w formie spółki akcyjnej, której jedynym akcjonariuszem jest Skarb Państwa. Funkcję OSP, zarówno dla krajowego systemu przesyłowego, jak i polskiego odcinka gazociągu Jamał-Europa, pełni OGP Gaz-System S.A. Nadzór nad operatorem systemu przesyłowego gazowego w zakresie wykonywania uprawnień z akcji należących do Skarbu Państwa, zgodnie z art. 12a ust. 2 ustawy – *Prawo energetyczne*, sprawuje Pełnomocnik Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej.

W rozumieniu rozporządzenia Komisji 312/2014 (NC BAL) system gazu ziemnego wysokometanowego, gazu zimnego zaazotowanego i system gazociągów tranzytowych stanowią oddzielne systemy bilansowania.

Spółka OGP Gaz-System S.A. została wyznaczona operatorem krajowego systemu przesyłowego na własnych sieciach przesyłowych, na mocy decyzji Prezesa URE z dnia 13 października 2010 r., na okres do dnia 31 grudnia 2030 r. W dniu 6 grudnia 2018 r. decyzją Prezesa URE przedmiotowa koncesja została wydłużona do dnia 6 grudnia 2068 r.

Natomiast na polskim odcinku systemu gazociągów tranzytowych Jamał-Europa spółka została wyznaczona na operatora na mocy decyzji Prezesa URE z dnia 17 listopada 2010 r., na okres do dnia 31 grudnia 2025 r. Właścicielem polskiego odcinka gazociągu biegnącego z Rosji

poprzez Białoruś i Polskę do Europy Zachodniej jest SGT EuRoPol GAZ S.A. Akcjonariuszami SGT EuRoPol GAZ S.A. są: PGNiG S.A. (48%), OOO „Gazprom Eksport” (48%) oraz Gas-Trading S.A. (4%). Uzupełnieniem wykonywania przez OGP Gaz-System S.A. funkcji operatora jest umowa o powierzenie obowiązków operatora, wiążąca spółki SGT EuRoPol GAZ S.A. i OGP Gaz-System S.A.

Prezes URE, w wyniku prowadzonego postępowania administracyjnego, w dniu 19 grudnia 2019 r. wydał decyzję ustalającą treść tej umowy. Na jej podstawie OSP wykonuje obowiązki operatora systemu przesyłowego na polskim odcinku SGT od dnia 1 stycznia 2020 r. do dnia 31 grudnia 2022 r. Wejście w życie umowy powierzającej na mocy decyzji Prezesa URE wynika z faktu, że strony, tj. OGP Gaz-System S.A. i SGT EuRoPol GAZ S.A., na 90 dni przed końcem obowiązywania wcześniejszej umowy, tj. do dnia 3 października 2019 r. nie zawarły kolejnej umowy powierzającej.

5.1.1. Stan istniejącej infrastruktury przesyłowej

System przesyłowy składa się z dwóch współpracujących ze sobą systemów:

- krajowego systemu przesyłowego, na który składają się dwa podsystemy gazu ziemnego:
 - wysokometanowego E,
 - zaazotowanego Lw.
- systemu gazociągów tranzytowych.

5.1.1.1. Krajowy system przesyłowy

Krajowy system przesyłowy, zarządzany przez OGP Gaz-System S.A., zasilany jest poprzez następujące punkty wejścia związane z:

1. przywozem gazu ziemnego:
 - a) Punkt GCP Gaz-System/UA TSO (granica polsko-ukraińska),
 - b) Wysokoje (granica polsko-białoruska),
 - c) Punkt GCP Gaz-System/ONTRAS (Lasów – granica polsko-niemiecka),
 - d) Cieszyn (granica polsko-czeska),
 - e) System Gazociągów Tranzytowych (polski odcinek gazociągu Jamał-Europa):
 - Punkt Wzajemnego Połączenia (fizyczne punkty wejścia we Włocławku i Lwówku),
 - Mallnow (tzw. rewers wirtualny lub fizyczny w sytuacji wstrzymania tranzytu gazociągiem Jamał-Europa),
 - f) połączenia realizujące import lokalny:

- Tietierowka (granica polsko-białoruska),
 - Punkt GCP Gaz-System/ONTRAS (Gubin – granica polsko-niemiecka),
 - Branice (na granicy polsko-czeskiej),
- g) punkt wejścia z terminalu LNG w Świnoujściu;
2. złożami krajowymi:
- a) kopalnie w systemie gazu ziemnego wysokometanowego – 40 punktów wejścia,
 - b) odazotownie KRIO Odolanów i Grodzisk – łączące systemy gazu ziemnego zaazotowanego i wysokometanowego (2 punkty wejścia do systemu gazu ziemnego wysokometanowego),
 - c) węzły w systemie gazu ziemnego zaazotowanego – 4 punkty wejścia: Krobia, Kotowo, Chynów, Nowe Tłoki,
 - d) kopalnie w systemie gazu ziemnego zaazotowanego – 4 punkty wejścia: Mchy, Radlin, Roszków i Szczyglice;
3. PMG – 7 instalacji magazynowych w systemie gazu ziemnego wysokometanowego, które podczas realizacji odbioru gazu ziemnego stanowią punkty wejścia do systemu przesyłowego:
- a) GIM Sanok – obejmująca instalacje magazynowe PMG Husów, PMG Strachocina, PMG Swarzów i PMG Brzeźnica,
 - b) GIM Kawerna – obejmująca instalacje magazynowe KPMG Mogilno oraz KPMG Kosakowo, oraz
 - c) odrębna Instalacja Magazynowa Wierzchowice, w skład, której wchodzi PMG Wierzchowice.

W 2020 r. usługi w zakresie przesyłania paliw gazowych świadczone były na rzecz 97 podmiotów, a wolumen przesłanych paliw gazowych osiągnął rekordowy poziom 235,5² TWh, co stanowi wzrost o 5,9 TWh w porównaniu do 2019 r.

W 2020 r. OSP zawarł 11 umów o przyłączenie do sieci przesyłowej i przyłączył do sieci 11 odbiorców.

W 2020 r. długość sieci przesyłowej, która była własnością OGP Gaz-System S.A. wyniosła 11 056 km, a liczba stacji przesyłowych, będących punktami wejścia do krajowego systemu oraz punktami wyjścia z systemu, wyniosła odpowiednio:

- liczba punktów wejścia³ (krajowe i importowe): 68

² Wielkość przesłanych paliw gazowych uwzględnia pracę PMG oraz przesył gazu zaazotowanego (Lw), którego objętość przeliczono na gaz wysokometanowy (E).

³ Liczba fizycznych punktów wejścia do krajowego systemu przesyłowego, czyli miejsc dostarczania paliw gazowych o określonej fizycznej lokalizacji. Liczba uwzględnia przywóz gazu, odbiór z PMG, dostawę z kopalń

– liczba punktów wyjścia⁴:

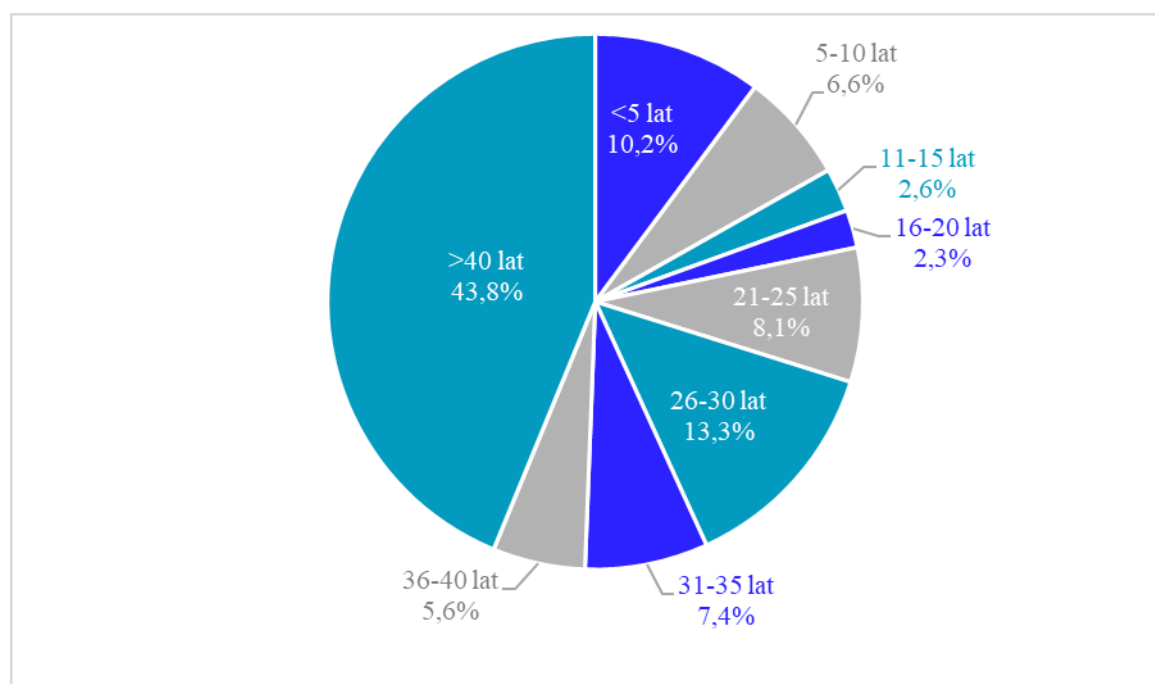
864

Tabela 3. System przesyłowy będący własnością OGP Gaz-System S.A. według stanu na dzień 31 grudnia 2020 r.

L.p.	Elementy systemu przesyłowego	Jednostka	OGÓLEM
1.	Gazociągi przesyłowe	km	11 056
2.	Stacje gazowe	szt.	864
3.	Węzły	szt.	34
4.	Tłocznie	szt.	15

Źródło: OGP Gaz-System S.A.

Rysunek 9. Gazociągi przesyłowe będące własnością OGP Gaz-System S.A. według struktury wiekowej, stan na dzień 31 grudnia 2020 r.



Źródło: Opracowanie własne Ministerstwa Klimatu i Środowiska na podstawie danych OGP Gaz-System S.A.

Ciągła i systematyczna rozbudowa systemu przesyłowego oraz budowa nowej infrastruktury (w 2020 r. wybudowano 268 km sieci przesyłowej) pozwala na stopniowe

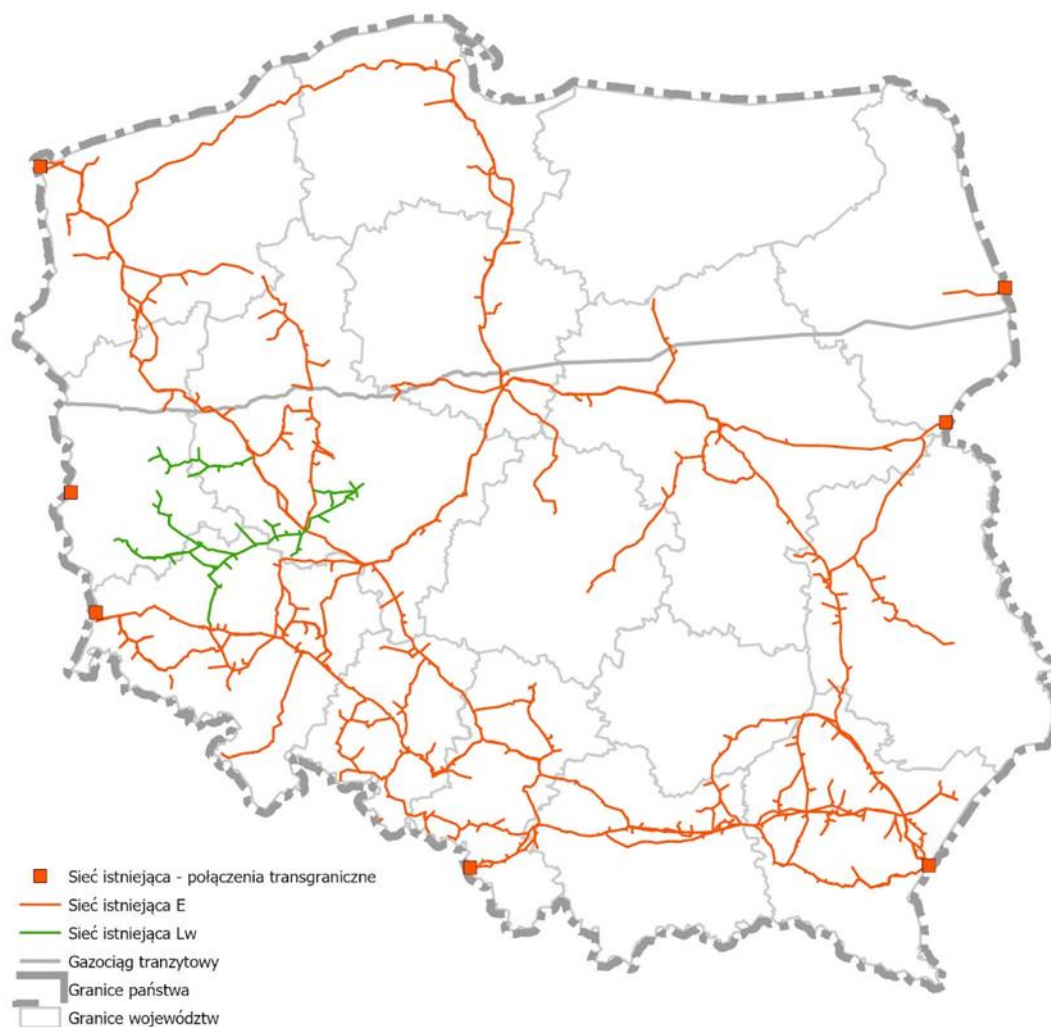
oraz produkcję krajową (mieszalnie). Zestawienie nie uwzględnia 2 punktów wejścia do SGT – Kondratki i Mallnow Rewers.

⁴ Liczba fizycznych punktów wyjścia z systemu przesyłowego, czyli miejsc odbioru paliw gazowych o określonej fizycznej lokalizacji. Liczba uwzględnia przesył do punktów wyjścia na połączeniu z obszarami dystrybucyjnymi i siecią dystrybucyjną niebędącą obszarem dystrybucyjnym gazu ziemnego, ładowanie zbiorników PMG, eksport oraz odbiorców końcowych. Zestawienie nie uwzględnia punktu wyjścia SGT w Mallnow. Tylko stacje aktualnie wykorzystywane: 864.

obniżenie kategorii wiekowej gazociągów w Polsce. W 2020 r. o 1,5 pp. w stosunku do roku 2019 r. wzrosła długość gazociągów, których wiek jest mniejszy niż 10 lat. Jednakże w dalszym ciągu zdecydowana większość gazociągów w Polsce znajduje się w kategorii wiekowej powyżej 20 lat, z czego gazociągi ponad 40-letnie stanowią prawie 44% wszystkich eksploatowanych gazociągów przesyłowych.

Z tego względu planowane przez OGP Gaz-System S.A. działania inwestycyjne w dalszym ciągu uwzględniają także zadania modernizacyjno-odtworzeniowe, które mają na celu przede wszystkim poprawę bezpieczeństwa eksploatowanej infrastruktury przesyłowej i zapewnienia ciągłości dostaw do odbiorców.

