

KRAJOWY DZIESIĘCIOLETNI PLAN ROZWOJU SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

**PLAN ROZWOJU W ZAKRESIE ZASPOKOJENIA OBECNEGO
I PRZYSZŁEGO ZAPOTRZEBOWANIA NA PALIWA GAZOWE
NA LATA 2020-2029**

Część A - WYCIĄG

Warszawa, kwiecień 2019 r.

Spis treści

1.	WPROWADZENIE	5
1.1.	Podstawy Planu Rozwoju	5
1.2.	Struktura dokumentu.....	6
1.3.	Dotychczasowe plany rozwoju	6
1.4.	Konsultacje Planu Rozwoju	6
2.	OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO	7
2.1.	Podstawowe informacje o operatorze	7
3.	SYSTEM PRZESYŁOWY	9
3.1.	Informacje podstawowe	9
4.	UWARUNKOWANIA ROZWOJU KRAJOWEGO SYSTEMU PRZESYŁOWEGO	12
4.1.	Główne czynniki wpływające na rozwój KSP.....	12
4.1.1.	Uwarunkowania wynikające z Polityki energetycznej.....	12
4.1.2.	Uwarunkowania wynikające z dziesięcioletniego plan rozwoju o zasięgu wspólnotowym	13
4.1.3.	Uwarunkowania wynikające z Rozporządzenia SoS.....	13
4.2.	Determinanty rozwoju KSP	13
4.2.1.	Dywersyfikacja źródeł dostaw gazu	14
4.2.2.	Rozbudowa zdolności importowych i eksportowych.....	15
5.	PLAN ROZWOJU NA LATA 2020-2029	27
5.1.	Inwestycje w KSP	28
5.1.1.	Inicjatywa gazowego Korytarza Północ – Południe	30
5.1.2.	Projekty PCI.....	30
5.1.3.	Nakłady inwestycyjne w zakresie transportu paliw gazowych	31

Wykaz skrótów i oznaczeń

BEMIP GRIP	Baltic Energy Market Interconnection Plan Gas Regional Investment Plan - Regionalny Plan Inwestycyjny dla regionu Morza Bałtyckiego opracowany przez OSP z regionu - AS EG Võrguteenus (Estonia), Energinet.dk (Dania), Gasum Oy (Finlandia), AS Latvijas Gaze (Łotwa), AB Amber Grid, (Litwa), GAZ-SYSTEM S.A. (Polska) i Swedegas AB (Szwecja), na podstawie Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2019r. Opublikowany na stronie internetowej ENTSOG oraz na stronach internetowych OSP zaangażowanych w opracowanie Planu.
NC CAM	Network Code for Capacity Allocation Mechanism, Rozporządzenie Komisji (UE) nr 984/2013 z dnia 14 października 2013 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący mechanizmów alokacji zdolności w systemach przesyłowych gazu i uzupełniające rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 opublikowane w Dzienniku Urzędowym UE - L 273 z 15.10.2013r.
CEF	Connecting Europe Facility, Unijny instrument wsparcia finansowego „Łącząc Europę”, ustanowiony na podstawie Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady Nr 1316/2013 z dnia 11 grudnia 2013r. opublikowane w Dzienniku Urzędowym UE - L 348 z 20.12.2013r.
ENTSOG	European Network of Transmission System Operators for Gas, Europejskie stowarzyszenie zrzeszające operatorów systemów przesyłowych gazu z państw członkowskich UE.
Europol Gaz s.a.	System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol Gaz Spółka Akcyjna
Gaz E	gaz ziemny wysokometanowy
Gaz Lw	gaz ziemny zaazotowany
Gaz ziemny	Gaz E i gaz Lw (przeliczony na gaz E)
GAZ-SYSTEM S.A.	Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. Spółka Akcyjna, GAZ-SYSTEM
GIPL	Gas Interconnection Poland – Lithuania; Gazowy Interkonektor Polska-Litwa
GSA	Platforma obrotu przepustowością – GAZ-SYSTEM Aukcje
GUS	Główny Urząd Statystyczny
IRIESP	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej
IRIESP SGT	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej Polskiego Odcinka Systemu Gazociągów Tranzytowych Jamał – Europa
KAPE	Krajowa Agencja Poszanowania Energii
KE	Komisja Europejska
KPMG	Kawernowy Podziemny Magazyn Gazu
KSP	Krajowy System Przesyłowy – sieć przesyłowa, oraz przyłączone do niej urządzenia i instalacje współpracujące z tą siecią należące do GAZ-SYSTEM S.A.
LRE	Inwestycje związane ze wzrostem zapotrzebowania na paliwo gazowe
MFPWE_{OSM}	Międzysystemowe Fizyczne Punkty Wejścia do systemu przesyłowego na połączeniach z instalacjami magazynowymi zwanymi międzysystemowymi fizycznymi punktami wejścia
MOP	Maksymalne ciśnienie robocze
NLRE	Inwestycje nie związane ze wzrostem zapotrzebowania na paliwo gazowe (modernizacyjno - odtworzeniowe)
OR	Optymalny Rozwój
OSD	Operator Systemu Dystrybucyjnego
OSM	Operator Systemu Magazynowania

OSP	Operator Systemu Przesyłowego
OTC	Over-the-counter; Rynek pozagiełdowy
OZE	Odnawialne Źródła Energii
PCI	Project of Common Interest; Projekt będący przedmiotem wspólnego zainteresowania, zgodnie z Rozporządzeniem (UE) nr 347/2013 z dnia 17 kwietnia 2013r. w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej, uchylające decyzję nr 1364/2006/WE oraz zmieniające rozporządzenia (WE) nr 713/2009, (WE) nr 714/2009 i (WE) nr 715/2009, opublikowane w Dzienniku Urzędowym UE - L 115 z 25.4.2013
PEP 2030	Polityka energetyczna Polski do 2030 roku
PEP 2040	Projekt Polityki energetycznej Polski do 2040 roku
PKB	Produkt krajowy brutto
PMG	Podziemny Magazyn Gazu
PSG SP. z o.o.	Polska Spółka Gazownictwa Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością
PWE	Punkty wejścia, dla których dokonywany jest przydział zdolności (PZ)
PWP	Punkt Wzajemnego Połączenia
RNI	Pozostałe inwestycje (łączność, pomiary, przygotowanie inwestycji itp.)
Rozporządzenie SoS	Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2017/1938 z dnia 25 października 2017r. dotyczące środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (UE) nr 994/2010
SGT	System Gazociągów Tranzytowych – znajdujący się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej odcinek gazociągu Jamal-Europa Zachodnia, którego właścicielem jest spółka System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ Spółka Akcyjna, na którym GAZ-SYSTEM S.A. pełni funkcję operatora w formule ISO
SRPPW	Stacje redukcyjno-pomiarowe potrzeb własnych
SSRP	Systemowa Stacja Regulacyjno-Pomiarowa
System Przesyłowy	System składający się z Krajowego Systemu Przesyłowego oraz Systemu Gazociągów Tranzytowych
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan; Dziesięcioletni plan rozwoju o zasięgu wspólnotowym opracowany przez ENTSOG na podstawie Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady Nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. opublikowanego w Dzienniku Urzędowym UE - L 273 z 15.10.2013
UE	Unia Europejska
UPE	Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997r. – Prawo energetyczne (tj.. DZ.U.2018.755 z późn. zm.)
URE	Urząd Regulacji Energetyki
UW	Umiarkowany Wzrost

1. WPROWADZENIE

1.1. Podstawy Planu Rozwoju

Obowiązek sporządzania planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe wynika z art. 16 ust. 1 Ustawy Prawo Energetyczne. Zgodnie z art. 16 ust. 2 Ustawy Prawo Energetyczne, Krajowy Plan Rozwoju jest sporządzany przez operatora systemu przesyłowego gazowego na okres 10 lat. Zgodnie z postanowieniami Ustawy Prawo Energetyczne GAZ-SYSTEM uzyskał decyzję administracyjną (zwaną decyzją certyfikacyjną) z dnia 19.05.2015 r., co oznacza, że GAZ-SYSTEM jest również podmiotem odpowiedzialnym za planowanie rozwoju Systemu Gazociągów Tranzytowych.

Plan rozwoju jest sporządzany w oparciu o:

- Politykę energetyczną Unii Europejskiej (UE);
- Politykę energetyczną Polski do 2040 r. (projekt);
- Koncepcję przestrzennego zagospodarowania kraju;
- Akty prawne Unii Europejskiej (w szczególności Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2017/1938 z dnia 25 października 2017 r. dotyczące środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (UE) nr 994/2010);
- Prognozę zapotrzebowania na gaz w Polsce do 2040 roku (opracowanie GAZ-SYSTEM z 2019 r.);
- Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego (TYNDP 2018), opracowany przez ENTSOG;
- Plan Inwestycyjny GAZ-SYSTEM na lata 2019-2021;
- Analizy, koncepcje i projekty rozwoju systemu, zgodne z celami strategicznymi Spółki.

Mając na uwadze uwarunkowania formalno-prawne, **KRAJOWY DZIESIĘCIOLETNI PLAN ROZWOJU SYSTEMU PRZESYŁOWEGO na lata 2020-2029** (zwany dalej „Krajowym Planem Rozwoju na lata 2020-2029” lub „KDPR 2020-2029”) został podzielony na dwie części, dotyczące odpowiednio:

- Rozwoju infrastruktury przesyłowej GAZ-SYSTEM „Część A”;
- Rozwoju infrastruktury SGT „Część B”.

1.2. Struktura dokumentu

Dokument opracowany dla Części A uwzględnia dwie perspektywy rozwoju tj.:

- **Perspektywa do 2023** – obejmująca kontynuację rozpoczętych programów inwestycyjnych zdefiniowanych w Planie Rozwoju na lata 2018-2027;
- **Perspektywa do 2029** – uwzględnia kierunkowo zadania inwestycyjne, co do których decyzje inwestycyjne będą podejmowane w zależności od stopnia rozwoju rynków gazu w Polsce i w regionie.

Dokument opracowany dla Części B został przekazany Prezesowi URE odrębnym dokumentem.

1.3. Dotychczasowe plany rozwoju

Dotychczas Prezes URE uzgodnił przedłożone przez GAZ-SYSTEM plany rozwoju:

- Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego na okres od 1 maja 2009 do 30 kwietnia 2014 roku;
- Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego na lata 2014-2023;
- Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego na lata 2016-2025;
- Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego na lata 2018-2027.

GAZ-SYSTEM w poprzednich latach intensywnie realizował projekty zwiększające stopień dywersyfikacji dostaw gazu do Polski. Szczególnie ważnym z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego Polski była realizacja programu inwestycyjnego zainicjowanego w Planie Rozwoju na lata 2009-2014 związanego z budową Terminalu LNG w Świnoujściu. W 2016 r. zakończono budowę i oddano do użytkowania Terminal LNG oraz ponad 1000 km gazociągów o parametrach umożliwiających przesył znacznych ilości gazu z kierunku północnego (Terminal LNG), zachodniego (PWE Lasów) i południowego (PWE Cieszyn).

W 2013 r. zainicjowano realizację Korytarza Północ – Południe związanego z budową magistrali zachodniej i południowej oraz Interkonektorami Polska – Czechy i Polska - Słowacja. Większość gazociągów jest na etapie prac projektowych.

Ponadto, w 2016 r. zakończono rozbudowę stacji pomiarowej w Mallnow - obecna przepustowość stacji umożliwia zarówno wirtualny jak i fizyczny przesył gazu SGT z kierunku Niemiec do Polski na poziomie do 6,1 mld m³ rocznie na zasadach ciągłych.

1.4. Konsultacje Planu Rozwoju

Podstawą do opracowania projektu Krajowego Planu Rozwoju na lata 2020-2029 był uzgodniony Plan Rozwoju GAZ-SYSTEM na lata 2018-2027, zaktualizowany w oparciu o przyjętą w 2016 r. Strategię GAZ-SYSTEM.

Projekt Krajowego Planu Rozwoju na lata 2020-2029 został w dniach 31.01-07.02.2019 r. udostępniony do konsultacji użytkownikom systemu przesyłowego na stronie internetowej www.gaz-system.pl. Informacja o procesie konsultacji została podana do szerokiej wiadomości za pośrednictwem popularnych branżowych portali internetowych takich jak CIRE (Centrum Informacji o Rynku Energii) i WNP (Wirtualny Nowy Przemysł), a także poprzez komunikat w Systemie Wymiany Informacji SWI (system publikacji i wymiany informacji pomiędzy GAZ-SYSTEM a uczestnikami rynku).

