

# **"Wpływ nierównomierności zużycia gazu ziemnego na potrzeby podziemnego magazynowania"**

mgr inż. Andrzej Kielbik

**Promotor:** prof. dr hab. inż. Andrzej Osiadacz - Politechnika Warszawska

Wrocław, styczeń 2022

Dedykuję niniejszą rozprawę mojej żonie Jolancie, która swoim wielkim, codziennym wsparciem dała mi szansę na jej napisanie.

Dziękuję również śp. dr hab. inż. Pawłowi Malinowskiemu, prof. nadzw. PWr za długoletnią współpracę dydaktyczną i natchnienie pomysłem doktoratu.

## Streszczenie

W sytuacji obserwowanych dynamicznych zmian klimatu, poszukiwanie bezpiecznych źródeł energii o minimalnym wpływie na środowisko sprawiło, że popyt na gaz ziemny, szczególnie w Polsce, rośnie szybciej niż popyt na energię całkowitą. Realizowane zastąpienie węgla dostawami gazu ziemnego w sektorze energetycznym, przemysłowym oraz komunalno-bytowym, skutkuje zdecydowanym wzrostem potrzeb magazynowania gazu w Podziemnych Magazynach Gazu. W niniejszej pracy analizowano wieloletnie dane statystyczne o zużyciu gazu wszystkich odbiorców zasilanych z systemu przesyłowego gazociągów wysokiego ciśnienia. Oceniono wpływ warunków pogodowych oraz technologii wykorzystania gazu na zmienność zużycia przez różne kategorie odbiorców. Poddano także analizie wpływ zmian klimatycznych z ostatnich kilkadziesiąt lat na wielkość zużycia gazu. Z drugiej strony oceniono możliwości bilansowania systemu gazowniczego dostawami z punktów wejścia do systemu tj. wydobyciem ze złóż krajowych, importu oraz podziemnych magazynów gazu.

Celem pracy było opracowanie metodyki dającej możliwości precyzyjnego określenie długoterminowych potrzeb magazynowania gazu bazujących na prognozach zużycia gazu np. wynikających z Polityki Energetycznej Kraju. Zaproponowano metodykę określania potrzeb magazynowania gazu ziemnego ujmującą najważniejsze aspekty wpływające na ich poziom tj:

- kategoryzację odbiorców i ich rocznych krzywych nierównomierności zużycia gazu,
- określenie współczynników Ekwiwalentnej Pojemności Magazynowej dla każdej kategorii odbiorców,
- ocenę wpływu nierównomiernych dostaw gazu z importu i wydobycia krajowego na potrzeby magazynowania,
- potrzebę zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego w zakresie nieprzerwanych dostaw gazu ziemnego i utrzymywania zapasów obowiązkowych.

Przedstawiona w niniejszej pracy metodologia może być wykorzystana do szacowania potrzeb magazynowania gazu wynikającego z długoletnich planów pokrywania zapotrzebowania na energię pierwotną przez gaz ziemny, a co za tym idzie planowania rozbudowy pojemności magazynowej bądź zakupu usługi magazynowania gazu.

## Summary

In the situation of observed dynamic climate changes, the search for safe energy sources with minimum environmental impact has caused the demand for natural gas, especially in Poland, to grow faster than the demand for total energy. The realized substitution of coal with the natural gas supplies in the energy, industrial and municipal-living sector results in a definite increase in the need for gas storage in the Underground Gas Storages. In this study, long-term statistical data on gas consumption of all consumers supplied from the high-pressure gas pipeline transmission system were analyzed. The impact of weather conditions and gas utilization technology on the variability of consumption by different categories of customers was assessed. The impact of climate change over the past several decades on gas consumption has also been analysed. On the other hand, the possibilities of balancing the gas system with the supplies from the entry point to the system i.e. production from domestic fields, imports and underground gas storage were evaluated.

The objective of the study was to develop a methodology that would enable a precise determination of long-term gas storage needs based on gas consumption forecasts e.g. resulting from the National Energy Policy. A methodology was proposed for determining the needs for natural gas storage, including the most important aspects that influence their level, i.e:

- categorization of consumers and their annual gas consumption irregularity curves,
- determination of Equivalent Storage Capacity coefficients for each customer category,
- Assessment of the impact of irregularities in gas supply from imports and domestic production on storage needs,
- the need to ensure energy security in terms of uninterrupted supply of natural gas and maintaining mandatory stocks.

The methodology presented in this paper can be used to estimate the gas storage needs resulting from long-term plans for covering the demand for primary energy by natural gas, and thus planning the expansion of storage capacity or purchasing gas storage services.

## Spis treści

I. Wykaz oznaczeń.....	7
II. Rozdział - Wprowadzenie. ....	9
1. Wstęp .....	9
2. Analiza problemu, cel i zakres pracy .....	11
III. Rozdział - Analiza pracy systemu gazowniczego. ....	15
1. Budowa systemu gazowniczego.....	15
2. Analiza punktów dostawy gazu,.....	19
3. Bilansowanie systemu.....	23
IV. Rozdział - Przegląd i charakterystyka podziemnego magazynowania gazu w różnych formacjach geologicznych.....	28
1. Podstawowe parametry techniczne Podziemnych Magazynów Gazu. ....	28
2. Podziemne Magazyny Gazu w wyeksploatowanych złożach, .....	31
3. Podziemne magazyny gazu w kawernach solnych,.....	33
4. Podziemne magazyny gazu w warstwach wodonośnych, .....	35
5. Podziemne Magazyny Gazu w innych formacjach skalnych (np. wyeksploatowanych kopalniach węgla kamiennego). ....	35
6. Elementy technologiczne Podziemnych Magazynów Gazu.....	36
V. Rozdział – Dane pomiarowe z punktów dostaw i odbioru gazu w systemie gazowniczym.....	40
1. Rodzaje danych pomiarowych.....	40
2. Układy pomiarowe służące do rozliczeń w systemie przesyłowym.....	40
3. Szacowanie niepewności wyniku pomiaru ilości gazu w warunkach bazowych dla Stacji Pomiarowej.....	42
VI. Rozdział – Budowa profilu nierównomierności zużycia gazu.....	47
1. Akumulacja systemu gazowniczego wysokiego ciśnienia - przenoszenie nierównomierności zużycia gazu pomiędzy podsystemami. ....	47
2. Kategoryzacja odbiorców gazu przyłączonych do systemu przesyłowego. ....	49

3. Profile roczne nierównomierności zużycia gazu z systemu przesyłowego: Metoda 1 - średnia wieloletnia. ....	55
4. Profile roczne nierównomierności zużycia gazu z systemu przesyłowego: Metoda 2 - najchłodniejsza zima z ostatnich 20 lat. ....	65
5. Maksymalne dobowe zapotrzebowania na gaz systemu gazowniczego. ....	68
6. Nierównomierność dostaw gazu z importu oraz złóż krajowych, .....	74
7. Bezpieczeństwo energetyczne kraju, w świetle pojemności podziemnych magazynów gazu. ....	78
8. Ocena zmian klimatycznych i ich potencjalnego wpływu na sezonową nierównomierność zużycia gazu. ....	80
VII. Wyniki analiz - dyskusja.....	81
1. Weryfikacja metodyki obliczania potrzeb magazynowania gazu. ....	81
2. Obliczenia przyszłych potrzeb magazynowania gazu w Polsce. ....	88
3. Porównanie zaproponowanej metodyki obliczania potrzeb w zakresie podziemnego magazynowania gazu z innymi metodami. ....	97
VIII. Podsumowanie. ....	102
IX. Spis Rysunków i Tablic. ....	111
X. Bibliografia.....	116

