



MINISTER KLIMATU

SPRAWOZDANIE Z WYNIKÓW MONITOROWANIA BEZPIECZEŃSTWA DOSTAW PALIW GAZOWYCH

za okres od dnia 1 stycznia 2019 r. do dnia 31 grudnia 2019 r.

Warszawa, lipiec 2020 r.





Szanowni Państwo!

Z dużą satysfakcją przekazuję na Państwa ręce kolejne Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych.

Jak co roku, w niniejszym *Sprawozdaniu* przedstawiono podsumowanie najważniejszych danych składających się na obraz nie tylko poziomu bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do odbiorców, ale również stanu krajowego rynku gazu.

Zgromadzone dane świadczą o tym, że poziom bezpieczeństwa dostaw systematycznie zwiększa się, a wzrastające zużycie paliw gazowych pokrywane jest w pełni ze zdywersyfikowanych źródeł. Do momentu rozpoczęcia dostaw z Norweskiego Szelfu Kontynentalnego filarem procesu dywersyfikacji pozostaje LNG, którego udział w krajowym bilansie dostaw systematycznie rośnie.

W ostatnim roku nie odnotowano żadnych zakłóceń w dostawach, a doświadczenia z poprzednich lat pozwalają stwierdzić, że podmioty obecne na krajowy rynku gazu są bardzo dobrze przygotowane do niezakłóconego dostarczania paliw gazowych do odbiorców, nawet w przypadku wystąpienia nieprzewidzianych zdarzeń i przerw w dostawach. Świadczy to o odporności krajowego systemu gazowego na nagłe zakłócenia w systemie dostaw.

Co ważne dla mnie, *Sprawozdanie* stanowi symboliczny bilans otwarcia Ministerstwa Klimatu w zakresie bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego i dobry punkt odniesienia dla jego działalności na kolejne lata. Oprócz znanych zadań obejmujących np. monitorowanie realizacji kluczowych projektów dywersyfikacyjnych, kluczowych dla osiągnięcia pełnej niezależności od dotychczasowego dostawcy, działalność mojego urzędu

skupiać się będzie w dużej mierze na wykorzystaniu potencjału sektora gazowego i jego infrastruktury w transformacji sektora energetycznego. W kolejnych latach skupiać będziemy się nie tylko na zwiększeniu wykorzystania gazu ziemnego, ale również na „transformacji systemu gazowego”, tj. stworzeniu warunków do integracji w sieciach gazowych również gazów zdekarbonizowanych, takimi jak biometan czy wodór, o którego przyszłej roli w gospodarce państw europejskich coraz głośniejszymi wspomina się na forum Unii Europejskiej

Sprawozdanie stanowi jedno z wielu dostępnych na rynku podsumowań tego rodzaju, ale w moim odczuciu stanowi jedno z najbardziej wiarygodnych, dzięki oparciu go o oficjalne dane zbierane w ramach statystyki publicznej. Dlatego też wyrażam nadzieję, że będziecie Państwo chętnie sięgać do tego dokumentu, aby czerpać sprawdzone informacje.

Życzę Państwu miłej lektury,

A handwritten signature in blue ink, reading "Michał Jurtyle". The signature is written in a cursive, flowing style.

Spis treści

1. Wnioski.....	7
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.....	13
3.2. Import i nabycie wewnątrzspółnotowe.....	17
4. Rynek gazu ziemnego. Przewidywane zapotrzebowanie na paliwa gazowe.....	23
4.1. Struktura rynku paliw gazowych – koncesje na wykonywanie działalności gospodarczej w sektorze paliw gazowych.....	24
4.2. Rynek hurtowy. Towarowa Giełda Energii i rynek pozagiełdowy OTC.....	24
4.3. Rynek detaliczny. Zmiana sprzedawcy. Sprzedaż rezerwowa.....	25
4.4. Prognoza zapotrzebowania na paliwa gazowe.....	30
5. Stan infrastruktury technicznej sektora gazowego.....	34
5.1. System przesyłowy gazowy.....	36
5.1.1. Stan istniejącej infrastruktury przesyłowej.....	38
5.1.1.1. Krajowy system przesyłowy.....	38
5.1.1.2. System przesyłowy gazu ziemnego zaazotowanego.....	42
5.1.1.3. System Gazociągów Tranzytowych Jamał-Europa.....	43
5.1.2. Planowane lub będące w budowie zdolności przesyłowe – informacje o postępach w rozwoju infrastruktury liniowej (rozbudowa systemu), w tym wykorzystanie środków UE.....	44
5.1.2.1. Utrzymanie i rozbudowa systemu przesyłowego wewnątrz kraju..	46
5.1.2.2. Rozbudowa połączeń międzysystemowych.....	49
5.2. System dystrybucyjny gazowy.....	58
5.2.1. Stan istniejącej infrastruktury.....	58
5.2.2. Planowane lub będące w budowie zdolności systemu dystrybucyjnego gazowego, w tym wykorzystanie środków UE.....	59
5.3. System magazynowania paliw gazowych.....	62
5.3.1. Stan istniejącej infrastruktury magazynowej.....	64

5.3.2. Planowane lub będące w budowie pojemności magazynowe.....	64
5.4. System skraplania i regazyfikacji gazu ziemnego.....	65
5.4.1. Stan istniejącej infrastruktury.....	65
5.4.1.1. Terminal LNG w Świnoujściu.....	65
5.4.1.2. Stacje regazyfikacji LNG	66
5.4.1.3. Rozwój infrastruktury logistycznej w obszarze LNG oraz bunkrowanie statków.....	67
5.4.2. Planowane lub będące w budowie zdolności, w tym wykorzystanie środków UE.....	68
5.4.2.1. Terminal LNG w Świnoujściu.....	68
5.4.2.2. FSRU w rejonie Zatoki Gdańskiej.....	69
5.4.2.3. Stacje regazyfikacji LNG	70
5.4.2.4. Prace legislacyjne.....	70
6. Środki zapewnienia bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych.....	73
6.1. Wykonanie rozporządzenia 2017/1938.....	74
6.2. Procedury postępowania w przypadku wystąpienia zakłóceń w dostarczaniu gazu ziemnego do systemu gazowego bądź nieprzewidzianego wzrostu zapotrzebowania.....	76
6.3. Plan wprowadzenia ograniczeń w poborze gazu ziemnego.....	77
6.4. Zapasy handlowe i obowiązkowe gazu ziemnego.....	79
6.5. Działania podejmowane dla pokrycia szczytowego zapotrzebowania na paliwa gazowe oraz postępowanie w przypadku niedoborów ich dostaw.....	82
7. Zagrożenia zewnętrzne wpływające na bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych do Polski	85
7.1. Ryzyko wstrzymania dostaw gazu ziemnego do Polski z kierunku Ukrainy (przez punkt wejścia Drozdowicze).....	86
7.2. Nord Stream 2 – zwiększenie możliwości importu gazu ziemnego z Federacji Rosyjskiej.....	86
7.3. Decyzja KE zmieniająca reżim prawny dla gazociągu OPAL.....	88
7.4. Postępowanie antymonopolowe przeciwko spółce Gazprom.....	89

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. - projekt
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. U. 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)
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 2020 r. poz. 833, 843, 1086)
ustawa terminalowa	ustawa z dnia 24 kwietnia 2009 r. o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu (Dz. U. z 2019 r. poz. 1554, 1724 i 2020 oraz z 2020 r. poz. 284)
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)
rozporządzenie dywersyfikacyjne	rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 24 kwietnia 2017 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy (Dz.U. z 2017 r. poz. 902)

1. Wnioski

- W 2019 r. utrzymany został trend wzrostowy zapotrzebowania na gaz ziemny. **Zużycie gazu ziemnego wyniosło 210 TWh**, co oznacza, że w stosunku do roku poprzedniego **zwiększyło się o 5,6%**.
- Szczytowe zapotrzebowanie odbiorców odnotowane w styczniu 2019 r. wyniosło 824 GWh/dobę i zbliżyło się do rekordowego zapotrzebowania odbiorców z 2018 r., które wynosiło 888,7 GWh/dobę.
- **Wszystkie systemy gazowe działały bez zakłóceń, a zapotrzebowanie odbiorców pokrywane było w pełni z dostępnych źródeł**, wyłącznie przy wykorzystaniu mechanizmów rynkowych. Nie istniała więc potrzeba podejmowania żadnych dodatkowych działań nadzwyczajnych – wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego czy uruchomienia zapasów obowiązkowych gazu ziemnego.
- **Systematycznej zmianie ulega struktura dostaw paliw gazowych na rynek polski**. Krajowe wydobycie utrzymywało się na niezmiennym poziomie, ale ze względu na rosnący rynek jego udział w bilansie dostaw na rynek krajowy zmalał. W ubiegłym roku pozwoliło pokryć niecałe 1/5 krajowego zużycia gazu ziemnego. Dodatkowo pobór gazu ziemnego z PMG w stosunku do lat poprzednich uległ zmniejszeniu, przede wszystkim ze względu na wyższe temperatury w okresie zimowym oraz w celu zapewnienia najwyższych mocy odbioru w sezonie zimowym 2019/2020.
- Dostawy paliw gazowych do krajowych odbiorców pochodziły z coraz bardziej zdywersyfikowanych źródeł. **Fundamentem dywersyfikacji pozostaje LNG, którego udział w bilansie dostaw z roku na rok rośnie**. W 2019 r. import paliw gazowych przez terminal LNG w stosunku do roku poprzedniego wzrósł o 26%, a dostawy były realizowane z Kataru, Norwegii i USA.
- Pomimo że kierunki dostaw LNG do terminalu w Świnoujściu nie uległy zmianie w stosunku do roku poprzedniego, dzięki rozpoczęciu realizacji wieloletniego kontraktu ze spółką Cheniere Marketing International LLP, **portfolio dostaw LNG stało się bardziej zrównoważone. Już ok. 27% dostaw LNG do kraju pochodzi z USA**, co stanowi ok. 4,5% w bilansie dostaw. W kolejnych latach udział ten będzie rósł.

- Wzrostowi udziału LNG w strukturze dostaw towarzyszył **systematyczny spadek importu z kierunku wschodniego w bilansie dostaw**. W 2019 r. udział ten **spadł do 44%**, a dzięki wyegzekwowaniu w 2019 r. przez spółkę PGNiG S.A. zakończenia z dniem 31 grudnia 2022 r. tzw. kontraktu jamalskiego, **możliwe będzie budowanie w kolejnych latach zdywersyfikowanego portfolio zrównoważonych dostaw ze zróżnicowanych źródeł**.
- Dostępne prognozy, przygotowane na potrzeby *Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030* i projektu *Polityki energetycznej Polski do 2040 r.*, oraz prognozy OGP Gaz-System S.A. wskazują na **utrzymywanie się tendencji wzrostowej zapotrzebowania na paliwa gazowe z obecnych 210 TWh do 304 TWh w 2041 r.**
- Zarówno wzrost zapotrzebowania na paliwa gazowe, jak i założenia polityki dywersyfikacji, wymagają **konsekwentnej kontynuacji działań w zakresie rozbudowy połączeń międzysystemowych**. Priorytetowymi projektami pozostają: budowa gazociągu Baltic Pipe, rozbudowa terminalu LNG w Świnoujściu, budowa FSRU w Zatoce Gdańskiej oraz połączeń międzysystemowych ze Słowacją i Litwą.
- Kontynuowane przez operatorów systemu przesyłowego i systemów dystrybucyjnych działania w zakresie rozbudowy krajowej sieci przesyłowej i dystrybucyjnej umożliwiają systematyczne zwiększanie dostępu odbiorców do sieci. Istotne w tym zakresie jest realizowanie przez spółkę PSG sp. z o.o. *Programu przyspieszenia inwestycji w sieć gazową Polski w latach 2018–2020*, dzięki któremu w 2019 r. poziom gazyfikacji kraju wzrósł z 64,8% do 69%. **Zapewnienie dostępności infrastruktury gazowej i upowszechnienie wykorzystania gazu ziemnego ma kluczową rolę w kontekście wykorzystania gazu ziemnego jako paliwa w okresie przejściowym na drodze do transformacji gospodarczej.**
- W celu usprawnienia rozbudowy sieci dystrybucyjnych 9 kluczowych inwestycji, przyczyniających się do rozprowadzenia przepływów gazu ziemnego z terminalu LNG w Świnoujściu, jako inwestycje towarzyszące terminalowi, zostało objętych uproszczonymi zasadami procesu inwestycyjno-budowlanego.
- Niezakłócone dostawy paliw gazowych do odbiorców są uwarunkowane nie tylko rozwojem infrastruktury sieciowej, ale również odpowiednim

poziomem pojemności magazynowych. Zarówno w projekcie *Polityki energetycznej Polski do 2040 r.*, jak i *Krajowym planie na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030*, nad którymi prowadzone były prace w 2019 r., uwzględniono potrzebę rozbudowy pojemności magazynowych z obecnych 34,2 TWh do 43,8 TWh w perspektywie do 2030 r.

- **Postępy w prowadzonych inwestycjach i zmieniająca się struktura dostaw umożliwi zminimalizowanie ryzyk** dla polskiego sektora paliw gazowych związanych z relacjami rosyjsko-ukraińskimi, budową gazociągu Nord Stream 2, decyzją KE zmieniającą reżim prawny dla gazociągu OPAL, decyzją kończącą postępowanie antymonopolowe wobec Gazprom oraz niepewnością dotyczącą odwołań w tych postępowaniach.
- Wyniki opracowanych w 2019 r. *Oceny ryzyka związanego z bezpieczeństwem dostaw gazu ziemnego* oraz *Planu działań zapobiegawczych* pozwoliły określić, że **stan rozwoju i zdolności techniczne istniejącej infrastruktury w kraju pozwalają na zapewnienie nieprzerwanych dostaw gazu ziemnego do odbiorców** nawet w przypadku zakłóceń jej pojedynczego największego elementu.
- Jasno i precyzyjnie określone w *Planie na wypadek sytuacji nadzwyczajnej* środki oraz procedury postępowania w przypadku wystąpienia zakłóceń w dostawach gazu ziemnego, zapewnią skuteczny obieg informacji oraz skuteczny sposób reagowania na ewentualne zakłócenia.

2. Wstęp

Podstawę prawną do sporządzenia przez Ministra Klimatu „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 2019 r. kolejno: Minister Energii i Minister Aktywów Państwowych. Zgodnie z § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 13 grudnia 2017 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Energii (Dz. U. poz. 2314) w okresie od dnia 1 stycznia do dnia 14 listopada 2019 r. zadania te wykonywał Minister Energii, a od dnia 15 listopada 2019 r., na podstawie rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 18 listopada 2019 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Aktywów Państwowych (Dz. U. poz. 2256) – Minister Aktywów Państwowych. Minister Energii, a następnie Minister Aktywów Państwowych 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 perspektywnego 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

- Zapotrzebowanie odbiorców na paliwa gazowe, pomimo że straciło tempo wzrostu w porównaniu do roku poprzedniego, to jednak w 2019 r. w dalszym ciągu zwiększało się.
- Wzrost zużycia paliw gazowych świadczy o coraz większej ich dostępności dzięki postępującej rozbudowie sieci gazowych, jak również o zwiększaniu świadomości odbiorców w zakresie wyboru ekologicznego paliwa.
- Systematycznej zmianie ulega struktura importu gazu ziemnego do kraju, coraz więcej gazu ziemnego sprowadzanego jest z kierunków alternatywnych do wschodniego, co zwiększa poziom bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych do odbiorców.
- Krajowe wydobywanie w dalszym ciągu pozostaje istotnym elementem zapewnienia bezpiecznych dostaw paliw gazowych do odbiorców końcowych.
- Dynamicznie rosną dostawy LNG do terminalu LNG w Świnoujściu, w szczególności ze Stanów Zjednoczonych. W wyniku rozpoczęcia dostaw LNG w ramach długoterminowego kontraktu ze spółką Cheniere Marketing International LLP import LNG z tego kierunku wzrósł w stosunku do roku poprzedniego o 1010%.
- 2019 r. stał pod znakiem kontynuacji zmniejszania importu paliw gazowych z kierunku wschodniego.
- Zakończenie z końcem 2022 r. obowiązywania długoterminowego kontraktu kupna-sprzedaży gazu ziemnego z Federacji Rosyjskiej do Polski wpisuje się w politykę dywersyfikacyjną Rządu i pozwala na dowolne kształtowanie portfela dostaw i elastyczne dostosowywanie go do zmieniających się potrzeb rynku.
- Od kilku lat nie ulegają zmianie przewidywania w zakresie przyczyn prognozowanego wzrostu zużycia gazu ziemnego, które jest ściśle powiązane z zachodzącymi na rynku elektroenergetycznym zmianami (budowa nowych mocy wytwórczych).

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

Zgodnie z rozporządzeniem Prezesa Rady Ministrów z dnia 10 stycznia 2018 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Środowiska (Dz.U. poz. 96) do dnia 18 listopada 2019 r. za sprawy geologii, należące do działu środowisko, odpowiadał Minister Środowiska. Następnie, zgodnie z rozporządzeniem Prezesa Rady Ministrów z dnia 18 listopada 2019 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu (Dz. U. poz. 2266), za sprawy geologii, należące do działu środowisko, odpowiadał Minister Klimatu. Natomiast za dział administracji rządowej gospodarka złożami kopalin, obejmujący m.in. uzgadnianie koncesji na wydobywanie węglowodorów udzielanych przez ministra właściwego do spraw środowiska, w zakresie kopalin objętych własnością górnictw Skarbu Państwa, w 2019 r. odpowiadał kolejno: Minister Energii i Minister Aktywów Państwowych.