Wszystkie, zebrane w procesie konsultacji, uwagi i spostrzeżenia zostały przeanalizowane, a uzasadnione wnioski zostały uwzględnione w Krajowym Planie Rozwoju na lata 2020-2029.

Aktywnie w konsultacjach wzięły udział dwa Podmioty – PGNiG S.A. i PSG sp. z o.o. Obie spółki są głównymi beneficjentami działań rozwojowych prowadzonych przez GAZ-SYSTEM. PGNiG S.A. jest największym dostawcą gazu w Polsce, dostarczającym ponad 80% gazu odbiorcom krajowym¹. Natomiast PSG sp. z o.o. pełni funkcję operatora systemu dystrybucyjnego na obszarze całego kraju, a połączenia KSP z siecią dystrybucyjną dotyczą ok 88% wszystkich punktów wyjścia. Inne spółki dystrybucyjne funkcjonujące na terenie kraju mają lokalny charakter działalności.

2. OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

2.1. Podstawowe informacje o operatorze

Podstawowe informacje o Spółce GAZ-SYSTEM:

- GAZ-SYSTEM to przedsiębiorstwo odpowiedzialne za transport gazu ziemnego i zarządzanie siecią przesyłową na terenie Polski;
- Spółka strategiczna dla polskiej gospodarki i bezpieczeństwa energetycznego kraju;
- Działa na mocy koncesji wydanej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki obowiązującej do 6 grudnia 2068 r.;
- Pełni funkcję operatora systemu przesyłowego i niezależnego operatora polskiego odcinka gazociągu Systemu Gazociągów Tranzytowych Jamał – Europa;
- Spółka Akcyjna. Nadzór właścicielski nad spółką pełni Pełnomocnik Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej;
- GAZ-SYSTEM posiada spółkę zależną – Polskie LNG S.A. powołaną do budowy i eksploatacji terminalu do odbioru gazu skroplonego w Świnoujściu;
- Spółka realizująca strategiczne inwestycje o znaczeniu europejskim, w szczególności dla procesu integracji rynku Europy Środkowo-Wschodniej.

Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM, wyznaczony decyzją Prezesa URE z dnia 13 października 2010 r. na operatora systemu przesyłowego gazowego, zarządza krajową siecią przesyłową oraz zapewnia utrzymanie ciągłego i niezawodnego przesyłu gazu pomiędzy źródłami i odbiorcami w Polsce. Decyzją z grudnia 2018 r., Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wyznaczył GAZ-SYSTEM operatorem systemu przesyłowego do 6 grudnia 2068 r.

W 2014 r. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki przyznał GAZ-SYSTEM certyfikat spełnienia kryteriów niezależności w związku z wykonywaniem funkcji operatora systemu przesyłowego na sieciach własnych.

Zgodnie z zapisami Ustawy Prawo energetyczne na terytorium Rzeczypospolitej Polski wyznacza się jednego operatora systemu przesyłowego gazowego. W związku z tym w dniu 17.11.2010 r. Prezes URE wyznaczył GAZ-SYSTEM na okres do dnia 31 grudnia 2025 r. operatorem systemu przesyłowego na znajdującym się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej Systemie Gazociągów Tranzytowych (SGT).

W dniu 19 maja 2015 r. GAZ-SYSTEM uzyskał certyfikat niezależności w związku z pełnieniem funkcji operatora systemu przesyłowego na polskim odcinku gazociągu Jamał – Europa Zachodnia, który stanowi własność spółki EuRoPol GAZ s.a. a operatorstwo na Systemie

¹ Wg Raportu Krajowego Prezesa URE 2016

Gazociągów Tranzytowych (SGT) jest wykonywane przez GAZ-SYSTEM według wytycznych Dyrektywy (UE) nr 2009/73/WE w modelu ISO, czyli niezależnego operatora systemu.

Przyznanie certyfikatów niezależności oznacza, że GAZ-SYSTEM pozostaje pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji niezależny od wykonywania innych działalności niezwiązanych z przesyłaniem paliw gazowych. Zgodnie z art. 9h. ust. 1 Ustawy Prawo Energetyczne, funkcję operatora systemu przesyłowego w Polsce może wykonywać jedynie podmiot, który otrzymał od Prezesa URE decyzję w sprawie przyznania certyfikatu niezależności.

Zgodnie z art. 9c. ust. 1 Ustawy Prawo Energetyczne, operator systemu przesyłowego gazowego, stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równe traktowanie użytkowników tego systemu oraz uwzględniając wymogi ochrony środowiska, jest odpowiedzialny za:

- bezpieczeństwo dostarczania paliw gazowych poprzez zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowego i realizację umów z użytkownikami tego systemu;
- prowadzenie ruchu sieciowego w sposób skoordynowany i efektywny z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczania paliw gazowych i ich jakości;
- eksploatację, konserwację i remonty sieci, instalacji i urządzeń, wraz z połączeniami z innymi systemami gazowymi, w sposób gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu gazowego;
- zapewnienie długoterminowej zdolności systemu gazowego do zaspokajania uzasadnionych potrzeb przesyłania paliw gazowych w obrocie krajowym i transgranicznym, a także w zakresie rozbudowy systemu gazowego oraz rozbudowy połączeń z innymi systemami gazowymi;
- współpracę z innymi operatorami systemów gazowych lub przedsiębiorstwami energetycznymi w celu niezawodnego i efektywnego funkcjonowania systemów gazowych, systemów gazowych wzajemnie połączonych oraz skoordynowania ich rozwoju;
- dysponowanie mocą instalacji magazynowych i instalacji skroplonego gazu ziemnego;
- zarządzanie przepływami paliw gazowych oraz utrzymanie parametrów jakościowych tych paliw w systemie gazowym i na połączeniach z innymi systemami gazowymi;
- świadczenie usług niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania systemu gazowego;
- bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami w systemie gazowym oraz prowadzenie z użytkownikami tego systemu rozliczeń wynikających z niezbilansowania paliw gazowych dostarczonych i pobranych z systemu;
- dostarczanie użytkownikom systemu i operatorom innych systemów gazowych informacji o warunkach świadczenia usług przesyłania lub dystrybucji, usług magazynowania paliw gazowych lub usług skraplania gazu ziemnego, w tym o współpracy z połączonymi systemami gazowymi;
- realizację ograniczeń w dostarczaniu paliw gazowych;
- realizację obowiązków wynikających z Rozporządzenia (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego.

Szczególnie istotnym zakresem odpowiedzialności GAZ-SYSTEM jest obowiązek rozwoju systemu przesyłowego zapewniającego długoterminową zdolność systemu gazowego do zaspokajania uzasadnionych potrzeb w zakresie przesyłania paliw gazowych w obrocie krajowym i transgranicznym poprzez jego rozbudowę, a tam gdzie ma to zastosowanie, rozbudowy połączeń z innymi systemami gazowymi. Formalny obowiązek sporządzenia Planu Rozwoju wynika z zapisów art. 16 Ustawy Prawo Energetyczne, zgodnie z którym

przedsięwzięcia energetyczne zajmujące się przesyłaniem paliw gazowych, sporządzają plany rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe. Zgodnie z art.16 ust. 16 Ustawy Prawo Energetyczne, projekty planów podlegają uzgodnieniu z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki.

Mając powyższe na uwadze GAZ-SYSTEM zaktualizował Krajowy Plan Rozwoju na lata 2020-2029 obejmujący całą infrastrukturę przesyłową znajdującą się na terytorium Polski tj. Krajowy System Przesyłowy oraz System Gazociągów Tranzytowych.

3. SYSTEM PRZESYŁOWY

3.1. Informacje podstawowe

Rysunek 3.1.1. System Przesyłowy – stan na 31.12.2018 r.



System przesyłowy składa się z dwóch współpracujących ze sobą systemów:

- Systemu Gazociągów Tranzytowych;
- Krajowego Systemu Przesyłowego, na który składają się dwa systemy gazu ziemnego:
 - ✓ wysokometanowego E;
 - ✓ zaazotanowego Lw.

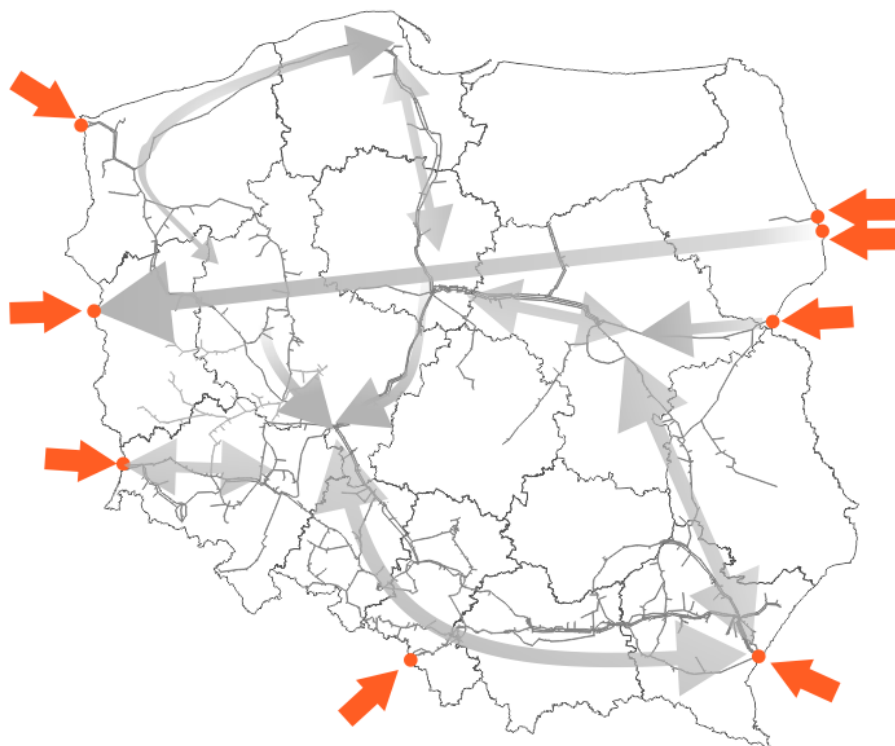
System przesyłowy zasilany jest w gaz z następujących Punktów Wejścia:

1) Punkty wejścia związane z importem gazu:

- Granica wschodnia:
 - ✓ Kondratki – granica polsko-białoruska (punkt wejścia na SGT);
 - ✓ Wysokoje – granica polsko-białoruska;
 - ✓ Drozdowicze – granica polsko-ukraińska;
- Granica zachodnia:

- ✓ Lasów² – granica polsko-niemiecka;
- ✓ Mallnow – granica polsko-niemiecka (punkt wejścia / wyjścia na SGT);
- Granica południowa:
 - ✓ Cieszyn – granica polsko-czeska;
- Północ kraju:
 - ✓ Terminal LNG w Świnoujściu;
- KSP współpracuje z SGT poprzez:
 - ✓ Punkt Wzajemnego Połączenia (PWP), na który składają się fizyczne punkty we Włocławku i Lwówku;
- 2) Połączenia realizujące import lokalny:
 - Tietierowka – granica polsko-białoruska;
 - Branice – granica polsko-czeska;
 - Gubin² – granica polsko-niemiecka;
 - Głuchotały – granica polsko-czeska (punkt rezerwowy);
- 3) Punkty wejścia związane ze złożami krajowymi:
 - w systemie gazu wysokometanowego;
 - w systemach gazu zaazotowanego;
- 4) Odazotownia Odolanów, Odazotownia Grodzisk;
- 5) Punkty wejścia związane z siedmioma Podziemnymi Magazynami Gazu (PMG), które podczas realizacji odbioru gazu są punktami wejścia do systemu.

Rysunek 3.1.2. Główne magistrale gazu E



System Przesyłowy tworzy układ magistralny obejmujący:

- System Gazociągów Tranzytowych;
- magistralę wschodnią na trasie Jarostaw – Wronów – Rembelszczyzna;

² Punkty na połączeniu sieci ONTRAS (Niemcy) i GAZ-SYSTEM S.A. (Polska) Gubin, Kamminke oraz Lasów zostały połączone w punkt Grid Connection Point GAZ-SYSTEM/ONTRAS (GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS)

- magistralę południową na trasie Jarostaw – Pogórska Wola – Tworzeń – Odolanów;
- magistralę północnozachodnią: Lwówek – Szczecin – Terminal LNG w Świnoujściu – Gdańsk;
- układ zasilania centralnej Polski na trasie Gustorzyn – Rembelszczyzna i Gustorzyn – Odolanów;
- układ zasilania północnej Polski na trasie Gustorzyn – Gdańsk;
- układ przesyłowy na terenie Dolnego Śląska.