## I. Wykaz oznaczeń.

CNG - (od ang. compressed natural gas), sprężony gaz ziemny – gaz ziemny sprężony do ciśnienia ok. 20–25 MPa

CWU – Ciepła woda użytkowa,

EC – Elektrociepłownia

EL – Elektrownia

EPM – Ekwiwalentna pojemność magazynowa,

Gaz E – gaz wykometanowy,

Gaz Lw, Ls, Lm, Ln – oznaczenie gazu zaazotowanego wg PN-C-04750Ł2011

GIM – Grupa Instalacji Magazynowych

GUS – Główny Urząd Statystyczny,

KGZ – Kopalnia Gazu Ziemnego

KPMG – Kawernowy Podziemny Magazyn Gazu,

LNG - (ang. liquefied natural gas) – gaz ziemny w ciekłym stanie skupienia, tj. w temperaturze poniżej  $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$

MOP - maksymalne ciśnienie robocze (MOP) – maksymalne ciśnienie, przy którym sieć gazowa może pracować w sposób ciągły w normalnych warunkach roboczych,

OSD- Operator Systemu Dystrybucyjnego (Polska Spółka Gazownictwa)

OSM – Operator Systemu Magazynowego (Gas Storage Poland)

OSP – Operator Systemu Przesyłowego (OGP Gaz-System)

OZE – Odnawialne Źródło Energii,

Pawer to Gas – technologia magazynowania energii w postaci wodoru w sieciach gazowych.

PEP – Polityka Energetyczna Polski

Peak shaving – technologia ograniczenie szczytowego zapotrzebowania na transport gazu polegająca na budowie instalacji magazynowania i regazyfikacji LNG na końcówkach gazociągów,

PMG - Podziemny Magazyn Gazu,

SPOT – w ekonomii, realizowana natychmiastowo umowa kupna-sprzedaży po cenie dnia np. gazu

$T_{sr}$  – średnia, dobową temperaturę powietrza zewnętrznego [oC],

UE – Unia Europejska,

URE – Urząd Regulacji Energetyki

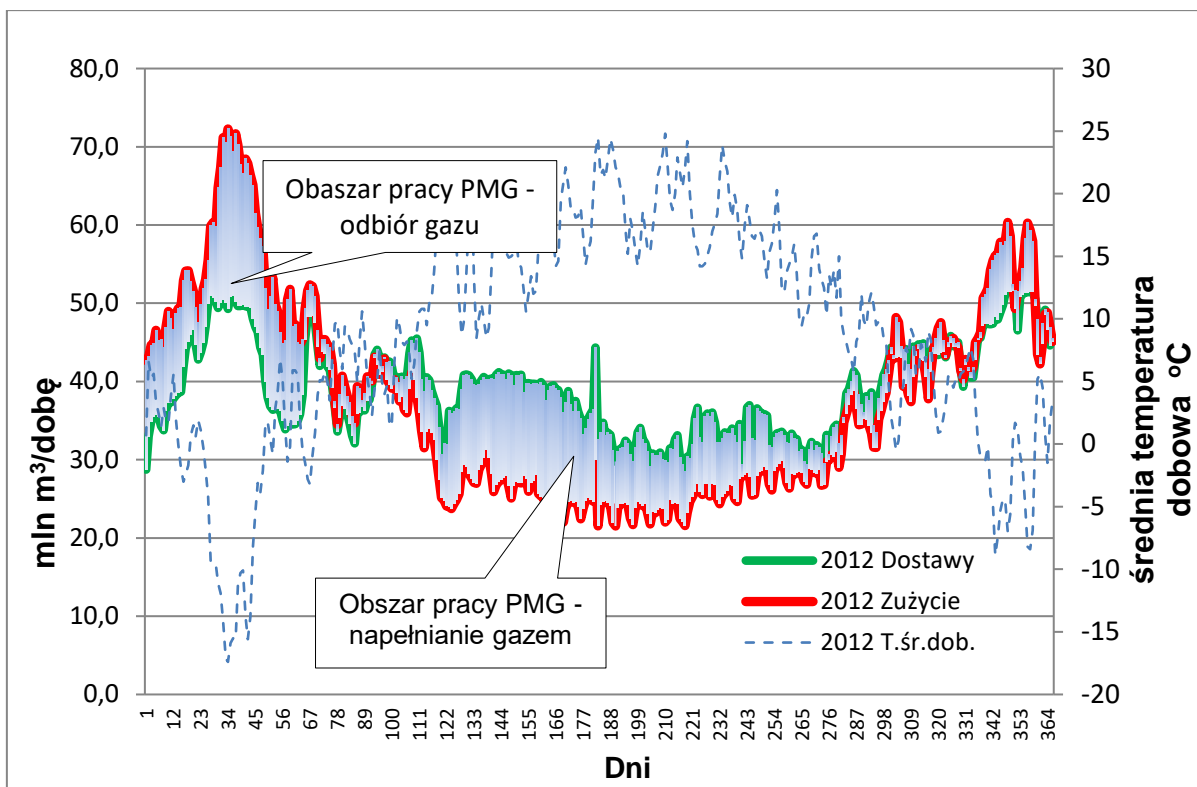
$W_{nd}$  - współczynniki nierównomierności dobowej zużycia gazu dla danej kategorii odbiorców,