Złoża gazu ziemnego na terenie kraju występują na Niżu Polskim, przedgórzu Karpat, Karpatach oraz w polskiej strefie ekonomicznej Morza Bałtyckiego. Głównym regionem występowania złóż gazu ziemnego jest Niż Polski, gdzie udokumentowanych jest 72,8% wydobywalnych zasobów gazu ziemnego. Na przedgórzu Karpat udokumentowane złoża gazu ziemnego stanowią 22,5%. 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 2020 r. pn. „*Bilans zasobów złóż kopalin w Polsce wg stanu na 31.12.2019 r.*” stan wydobywalnych zasobów gazu ziemnego wyniósł 1 583 TWh (łącznie zasoby bilansowe i pozabilansowe) i w porównaniu z rokiem poprzednim zwiększyły się o 23 TWh. Zwiększenie ilości udokumentowanych zasobów gazu ziemnego było wynikiem włączenia do bilansu:

- złożo Pniewy (województwo wielkopolskie) – udokumentowane wydobywane zasoby bilansowe – 59,6 TWh,
- złożo Rogoźnica (województwo podkarpackie) – udokumentowane wydobywane zasoby bilansowe – 1,8 TWh,
- złożo Brzyska Wola (województwo podkarpackie) – udokumentowane wydobywane zasoby bilansowe – 0,5 TWh,

- złożone Czarna Wieś (województwo mazowieckie) – udokumentowane wydobywane zasoby bilansowe – 0,38 TWh,
- złożone Wielichowo (województwo mazowieckie) – udokumentowane wydobywane zasoby bilansowe – 0,3 TWh,
- złożone Olchowiec (województwo lubelskie) – udokumentowane wydobywane zasoby bilansowe – 0,18 TWh,
- złożone Połęczko (województwo lubuskie) – udokumentowane wydobywane zasoby bilansowe – 0,14 TWh.

Zasoby wydobywalne zagospodarowanych złóż gazu ziemnego wynoszą 990 TWh, co stanowi 62,6% ogólnej ilości zasobów wydobywalnych. Zasoby przemysłowe złóż gazu ziemnego w 2019 r. wyniosły 822,4 TWh.

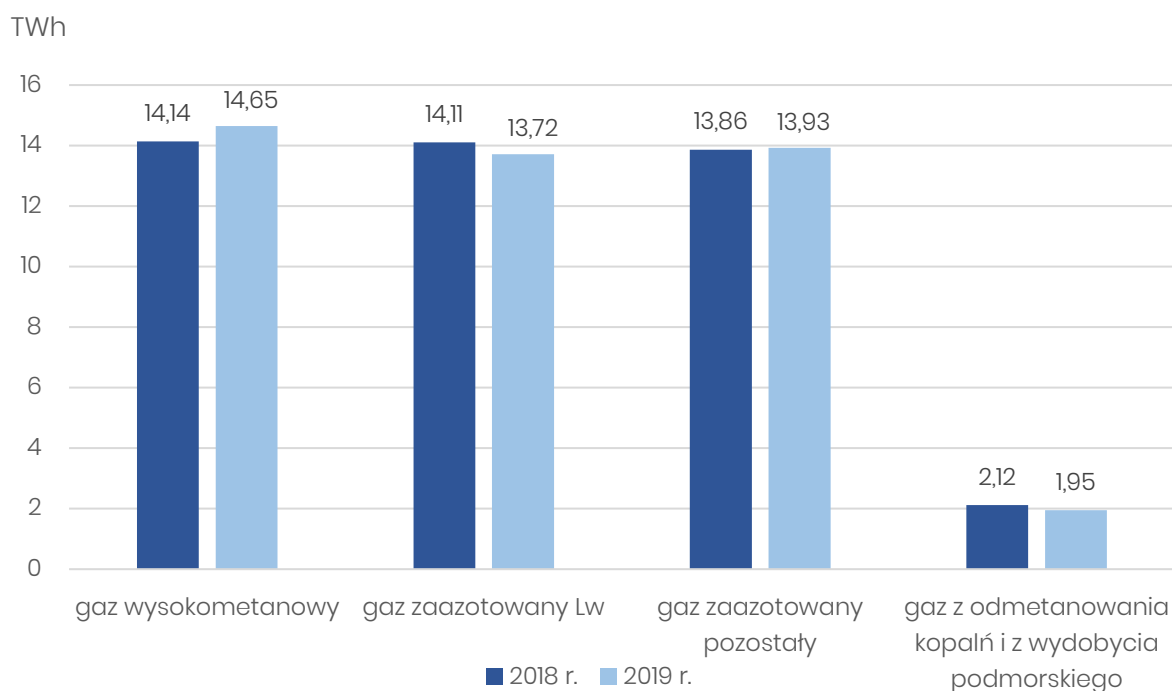
W 2019 r. krajowe wydobycie gazu ziemnego wyniosło 44,3 TWh, co stanowiło ok. 21% krajowego zużycia gazu ziemnego, w tym:

- gazu ziemnego wysokometanowego – 14,6 TWh,
- gazu ziemnego zaazotowanego – 27,7 TWh,
- gazu ziemnego z odmetanowania kopalń i z wydobycia podmorskiego – 1,9 TWh.

W stosunku do roku poprzedniego całkowite wydobycie wzrosło o 0,1%, w tym:

- wydobycie gazu ziemnego wysokometanowego wzrosło o 3,6%,
- wydobycie gazu ziemnego zaazotowanego spadło o 2,8%,
- wydobycie gazu ziemnego innego (z odmetanowania kopalń i wydobycia podmorskiego) spadło o 0,3%.

Rysunek 1. Wydobyte krajowe gazu ziemnego w 2018 i 2019 r.



Źródło: Badania statystyczne Ministra Klimatu.

Największym złożem gazu ziemnego w Polsce jest złożo Przemyśl, którego potencjał szacowany jest na ok. 219 TWh. W 2019 r. spółka PGNiG S.A. rozpoczęła badanie kolejnych obszarów złoża Przemyśl, tj. obszarów Maćkowice i Tuligłowy, co pozwoli na dokładną analizę niżej zalegających horyzontów. Spółka szacuje, że w ciągu pięciu najbliższych lat wydobycie gazu ziemnego na całym Podkarpaciu, gdzie znajduje się złożo Przemyśl, wzrośnie o 28% do poziomu 19 TWh rocznie.

Na koniec 2019 r. koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego posiadało 10 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 197 (w tym podmioty z udziałem Skarbu Państwa posiadały 191 koncesji).

W 2019 r. minister właściwy do spraw energii na podstawie art. 23 ust. 1a ustawy z dnia 9 czerwca 2011 r. – *Prawo geologiczne i górnicze* (Dz.U. z 2019 r. poz. 868) uzgodnił 64 projekty koncesji w zakresie poszukiwania, rozpoznawania i eksploatacji złóż gazu ziemnego przedłożone przez Ministra Środowiska.

Dominującym podmiotem w zakresie eksploatacji złóż gazu ziemnego i ropy naftowej w 2019 r. pozostawała spółka PGNiG S.A., która posiadała 47

koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż węglowodorów oraz 190 koncesji na wydobywanie węglowodorów. Działalność spółki koncentrowała się na terenie Karpat, Przedgórze Karpat, Monokliny Sudeckiej i Niżu Polskiego a wydobywa gazu ziemnego wysokometanowego i zaazotowanego prowadzone było w dwóch oddziałach – w Zielonej Górze i w Sanoku.

W 2019 r. PGNiG S.A. prowadziła przede wszystkim projekty inwestycyjne związane z utrzymaniem zdolności wydobywczych węglowodorów ze źródeł krajowych na terenie województwa podkarpackiego, wielkopolskiego i śląskiego.

Szansą w zakresie zwiększenia wydobycia gazu ziemnego jest przedeksploracyjne ujęcie metanu z pokładów węgla. Zgodnie z szacunkami Państwowego Instytutu Geologicznego – Państwowego Instytutu Badawczego wydobywalne zasoby metanu w pokładach węgla na obszarze Górnośląskiego Zagłębia Węglowego wynoszą ok. 170 mld m³. W ramach tzw. przedeksploracyjnego odmetanowania ze złóż węgla kamiennego możliwe jest pozyskanie do 1,5 mld m³ metanu rocznie.

Eksploatacja metanu z pokładów węgla, który dla spółek górniczych stanowi problem, może stać się z jednej strony ważnym uzupełnieniem krajowego wydobycia gazu ziemnego a z drugiej ograniczyć ujemne skutki działalności kopalń na środowisko poprzez ograniczenie emisji znaczących wolumenów metanu do atmosfery (gazu cieplarnianego). Wraz z eksploatacją coraz głębiej położonych złóż węgla wzrasta potencjał wydobycia z nich metanu. Pozyskiwany w ten sposób metan może być m.in. zatlaczany bezpośrednio do sieci gazowej lub posłużyć do wytwarzania ciepła i energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji.

W ramach realizowanego przez PGNiG S.A. i Państwowy Instytut Geologiczny projektu Geo-Metan, w Gilowicach w kwietniu 2019 r. rozpoczęta została komercyjna eksploatacja wydobycia z pokładów węgla metanu, którym zasilany jest blok energetyczny o mocy nominalnej 0,9 MW. W ramach kontynuacji projektu planowana jest w Gilowicach budowa ośrodka zbioru gazu, do którego surowiec, po uzdatnieniu, kierowany będzie do sieci dystrybucyjnej PSG sp. z o.o. Ośrodek ma zostać uruchomiony w drugiej połowie 2020 r.

Natomiast w grudniu 2019 r. PGNiG S.A. i Państwowy Instytut Geologiczny, w ramach programu Geo-Metan II, nawiązały współpracę z Jastrzębską Spółką Węglową S.A. na przedeksploracyjne pozyskanie metanu ze złoża Kopalni Węgla Kamiennego „Budryk” w województwie śląskim. W ramach współpracy wykonana zostanie demonstracyjna instalacja ujęcia metanu oraz przeprowadzone zostaną testy produkcyjne w celu analizy wydajności

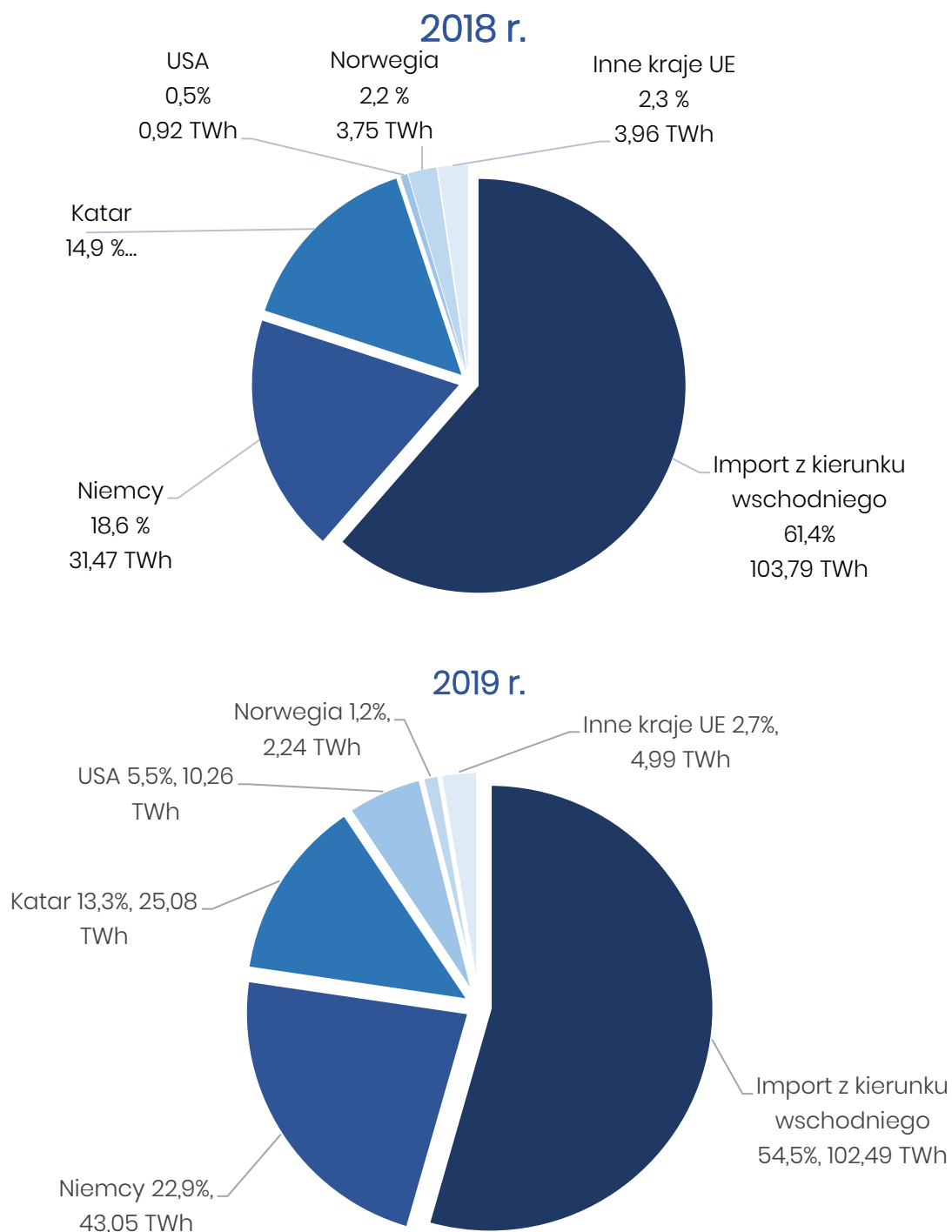
dopływu metanu i wpływu szczelinowania na późniejszą eksploatację węgla. Prace nad realizacją projektu rozpoczną się w 2020 r.

3.2. Import i nabycie wewnątrzspółnotowe

W 2019 r. całkowity przywóz paliw gazowych do Polski wyniósł 188,1 TWh, i w porównaniu do roku 2018 r. wzrósł o 19,1 TWh, co stanowi wzrost o 11,3%, z czego:

- import paliw gazowych z kierunku wschodniego – 102,5 TWh (co stanowi 54,5% całkowitego przywozu) i w porównaniu do roku poprzedniego spadł o 1,3%;
- nabycie wewnątrzspółnotowe z Niemiec – 43 TWh (co stanowi 22,9% całkowitego przywozu) i w porównaniu do roku poprzedniego wzrosło o 36,8%;
- nabycie wewnątrzspółnotowe z innych państw UE – 5 TWh (co stanowi 2,7% całkowitego przywozu) i w porównaniu do roku poprzedniego wzrosło o 25,9%;
- łącznie LNG – 37,6 TWh (co stanowi 20% całkowitego przywozu) i w stosunku do roku poprzedniego wzrosło o 26%, w tym:
 - import z Kataru – 25,1 TWh (co stanowi 13,3% całkowitego przywozu), spadek w stosunku do roku poprzedniego o 0,1%;
 - import z Norwegii – 2,2 TWh (co stanowi 1,2% całkowitego przywozu), spadek w stosunku do roku poprzedniego o 40%;
 - import z USA – 10,3 TWh (co stanowi 5,5% całkowitego przywozu), wzrost w stosunku do roku poprzedniego o 1010,3%.

Rysunek 2. Struktura przywozu paliw gazowych z zagranicy w 2018 i 2019 r.



Źródło: Badania statystyczne Ministra Klimatu.

Ekspert paliw gazowych z Polski w 2019 r. wyniósł 7,4 TWh i w porównaniu do 2018 r. wzrósł o 1,5%. Gaz ziemny eksportowany był na Ukrainę.

Poniżej przedstawiono strukturę dostaw paliw gazowych do Polski w 2019 r. w porównaniu do 2018 r.

Tabela 1. Struktura zaopatrzenia kraju w paliwa gazowe w 2019 r. w porównaniu do 2018 r.

	2018			2019			Różnica 2019-2018	
	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 krajowe ¹⁾	44 237	20,75%	-	44 292	19,06%	-	55	0,13%
2. Suma importu i dostaw z innych kierunków	168 991	79,25%	-	188 110	80,94%	-	19 119	11,31%
2.1. Import	133 561	62,64%	79,03%	140 071	60,27%	74,46%	6 510	4,87%
2.1.1. Import z kierunku wschodniego	103 788	48,67%	61,42%	102 489	44,10%	54,48%	-1 299	-1,25%
2.1.2. Import z Kataru	25 101	11,77%	14,85%	25 079	10,79%	13,33%	-22	-0,09%
2.1.3. Import z USA	924	0,43%	0,55%	10 259	4,41%	5,45%	9 335	1010,28%
2.1.4. Import z Norwegii	3 748	1,76%	2,22%	2 244	0,97%	1,19%	-1 504	-40,13%
2.2. Nabycie wewnątrzspółnotowe	35 430	16,62%	20,97%	48 039	20,67%	25,54%	12 609	35,59%
2.2.1. Nabycie wewnątrzspółnotowe z RFN	31 467	14,76%	18,62%	43 051	18,52%	22,89%	11 584	36,81%
2.2.2. Nabycie wewnątrzspółnotowe z innych krajów UE ²⁾	3 963	1,86%	2,35%	4 988	2,15%	2,65%	1 025	25,86%
A. BILANS DOSTAW PALIW GAZOWYCH NA TERYTORIUM RP³⁾ (1+2)	213 228	100,00%	-	232 402	100,00%	-	19 174	8,99%
3. Eksport ⁴⁾	-7 270	3,41%	-	-7 379	3,17%	-	-109	1,50%
B. BILANS DOSTAW PALIW GAZOWYCH NA POTRZEBY KRAJOWE (A-3)	205 958	96,59%	-	225 023	96,82%	-	19 065	9,26%
4. Zmiana stanu (saldo) zapasów ⁵⁾	-1 155	-	-	7 059	-	-	8 214	-
5. Straty i zużycie własne	-8 325	-	-	-8 078	-	-	247	-2,97%
C. BILANS ZUŻYCIA PALIW GAZOWYCH (B-4+5)	198 788	-	-	209 886	-	-	11 098	5,58

- 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 Jamaf)
- 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)

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. W 2019 r. Prezesa URE, w wyniku prowadzonego monitoringu przestrzegania przepisów rozporządzenia dywersyfikacyjnego, wymierzył pierwsze kary z tytułu naruszenia obowiązku dywersyfikacyjnego wynikającego z art. 32 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne.