Tabela 3.1.1. Charakterystyka techniczna Systemu Przesyłowego (stan na 31.12.2018 r.)

Lp.	Elementy Systemu Przesyłowego	Jednostka	Ogółem
1	gazociągi systemowe	km	11 428
w tym	Infrastruktura SGT	km	685
	Infrastruktura GAZ-SYSTEM S.A.	km	10 743
2	stacje gazowe	szt.	850
w tym	Infrastruktura SGT	szt.	2
	Infrastruktura GAZ-SYSTEM S.A.	szt.	848
3	łocznie gazu	szt.	20
w tym	Infrastruktura SGT	szt.	5
	Infrastruktura GAZ-SYSTEM S.A.	szt.	15

Z systemem przesyłowym gazu wysokometanowego współpracują podziemne magazyny gazu, które pełnią istotną rolę w pokrywaniu nierównomierności sezonowej i dobowej zapotrzebowania na gaz.

Rysunek 3.1.3. Lokalizacja podziemnych magazynów gazu

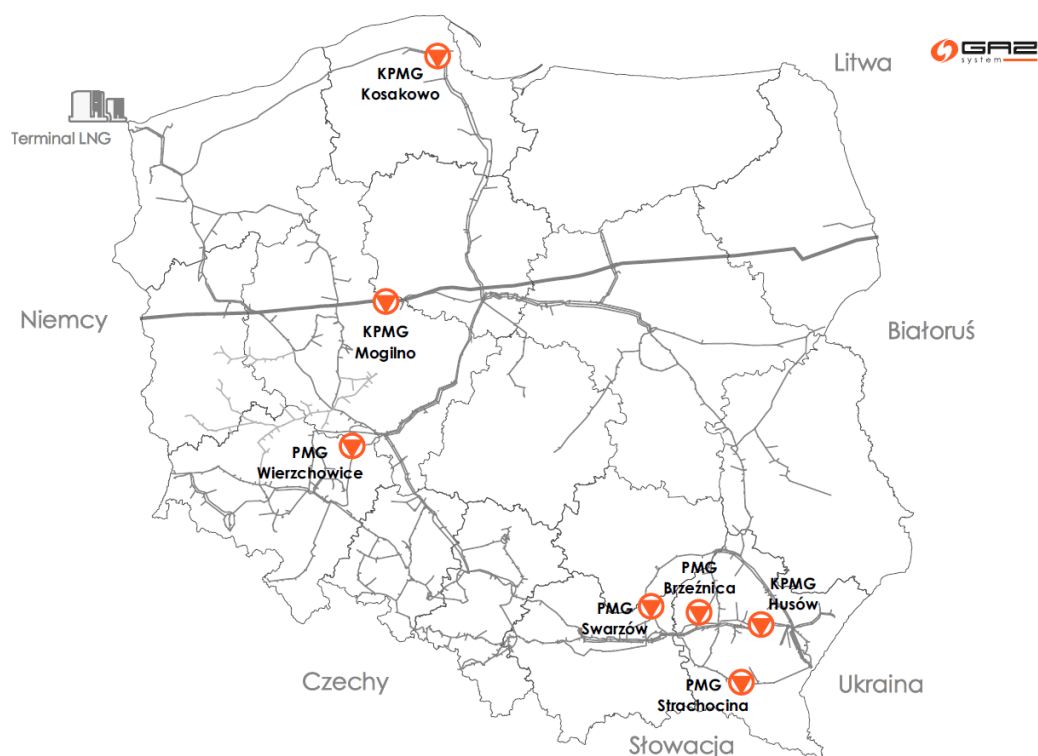


Tabela 3.1.2. Maksymalne zdolności instalacji magazynowych w sezonie 2018/2019

Grupa instalacji magazynowych	Magazyn	Pojemność czynna		Max. Moc załączania		Max. Moc odbioru	
		mln m ³	GWh	mln m ³ /dobę	GWh/dobę	mln m ³ /dobę	GWh/dobę
GIM Kawerna	KPMG Mogilno*	589,85	6 570,9	9,60	106,9	18,00	200,5
	KPMG Kosakowo**	145,5	1 622,3	2,40	26,8	9,60	107,0
GIM Kawerna	PMG Husów	500,0	5 625,0	4,15	46,7	5,76	64,6
	PMG Strachocina***	360,0	4 050,0	2,64	29,7	3,36	37,9
	PMG Swarzędów	90,0	1 008,0	1,00	11,2	0,93	10,4
	PMG Brzeźnica	100,0	1 125,0	1,44	16,2	1,44	16,1
	PMG Wierzchowice****	1 200,0	13 200,0	6,00	67,2	9,60	105,6
SUMA		2 985,35	33 201,2	27,23	304,7	48,69	542,1

Źródło: Gas Storage Poland sp. z o. o.

* trwają prace nt. rozbudowy instalacji magazynowej do 800 mln m³ w KPMG Mogilno

** w budowie, planowana pojemność czynna wg. OSM min. 250 mln m³ do 2021 r.

*** maksymalna moc techniczna odbioru gazu na początku cyklu wynosi 3,84 mln m³/d.

Ze względu na możliwości systemu przesyłowego GAZ-SYSTEM przydział przepustowości w MFPWEOSM wynosi 2,88 mln m³/d w usłudze ciągłej oraz 0,48 mln m³/d w usłudze przerywanej.

**** zdolności wynikające z międzyoperatorskiej umowy przesyłowej zawartej z Gas Storage Poland sp. z o. o.

4. UWARUNKOWANIA ROZWOJU KRAJOWEGO SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

4.1. Główne czynniki wpływające na rozwój KSP

4.1.1. Uwarunkowania wynikające z Polityki energetycznej

W Krajowym Planie Rozwoju Systemu Przesyłowego na lata 2020-2029 w części A założono, że w perspektywie do 2023 zrealizowane zostaną inicjatywy związane z realną, fizyczną dywersyfikacją źródeł dostaw gazu do Polski. W ten sposób przez GAZ-SYSTEM zrealizowane zostaną cele określone w „Polityce energetycznej Polski do 2030 roku” (PEP 2030) oraz w projekcie „Polityki energetycznej Polski do 2040 roku” (PEP 2040), dotyczące bezpieczeństwa energetycznego kraju, liberalizacji polskiego rynku gazu, integracji z rynkami państw ościennych, podniesienia konkurencyjności i zapewnienia warunków dla intensywnego rozwoju krajowej gospodarki oraz funkcjonujących w niej przedsiębiorstw.

Priorytetami w obszarze działalności Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM, są:

- Zapewnienie alternatywnych kierunków dostaw gazu do Polski;
- Rozbudowa KSP.

Zgodnie z założeniami dokumentu „Polityka Energetyczna Polski” głównym celem jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju, który może zostać osiągnięty m.in. poprzez:

- Utrzymanie i zwiększenie zdolności przesyłowych oraz rozwój i ochronę infrastruktury krytycznej;
- Rozwój konkurencyjnego rynku gazu;
- Rozwój nowych technologii w sektorze gazu ziemnego.

Należy podkreślić, że Krajowy Plan Rozwoju na lata 2020-2029 w możliwie największym stopniu zapewnia realizację ww. celów strategicznych, przy optymalnych nakładach na rozwój i koszty funkcjonowania systemu przesyłowego.

4.1.2. Uwarunkowania wynikające z dziesięcioletniego plan rozwoju o zasięgu wspólnotowym

TYNDP to dziesięcioletni plan rozwoju sieci gazowej o zasięgu wspólnotowym, który jest opracowywany przez ENTSOE. W TYNDP przeprowadzane są analizy perspektyw rozwoju popytu na gaz w państwach Unii Europejskiej, źródeł i kierunków dostaw gazu oraz wpływu rozwoju infrastruktury na funkcjonowanie rynku gazowego. Szczegółowe cele i założenia TYNDP wynikają z aktów prawnych UE, a mianowicie rozporządzenia UE 715/2009 i rozporządzenia UE 347/2013.

Kolejna edycja TYNDP została opublikowana w 2018 r. Głównym celem działań inwestycyjnych ujętych w TYNDP jest osiągnięcie europejskich celów energetycznych, takich jak bezpieczeństwo dostaw, zrównoważony rozwój gazowych systemów przesyłowych oraz stworzenie warunków dla optymalnego funkcjonowania europejskiego rynku gazu. Do TYNDP 2018 zostały zgłoszone projekty, z czego duży ich udział stanowią inwestycje w regionie Europy Środkowo-Wschodniej, Południowo-Wschodniej i regionie Morza Bałtyckiego, co odzwierciedla skalę potrzeb inwestycyjnych w tych częściach Europy.

4.1.3. Uwarunkowania wynikające z Rozporządzenia SoS

Na poziomie unijnym zasady zapewnienia bezpieczeństwa dostaw zostały zdefiniowane w Rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2017/1938 z dnia 25 października 2017 r. dotyczącego środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylające Rozporządzenie (UE) nr 994/2010. Rozporządzenie to określa standardy bezpieczeństwa, które muszą spełniać wszystkie kraje UE:

- **Standard w zakresie infrastruktury** – państwa UE muszą posiadać zdolność dostarczania ilości gazu niezbędnej do zaspokojenia całkowitego zapotrzebowania na gaz w dniu nadzwyczajnie wysokiego zapotrzebowania na gaz w przypadku zakłóceń w funkcjonowaniu największej pojedynczej infrastruktury (**N-1**).
- **Standard w zakresie dostaw** – przedsiębiorstwa gazowe są zobowiązane do zagwarantowania dostaw dla odbiorców chronionych przez określony czas w przypadku utrzymujących się ekstremalnych temperatur lub w przypadku wystąpienia zakłóceń w infrastrukturze w okresie zimowym.

Zgodnie z Rozporządzeniem SoS kraje członkowskie dokonują i sporządzają:

- Ocenę ryzyka związanego z bezpieczeństwem dostaw;
- Plany działań zapobiegawczych.

Zgodnie z ostatnią edycją powyższych dokumentów wskaźnik N-1 dla Polski wynosi 124,3%.

4.2. Determinanty rozwoju KSP

Rozwój infrastruktury gazowej w Polsce determinowany jest głównie następującymi czynnikami:

- koniecznością zapewnienia dywersyfikacji źródeł dostaw gazu do Polski;
- wielkością prognozowanego zapotrzebowania na gaz i popytu na usługę przesyłową, w tym również możliwości eksportu gazu;

- rozwojem połączeń importowych i eksportowych zapewniających integrację rynków wspólnoty europejskiej.

Bezpieczeństwo dostaw poprzez dywersyfikację źródeł i kierunków – Bezpieczeństwo dostaw należy rozumieć jako zagwarantowanie stabilnych dostaw gazu na poziomie zaspokajającym potrzeby krajowe. Szczególnie ważne jest zapewnienie alternatywnych dostaw gazu w stosunku do aktualnych kierunków. Budowa połączenia z Danią, jak również rozbudowa Terminalu LNG pozwoli nie tylko na zabezpieczenie dostaw gazu do Polski ale również ma szansę stać się stabilną drogą dostaw gazu norweskiego do regionu Europy Środkowej i Północno – Wschodniej.

Popyt rozumiany jako prognoza zapotrzebowania na usługę przesyłową odbiorców krajowych uwzględniająca prognozowane potrzeby eksportowe.

Rozbudowa zdolności importowych i eksportowych – Rozbudowa KSP, w tym dwukierunkowych połączeń międzysystemowych, a także zwiększenie funkcjonalności współpracy KSP z SGT, sprzyjają budowie zintegrowanego i konkurencyjnego rynku gazu w Europie Środkowo-Wschodniej. Wykorzystując geograficzne położenie Polski, KSP będzie mógł pełnić rolę tranzytową. W ten sposób zostaną osiągnięte korzyści biznesowe między innymi dla funkcjonujących na rynku przedsiębiorstw, jak dostęp do globalnych rynków i możliwość obniżenia kosztów przesyłu gazu.

Historyczne uwarunkowania spowodowały, że KSP rozbudowywany był w sposób umożliwiający transport gazu ze wschodu na zachód kraju. Główne punkty importowe znajdowały się na wschodniej granicy kraju (Drozdowicze, Wysokoje) oraz na gazociągu tranzytowym Jamał – Europa. Poprzez te wejścia do krajowego systemu przesyłowego realizowane są dostawy gazu do Polski w oparciu o długoterminowy kontrakt importowy. Stworzyło to sytuację całkowitej zależności od dostaw z jednego kierunku.