## II. Rozdział - Wprowadzenie.

### 1. Wstęp

W sytuacji obserwowanych dynamicznych zmian klimatu, poszukiwanie bezpiecznych źródeł energii o minimalnym wpływie na środowisko sprawiło, że popyt na gaz ziemny, szczególnie w Polsce, rośnie szybciej niż popyt na energię całkowitą. Ze względu na to, że gaz ziemny w dużej mierze wykorzystywany jest dla potrzeb energetycznych, zarówno w skali odbiorców domowych jak i dużych przemysłowych, ciepłowni i elektrociepłowni, jego zużycie podlega znacznym wahaniom sezonowym. W związku panującym w Polsce klimatem, około dwie trzecie zużycia gazu realizowane jest w okres zimy tj. od października do marca, natomiast szczyt zużycia dobowego jest ponad trzykrotnie wyższy w zimie niż w okresie lata. Wynika z tego duża nierównomierność w odbiorze gazu pomiędzy sezonami oraz poszczególnymi dnami, która pokrywana powinna być z punktów dostawy gazu. Punkty te, to przede wszystkim naturalne złoża gazu ziemnego, w których ze względów technologicznych oraz ekonomicznych dąży się do maksymalizacji wydobycia, utrzymując równy strumień gazu w okresie całego roku (poza planowanymi postojami dla przeprowadzenia prac serwisowych). Równocześnie kontrakty na import gazu (np. kontrakt jamalski z rosyjskim Gazpromem) zakłada bardzo niewielką nierównomierność zużycia gazu na poziomie ok.  $\pm 10\%$  pomiędzy miesiącami letnimi i zimowymi. W związku z powyższym w okresie letnim tworzą się spore nadwyżki podaży gazu, a w okresie zimy jego niedobory. Mając powyższe na uwadze magazynuje się nadwyżki gazu w okresie letnim w celu jego oddania do systemu gazowniczego w okresie zimowym. Przebieg rzeczywistych dostaw i zużycia gazu w systemie gazu ziemnego wysokometanowego E w Polsce przedstawiono na rysunku nr 1. Kolorem zielonym zaznaczono przebieg dostaw gazu z importu, złóż krajowych (zlokalizowanych w rejonie Podkarpacia) oraz instalacji odazotowania gazu krajowego (wydobytanego w rejonie zachodniej Polski tzw. gazu zaazotowanego). Kolorem czerwonym zaznaczono rzeczywisty przebieg zmienności zużycia gazu wysokometanowego u odbiorców końcowych. Dla zobrazowania zależności zużycia gazu od temperatury zewnętrznej przedstawiono linią kreskową jej przebieg w okresie całego roku.



Rysunek 1 - Przebieg zużycia gazu ziemnego wysokometanowego i średnich temperatur w polskim systemie przesyłowym.

Źródło: Gaz-System

Biorąc pod uwagę konieczność bilansowania systemu gazowniczego i utrzymania nieprzerwanych dostaw gazu do odbiorców w ciągu całego roku oraz zapewnienia odpowiedniego bezpieczeństwa ich realizacji w sytuacjach kryzysowych (np. awarie, przerwy w realizacji kontraktów na import gazu) budowane są Podziemne Magazyny Gazu (PMG). Ich głównym zadaniem jest równoważenie sezonowej nierównomierności zużycia gazu oraz utrzymywanie niezbędnych zapasów.

Polskie Prawo Energetyczne formułuje wymagania dla tego typu obiektów wskazując pojemność oraz moce napełniania i oddawania gazu, które powinny zapewniać długoterminową zdolność pokrywania potrzeb przy zachowaniu ekonomicznej efektywności prowadzenia działalności biznesowej. Dlatego też, jednym z ważniejszych zadań stojących przed operatorami systemów magazynowania gazu ziemnego jest konieczność prognozowania zużycia gazu z system gazowniczego w dłuższym przedziale czasowym, aby można było zaplanować budowę nowych PMG.

## 2. Analiza problemu, cel i zakres pracy

Gaz ziemny jest wykorzystywany na masową skalę w różnych dziedzinach działalności człowieka począwszy od produkcji przemysłowej, energetyki, ciepłownictwa, jako paliwo samochodowe, a kończąc na zaspokajaniu podstawowych potrzeb energetycznych gospodarstw domowych w zakresie ogrzewania pomieszczeń, przygotowania ciepłej wody użytkowej czy też zasilania kuchenek gazowych.

Rozwój gazownictwa polegający na coraz szerszym wykorzystaniu gazu ziemnego stwarza szereg problemów natury techniczno-ekonomicznej, których poprawność rozwiązania ma bezpośredni wpływ na efekty gospodarcze tego sektora. Problemy te dotyczą w szczególności wypracowania odpowiednich metod prognozowania przyszłego zapotrzebowania na gaz (jako elementu całego bilansu energetycznego w ramach polityki energetycznej kraju) mającego podstawowy wpływ na podejmowanie decyzji inwestycyjnych w zakresie rozbudowy i modernizacji systemu gazowniczego. Prognozowanie zapotrzebowania na gaz – w szeroko pojętym znaczeniu - polega na:

- określeniu przyszłych potrzeb energetycznych zaspokajanych przez paliwo gazowe na danym obszarze geograficznym w zakładanym okresie czasu,
- określeniu charakteru zapotrzebowania na gaz (spodziewanych zmienności jego zużycia) w poszczególnych punktach zasilania danych obszarów rozumianych jako wartości wypadkowe, wynikające z konfiguracji systemów dla wymaganych w praktyce zakresów czasowych i oraz nierównomierności zapotrzebowania na gaz poszczególnych typów odbiorców.

Jeżeli chodzi o określanie potrzeb energetycznych zaspokajanych przez paliwo gazowe, czyli prognozy zapotrzebowania na gaz ziemny dla danych punktów jego dostawy to opracowane metodologie ich kalkulacji, zarówno w skali makro (prognozy krajowe, wojewódzkie, gminne) jak i lokalne (dzielnice, poszczególne ulice czy budynki) są ogólnie znane i szeroko wykorzystywane. W wyniku ich zastosowania otrzymujemy wolumeny zapotrzebowania na gaz wykorzystywane do uzyskiwania warunków przyłączenia do sieci gazowych, warunków dostawy gazu, a także do doboru podstawowych parametrów technicznych instalacji i sieci gazowych.

Równocześnie w skali kraju opracowywane są prognozy zapotrzebowania na gaz w ramach PEP - Polityki Energetycznej Polski. Aktualnie prowadzone są prace analityczne nad prognozowaniem zapotrzebowania na energię do 2040 roku.

W rzeczywistości popyt na gaz zmienia się dynamicznie w zależności od pogody, rodzaju działalności gospodarczej czy też ceny gazu. Ich maksymalne i minimalne poziomy, długość trwania, czas występowania, cykliczność itp. powodują utrudnienia z bilansowaniem systemu.

Zagadnienie opracowania metodologii określania nierównomierności zużycia gazu podejmowane były w celu określenia wymaganego poziomu magazynowania gazu [16] czy też długoterminowego analizowania nierównomierności zużycia gazu [11]. Kalkulacje te prowadzone były na zasadzie porównania nierównomierności zużycia gazu w sezonie zimowym do całego rocznego zapotrzebowania tzw. „swing”. Inną popularną metodą proponowaną w literaturze jest zapewnienie możliwości dostawy gazu z PMG przez określoną liczbę dni średniego zapotrzebowania i wynikają ze statystycznych analiz zużycia w latach poprzednich. Wykonywane oceny potrzeb magazynowania gazu wynikają przede wszystkim z konieczności zapewnienia bezpieczeństwa i utrzymania nieprzerwanych dostaw gazu do odbiorców.

W Polsce metodyką określania przyszłych potrzeb magazynowania zajmowano się m. in. w „Historii Gazownictwa Polskiego” w artykule „KPMG w Polsce w perspektywie roku 2015 oraz 2020” [46], który przedstawiał przybliżoną metodę szacunku polegającą na przyjęciu dwóch poziomów:

- Zapasy operacyjne (minimum 11% ogólnej konsumpcji gazu),
- Zapasy operacyjne i handlowe (15% ogólnej konsumpcji gazu)

Oszacowane w ten sposób wielkości wymaganej pojemności magazynowej nie uwzględniały zmiany struktury odbiorców gazu w kolejnych latach np. przyrost zużycia odbiorców z sektora energetycznego albo komunalno-bytowego. Bazuje na uśrednionym modelu wymaganych zapasów gazu, w którym proporcje pomiędzy rodzajami odbiorców są stałe.