W 2019 r. udział paliw gazowych sprowadzanych z kierunku wschodniego, zdeteminowanego kontraktem długoterminowym, wyniósł 54,5% całkowitego importu i spadł o 1,3% w stosunku do 2018 r. Dla porównania w 2014 r., udział dostaw ze Wschodu stanowił 75,8% całkowitego importu.

Ze względu na wymogi rozporządzenia dywersyfikacyjnego w zakresie zmniejszenia udziału importowanego gazu ziemnego z jednego kierunku PGNiG S.A. skorzystała z przysługującego jej prawa do wypowiedzenia długoterminowego kontraktu kupna-sprzedaży gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej zawartego z rosyjską spółką Gazprom Export w dniu 25 września 1996 r. (tzw. kontraktu jamalskiego). Oświadczenie o intencji zakończenia kontraktu spółka PGNiG S.A. przekazała stronie rosyjskiej w dniu 15 listopada 2019 r. Zgodnie z postanowieniami kontraktu dostawy w ramach kontraktu realizowane będą jeszcze do końca 2022 r. Umowa wiążąca polską i rosyjską spółkę od dłuższego czasu nie odpowiadała warunkom rynkowym

i stawiała polskich odbiorców gazu ziemnego na gorszej pozycji niż odbiorców w innych państwach UE.

Działania spółki PGNiG S.A., głównego importera paliw gazowych do kraju, w zakresie zmiany portfela importowego, służące dywersyfikacji źródeł i kierunków dostaw paliw gazowych, wpisują się w rządowe cele określone w *Strategii na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju do roku 2020* oraz w projekcie *Polityki energetycznej Polski do 2040 r.*

Systematycznej zmianie ulega struktura importu gazu ziemnego do kraju, coraz więcej gazu ziemnego sprowadzanego jest z kierunków alternatywnych do wschodniego, co zwiększa poziom bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych do odbiorców.

Sukcesywnie wzrasta wolumen sprowadzonego LNG do terminalu w Świnoujściu. W 2019 r. łącznie zrealizowano 31 dostaw LNG, w tym 18 z Kataru, 3 z Norwegii i 10 z USA. Dla porównania należy podać, że w 2018 r. miały miejsce 23 dostawy, 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.

W 2019 r. spółka PGNiG S.A. odebrała pierwszą dostawę LNG w ramach długoletniego kontraktu z amerykańską firmą Cheniere Marketing International LLP, w wyniku której dostawy LNG z USA wzrosły o ponad 1 000%. Dostawy LNG z tego kierunku dalej będą rosnąć, by docelowo osiągnąć wielkość ok. 29 mln ton (ok. 428 TWh) w latach 2023–2042.

Dodatkowo spółka PGNiG S.A. w czerwcu 2019 r., zawarła porozumienie z Venture Global LNG, na mocy którego zwiększony zostanie o dodatkowe 1,5 mln ton LNG wolumen paliw gazowych dostarczanych w ramach zawartej przez spółki umowy w 2018 r. Oznacza to, że od 2023 r. łączny wolumen dostaw w ramach umowy z Venture Global LNG wyniesie 3,5 mln ton rocznie LNG, co odpowiada około 51 TWh (1 mln ton pochodzić będzie z terminalu Calcasieu Pass, a 2,5 mln ton – z terminalu Plaquemines).

W świetle wygasającego długoterminowego kontraktu jamalskiego zawarte przez spółkę PGNiG S.A. umowy sprzedaży LNG z kontrahentami z Kataru i USA mają zapewnić w kolejnych latach regularne dostawy od stabilnych dostawców i z pewnych źródeł.

Dzięki umowie z Qatar Liquefied Gas Company Ltd. spółka zakupi ok. 2 mln ton LNG rocznie, co odpowiada około 29,6 TWh. Umowa z Qatar Liquefied Gas Company Ltd obowiązuje do dnia 30 czerwca 2034 r.

Natomiast na podstawie zawartych przez PGNiG S.A. wszystkich umów na dostawy LNG z USA (z spółkami Centrica LNG Company Limited, Venture Global LNG, Cheniere Marketing International LLP oraz Port Arthur LNG) od 2023 r. łączny wolumen dostaw LNG z USA wyniesie ok. 102 TWh rocznie, z tego w formule DES – 21,4 TWh.

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 2019 r. zrealizowanych zostało 10 dostaw tego typu, podczas gdy w 2018 r. były to 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 gazociągami Baltic Pipe planowany jest na IV kw. 2022 r.

GK PGNiG poprzez spółkę zależną PGNiG Upstream Norway prowadzi działania w zakresie zwiększenia potencjału wydobywczego na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, jak również w zakresie pozyskania dodatkowych kontraktów na zakup gazu ziemnego, które uzupełnią produkcję własną spółki w Norwegii. Spółka posiada udział w 29 koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Obecnie spółka eksploatuje 5 złóż (Skarv, Gina Krog, Morvin, Vilje i Vale), a działania inwestycyjne i analityczne prowadzone są na 6 kolejnych złożach (Skogul, Ærfugl, Duva, Tommeliten Alpha, Król Lear oraz Shrek).

4. Rynek gazu ziemnego. Przewidywane zapotrzebowanie na paliwa gazowe

- Rosnąca sprzedaż paliw gazowych do odbiorców końcowych i zwiększona o 56 tys. liczba odbiorców świadczy o kontynuacji rozwoju krajowego rynku gazu ziemnego.
- Dynamika zmian w zakresie podmiotów prowadzących działalność gospodarczą na krajowym rynku gazu ziemnego utrzymywała się na stabilnym poziomie.
- Podobnie jak w ubiegłych latach, **przeważająca część paliw gazowych sprowadzonych do Polski trafiła na rynek hurtowy** – prawie 98% paliw gazowych pochodzących z zagranicy została przywieziona do Polski w celu dalszej odsprzedaży.
- Niezmiennie od kilku lat rośnie wolumen obrotu paliwami gazowymi na Towarowej Giełdzie Energii. W 2019 r. zwiększył się o 2%.
- Sprzedaż paliw gazowych rosta w 2019 r. równomiernie we wszystkich segmentach, a struktura sprzedaży do odbiorców końcowych nie uległa istotnej zmianie w porównaniu do poprzedniego roku.
- **W miarę rozwoju rynku, rośnie świadomość odbiorców paliw gazowych** – w 2019 r., podobnie jak w roku poprzednim, prawie 54 tys. odbiorców zmieniło sprzedawcę paliw gazowych.
- Wprowadzona do porządku prawnego instytucja sprzedaży rezerwowej zapewniła nieprzerwane dostawy paliw gazowych do odbiorców, którym wybrany przez nich dostawca zaprzestał dostarczania tych paliw.
- Przygotowane na potrzeby projektu *Polityki energetycznej Polski 2040 r.* oraz przez OSP prognozy przewidują **dynamiczny wzrost zapotrzebowania na paliwa gazowe przede wszystkim ze względu na rozwój energetyki gazowej.**
- Wzrost rynku potwierdza zwiększający się z roku na rok wolumen paliw gazowych przesyłanych systemem przesyłowym. W 2019 r. ilość paliw gazowych transportowanych systemem przesyłowym zwiększyła się w porównaniu do poprzedniego roku prawie o 5% – do poziomu 229,6 TWh.

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

Na koniec 2019 r. na polskim rynku gazu ziemnego działało 186 podmiotów. Koncesje na obrót paliwami gazowymi posiadało 186 podmiotów, a koncesje na obrót gazem ziemnym z zagranicą – 53 podmioty. W stosunku do 2018 r. nastąpił nieznaczny spadek liczby koncesji, zarówno w zakresie obrotu paliwami gazowymi, jak i w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą. W dalszym ciągu na wysokim poziomie utrzymuje się liczba podmiotów zagranicznych prowadzących działalność gospodarczą na krajowym rynku gazu ziemnego. W 2019 r. 32% wszystkich obowiązujących koncesji w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą należała na do podmiotów mających siedzibę za granicą.

W 2019 r. Prezes URE udzielił 2 podmiotom koncesje w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą oraz 8 podmiotom koncesji na obrót paliwami gazowymi.

W wyniku prowadzonych w 2019 r. postępowań Prezes URE wydał 16 decyzji w sprawie cofnięcia koncesji w zakresie obrotu paliwami gazowymi oraz 4 decyzje w sprawie cofnięcia koncesji w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą.

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

Obrót paliwami gazowymi w Polsce prowadzony jest przede wszystkim na TGE S.A. Uczestnikami rynku giełdowego są głównie przedsiębiorstwa obrotu paliwami gazowymi oraz najwięksi odbiorcy końcowi, na mocy zawartej z TGE S.A. umowy. Obecnie TGE S.A. posiada łącznie 77 członków, w tym w zakresie paliw gazowych – 35 członków z Polski, Szwajcarii, Czech, Niemiec i Wielkiej Brytanii.

W 2019 r. utrzymywał się trend wzrostowy w zakresie obrotu paliwami gazowymi na TGE S.A. W 2019 r. całkowity łączny wolumen transakcji zawartych na wszystkich rynkach gazu ziemnego wyniósł 146 TWh, co stanowi wzrost w porównaniu do 2018 r. o 2%. Jest to najlepszy wynik w historii obrotu gazem ziemnym na TGE S.A. Rekordowy był również obrót na Rynku Terminowym

Towarowym, który wyniósł 123,5 TWh i zwiększył się w stosunku do roku poprzedniego o 3,2%.

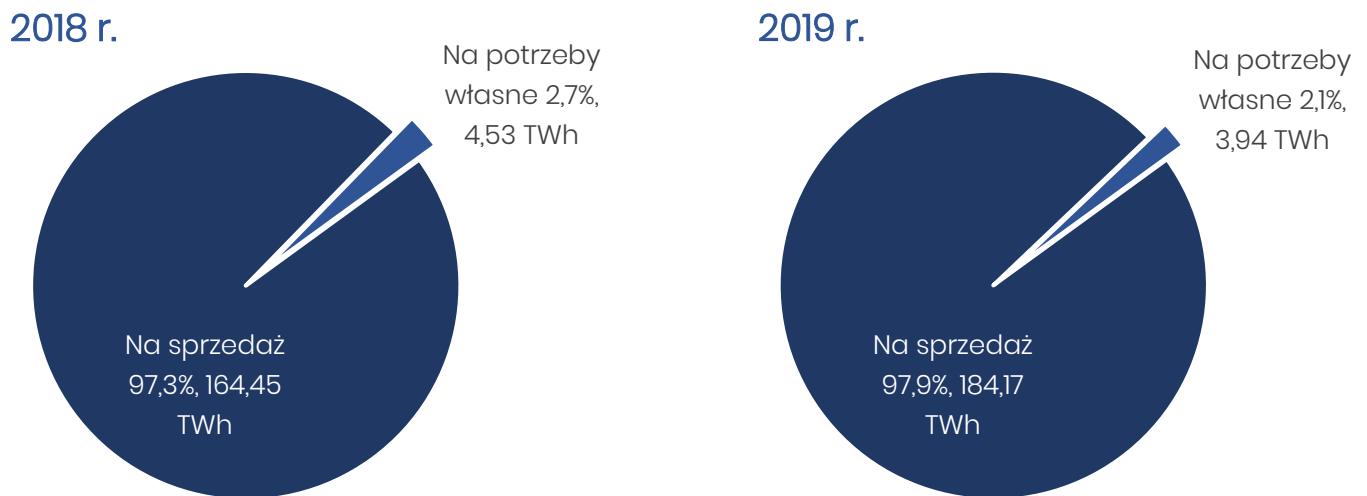
Obrót paliwami gazowymi realizowany jest również na rynku pozagiełdowym w punkcie wirtualnym OTC. Zgodnie z informacjami przedstawionymi przez Prezesa URE, w wyniku realizacji kontraktów zawartych w punkcie wirtualnym, na rynku OTC dostarczono 34,9 TWh gazu ziemnego.

4.3. Rynek detaliczny. Zmiana sprzedawcy. Sprzedaż rezerwowa.

Z roku na rok obserwowany jest wzrost krajowego zużycia paliw gazowych, które na koniec 2019 r. wyniosło 209,9 TWh, czyli o 5,6% więcej w stosunku do 2018 r. Na przestrzeni ostatnich kilku lat obserwowany jest wzrost sprzedaży paliw gazowych do odbiorców końcowych, jak również wzrost liczby odbiorców końcowych.

W 2019 r. zdecydowana większość, tj. 97,9% paliw gazowych pochodzących z zagranicy została przywieziona do Polski w celu dalszej odsprzedaży. Pozostała część, tj. 2,1%, została przywieziona na potrzeby własne przedsiębiorstw przywoźących. 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. 3. Przywóz paliw gazowych z zagranicy według celów przeznaczenia w 2018 i 2019 r,



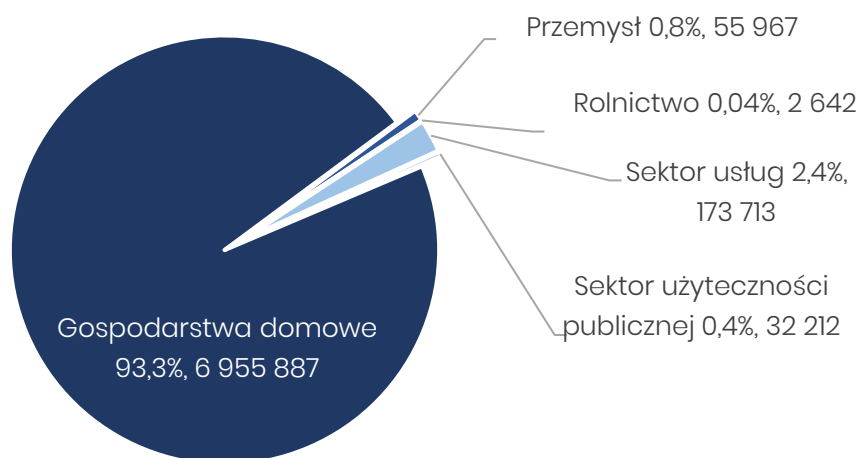
Źródło: Badania statystyczne Ministra Klimatu.

W 2019 r. przedsiębiorstwa energetyczne sprzedały do ponad 7,2 mln odbiorców końcowych 190,5 TWh paliw gazowych, co stanowi w porównaniu do 2018 r. wzrost o 3%, a w porównaniu do 2016 r. – wzrost o 15,5%. W 2019 r. zwiększyła się o ponad 56 tys. liczba gospodarstw domowych zużywających paliwa gazowe.

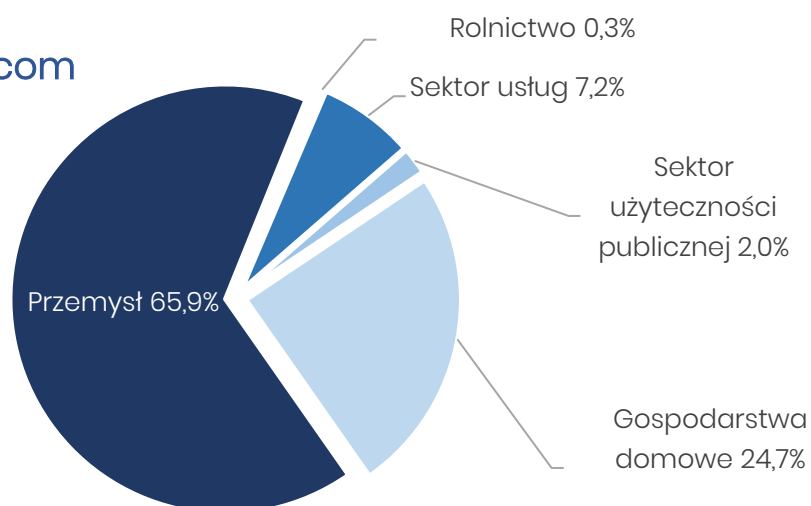
Najwięcej, bo ok. 65,9% paliw gazowych, zostało sprzedane do odbiorców przemysłowych, natomiast ok. 24,7% – do odbiorców w gospodarstwach domowych.

Rys. 4. Zużycie paliw gazowych w poszczególnych sektorach oraz sprzedaż paliw gazowych do odbiorców końcowych w 2019 r.

Liczba odbiorców

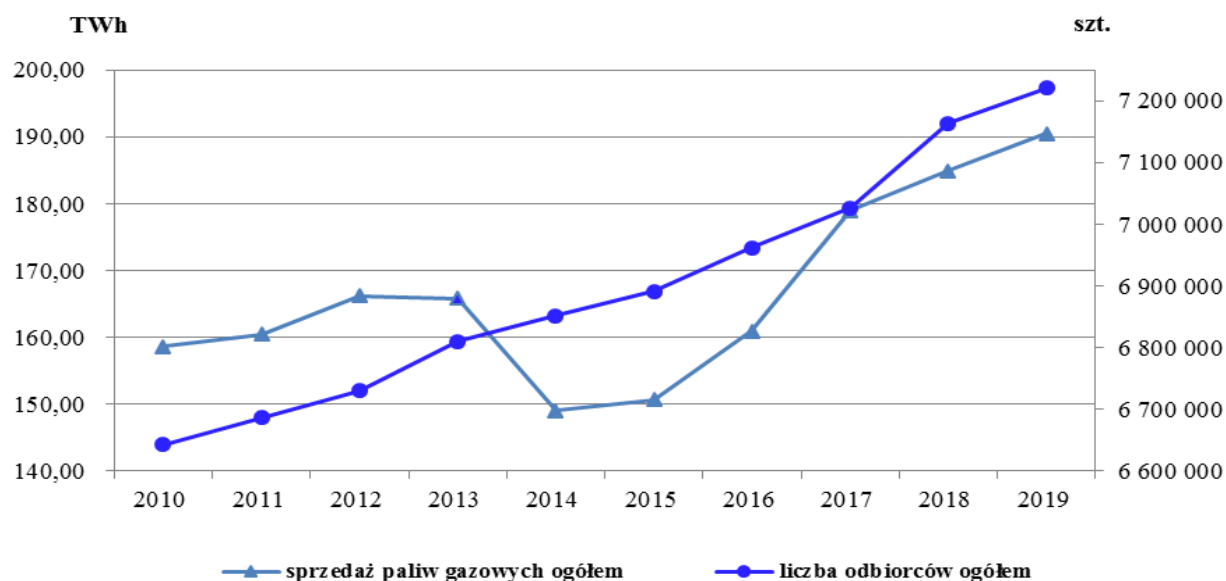


Sprzedaż gazu ziemnego odbiorcom



Źródło: Badania statystyczne Ministra Klimatu.