Rysunek 10. System przesyłowy gazu ziemnego zarządzany przez OGP Gaz-System S.A. wg. stanu na dzień 31 grudnia 2020 r.



Źródło: OGP Gaz-System S.A.

5.1.1.2. System przesyłowy gazu ziemnego zaazotowanego

System przesyłowy gazu ziemnego zaazotowanego obejmuje swoim zasięgiem fragmenty zachodniej Polski na obszarze 3 województw: lubuskiego, wielkopolskiego oraz dolnośląskiego. Zasilany jest gazem ziemnym ze złóż zlokalizowanych na Niżu Polskim przez kopalnie gazu ziemnego: Kościan-Brońsko, Białcz, Radlin, Kaleje (Mchy), Roszków oraz z podziemnych magazynów gazu ziemnego (Daszewo i Bonikowo). Dodatkowo system gazu ziemnego zaazotowanego zasilany jest gazem ziemnym z kopalni Wielichowo, Paproć i Lubiatów, który do osiągnięcia parametrów gazu ziemnego podgrupy Lw potrzebuje domieszania gazu ziemnego wysokometanowego w mieszalni gazu ziemnego Grodzisk Wielkopolski. Wykorzystywany w procesie mieszania gaz ziemny wysokometanowy pochodzi z odazotowni Grodzisk, w której z gazu ziemnego zaazotowanego w procesie kriogenicznym uzyskuje się gaz ziemny wysokometanowy. Wsad do odazotowni stanowi gaz ziemny zaazotowany pochodzący z kopalń: Wielichowo, Paproć i Lubiatów.

System przesyłowy gazu ziemnego zaazotowanego ma charakter wyspowy i nie jest bezpośrednio połączony z systemem przesyłowym gazu ziemnego wysokometanowego. Pomimo istniejących infrastrukturalnych połączeń pomiędzy obydwooma systemami, takimi jak odazotowanie czy też mieszalnie gazu ziemnego, specyfika techniczna oraz przynależność do różnych podmiotów nie pozwala na swobodne przesyłanie gazu ziemnego pomiędzy nimi.

Rysunek 11. System przesyłowy gazu ziemnego zaazotowanego



Źródło: OGP Gaz-System S.A.

5.1.1.3. System Gazociągów Tranzytowych Jamał-Europa

Polski odcinek gazociągu tranzytowego Jamał-Europa przebiega od granicy polsko-białoruskiej w rejonie miejscowości Kondratki do granicy polsko-niemieckiej w rejonie miejscowości Górzycza, a jego długość wynosi 685 km.

Parametry techniczne gazociągu Jamał-Europa:

- ciśnienie robocze – 8,4 MPa,
- średnica gazociągu – DN1400,
- 1 punkt wejścia – Kondratki,
- 3 punkty wyjścia – Mallnow, Punkt Wzajemnego Połączenia (poprzez stacje we Lwówku i Włocławku),
- 5 tłoczni gazu ziemnego o łącznej mocy 400 MW – TG Kondratki, TG Zambrów, TG Ciechanów, TG Włocławek, TG Szamotuły.

W 2020 r. polskim odcinkiem gazociągu Jamał-Europa przesłano paliwa gazowe w ilości 356 TWh, z czego w Punkcie Wzajemnego Połączenia odebrano 58,9 TWh na potrzeby krajowe. W ramach przesyłania zwrotnego (dotyczy punktu wejścia Mallnow–rewers) dostarczono paliwa gazowe w ilości wynoszącej 31,5 TWh.

5.1.2. Planowane lub będące w budowie zdolności przesyłowe – informacje o postępach w rozwoju infrastruktury liniowej (rozbudowa systemu), w tym wykorzystanie środków UE

Rozbudowa infrastruktury gazowej, w szczególności połączeń międzysystemowych, oraz budowa nowych źródeł importu stanowi jeden z głównych elementów przyczyniających się do zwiększenia poziomu bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych do kraju, a tym samym do odbiorców końcowych. OSP konsekwentnie realizuje inwestycje związane z rozbudową i modernizacją wewnętrznego systemu przesyłowego, w szczególności w zakresie możliwości rozpływów paliw gazowych dostarczanych do terminalu LNG w Świnoujściu oraz budową nowych połączeń z systemami krajów sąsiednich, które stanowią narzędzie zwiększenia integracji z państwami członkowskimi UE.

Wypełniając obowiązek ustawowy wynikający z art. 16 ust. 1 i ust. 2 ustawy – *Prawo energetyczne*, operator systemu przesyłowego sporządza, dla obszaru swojego działania, plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na okres 10 lat. Plan ten podlega aktualizacji co dwa lata. W 2020 r. obowiązywał, uzgodniony w dniu 27 sierpnia 2019 r. przez Prezesa URE *Krajowy Dziesięcioletni Planu Rozwoju Systemu Przesyłowego w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2020-2029*.

Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju, zgodnie z przyjętymi w *Polityce energetycznej Polski do 2040 r.* celami w zakresie bezpieczeństwa energetycznego Państwa, zakłada kontynuację rozbudowy krajowego systemu przesyłowego oraz budowę alternatywnych kierunków dostaw paliw gazowych do kraju.

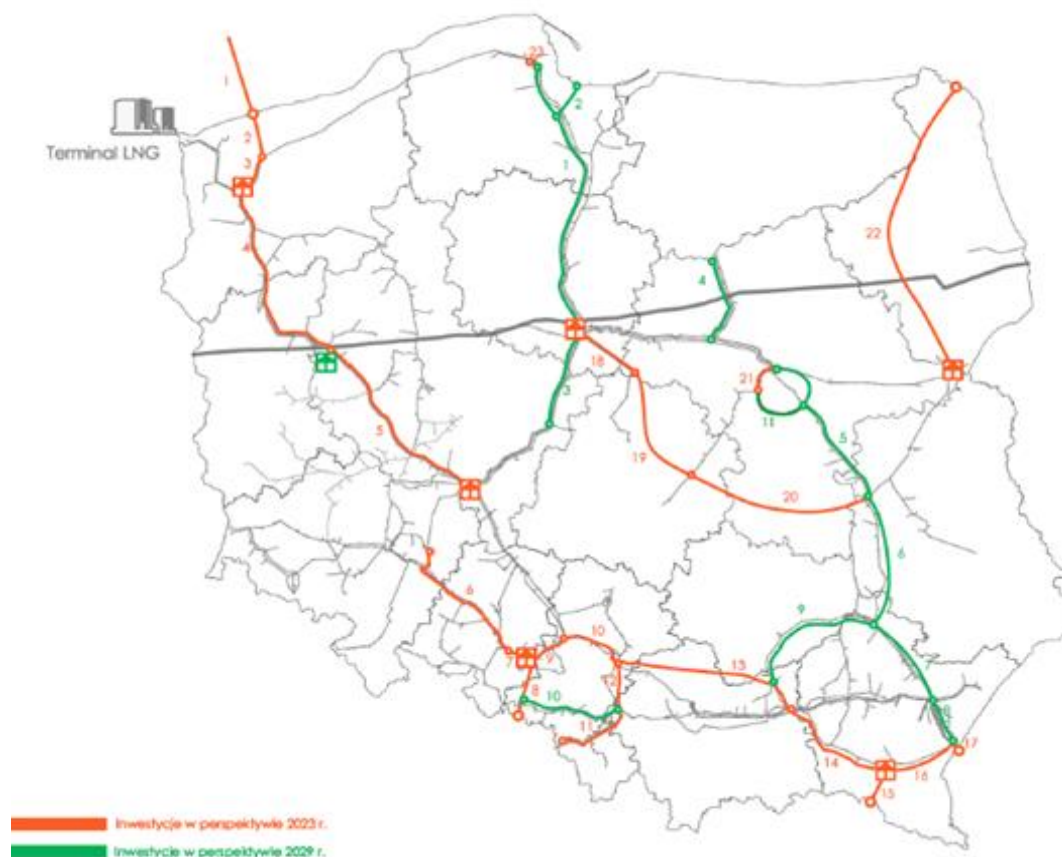
W 2020 r. OGP Gaz-System S.A. realizował zadania inwestycyjne ujęte w długoterminowych planach rozwoju spółki podzielone na dwie perspektywy:

- Perspektywa 2023 – obejmująca kontynuację rozpoczętych programów inwestycyjnych zdefiniowanych w Planie Rozwoju na lata 2018-2027, związanych w szczególności z budową gazowego Korytarza Północ-Południe oraz integracji rynku gazu państw bałtyckich z rynkiem gazu w Europie Środkowo-Wschodniej;
- Perspektywa 2029 – uwzględniająca zadania inwestycyjne, których realizacja będzie zależna od stopnia rozwoju rynków gazu ziemnego w Polsce i w regionie.

W perspektywie do 2029 r. ujęte zostały następujące inwestycje:

- gazociąg Kolnik-Gustorzyn,
- gazociąg Kolnik-Reszki,
- gazociąg Goleniów-Płoty,
- gazociąg Adamów-Gustorzyn,
- gazociąg Płońsk-Uniszki Zawadzkie,
- gazociąg Warszawa Północ-Wronów,
- gazociąg Jarosław-Rozwadów,
- gazociąg Hermanowice-Jarosław,
- gazociąg Swarzów-Zborów-Rozwadów,
- gazociąg Racibórz-Oświęcim,
- gazociąg Mory-Wola Karczevska.

Rysunek 12. Inwestycje planowane do realizacji przez OGP Gaz-System S.A. w latach 2020-2029.



Źródło: OGP Gaz-System S.A. –Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2020-2029 – wyciąg kwiecień 2019 r.

Na przełomie 2020/2021 r. OGP Gaz-System S.A. rozpoczął prace nad aktualizacją Krajowego Dziesięcioletniego Planu Rozwoju Systemu Przesyłowego. W ich efekcie, w marcu 2021 r. do uzgodnień z Prezesem URE przekazany został nowy Plan rozwoju na lata 2022-2031.

5.1.2.1. Utrzymanie i rozbudowa systemu przesyłowego wewnątrz kraju

Operator systemu przesyłowego w 2020 r. , realizował zadania modernizacyjno-odtworzeniowe mające na celu przede wszystkim wymianę wyeksploatowanych elementów systemu, a także poprawę funkcjonowania systemu przesyłowego oraz zadania remontowe. Działania modernizacyjne mają na celu zwiększenie bezpieczeństwa funkcjonowania sieci przesyłowej. W ramach planu remontowego w 2020 r. zrealizowane zostały 142 zadania z planowanych 191 zadań, co stanowi 74,3% planu. OSP łącznie przeznaczył na prace remontowe kwotę ok. 58,4 mln PLN.

Oprócz działań w zakresie bieżącego utrzymania sieci, operator kontynuował prace w zakresie rozbudowy krajowego systemu przesyłowego oraz budowy połączeń międzysystemowych.

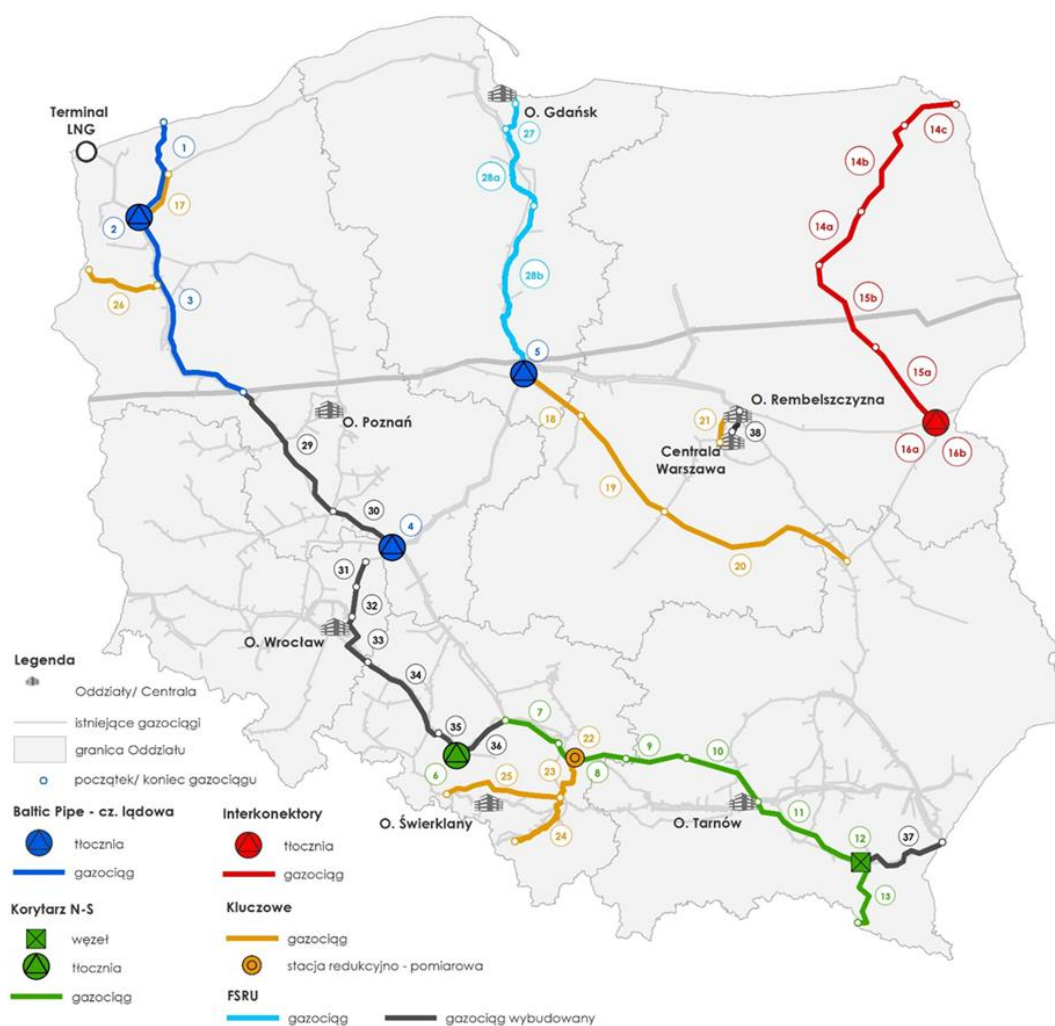
Według stanu na dzień 31 grudnia 2020 r. spółka OGP Gaz-System S.A. prowadziła inwestycje w zakresie rozbudowy systemu przesyłowego na różnym poziomie zaawansowania, tj. w fazie:

- 1) realizacji – obejmującej okres od zawarcia umowy na wykonanie robót budowlanych do przekazania gazociągu do eksploatacji:
 - gazociąg Szczecin-Gdańsk (etap V Goleniów-Płoty),
 - budowa tłoczni Kędzierzyn-Koźle,
 - gazociąg Tworóg-Tworzeń,
 - gazociąg Pogórska Wola-Tworzeń,
 - gazociąg Strachocina-Pogórska Wola,
 - budowa tłoczni Strachocina (etap I – węzeł),
 - połączenie międzysystemowe Polska-Słowacja,
 - połączenie międzysystemowe Polska-Litwa,
 - budowa przyłącza do obiektu Elektrociepłowni Żerań;
- 2) projektowania – od decyzji o rozpoczęciu prac projektowych do podpisania umowy na projektowanie gazociągu oraz obejmująca etap pozyskiwania decyzji administracyjnych:
 - gazociąg Gustorzyn-Wronów (etap I Gustorzyn-Leśniewice),
 - gazociąg Gustorzyn-Wronów (etap II Leśniewice-Rawa Mazowiecka),
 - gazociąg Gustorzyn-Wronów (etap III Rawa Mazowiecka-Wronów),
 - gazociąg Rembelszczyzna-Mory,
 - budowa systemowej stacji redukcyjno-pomiarowej Tworzeń (etap I)
 - gazociąg Oświęcim-Tworzeń wraz z systemową stacją redukcyjno-pomiarową Oświęcim (etap II),
 - gazociąg Skoczów-Komorowice-Oświęcim (etap III),
 - gazociąg Racibórz-Oświęcim wraz ze systemową stacją redukcyjno-pomiarową Suszec oraz odgałęzieniem DN300,
 - przyłączenie do sieci przesyłowej Elektrowni Dolna Odra;
- 3) przetargu (dokumentacja) – od ogłoszenia postępowania na opracowanie dokumentacji projektowej do podpisania umowy z projektantem:
 - gazociąg Płońsk-Olsztyn-Gdańsk (etap I, KolnikBogatka).