Bardziej zaawansowane podejście do analizy szacowania przyszłych potrzeb magazynowania gazu w Polsce zaproponowano w artykule „Analiza rynku gazu ziemnego w Polsce w latach 2003–2009 i prognozy na lata 2010–2012”.

Zaproponowano model oparty na analizie danych historycznych i wykorzystaniu metody ARIMA – będącej jedną z popularnych metod prognozowania z wykorzystaniem szeregów czasowych. Charakterystyczne dla takich metod jest tworzenie prognozy w oparciu o dotychczasowy przebieg zmiennej, bez szczegółowego wnikania w przyczyny jej zachowania. W szczególności oznacza to, iż w okresie prognozy nie mogą wystąpić zmiany strukturalne wpływające na zużycie gazu (np. rozwój energetyki gazowej). Oznacza to, że metody te są przydatne w tworzeniu krótkookresowych prognoz dla zjawisk cechujących się dużą inercją [39].

W przypadku czekających Polskę w najbliższych latach dużych zmian w energetyce i planowanemu zastąpieniu węgla dostawami gazu ziemnego w elektrowniach i elektrociepłowniach, zaproponowane metodyki nie dają możliwości na precyzyjniejsze określenie długoterminowych potrzeb magazynowania bazujących na prognozach zużycia gazu opracowywanych przez różne jednostki rządowe lub operatorów systemów gazowniczych.

Aktualnie w sytuacji możliwości działania na rynku wielu dostawców gazu, którzy konkurują ceną dostawy gazu wraz z uwzględnioną w niej usługą magazynowania, szczegółowe określenie przyszłych potrzeb magazynowania gazu staje się niezbędnym instrumentem zarządzania. Rynek dostawców gazu wiąże się z potrzebą szczegółowego określenia potrzeb magazynowania w celu handlowego bilansowania gazu, który jest dostarczany do systemu gazowniczego.

W związku z tym zaproponowano opracowanie metodyki określania potrzeb magazynowania gazu ziemnego ujmującej najważniejsze aspekty wpływające na ich poziom tj:

- kategoryzację odbiorców gazu w celu określenia powtarzalnych, rocznych krzywych nierównomierności zużycia gazu z systemu dla każdej kategorii,
- zróżnicowanie dla każdej kategorii odbiorców współczynnika Ekwiwalentnej Pojemności Magazynowej,
- ocenę wpływu nierównomiernych dostaw gazu z importu i wydobycia krajowego, w ramach realizowanych kontraktów,

- potrzebę zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego w zakresie nieprzerwanych dostaw gazu ziemnego i utrzymywania zapasów obowiązkowych zgodnych z prawodawstwem polskim i unijnym,
- potencjalnego wpływu zmian klimatycznych na potrzeby magazynowania gazu,

**Rozwijające się rynki gazu ziemnego wymagają opracowania metodyki analizy nierównomierności zużycia gazu ziemnego dla potrzeb podziemnego magazynowania oraz dopasowania planów inwestycyjnych rozbudowy pojemności i parametrów Podziemnych Magazynów Gazu spełniających wymagania klientów przy ekonomicznie uzasadnionych inwestycjach. Równocześnie klienci zamawiający usługi magazynowania gazu potrzebują określać swoje potrzeby w tym względzie i zamawiać tylko tyle pojemności magazynowych, ile rzeczywiście zapewni im bezpieczeństwo nieprzerwanych dostaw w celu minimalizowania kosztów własnych.**

Celem rozprawy doktorskiej jest opracowanie metodyki określania nierównomierności poboru gazu umożliwiającej ocenę potrzeb w zakresie podziemnego magazynowania.

**Teza pracy: Znajomość nierównomierności poboru gazu pozwala na dokładne określenie potrzeb magazynowania.**

### **III. Rozdział - Analiza pracy systemu gazowniczego.**

#### **1. Budowa systemu gazowniczego.**

Gaz ziemny jako nośnik energii towarzyszył wydobywanej ropie naftowej, która była głównym produktem uzyskiwanym z odwiertów. W pierwszych latach XX wieku rozpoczęto w Polsce wykorzystywanie wydobywanego gazu ziemnego do opalania kotłów parowych zasilających technologiczne instalacje rafinerii i innych obiektów uzdatniania ropy naftowej. W miarę nowych odkryć złóż ropno-gazowych i rozwoju wydobywania gazu w rejonie Podkarpacia, zaczęto w latach 20 i 30 ubiegłego wieku budować system gazociągów dostarczających gaz do większych ośrodków miejskich oraz nowych zakładów przemysłowych.

Były to systemy dystrybucji gazu ziemnego o stosunkowo niewielkiej długości opartego na złożach gazu. Zasilały on przede wszystkim odbiorców przemysłowych, ale gaz także wykorzystywany był do ogrzewania pomieszczeń i oświetlenia ulic np. w Borysławiu i Drohobyczu [2]. Wszelkie zmiany zużycia gazu regulowane były ilością wydobywanego gazu ze złóż, a całkowite zapotrzebowanie szczytowe nie mogło przewyższać zdolności wydobywania gazu.

Warto w tym miejscu wspomnieć, że równoległe z rozwojem systemu gazu ziemnego opartego o złoża trwał rozwój gazownictwa klasycznego, czyli opartego o produkcję gazu w gazowniach węglowych. W 1938 roku mieliśmy w Polsce około 104 gazownie zasilające główne aglomeracje miejskie. Po drugiej wojnie światowej w granicach Polski istniało ponad 240 pracujących klasycznych gazowni, które działały w Polsce do lat 80-tych XX wieku. W tym przypadku produkcja gazowni była stała, a wszelkie wahania wielkości zużycia gazu w ciągu dnia jak i w ciągu poszczególnych dniach tygodnia pokrywane były przez specjalnej konstrukcji zbiorniki gazu. Współpracowały one ściśle z systemem dystrybucji gazu ograniczonego do danej miejscowości czy miasta i ze względu na stosunkowo niewielkie pojemności nie dawał możliwości rozwoju gazyfikacji i szerokiego użytkowania gazu do celów grzewczych.

Systemy dystrybucji gazu miejskiego opartego o klasyczne gazownie ostatecznie przestały działać w Polsce 1997 roku, kiedy to odstawiono ostatnią gazownię w Międzylesiu na Dolnym Śląsku. Tym nie mniej doświadczenia zdobyte przy eksploatacji tych instalacji, w tym wydzielenie podstawowych kategorii odbiorców gazu stanowią do dziś ważny element zarządzania systemami gazowniczymi.