Rys. 5. Liczba wszystkich odbiorców końcowych i sprzedaż paliw gazowych do odbiorców końcowych ogółem w latach 2010–2019.



Źródło: Badania statystyczne Ministra Klimatu.

Dominującym podmiotem w sprzedaży paliw gazowych do odbiorców końcowych w 2019 r. pozostawała GK PGNiG (PGNiG S.A. i PGNiG OD sp. z o.o.), której udział w rynku wyniósł 83,3%. Łącznie spółki GK PGNiG dokonały sprzedaży do odbiorców końcowych 166,5 TWh paliw gazowych. Poza podmiotami z GK PGNiG sprzedaż paliw gazowych do odbiorców końcowych zrealizowały 92 podmioty.

Z prowadzonego przez Prezesa URE monitoringu zmiany sprzedawcy wynika, że w 2019 r. prawie 54 tys. odbiorców zmieniło sprzedawcę paliw gazowych. Łącznie od momentu rozpoczęcia zbierania danych w tym zakresie do dnia 31 grudnia 2019 r. sprzedawcę paliw gazowych zmieniło 244 243 odbiorców.

W 2019 r. doszło do zaprzestania prowadzenia działalności koncesjonowanej w zakresie sprzedaży paliw gazowych przez 1 sprzedawcę, tj. spółkę Hermes Energy Group S.A., która z dniem 30 listopada 2019 r. zaprzestała prowadzenia działalności i przerwała dostarczanie paliw gazowych do prawie 25 tys. odbiorców.

Dostawy do odbiorców końcowych, którzy mieli zawarte umowy sprzedaży paliw gazowych bądź umowy kompleksowe ze spółką Hermes Energy Group S.A., po zaprzestaniu działalności przez tę spółkę, mogły być realizowane dzięki instytucji sprzedaży rezerwowej funkcjonującej na

podstawie przepisów ustawy – Prawo energetyczne. Dostawy te zostały zagwarantowane przez pełniącą funkcję sprzedawcy rezerwowego – spółkę PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.

Zwiększa się udział paliw gazowych w produkcji energii elektrycznej. W 2019 r. w Polsce z paliw gazowych wytworzono 14,5 TWh energii elektrycznej, co stanowi ok. 8,8% całkowitej jej produkcji.

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%

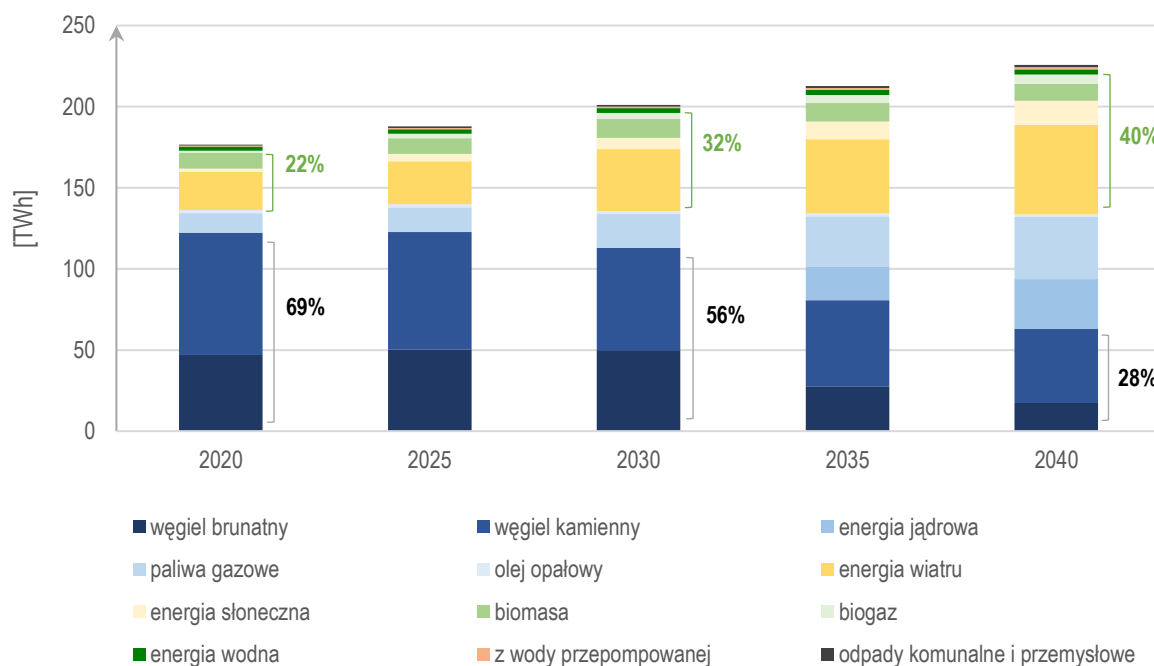
Źródło: Badania statystyczne Ministra Klimatu.

Aby zapewnić odbiorcom w gospodarstwach domowych możliwość łatwiejszego kontrolowania przez nich bieżącego zużycia paliw gazowych i wysokości opłat, w 2019 r. Minister Energii wprowadził do rozporządzenia z dnia 15 marca 2018 r. *w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi* zmianę w zakresie zasad kwalifikacji najmniejszych odbiorców do grup taryfowych. Zgodnie z rozporządzeniem Ministra Energii z dnia 22 września 2019 r. *zmieniającym rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowym* (Dz. U. poz. 1904) zasady te w odniesieniu do odbiorców pobierających paliwa gazowe w ilości nie większej niż 110 kWh/h zostały uproszczone. Kwalifikacja takich odbiorców do odpowiedniej grupy taryfowej dokonywana jest na podstawie wielkości zużytego paliwa gazowego wyrażonej w jednostkach objętości, a nie jak dotychczas w jednostkach energii. Umożliwia to dokładne obliczanie przez tych odbiorców zużycia gazu ziemnego i w efekcie pozwala uniknąć problemów z przyrównywaniem ich zużycia do kwalifikacji grup taryfowych i niecelowymi ich zmianami (szczególnie pomiędzy grupami W2 i W3).

4.4. Prognoza zapotrzebowania na paliwa gazowe

W przekazanym do KE w 2019 r. *Krajowym planie na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030* oraz w projekcie *Polityki energetycznej Polski do 2040 roku* 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 również 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 6. Prognoza produkcji energii elektrycznej brutto z podziałem na paliwo w latach 2020-2040.



* BGP – blok gazowo-parowy

Źródło: Projekt Polityki energetycznej Polski do 2040 – wersja z dnia 8 listopada 2019 r.

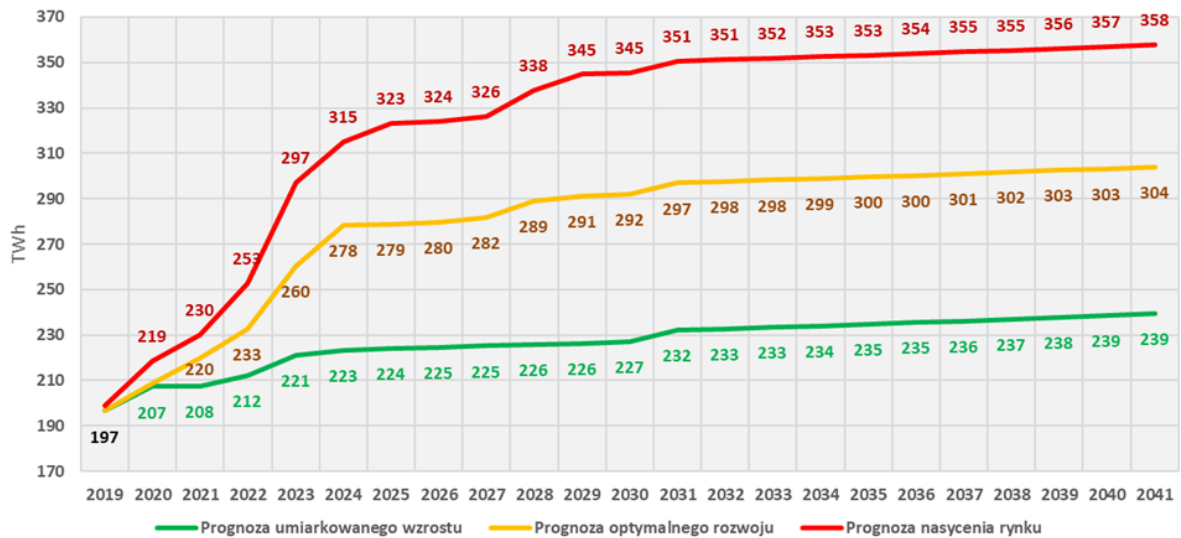
Również przygotowana przez OGP Gaz-System S.A. na potrzeby *Krajowego Dziesięcioletniego Planu Rozwoju Systemu Przesyłowego na lata*

2020–2029 prognoza przewiduje wzrost zapotrzebowania na usługi przesyłowe. W planie rozwoju OSP przedstawił trzy warianty prognoz – Umiarkowanego Wzrostu, Optymalnego Rozwoju oraz Nasylenia 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 7. 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.

Ze względu na wagę zagadnienia rozwoju źródeł gazowych w systemie elektroenergetycznym w dniu 22 września 2019 r. Minister Energii powołał *Zespół ds. rozwiązań dla rozwoju interwencyjnych źródeł gazowych w sektorze elektroenergetycznym*. Zespołowi powierzono opracowanie propozycji rozwiązań w zakresie wspólnego funkcjonowania rynku gazu ziemnego i rynku energii elektrycznej w związku z wykorzystaniem interwencyjnych źródeł gazowych w sektorze elektroenergetycznym, w szczególności:

- zidentyfikowanie elementów sektora gazu ziemnego warunkujących rozwój i funkcjonowanie źródeł gazowych w sektorze elektroenergetycznym,
- opracowanie rekomendacji dotyczących funkcjonowania sektora gazu ziemnego w sposób efektywny dla wykorzystania interwencyjnych źródeł gazowych w sektorze elektroenergetycznym.

W skład Zespołu powołani zostali przedstawiciele Ministra Energii, Pełnomocnika Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej, Prezesa URE oraz przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność gospodarczą na rynku gazu ziemnego i rynku energii elektrycznej. W ramach prac Zespołu przeprowadzono 5 posiedzeń oraz opracowano

podsumowanie wyników jego prac. Prace Zespołu pozwoliły na zidentyfikowanie regulacji rynku gazu ziemnego, które mogą powodować wyzwania w rozwoju interwencyjnych źródeł gazowych. Dokonano również oceny prawa UE w analizowanym zakresie, jak również zasad niedyskryminacyjnego dostępu do krajowego systemu gazowego dla wszystkich użytkowników sieci.

5. Stan infrastruktury technicznej sektora gazowego

- System gazowy dostosowuje się do wymagań rosnącego rynku. W 2019 r. ilość paliw gazowych transportowanych systemem przesyłowym zwiększyła się w porównaniu do poprzedniego roku prawie o 5% do poziomu 229,6 TWh. Zwiększenie przesyłu wynika przede wszystkim z dużego zainteresowania transportem paliw gazowych na Ukrainę.
- Realizowane przez operatora systemu przesyłowego inwestycje dywersyfikacyjne będą nie tylko odgrywać kluczową rolę dla pokrycia rosnącego zapotrzebowania odbiorców na paliwa gazowe, ale w miarę zwiększania ilości energii elektrycznej wytwarzanej w jednostkach opartych o paliwa gazowe, będą również przyczyniać się w większym zakresie do zapewnienia stabilnych dostaw energii elektrycznej.
- W wyniku stopniowego zwiększania importu LNG, wzrasta znaczenie terminalu LNG w Świnoujściu dla krajowego rynku gazu ziemnego. W 2019 r. dzięki terminalowi pokryte zostało prawie 18% krajowego zużycia paliw gazowych.
- Najistotniejszymi elementem rozbudowy infrastruktury pozwalającej na dywersyfikację dostaw gazu ziemnego do Polski pozostaje budowa gazociągu Baltic Pipe oraz zwiększenie dostępnych zdolności regazyfikacyjnych poprzez rozbudowę terminalu LNG w Świnoujściu i budowę pływającego terminalu regazyfikacyjnego w Zatoce Gdańskiej.
- Dotychczasowe tempo prac w zakresie Baltic Pipe umożliwi rozpoczęcie dostaw gazu ziemnego z Norweskiego Szelfu Kontynentalnego w założonym terminie.
- Postępują prace w zakresie zwiększenia integracji polskiego systemu gazowego z systemami państw członkowskich UE. W 2019 r. rozpoczęto budowę połączenia ze Słowacją i uzyskano pozwolenie na budowę połączenia z Litwą.
- Rząd RP skutecznie stara się o fundusze europejskie na projekty gazowe w bieżącej perspektywie finansowej i nie ustaje w staraniach

o uzyskanie finansowania w możliwie szerokim zakresie również w przyszłej perspektywie.

- Prowadzone przez OGP Gaz-System S.A. inwestycje pozwalają na stopniowe **obniżanie struktury wiekowej gazociągów** w Polsce. W 2019 r. w stosunku do roku poprzedniego udział gazociągów młodszych niż 5 lat w majątku operatora zwiększył się o 1,3%.
- Wraz ze wzrostem zapotrzebowania na paliwa gazowe coraz pilniejszą kwestią będzie stawać się podjęcie decyzji w zakresie rozbudowy PMG, których obecne pojemności pozwalają pokryć 16,3% rocznego zużycia gazu ziemnego w Polsce.
- Dzięki postępom w realizacji *Programu przyspieszenia inwestycji w sieć gazową Polski w latach 2018-2020* w 2019 r. w kolejnych 114 gminach zostały uruchomione usługi dystrybucji, co zwiększyło wskaźnik gazyfikacji kraju z 64,8% do 69%.
- Pożądanym dynamicznym rozwojem infrastruktury gazowej, zwłaszcza liniowej, będzie możliwy wyłącznie pod warunkiem istnienia efektywnego otoczenia regulacyjnego w zakresie procesu inwestycyjno-budowlanego.
- Sprawne przeprowadzenie 9 kluczowych inwestycji dystrybucyjnych ujętych w *Programie przyspieszenia gazyfikacji* zostało umożliwione dzięki rozszerzeniu katalogu inwestycji towarzyszących terminalowi LNG w Świnoujściu.

Według stanu na dzień 31 grudnia 2019 r. w sektorze paliw gazowych, zgodnie z decyzjami Prezesa URE, funkcjonowali:

- 1 operator systemu przesyłowego gazowego (OGP Gaz-System S.A.);
- 53 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.);
- 9 operatorów systemów skraplania gazu ziemnego (PSG sp. z o.o., DUON Dystrybucja S.A., LNG-Silesia sp. z o.o., PGNiG S.A., Barter 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 2019 r. zawartych zostało prawie 128 tys. umów (przy 91 tys. – w 2018 r. i 43 tys. – w 2014 r.). W 2019 r. do sieci gazowej zostało przyłączonych prawie 130 tys. odbiorców końcowych (przy ok. 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.

Zgodnie z rozporządzeniem 312/2014 (NC BAL) system gazu wysokometanowego, gazu 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 przez Prezesa URE decyzją 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 Jamat-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%). Uzupelnieniem 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.

W związku z upływającym z końcem 2019 r. okresem, na jaki zawarta została dotychczasowa umowa pomiędzy operatorem a właścicielem gazociągu, dzięki ustawie z dnia 4 lipca 2019 r. o zmianie ustawy – *Prawo energetyczne* (Dz. U. poz. 1435) zapewnione zostały transparentne zasady zawierania takich umów w przyszłości i mechanizm postępowania w sytuacji braku takiej umowy. W przypadku braku osiągnięcia porozumienia w kwestii umowy o powierzeniu obowiązków operatora pomiędzy właścicielem gazociągu a operatorem najpóźniej na 90 dni przed upływem terminu obowiązywania dotychczasowej umowy Prezes URE zyskał kompetencję do wydania decyzji, która ma ją zastępować.