W 2020 r. wybudowano nowe gazociągi przesyłowe o łącznej długości ponad 267,6 km, w tym:

- gazociąg Hermanowice-Strachocina w województwie podkarpackim o długości 71,7 km i średnicy DN 700,
- gazociąg Brzeg-Zębice-Kielczów (odcinek I gazociągu Zdieszowice-Wrocław) w województwie opolskim i województwie dolnośląskim o długości 49,1 km i średnicy DN 1000,
- gazociąg Brzeg-Zębice-Kielczów (odcinek II gazociągu Zdieszowice-Wrocław) w województwie opolskim i województwie dolnośląskim o długości 84,8 km i średnicy DN 1000,
- gazociąg Tworóg-Kędzierzyn w województwie opolskim i województwie śląskim o długości 43,4 km i średnicy DN 1000.

Rysunek. 13. Inwestycje strategiczne realizowane przez OGP Gaz-System S.A. – stan na dzień 31 grudnia 2020 r.



Źródło: OGP Gaz-System S.A.

W 2020 r. spółka OGP Gaz-System S.A. kontynuowała rozbudowę krajowego systemu przesyłowego w ramach projektów związanych z dywersyfikacją dostaw paliw gazowych, na które otrzymała dofinansowanie z budżetu UE w ramach POIiŚ na lata 2014-2020 oraz z Instrumentu „Łącząc Europę”. W 2020 r. OGP Gaz-System S.A. nie zawarł nowych umów na dofinansowanie z środków UE. Prowadzone były natomiast działania w zakresie rozliczenia inwestycji, które otrzymały dofinansowanie, tj. 9 projektów w ramach POIiŚ 2014-2020. Dofinansowanie w ubiegłych latach otrzymało 10 projektów na łączną kwotę ponad 26 mld PLN. Do końca 2020 r. ukończono realizację 8 dofinansowanych projektów.

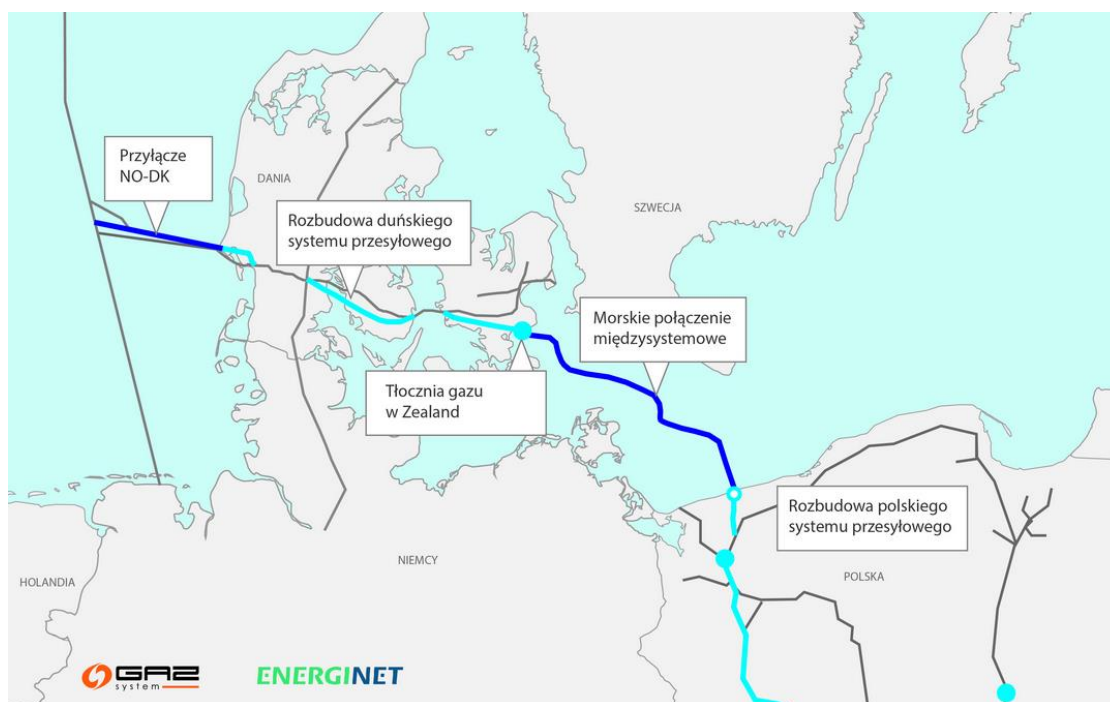
5.1.2.2. Rozbudowa połączeń międzysystemowych

OSP, poza rozbudową krajowego systemu przesyłowego, prowadzi również projekty rozwoju połączeń międzysystemowych z krajami ościennymi. Do takich projektów należy budowa połączenia Polska-Litwa oraz Polska-Słowacja. Realizacja powyższych połączeń międzysystemowych umożliwi integrację europejskich systemów gazowych i dalszą budowę wspólnego rynku paliw gazowych. Oba projekty budowy połączeń międzysystemowych, jak również budowa gazociągu Baltic Pipe i rozbudowa terminalu LNG w Świnoujściu wpisują się w realizację budowy korytarza gazowego Północ-Południe, jednej z priorytetowych koncepcji infrastrukturalnych UE.

Budowa gazociągu Baltic Pipe o planowanych zdolnościach przesyłowych do 109,72 TWh/rok w kierunku Polski obejmuje budowę połączenia gazowego z Polski przez Danię ze złożami na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Baltic Pipe umożliwi zwiększenie dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego nie tylko dla Polski, ale również dla regionu Europy Środkowej (Czech, Słowacji oraz Ukrainy) oraz regionu Morza Bałtyckiego (Dania, Szwecja, Litwa, Łotwa, Estonia). Projekt Baltic Pipe obejmuje:

- budowę połączenia podmorskiego systemów gazowych Norwegii i Danii,
- rozbudowę duńskiego systemu przesyłowego (z Zachodu na Wschód),
- budowę tłoczni gazu na terytorium Danii,
- budowę gazociągu podmorskiego łączącego duński i polski system przesyłowy,
- rozbudowę polskiego systemu przesyłowego:
 - budowę gazociągu łączącego gazociąg podmorski z krajowym systemem przesyłowym,
 - budowę gazociągu Goleniów-Lwówek,
 - rozbudowę tłoczni Goleniów,
 - rozbudowa tłoczni Odolanów,
 - budowę tłoczni Gustorzyn.

Rysunek 14. Mapa projektu Baltic Pipe



Źródło: OGP Gaz-System S.A.

Oddanie inwestycji do użytkowania i rozpoczęcie przesyłania paliw gazowych zaplanowane jest na 1 października 2022 r. W raportowanym 2020 r. projekt prowadzony był zgodnie z założonym harmonogramem prac i nie występowały opóźnienia w realizacji mogące wpłynąć na termin oddania inwestycji do użytkowania.

W styczniu 2020 r. OGP Gaz-System S.A. uzyskał decyzję lokalizacyjną dla części morskiej oraz lądowej w Polsce, a w kwietniu 2020 r. pozwolenie na budowę, zarówno dla części morskiej, jak i lądowej. Z końcem kwietnia 2020 r. podpisana została również umowa na realizację robót budowlanych na lądzie i morzu z firmą Saipem Limited.

Pozwolenie na budowę gazociągu podmorskiego w duńskiej strefie Bałtyku wydane zostało w październiku 2019 r. .

Na przełomie sierpnia i września 2020 r. uzyskano niezbędne decyzje / uzgodnienia organów duńskich, szwedzkich oraz polskich na wykonywanie badań wykrywających UXO (niewybuchy, wraki, niezidentyfikowane obiekty na dnie morza) na wodach znajdujących się pod jurysdykcją ww. krajów. W efekcie, jeszcze w tym samym roku, usunięto UXO wykryte w obszarze morskim Danii i Polski.

W zakresie infrastruktury lądowej w 2020 r. uzyskano komplet decyzji administracyjnych oraz pozwolenia na budowę dla:

- gazociągu Goleniów-Lwówek etap I i II – w styczniu i lutym 2020 r.;
- gazociągu łączącego gazociąg podmorski z krajowym systemem przesyłowym:

- dla części obiektowej: Etap I – Terminal Konarzewo, Etap II – Węzeł Płoty – w lutym 2020 r.,
- dla części liniowej: Etap I – gazociąg od zespołu zaporowego do Terminalu Konarzewo DN900, Etap II – gazociąg od Terminalu Konarzewo do Węzła Płoty DN1000, Etap III – gazociąg Węzeł Płoty-tłocznia Goleniów DN1000 – w marcu 2020 r.,
- ponadto we wrześniu 2020 r. rozpoczęto roboty budowlane.

W marcu 2020 r. zatwierdzono komplet Projektów Wykonawczych dla gazociągu łączącego, a w maju 2020 r. dla gazociągu Goleniów-Lwówek oraz tłoczni gazu Goleniów, Odolanów i Gustorzyn. Rozpoczęcie prac budowlanych dla gazociągu Goleniów-Lwówek nastąpiło w sierpniu 2020 r., dla gazociągu łączącego we wrześniu 2020 r., a dla wszystkich trzech tłoczni w grudniu 2020 r.

W 2020 r. spółka OGP Gaz-System S.A. kontynuowała działania w zakresie zawartej umowy na dofinansowanie realizacji zadania: „*Prace budowlane dla klastra infrastrukturalnego 8.3 w ramach projektów o znaczeniu wspólnotowym (PCI)*” ze środków unijnego instrumentu finansowego „Łącząc Europę” – (CEF Energy), z wartością dofinansowania wynoszącą 215 mln EUR. Łączna wartość dofinansowania z UE, w ramach wszystkich zawartych umów, obejmujących także prace projektowe realizowane w Polsce, Danii oraz dotyczące odcinka podmorskiego, wynosi 266,8 mln EUR.

W 2020 r. kontynuował działalność, powołany zarządzeniem Prezesa Rady Ministrów, *Międzyresortowy Zespół do spraw kluczowych inwestycji w zakresie strategicznej infrastruktury energetycznej*.⁵ W okresie sprawozdawczym dokonano zmiany zarządzenia w sprawie niniejszego Zespołu. Zakres prac Zespołu został rozszerzony o projekt budowy pływającego terminalu LNG w Zatoce Gdańskiej (tzw. FSRU) oraz projekt budowy rurociągu ropy naftowej Gdańsk-Płock.

Zadaniem Zespołu jest koordynacja działań poszczególnych organów administracji związanych z realizacją projektów objętych monitoringiem, tj. projektu budowy gazociągu Baltic Pipe, rozbudowy terminalu LNG w Świnoujściu, a od 2020 r. także projektu budowy FSRU oraz rurociągu ropy naftowej Gdańsk-Płock. Przewodniczącym Zespołu jest Pełnomocnik Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej.

⁵ Zarządzenie nr 171 Prezesa Rady Ministrów z dnia 14 listopada 2017 r. w sprawie Międzyresortowego Zespołu do spraw kluczowych inwestycji w zakresie strategicznej infrastruktury energetycznej (M.P. z 2020 r. poz. 567).

W 2020 r. odbyło się 1 posiedzenie Zespołu, którego celem było monitorowanie postępu prac oraz koordynowanie terminowej realizacji inwestycji, zgodnie z przyjętym harmonogramem.

Budowa połączenia międzysystemowego Polska-Litwa (GIPL)



Źródło: OGP Gaz-System S.A.

Planowana zdolność przesyłowa projektowanego połączenia międzysystemowego pomiędzy Polską a Litwą (*Gas Interconnector Poland Lithuania*, tzw. GIPL) szacowana jest na 26,33 TWh/rok w kierunku Litwy oraz 20,85 TWh/rok w kierunku Polski.

Gazociąg przebiegać będzie przez województwa mazowieckie, podlaskie i warmińsko-mazurskie, tj. przez obszary ze słabo rozwiniętą infrastrukturą gazową. Tym samym realizacja projektu GIPL, połączona z rozwojem sieci dystrybucyjnej, zwiększy możliwości dostępu do paliw gazowych w północno-wschodniej Polsce. W szczególności, dzięki przyłączeniu do projektowanego gazociągu przesyłowego, w punkcie wejścia w Zambrowie, gazociągu dystrybucyjnego relacji Wólka Radzyminska-Białystok, możliwa będzie eliminacja problemu z zasilaniem w paliwa gazowe obszaru Białegostoku (zdiagnozowanego w 2016 r.).

Projekt połączenia międzysystemowego Polska-Litwa obejmuje budowę:

- odcinka północnego Rudka Skroda-granica RP (faza realizacji – trwają prace budowlane),
- odcinka południowego Hołowczyce-Rudka Skroda (faza realizacji – trwają prace budowlane),
- przystosowanie tłoczni gazu Hołowczyce do sprężania gazu ziemnego do ciśnienia 8,4 MPa (faza projektowania).

Oddanie do użytkowania połączenia międzysystemowego Polska-Litwa planowane jest w 2022 r.

W lipcu 2020 r. spółka OGP Gaz-System S.A. podpisała ostatnie niezbędne umowy na wykonanie robót budowlanych na całym odcinku planowanego połączenia gazowego z Litwą.