Główny rozwój systemów przesyłowych gazu w Polsce nastąpił po II wojnie światowej i związany był z jednej strony z nowymi odkryciami złóż gazu ziemnego w rejonie Podkarpacia (gaz wysokometanowy) oraz w rejonie zachodniej Polski (gaz zaazotowany), a z drugiej z produkcją gazu koksowniczego powstającego poprzez przemysłowe wygrzewanie węgla kamiennego w temperaturze ponad 1000 °C w piecu koksowniczym, bez dostępu tlenu. Gaz ten wykorzystywany był do zasilania dużego obszaru Polski południowej i południowo-zachodniej w oparciu koksownie zlokalizowane z rejonach wydobywania węgla kamiennego tj. Górnego i Dolnego Śląska. Aktualnie system gazu koksowniczego ograniczony jest jedynie do zasilania odbiorców przemysłowych wykorzystujących go do celów energetycznych z koksowni w Zdieszowicach woj. opolskie.

System gazowniczy to zespół „naczyń połączonych” współpracujących ze sobą dla wydobywania, przesyłania, magazynowania i dystrybuowania gazu uzyskiwanego ze złóż lub sprowadzanego w punktach importu do odbiorców końcowych, czyli konsumentów. Gaz ziemny w fazie gazowej transportowany jest w większości przypadków układami rurociągowymi pod różnymi ciśnieniami. Istnieją także inne metody transportu gazu np. w fazie skroplonej LNG lub sprężonej CNG w cysternach samochodowych, kolejowych lub specjalnymi statkami.

Ze względów technologicznych wykorzystywanie gazu jako źródła energii lub jako wsadowego składnika chemicznego w procesach produkcyjnych zakładów azotowych, wymaga ustabilizowania parametrów fizyko-chemicznych w ściśle określonych granicach. Z tego też względu gazy ziemne oraz powstające w procesach technologicznych gazy sztuczne zostały podzielone na grupy opisane w normie PN-C-04750:2011 Paliwa gazowe Klasyfikacja, oznaczenie i wymagania oraz w dokumentach poszczególnych operatorów systemów gazowniczych tj. „Instrukcjach Ruchu i Eksploatacji” np. sieci przesyłowej czy też sieci dystrybucyjnej. Zgodnie z tym, gazy ziemne podzielone zostały na następujące grupy ze względu na wartość górnej liczby Wobbego:

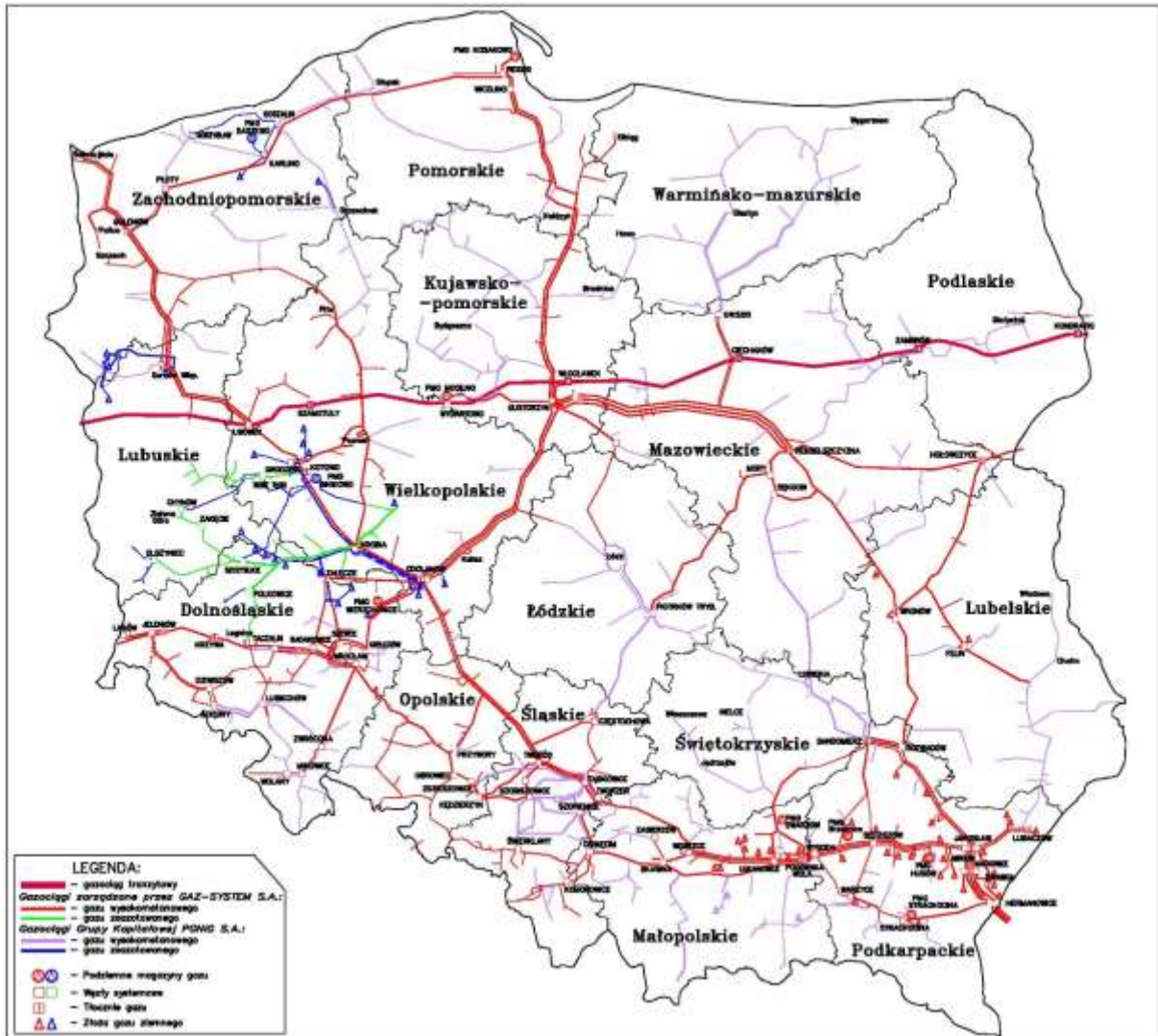


Tabela 1- Klasyfikacja paliw gazowych wg PN-C-04750Ł2011

<i>Grupa gazu ziemnego</i>	<i>Wartość górnej liczby Wobbego MJ/m<sup>3</sup></i>	<i>Zastosowanie</i>
<b>E</b> <i>gaz wysokometanowy</i>	45,0 – 56,9	<i>Lokalnie stosowane paliwo gazowe rozprowadzane siecią do odbiorców domowych, komunalnych i przemysłowych oraz stosowane w silnikach samochodowych</i>
<b>Lw</b> <i>gaz zaazotowany</i>	37,5 – 45,0	<i>Lokalnie stosowane paliwo gazowe rozprowadzane siecią do odbiorców domowych, komunalnych i przemysłowych</i>
<b>Ls</b> <i>gaz zaazotowany</i>	32,5 – 37,5	<i>Lokalnie stosowane paliwo gazowe rozprowadzane siecią do odbiorców domowych, komunalnych i przemysłowych</i>
<b>Ln</b> <i>gaz zaazotowany</i>	27,0 – 32,5	<i>Lokalnie stosowane paliwo gazowe rozprowadzane siecią do odbiorców domowych, komunalnych i przemysłowych</i>
<b>Lm</b> <i>gaz zaazotowany</i>	23,0 – 27,0	<i>Lokalnie stosowane paliwo gazowe rozprowadzane siecią do odbiorców komunalnych i przemysłowych</i>