W związku z faktem, że termin ten upłynął w dniu 3 października 2019 r., a także wobec braku informacji o zawarciu kolejnej umowy powierzającej pełnienie obowiązków operatora, Prezes URE wszczął postępowanie administracyjne, w rezultacie, którego w dniu 19 grudnia 2019 r. wydał decyzję ustalającą treść tej umowy pomiędzy spółkami OGP Gaz-System S.A. i SGT EuRoPol GAZ S.A. w zakresie operatorstwa na polskiej części gazociągu Jamat-Europa. Na warunkach określonych w tej umowie OSP będzie wykonywał 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 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) Drozdowicze (granica polsko-ukraińska),
 - b) Wysokoje (granica polsko-białoruska),
 - c) Hermanowice rewers (granica polsko-ukraińska),
 - d) Punkt GCP Gaz-System/ONTRAS (Lasów – granica polsko-niemiecka),
 - e) Cieszyn (granica polsko-czeska),
 - f) System Gazociągów Tranzytowych (polski odcinek gazociągu Jamal-Europa):
 - Punkt Wzajemnego Połączenia (fizyczne punkty wejścia we Włocławku i Lwówku),
 - Mallnow (tzw. rewers wirtualny lub fizyczny w sytuacji wstrzymania tranzytu gazociągiem Jamal-Europa),
 - g) połączenia realizujące import lokalny:
 - Tietierowka (granica polsko-białoruska),
 - Punkt GCP Gaz-System/ONTRAS (Gubin – granica polsko-niemiecka),
 - Branice (na granicy polsko-czeskiej),
 - h) 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 zaazotowanego i wysokometanowego (2 punkty wejścia do systemu gazu wysokometanowego),

- c) węzły w systemie gazu ziemnego zaazotowanego – 4 punkty wejścia:
Krobia, Kotowo, Chynów, Nowe Tłoki,
 - d) kopalnie w systemie gazu ziemnego zaazotowanego – 3 punkty wejścia:
Mchy, Radlin, Roszków.
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 2019 r. usługi w zakresie przesyłania paliw gazowych świadczone były na rzecz 97 podmiotów przez spółkę OGP Gaz-System S.A, a wolumen przestanych paliw gazowych osiągnął rekordową wartość na poziomie 229,6¹ TWh, co stanowi wzrost o 10,9 TWh w porównaniu do 2018 r. Poprzedni rekordowy wolumen przestanych paliw gazowych na poziomie 221,9 TWh został odnotowany w 2017 r.

Systematycznie zwiększa się zainteresowanie przyłączeniem do systemu przesyłowego. W 2019 r. OSP zawarł 19 umów o przyłączenie do sieci przesyłowej, a 16 odbiorców zostało przyłączonych. W 2018 r. do sieci przesyłowej zostało przyłączonych jedynie 7 odbiorców.

W 2019 r. długość sieci przesyłowej, która była własnością OGP Gaz-System S.A. wyniosła 10 927 km, a liczba stacji przesyłowych będących punktami wejścia do krajowego systemu oraz punktami wyjścia z systemu wyniosła odpowiednio:

¹ Wielkość przestanych paliw gazowych uwzględnia pracę PMG oraz przesył gazu zaazotowanego (Lw), którego objętość przeliczono na gaz wysokometanowy (E).

- liczba punktów wejścia² (krajowe i importowe): 67
- liczba punktów wyjścia³: 921

Tabela 3. System przesyłowy będący własnością OGP Gaz-System S.A. według stanu na dzień 31 grudnia 2018 r.

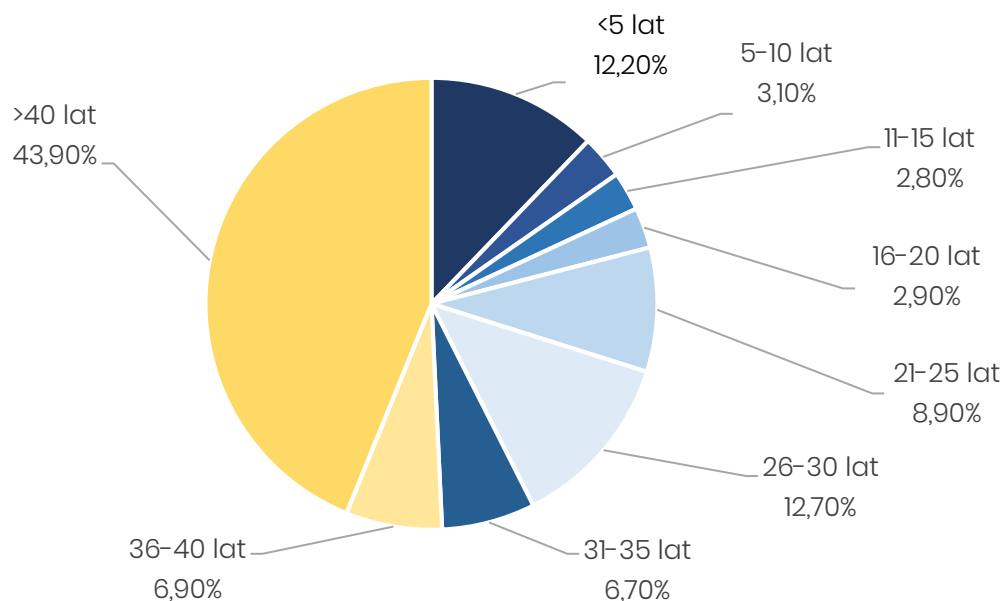
Lp.	Elementy systemu przesyłowego	Jednostka	OGÓŁEM
1.	Gazociągi przesyłowe	km	10 927
2.	Stacje gazowe	szt.	853
3.	Węzły	szt.	34
4.	Tłocznie	szt.	20

Źródło: OGP Gaz-System S.A.

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

³ 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: 853. Całkowita liczba fizycznych punktów wyjścia z systemu krajowego, włączając punkty wirtualne wynosi 921.

Rysunek 8. Gazociągi przesyłowe będące własnością OGP Gaz-System S.A. według struktury wiekowej, stan na dzień 31 grudnia 2019.



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

Ciągła i systematyczna rozbudowa systemu przesyłowego i budowa nowej infrastruktury (w 2019 r. wybudowano prawie 131 km sieci przesyłowej) powoduje obniżenie kategorii wiekowej gazociągów w Polsce. W 2019 r. o 1,3% w stosunku do roku 2018 r. wzrosła długość gazociągów, których wiek jest mniejszy niż 5 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 uwzględniają także zadania modernizacyjno-odtworzeniowe, które mają na celu przede wszystkim poprawę bezpieczeństwa eksploatowanej infrastruktury przesyłowej i zapewnienia ciągłości dostaw do odbiorców.

Rysunek 9. System przesyłowy gazu ziemnego zarządzany przez OGP Gaz-System S.A.



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 obydwoma 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 10. 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 Górzycy, 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 2019 r. polskim odcinkiem gazociągu Jamat–Europa przestano paliwa gazowe w ilości 396,25 TWh, z czego w Punkcie Wzajemnego Połączenia odebrano 64 TWh na potrzeby krajowe. W ramach przesyłania zwrotnego (dotyczy punktu wejścia Mallnow–rewers) dostarczono paliwa gazowe w ilości wynoszącej 40,8 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 rozptyłów 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 dniu 27 sierpnia 2019 r. Prezes URE uzgodnił *Krajowy Dziesięcioletni Planu Rozwoju Systemu Przesyłowego w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2020–2029*.

Nowy Plan Rozwoju, zgodnie z przyjętymi w projekcie *Polityki 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.

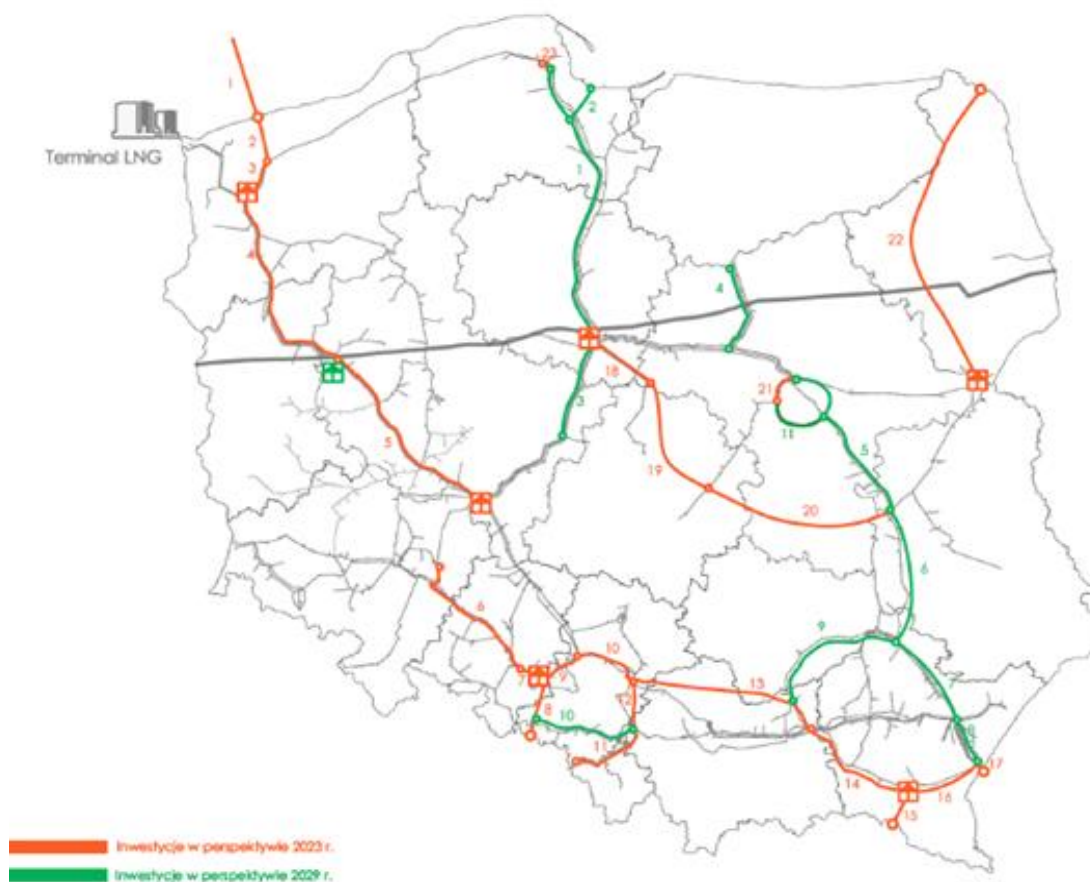
Inwestycje OGP Gaz-System S.A. ujęte w długoterminowych planach rozwoju spółki podzielone zostały na dwie perspektywy:

- 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 Swarzędz-Zborów-Rozwadów,
- gazociąg Racibórz-Oświęcim,
- gazociąg Mory-Wola Karczewska.

Rysunek 11. 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.

5.1.2.1. Utrzymanie i rozbudowa systemu przesyłowego wewnątrz kraju

OSP w 2019 r., w celu zapewnienia bezpieczeństwa przesyłania paliw gazowych krajowym systemem przesyłowym, realizował 402 zadania modernizacyjno-odtworzeniowe w tym 190 zadań planowanych do zakończenia w 2019 r., z czego zakończono 129, co stanowi 67,9%. Natomiast w ramach planu remontowego realizowanych było 330 zadań, w tym 207 zadań planowanych do zakończenia w 2019 r., z czego zakończono 184 zadania, co stanowi 88,9%. OSP łącznie przeznaczył na prace inwestycyjne, w tym modernizacyjne i remontowe, kwotę ok. 242 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 2019 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),
 - gazociąg Zdieszowice-Wrocław (odcinek Brzeg-Zębice-Kietczów),
 - gazociąg Zdieszowice-Wrocław (odcinek Zdieszowice-Brzeg),
 - budowa tłoczni Kędzierzyn-Koźle,
 - gazociąg Tworóg-Kędzierzyn Koźle,
 - gazociąg Tworóg-Tworzeń,
 - gazociąg Pogórska Wola-Tworzeń,
 - gazociąg Strachocina-Pogórska Wola,
 - budowa tłoczni Strachocina (etap I – węzeł),
 - gazociąg Hermanowice-Strachocina,
 - połączenie międzysystemowe Polska – Słowacja,
 - budowa przyłącza do obiektu Elektrociepłowni Żerań.
- 2) przetargu – obejmującej etap od uzyskania pozwolenia na budowę do zawarcia umowy z wykonawcą robót budowlanych:
 - połączenie międzysystemowe Polska-Litwa – odcinek północny (Rudka Skroda-granica państwa) – otwarto oferty na wykonawcę robót budowlanych,
 - połączenie międzysystemowe Polska-Litwa – odcinek południowy (Hołowczyce-Rudka Skroda) – otwarto przetarg na wykonawcę robót budowlanych,
- 3) 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.
- 4) przetargu (dokumentacja) – od ogłoszenia postępowania na opracowanie dokumentacji projektowej do podpisania umowy z projektantem:
- gazociąg Płońsk-Olsztyn-Gdańsk (etap I, KolnikBogatka).

W 2019 r. wybudowano nowe gazociągi przesyłowe o łącznej długości prawie 131 km. Był to: gazociąg relacji Lwówek-Odolanów, etap I Lwówek-Krobia w województwie wielkopolskim o długości 113,5 km i średnicy nominalnej 1 000 mm oraz gazociąg relacji Zdieszowice-Kędzierzyn Koźle w województwie opolskim o długości 17,4 km i średnicy nominalnej 1000 mm.

Dodatkowo, w 2019 r. spółka PGNiG S.A. zakończyła budowę instalacji osuszania gazu ziemnego odbieranego z gazociągu Jamał-Europa. Decyzja o budowie przez spółkę instalacji osuszania gazu ziemnego podjęta została w następstwie konieczności wstrzymania w dniach 21-23 czerwca 2017 r. odbioru gazu ziemnego z gazociągu Jamał-Europa do krajowego systemu przesyłowego, która wynikała z niespełniania przez transportowane paliwa gazowe wymaganych parametrów jakościowych. W paliwach tych wykryto znaczne ilości wody, co stanowiło realne zagrożenie dla bezpieczeństwa funkcjonowania krajowego systemu gazowego.

Instalacja osuszania gazu ziemnego pozwoli wyeliminować ryzyko powtórzenia się konieczności wstrzymania odbioru gazu ziemnego z gazociągu Jamał-Europa ze względu na jego złe parametry jakościowe. Ponadto, nowo wybudowana instalacja nie tylko umożliwi uzyskanie odpowiedniego poziomu jakościowego dostarczanego paliwa, ale również w wymierny sposób przyczyni się do wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego państwa w zakresie stabilności i ciągłości dostaw paliw gazowych do krajowych odbiorców.

W 2019 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. Dofinansowanie w ubiegłych latach otrzymało 10 projektów na łączną kwotę ponad 2,2 mld PLN.

5.1.2.2. Rozbudowa połączeń międzysystemowych

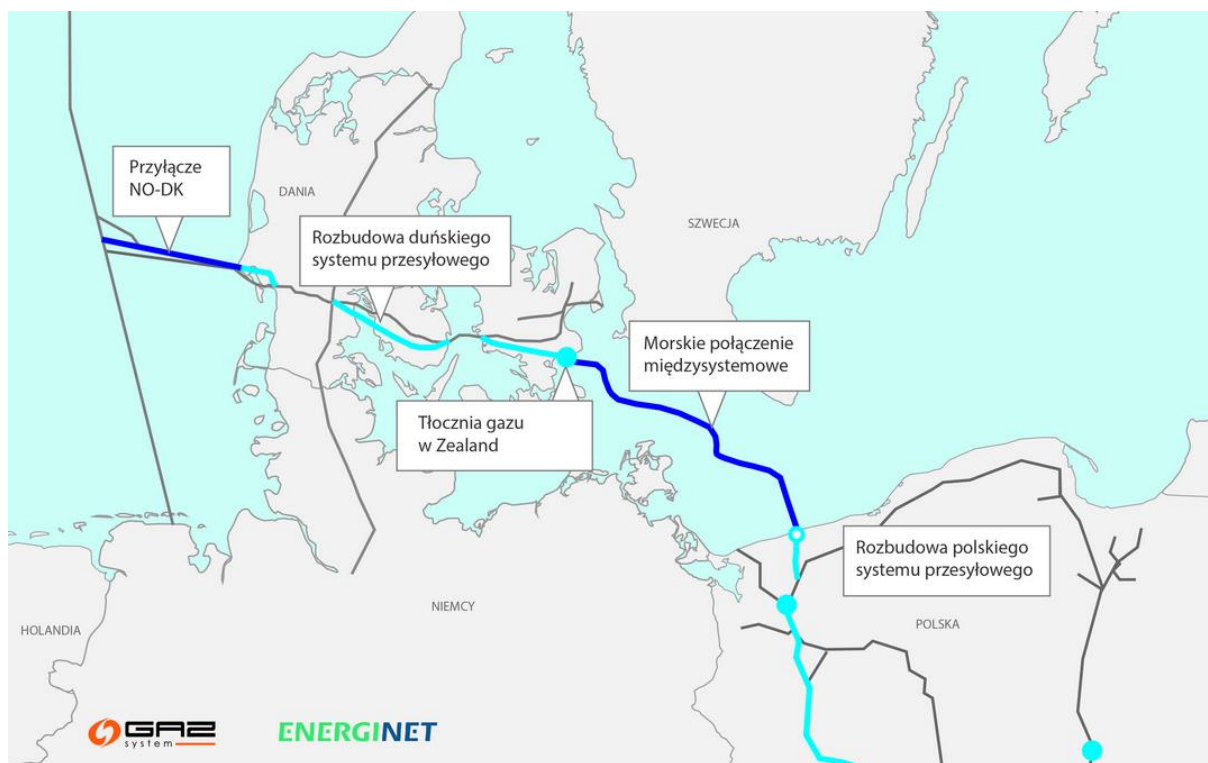
OSP, poza rozbudową krajowego systemu przesyłowego, prowadzi również projekty rozwoju połączeń międzysystemowych z krajami ościennymi. Do takich projektów należy budowa połączenia Polska-Litwa oraz Polska-Słowacja. Realizacja powyższych połączeń międzysystemowych umożliwi integrację europejskich systemów 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 12. Mapa projektu Baltic Pipe



Źródło: OGP Gaz-System S.A.

Oddanie inwestycji do użytkowania i rozpoczęcie przesyłania paliw gazowych przewidywane jest na październik 2022 r. W chwili obecnej projekt prowadzony jest zgodnie z harmonogramem prac. Nie występują opóźnienia w realizacji mogące wpłynąć na termin oddania inwestycji do użytkowania.