GAZ-SYSTEM w ostatnich latach zrealizował szereg działań zmierzających do dywersyfikacji kierunków oraz źródeł dostaw gazu ziemnego, dążąc do uniezależnienia się od historycznie dominującego eksportera (Rosji) przy jednoczesnym zwiększaniu integracji z innymi państwami członkowskimi Unii Europejskiej. Było to możliwe dzięki rozbudowie połączeń międzysystemowych (Lasów, Cieszyn, rewers na gazociągu jamalskim) oraz budowie Terminalu LNG w Świnoujściu. Działania te z pewnością przyczyniły się do zwiększenia bezpieczeństwa dostaw gazu.

Biorąc jednak pod uwagę prognozowany wzrost zużycia gazu ziemnego w Polsce, a także wysokie uzależnienie od importu gazu z kierunku wschodniego w kolejnych latach konieczna będzie kontynuacja działań mających na celu zwiększenie bezpieczeństwa dostaw – zapewnienie stabilnych dostaw gazu (poprzez jego pozyskanie z alternatywnych kierunków i źródeł) umożliwiających pełne pokrycie zapotrzebowania na gaz.

4.2.1. Dywersyfikacja źródeł dostaw gazu

Głównym celem polityki energetycznej Polski w obszarze gazu ziemnego jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw paliwa gazowego. Tu kluczowe znaczenie ma dywersyfikacja źródeł i kierunków, która daje gwarancję niezależności energetycznej. W ostatnich latach wzrost

importu gazu z kierunków innych niż wschodni był możliwy dzięki rozbudowie połączeń międzysystemowych na granicy z Niemcami (Mallnow, Lasów) i Czechami (Cieszyn).

W 2016 r. oddany został do użytku Terminal LNG w Świnoujściu. Przepustowość Terminalu LNG (5 mld m³/rok) i możliwość dostaw gazu z globalnych rynków czyni fundamentalną zmianę w energetyce gazowej kraju.

Dalszy rozwój niezależności energetycznej może być zapewniony poprzez realizację m.in. połączenia z norweskimi złożami gazu z wykorzystaniem gazociągu podmorskiego pomiędzy Polską a Danią (projekt Baltic Pipe), jak również rozbudową zdolności regazyfikacyjnych istniejącego Terminalu LNG. Projekty stanowią ogromny potencjał dla zapewnienia stabilnych dostaw gazu do kraju, a także zaopatrzenia w gaz Europy Środkowo-Wschodniej.

Wynikające z polityki energetycznej Unii Europejskiej obowiązki determinują do dalszych działań integrujących poszczególne rynki gazu, polegających na budowie połączeń wzajemnych z krajami sąsiadującymi.

4.2.2. Rozbudowa zdolności importowych i eksportowych

Z uwagi na wysokie uzależnienie Polski i innych państw członkowskich UE od importu gazu ziemnego z uwzględnieniem potencjalnych skutków przerwania ich dostaw, konieczne stało się podjęcie działań, które pozwolą zniwelować wpływ tego rodzaju zakłóceń na dostawy paliwa gazowego do odbiorców w poszczególnych krajach, a tym samym utrzymać ich pewność oraz stabilność przez możliwie najdłuższy czas. Ramy takich działań wyznaczone zostały w szeregu regulacji prawnych obowiązujących zarówno na poziomie krajowym, jak i unijnym.

Na poziomie UE rozwiązania mające na celu zwiększenie bezpieczeństwa dostaw gazu do odbiorców zawarto przede wszystkim w Rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2017/1938 z dnia 25 października 2017 r. dotyczącego środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylające Rozporządzenie (UE) nr 994/2010 (tzw. rozporządzenie SoS). Przewiduje ono otwarty katalog działań mających na celu z jednej strony zmniejszenie lub całkowite wyeliminowanie zagrożeń dla utrzymania ciągłości dostaw gazu do odbiorców (działania zapobiegawcze), a z drugiej strony umożliwienie złagodzenia negatywnych skutków wystąpienia ich zakłóceń (działania na wypadek sytuacji nadzwyczajnej).

4.2.2.1. Zapotrzebowanie na usługę przesyłania

Wszystkie prognozy opisane w niniejszym rozdziale dotyczą zarówno gazu E jak i Lw, za wyjątkiem tych informacji, gdzie jest to doprecyzowane. Dla potrzeb opracowania Krajowego Planu Rozwoju na lata 2020-2029 została opracowana prognoza zapotrzebowania na usługę przesyłania na lata 2018 – 2040. Opracowano szczegółowo trzy warianty prognozy: Umiarkowanego Wzrostu (UW), Optymalnego Rozwoju (OR) i Nasycenia Rynku (NR), opisane szczegółowo w dalszej części dokumentu.

Bazą do opracowania prognoz zapotrzebowania na usługę przesyłową w zakresie popytu krajowego były:

- Dane statystyczne GUS o zużyciu gazu w podziale na jednostki administracyjne oraz grupy odbiorców za lata 2009-2016;

- Dane sprawozdawcze GAZ-SYSTEM, w tym dane rozliczeniowe, za lata 2010-2017 oraz analizy pracy systemu przesyłowego w analogicznym okresie;
- Analiza planów inwestycyjnych na rynku elektroenergetyki oparta o podpisane umowy o przyłączenie i wydane warunki przyłączenia dla potencjalnych odbiorców z tego sektora gospodarki.

Do podstawowych czynników mających największy wpływ na zapotrzebowanie na przesył gazu w okresie 2018-2040 należeć będą:

- Produkcja energii elektrycznej i ciepła na bazie paliwa gazowego;
- Wzrost PKB;
- Cena gazu.

Tabela 4.2.1. Zestawienie znaczenia czynników wpływających na prognozę dla zdefiniowanych wariantów.

	Wariant prognozy		
	Umiarkowanego Wzrostu	Optymalnego Rozwoju	Nasycenia Rynku
Produkcja energii elektrycznej i ciepła	Wzrost na poziomie podpisanych umów i prowadzonych inwestycji	Wzrost na poziomie podpisanych umów i najbardziej prawdopodobnych inwestycji	Wzrost na poziomie podpisanych umów i wyników akcji ankietaowej
PKB	Niski wzrost, możliwa recesja	Umiarkowany wzrost, brak recesji	Umiarkowany wzrost, brak recesji
Cena gazu	Duży wzrost ze względu na duże zapotrzebowanie w UE (import z Rosji)	Umiarkowany wzrost związany z szerszym dostępem do wspólnego rynku UE oraz globalnego rynku LNG	Umiarkowany wzrost związany z szerszym dostępem do wspólnego rynku UE oraz globalnego rynku LNG

4.2.2.2. Produkcja energii elektrycznej i ciepła na bazie paliwa gazowego

Na etapie tworzenia prognozy zapotrzebowania na usługę przesyłową należy uwzględnić fakt zwiększającego się rynku odbiorców przemysłowych, wykorzystujących gaz do wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Obecnie wykorzystanie gazu do produkcji energii i ciepła w Polsce znajduje się na niskim poziomie. Analizując rozwój sektora energetycznego w Polsce należy zwrócić uwagę na główne kierunki w polityce energetycznej Unii Europejskiej. Jedną z doktryn jest dążenie do ograniczenia negatywnego wpływu sektora energetycznego na środowisko naturalne. Podstawową zaletą gazu jest znacząco niższa emisyjność niż węgla kamiennego i brunatnego (około 50%), który aktualnie jest najbardziej powszechnym paliwem wykorzystywanym do produkcji energii elektrycznej, a to jest niezwykle istotne w kontekście polityki klimatycznej Unii Europejskiej. Inną ważną zaletą jest relatywnie krótki czas budowy bloków energetycznych zasilanych paliwem gazowym przy relatywnie niskich nakładach inwestycyjnych. Postępujące na rynku wytwarzanie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii „OZE”, cechujące się niestabilnością, musi być wspierane przez źródła cechujące się możliwością szybkiego uruchomienia, które zazwyczaj oparte są o spalanie gazu ziemnego, w

celu zapewnienia elastycznego bilansowania zapotrzebowania odbiorców na energię elektryczną.

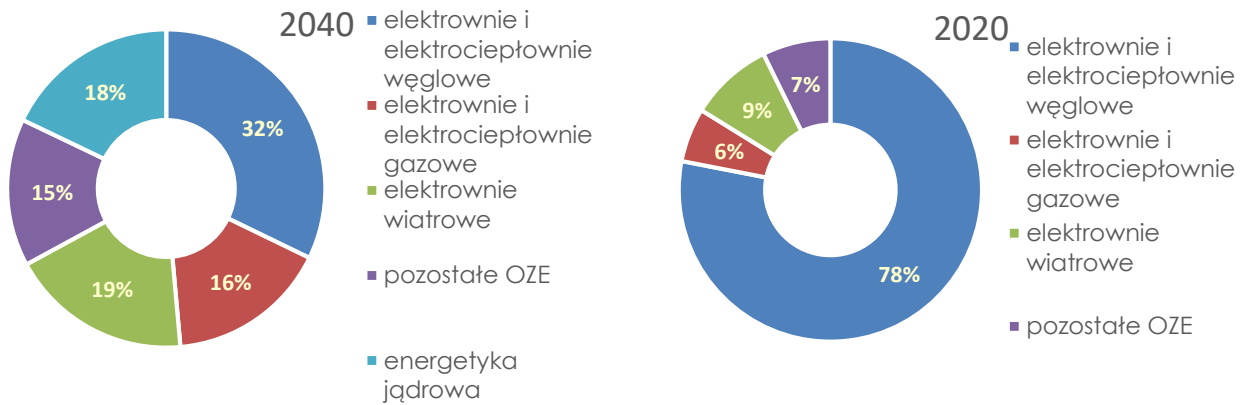
Dla dokonania oceny możliwości i uwarunkowania stosowania gazu w elektroenergetyce dokonany został przegląd materiałów i publikacji dotyczących tej tematyki. W kontekście potencjalnego wzrostu zużycia gazu punktem wyjścia jest prognoza zapotrzebowania na finalną energię elektryczną.

Poniżej zaprezentowana została prognoza produkcji energii elektrycznej w wybranych latach, w podziale na rodzaj wykorzystanego do produkcji paliwa, opracowana na podstawie projektu dokumentu „Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku” (PEP 2040).

Tabela 4.2.2. Produkcja energii elektrycznej w podziale na rodzaje paliwa [TWh]

	2020	2025	2030	2035	2040
elektrownie na węgiel brunatny	54,3	58,4	56,9	30,3	11,7
elektrownie na węgiel kamienny – istniejące	33,1	30,2	24,5	21,5	15,5
elektrownie na węgiel kamienny – planowane i w budowie	18,2	21,3	20,6	25,6	25,0
elektrociepłownie na węgiel kamienny – istniejące i nowe	23,2	22,3	22,3	21,9	22,4
elektrownie jądrowe	0,0	0,0	0,0	20,8	41,5
elektrownie na gaz ziemny	3,7	9,3	9,4	24,5	26,8
elektrociepłownie na gaz ziemny	5,8	6,5	9,6	10,2	11,2
elektrownie fotowoltaiczne	0,8	4,8	9,6	14,7	19,9
elektrownie wiatrowe lądowe	14,7	16,0	13,7	4,9	1,8
elektrownie wiatrowe morskie	0,0	0,0	17,1	23,3	41,1
elektrownie OZE pozostałe (na biomasę, biogaz, wodne)	9,5	11,0	14,1	15,9	13,0
elektrociepłownie pozostałe	1,7	2,0	2,0	2,0	1,9
elektrownie rezerwowe (OCGT/diesel)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
RAZEM	165,0	181,8	199,8	215,6	231,8

Źródło: Projekt polityki energetycznej Polski do 2040 roku, zał. 1 Wnioski z analiz prognostycznych

Wykres 4.2.1. Prognoza produkcji energii elektrycznej w roku 2020 i 2030 (projekt PEP 2040)

Moc planowanych nowych źródeł wytwórczych wykorzystujących paliwo gazowe wskazuje, że rynek wytwarzający energię elektryczną jest zainteresowany wykorzystaniem technologii opartej o gaz. Niemniej jednak, ze względu na uwarunkowania ekonomiczne oraz zmiany w systemach wsparcia poszczególnych rodzajów źródeł w następnych latach, decyzje inwestorów o budowie nowych źródeł były zawieszane, przesuwane, wstrzymywane, a w skrajnych przypadkach inwestorzy podejmowali decyzje o rezygnacji z realizacji projektów.