Każdy gaz z powyższych grup może być więc przesyłany, magazynowany i dystrybuowany do odbiorców w wydzielonych systemach gazowniczych. Jedynymi punktami współpracy poszczególnych systemów mogą być mieszalnie gazu lub tzw. odazotownie gazu. Mieszalnie stanowią ważny element stabilizacji parametrów fizycznych gazu, natomiast odazotownie umożliwiają w czasie procesów kriogenicznych usuwanie z gazów zaazotowanych grup Lw, Ls, Lm, Ln. azotu i uzyskiwanie jako produktu finalnego gazu wysokometanowego E.

Każdy z w/w systemów gazowniczych pracuje w oparciu o źródła gazu, gazociągi przesyłowe (lub dystrybucyjne) układy technologiczne zainstalowane na gazociągach oraz przyłącza do odbiorców końcowych. Regulacja ilości gazu dostarczanego do systemu i kompensującego zmienne zapotrzebowanie odbiorców może być realizowane zarówno na poziomie systemu przesyłowego wysokiego ciśnienia jak i systemów dystrybucyjnych niższych ciśnień.

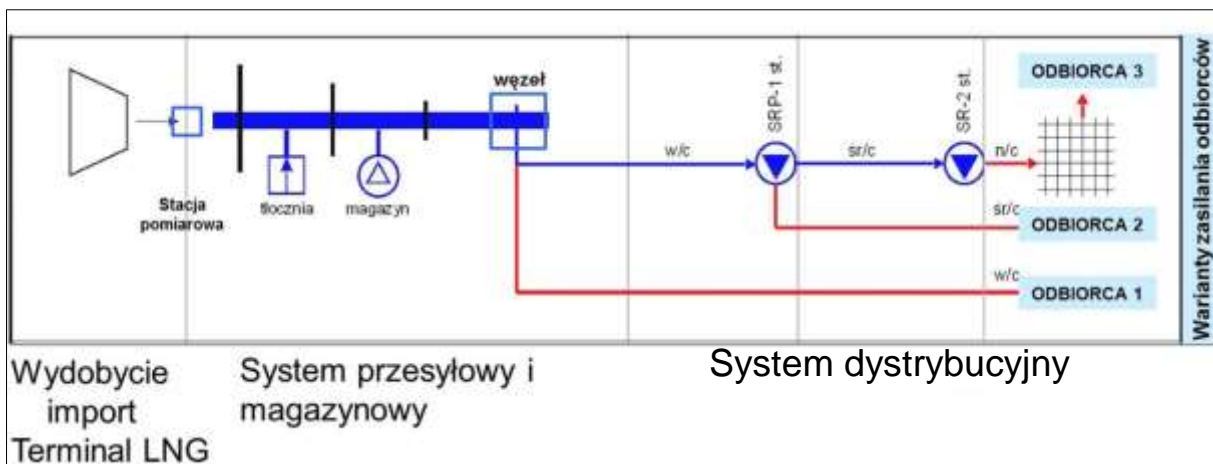


Rysunek 2 - System gazu wysokometanowego z grupy E

Źródło: opracowanie własne

System gazu wysokometanowego z grupy E jest aktualnie największym systemem obejmującym swym zasięgiem obszar większości krajów Europy oraz Polski. Schemat systemu gazociągów przesyłowych wysokiego ciśnienia gazu E w Polsce przedstawiono na rysunku nr. 2

Podstawowe elementy funkcjonalne tworzące system gazowniczy przedstawiono na rysunku nr. 3



Rysunek 3 - Elementy funkcjonalne systemu gazowniczego

Źródło: opracowanie własne

## 2. Analiza punktów dostawy gazu,

Podstawowym zadaniem systemu gazowniczego jest zapewnienie ciągłej i bezpiecznej dostawy gazu odbiorcom oraz trwałego połączenia punktów dostawy z punktami zużycia gazu ziemnego. Wynika z tego konieczność posiadania niezbędnych narzędzi zapewniających nadążanie dostawami gazu za potrzebami odbiorców. Możliwość reagowania na zmieniające się potrzeby zużycia gazu zarówno w poszczególnych godzinach, dobach jak i sezonowo, wymaga od punktów zasilania możliwości zmian parametrów pracy w szerokich granicach.

System gazowniczny funkcjonuje w oparciu o dostawy z następujących punktów wejścia:

- Kopalnie Gazu Ziemnego (KGZ),
- Odazotownie,
- Punkty graniczne importu gazu,
- Terminale importowe LNG, CNG,
- Podziemne Magazyny Gazu.

**Kopalnie Gazu Ziemnego** są miejscami, gdzie wydobyty gaz ziemny z poszczególnych odwiertów jest zbierany oraz oczyszczany dla osiągnięcia parametrów fizyko-chemicznych tzw. gazu handlowego wymaganego przez danego operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego. Ze względów ekonomicznych odkryte i zagospodarowane złoża gazu ziemnego powinny pracować z maksymalnymi,

uwzględniając warunki geologiczne, wydajnościami. Ich zdolności do regulowania wydajności zużycia gazu w ciągu roku waha się przeważnie w granicach 5 - 7%.

**Odazotownie** to instalacje technologiczne ściśle współpracujące ze złożami gazu ziemnego o większej zawartości azotu (zlokalizowane w zachodniej i północnej części kraju z grup  $L_w$ ,  $L_s$ ,  $L_n$ ,  $L_m$ ). Ich zadaniem jest kriogeniczna separacja azotu z mieszaniny gazów i uzyskiwanie w efekcie gazu wysokometanowego grupy E. Ich zdolności regulowania wydajności umożliwiają bilansowanie aktualnego zapotrzebowania na gaz w systemach gazu ziemnego zaazotowanego tj. przejmowania nadwyżek gazu w okresach letnich i ograniczenie zużycia gazu wsadowego w okresach zimowych. Przykładem takiej instalacji są Odazotowanie Odolanów i Grodzisk Wielkopolski współpracujące z systemami gazów zaazotowanych grupy L.