W I kwartale 2019 r., w ramach procesu uzyskiwania pozwoleń niezbędnych do rozpoczęcia prac budowlanych dla gazociągu podmorskiego złożono raport oceny oddziaływania na środowisko (OOS) wraz z wnioskami o wydanie pozwoleń na budowę w Danii i w Szwecji (w krajach tych nie uzyskuje się oddzielnych decyzji środowiskowych w odniesieniu do gazociągów podmorskich) oraz raport OOS wraz z wnioskiem o wydanie decyzji środowiskowej w Polsce.

W lipcu 2019 r. uzyskano decyzję środowiskową dla części lądowej projektu Baltic Pipe zlokalizowanej w Danii, za której powstanie odpowiada OGP Gaz-System S.A.

W październiku 2019 r. uzyskano pozwolenie na budowę gazociągu podmorskiego w duńskiej strefie Bałtyku. Zgoda na ułożenie gazociągu w Danii

została wydana m.in. na podstawie przeprowadzonej oceny oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko oraz na podstawie przeprowadzonych konsultacji transgranicznych w ramach konwencji ESPOO, która zakładała uwzględnienie w procesie wydawania decyzji pozwolenia na budowę opinii innych krajów, na które projekt mógłby potencjalnie oddziaływać. Wydane zezwolenie obejmuje oba odcinki gazociągu na dnie Morza Bałtyckiego znajdujące się na obszarze morskim Danii. Jeden od linii brzegowej nad Zatoką Faxe do granicy szwedzkiego obszaru morskiego, a drugi od szwedzkiego obszaru morskiego, przez obszar morski Danii wokół wyspy Bornholm, aż do obszaru morskiego Polski. Łącznie gazociąg na obu odcinkach będzie miał ok. 133 kilometrów.

W listopadzie 2019 r. uzyskano komplet decyzji środowiskowych, a w grudniu 2019 r. zatwierdzono dokumentację przetargową, złożono wnioski o wydanie decyzji lokalizacyjnej oraz kontynuowano badania geofizyczne i geotechniczne dla podmorskiej części gazociągu Baltic Pipe w polskiej strefie Bałtyku.

W zakresie infrastruktury lądowej prowadzone były prace projektowe oraz działania zmierzające do uzyskania niezbędnych decyzji administracyjnych.

W lutym 2019 r. uzyskano decyzję środowiskową dla gazociągu Goleniów-Lwówek. W maju 2019 r. uzyskano decyzję środowiskową dla gazociągu łączącego oraz potwierdzono brak konieczności uzyskania decyzji środowiskowych dla trzech tłoczni gazu. W sierpniu 2019 r. podpisano umowę na dostawę agregatów sprężarkowych dla tych tłoczni gazu.

W listopadzie 2019 r., podczas posiedzenia Komitetu Sterującego Baltic Pipe w Brukseli, OGP Gaz-System S.A. przekazał oświadczenie o gotowości do budowy, tzw. *Construction Confirmation*, dla części lądowej.

W grudniu 2019 r. zatwierdzono projekty budowlane dla gazociągu Goleniów-Lwówek oraz wszystkich tłoczni: Goleniów, Odolanów oraz Gustorzyn.

W 2019 r. trwały również prace w zakresie uruchomienia postępowań zakupowych m.in. na zakup rur, armatury nietypowej, jednostki inspekcyjnej maszyn oraz na wykonawców robót budowlanych i wykonawców nadzoru inwestorskiego dla wszystkich części lądowych projektu Baltic Pipe.

W 2019 r. spółka OGP Gaz-System S.A. podpisała umowę na dofinansowanie inwestycji w ramach unijnego instrumentu finansowego „Łącząc Europę” – (CEF Energy) na realizację zadania: „Prace budowlane dla klastra infrastrukturalnego 8.3 w ramach projektów o znaczeniu wspólnotowym (PCI)” z wartością dofinansowania dla OGP Gaz-System S.A. – 215 mln EUR.

W 2019 r. kontynuował działalność, powołany zarządzeniem Prezesa Rady Ministrów, Międzyresortowy Zespół do spraw projektu Baltic Pipe oraz rozbudowy Terminalu LNG w Świnoujściu. Zadaniem Zespołu jest koordynacja działań poszczególnych organów administracji w zakresie podejmowanych działań dotyczących realizacji projektu Baltic Pipe oraz rozbudowy terminalu LNG w Świnoujściu. Przewodniczącym Zespołu jest Pełnomocnik Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej.

W 2019 r. odbyły się 2 posiedzenia Zespołu, których 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 18,65 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 Radzymińska-Białystok możliwa będzie eliminacja zdiagnozowanego w 2016 r. problemu z zasilaniem w paliwa gazowe obszaru Białegostoku.

Projekt połączenia międzysystemowego Polska-Litwa obejmuje budowę:

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

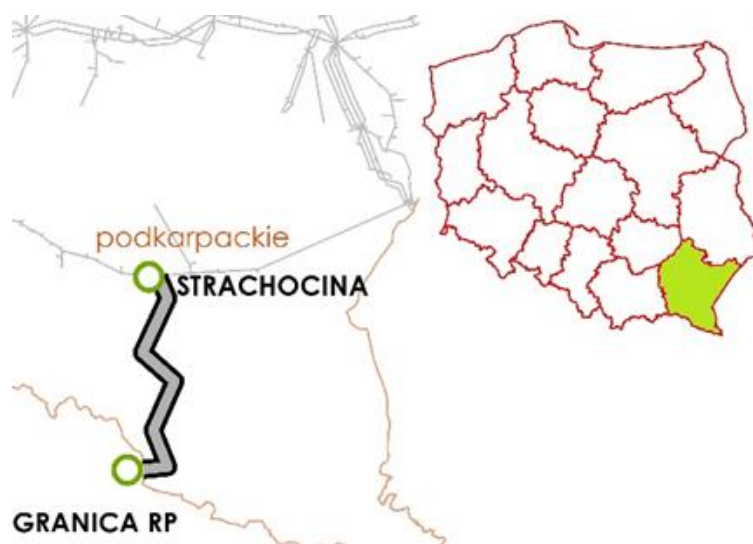
Oddanie do użytkowania odcinka północnego ma nastąpić z końcem maja 2021 r., natomiast odcinka południowego – z końcem października 2021 r.

W 2019 r. zakończono prace projektowe (w kwietniu 2019 r. uzyskano komplet decyzji lokalizacyjnych, a w listopadzie 2019 r. uzyskano pozwolenie na budowę) oraz rozpoczęto fazę przetargową na wybór wykonawcy robót budowlanych dla odcinka południowego oraz kontynuowano prace nad wyborem wykonawcy robót budowlanych odcinka północnego. W 2019 r. kontynuowano również prace projektowe dla rozbudowy tłoczni gazu Hołowczyce.

Projekt budowy połączenia międzysystemowego Polska-Litwa posiada dofinansowanie z instrumentu finansowego CEF Energy na prace budowlane w wysokości 266,5 mln EUR (w tym dla OGP Gaz-System S.A. – 208,5 mln EUR) oraz na dofinansowanie prac projektowych w wysokości 10,1 mln EUR (w tym dla OGP Gaz-System S.A. – 7,6 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:

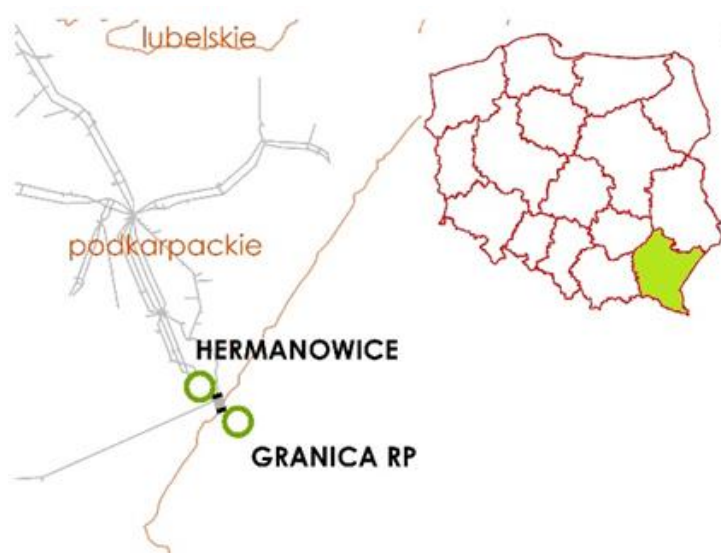
- gazociąg Tworóg-Tworzeń (w fazie realizacji),
- gazociąg Pogórska Wola-Tworzeń (w fazie przetargu),
- gazociąg Strachocina-Pogórska Wola (w fazie realizacji),
- gazociąg Strachocina-granica Polski (w fazie realizacji),
- tłocznia Strachocina – projekt odłożony w czasie, decyzja o realizacji ma zostać 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. Po stronie słowackiej w IV kwartale 2019 r. zakończono dostawy rur i komponentów gazociągu, kontynuowano prace związane ze spawaniem gazociągu oraz rozpoczęto układanie gazociągu w wykopach. Po stronie polskiej rozpoczęto budowę gazociągu Polska-Słowacja (Strachocina-

granica Polski) we wrześniu 2019 r., a w listopadzie 2019 r. uzyskano zamienne pozwolenie na budowę dla odcinków alternatywnych.

Projekt budowy 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 i budowlane w łącznej wysokości 112,3 mln EUR. Środki przypadające OGP Gaz-System S.A. wynoszą 54,8 mln EUR. Ponadto w październiku 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.

Budowa połączenia międzysystemowego Polska-Ukraina



Źródło: OGP Gaz-System S.A.

Połączenie polskiego systemu przesyłowego z systemem ukraińskim stanowi element gazowego Korytarza Północ-Południe łączącego terminal LNG w Świnoujściu z krajami Europy Środkowej i Wschodniej poprzez systemy przesyłowe poszczególnych państw i połączenia transgraniczne. Dostawy paliw gazowych w kierunku Ukrainy od listopada 2012 r. realizowane są przez punkt Hermanowice. Usługa ta jest realizowana na zasadach przerywanych, co oznacza, że może być przerwana lub ograniczona ze względu na niekorzystne warunki rozptywu paliw gazowych w sieciach polskich lub ukraińskich. Aktualnie maksymalne techniczne możliwości przesyłania gazu

ziemnego przez punkt Hermanowice w kierunku Ukrainy wynoszą do 16,46 TWh/rok.

Połączenie miałoby na celu zabezpieczenie dostaw paliw gazowych z Polski do Ukrainy, a także zabezpieczenie dostaw z Ukrainy do państw UE. Rozbudowa połączenia międzysystemowego umożliwiłaby polskim przedsiębiorstwom rozwój działalności handlowej w zakresie obrotu paliwami gazowymi na rynku ukraińskim, jak również na wykorzystanie tamtejszej infrastruktury magazynowej. Zwiększenie przepustowości połączenia pomiędzy Polską a Ukrainą pozwoliłoby na integrację regionalnego rynku paliw gazowych, a także przyczyniłoby się do wzmocnienia solidarności energetycznej pomiędzy krajami UE i Wspólnoty Energetycznej.

W projekt zaangażowane były spółki OGP Gaz-System S.A. i ukraińska spółka PJSC „UKRTRNSGAZ”. Długość projektowanego połączenia to 1,5 km po stronie polskiej i 110 km po stronie Ukrainy, a techniczne zdolności przesyłowe w obu kierunkach ma wynieść ok. 54,86 TWh/rok.

Projekt połączenia międzysystemowego Polska-Ukraina obejmuje budowę:

- gazociągu Hermanowice–Strachocina (w fazie realizacji),
- gazociągu Hermanowice–granica Polski wraz ze stacją pomiarową (projekt wstrzymany),
- tłoczni 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 zakończyć się w 2021 r.

W lutym 2019 r. uzyskano pozwolenie na budowę po stronie polskiej. W marcu 2019 r. uzyskano ostateczność decyzji pozwolenia na budowę oraz uzgodniono projekt wykonawczy na radzie Technicznej Oddziału w Tarnowie. W związku z brakiem decyzji o realizacji po stronie Ukrainy w 2019 r. trwały bilateralne rozmowy na poziomie administracji rządowych oraz operatorów w celu uzyskania wiążącej informacji strony ukraińskiej. W styczniu 2020 r. prezes nowego operatora systemu przesyłowego gazowego Ukrainy poinformował o braku zainteresowania realizacją projektu, z uwagi na możliwość korzystania z rewersu wirtualnego na granicy z Polską.

Projekt połączenia gazowego Polska-Ukraina w 2019 r. znajdował się na liście projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania pomiędzy Wspólnotą Energetyczną a UE (*Projects of Mutual Interest – PMI*).

W ramach prac nad kolejną listą projektów PMI, w wyniku braku poparcia dla projektu ze strony ukraińskiego operatora systemu przesyłowego, promotorzy projektu podjęli decyzję o rezygnacji z ubiegania się o status PMI w 2020 r.

Rozbudowa połączenia międzysystemowego Polska-Czechy



Źródło: OGP Gaz-System S.A.

Projekt połączenia międzysystemowego z Czechami realizowany był przez spółkę OGP Gaz-System S.A. wspólnie ze spółką Net4Gas – czeskim operatorem systemu przesyłowego.

Projekt przewidywał budowę połączenia transgranicznego Polska-Czechy o długości ok. 107 km (Libhost-Hat-Kędzierzyn), umożliwiającego przesył paliw gazowych w ilości do 71,32 TWh/rok w kierunku Polski. Projekt zakładał także możliwość odwróconego przepływu, tj. z Polski do Czech na poziomie 54,86 TWh/rok.

Niezbędna dla funkcjonowania połączenia gazowego Polska-Czechy infrastruktura przewidziana do budowy na terenie Polski to:

- gazociąg Czeszów-Wierzchowice (oddany do eksploatacji w 2017 r.),
- gazociąg Czeszów-Kiełczów (oddany do eksploatacji w 2018 r.),
- gazociąg Zdieszowice-Wrocław (w fazie realizacji),
- gazociąg Zdieszowice-Kędzierzyn-Koźle (w fazie realizacji),
- gazociąg Tworóg-Kędzierzyn-Koźle (w fazie realizacji),

- gazociąg Kędzierzyn-Koźle-granica Polski (zakończono fazę projektowania)
 - projekt wstrzymany
- tłocznia Kędzierzyn-Koźle (w fazie realizacji).

Projekt budowy połączenia Polska-Czechy został zawieszony. W 2019 r. projekt utracił status PCI, oraz nie uzyskał poparcia urzędu regulacyjnego w Czechach (ERU). W związku z brakiem decyzji biznesowej o realizacji możliwa jest utrata ważności pozwolenia na budowę i zakończenie okresu trwania nadzoru autorskiego nad dokumentacją projektową.

Ze względu na brak poparcia dla projektu ze strony czeskiej, OGP Gaz-System S.A. w IV kw. 2019 r. rozpoczął prace związane z modyfikacją projektu z uwagi na uzyskane zgłoszenie zapotrzebowania na przepustowość transgraniczną. Prowadzone przez OGP Gaz-System S.A. w 2019 r. inwestycje w południowej Polsce (budowa ww. gazociągów oraz tłocznii) umożliwią dostawę gazu ziemnego dla gazociągu Polska-Czechy w przypadku wznowienia jego realizacji lub jego reorganizacji w innym kształcie.

5.2. System dystrybucyjny gazowy

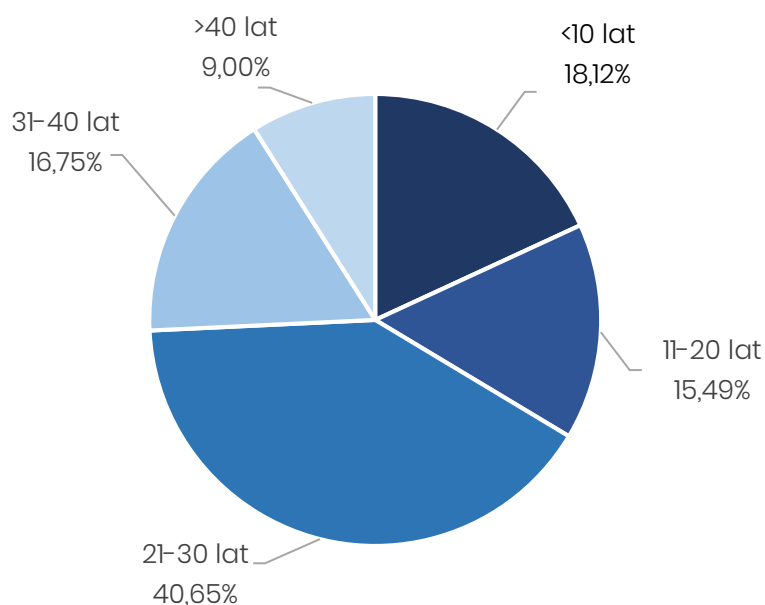
5.2.1. Stan istniejącej infrastruktury

Według stanu na dzień 31 grudnia 2019 r. na terytorium RP funkcjonowało 53 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 2019 r. 95,9% sieci dystrybucyjnych w Polsce, których łączna długość na obszarze kraju wraz z przyłączami wynosi 198 tys. km. PSG sp. z o.o. wchodzi w skład GK PGNiG i w 2019 r. prowadziła działalność w oparciu o siedemnaście Oddziałów Zakładów Gazowniczych, świadcząc usługi dystrybucji paliw gazowych łącznie w 1 595 gminach na terenie całego kraju. W 2019 r. PSG sp. z o.o. dostarczyła do odbiorców 121,6 TWh paliw gazowych.

Pozostałe ok. 4,1% sieci dystrybucyjnych było własnością pozostałych spółek prowadzących działalność dystrybucyjną o charakterze lokalnym.

Rysunek 13. Struktura wiekowa gazociągów dystrybucyjnych według stanu na dzień 31 grudnia 2019.



Źródło: Badania statystyczne Ministra Klimatu.