4.2.2.3. Warianty prognozy

Największy przyrost zapotrzebowania na usługę przesyłową gazu spodziewany jest w sytuacji rozwoju elektroenergetyki (przede wszystkim kogeneracji) opartej o paliwo gazowe. Uruchomienie obiektów uwzględnionych w prognozie może zwiększyć popyt na gaz w perspektywie roku 2041 do:

- minimalnie o ok 1,5 mld m³ w prognozie UW;
- maksymalnie o ok. 6,3 mld m³ w prognozie OR.

Zmiany na rynku elektroenergetyki będą miały największy wpływ na przyszłe zapotrzebowanie na gaz i dynamikę zmian ilości przesyłanego gazu. Pozostałe czynniki mają mniejsze znaczenie dla wyników prognozy, niemniej jednak należy je rozpatrywać łącznie, ponieważ są ze sobą powiązane. Poszczególne prognozy znajdują odzwierciedlenie w obserwowanych na rynku działaniach inwestycyjnych i pracach przygotowawczych w zakresie budowy nowych mocy wytwórczych. Część projektów znajduje się w fazie realizacyjnej, niektóre przed podjęciem decyzji inwestycyjnej, a pozostałe jeszcze na wczesnym etapie planowania. Znaczna liczba tych nowych bloków energetycznych rozpatrywana jest w oparciu o paliwo gazowe.

GAZ-SYSTEM podpisał szereg umów o przyłączenie obiektów elektroenergetyki, które w przypadku ich realizacji mogą skutkować znacznym zwiększeniem rocznego zapotrzebowania na gaz. Ocenia się, że nie wszystkie obiekty zostaną zrealizowane, a przynajmniej nie w najbliższej perspektywie czasowej. Wynika to z faktu, że większa część z zawartych umów o przyłączenie to umowy warunkowe, a niektóre z wcześniej zawartych umów zostały w ostatnim czasie rozwiązane z powodu braku decyzji inwestycyjnej po stronie inwestorów. W związku z powyższym konieczne było przeprowadzenie analiz, w których przyjęto m.in. poniższe założenia:

- dla kilku już istniejących odbiorców gazu ograniczenie prognozowanych ilości do poziomu przydziału przepustowości wnioskowanego przez klienta;

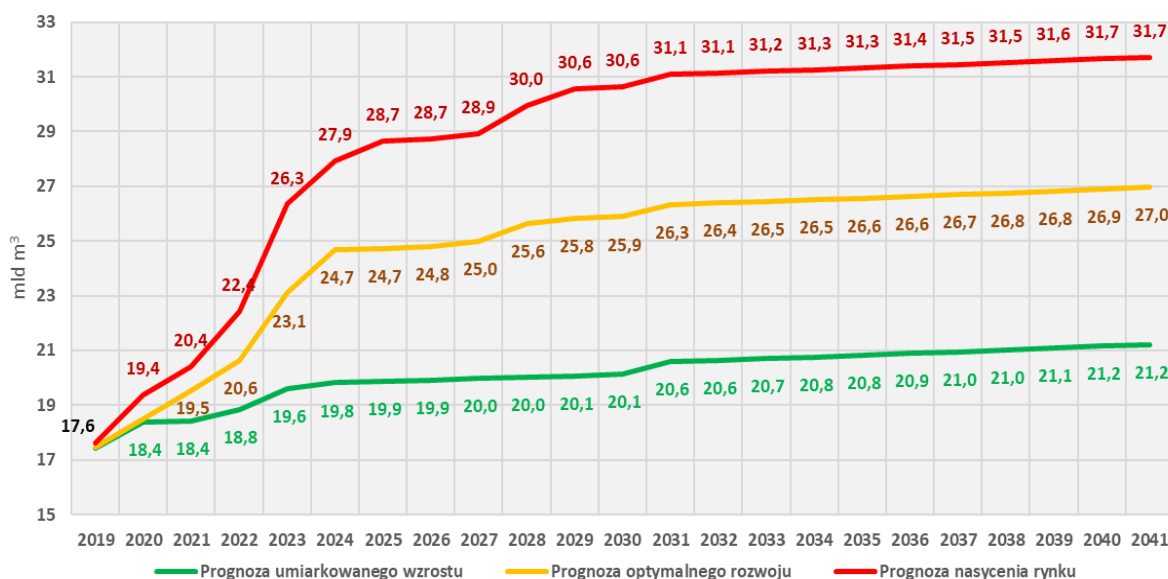
- wyłączenie z prognozy niektórych potencjalnych odbiorców np. w przypadku zgłoszenia się w jednym punkcie kilku odbiorców ubiegających się o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej;
- uwzględnienie tylko tych potencjalnych odbiorców, którzy zawarli umowy o przyłączenie i prowadzą inwestycje lub prace przygotowawcze (wybór wykonawców, prace projektowe) dla swojej inwestycji.

Na podstawie wyników analiz opracowane zostały trzy warianty prognozy:

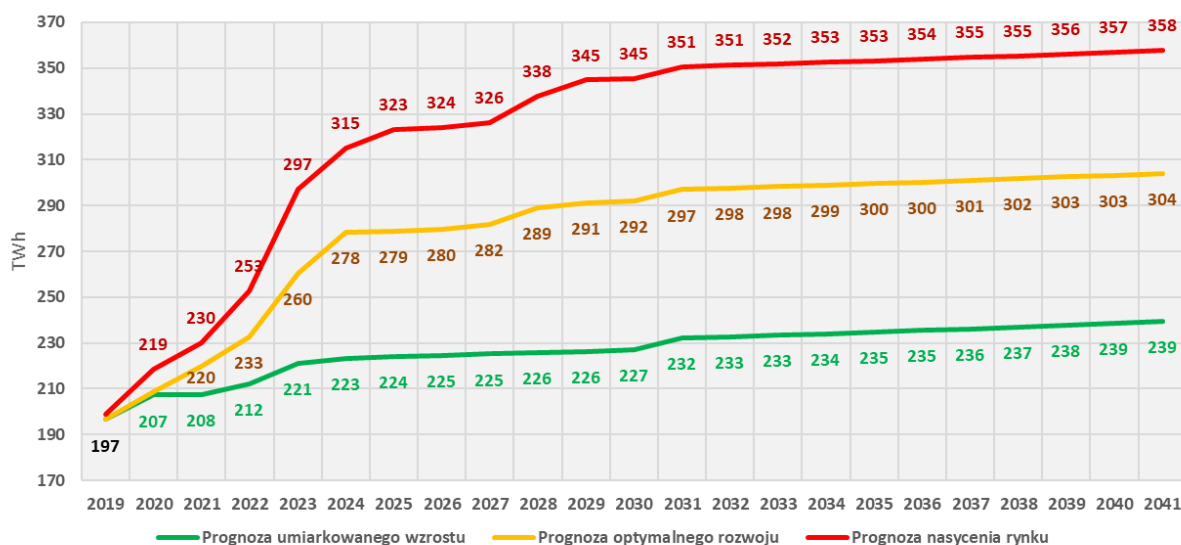
- Wariant Umiarkowanego Wzrostu (UW)** zapotrzebowania na usługę przesyłową, traktowany jako statyczna baza dla drugiego wariantu, został określony na podstawie realizacji zawartych umów przesyłowych, powiększonej o ilości wyszczególnione w podpisanych umowach o przyłączenie dla rozpoczętych inwestycji w budowę nowych bloków parowo-gazowych w dwóch lokalizacjach. Na chwilę obecną jest to wariant prognozy traktowany 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 jako optymistyczny a jednocześnie optymalny pod kątem rozbudowy systemu przesyłowego.
- Wariant Nasycenia Rynku (NR)** uwzględnia przyrost zapotrzebowania na gaz oszacowany na podstawie wszelkiego rodzaju zgłoszeń ze strony potencjalnych odbiorców, w tym na podstawie wyników akcji ankietowej. Zgłoszone przez potencjalnych odbiorców zapotrzebowania w tym wariantcie nie podlegają weryfikacji. W zawiązku z tym wariant ten należy traktować jako mało prawdopodobny i **jako taki nie podlega dalszym analizom technicznym czy ekonomicznym.**

Ze względu na to, że czynnikiem różnicującym warianty prognozy jest energetyka, przyjęto we wszystkich wariantach jednakowy poziom zapotrzebowania ze strony pozostałych grup odbiorców, tj. odbiorców komunalnych, handlu i usług oraz przemysłu.

Wykres 4.2.2. Porównanie prognoz zapotrzebowania (gazy łącznie w przeliczeniu na gaz E) w jednostkach objętości

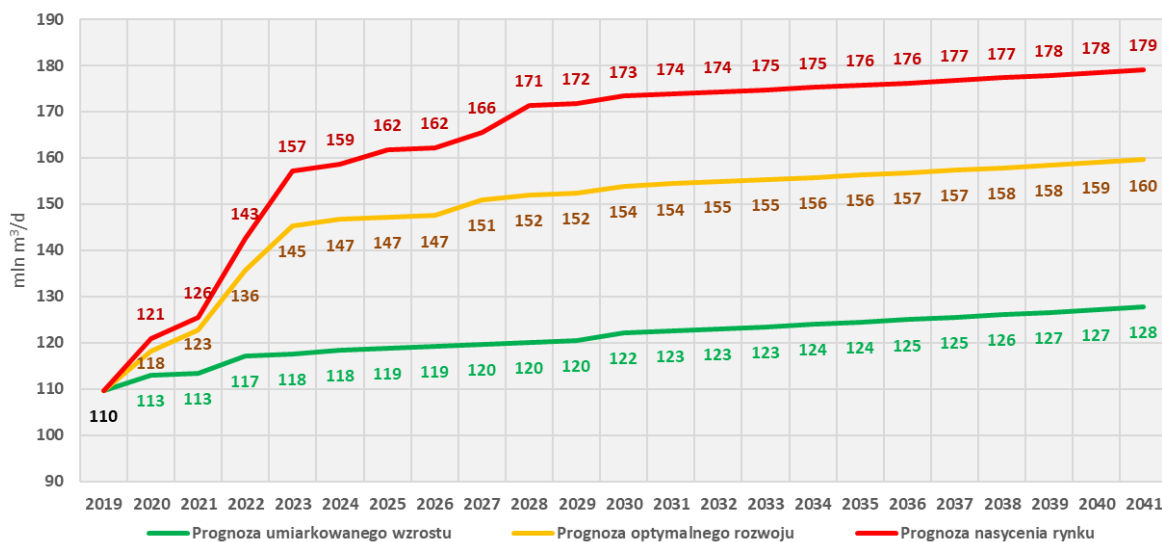


w jednostkach energii

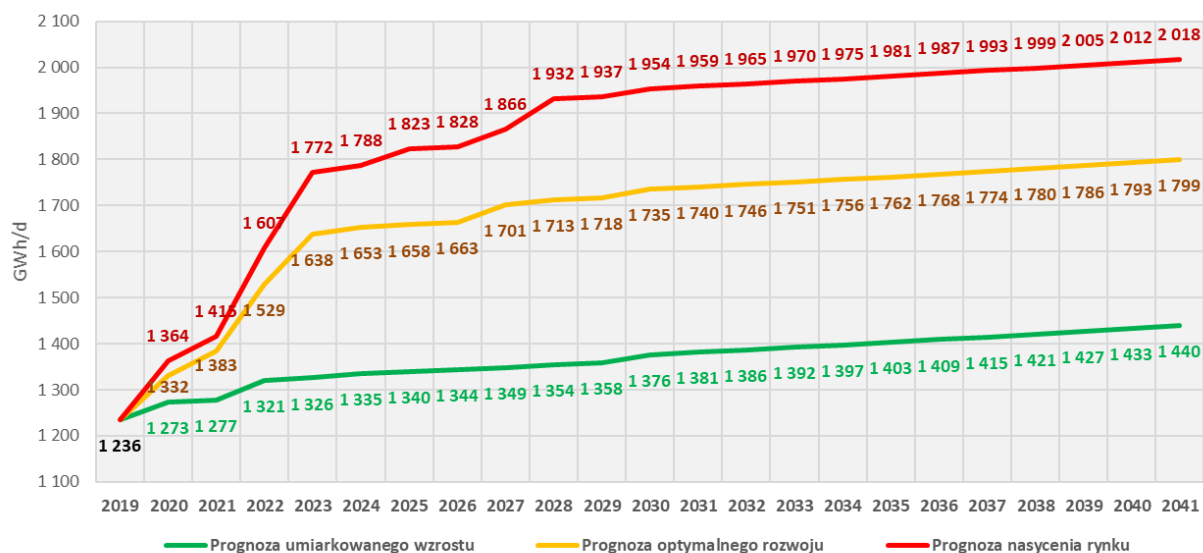


Wykres 4.2.3. Warianty prognozy dla zapotrzebowania szczytowego, popyt krajowy (gazy łącznie w przeliczeniu na gaz E)

w jednostkach objętości



w jednostkach energii



4.2.2.4. Wariant Umiarkowanego Wzrostu

W wariantcie Umiarkowanego Wzrostu ujęto przede wszystkim odbiorców pobierających gaz na podstawie podpisanych umów przesyłowych. Podstawą do oszacowania poziomu zapotrzebowania ze strony tych klientów były dane o ilościach w latach poprzednich, ze szczególnym uwzględnieniem 2018 r. oraz złożone nominacje na lata 2019-2020. Ujęto także nowych odbiorców, z którymi podpisano umowy o przyłączenie, w przypadku których istnieje najwyższe prawdopodobieństwo rozpoczęcia odbiorów gazu w deklarowanych terminach i ilościach.