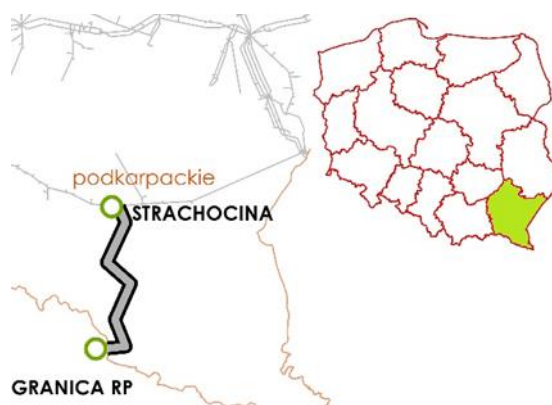
Ważnym elementem projektu połączenia gazowego Polska-Litwa jest tłocznia gazu ziemnego w Gustorzynie. Z uwagi na charakterystykę pracy systemu przesyłowego i planowane zwiększenie dostaw gazu ziemnego z kierunku północnego, tłocznia gazu ziemnego w Gustorzynie stanowi również ważny element dla projektu Baltic Pipe. Tłocznia ta odpowiadać będzie za umożliwienie rozprowadzenia gazu ziemnego m.in. z Norwegii (Baltic Pipe) w kierunku tłoczni, a następnie skierowania gazu ziemnego m.in. w kierunku Litwy (gazociąg GIPL). Budowa tłoczni gazu ziemnego w Gustorzynie umożliwi również OSP elastyczne sterowanie przepływami i przesyłem gazu ziemnego do odbiorców w całej Polsce, jak również do krajów sąsiadujących. W lutym 2020 r. Wojewoda Kujawsko-Pomorski wydał pozwolenie na budowę tłoczni gazu ziemnego w Gustorzynie, natomiast pod koniec 2020 r. OGP Gaz-System S.A. zawarł umowy z wykonawcą robót budowlanych oraz nadzoru inwestorskiego budowy tej tłoczni.

W okresie od dnia 4 listopada do dnia 7 grudnia 2020 r. OGP Gaz-System S.A. wspólnie z litewskim operatorem AB Amber Grid, prowadzili niewiązącą procedurę badania rynku w ramach gazowego połączenia międzysystemowego Polska-Litwa. Celem procedury było uzyskanie dodatkowych informacji od uczestników rynku na temat możliwości rozwoju usług w związku z nowymi zdolnościami przesyłowymi GIPL. Duże zainteresowanie procedurą badania rynku pokazało, że projekt GIPL może odegrać ważną rolę w rozwoju konkurencyjnego rynku energii w regionie oraz w procesie integracji regionalnego rynku gazu ziemnego.

Projekt połączenia międzysystemowego Polska-Litwa objęty został dofinansowaniem z instrumentu finansowego CEF-Energy na prace budowlane (aktualnie realizowane) w wysokości 266,5 mln EUR (w tym dla OGP Gaz-System S.A. – 208,5 mln EUR) oraz na prace, które zostały ukończone i rozliczone z ostateczną kwotą dofinansowania dla GAZ-SYSTEM w wysokości 3,3 mln EUR.

Ponadto, projekt znalazł się na czwartej liście kluczowych projektów w sektorze energetycznym, otrzymując status projektu PCI w ramach „*Planu działań w zakresie połączeń międzysystemowych na rynku energii państw bałtyckich dla gazu*”.

Budowa połączenia międzysystemowego Polska-Słowacja



Źródło: OGP Gaz-System S.A.

Projekt połączenia międzysystemowego pomiędzy Polską a Słowacją realizowany jest przez spółkę OGP Gaz-System S.A., we współpracy ze słowackim operatorem systemu przesyłowego – spółką Eustream A.S.

Planowane zdolności przesyłowe na połączeniu Polska-Słowacja szacowane są na 62,54 TWh/rok w kierunku Polski oraz 51,57 TWh/rok w kierunku Słowacji.

Niezbędna dla funkcjonowania połączenia infrastruktura przewidziana do budowy na terytorium Polski to:

- gazociąg Tworóg-Tworzeń (w fazie realizacji),
- gazociąg Pogórska Wola-Tworzeń (w fazie realizacji),
- gazociąg Strachocina-Pogórska Wola (w fazie realizacji),
- gazociąg Strachocina-granica Polski (w fazie realizacji),
- tłocznia Strachocina - projekt odłożony w czasie (decyzja o realizacji ma zostać podjęta najpóźniej do 2023 r.). Obecnie realizowany jest projekt budowy węzła Strachocina, którego realizacja ma zostać zakończona w 2021 r.

Oddanie do użytkowania gazociągu Polska-Słowacja planowane jest na luty 2022 r. We wrześniu 2019 r., po stronie polskiej rozpoczęto budowę gazociągu Polska-Słowacja (Strachocina-granica Polski), a w listopadzie tego samego roku uzyskano zamienne pozwolenie na budowę dla odcinków alternatywnych.

W 2020 r., w ramach realizacji gazowego połączenia międzysystemowego Polska-Słowacja, kontynuowano prace budowlane. Zakończenie prac po stronie polskiej planowane jest w 2022 r.

Projekt połączenia międzysystemowego Polska-Słowacja otrzymał w 2014 i 2017 r. dofinansowanie z instrumentu finansowego „Łącząc Europę” w sektorze energii (CEF-Energy),

kolejno na prace przygotowawcze (działanie zostało ukończone, a dofinansowanie rozliczone w kwocie 2,8 mln EUR, z czego 0,6 mln przypadło GAZ-SYSTEM), a następnie na prace budowlane w aktualnej wysokości 97,3 mln EUR. Środki przypadające OGP Gaz-System S.A. w ramach umowy na dofinansowanie prac budowlanych wynoszą 45,3 mln EUR. Ponadto w 2019 r. projekt znalazł się na czwartej liście kluczowych projektów w sektorze energetycznym, otrzymując status PCI w ramach korytarza gazowego Północ-Południe w Europie Środkowej i Wschodniej.

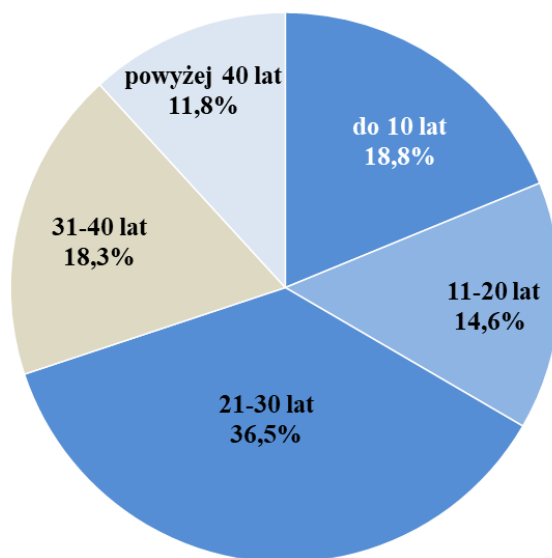
5.2. System dystrybucyjny gazowy

5.2.1. Stan istniejącej infrastruktury

Według stanu na dzień 31 grudnia 2020 r. na terytorium RP funkcjonowało 51 operatorów systemów dystrybucyjnych wyznaczonych w drodze decyzji przez Prezesa URE, w tym 1 prawnie wydzielony – podlegający wymogom prawnego i funkcjonalnego wydzielenia od innych rodzajów działalności – PSG sp. z o.o.

Spółka PSG sp. z o.o. to największy operator, zarządzający w 2020 r. 94,6% sieci dystrybucyjnych w Polsce, których łączna długość na obszarze kraju wraz z przyłączami wynosi 206,3 tys. km. PSG sp. z o.o. wchodzi w skład GK PGNiG i w 2020 r. prowadziła działalność w oparciu o siedemnaście Oddziałów Zakładów Gazowniczych, świadcząc usługi dystrybucji paliw gazowych łącznie w 1 666 gminach na terenie całego kraju. W 2020 r. PSG sp. z o.o. dostarczyła do odbiorców 125,9 TWh paliw gazowych.

Rysunek 15. Struktura wiekowa gazociągów dystrybucyjnych według stanu na dzień 31 grudnia 2020.



Źródło: Badania statystyczne Ministra Klimatu i Środowiska.

5.2.2. Planowane lub będące w budowie zdolności systemu dystrybucyjnego gazowego, w tym wykorzystanie środków UE

W 2020 r. stopień gazyfikacji kraju wzrósł i osiągnął poziom 72%. W 2020 r. oddanych do użytkowania zostało łącznie prawie 3,6 tys. km sieci dystrybucyjnych, z czego ponad 94% przypada na PSG sp. z o.o. Systematyczny wzrost zapotrzebowania na paliwa gazowe determinuje dalsze prace zmierzające do dalszego zwiększania poziomu gazyfikacji kraju. Dostępność paliw gazowych wpływa pośrednio na rozwój sektora przemysłowego (lokalizacja większych zakładów przemysłowych), a tym samym rozwój gospodarczy oraz wyrównywanie różnic cywilizacyjnych oraz wspiera działania rządu w walce z niską emisją.

Zgodnie z art. 16 ust. 4 ustawy – *Prawo energetyczne* operator systemu dystrybucyjnego gazowego sporządza plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na okres nie krótszy niż 5 lat. W 2020 r. obowiązywał, uzgodniony z Prezesem *Plan rozwoju PSG sp. z o.o. w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2020-2024*, w części dotyczącej dystrybucji paliw gazowych.

W grudniu 2019 r. PSG sp. z o.o. złożyła wniosek do Prezesa URE o uzgodnienie aktualizacji projektu planu rozwoju, w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2020-2024. Prezes URE w dniu 27 lipca 2020 r. uzgodnił aktualizację projektu *Planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego*

zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2020-2024, w części dotyczącej dystrybucji paliw gazowych, przy czym poziom nakładów inwestycyjnych uzgodniono na lata 2021-2024.

Uzgodniony z prezesem URE zaktualizowany plan rozwoju PSG sp. z o.o. przewiduje w horyzoncie 2020-2024 m.in.:

- budowę ok. 362 tys. nowych przyłączy,
- budowę 679 nowych stacji redukcyjno-pomiarowych (w tym 42 to stacje I stopnia, a pozostałe II stopnia),
- budowę 10 nowych stacji LNG,
- budowę tłoczni gazu,
- instalację ok. 381 tys. nowych gazomierzy i układów pomiarowych dla nowych odbiorców,
- realizację 3 701 zadań modernizacyjnych.

Ponadto, projekt planu rozwoju PSG sp. z o.o. zakłada wzrost wolumenu paliw gazowych dystrybuowanych w 2024 r. o ok. 11,4% w stosunku do 2019 r.

Konsekwentnie realizowany jest „Program przyspieszenia inwestycji w sieć gazową Polski realizowanego przez PSG sp. z o.o. w latach 2018-2022”. Docelowo Program zakłada uruchomienie usług dystrybucji paliw gazowych w 300 nowych gminach w Polsce oraz wzrost stopnia gazyfikacji kraju do 76%. Przewidziane w nim zadania obejmują budowę nowych sieci dystrybucyjnych na terenach niezgazyfikowanych, jak również realizację inwestycji w zakresie gazociągów wysokiego ciśnienia, które zlikwidują istniejące obecnie ograniczenia na wejściu do systemu dystrybucyjnego gazowego, w celu umożliwienia przyłączania nowych odbiorców.

W ramach realizacji Programu spółka PSG sp. z o.o. do dnia 31 grudnia 2020 r. uruchomiła usługi dystrybucji w 71 gminach. Od początku realizacji Programu zgazyfikowanych zostało łącznie 185 gmin. Dodatkowo w ramach Programu PSG sp. z o.o. prowadzi realizację 9 inwestycji (budowa 8 gazociągów wysokiego ciśnienia oraz przyłącza w Zambrowie), które zlikwidują istniejące obecnie ograniczenia na wejściu do systemu dystrybucyjnego gazowego, jak również umożliwią dostawę paliw gazowych z terminalu LNG w Świnoujściu do możliwie największej grupy odbiorców końcowych. Ze względu na strategiczne znaczenie, zarówno dla rozwoju sieci dystrybucyjnej, jak i sieci przesyłowej (efektywny rozptył gazu ziemnego pochodzącego z terminalu LNG w Świnoujściu), realizowane przez PSG sp. z o.o. inwestycje związane z likwidacją ograniczeń przesyłowych, objęte są reżimem ustawy z dnia 24 kwietnia 2009 r. o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu. W 2020 r. wszystkie

9 kluczowych inwestycji realizowanych przez PSG sp. z o.o. ujętych w ustawie terminalowej znajdowało się w fazie projektowania.

W celu zapewnienie wszystkim odbiorcom końcowym niezakłóconego dostępu do energii elektrycznej oraz ciepła, w katalogu inwestycji towarzyszących terminalowi LNG w Świnoujściu ujęte są również inwestycje polegające na budowie przyłączy do największych odbiorców gazu ziemnego na potrzeby wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła w jednostkach wytwórczych lub kogeneracyjnych (jednoczesne wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej), są to:

- budowa przyłącza gazowego do Ciepłowni Kawęczyn w Warszawie wraz z infrastrukturą niezbędną do jego obsługi na terenie województwa mazowieckiego,
- budowa przyłącza gazowego do Elektrociepłowni Siekierki w Warszawie wraz z infrastrukturą niezbędną do jego obsługi na terenie województwa mazowieckiego.

Projekt rozbudowy i modernizacji gazowej sieci dystrybucyjnej wpisuje się w kluczowe plany określone w *Strategii na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju do roku 2020 (z perspektywą do 2030 r.)* oraz w *Polityce energetycznej Polski do 2040 r.*, a także przyczynia się do realizacji Programu Priorytetowego „Czyste powietrze”. Konsekwentnie rozbudowywana krajowa sieć dystrybucyjna gazowa przyczyni się również do zapewnienia rozplywów paliw gazowych z gazociągu Baltic Pipe i dostaw paliw gazowych do większej liczby odbiorców.

W celu poprawy parametrów zasilania w gaz ziemny rejonu Białegostoku⁶, spółki PSG sp. z o.o. i OGP Gaz-System S.A. realizują inwestycję umożliwiającą przyłączenie sieci dystrybucyjnej gazowej do budowanego gazociągu przesyłowego Polska-Litwa (GIPL). Projekt zakłada wybudowanie czterech nowych punktów wyjścia z systemu przesyłowego: Zambrów, Konopki, Kuków oraz Czyżew. W pierwszej kolejności realizowane jest przyłączenie w Zambrowie.

Wykorzystywanym obecnie rozwiązaniem, zapewniającym lokalne bezpieczeństwo energetyczne, jest funkcjonowanie stacji LNG małej skali o mocy regazyfikacyjnej 5 000 m³/h. PSG sp. z o.o. realizuje inwestycję rozbudowy istniejącej stacji LNG w Białymstoku do mocy 10 000 m³/h. Oddanie rozbudowanej stacji LNG planowane jest na III kw. 2021 r.

W 2020 r. w obszarze dystrybucji (projekty z zakresu budowy i modernizacji sieci dystrybucyjnych gazu ziemnego) kontynuowano realizację 16 projektów objętych umowami

⁶ Problem z zasilaniem rejonu Białegostoku w gaz ziemny w przypadku wstrzymania przesyłu z kierunku wschodniego (w szczególności w okresie zimowym) został zdiagnozowany w 2016 r., a rozbudowa sieci gazowej niezbędnej do zasilenia regionu została wpisana do opracowanego w Ministerstwie Energii Planu działań zapobiegawczych, z terminem realizacji do 2021 r. (brak możliwości dostarczenia wystarczających ilości gazu ziemnego z kierunku Wólki Radzymańskiej ze względu na zbyt niskie ciśnienie).

o dofinansowanie z budżetu UE w ramach POIiŚ na lata 2014-2020, z szacowaną łączną kwotą wsparcia finansowego w wysokości ok. 286,79 mln PLN, w tym 10 projektów zgłoszonych przez PSG sp. z o.o., 3 projekty zgłoszone przez spółkę DUON Dystrybucja S.A., 2 projekty zgłoszone przez spółkę SIME Polska sp. z o.o. oraz 1 projekt spółki EWE Energia sp. z o.o.