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

W 2019 r. stopień gazyfikacji kraju wyniósł 69%. W 2019 r. oddanych do użytkowania zostało łącznie prawie 2,7 tys. km sieci dystrybucyjnych, z czego ponad 99% przypada na PSG sp. z o.o. W dalszym ciągu stosunkowo niski stopień gazyfikacji kraju w połączeniu z systematycznym wzrostem zapotrzebowania na paliwa gazowe generuje zapotrzebowanie na przyspieszenie dotychczasowego tempa rozbudowy sieci gazowej. Dostępność paliw gazowych wpływa pośrednio na rozwój sektora przemysłowego (lokalizacja większych zakładów przemysłowych), a tym samym rozwój gospodarczy oraz wyrównywanie różnic cywilizacyjnych.

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 lub energię elektryczną na okres nie krótszy niż 5 lat. W 2019 r. obowiązywał, uzgodniony z Prezesem URE *Plan rozwoju PSG sp. z o.o. na lata 2018-2022*. W dniu 24 października 2019 r. Prezes URE zatwierdził *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.

Zwiększenie inwestycji w sieć gazową kraju jest celem „Programu 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 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 przyłączenia nowych odbiorców.

W ramach realizacji Programu spółka PSG sp. z o.o. do dnia 31 grudnia 2019 r. uruchomiła usługi dystrybucji w 114 gminach. 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 jak największej grupy odbiorców końcowych.

Efektywny rozptył gazu ziemnego pochodzącego z terminalu LNG w Świnoujściu zależy nie tylko od sieci przesyłowej, ale również od krajowej sieci dystrybucyjnej, w związku z powyższym realizacja przez PSG sp. z o.o. budowy 9 kluczowych inwestycji związanych z likwidacją ograniczeń przesyłowych. wpisana została do katalogu inwestycji towarzyszących terminalowi LNG w Świnoujściu – ustawa z dnia 9 sierpnia 2019 r. o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu⁴. W 2019 r. wszystkie 9 inwestycji znajdowało się we wstępnej fazie projektowania.

W celu zapewnienie wszystkim odbiorcom końcowym niezakłóconego dostępu do energii elektrycznej oraz ciepła, w katalogu inwestycji towarzyszących terminalowi LNG w Świnoujściu ujęte zostały również inwestycje polegające na budowie przyłączy do największych odbiorców gazu ziemnego na potrzeby wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła w

⁴ Dz.U. z 2019 r. poz. 1724.

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* oraz w projekcie *Polityki 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 rozptyłów paliw gazowych z gazociągu Baltic Pipe i dostaw paliw gazowych do większej liczby odbiorców.

W celu poprawy parametrów zasilania w gaz ziemny rejonu Białegostoku⁵ 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.

W celu bieżącej likwidacji ograniczeń zasilania w gaz ziemny obszaru Białegostoku PSG sp. z o.o. w 2019 r. zakończyła budowę stacji regazyfikacji LNG o przepustowości do 5 000 m³/h. Uruchomienie stacji LNG pozwoliło na pełne pokrycie zapotrzebowania na paliwa gazowe w rejonie do czasu realizacji budowy gazociągu przyłączeniowego w punkcie Zambrów, które będzie rozwiązaniem docelowym.

⁵ 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 zasilania 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 Radzywińskiej ze względu na zbyt niskie ciśnienie).

Niezależnie od powyższego PSG sp. z o.o. prowadzi rozbudowę stacji regazyfikacji LNG w Białymstoku do przepustowości 10 000 m³/h. Zakończenie inwestycji i odbiór końcowy rozbudowanej stacji planowane jest na w IV kw. 2020 r.

W 2019 r. w obszarze dystrybucji (projekty z zakresu budowy i modernizacji sieci dystrybucyjnych gazu ziemnego) podpisane zostały umowy o dofinansowanie z budżetu UE w ramach POIiŚ na lata 2014–2020. W obecnej perspektywie unijnej podpisane zostały umowy na dofinansowanie dotyczące 15 projektów z szacowaną łączną kwotą dofinansowania w wysokości ok. 256,5 mln PLN, w tym 9 projektów zgłoszonych przez PSG sp. z o.o., 3 projekty zgłoszone przez spółkę DUON Dystrybucja S.A. i 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 14. Mapa rozmieszczenia podziemnych magazynów gazu ziemnego wysokometanowego w Polsce.



Źródło: PGNiG S.A.

Spółka stale modyfikuje zasady świadczenia usług i udostępniania pojemności i mocy instalacji magazynowych, aby dostosować je do potrzeb uczestników rynku przy optymalnym wykorzystywaniu instalacji magazynowych. W 2019 r. został zatwierdzony tekst jednolity nowego Regulaminu Świadczenia Usług Magazynowania z dnia 17 października 2019 r. po konsultacjach publicznych przeprowadzonych w okresie od dnia 2 września 2019 r. do dnia 16 września 2019 r. Regulamin Świadczenia Usług Magazynowania wszedł w życie od początku doby gazowej rozpoczynającej się w dniu 1 listopada 2019 r.

5.3.1. Stan istniejącej infrastruktury magazynowej

Według stanu na koniec 2019 r. całkowita dostępna pojemność czynna podziemnych magazynów gazu ziemnego wysokometanowego wynosiła 34,2 TWh, co odpowiada ok. 16,3% rocznego zużycia gazu ziemnego w Polsce. Natomiast pojemność czynna podziemnych magazynów gazu ziemnego zaazotowanego wyniosła 2,09 TWh.

Tabela 4. Pojemności czynne podziemnych magazynów gazu ziemnego wysokometanowego (stan na dzień 31 grudnia 2019 r.).

Instalacja magazynowa	Rodzaj	Pojemność czynna [w GWh]
Mogilno	kawerny solne	6 521,4
Kosakowo	kawerny solne	2 669,3
Wierzchowice	złoże wyeksploatowane	13 200
Husów	złoże wyeksploatowane	5 625
Strachocina	złoże wyeksploatowane	4 050
Swarzów	złoże wyeksploatowane	1 008
Brzeźnica	złoże wyeksploatowane	1 125
Razem		34 198,7

Źródło: Opracowanie własne Ministerstwa Klimatu na podstawie danych Gas Storage Poland sp. z o.o.

5.3.2. Planowane lub będące w budowie pojemności magazynowe

W 2019 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 3,24 TWh.

W styczniu 2019 r. dokonano odbioru końcowego i oddano do eksploatacji 3 komory klastra B magazynu, których łączna pojemność czynna wynosi 1,04 TWh. W 2019 r. kontynuowano proces ługowania pozostałych dwóch komór klastra B magazynu. Zakończenie procesu ługowania ma

nastąpić do końca 2020 r., a oddanie do eksploatacji pozostałych dwóch komór – we wrześniu 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 2019/2020 odnotowano nieznaczny wzrost poziomu zapasów obowiązkowych o ok. 1% w stosunku do sezonu zimowego 2018/2019. Niewielka część zapasów obowiązkowych (0,6 %) utrzymywana była poza granicami Polski.

Zarówno w projekcie *Polityki energetycznej Polski do 2040 r.*, jak i w projekcie *Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030* zakłada się rozbudowę pojemności magazynowych do minimum 43,8 TWh w perspektywie do 2030 r.

5.4. System skraplania i regazyfikacji gazu ziemnego

Zgodnie z decyzjami Prezesa URE na koniec 2019 r. koncesje na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego posiadało 9 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., Barter S.A., 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 jest spółka Polskie LNG S.A., w której 100% udziałów posiada OGP Gaz-System S.A. Spółka została powołana do budowy i eksploatacji terminalu do odbioru gazu LNG w Świnoujściu.

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 2019 r. do kraju, poprzez terminal LNG w Świnoujściu, sprowadzono łącznie 37,58 TWh gazu LNG. W porównaniu z 2018 r. odnotowano wzrost ilości LNG dostarczonego do Polski drogą morską o 26%.

Gaz LNG importowany był przez spółkę PGNiG S.A. z Kataru, Norwegii i USA.

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 2019 r. stanowił 20% całkowitego przywozu paliw gazowych i 17,9% 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 trafiło do odbiorców nie mających dostępu do sieci dystrybucyjnej. W 2019 r. w terminalu w Świnoujściu załadowano 2 305 autocysterny LNG. 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 2019 r. PSG sp. z o.o. poprzez wyspowe sieci gazowe zasilane przez stacje regazyfikacji LNG dostarczyła do ok. 21 tys. odbiorców końcowych przyłączonych do tych sieci ok. 110,6 GWh paliw gazowych, co stanowi wzrost wolumenu dystrybucji LNG o ok. 24% w stosunku do 2018 r.

PSG sp. z o.o. dysponowała łącznie 37 stacjami regazyfikacji LNG zlokalizowanymi w województwach: mazowieckim (5 stacji), dolnośląskim (5 stacji), pomorskim (1 stacja), podlaskim (9 stacji), małopolskim (1 stacja), lubuskim (2 stacje), warmińsko-mazurskim (5 stacji), zachodnio-pomorskim (1 stacja), śląskim (6 stacji) i lubelskim (2 stacje). W 2019 r. PSG sp. z o.o. oddała do eksploatacji 10 stacji regazyfikacji LNG oraz jedną stację na potrzeby własne spółki na terenie Oddziału Zakładu Gazowniczego w Białymstoku.

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. 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 marcu 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.

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

Dodatkowo w listopadzie 2019 r. spółka PGNiG S.A. zawarła z litewską spółką Klaipedos Nafta pięcioletnią umowę na wyłączne użytkowanie nabrzeżnej stacji odbioru i przeładunku LNG małej skali w porcie w Kłajpedzie. Umowa obowiązywać będzie od kwietnia 2020 r. Nabrzeżna stacja odbioru i przeładunku LNG wyposażona jest w pięć zbiorników LNG o łącznej pojemności 5 tys. m³ oraz posiada dwa stanowiska do załadunku autocystern lub ISO-kontenerów. Stacja posiada również nabrzeże przystosowane do

odbioru i załadunku LNG na jednostki pływające mniejszej skali, jak również do bunkrowania statków napędzanych silnikami LNG.

Wyłącznie użytkowanie stacji odbioru i przeładunku LNG w litewskim porcie 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.

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 82,29 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 82,29 TWh/rok (zakończenie w 2021 r.);
- 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 instalacji przeładunkowej LNG na kolej wraz z bocznicą kolejową (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 (Dz. U. z 2017 r. poz. 2302), sprawuje Pełnomocnik Rządu do Spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej. Koordynatorem jest zaś OGP Gaz-System S.A.

W 2019 r. przeprowadzono szereg prac związanych z *Programem Rozbudowy Terminalu LNG w Świnoujściu* (dalej: *Program Rozbudowy*) obejmujących w szczególności opracowanie dokumentacji technicznej, uzyskanie decyzji administracyjnych, pozyskanie finansowania oraz przeprowadzenie postępowań przetargowych:

- w styczniu 2019 r. uzyskano decyzję lokalizacyjną dla projektów kolej oraz nabrzeże;
- w październiku 2019 r. zawarto umowę na dostawę 2 regazyfikatorów SCV oraz zamówiono wysoko- i niskociśnieniowe pompy kriogeniczne dla projektu SCV;
- w toku prac nad przygotowaniem dokumentacji technicznej podjęto decyzję o zmianie pierwotnie przyjętych rozwiązań technicznych oraz wyznaczeniu nowej trasy przebiegu estakady przesyłowej łączącej terminal z nowoprojektowanym nabrzeżem. W związku z tym wystąpiono o zmianę wydanych decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla projektu nabrzeże. W grudniu 2019 r. otrzymano zawiadomienie o wszczęciu postępowania administracyjnego dotyczącego tej zmiany decyzji;
- wybrano agencję inspekcyjną dla nadzoru nad procesem produkcji oraz odbioru urządzeń kluczowych dla projektu SCV;
- prowadzono prace nad przygotowaniem dokumentacji oraz postępowania przetargowego na wybór inżyniera kontraktu dla całości Programu Rozbudowy.

W 2019 r. została podpisana umowa na realizację projektu „Rozszerzenie funkcjonalności terminalu LNG w Świnoujściu”, który jest kontynuacją projektu finansowanego w ramach POIiŚ w perspektywie 2007–2013. Planowane dofinansowanie wynosi 461 mln PLN do 2023 r.

Ponadto, w 2019 r. projekt uzyskał dofinansowanie z Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego w ramach POIiŚ 2014–2020 w wysokości maksymalnie 553 mln PLN (128 mln EUR). Podpisanie umowy o dofinansowanie miało miejsce w dniu 24 kwietnia 2019 r. w Świnoujściu.

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 potrzebę rozbudowy zdolności regazyfikacyjnych. Spółka OGP Gaz-System S.A. wraz

z podmiotem zależnym, spółką Polskie LNG S.A., prowadzą 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. W 2019 r. opracowywano aktualizację studium wykonalności dla tego projektu, który ma zostać przekazany do użytkowania w 2024-2025 r. Termin jest warunkowany koniecznością niezbędnej rozbudowy krajowego systemu przesyłowego, aby umożliwić wprowadzenie gazu ziemnego po regazyfikacji do sieci.

Ponadto, w 2019 r. projekt po raz pierwszy uzyskał status PCI w ramach czwartej listy projektów wspólnego zainteresowania. Zdolność regazyfikacyjna została określona na 4,5 mld m³/rok, a powierzchnia zbiorników magazynowych na 165 tys. m³ LNG. Jako projekty towarzyszące, statusem PCI objęto także niezbędne elementy systemu przesyłowego umożliwiające rozprowadzenie gazu ziemnego z planowanego nowego terminalu. Uzyskanie statusu PCI 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.

Spółka planuje realizację 45 projektów w zakresie wykorzystania 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. Łącznie, do końca 2022 r., w Polsce funkcjonować będą ponad 84 stacje regazyfikacji LNG PSG sp. z o.o. służące do zasilania tzw. „wyspowych” systemów dystrybucyjnych.

5.4.2.4. Prace legislacyjne

W 2019 r. z inicjatywy ministra właściwego do spraw energii weszły w życie istotne zmiany legislacyjne w zakresie procesu inwestycyjno-budowlanego. Na skutek podjętych działań legislacyjnych operatorów

systemów dystrybucyjnych objęto ułatwieniami w nabywaniu własności albo prawa użytkowania wieczystego nieruchomości rolnych na cele związane z budową, modernizacją lub rozbudową systemu dystrybucyjnego gazowego. Przed wprowadzeniem zmiany rozwiązaniami takimi objęci byli wyłącznie operatorzy systemów przesyłowych oraz przedsiębiorstwa posiadające koncesję na przesyłanie paliw ciekłych – zmiana weszła w życie w dniu 26 czerwca 2019 r. na mocy ustawy *o zmianie ustawy o kształtowaniu ustroju rolnego oraz o zmianie niektórych innych ustaw* (Dz.U. z 2019 r. poz. 1080).

Ponadto, w 2019 r. toczyły się prace legislacyjne nad ustawą *o zmianie ustawy – Prawo budowlane oraz niektórych innych ustaw*, 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 podział 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* (Dz. U. z 2018 r. poz. 1158 i 1814) 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.

Ustawa została przyjęta i w zakresie przepisów dotyczących terminów wydawania warunków przyłączenia do sieci przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych zaczyną 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.

6. Środki zapewnienia bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych

- Dzięki doskonałemu przygotowaniu systemu gazowego do sezonu zimowego nie wystąpiła żadna sytuacja skutkująca deficytem dostaw gazu ziemnego do odbiorców końcowych, a **system przesyłowy działał bez zakłóceń przez cały rok.**
- Wolumen utrzymywanych zapasów obowiązkowych w sezonie 2019/2020 wynoszący 13,34 TWh (nieznaczny wzrost o ok. 1% w stosunku do sezonu poprzedniego) przyczynia się do **utrzymania stabilnego stopnia bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych do odbiorców chronionych.**
- Wyniki opracowanej w 2019 r. przez ministra właściwego do spraw energii *Oceny ryzyka związanego z bezpieczeństwem dostaw gazu ziemnego* wskazują na **dobry poziom rozwoju infrastruktury gazowej w kraju**, co przesądza o dużej odporności systemu gazowego na ewentualne zakłócenia w dostawach.
- Analizy wykonane na potrzeby krajowej oceny ryzyka potwierdziły jednocześnie, że do czasu zakończenia inwestycji dywersyfikacyjnych, tj. do 2022 r., polski system gazowy byłby w pewnym stopniu wrażliwy na skutki całkowitego wstrzymania dostaw gazu ziemnego ze Wschodu w przypadku jednoczesnego wystąpienia nadzwyczajnego zapotrzebowania, np. w czasie ostrej zimy.
- Zwiększenie poziomu bezpieczeństwa do polskich odbiorców jest możliwe jedynie dzięki dalszej integracji polskiego systemu gazowego z systemami innych państw członkowskich UE oraz zapewnieniu większego poziomu dywersyfikacji źródeł i kierunków dostaw poprzez ukończenie określonych w *Planie działań zapobiegawczych* inwestycji.
- Duża płynność rynku skroplonego gazu ziemnego LNG w Polsce i na świecie oraz postępujące inwestycje w zakresie infrastruktury dywersyfikacyjnej pozwalają na dokonanie przeglądu przepisów ustawy o zapasach.

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 przejęty 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 2019 r., minister właściwy do spraw energii opracował na poziomie krajowym komplet dokumentów, do których przygotowania zobowiązuje rozporządzenie 2017/1938, tj. krajową *Ocenę ryzyka związanego z bezpieczeństwem dostaw gazu ziemnego (dalej: Ocena ryzyka)*, *Plan działań zapobiegawczych* i *Plan działań na wypadek sytuacji nadzwyczajnej*. Obydwa Plany zaczęły obowiązywać we wrześniu 2019 r., a do końca września 2019 r. pozostawał aktualny *Plan działań zapobiegawczych* i *Plan na wypadek sytuacji nadzwyczajnej* przygotowane w 2016 r. na podstawie rozporządzenia 994/2010.