Prognoza uwzględnia również odbiorców paliwa gazowego zużywających gaz na cele produkcji prądu i ciepła (elektroenergetyka) za pośrednictwem sieci dystrybucyjnych gazu.

Tabela 4.2.3. Prognoza Umiarkowanego Wzrostu (popyt krajowy - gazy łącznie w przeliczeniu na gaz E)

W jednostkach objętości

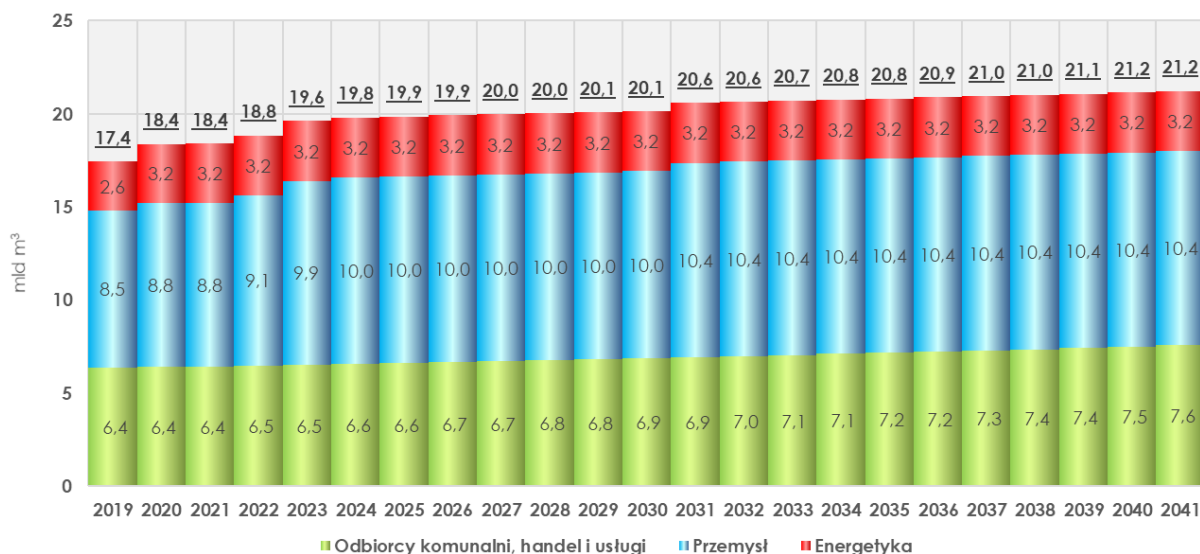
Rok prognozy	Zapotrzebowanie na usługę przesyłową ogółem (3+6) (mln m ³)	Odbiorcy końcowi			Dystrybucja (mln m ³)	Szczytowy pobór systemowy (mln m ³ /d)	Doliny pobór systemowy (mln m ³ /d)
		Razem (4+5) (mln m ³)	w tym:				
			Energetyka (mln m ³)	Przemysł (mln m ³)			
1	2	3	4	5	6	7	8
2019	17 433,5	7 829,2	2 601,6	5 227,6	9 604,3	109,6	35,3
2020	18 380,9	8 734,4	3 171,7	5 562,7	9 646,5	112,9	37,3
2021	18 408,1	8 718,4	3 211,7	5 506,8	9 689,7	113,3	37,3
2022	18 829,7	9 095,8	3 211,7	5 884,1	9 733,9	117,2	38,2
2023	19 616,2	9 837,0	3 211,7	6 625,3	9 779,2	117,6	39,8
2024	19 812,6	9 987,0	3 211,7	6 775,3	9 825,6	118,4	40,2
2025	19 865,9	9 992,8	3 216,6	6 776,2	9 873,1	118,8	40,3
2026	19 919,4	9 997,7	3 216,6	6 781,1	9 921,7	119,2	40,4
2027	19 970,2	9 998,6	3 216,6	6 782,0	9 971,6	119,6	40,5
2028	20 022,2	9 999,5	3 216,6	6 782,9	10 022,6	120,1	40,6

2029	20 075,4	10 000,4	3 216,6	6 783,8	10 075,0	120,5	40,7
2030	20 139,7	10 011,1	3 218,5	6 792,6	10 128,7	122,1	40,8
2031	20 589,8	10 406,1	3 218,5	7 187,6	10 183,7	122,5	41,7
2032	20 646,2	10 406,1	3 218,5	7 187,6	10 240,1	123,0	41,9
2033	20 704,1	10 406,1	3 218,5	7 187,6	10 298,0	123,4	42,0
2034	20 763,4	10 406,1	3 218,5	7 187,6	10 357,4	123,9	42,1
2035	20 824,3	10 406,1	3 218,5	7 187,6	10 418,3	124,4	42,2
2036	20 886,9	10 406,1	3 218,5	7 187,6	10 480,8	124,9	42,3
2037	20 951,0	10 406,1	3 218,5	7 187,6	10 544,9	125,5	42,5
2038	21 016,9	10 406,1	3 218,5	7 187,6	10 610,8	126,0	42,6
2039	21 084,5	10 406,1	3 218,5	7 187,6	10 678,4	126,6	42,7
2040	21 153,9	10 406,1	3 218,5	7 187,6	10 747,8	127,1	42,9
2041	21 225,2	10 406,1	3 218,5	7 187,6	10 819,1	127,7	43,0

W jednostkach energii

Rok prognozy	Zapotrzebowanie na usługę przesyłową ogółem (3+6) GWh	Odbiorcy końcowi			Dystrybucja GWh	Szczytowy pobór systemowy GWh/d	Doliny pobór systemowy GWh/d
		Razem (4+5) GWh	w tym:				
			Energetyka GWh	Przemysł GWh			
1	2	3	4	5	6	7	8
2019	196 563	88 274	29 333	58 941	108 288	1 236	399
2020	207 245	98 481	35 761	62 720	108 764	1 273	420
2021	207 552	98 300	36 212	62 089	109 251	1 277	421
2022	212 305	102 555	36 212	66 343	109 750	1 321	430
2023	221 173	110 912	36 212	74 701	110 260	1 326	448
2024	223 387	112 603	36 212	76 392	110 783	1 335	453
2025	223 988	112 669	36 267	76 402	111 319	1 340	454
2026	224 592	112 724	36 267	76 457	111 867	1 344	455
2027	225 164	112 735	36 267	76 467	112 429	1 349	456
2028	225 750	112 745	36 267	76 477	113 005	1 354	458
2029	226 350	112 755	36 267	76 487	113 596	1 358	459
2030	227 076	112 875	36 288	76 587	114 201	1 376	460
2031	232 150	117 328	36 288	81 040	114 821	1 381	471
2032	232 786	117 328	36 288	81 040	115 457	1 386	472
2033	233 438	117 328	36 288	81 040	116 110	1 392	473
2034	234 108	117 328	36 288	81 040	116 779	1 397	475
2035	234 794	117 328	36 288	81 040	117 466	1 403	476
2036	235 499	117 328	36 288	81 040	118 171	1 409	477
2037	236 223	117 328	36 288	81 040	118 894	1 415	479
2038	236 965	117 328	36 288	81 040	119 637	1 421	480
2039	237 727	117 328	36 288	81 040	120 399	1 427	482
2040	238 510	117 328	36 288	81 040	121 182	1 433	484
2041	239 314	117 328	36 288	81 040	121 986	1 440	485

Wykres 4.2.4. Wariant Umiarkowanego Wzrostu (popyt krajowy - gazy łącznie w przeliczeniu na gaz E).



4.2.2.5. Wariant Optymalnego Rozwoju

W wariantcie Optymalnego Rozwoju oprócz odbiorców elektroenergetycznych uwzględnionych w prognozie UW ujęto grupę odbiorców o znacznym zaawansowaniu prac nad projektowaniem bloków gazowych oraz będących w trakcie wyboru wykonawcy inwestycji, co do których istnieje znaczne prawdopodobieństwo realizacji odbiorów gazu w deklarowanym zakresie.

Uwzględniono także analogicznie do wariantu UW prognozowane odbiory ze strony odbiorców przemysłowych oraz dystrybucyjnych.

Tabela 4.2.4. Prognoza Optymalnego Rozwoju (popyt krajowy - gazy łącznie w przeliczeniu na gaz E)

W jednostkach objętości

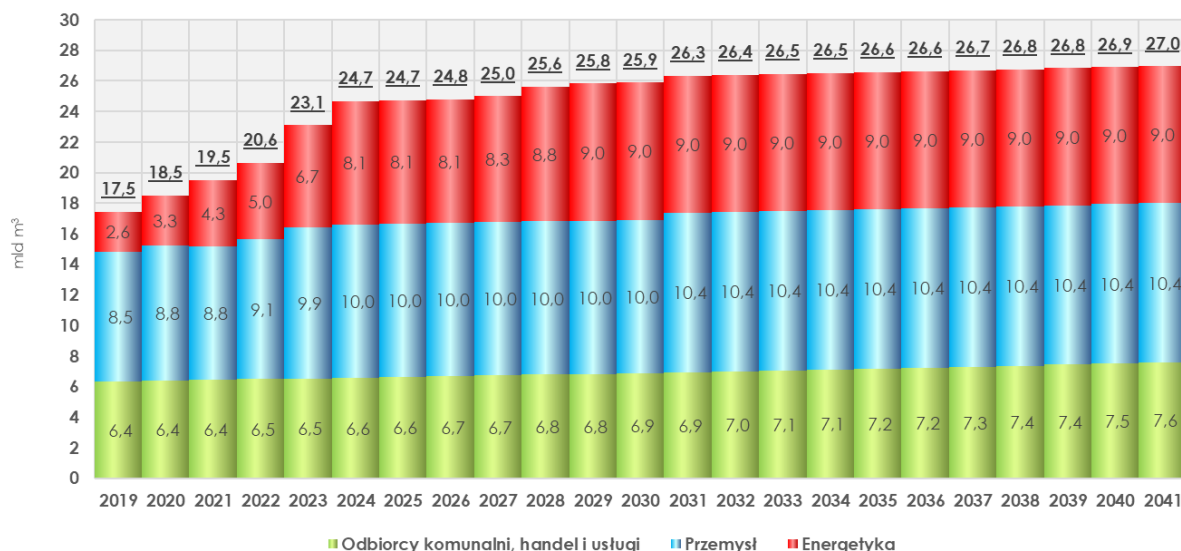
Rok prognozy	Zapotrzebowanie na usługę przesyłową ogółem (3+6) (mln m³)	Odbiorcy końcowi			Dystrybucja (mln m³)	Szczytowy pobór systemowy (mln m³/d)	Doliny pobór systemowy (mln m³/d)
		Razem (4+5) (mln m³)	w tym:				
			Energetyka (mln m³)	Przemysł (mln m³)			
1	2	3	4	5	6	7	8
2019	17 451,5	7 847,2	2 619,6	5 227,6	9 604,3	109,6	35,4
2020	18 498,8	8 852,3	3 289,5	5 562,7	9 646,5	118,1	37,5
2021	19 507,4	9 817,7	4 310,9	5 506,8	9 689,7	122,7	39,5
2022	20 647,9	10 914,0	5 029,9	5 884,1	9 733,9	135,6	41,9
2023	23 100,3	13 321,2	6 695,8	6 625,3	9 779,2	145,3	46,8
2024	24 686,4	14 860,9	8 085,6	6 775,3	9 825,6	146,6	50,0
2025	24 739,7	14 866,7	8 090,5	6 776,2	9 873,1	147,1	50,2
2026	24 793,3	14 871,6	8 090,5	6 781,1	9 921,7	147,5	50,3
2027	25 005,3	15 033,8	8 251,8	6 782,0	9 971,6	150,9	50,7
2028	25 625,2	15 602,6	8 819,7	6 782,9	10 022,6	151,9	52,0