**Punkty graniczne importu gazu** – to miejsca dostawy i pomiaru gazu importowanego gazociągami z innych krajów. Przepustowość techniczna i charakter pracy tych punktów określona jest przez układy technologiczne pomiaru i regulacji strumienia gazu wynikającego z realizowanych kontraktów handlowych. Budowane w ostatnich latach nowe połączenia gazowe z naszymi sąsiadami zwane interkonektorami dają możliwość pracy w dwóch kierunkach tj. importu i eksportu gazu. Takie połączenia przyczyniają się do dodatkowej poprawy bezpieczeństwa utrzymywania dostaw gazu. Zwykle realizowane kontrakty długoletnie np. kontrakt jamalski pomiędzy PGNiG S.A. a Gazpromem charakteryzują się bardzo niewielkimi możliwościami nierównomiernego odbioru gazu. Zawierają klauzule dopuszczające nierównomierność w jego odbiorze rzędu kilku procent pomiędzy kolejnymi kwartałami oraz formułę „take or pay” czyli konieczności odbioru umownych ilości gazu, a w sytuacji brak technicznych możliwości, zapłatą nawet za nieodebrany gaz.

**Terminale importowe LNG, CNG** to instalacje technologiczne umożliwiające odbiór gazu w formie LNG (skroplony gaz ziemny wysokometanowy w temperaturze ok.  $-164^{\circ}\text{C}$ ) dostarczany do terminali specjalnymi statkami lub odbiór gazu w formie CNG – gaz ziemny w postaci sprężonej. Ze względu na zabudowane w większości terminali LNG zbiorniki kriogeniczne umożliwiające magazynowanie LNG w formie ciekłej, terminale te mają potencjalnie możliwości regulowania wydajności dostawy gazu do systemu gazowniczego. Jednak ze względów technologicznych (brak możliwości dłuższego utrzymywania zmagazynowanego gazu w postaci LNG) nie

pozwalają na regulację sezonowej nierównomierności zużycia gazu pomiędzy latem, a zimą. Zbiorniki magazynowe LNG w terminalu służą do szybkiego przepompowania gazu w postaci skroplonej ze statku w celu minimalizacji czasu jego cumowania.

### **Podziemne Magazyny Gazu (PMG)**

PMG to utworzone w naturalnych formacjach geologicznych zbiorniki gazu, które w okresie zimy stają się jednym z najważniejszych źródeł pokrywających zwiększone zapotrzebowanie na gaz. Stanowią one podstawowe narzędzie bilansowania systemu gazowniczego oraz utrzymywania niezbędnych zapasów strategicznych uruchamianych w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego. Wraz z rozwojem i liberalizacją rynków, magazynowanie nabyło dodatkową rolę handlową, jako narzędzia wspierające obrót gazem.

W chwili PMG gazu spełniają zdecydowanie więcej funkcji, z których najważniejsze to:

- Bilansowanie operacyjne sezonowej nierównomierności zużycia gazu,
- Umożliwienia maksymalizacji wydobycia gazu ze złóż krajowych,
- Umożliwienie realizowania kontraktów na import gazu o zbliżonej do stałej wartości w poszczególnych jego miesiącach i kwartałach roku,
- Umożliwienie optymalizacji wahań ceny gazu na rynkach,
- Dyspozytorskie działania operatora systemu przesyłowego w sytuacjach bilansowania dobowego oraz innych sytuacji krytycznych np. awarii,
- Utrzymywanie niezbędnych zapasów strategicznych możliwych do uruchamiania w sytuacjach braku dostaw gazu z importu, klęsk żywiołowych i innych nieprzewidywalnych zdarzeń,
- Umożliwienie płynnego działania giełd gazowych, hubów z nowymi usługami handlowymi takimi jak: tzw. „parkowanie” lub „pożyczanie” gazu.

Realizacja przedstawionych powyżej różnych funkcji PMG wymaga dostosowania ich parametrów technicznych do aktualnych wymagań. Parametry te zależne są przede wszystkim od typu magazynu. Każdy typ podziemnego składowania ma swoje własne cechy fizyczne (pojemności czynne magazynowania, moce napełniania i odbioru gazu, poziomy ciśnienie pracy), które regulują jego przydatności do określonych zastosowań. Trzy z najważniejszych cech PMG to pojemność czynna

przechowywanego gazu ziemnego do wykorzystania w podczas normalnej eksploatacji oraz moc odbioru i moc napełniania magazynu.

Dla realizacji budowy podziemnego magazynu gazu wykorzystywane mogą są następujące formacje geologiczne:

- Wyeksploatowane złoża gazowe lub ropno-gazowe,
- Pokłady soli kamiennej,
- Warstwy wodonośne,
- Nieczynne kopalnie węgla kamiennego.

Każdy z tych zbiorników posiada inną charakterystykę pracy wynikającą z jego budowy geologicznej. Szerzej umówiono te aspekty w rozdziale nr. IV

Przedstawione w niniejszym rozdziale punkty dostawy gazu odnoszą się do „standardowego” sposobu eksploatacji złóż gazu oraz transportowania go do miejsc, gdzie jest zużywany. Aktualnie w wyniku rozwoju OZE (Odnawialnych Źródeł Energii) budowane są pierwsze instalacje „Power to Gas” dla współpracy systemów gazowego i energetycznego. Polegają one na wykorzystaniu systemu gazowniczego do magazynowania energii. Realizowane jest to poprzez odbiór nadmiarowej ilości energii powstającej z OZE, przetworzenie jej na wodór i wtłaczania do systemu gazowniczego, tworząc mieszaninę gazu ziemnego i wodoru. Energia zmagazynowana w takiej mieszaninie może być wykorzystana w sytuacjach niedoborów w systemie energetycznym. Wielkość dostaw wodoru z instalacji Power to Gas do systemu gazowniczego związana jest przede wszystkim z warunkami atmosferycznymi tj. nasłonecznieniem (farmy fotowoltaiczne) oraz siły wiatru (farmy wiatrowe). W sytuacji dalszego, szybkiego rozwoju instalacji Power to Gas mogą się one stać dodatkowymi dużymi źródłami gazu, których produkcja powinna zostać ujęta w bilansowaniu systemu gazowniczego oraz analizach nierównomierności i potrzeb magazynowania gazu – także w postaci mieszaniny wodoru i gazu ziemnego.

### 3. Bilansowanie systemu.

Bilansowanie systemu, są to działania operatora zarządzającego siecią gazową polegające na fizycznym równoważeniu dostaw i zużycia gazu w ramach danego systemu. Ze względu na ściśliwość gazu ziemnego, wykorzystuje się także tzw. akumulację systemu gazowniczego. Jest to zdolność do utrzymywania dodatkowej ilości gazu w rurach gazowych, ponad ilość normatywną, wynikającą z konieczności zapewnienia parametrów umownych dostawy gazu. Korzystając z akumulacji systemu można pokrywać krótkotrwale np. godzinowe i dobowe nierównomierności zużycia gazu bez potrzeby uruchamiania PMG.

Potrzebę bilansowania systemu może wywołać zarówno nadwyżka jak i deficyt gazu do systemu. W sytuacji nadwyżki dostaw gazu może ona prowadzić do niekontrolowanego wzrostu ciśnienia gazu ponad dopuszczalne parametry i awaryjne uruchomienie wydmuchów gazu z sieci przez zawory bezpieczeństwa, W sytuacji niedostatecznych dostaw gazu do systemu i zwiększonego zużycia, prowadzi to może do spadku ciśnienia w systemie poniżej wymaganego minimum i wyłączenia całych jego fragmentów.