5.3. System magazynowania paliw gazowych

Funkcję operatora systemu magazynowania (OSM) pełni spółka Gas Storage Poland sp. z o.o. (należąca do GK PGNiG) wyznaczona decyzją Prezesa URE na okres do dnia 31 maja 2022 r.

W Polsce funkcjonuje siedem podziemnych magazynów gazu ziemnego wysokometanowego, współpracujących z gazowym systemem przesyłowym:

- magazyny w szcerpanych złożach gazu ziemnego: PMG Husów, PMG Wierzchowice, PMG Swarzów, PMG Brzeźnica oraz PMG Strachocina,
- magazyny w kawernach solnych: KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo.

Oprócz ww. magazynów gazu ziemnego wysokometanowego, funkcjonują dwa magazyny gazu ziemnego zaazotowanego, zarządzane przez spółkę PGNiG S.A.: PMG Daszewo i PMG Bonikowo. Magazyny te służą do stabilizacji wydobycia gazu ziemnego zaazotowanego.

OSM odpowiedzialny jest za zapewnienie funkcjonowania instalacji magazynowych, świadczenie usług magazynowania oraz eksploatację, konserwację, remonty instalacji i urządzeń magazynowych. OSM oferuje usługi magazynowania, zarówno w formie pakietów, jak i usług rozdzielonych. Usługi magazynowania świadczone są przez OSM:

- w instalacji magazynowej PMG Wierzchowice,
- z wykorzystaniem 2 grup instalacji magazynowych (GIM), tj.:
 - GIM Sanok obejmująca instalacje magazynowe: PMG Husów, PMG Strachocina, PMG Swarzów oraz PMG Brzeźnica,
 - GIM Kawerna obejmująca instalacje magazynowe: KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo.

Rysunek 16. Mapa rozmieszczenia podziemnych magazynów gazu ziemnego wysokometanowego w Polsce.



Źródło: PGNiG S.A.

Spółka stale modyfikuje zasady świadczenia usług i udostępniania pojemności i moce instalacji magazynowych, aby dostosować je do potrzeb uczestników rynku przy optymalnym wykorzystywaniu instalacji magazynowych. W 2020 r. obowiązywał Regulamin Świadczenia Usług Magazynowania z dnia 17 października 2019 r. W dniu 10 grudnia 2020 r. zatwierdzony został, po konsultacjach publicznych przeprowadzonych w okresie od dnia 30 października 2020 r. do dnia 13 listopada 2020 r., nowy Regulamin Świadczenia Usług Magazynowania. Nowy regulamin obowiązuje od początku doby gazowej rozpoczętej w dniu 29 grudnia 2020 r.

5.3.1. Stan istniejącej infrastruktury magazynowej

Według stanu na koniec 2020 r., całkowita dostępna pojemność czynna podziemnych magazynów gazu ziemnego wysokometanowego wynosiła 35,6 TWh, co odpowiada ok. 16,7% rocznego zużycia gazu ziemnego w Polsce. Natomiast pojemność czynna podziemnych magazynów gazu ziemnego zaazotowanego wyniosła 2,09 TWh. W wyniku rozbudowy PMG Wierzchowice, pojemność czynna podziemnych magazynów gazu ziemnego wzrosła o 1,36 TWh, w stosunku do roku poprzedniego.,.

Tabela 4. Pojemności czynne podziemnych magazynów gazu ziemnego wysokometanowego (stan na dzień 31 grudnia 2020 r.).

Instalacja magazynowa	Rodzaj	Pojemność czynna [w GWh]
Mogilno	kawerny solne	6 521,4
Kosakowo	kawerny solne	2 669,3
Wierzchowice	złoże wyeksploatowane	14 560
Husów	złoże wyeksploatowane	5 625
Strachocina	złoże wyeksploatowane	4 050
Swarzów	złoże wyeksploatowane	1 008
Brzeźnica	złoże wyeksploatowane	1 125
Razem		35 558,7

Źródło: Opracowanie własne Ministerstwa Klimatu i Środowiska na podstawie danych PGNiG S.A.

5.3.2. Planowane lub będące w budowie pojemności magazynowe

W 2020 r. spółka PGNiG S.A. w ramach „Programu rozwoju pojemności czynnej PMG” kontynuowała działania w zakresie rozbudowy KPMG Kosakowo. Celem projektu jest stabilizacja zasilania w paliwa gazowe rejonu północnej Polski. Po zakończeniu inwestycji, w 2021 r., pojemność czynna instalacji magazynowej osiągnie ok. 3,24 TWh.

W 2020 r. kontynuowano budowę klastra B magazynu – zakończono proces ługowania dwóch ostatnich komór oraz rozpoczęto działania związane z pierwszym ich napełnieniem gazem ziemnym. Oddanie komór do eksploatacji planowane jest na wrzesień 2021 r.

Obserwowany, na przestrzeni ostatnich lat, wzrost importu paliw gazowych na potrzeby pokrycia zwiększającego się zapotrzebowania odbiorców, zwiększa wrażliwość systemu gazowego na wszelkie zakłócenia w dostawach. Przewidziany w ustawie o zapasach mechanizm minimalizuje ryzyko takich zakłóceń, poprzez powiązanie wymiaru zapasów obowiązkowych gazu ziemnego z wielkością dokonywanego przywozu. Jednak również istotnym elementem zapewnienia bezpiecznych dostaw paliw gazowych do odbiorców są wystarczające pojemności magazynowe, w których mogłyby zostać ulokowane zapasy obowiązkowe oraz zapasy handlowe przed rozpoczęciem sezonu zimowego.

W sezonie zimowym 2020/2021 odnotowano nieznaczny spadek poziomu zapasów obowiązkowych – o ok. 2% w stosunku do sezonu zimowego 2019/2020. Niewielka część zapasów obowiązkowych (0,3 %) utrzymywana była poza granicami Polski.

Zarówno dokument *Polityka energetyczna Polski do 2040 r.*, jak i *Krajowy planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030*, zakładają rozbudowę pojemności magazynowych do

minimum 43,8 TWh w perspektywie do 2030 r. W zgodzie z tymi politykami oraz z Polityką Rządu RP dla infrastruktury logistycznej w sektorze naftowym, przyjętą uchwałą nr 182/2017 Rady Ministrów z dnia 28 listopada 2017 r., OGP Gaz-System S.A. rozpoczął przygotowywanie projektu budowy kawernowego podziemnego magazynu gazu na złożu soli kamiennej Damasławek.

5.4. System skraplania i regazyfikacji gazu ziemnego

Zgodnie z decyzjami Prezesa URE na koniec 2020 r. koncesje na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego posiadało 8 podmiotów: PSG sp. z o.o., Duon Dystrybucja S.A., LNG Silesia sp. z o.o., PGNiG S.A., G.EN. GAZ Energia Sp. z o.o., Polskie LNG S.A., Blue Cold sp. z o.o. oraz Zakład Budowlany Stanisław Andrysiewicz.

5.4.1. Stan istniejącej infrastruktury

5.4.1.1. Terminal LNG w Świnoujściu

Kluczową instalacją skroplonego gazu ziemnego pozostaje terminal LNG w Świnoujściu. Operatorem instalacji w 2020 r. była spółka Polskie LNG S.A., w której 100% udziałów posiadał OGP Gaz-System S.A. Spółka została powołana do budowy i eksploatacji terminalu do odbioru gazu LNG w Świnoujściu. W dniu 31 marca 2021 r. spółki Polskie LNG S.A. i OGP Gaz-System S.A. dokonały połączenia na podstawie art. 492 § 1 pkt 1 Kodeksu spółek handlowych. Głównym celem przeprowadzonego połączenia ww. podmiotów jest zwiększenie efektywności zarządzania procesami inwestycyjnymi, które do czasu połączenia spółki realizowały odrębnie. Spółka OGP Gaz-System S.A. jako następcą prawną spółki Polskie LNG S.A. będzie kontynuowała dotychczasowe przedsięwzięcia i działalność przejętej spółki Polskie LNG S.A.

Terminal LNG w Świnoujściu stanowi jedną z największych i najważniejszych zrealizowanych na przestrzeni ostatnich lat inwestycji, mającej na celu poprawę bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych do Polski, pozwalając na odbiór LNG drogą morską z dowolnego kierunku na świecie. Zdolności regazyfikacyjne terminalu wynoszą maksymalnie 54,4 TWh/rok. Terminal realizuje ponadto usługi w zakresie:

- rozładunku LNG z tankowców o pojemności od 120 000 m³ do 217 000 m³ LNG,
- procesowego składowania w zbiornikach o łącznej pojemności 320 000 m³ LNG,
- przeładunku LNG na autocysterny.

W 2020 r. do kraju, poprzez terminal LNG w Świnoujściu, sprowadzono łącznie 41,2 TWh gazu LNG. W porównaniu z 2019 r. odnotowano wzrost ilości LNG dostarczonego do Polski drogą morską o 9,7%.

Gaz LNG importowany był przez spółkę PGNiG S.A. z Kataru, Norwegii i USA. W 2020 r. miały również miejsce pojedyncze dostawy LNG z Trynidadu i Tobago oraz z Nigerii.

Dostęp do obecnie istniejących zdolności regazyfikacyjnych terminalu w Świnoujściu został w całości zarezerwowany przez spółkę PGNiG S.A. Import LNG do terminalu w Świnoujściu w 2020 r. stanowił 22% całkowitego przywozu paliw gazowych i 19,3% krajowego zużycia paliw gazowych.

Większość LNG z terminalu w Świnoujściu, po regazyfikacji, dostarczana jest do odbiorców poprzez sieć gazową. Część gazu w postaci skroplonej przeładowywana jest jednak na przystosowane do transportu LNG cysterny. Z roku na rok rośnie liczba załadowanych autocystern LNG, za pomocą których paliwo trafia do odbiorców nie mających dostępu do sieci dystrybucyjnej. W 2020 r. w terminalu w Świnoujściu załadowano 3 385 autocystern LNG o łącznym wolumenie ponad 59,5 tys. ton LNG. Wielkość ta jest prawie o 50% większa niż w 2019 r., w którym załadowano 2 305 autocystern LNG z wolumenem wielkości ok. 40 ton. Dla porównania w 2018 r. dokonano przeładunku na 1 794 autocysterny, a w 2017 r. – na 1 523.

5.4.1.2. Stacje regazyfikacji LNG

W kraju funkcjonują również stacje regazyfikacji LNG, służące do zasilania tzw. „wyspowych” systemów dystrybucyjnych, które nie posiadają połączenia z żadnym innym źródłem paliw gazowych lub posiadają takie połączenie, ale jest ono niewystarczające do pokrycia zapotrzebowania odbiorców przyłączonych do takiej sieci.

W 2020 r. PSG sp. z o.o., poprzez wyspowe sieci gazowe zasilane przez stacje regazyfikacji LNG, dostarczyła do odbiorców końcowych przyłączonych do tych sieci ok. 157,5GWh paliw gazowych, co stanowi wzrost wolumenu dystrybucji LNG o ok. 42,6% w stosunku do 2019 r.

PSG sp. z o.o. dysponowała łącznie 52 stacjami regazyfikacji LNG zlokalizowanymi w województwach: mazowieckim (9 stacji), dolnośląskim (6 stacji), pomorskim (1 stacja), podlaskim (8 stacji), małopolskim (5 stacji), lubuskim (2 stacje), warmińsko-mazurskim (5 stacji), zachodnio-pomorskim (1 stacja), śląskim (6 stacji), lubelskim (6 stacji), łódzkim (2 stacja) i kujawsko-pomorskim (1 stacja). W 2020 r. PSG sp. z o.o. oddała do eksploatacji 35 stacji regazyfikacji LNG.

5.4.1.3. Rozwój infrastruktury logistycznej w obszarze LNG oraz bunkrowanie statków

Wzrost popularności wykorzystania LNG wymusza rozwój infrastruktury logistycznej w obszarze LNG oraz bunkrowania statków. Ponadto, zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/94/UE z dnia 22 października 2014 r. w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych (Dz. U. UE z 28.10.2014 r. L 3017/1), najpóźniej do końca 2025 r., w portach morskich powinna powstać odpowiednia liczba punktów bunkrowania LNG.

W 2019 r. Grupa LOTOS i spółka PGNiG S.A. zrealizowały dwa komercyjne bunkrowania statków morskich skroplonym gazem ziemnym LNG, za pomocą autocystern stojących. Były to pierwsze tego typu operacje przeprowadzone w portach morskich w Gdańsku i Gdyni. Natomiast w listopadzie 2020 r. odbyło się pierwsze bunkrowanie statku skroplonym gazem ziemnym LNG w jednym z portów podległych Urzędowi Morskiemu w Szczecinie.

Docelowo, poza portami w Gdańsku, Gdyni i Szczecinie, usługa bunkrowania statków w kraju ma być dostępna w porcie w Świnoujściu. Rozszerzenie funkcjonalności polskich portów zwiększy ich konkurencyjność oraz rozpowszechni wykorzystanie LNG w rejonie Morza Bałtyckiego.

Od kwietnia 2020 r. spółka PGNiG S.A. rozpoczęła działalność w zakresie wyłącznego użytkowania przez okres 5 lat nabrzeżnej stacji odbioru i przeładunku LNG małej skali w Kłajpedzie. Działalność w Kłajpedzie umożliwi PGNiG S.A. dostęp do rynku LNG małej skali w rejonie Morza Bałtyckiego, jak również pozwoli spółce zwiększyć konkurencyjność swojej oferty dla odbiorców z obszaru północno-wschodniej Polski oraz Europy Środkowo-Wschodniej. Od momentu rozpoczęcia działalności, PGNiG S.A. dostarczyła do Kłajpedy trzy ładunki drogą morską oraz załadowała 231 autocystern z łącznym wolumenem ponad 4,1 tys. ton LNG, w większości z przeznaczeniem na rynek polski. Terminal, oprócz przeładunków na autocysterny, posiada także możliwość bunkrowania statków, co pozwala budować kompetencje w tym zakresie, umożliwiające w przyszłości pełne wykorzystanie potencjału rozbudowywanego terminalu LNG w Świnoujściu.

5.4.2. Planowane lub będące w budowie zdolności, w tym wykorzystanie środków UE

5.4.2.1. Terminal LNG w Świnoujściu

Planowana jest rozbudowa terminalu LNG w Świnoujściu z obecnych zdolności regazyfikacyjnych na poziomie 54,4 TWh/rok do 91 TWh/rok. Rozbudowa terminalu, oprócz uruchomienia dodatkowych zdolności regazyfikacyjnych, obejmie również rozszerzenie

zakresu świadczonych usług związanych z regazyfikacją i rozładunkiem LNG, na które obserwowany jest wzrost zapotrzebowania. Program rozbudowy zakłada:

- zwiększenie zdolności regazyfikacyjnych terminalu do 91 TWh/rok – projekt SCV;
- budowę dodatkowego nabrzeża dla statków, które umożliwi przyjmowanie i rozładunek zbiornikowców, przeładunek LNG oraz załadunek jednostek bunkrujących LNG i usługę bunkrowania (zakończenie w 2023 r.);
- budowę trzeciego zbiornika LNG wraz z wymaganymi instalacjami i urządzeniami zwiększającego elastyczność pracy instalacji terminalu oraz zapewniający optymalną zdolność procesową składowania LNG (zakończenie w 2023 r.).