2029	25 822,0	15 747,0	8 963,2	6 783,8	10 075,0	152,3	52,4
2030	25 886,3	15 757,6	8 965,0	6 792,6	10 128,7	153,9	52,5
2031	26 336,3	16 152,6	8 965,0	7 187,6	10 183,7	154,4	53,4
2032	26 392,7	16 152,6	8 965,0	7 187,6	10 240,1	154,8	53,5
2033	26 450,6	16 152,6	8 965,0	7 187,6	10 298,0	155,3	53,6
2034	26 510,0	16 152,6	8 965,0	7 187,6	10 357,4	155,8	53,7
2035	26 570,9	16 152,6	8 965,0	7 187,6	10 418,3	156,3	53,9
2036	26 633,4	16 152,6	8 965,0	7 187,6	10 480,8	156,8	54,0
2037	26 697,5	16 152,6	8 965,0	7 187,6	10 544,9	157,3	54,1
2038	26 763,4	16 152,6	8 965,0	7 187,6	10 610,8	157,9	54,3
2039	26 831,0	16 152,6	8 965,0	7 187,6	10 678,4	158,4	54,4
2040	26 900,4	16 152,6	8 965,0	7 187,6	10 747,8	159,0	54,5
2041	26 971,7	16 152,6	8 965,0	7 187,6	10 819,1	159,6	54,7

W jednostkach energii

Rok prognozy	Zapotrzebowanie na usługę przesyłową ogółem (3+6) GWh	Odbiorcy końcowi			Dystrybucja GWh	Szczytowy pobór systemowy GWh/d	Doliny pobór systemowy GWh/d
		Razem (4+5) GWh	w tym:				
			Energetyka GWh	Przemysł GWh			
1	2	3	4	5	6	7	8
2019	196 766	88 477	29 536	58 941	108 288	1 236	399
2020	208 574	99 810	37 090	62 720	108 764	1 332	423
2021	219 946	110 694	48 606	62 089	109 251	1 383	446
2022	232 805	123 055	56 712	66 343	109 750	1 529	472
2023	260 456	150 196	75 495	74 701	110 260	1 638	528
2024	278 339	167 556	91 165	76 392	110 783	1 653	564
2025	278 941	167 622	91 220	76 402	111 319	1 658	566
2026	279 544	167 677	91 220	76 457	111 867	1 663	567
2027	281 935	169 506	93 039	76 467	112 429	1 701	572
2028	288 925	175 919	99 442	76 477	113 005	1 713	586
2029	291 143	177 547	101 060	76 487	113 596	1 718	590
2030	291 868	177 667	101 080	76 587	114 201	1 735	592
2031	296 942	182 121	101 080	81 040	114 821	1 740	602
2032	297 578	182 121	101 080	81 040	115 457	1 746	603
2033	298 230	182 121	101 080	81 040	116 110	1 751	605
2034	298 900	182 121	101 080	81 040	116 779	1 756	606
2035	299 587	182 121	101 080	81 040	117 466	1 762	607
2036	300 291	182 121	101 080	81 040	118 171	1 768	609
2037	301 015	182 121	101 080	81 040	118 894	1 774	610
2038	301 757	182 121	101 080	81 040	119 637	1 780	612
2039	302 519	182 121	101 080	81 040	120 399	1 786	613
2040	303 302	182 121	101 080	81 040	121 182	1 793	615
2041	304 106	182 121	101 080	81 040	121 986	1 799	617

Wykres 4.2.5. Wariant Optymalnego Rozwoju (popyt krajowy - gazy łącznie w przeliczeniu na gaz E)



4.2.2.6. Wariant Nasycenia Rynku

W wariantcie Nasycenia Rynku oprócz odbiorców elektroenergetycznych uwzględnionych w prognozach UW i OR ujęto grupę odbiorców nie zweryfikowanych pod kątem prawdopodobieństwa realizacji odbiorów gazu w deklarowanym zakresie.

Uwzględniono także analogicznie do wariantu UW prognozowane odbiory ze strony odbiorców przemysłowych oraz dystrybucyjnych.

Tabela 4.2.5. Prognoza Nasycenia Rynku (popyt krajowy - gazy łącznie w przeliczeniu na E)

W jednostkach objętości

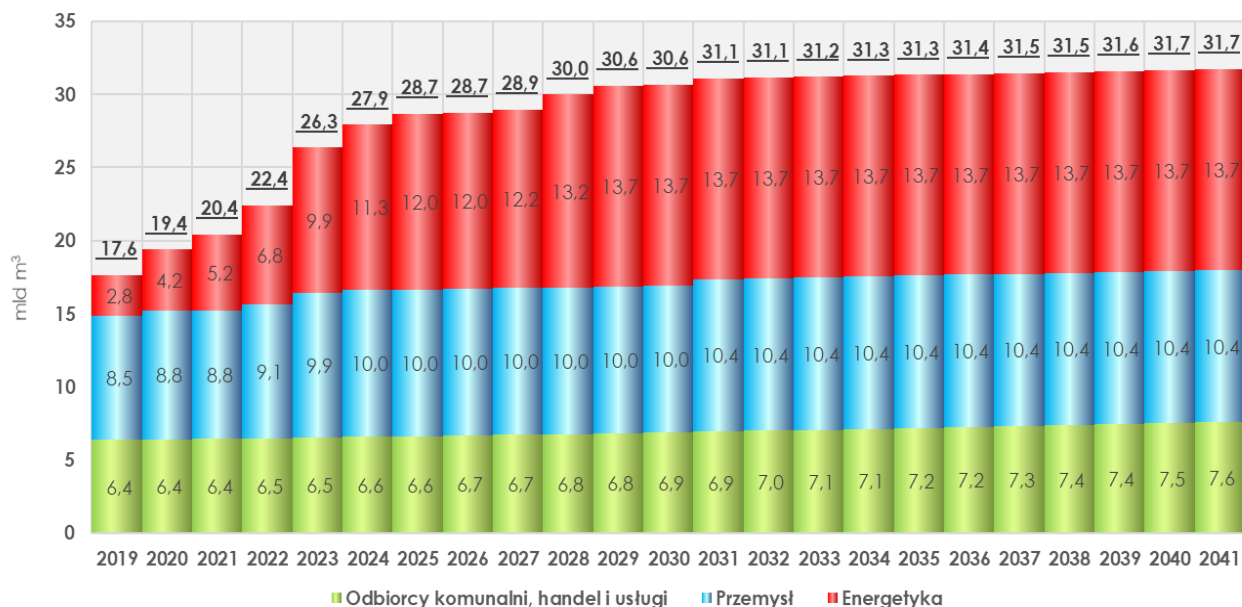
Rok prognozy	Zapotrzebowanie na usługę przesyłową ogółem (3+6) (mln m³)	Odbiorcy końcowi			Dystrybucja (mln m³)	Szczytowy pobór systemowy (mln m³/d)	Doliny pobór systemowy (mln m³/d)
		Razem (4+5) (mln m³)	w tym:				
			Energetyka (mln m³)	Przemysł (mln m³)			
1	2	3	4	5	6	7	8
2019	17 632,6	8 028,3	2 800,7	5 227,6	9 604,3	109,6	35,7
2020	19 384,7	9 738,2	4 175,5	5 562,7	9 646,5	121,0	39,3
2021	20 405,5	10 715,8	5 209,0	5 506,8	9 689,7	125,5	41,4
2022	22 424,0	12 690,1	6 806,0	5 884,1	9 733,9	142,5	45,5
2023	26 346,6	16 567,4	9 942,1	6 625,3	9 779,2	157,2	53,4
2024	27 932,7	18 107,1	11 331,8	6 775,3	9 825,6	158,5	56,6
2025	28 672,8	18 799,7	12 023,5	6 776,2	9 873,1	161,7	58,1
2026	28 726,3	18 804,6	12 023,5	6 781,1	9 921,7	162,1	58,2
2027	28 938,4	18 966,8	12 184,8	6 782,0	9 971,6	165,5	58,7
2028	29 970,0	19 947,3	13 164,4	6 782,9	10 022,6	171,3	60,8
2029	30 578,4	20 503,4	13 719,6	6 783,8	10 075,0	171,8	62,0
2030	30 642,7	20 514,0	13 721,4	6 792,6	10 128,7	173,3	62,1

2031	31 092,7	20 909,0	13 721,4	7 187,6	10 183,7	173,8	63,0
2032	31 149,2	20 909,0	13 721,4	7 187,6	10 240,1	174,2	63,2
2033	31 207,0	20 909,0	13 721,4	7 187,6	10 298,0	174,7	63,3
2034	31 266,4	20 909,0	13 721,4	7 187,6	10 357,4	175,2	63,4
2035	31 327,3	20 909,0	13 721,4	7 187,6	10 418,3	175,7	63,5
2036	31 389,8	20 909,0	13 721,4	7 187,6	10 480,8	176,2	63,6
2037	31 454,0	20 909,0	13 721,4	7 187,6	10 544,9	176,7	63,8
2038	31 519,8	20 909,0	13 721,4	7 187,6	10 610,8	177,3	63,9
2039	31 587,4	20 909,0	13 721,4	7 187,6	10 678,4	177,8	64,0
2040	31 656,9	20 909,0	13 721,4	7 187,6	10 747,8	178,4	64,2
2041	31 728,2	20 909,0	13 721,4	7 187,6	10 819,1	179,0	64,3

W jednostkach energii

Rok prognozy	Zapotrzebowanie na usługę przesyłową ogółem (3+6)	Odbiorcy końcowi			Dystrybucja	Szczytowy pobór systemowy	Dolinowy pobór systemowy
		Razem (4+5)	w tym:				
			Energetyka	Przemysł			
GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh/d	GWh/d	
1	2	3	4	5	6	7	8
2019	198 807	90 519	31 578	58 941	108 288	1 293	403
2020	218 563	109 799	47 079	62 720	108 764	1 364	443
2021	230 072	120 821	58 732	62 089	109 251	1 415	466
2022	252 831	143 081	76 738	66 343	109 750	1 607	513
2023	297 058	186 797	112 097	74 701	110 260	1 772	602
2024	314 941	204 158	127 766	76 392	110 783	1 788	639
2025	323 286	211 967	135 565	76 402	111 319	1 823	655
2026	323 889	212 022	135 565	76 457	111 867	1 828	657
2027	326 280	213 851	137 384	76 467	112 429	1 866	661
2028	337 912	224 906	148 429	76 477	113 005	1 932	685
2029	344 771	231 176	154 688	76 487	113 596	1 937	699
2030	345 497	231 296	154 709	76 587	114 201	1 954	700
2031	350 571	235 749	154 709	81 040	114 821	1 959	711
2032	351 207	235 749	154 709	81 040	115 457	1 965	712
2033	351 859	235 749	154 709	81 040	116 110	1 970	713
2034	352 529	235 749	154 709	81 040	116 779	1 975	715
2035	353 215	235 749	154 709	81 040	117 466	1 981	716
2036	353 920	235 749	154 709	81 040	118 171	1 987	718
2037	354 644	235 749	154 709	81 040	118 894	1 993	719
2038	355 386	235 749	154 709	81 040	119 637	1 999	721
2039	356 148	235 749	154 709	81 040	120 399	2 005	722
2040	356 931	235 749	154 709	81 040	121 182	2 012	724
2041	357 735	235 749	154 709	81 040	121 986	2 018	725

Wykres 4.2.6. Wariant Nasycenia Rynku (popyt krajowy - gazy łącznie w przeliczeniu na gaz E)



4.2.2.7. Potencjał eksportowy (dot. gazu E)

Prognoza popytu krajowego nie jest jedynym wyznacznikiem w planowaniu wielkości zapotrzebowania na usługę przesyłową, w którym należy brać dodatkowo pod uwagę ewentualne potrzeby przesyłu tranzytowego, jak i samego eksportu gazu. W odniesieniu do funkcji tranzytowej KSP sprzyjać ma temu rozbudowa istniejących oraz budowa nowych połączeń międzysystemowych z sąsiednimi krajami.

Biorąc pod uwagę spodziewany wzrost zdolności przesyłowych na punktach wejścia do KSP w najbliższych latach, zidentyfikowane zostały potencjalne kierunki oraz możliwe scenariusze eksportowe w perspektywie 2019 – 2041. Dla kolejnych lat zdefiniowano możliwą do zagospodarowania – w kontekście przesyłu eksportowego – nadwyżkę pomiędzy przewidywanymi możliwościami zasilenia systemu (źródła krajowe, jak i przesył z państw sąsiedzkich), a koniecznością zapewnienia dostaw gazu odbiorcom krajowym.