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. Obliczony 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 rozptyłów 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 przedłużaniu 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*.

Ponadto, minister właściwy do spraw energii, wypełniając obowiązek określony przepisem art. 14 ust. 6 lit. a rozporządzenia 2017/1938, przekazał w październiku 2019 r. do KE szczegółowe informacje dotyczące długoterminowych (zawartych na okres dłuższy niż rok) umów na dostawy gazu ziemnego, mających wymiar transgraniczny. Przekazana informacja obejmowała zagregowane i zanonimizowane dane bazujące na informacjach otrzymanych od przedsiębiorstw gazowych.

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.

Wydane na podstawie art. 55 ust. 1 ustawy o zapasach rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 19 września 2007 r. w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego (Dz.U. z 2007 r. poz. 1252) wskazuje, że operatorzy sporządzają plany dla odbiorców, pobierających gaz ziemny w punkcie wyjścia z systemu gazowego, jeżeli suma mocy umownych określonych w umowach, dla tego punktu wyjścia wynosi, co najmniej 417 m³/h [4,6 MWh/h]. Zgodnie z art. 58 ust. 4 ograniczenia wynikające z planów ograniczeń nie mają zastosowania do odbiorców gazu ziemnego w gospodarstwach domowych.

W 2019 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. Projektowane zmiany miały obejmować m.in. wprowadzenie definicji odbiorcy chronionego, który nie podlega ograniczeniom. Zgodnie z przepisem art. 6 pkt 1 rozporządzenia 2017/1938, na potrzeby funkcjonowania systemu bezpieczeństwa, przyjęto i notyfikowano KE definicję „odbiorcy chronionego” w granicach, które określił przepis art. 2 pkt 5 rozporządzenia, tj. odbiorcą chronionym jest:

- a) odbiorca w gospodarstwie domowym, który jest podłączony do sieci dystrybucyjnej gazu ziemnego,
- b) małe lub średnie przedsiębiorstwo, pod warunkiem, że jest ono podłączone do sieci dystrybucyjnej gazowej i posiada zamówioną moc umowną poniżej 710 kWh/h,
- c) podmiot świadczący podstawowe usługi społeczne, pod warunkiem, że jest on podłączony do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej gazowej,
- d) instalacja systemów ciepłowniczych, o ile dostarcza ona energię ciepłą odbiorcom w gospodarstwach domowych, małym lub średnim przedsiębiorstwom lub podmiotom świadczącym podstawowe usługi społeczne, pod warunkiem, że takiej instalacji nie można przestawić na paliwa inne niż gaz ziemny.

Aktualnie obowiązujące rozwiązania nie pozwalają na wykorzystanie ograniczeń w poborze gazu ziemnego, jako wystarczająco skutecznego narzędzia w przypadku wystąpienia zakłóceń w dostawach tego paliwa. Ograniczenia poboru gazu ziemnego wynikające z przepisów rozporządzenia obejmują małą liczbę największych odbiorców i pozwalają na uzyskanie znikomych oszczędności w konsumpcji, co w konsekwencji nie pozwala na zapewnienie bezpiecznych dostaw gazu ziemnego do odbiorców chronionych, tj. m.in. w gospodarstwach domowych.

Przyjęciem nowego rozporządzenia pozwoliłoby na zwiększenie efektywności mechanizmu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego, które stanowią jeden z dwóch głównych środków przeciwdziałania zakłóceniom w dostawach, określonych w ustawie o zapasach. Projekt rozporządzenia był przedmiotem uzgodnień międzyresortowych oraz konsultacji publicznych. Dodatkowo, pod koniec października 2019 r. odbyło się wystąpienie publiczne projektu.

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.

Dzięki systematycznie zwiększającemu się udziałowi LNG w bilansie dostaw gazu ziemnego do Polski, a w konsekwencji zmniejszaniu się uzależnienia od dostaw z kierunku wschodniego, poprawia się bezpieczeństwo energetyczne państwa. W świetle ostatnich analiz rynku skroplonego gazu ziemnego LNG w Polsce i zaobserwowanej jego dużej płynności, warte rozważenia wydaje się dokonanie przeglądu ustawy o zapasach w tym zakresie, jak również w zakresie usprawnienia procedur regulujących ustalanie wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego lub ich utrzymywania oraz zasad wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego.

W okresie od dnia 1 października 2018 r. do dnia 30 września 2019 r. wolumen zapasów obowiązkowych, utrzymywanych przez 20 podmiotów, wyniósł 13,2 TWh. Zdecydowana większość zapasów obowiązkowych utrzymywana była na terytorium RP, jednak istotny udział zapasów obowiązkowych utrzymywanych był poza terytorium kraju. Na terytorium Republiki Federalnej Niemiec 4 podmioty utrzymywały zapasy obowiązkowe w łącznej ilości 1,02 TWh, co stanowiło 7,7% całkowitej ich wielkości.

W drugiej części okresu objętego sprawozdaniem, tj. od dnia 1 października 2019 r. (do dnia 30 września 2020 r.), liczba podmiotów zobowiązanych do utrzymywania zapasów obowiązkowych wyniosła 16, a łączna wielkość samych zapasów wzrosła do 13,34 TWh. Podobnie jak w poprzednim sezonie, zdecydowana większość zapasów obowiązkowych utrzymywana jest wciąż na terytorium RP. W obecnym sezonie, tj. 2019/2020, udział zapasów obowiązkowych utrzymywanych poza terytorium kraju zmalał w porównaniu do sezonu ubiegłego. Obecnie na terytorium Republiki Federalnej Niemiec 3 podmioty utrzymują zapasy obowiązkowe w łącznej ilości 86,62 GWh, co stanowi 0,65% całkowitej ich wielkości.

Jak wynika z powyższego, w sezonie zimowym 2019/2020 odnotowano nieznaczny wzrost poziomu zapasów obowiązkowych o ok. 1% w stosunku do sezonu zimowego 2018/2019. Zgromadzony wolumen zapasów obowiązkowych istotnie wpływa na utrzymanie odpowiedniego stopnia 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 2019 r. Prezes URE, wobec dwóch przedsiębiorstw energetycznych wykonujących 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 2019 r. wyniosło 209,9 TWh i w stosunku do roku poprzedniego wzrosło o 5,6%. Szczytowe zapotrzebowanie odbiorców na gaz ziemny w 2019 r. wystąpiło w dniu 24 stycznia i wyniosło 824 GWh/dobę. Dla porównania szczytowe zapotrzebowanie odbiorców w 2018 r. wystąpiło w dniu 28 lutego i wyniosło 888,7 GWh/dobę.

Przed rozpoczęciem sezonu zimowego, w dniu 1 października 2019 r., podziemne magazyny gazu ziemnego były wypełnione w 98,4%, tj. do poziomu 33,2 TWh. Natomiast zatłoczenie na dzień 30 grudnia 2019 r. wyniosło 31 TWh, tj. 90,8%. Dla porównania stan zatłoczenia PMG na koniec grudnia 2018 r. wynosił 73%.

Rekordowo wysoki poziom zapasów na koniec 2019 r., związany z minimalizowaniem poboru gazu ziemnego z PMG przez PGNiG S.A., wynikał z wysokich temperatur oraz dążenia do zapewnienia w IV kw. 2019 r., jak najwyższych mocy odbioru z instalacji magazynowych na wypadek wstrzymania dostaw gazu ziemnego do Polski z kierunku Ukrainy (przez punkt wejścia Drozdowicze). Ryzyko to wynikało z wygaśnięcia z końcem 2019 r.

długoterminowego kontraktu na tranzyt rosyjskiego gazu ziemnego przez terytorium Ukrainy.

Dodatkowo, w 2019 r. spółka PGNiG S.A., na mocy zawartej ze spółką JSC Ukrtransgaz umowy, uzyskała dostęp do pojemności magazynowych na Ukrainie. Natomiast w październiku 2019 r. ww. spółki zawarły umowę umożliwiającą PGNiG S.A. korzystanie z ukraińskich sieci przesyłowych. Zawarte umowy, w przypadku zwiększonego zapotrzebowania na gaz ziemny z kierunku wschodniego i wstrzymania przez stronę rosyjską dostaw przez Ukrainę, pozwoliłyby na wykorzystanie dodatkowych mocy przesyłowych w punkcie Drozdowicze na potrzeby przesyłu gazu ziemnego zgromadzonego w PMG na terytorium Ukrainy. Ponadto zawarte umowy otwierają przed krajową spółką dodatkowe możliwości rozwoju działalności handlowej w zakresie obrotu gazem ziemnym na rynku ukraińskim.

Również na koniec sezonu zimowego 2019/2020 (tj. na dzień 31 marca 2020 r.) stan wypełnienia podziemnych magazynów gazu ziemnego na poziomie 45,9% gwarantował ciągłość dostaw do odbiorców końcowych w przypadku znacznego wzrostu zapotrzebowania. Natomiast w kwietniu 2019 r. rozpoczął się proces zatłaczania gazu ziemnego do PMG celem wypełnienia pojemności magazynowych przed sezonem zimowym 2019/2020.

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 2019 r., 30 grudnia 2019 r. i 31 marca 2020 r.

Instalacja magazynowa	Rodzaj	% napełnienia pojemności czynnej na dzień 1.10.2019 r.	% napełnienia pojemności czynnej na dzień 30.12.2019 r.	% napełnienia pojemności czynnej na dzień 31.03.2020 r.
Wierzchowice	Złoże wyeksploatowane	100,0%	90,7%	35,3%
Mogilno	kawerny solne	95,4%	79,6%	84,9%
Husów	złoże wyeksploatowane	100,0%	100,0%	28,4%
Strachocina	złoże wyeksploatowane	100,0%	100,0%	38,2%
Swarzów	złoże wyeksploatowane	100,0%	72,0%	23,9%
Brzeźnica	złoże wyeksploatowane	100,0%	99,9%	30,1%
Kosakowo	kawerny solne	90,0%	89,3%	66,4%
RAZEM		98,4%	90,8%	45,9%

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

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

- Polski system gazowy był w pełni przygotowany na ryzyko wstrzymania dostaw gazu ziemnego z kierunku Ukrainy związane z wygaśnięciem z końcem 2019 r. długoterminowego kontraktu na tranzyt rosyjskiego gazu ziemnego ukraińską siecią przesyłową. Krajowe wydobycie, poziom zapasów handlowych i obowiązkowych w PMG, jak również możliwości importowe dawały gwarancję **stabilnych dostaw paliw gazowych do odbiorców końcowych**.
- Ewentualne wznowienie prac nad Nord Stream 2, wstrzymanych po wprowadzeniu sankcji przez USA, sprzyjać będzie tworzeniu się za zachodnią granicą RP niemiecko-rosyjskiego hubu gazowego, którego celem jest **monopolizacja rynków gazowych Europy Środkowo-Wschodniej i Południowej**.
- Utrzymujące się zagrożenia o charakterze międzynarodowym, związane ze wzmacnianiem dominującej pozycji Gazprom oraz zwiększaniem uzależnienia UE od dostaw paliw gazowych z Federacji Rosyjskiej, jednoznacznie potwierdzają **potrzebę kontynuowania przez OSP działań w zakresie dywersyfikacji źródeł paliw gazowych, w tym w zakresie budowy nowych zdolności regazyfikacyjnych na polskim wybrzeżu**.
- Rzeczpospolita Polska w 2019 r. w pełni wykorzystwała dostępne jej środki przeciwdziałania utrzymaniu przez Gazprom pozycji monopolistycznej na rynku gazu ziemnego w UE:
 - doprowadziła do uchylecia decyzji KE dotyczącej wyłączenia gazociągu OPAL z obowiązku realizacji wymogów prawa UE,
 - kontynuowała **zakończone sukcesem wiosną 2019 r. starania o objęcie gazociągów z państw trzecich wymogami prawa UE** (nowelizacja dyrektywy gazowej), w szczególności w zakresie równego dostępu do tych gazociągów opartego o transparentne zasady,
 - przyłączyła się do postępowania przed Sądem UE prowadzonego w związku ze skargą PGNiG S.A na decyzję KE kończącą postępowanie antymonopolowe, która petryfikuje dominującą pozycję Gazprom na rynku UE.

7.1. Ryzyko wstrzymania dostaw gazu ziemnego do Polski z kierunku Ukrainy (przez punkt wejścia Drozdowicze)

W dniu 1 stycznia 2020 r. wygasał długoterminowy kontrakt pomiędzy Federacją Rosyjską a Ukrainą na tranzyt rosyjskiego gazu ziemnego przez terytorium Ukrainy do UE. Istniało więc zagrożenie wystąpienia zakłóceń w tranzycie gazu ziemnego z kierunku wschodniego przez terytorium Ukrainy do UE, w tym także do Polski – ryzyko ograniczenia przesyłu gazu ziemnego przez punkt Drozdowicze z kierunku Ukrainy. Od połowy lipca 2018 r. prowadzone były trójstronne rozmowy negocjacyjne pomiędzy Gazpromem, Ukrainą i UE w zakresie wypracowania nowego kontraktu tranzytowego pomiędzy stroną rosyjską a Ukrainą. Rozbieżne interesy stron spowodowały, że nowy kontrakt został podpisany dopiero w dniu 30 grudnia 2019 r. i zabezpieczał przesył gazu ziemnego z kierunku wschodniego przez terytorium Ukrainy do UE na poziomie 65 mld m³ w 2020 r. oraz 40 mld m³ w latach 2021-2024.

W celu przygotowania się na ewentualne wstrzymanie dostaw gazu ziemnego do Polski z kierunku Ukrainy przez punkt Drozdowicze, spółka PGNiG S.A. zminimalizowała pobór gazu ziemnego z instalacji magazynowych zlokalizowanych na południu kraju (GIM Sanok⁶) w IV kw. 2019 r., co pozwoliło na utrzymanie najwyższych mocy odbioru z PMG w I kw. 2020 r. – na dzień 30 grudnia 2019 r. instalacje magazynowe GIM Sanok wypełnione były w 90,8%.

7.2. 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.

⁶ GIM Sanok – grupa instalacji magazynowych obejmująca PMG Husów, PMG Strachocina, PMG Swarzędzów, PMG Brzeźnica.

W 2019 r. Konsorcjum Nord Stream 2 AG kontynuowało rozpoczętą w 2018 r. budowę gazociągu pomimo nieuzyskania wszystkich wymaganych do jej realizacji pozwoleń, tj. zgody na budowę gazociągu na wodach terytorialnych i wyłączonej strefie ekonomicznej Danii.

W 2019 r. konsorcjum podjęło decyzję o zmianie trasy gazociągu, która omijając wody terytorialne Danii uzyskała zgodę na budowę w jej wyłączonej strefie ekonomicznej. Pomimo uzyskania wymaganych zgód oraz zaawansowania projektu na poziomie 90%, w grudniu 2019 r. udało się wstrzymać prace nad gazociągiem 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.

Aby zapobiec funkcjonowaniu infrastruktury z państw trzecich poza regulacjami europejskimi, Rząd Polski zaangażowany był w 2019 r. w finalizowanie prac nad nowelizacją tzw. dyrektywy gazowej, której celem było ujednolicenie reżimu prawnego w ramach UE i przesądzenie, że przepisami prawa energetycznego UE objęte są nie tylko połączenia między państwami członkowskimi UE, ale również te łączące rynek UE z państwami trzecimi. Wiosną 2019 r. Rada i Parlament UE, pod naciskiem koalicji państw pod przewodnictwem Polski, przyjęły zmianę, która pozwala na stosowanie do nowo powstałych gazociągów z państw trzecich, w tym do Nord Stream 2, najważniejszych filarów prawa UE. Przepisy przewidują także rolę instytucji europejskich i pośrednio państw członkowskich w określaniu zasad funkcjonowania tej infrastruktury oraz w egzekwowaniu przestrzegania prawa, przyznając im silne narzędzia nadzorowania i wpływania na zapewnienie zgodności funkcjonowania gazociągów z unijnymi regulacjami.

Na przestrzeni drugiej połowy 2019 r. prowadzone były prace legislacyjne w celu wdrożenia przepisów ww. dyrektywy do polskiego porządku prawnego. Prace zakończyły się wiosną 2020 r., gdy Sejm i Senat jednogłośnie przyjęły rządowy projekt ustawy o zmianie ustawy – *Prawo energetyczne* stanowiący pełną i skuteczną implementację unijnych przepisów (Dz. U. poz. 843). Ustawa wyposaża Prezesa URE w kompetencje,

które pozwalają mu na udział w postępowaniach toczonych przed innymi organami regulacyjnymi dotyczącymi 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 jednoznaczniemu 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.

7.3. Decyzja KE zmieniająca reżim prawny dla gazociągu OPAL

Do dnia 10 września 2019 r. pozostawała w mocy decyzja KE z dnia 28 października 2016 r. zwalniająca 90% zdolności przesyłowych gazociągu OPAL, stanowiącego przedłużenie gazociągu Nord Stream 1, z obowiązku zapewnienia realizacji zasady dostępu stron trzecich (TPA) w punkcie wejścia do systemu czeskiego. Decyzja ta umożliwia 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. Powyższe ma negatywne konsekwencje zarówno dla poziomu bezpieczeństwa energetycznego, jak i dla konkurencji na rynkach paliw gazowych w całym regionie.

Modyfikacja zasad funkcjonowania gazociągu OPAL poskutkowało 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 kontynuował działania służące podważeniu tej decyzji. W szczególności 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 PR występuje w roli skarżonej. KE nie podziela zarzutów Niemiec i nie bierze udziału w postępowaniu przed TSUE, co zmniejsza wiarygodność odwołania. Trwa obecnie etap pisemny postępowania, należy się spodziewać rozstrzygnięcia najwcześniej w II połowie 2021 r.

7.4. 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 podjęta 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. Trwa obecnie etap pisemny postępowania, należy się spodziewać rozstrzygnięcia najwcześniej w II poł. 2021 r.