Nadzór nad przygotowaniem i realizacją inwestycji w zakresie rozbudowy terminalu LNG, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 24 kwietnia 2009 r. *o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu*, sprawuje Pełnomocnik Rządu do Spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej. Koordynatorem jest zaś OGP Gaz-System S.A.

W 2020 r. przeprowadzono szereg prac związanych z *Programem Rozbudowy Terminalu LNG w Świnoujściu (dalej: Program Rozbudowy)* obejmujących w szczególności zakończenie głównych postępowań przetargowych na wybór wykonawców rozbudowy terminalu (zarówno dla projektu SCV oraz dla części lądowej, jak i morskiej), prowadzenie dostaw inwestorskich, pozyskiwanie zgód i pozwoleń administracyjnych:

- w lutym podpisano umowę z wykonawcą projektu SCV – prace w ramach projektu SCV po podpisaniu kontraktu koncentrowały się wokół procesu projektowania (przygotowania projektów wykonawczych, specyfikacji i analiz), zamówień i zakupów wykonawcy (negocjacje z dostawcami i podwykonawcami) oraz przeprowadzenia prac przygotowawczych i rozpoczęcia prac budowlanych na terenie Terminalu LNG;
- przeprowadzono negocjacje z wykonawcami części lądowej i morskiej programu rozbudowy;
- w marcu otrzymano ostateczną decyzję RDOŚ w Szczecinie o środowiskowych uwarunkowaniach;
- w kwietniu otrzymano ostateczną decyzję RDOŚ w Szczecinie o środowiskowych uwarunkowaniach dla Projektu Nabrzeże oraz decyzję Wojewody Zachodniopomorskiego o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie terminalu, dotyczącą budowy zachodniej estakady przesyłowej LNG wraz z budynkiem podstacji elektrycznej;

- w maju otrzymano oferty końcowe od Konsorcjum PORR – TGE dla części lądowej oraz części morskiej. Pozyskano komplet zgód korporacyjnych w zakresie zamówienia oraz finalną decyzję inwestycyjną dla Programu Rozbudowy Terminalu (PRTLNG);
- w maju spółki Polskie LNG S.A. oraz PGNiG S.A. podpisały umowę na usługi regazyfikacji, które dostępne będą po zakończeniu Programu Rozbudowy Terminalu LNG – podpisanie umowy to ostatni etap procedury udostępnienia terminalu LNG 2020 (tzw. Open Season). Usługi regazyfikacji będą świadczone w zakresie wynikającym z nowych zdolności Terminalu, które pojawią się w I etapie rozbudowy (koniec 2021 r.) i II etapem rozbudowy (koniec 2023 r.);
- w czerwcu podpisano umowy z wykonawcą części lądowej oraz części morskiej (realizowanej wspólnie z partnerem, tj. Zarządem Morskich Portów Szczecin i Świnoujście) – Konsorcjum PORR S.A. i TGE Gas Engineering GmbH:
 - prace w części lądowej rozbudowy po podpisaniu kontraktu koncentrowały się na procesie projektowania (przygotowania projektu budowlanego, projektów wykonawczych, specyfikacji i analiz), uruchomieniu zamówień wykonawcy oraz rozpoczęciu prac przygotowawczy do budowy,
 - prace w części morskiej rozbudowy po podpisaniu kontraktu koncentrowały się na procesie projektowania (przygotowania projektu budowlanego, projektów wykonawczych, specyfikacji i analiz), uruchomieniu zamówień wykonawcy oraz rozpoczęciu przeprowadzenia prac przygotowawczy do budowy. Ponadto, wykonawca złożył do PGW Wody Polskie w Szczecinie wnioski o wydanie pozwolenia wodnoprawnego. Zakończono również prace związane z oczyszczaniem akwenu z obiektów ferromagnetycznych i artefaktów z dna morskiego;
- na podstawie umowy zawartej w sierpniu 2020 r. pomiędzy OGP Gaz-System S.A. a Polskim LNG S.A., w sprawie powierzenia zarządzania Programem Rozbudowy Terminalu LNG, 41 pracowników Polskiego LNG S.A., kluczowych dla realizacji Programu Rozbudowy, zostało przeniesionych do struktur OGP Gaz-System S.A.

W 2020 r. kontynuowano realizację projektu „Rozszerzenie funkcjonalności terminalu LNG w Świnoujściu”, który uzyskał dofinansowanie z Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego w ramach POIiŚ 2014-2020 w wysokości 461 mln PLN z możliwością zwiększenia do kwoty 553 mln PLN, określonej aktualnie na 501 mln PLN

5.4.2.2. FSRU w rejonie Zatoki Gdańskiej

Rosnący popyt na gaz ziemny oraz wzrost udziału skroplonego gazu ziemnego w strukturze dostaw paliw gazowych do Polski powoduje, zarówno potrzebę uruchomienia dodatkowego wejścia do krajowego systemu przesyłowego, jak również rozbudowy zdolności regazyfikacyjnych. Mając to na względzie, w 2020 r. spółka OGP Gaz-System S.A., wraz z podmiotem zależnym spółką Polskie LNG S.A., prowadziły prace koncepcyjne związane z realizacją projektu tzw. pływającego terminalu regazyfikacyjnego LNG (ang. *floating storage and regasification unit* – FSRU) w rejonie Zatoki Gdańskiej, który posiadałby funkcję magazynowania i regazyfikacji LNG.

Zakres Programu FSRU obejmuje budowę:

- gazociągu Bogatka-FSRU DN1000 o długości ok. 7 km,
- gazociągu Kolnik-Bogatka DN1000 o długości ok. 35 km,
- gazociągu Kolnik-Gustorzyn DN1000 o długości ok. 214 km,
- gazociągu podmorskiego łączącego FSRU z miejscem lądowania DN1000.

W 2020 r. OGP Gaz-System S.A. rozpoczął prace projektowe dla gazociągów w części lądowej. W lutym 2020 r. podpisano umowę dotyczącą projektowania i uzyskania decyzji administracyjnych dla gazociągu Kolnik-Gdańsk z częścią przyłączeniową FSRU. Natomiast w grudniu tego samego roku podpisano umowy na projektowanie gazociągu Kolnik-Gustorzyn.

W okresie od dnia 20 lipca do dnia 28 września 2020 r. uczestnicy rynku mieli możliwość wzięcia udziału w niewiążącej procedurze badania zainteresowania dla nowych zdolności przesyłowych w krajowym systemie przesyłowym związanych z budową terminala FSRU w Zatoce Gdańskiej. Badania potwierdziły zainteresowanie rynku budową nowego punktu wejścia do systemu gazowego. Wyniki badania mają duże znaczenie w kontekście uruchomienia wiążącej procedury alokacji zdolności przesyłowych, jako kolejnego etapu procesu inwestycyjnego w projekcie FSRU.

Projekt budowy FSRU znajduje się na czwartej liście PCI, w ramach której zdolność regazyfikacyjna FSRU została określona na 4,5 mld m³/rok, a powierzchnia zbiorników magazynowych na 165 tys. m³ LNG. Status PCI obejmuje także niezbędne elementy systemu przesyłowego, umożliwiające rozprowadzenie gazu ziemnego z planowanego nowego terminalu. Uzyskanie tego statusu umożliwia m.in. ubieganie się o bezzwrotne dofinansowanie z funduszy UE, w ramach instrumentu CEF-Energy, na realizację prac projektowych i budowlanych.

5.4.2.3. Stacje regazyfikacji LNG

Spółka PSG sp. z o.o., zgodnie z zatwierdzonym w dniu 24 października 2019 r. przez Prezesa URE *Planem Rozwoju na lata 2020-2029*, planuje rozwój systemu gazowego również z wykorzystaniem stacji regazyfikacji LNG. W zaktualizowanym Planie rozwoju na lata 2020-2024, uzgodnionym z Prezesem URE w lipcu 2020 r., spółka planuje budowę 10 nowych stacji LNG w celu gazyfikacji gmin niezgazyfikowanych.

Również w ramach realizacji *Programu przyspieszenia inwestycji w sieć gazową Polski w latach 2018-2022* planowana jest gazyfikacja gmin z wykorzystaniem technologii LNG.

5.4.2.4. Prace legislacyjne

W 2020 r. mając na celu przeciwdziałanie negatywnym skutkom społeczno-gospodarczym związanym z pandemią wywołaną wirusem SARS-CoV-2, w ramach prac nad kolejnymi rozwiązaniami składającymi się na tzw. tarcze antykryzysowe, minister właściwy do spraw energii doprowadził do m.in.:

- przedłużenia ważności świadectw potwierdzających posiadanie kwalifikacji w zakresie eksploatacji sieci oraz urządzeń i instalacji, o których mowa w art. 54 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne;
- umożliwienia przedsiębiorstwom energetycznym – w okresie obowiązywania stanu zagrożenia epidemicznego albo stanu epidemii – przekazywania odbiorcom projektów umów lub projektów zmian w zawartych umowach, a także powiadomień o podwyżce cen lub stawek opłat za dostarczane paliwa gazowe lub energię, przy wykorzystaniu środków komunikacji elektronicznej;
- wyłączenia możliwości wstrzymania przez przedsiębiorstwa energetyczne dostarczania paliw gazowych lub energii do odbiorców w gospodarstwach domowych oraz podmiotów, dla których ustanowiono ograniczenia funkcjonowania lub czasowe ograniczenia zakresu działalności na podstawie przepisów wydanych na podstawie ustawy z dnia 5 grudnia 2008 r. o zapobieganiu oraz zwalczaniu zakażeń i chorób zakaźnych u ludzi (Dz. U. z 2020 r. poz. 1845, ze zm.), w sytuacji np. zalegania z zapłatą za świadczone usługi.

Ograniczenie kontaktów z odbiorcami do niezbędnego minimum, zmniejszyło ryzyko przenoszenia lub zarażenia się wirusem przez pracowników przedsiębiorstw energetycznych.

W 2020 r. rozpoczęły się również prace nad opracowaniem projektu rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie. Celem tych prac jest dostosowanie istniejących rozwiązań prawnych do najnowszej wiedzy technicznej w zakresie zasad budowania i lokowania

gazociągów w Polsce, poprzez m.in. poszerzenie o materiały kompozytowe katalogu materiałów, które mogą być wykorzystane do budowy gazociągów oraz określenie szczegółowych zasad stosowania tych materiałów.

Ponadto, w 2020 r. opublikowana została ustawa z dnia 13 lutego 2020 r. *o zmianie ustawy – Prawo budowlane oraz niektórych innych ustaw* (Dz. U. poz. 471, 695 i 782), w ramach których zmienione zostały m.in. przepisy ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – *Prawo energetyczne*. Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych zobowiązane zostały do wydawania warunków przyłączenia do sieci w określonych terminach, uwzględniających udział podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci na grupy przyłączeniowe.

Terminy te są odmienne od tych wynikających z rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. *w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego* (tzw. rozporządzenie systemowe) i w większym stopniu odzwierciedlają nakład pracy, jaki musi wykonać przedsiębiorstwo zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych przy starannym wydawaniu warunków przyłączenia, w tym konieczność przeprowadzania analiz i ekspertyz technicznych.

W szczególnie uzasadnionych przypadkach istnieje możliwość przedłużania przez przedsiębiorstwa energetyczne wyżej wskazanych terminów na wydanie warunków przyłączenia. Wzięto bowiem po uwagę, że określenie tych warunków bardzo często wymaga dokonania szczegółowych analiz czy przygotowania ekspertyz technicznych, co związane jest z dużym nakładem czasu. Możliwość taka jest jednak uwarunkowana uprzednim zawiadomieniem o tym fakcie wnioskodawcy wraz z uzasadnieniem ewentualnego przedłużenia terminu.

Przepisy dotyczące terminów wydawania warunków przyłączenia do sieci przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych zaczęły obowiązywać od dnia 19 marca 2021 r. Zmienione przepisy zapewnią urealnienie terminów wydawania warunków przyłączenia do sieci oraz pozytywnie wpłyną na przyspieszenie realizacji inwestycji budowlanych.

W IV kwartale 2020 r. opracowany został projekt nowelizujący rozporządzenie systemowe. Zaproponowane w nim zmiany mają istotne znaczenie dla rozwoju rynku biometanu w Polsce. Obecnie obowiązujące rozporządzenie określa wyłącznie parametry jakościowe w odniesieniu do paliw gazowych przesyłanych sieciami przesyłowymi i dystrybucyjnymi gazowymi. Mając na względzie plany rozwoju rynku biometanu w Polsce, istnieje potrzeba określenia wymagań jakościowych również w odniesieniu do biometanu,

których aktualnie obowiązujące rozporządzenie nie przewiduje. Prace nad zmianą treści rozporządzenia objęły w związku z tym regulacje określające wymagania jakościowe dla paliw gazowych. Projektowane regulacje mają na celu zapewnienie bezpieczeństwa odbiorców końcowych gazu oraz bezpiecznej eksploatacji gazowej sieci przesyłowej i dystrybucyjnej, poprzez określenie wymogów jakościowych dla biometanu włączanego do sieci. Wejścia w życie projektowanych rozwiązań umożliwi rozwój rynku biometanu w Polsce bez zagrożenia dla odbiorców oraz prawidłowej eksploatacji sieci gazowej w przypadku zwiększenia udziału biometanu w gazie wprowadzanym do sieci.

6. Środki zapewnienia bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych

- **Pomimo pandemii COVID-19, w 2020 r. polski system gazowy działał bez zakłóceń.** W związku z powyższym nie było konieczności uruchamiania nadzwyczajnych środków, takich jak ograniczenie poboru gazu czy zapasy obowiązkowe..
- Dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego kluczowe znaczenie ma wysoki udział LNG w strukturze importowej oraz rosnące znaczenie importu z innych państw członkowskich UE. **W następnych latach udział alternatywnych źródeł dostaw do Polski będzie systematycznie rosnąć i pozwoli na pełne zastąpienie dostaw z kierunku wschodniego.**
- Ważnym filarem bezpieczeństwa energetycznego państwa pozostają instalacje magazynowe, które przed rozpoczęciem sezonu zimowego osiągają niemal zupełny stan zapelnienia (w bieżącym roku gazowym – 98%). **Magazyny zapewniają bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego do odbiorców nawet w razie znaczącego wzrostu zapotrzebowania na paliwo spowodowanego m.in. wyjątkowo niskimi temperaturami.**
- **Kluczowymi środkami zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu w przypadkach nadzwyczajnych pozostaje możliwość ograniczenia poboru gazu przez niektóre kategorie odbiorców oraz zapasy obowiązkowe.** Obie te instytucje są na bieżąco dostosowywane do zmieniających się okoliczności oraz stopnia rozwoju rynku gazu ziemnego w Polsce.

6.1. Wykonanie rozporządzenia 2017/1938

Zgodnie z załącznikiem nr 1 do rozporządzenia 2017/1938, Polska została przypisana do dwóch grup ryzyka ze względu na dostawy gazu ziemnego ze Wschodu – Białoruś i Ukraina (dalej: białoruska grupa ryzyka i ukraińska grupa ryzyka).