Tworząc założenia do analiz przewidziano:

- Utrzymanie stopnia wydobycia krajowego na obecnym poziomie;
- Pełna operacyjność gazociągu Baltic Pipe;
- Rozbudowa w perspektywie do 2023 Terminalu LNG w Świnoujściu oraz przyłączenie w perspektywie FSRU w Zatoce Gdańskiej po 2024;
- Uruchomienie kolejnych połączeń transgranicznych tj. nowych interkonektorów.

5. PLAN ROZWOJU NA LATA 2020-2029

Znacząca część programów inwestycyjnych zdefiniowanych w niniejszym Krajowym Planie Rozwoju w Części A, stanowi kontynuację zamierzeń priorytetowych ujętych w Planie Rozwoju na lata 2018-2027. Dotyczy to w szczególności:

- Inwestycji strategicznych;
- Dywersyfikacji dostaw gazu / integracji rynków gazu;

- Rozwoju rynku gazu;
- Bezpieczeństwa dostaw;
- Likwidacji „wąskich gardeł” w systemie przesyłowym.

5.1. Inwestycje w KSP

Mając na uwadze wszystkie opisane w rozdziale 4 uwarunkowania rozwoju systemu przesyłowego, sprecyzowany został, analogicznie do Planu Rozwoju 2018-2027, katalog inwestycji infrastrukturalnych, które objęte są w Części A Krajowym Dziesięcioletnim Planem Rozwoju na lata 2020-2029.

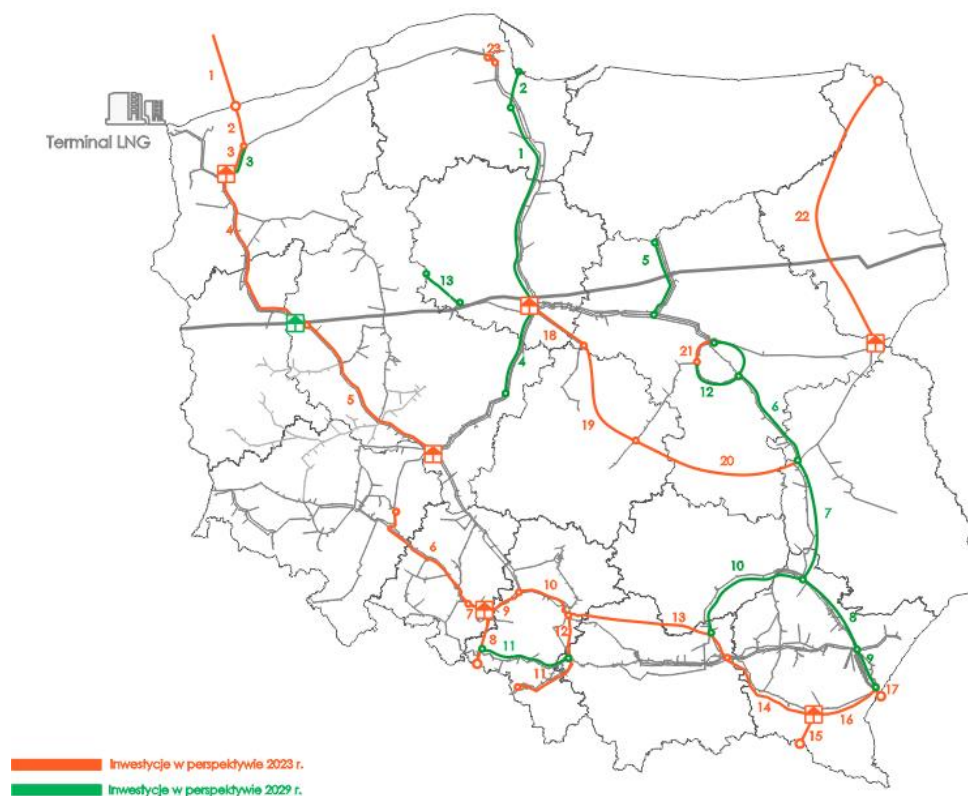
Niniejszy Plan Rozwoju w Części A podzielony został na dwie perspektywy czasowe:

- **perspektywa do 2023** - obejmuje zadania związane z kontynuacją 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 do 2029** - uwzględnia kierunkowo zadania inwestycyjne, co do których decyzje inwestycyjne będą podejmowane w zależności od stopnia rozwoju rynków gazu w Polsce i w regionie.

Tabela 5.1.1. Inwestycje strategiczne planowane w latach 2020-2029

Inwestycja		Długość [km]
INWESTYCJE W PERSPEKTYWIE 2023		
1	Baltic Pipe	273
2	Gazociąg łączący gazociąg podmorski z KSP	40
3	Goleniów - Płoty	41
4	Goleniów - Lwówek	188
5	Lwówek - Odolanów	165
6	Zdzieszowice - Wrocław	130
7	Zdzieszowice - Kędzierzyn	19
8	Kędzierzyn - Granica RP (Polska - Czechy)	55
9	Tworóg - Kędzierzyn	43
10	Tworóg - Tworzeń	56
11	Skoczów - Komorowice - Oświęcim	53
12	Oświęcim - Tworzeń	50
13	Pogórska Wola - Tworzeń	168
14	Strachocina - Pogórska Wola	98
15	Strachocina - Granica RP (Polska - Słowacja)	59
16	Hermanowice - Strachocina	72
17	Hermanowice - Granica RP (Polska - Ukraina)	1,5
18	Gustorzyn - Leśniewice	60
19	Leśniewice - Rawa Mazowiecka	100
20	Rawa Mazowiecka - Wronów	156
21	Rembelszczyzna - Mory	29
22	Hołowczyce - Granica RP (Polska - Litwa)	343
23	Wiczlino - Reszki	8
INWESTYCJE W PERSPEKTYWIE 2029		
1	Kolnik – Gustorzyn	200
2	Kolnik – Gdańsk (FSRU)	60
3	Goleniów – Płoty	41
4	Adamów - Gustorzyn	82
5	Płońsk - Uniszki Zawadzkie	72
6	Warszawa Północ - Wronów	165
7	Rozwadów - Końskowola - Wronów	103
8	Jarostaw - Rozwadów	60
9	Hermanowice - Jarostaw	39
10	Swarzów - Zborów - Rozwadów	130
11	Racibórz - Oświęcim	90
12	Mory - Wola Karczewska	91
13	PMG Damastawek – Mogilno	50

Rysunek 5.1.1. Inwestycje strategiczne planowane w latach 2020-2029



5.1.1. Inicjatywa gazowego Korytarza Północ – Południe

Obecnie prowadzone są prace projektowe związane z budową Korytarza Północ-Południe, który pozwoli na zapewnienie pełnego i efektywnego połączenia KSP z europejskim systemem gazociągów magistralnych. Umożliwi on realizację pełnej integracji rynków Europy Środkowo-Wschodniej, co jest zgodne z unijną polityką energetyczną.

Korytarz Północ – Południe w Polsce obejmuje:

- Zachodnią nitkę Korytarza Północ-Południe;
- Wschodnią nitkę Korytarza Północ-Południe.

Realizacja Korytarza Północ – Południe ma na celu:

- Zwiększenie stopnia integracji regionalnych rynków gazu;
- Zwiększenie stopnia bezpieczeństwa dostaw;
- Umożliwienie dostępu do nowych źródeł dostaw dla Europy Środkowo-Wschodniej;
- Koordynację regionalnych projektów infrastrukturalnych.

5.1.2. Projekty PCI

W dniu 14 października 2013 r. Komisja opublikowała europejską listę 248 kluczowych projektów w sektorze energetycznym, w tym około 100 projektów gazowych. Projekty objęte statusem PCI będą korzystać z szybszych i skuteczniejszych procedur przyznawania pozwoleń oraz procedur regulacyjnych, a także będą mogły uzyskać unijne wsparcie finansowe w ramach instrumentu „Łącząc Europę” (Connecting Europe Facility – CEF), na który z budżetu przeznaczono około 5,85 mld EUR na lata 2014-2020. Aby inwestycja została uwzględniona na liście, niezbędne było, aby projekt przynosił korzyści przynajmniej dwóm państwom członkowskim.

W dniu 18 listopada 2015 r. Komisja Europejska opublikowała drugą europejską listę projektów w sektorze gazu ziemnego, którym przyznany został status wspólnego zainteresowania.

W dniu 24 listopada 2017 r. Komisja Europejska opublikowała trzecią listę 173 projektów wspólnego zainteresowania („Project of Common Interest”) w sektorze energetycznym.

Zarówno na pierwszej, drugiej, jak i na trzeciej liście projektów mających kluczowe znaczenie w integracji energetycznej większość projektów została oceniona jako PCI i stanowi elementy dwóch priorytetowych korytarzy infrastrukturalnych:

Gazowe połączenia międzysystemowe Północ-Południe w Europie Środkowo-Wschodniej i Południowo-Wschodniej	Plan działań w zakresie połączeń międzysystemowych na rynku energii państw bałtyckich (Baltic Energy Market Interconnection Plan - BEMIP)
Zachodnia nitka korytarza Północ-Południe w Polsce wraz z połączeniem międzysystemowym Polska – Czechy;	Połączenie międzysystemowe Polska – Litwa; Gazociąg Baltic Pipe;
Wschodnia nitka korytarza Północ-Południe w Polsce wraz z połączeniem międzysystemowym Polska – Słowacja.	Rozbudowa Terminalu LNG w Świnoujściu;

Zgodnie z unijnymi regulacjami dotyczącymi bezpieczeństwa dostaw gazu wszystkie realizowane połączenia międzysystemowe mają umożliwić dwukierunkowy przesył.

5.1.3. Nakłady inwestycyjne w zakresie transportu paliw gazowych

Zadania wyszczególnione w niniejszym planie rozwoju zostały podzielone na typy:

- Zadania związane ze wzrostem zapotrzebowania na paliwa gazowe – rozumianym jako wzrost zapotrzebowania na usługę przesyłania (LRE);
- Zadania nie związane ze wzrostem zapotrzebowania na paliwa gazowe (NLRE);
- Pozostałe zadania inwestycyjne (RNI).

W pierwszej grupie zadań znajdują się te, które związane są ze wzrostem zapotrzebowania użytkowników KSP na usługę przesyłania, związaną z przyrostem zużycia gazu lub zwiększenia tranzytu gazu KSP. Wśród nich znajdują się nowe gazociągi, tłocznie gazu, węzły systemowe oraz inwestycje służące przyłączeniu do sieci przesyłowej odbiorców bezpośrednich, spółek dystrybucyjnych, magazynów gazu, nowych źródeł gazu oraz instalacji skraplających gaz, realizowanych w ramach zawartych umów o przyłączenie. Ponadto dla zadań przyłączeniowych zachowana jest rezerwa na zadania wynikające w ciągu roku.

Druga grupa zadań obejmuje inwestycje związane z potrzebami modernizacyjnymi i odtworzeniowymi majątku KSP. Ich wykonanie determinowane jest potrzebą zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania KSP służącego transportowi gazu, gwarantującego niezakłócony przesył gazu w ramach obowiązujących umów przesyłowych. Ponadto znajdują się w niej zadania związane z koniecznością dostosowania KSP do nowych regulacji (normy, przepisy prawne). Spodziewane efekty realizacji tych przedsięwzięć:

- Zwiększenie bezpieczeństwa funkcjonowania KSP z uwzględnieniem dbałości o środowisko naturalne;
- Zwiększanie efektywności zarządzania infrastrukturą;
- Poprawa dokładności pomiarów;

- Zapewnienie wysokiego standardu świadczonych usług.

Trzecia grupa obejmuje wszystkie pozostałe wydatki inwestycyjne, które nie związane są z inwestycjami w majątek przesyłowy – inwestycje w obiekty zaplecza, inwestycje w IT, zakupy gotowych dóbr inwestycyjnych (np. środki transportu, sprzęt techniczny). Do najważniejszych efektów realizacji przedsięwzięć z tej grupy zadań należą:

- Zapewnienie bezpieczeństwa i niezawodności przesyłu gazu poprzez zdolność do szybkiego reagowania na zagrożenia funkcjonowania infrastruktury gazowej (bieżąca kontrola i symulacje pracy systemu), zdolność do oceny stanu infrastruktury, oceny ryzyka eksploatacji infrastruktury gazowej (w tym gromadzenie i dostęp do danych o infrastrukturze gazowej, danych pomiarowych);
- Poprawa efektywności operacyjnej i organizacyjnej spółki;
- Zapewnienie zdolności do udostępniania danych zgodnie z europejskimi normami i standardami (m.in. EDIG@S) oraz publikacji danych do wydajnego funkcjonowania rynku.