Do białoruskiej grupy ryzyka, poza Polską należą: Belgia, Republika Czeska, Niemcy, Estonia, Łotwa, Litwa, Luksemburg, Holandia i Słowacja, natomiast do ukraińskiej: Bułgaria, Republika Czeska, Niemcy, Grecja, Chorwacja, Włochy, Luksemburg, Węgry, Austria, Rumunia, Słowenia i Słowacja.

W 2019 r. minister właściwy do spraw energii, działając jako koordynator białoruskiej grupy ryzyka, zakończył prace nad Wspólną oceną ryzyka dla tej grupy, które obejmowały opracowanie dokumentu, uzgodnienie go z państwami członkowskimi grupy oraz notyfikowanie zaakceptowanego dokumentu do KE. Ponadto, minister właściwy do spraw energii brał także czynny udział w konsultacjach służących sporządzeniu Wspólnej oceny ryzyka dla ukraińskiej grupy ryzyka.

W przypadku obydwu grup ryzyka wyniki przeprowadzonych symulacji potwierdziły, że pod względem stanu rozwoju i możliwości technicznych istniejąca infrastruktura w regionach pozwala zapewnić nieprzerwane dostawy gazu ziemnego do odbiorców, nawet w przypadku zakłócenia pojedynczego największego elementu infrastruktury regionalnej. W białoruskiej grupie ryzyka za największy element infrastruktury przyjęty został punkt wejścia Kondratki na gazociągu Jamał-Europa oraz PMG Incukalns (dla regionu państw bałtyckich, tj. Litwy, Łotwy, Estonii), a w przypadku ukraińskiej grupy ryzyka – punkt połączenia Uzhgorod na granicy ukraińsko-słowackiej.

Niemniej jednak, przeprowadzony model symulacji zakłóceń dostaw paliw gazowych i funkcjonowania infrastruktury gazowej nie odzwierciedlał specyfiki przepływów gazu ziemnego w krajowych systemach. Ocena rzeczywistej możliwości dostarczenia gazu ziemnego do odbiorców końcowych w Polsce możliwa była wyłącznie w krajowej *Ocenie ryzyka*.

W 2020 r. aktualne pozostawały dokumenty opracowane na podstawie rozporządzenia 2017/1938, tj. krajowa *Ocena ryzyka związanego z bezpieczeństwem dostaw gazu ziemnego (dalej: Ocena ryzyka)*, *Plan działań zapobiegawczych* i *Plan działań na wypadek sytuacji nadzwyczajnej*.

W krajowej *Ocenie ryzyka* zidentyfikowane zostały, w oparciu o zdarzenia przeszłe, jak i możliwe do wystąpienia, najpoważniejsze zagrożenia dla bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych do kraju.

Analizy wykonane na potrzeby krajowej *Oceny ryzyka* wskazały, że stan rozwoju i zdolności techniczne istniejącej infrastruktury krajowej, w przypadku zakłócenia dostaw w największym pojedynczym elemencie tej infrastruktury, pozwolą na pokrycie zapotrzebowania na gaz ziemny odbiorców w kraju w dniu nadzwyczajnie wysokiego zapotrzebowania na ten gaz. Obliczany na potrzeby *Oceny ryzyka* tzw. wskaźnik N-1 wyniósł w przypadku Polski 118,2%, co oznacza, że istniejąca infrastruktura nie tylko pozwala na zaspokojenie zapotrzebowania odbiorców na paliwa gazowe w przypadku awarii jej największego pojedynczego elementu, ale co ważniejsze – dysponuje istotnym zapasem w tym zakresie.

Jednakże, na podstawie szczegółowych analiz rozpływów gazu ziemnego w sieci przesyłowej, określono, że krajowy system gazowy byłby wrażliwy na całkowite wstrzymanie dostaw gazu ziemnego z kierunku wschodniego w pewnych określonych przypadkach, tj. jednoczesnym wystąpieniu nadzwyczajnie wysokiego zapotrzebowania na paliwa gazowe i przedłużanie zakłócenia przez dłuższy okres czasu.

Identyfikacja w *Ocenie ryzyka* zagrożeń dla bezpieczeństwa dostaw do krajowych odbiorców i potencjalnych słabych elementów systemu, najbardziej narażonych na zakłócenia w dostawach, umożliwiła określenie na poziomie *Planu działań zapobiegawczych* działań naprawczych, które powinny zostać podjęte w perspektywie najbliższych lat, aby wyeliminować to ryzyko wystąpienia zakłóceń bądź ograniczenia skutków takich zakłóceń w dostawach. Środki te, poprzez umożliwienie dywersyfikacji kierunków i źródeł dostaw, dalszą liberalizację rynku gazu ziemnego, rozwój infrastruktury przesyłowej na połączeniach transgranicznych oraz zwiększenie stopnia integracji regionalnych rynków gazu ziemnego, zwiększą stopień bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do Polski.

Komplet dokumentów planistycznych z zakresu bezpieczeństwa zamyka *Plan na wypadek sytuacji nadzwyczajnej*, w którym określone zostały środki, procedury i działania, jakie powinny zostać podjęte w celu usunięcia lub ograniczenia skutków zakłóceń w dostawach paliw gazowych.

Przedsiębiorstwa energetyczne przekazują do ministra właściwego do spraw energii kwartalne sprawozdania z realizacji najważniejszych inwestycji infrastrukturalnych wskazanych w *Planie działań zapobiegawczych*.

6.2. Procedury postępowania w przypadku wystąpienia zakłóceń w dostarczaniu gazu ziemnego do systemu gazowego bądź nieprzewidzianego wzrostu zapotrzebowania

W przypadku wystąpienia zakłóceń w dostawach lub nadzwyczajnie wysokiego zapotrzebowania na gaz ziemny, przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą, podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego oraz podmioty zlecające świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji gazu ziemnego zobowiązane są do podjęcia środków w celu zapewnienia dostaw gazu ziemnego do swoich odbiorców, w szczególności należącym do kategorii odbiorców chronionych (szacuje się, że odbiorcy chronieni rocznie zużywają gaz ziemny na poziomie 73,2 TWh).

W tym celu, zgodnie z art. 49 ustawy o zapasach, przedsiębiorstwa energetyczne są obowiązane posiadać procedury postępowania mające zastosowanie w przypadku:

- 1) wystąpienia zakłóceń w dostarczaniu gazu ziemnego do systemu gazowego,
- 2) nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego przez odbiorców.

Procedury postępowania, powinny określać w szczególności sposób:

- 1) uruchamiania dodatkowych dostaw gazu ziemnego z innych źródeł lub kierunków,
- 2) zmniejszania poboru gazu ziemnego przez odbiorców, zgodnie z umowami z nimi zawartymi, nie będące ograniczeniami.

Procedury postępowania uzgadniane są z podmiotami odpowiedzialnymi za ich realizację, w tym odpowiednio z operatorami innych systemów gazowych, a następnie przekazywane OSP. Procedury te powinny zawierać kompleksowy opis dostępnych środków rynkowych, które zgodnie z art. 50 ust. 1 ustawy o zapasach przedsiębiorstwa energetyczne podejmą w celu przeciwdziałania zagrożeniu wystąpienia zakłóceń w dostawach.

W przypadku wystąpienia stanu nadzwyczajnego instrumenty oparte na mechanizmach rynkowych powinny mieć pierwszeństwo przy łagodzeniu skutków zakłócenia w dostawach. W sytuacji gdy zastosowano wszystkie stosowne środki rynkowe w celu zabezpieczenia dostaw gazu ziemnego, a dostawy gazu ziemnego są niewystarczające, w szczególności na potrzeby odbiorców chronionych, możliwe jest wprowadzenie dodatkowo środków nierynkowych, do których zalicza się uruchomienie zapasów obowiązkowych oraz wprowadzenie ograniczeń w poborze gazu ziemnego.

6.3. Plan wprowadzenia ograniczeń w poborze gazu ziemnego

Ograniczenia w poborze gazu ziemnego polegają na czasowym ograniczeniu maksymalnego godzinowego i dobowego poboru gazu ziemnego na terytorium RP lub jego części. Wprowadzane są one zgodnie z planami wprowadzania ograniczeń, których obowiązek

opracowywania przez operatorów systemów przesyłowych, dystrybucyjnych, operatorów systemów połączonych lub przez przedsiębiorstwa energetyczne pełniące funkcję operatorów ograniczeń w poborze gazu ziemnego wynika z art. 58 ustawy o zapasach. Plany te określają maksymalne godzinowe i dobowe ilości poboru gazu ziemnego przez poszczególnych odbiorców przyłączonych do ich sieci, dla poszczególnych stopni zasilania. Operatorzy informują odbiorców o ustalonej dla nich w planie maksymalnej ilości poboru gazu ziemnego. Wielkości te stają się integralną częścią umów sprzedaży, umów o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji gazu ziemnego oraz umów kompleksowych.

W 2020 r. kontynuowane były prace nad przyjęciem nowego rozporządzenia Rady Ministrów *w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego*, których celem było dostosowanie istniejących procedur do wymogów UE oraz do obecnych warunków istniejących na rynku. Nowe przepisy weszły w życie w dniu 10 kwietnia 2021 r., stanowiąc kolejny krok do zapewnienia gospodarstwom domowym, przedsiębiorcom i strategicznym instytucjom bezpiecznych dostaw gazu ziemnego. Nowa regulacja zwiększa efektywność mechanizmu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego, które stanowią jeden z dwóch głównych środków przeciwdziałania zakłóceniom w dostawach, określonych w ustawie o zapasach.

Rozporządzenie wprowadza definicję odbiorcy chronionego, który nie podlega ograniczeniom. W tym katalogu najwrażliwszych odbiorców gazu ziemnego znajdują się m.in. gospodarstwa domowe, podmioty świadczące usługi społeczne, jak np. przychodnie, szpitale, szkoły, itp., a także mali i średni przedsiębiorcy. Ponadto, sposób wprowadzania ograniczeń został określany w taki sposób, aby zapewnić odbiorcom gazu ziemnego podlegającym ograniczeniom czas na dostosowanie się do nich.

6.4. Zapasy handlowe i obowiązkowe gazu ziemnego

W przypadku wystąpienia zakłóceń w dostawach lub nadzwyczajnie wysokiego zapotrzebowania na gaz ziemny, przedsiębiorstwa energetyczne – zgodnie z rozporządzeniem 2017/1938 – stosują w pierwszej kolejności instrumenty oparte na mechanizmach rynkowych, tj. uruchomienie dodatkowych dostaw pochodzących z zapasów handlowych lub dodatkowych umów sprzedaży.

Utrzymywane w PMG zapasy handlowe umożliwiają bilansowania systemu przesyłowego gazowego i zaspokajania nierównomierności w poborze gazu ziemnego. Pozwalają również na zapewnienie dostaw w sytuacji wystąpienia awarii lub krótkotrwałych przerw w dostawach gazu ziemnego z importu. Ponadto, gaz ziemny odbierany z systemu

magazynowego może służyć do pokrycia długotrwałego, zwiększonego zapotrzebowania na gaz ziemny w okresach jesienno-zimowych.

W przypadku, gdy zastosowane w celu zabezpieczenia dostaw gazu ziemnego środki rynkowe okażą się niewystarczające, i nadal zagrożony jest stan bezpieczeństwa paliwowego państwa, operator systemu przesyłowego gazowego lub operator systemów połączonych gazowych zgłasza ministrowi właściwemu do spraw energii potrzebę wykorzystania środków nierynkowych, do których w Polsce zalicza się uruchomienie zapasów obowiązkowych oraz wprowadzenie ograniczeń w poborze gazu ziemnego.

Zapasy obowiązkowe gazu ziemnego utrzymywane są w wielkości odpowiadającej co najmniej 30-dniowemu średniemu dziennemu przywozowi tego gazu, w instalacjach magazynowych, których parametry techniczne zapewniają możliwość dostarczenia ich całkowitej ilości do systemu gazowego w okresie nie dłuższym niż 40 dni.

Organem właściwym, wskazanym zgodnie z rozporządzeniem 2017/1938, do dysponowania zapasami obowiązkowymi gazu ziemnego jest minister właściwy do spraw energii, który w drodze decyzji, na wniosek operatora systemu przesyłowego, może wyrazić zgodę na ich uruchomienie. O fakcie uruchomienia zapasów obowiązkowych minister właściwy do spraw energii informuje niezwłocznie KE, a w przypadku gdy zapasy obowiązkowe utrzymywane są poza terytorium RP - właściwe państwa członkowskie UE oraz państwa członkowskie EFTA - strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym.

Zapasy obowiązkowe gazu ziemnego mogą być utrzymywane w instalacjach zlokalizowanych na terytorium RP, a także na terytorium innego państwa członkowskiego UE lub państwa członkowskiego EFTA - strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym.

Zgodnie z art. 24 ust. 2 pkt 1 ustawy o zapasach zapasy obowiązkowe gazu ziemnego są utrzymywane przez przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą i podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego, niezależnie od wielkości i celu zrealizowanego przywozu.

W drugiej połowie 2020 r. w Ministerstwie Klimatu i Środowiska podjęte zostały prace legislacyjne nad nowelizacją ustawy o zapasach. Ich zasadniczym celem było wprowadzenie mechanizmu stopniowego znoszenia obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych od przywozu LNG. Udział LNG w krajowym bilansie dostaw stale rośnie, stanowiąc filar procesu dywersyfikacji. Wpływa to na poprawę bezpieczeństwa paliwowego państwa, ponieważ – stanowiący jedną z największych i najważniejszych zrealizowanych na przestrzeni ostatnich lat inwestycji – terminal LNG w Świnoujściu pozwala na odbiór LNG drogą morską z dowolnego kierunku na świecie i od wielu różnych dostawców.

Projekt nowelizacji ustawy o zapasach przekazany został w sierpniu 2020 r. do konsultacji publicznych i uzgodnień międzyresortowych. W związku ze zgłoszeniem przez zainteresowane podmioty licznych uwag o charakterze fundamentalnym, podjęta została decyzja o rozszerzeniu zakresu prac nad tym projektem, tak aby wypracować nowy model bezpieczeństwa dostaw, który obowiązywałby po 2022 r. Obecnie trwają prace nad przygotowaniem nowego projektu nowelizującego.

W okresie od dnia 1 października 2019 r. do dnia 30 września 2020 r. wolumen zapasów obowiązkowych, utrzymywanych przez 16 podmiotów, wyniósł 13,3 TWh. Zdecydowana większość zapasów obowiązkowych utrzymywana była na terytorium RP, jedynie 3 podmioty utrzymywały zapasy obowiązkowe poza terytorium kraju w łącznej ilości 86,62 GWh, co stanowiło 0,65% całkowitej ich wielkości.

W drugiej części okresu objętego sprawozdaniem, tj. od dnia 1 października 2020 r. (do dnia 30 września 2021 r.), do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, decyzjami Prezesa URE, zobowiązanych zostało 17 podmiotów o łącznej wielkości 12,99 TWh. Podobnie jak w poprzednim sezonie, zdecydowana większość zapasów obowiązkowych utrzymywana jest wciąż na terytorium RP. W obecnym sezonie, tj. 2020/2021, udział zapasów obowiązkowych utrzymywanych poza terytorium kraju zmalał w porównaniu do sezonu ubiegłego. Obecnie poza granicami kraju 3 podmioty utrzymują zapasy obowiązkowe w łącznej ilości 42,3 GWh, co stanowi 0,3% całkowitej ich wielkości.

Jak wynika z powyższego, w sezonie zimowym 2020/2021 odnotowano nieznaczny spadek poziomu zapasów obowiązkowych – o ok. 2% w stosunku do sezonu zimowego 2020/2019. Niewielki spadek zgromadzonego wolumenu zapasów obowiązkowych nie wpłynął na poziom bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych do odbiorców końcowych.

Ze względu na znaczenie zapasów obowiązkowych dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych do odbiorców końcowych minister właściwy do spraw energii, na mocy ustawy o zapasach, wyposażony został w narzędzia umożliwiające monitorowanie przedsiębiorstw energetycznych w zakresie obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. W ramach prowadzonego monitoringu minister właściwy do spraw energii zbiera informacje o:

- rzeczywistej wielkości utrzymywanych zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz miejscu ich magazynowania, według stanu na dzień 15 września danego roku, zgodnie z art. 27 ust. 2 pkt 1 ustawy o zapasach,
- działaniach podjętych w okresie od dnia 1 stycznia do dnia 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, zgodnie z art. 27 ust. 2 pkt 2 ustawy o zapasach.

Konieczne jest również stałe monitorowanie przez Prezesa URE wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych i odpowiednia polityka sankcyjna w przypadku prób omijania obowiązku ustawowego. W 2020 r. Prezes URE, wobec jednego przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą, wszczął postępowanie w sprawie wymierzenia kary pieniężnej w związku z naruszeniem obowiązku tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego.

6.5. Działania podejmowane dla pokrycia szczytowego zapotrzebowania na paliwa gazowe oraz postępowanie w przypadku niedoborów ich dostaw

Z roku na rok obserwowany jest wzrost krajowego zapotrzebowania na paliwa gazowe. Całkowite zużycie paliw gazowych w 2020 r. wyniosło 213,2 TWh i w stosunku do roku poprzedniego wzrosło o 4,43%. Szczytowe zapotrzebowanie odbiorców na gaz ziemny w 2020 r. wystąpiło w dniu 2 grudnia i wyniosło 806 GWh/dobę. Dla porównania szczytowe zapotrzebowanie odbiorców w 2019 r. wystąpiło w styczniu i wyniosło 824 GWh/dobę.

Przed rozpoczęciem sezonu zimowego, w dniu 1 października 2020 r., podziemne magazyny gazu ziemnego były wypełnione w 98,2%, tj. do poziomu 34,2 TWh. Na dzień 30 grudnia 2020 r. stan zatłoczenia PMG wyniósł 25,9 TWh, tj. 74,3%.

Również na koniec sezonu zimowego 2020/2021 (tj. na dzień 31 marca 2021 r.) stan wypełnienia podziemnych magazynów gazu ziemnego na poziomie 38,3% gwarantował ciągłość dostaw do odbiorców końcowych w przypadku znacznego wzrostu zapotrzebowania. Natomiast w kwietniu 2021 r. rozpoczął się proces zatłaczania gazu ziemnego do PMG celem wypełnienia pojemności magazynowych przed nowym sezonem zimowym 2021/2022.

Maksymalne zatłoczenie PMG gwarantowało zapewnienie ciągłych dostaw do odbiorców, a system przesyłowy był przygotowany do sezonu zimowego i działał bez zakłóceń. Nie istniała potrzeba uruchamiania środków o charakterze nierynkowym. Do ministra właściwego do spraw energii nie wpłynął żaden wniosek o uruchomienie zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, ani o wprowadzenie ograniczeń w poborze gazu ziemnego. Przywóz paliw gazowych realizowany był zgodnie z zawartymi kontraktami importowymi.

Tabela 5. Stan napełnienia podziemnych magazynów gazu ziemnego wysokometanowego na dzień 1 października 2020 r., 30 grudnia 2020 r. i 31 marca 2021 r.

Instalacja magazynowa	Rodzaj	% napełnienia pojemności czynnej na dzień 1.10.2020 r.	% napełnienia pojemności czynnej na dzień 30.12.2020 r.	% napełnienia pojemności czynnej na dzień 31.03.2021 r.
Wierzchowice	Złoże wyeksploatowane	99,9%	71,6%	28,5%
Mogilno	kawerny solne	95,5%	94,8%	75,1%
Husów	złoże wyeksploatowane	100,0%	67,9%	25,1%
Strachocina	złoże wyeksploatowane	100,0%	60,3%	22,3%
Swarzów	złoże wyeksploatowane	100,0%	55,0%	16,2%
Brzeźnica	złoże wyeksploatowane	99,9%	53,4%	30,1%
Kosakowo	kawerny solne	87,9%	89,8%	65,1%
RAZEM		98,2%	74,3%	38,3%

Źródło: Opracowanie własne Ministerstwa Klimatu i Środowiska na podstawie danych OGP Gaz-System S.A.

7. Zagrożenia zewnętrzne wpływające na bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych do Polski

- **Wznowienie na początku 2021 r. prac nad Nord Stream 2**, wstrzymanych po przyjęciu nowych instrumentów sankcyjnych przez USA, niezmiennie stanowi istotne zagrożenie dla bezpieczeństwa energetycznego Polski oraz państw regionu Europy Środkowo-Wschodniej. W związku z powyższym zasadnym jest kontynuowanie dotychczasowych działań zmierzających do zablokowania ukończenia budowy gazociągu. Ponadto, podejmowane będą kroki w celu zapewnienia pełnej stosowalności przepisów prawa europejskiego do tej infrastruktury.
- Istotne znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego Polski ma również zapewnienie zgodnej z prawem europejskim eksploatacji gazociągu OPAL, stanowiącego lądowe przedłużenie Nord Stream 1. Działania podejmowane w 2020 roku pozwoliły na uzyskanie korzystnego wyroku TSUE, który ostatecznie kończy wieloletni spór i potwierdza stosowanie zasady solidarności w polityce energetycznej UE.
- Kluczowym pozostaje wspieranie PGNiG S.A. w sporach ze spółką Gazprom, zarówno w zakresie sporów dotyczących warunków dostaw gazu ziemnego do Polski jak również w zakresie wykorzystania środków europejskiej polityki antymonopolowej dla wyeliminowania niezgodnych z prawem europejskim praktyk rynkowych rosyjskiej spółki.

7.1. Nord Stream 2 – zwiększenie możliwości importu gazu ziemnego z Federacji Rosyjskiej

Projekt gazociągu Nord Stream 2 zakłada budowę dwóch podmorskich gazociągów o łącznych zdolnościach przesyłowych 603 TWh/rok. Projektowane zdolności przesyłowe lądowego przedłużenia Nord Stream 2 (EUGAL) pozwolą na import 494,8 TWh paliw gazowych do państw Europy Środkowo-Wschodniej.

W 2020 r. konsorcjum Nord Stream 2 AG nie udało się wznowić prac nad gazociągiem – wstrzymanych w grudniu 2019 r. na skutek nałożenia przez Stany Zjednoczone sankcji na podmioty wykonujące prace konstrukcyjne. .

Zważywszy na brak ekonomicznego uzasadnienia dla zwiększenia zdolności przesyłowych z kierunku rosyjskiego do UE i jej wysoki poziom zależności od tego dostawcy ewentualne ukończenie gazociągu Nord Stream 2 będzie miało negatywne skutki dla realizacji zamierzonej przez UE dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego.

Wiosną 2020 r. w życie weszła ustawa z dnia 30 kwietnia 2020 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. poz. 843), która służyła m.in. wdrożeniu znowelizowanej rok wcześniej tzw. dyrektywy gazowej. Ustawa ta wyposażała Prezesa URE w kompetencje, które pozwalają mu na udział w postępowaniach toczonych przed innymi organami regulacyjnymi dotyczących gazociągów z państw trzecich. Uprawnienia te zostały wykorzystane w postępowaniu przed niemieckim organem regulacyjnym o wyłączenie gazociągów Nord Stream i Nord Stream 2 spod przepisów znowelizowanej dyrektywy gazowej. Również dzięki jednoznaczemu stanowisku zajętemu w tej sprawie przez Polskę, gazociąg Nord Stream 2 nie uzyskał zgody na wyłączenie ze stosowania unijnych przepisów. W konsekwencji, jeśli gazociąg zostanie ukończony, to jego operator będzie musiał dostosować się do zasad wynikających z europejskiego prawa energetycznego.

Nadzór nad właściwym stosowaniem prawa europejskiego przez Nord Stream 2, zarówno na szczeblu krajowym, jak i unijnym, będą miały kluczowe znaczenia dla dalszego kształtu rynku paliw gazowych w Europie Środkowo-Wschodniej oraz są powodem szeregu wyzwań, z którymi polski rynek paliw gazowych będzie musiał się zmierzyć, w szczególności dotyczących tworzącego się za zachodnią granicą RP niemiecko-rosyjskiego hubu gazowego opartego o gaz ziemny z Federacji Rosyjskiej, którego celem jest monopolizacja rynków gazowych Europy Środkowo-Wschodniej i Południowej.

7.2. Decyzja KE zmieniająca reżim prawny dla gazociągu OPAL

Wyrokiem z dnia 10 września 2019 r. Sąd stwierdził nieważność decyzji KE z dnia 28 października 2016 r. zwalniającej 90% zdolności przesyłowych gazociąg OPAL, stanowiącego przedłużenie gazociągu Nord Stream 1, z obowiązku zapewnienia realizacji zasady dostępu stron trzecich (TPA) w punkcie wejścia do systemu czeskiego. Decyzja ta umożliwiała spółce Gazprom oraz powiązanym z nią spółkom na niekontrolowane korzystanie z większości zdolności przesyłowych gazociągu, tym samym wzmacniając dominującą pozycję Gazpromu na rynku paliw gazowych, szczególnie w Europie Środkowej i Wschodniej, co miało negatywne konsekwencje zarówno dla poziomu bezpieczeństwa energetycznego, jak i dla konkurencji na rynkach paliw gazowych w całym regionie.

Modyfikacja zasad funkcjonowania gazociągu OPAL poskutkowała postępującym zmniejszaniem tranzytu rosyjskiego gazu ziemnego przez system na terytorium Ukrainy na rzecz pełniejszego wykorzystania gazociągu Nord Stream. Wpisywało się to w tendencję zmian tras przesyłu z kierunku wschodniego celem pominięcia Ukrainy, na którą działania te mają destabilizujący wpływ, zagrażając także bezpieczeństwu energetycznemu Polski.

Rząd Polski zaskarżył decyzję KE do Sądu UE, jako naruszającą przepis art. 36 dyrektywy 2009/73/WE oraz zasadę solidarności energetycznej, jak również wiążące UE umowy międzynarodowe. Z powyższym stanowiskiem zgodził się Sąd UE, przyznając Polsce rację w swoim rozstrzygnięciu z dnia 10 września 2019 r. Na skutek wyroku doszło do natychmiastowego uchylecia decyzji Komisji z dnia 28 października 2016 r. oraz w konsekwencji do zauważalnego spadku przesyłu gazu ziemnego przez gazociąg Nord Stream.

Rząd RFN złożył odwołanie do wyroku Sądu do Trybunału Sprawiedliwości UE, dając początek postępowaniu odwoławczemu, w którym Rząd RP występuje w roli skarżonej. KE nie podziela zarzutów Niemiec i nie bierze udziału w postępowaniu przed TSUE, co zmniejsza wiarygodność odwołania.

W 2020 r. postępowanie przed TSUE było kontynuowane, a jego finalizacja przebiegała w 2021 r. W marcu 2021 r. opublikowana została opinia rzecznika generalnego TSUE Manuela Camposa Sáncheza-Bordony, w ocenie którego należy oddalić wszystkie zarzuty podniesione przez Niemcy w odwołaniu od wyroku TSUE. Niemcy próbowali w nim wykazać, że zasada solidarności energetycznej jest abstrakcyjnym i czysto politycznym pojęciem, z którego nie wynikają żadne prawa ani obowiązki dla instytucji UE czy państw członkowskich.

Polska jednoznacznie i zdecydowanie sprzeciwiła się takiemu podejściu, uznając, że podważałoby ono fundamenty projektu europejskiego. Opinię tę podzielił rzecznik generalny

TSUE, którego zdaniem zasada solidarności energetycznej wyrażona w art. 194 ust. 1 TSUE wywołuje skutki prawne, stanowiąc m.in. kryterium przy dokonywaniu wykładni norm prawa wtórnego w dziedzinie energetyki, a także służąc jako element wypełniający ewentualne luki w tych normach. Jak zauważa rzecznik generalny, w tych miejscach traktatów, w których zamierzano podkreślić czysto polityczną składową solidarności, wyraźnie tak uczyniono. W jego ocenie zasada solidarności energetycznej zobowiązuje podmioty stosujące ją w praktyce do dokonania w każdym przypadku indywidualnej oceny wchodzących w grę interesów, i to zarówno poszczególnych państw członkowskich, jak i Unii jako całości.

Wyrok TSUE odrzucający skargę Republiki Federalnej Niemiec w przedmiotowej sprawie zapadł 15 lipca 2021 r., ostatecznie kończąc wieloletni spór i potwierdzając stosowanie zasady solidarności w polityce energetycznej UE.

7.3. Postępowanie antymonopolowe przeciwko spółce Gazprom

W dniu 24 maja 2018 r. KE oficjalnie zakończyła postępowanie antymonopolowe wszczęte w 2012 r. w odniesieniu do działalności spółki Gazprom w Polsce, Czechach, Bułgarii, Estonii, Łotwie oraz na Słowacji, Litwie i Węgrzech. Rozstrzygnięcie KE nałożyło na Gazprom wiążące zobowiązania zbieżne z tymi, które zaproponowała spółka w trakcie postępowania w celu polubownego zakończenia sporu. W opinii Rządu polskiego nałożone na Gazprom zobowiązania są niewystarczające i nie prowadzą do poprawy sytuacji na rynku paliw gazowych na terytorium państw członkowskich UE objętych badaniem działalności spółki z uwagi na fakt, że nie gwarantują zaprzestania przez spółkę nadużywania pozycji dominującej, co minister właściwy do spraw energii podkreślał już w stanowisku przedstawionym podczas konsultacji projektu decyzji KE.

Dlatego RP podjęła w I kw. 2019 r. decyzję o przystąpieniu w charakterze interwenienta do postępowania prowadzonego od października 2018 r. przez Sąd UE na wniosek spółki PGNiG S.A. Polska spółka zaskarżyła decyzję KE do Sądu UE, zarzucając jej niezgodność z prawem konkurencji UE, gdyż istnieje duże prawdopodobieństwo, że nawet pomimo wykonania nałożonych zobowiązań sposób prowadzenia działalności przez spółkę Gazprom będzie prowadził do ograniczenia konkurencji, a warunki współpracy nadal będą odbiegać od przyjętych na konkurencyjnym rynku paliw gazowych. W maju 2021 r. odbyła się rozprawa w przedmiotowej sprawie. Rozstrzygnięcia należy się spodziewać najwcześniej w II poł. 2021 r.