Bilansowanie systemów odbywa się przy pomocy różnych dostępnych środków technicznych. Główny z nich to współpraca z PMG. Magazyny te pełnią rolę buforu, który jest w stanie odebrać nadwyżki gazu z systemu w okresach obniżenia jego zużycia oraz oddawać gaz do systemu w sytuacjach jego zwiększonego zapotrzebowania. Na świecie, a szczególnie w USA, coraz bardziej popularne stają się instalacje tzw. „peak shaving” polegające na budowie instalacji magazynowania i regazyfikacji LNG na końcówkach gazociągów, gdy ich średnica nie posiada odpowiedniej przepustowości dla pokrycia szczytów zapotrzebowania na gaz.

Bilansowanie systemu gazowego firm zajmujących się przesyłem lub dystrybucją obejmuje operacyjne działanie polegające na równoważeniu dostaw i odbiorów gazu w ramach obszarów zasilanych z konkretnych punktów wejścia do ich systemów w ramach umów na realizację zamówionych usług [1].

Podstawowa idea bilansowania systemu gazowniczego została przedstawiona na rysunku nr 4. Na przykładzie trzech systemów gazownicznych tj;

- Pierwszy przypadek systemu gazowniczego, który nie posiada instalacji magazynowania gazu (PMG) i w związku z tym maksymalne odbiory gazu z systemu nie mogą przekraczać możliwości dostawy np. wydajności złóż, importu itp. W sytuacji zmniejszonego zapotrzebowania na gaz w sezonie letnim nie są wykorzystywane pełne zdolności wydobycia i dostawy gazu. Współczynnik zdolności pozyskania gazu  $\alpha$  uzyskuje wartość mniejszą od jedności tj.  $\alpha < 1$
- Drugi przypadek systemu gazowniczego, który także nie posiada instalacji magazynowania gazu (PMG) ale posiada odbiorniki gazu umożliwiające dostosowanie ilości odbieranego gazu od aktualnych możliwości jego dostawy. Sytuacja taka występowała z systemie gazu zaazotowanego opartego na wydobyciu krajowym, gdzie odbiorcą mogącym bilansować system była instalacja odazotowania wykorzystująca gaz zaazotowany jako wsad do produkcji gazu wysokometanowego. Odazotownia ograniczała swoją produkcję w okresach szczytu zużycia gazu (sezon zimowy), a maksymalizowała przy obniżonych zużyciach innych odbiorców gazu (w sezonie letnim). Współczynnik zdolności pozyskania gazu  $\alpha$  uzyskuje w tej sytuacji wartość mniejszą lub równą jedności tj.  $\alpha \leq 1$
- Trzeci przypadek systemu opiera się na bilansowaniu dostaw i zużycia gazu za pomocą instalacji PMG. W tej sytuacji pojemność strefy nadmiaru  $Q_1$  w okresie letnim transportowana jest do magazynów, aby pokryć w sezonie zimowym pojemność strefy deficytu  $Q_3$ . Oprócz odpowiedniej minimalnej pojemności magazynowej tj.:

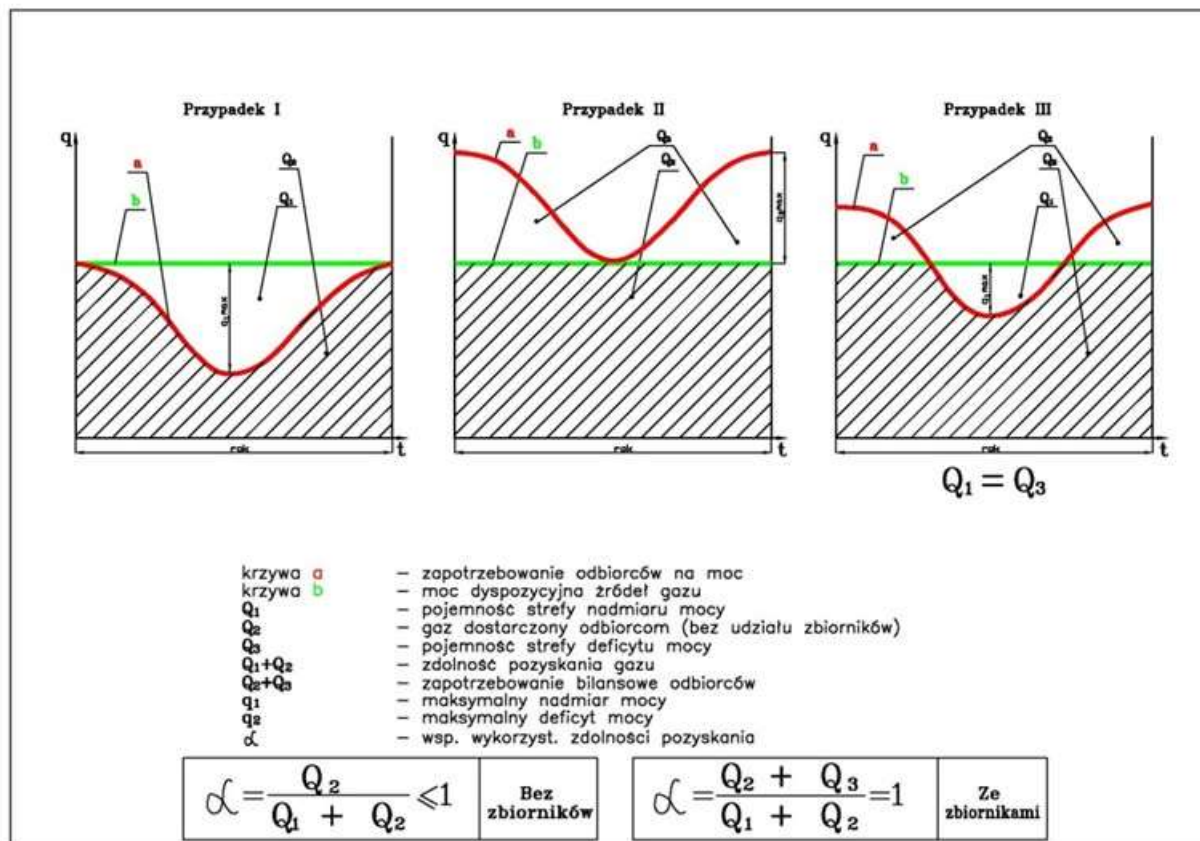
$$Q_1 = Q_3$$

w sytuacji tej bardzo ważne jest zapewnienie odpowiedniej wydajności instalacji zarówno napełniania magazynu jak i późniejszego sczerpywania jego pojemności tj. wydajności deficytu i nadmiaru mocy ( $q_1$  i  $q_2$ ). Ich poziom powinien zapewniać możliwość bieżącego bilansowania systemu gazowniczego.

Ten sposób bilansowania systemu gazowniczego daje możliwość utrzymywania współczynnika zdolności pozyskania gazu  $\alpha$  na stałym



poziomie tj:  $\alpha=1$  bez konieczności ograniczania zarówno wydobycia gazu jak i odbiorców końcowych.

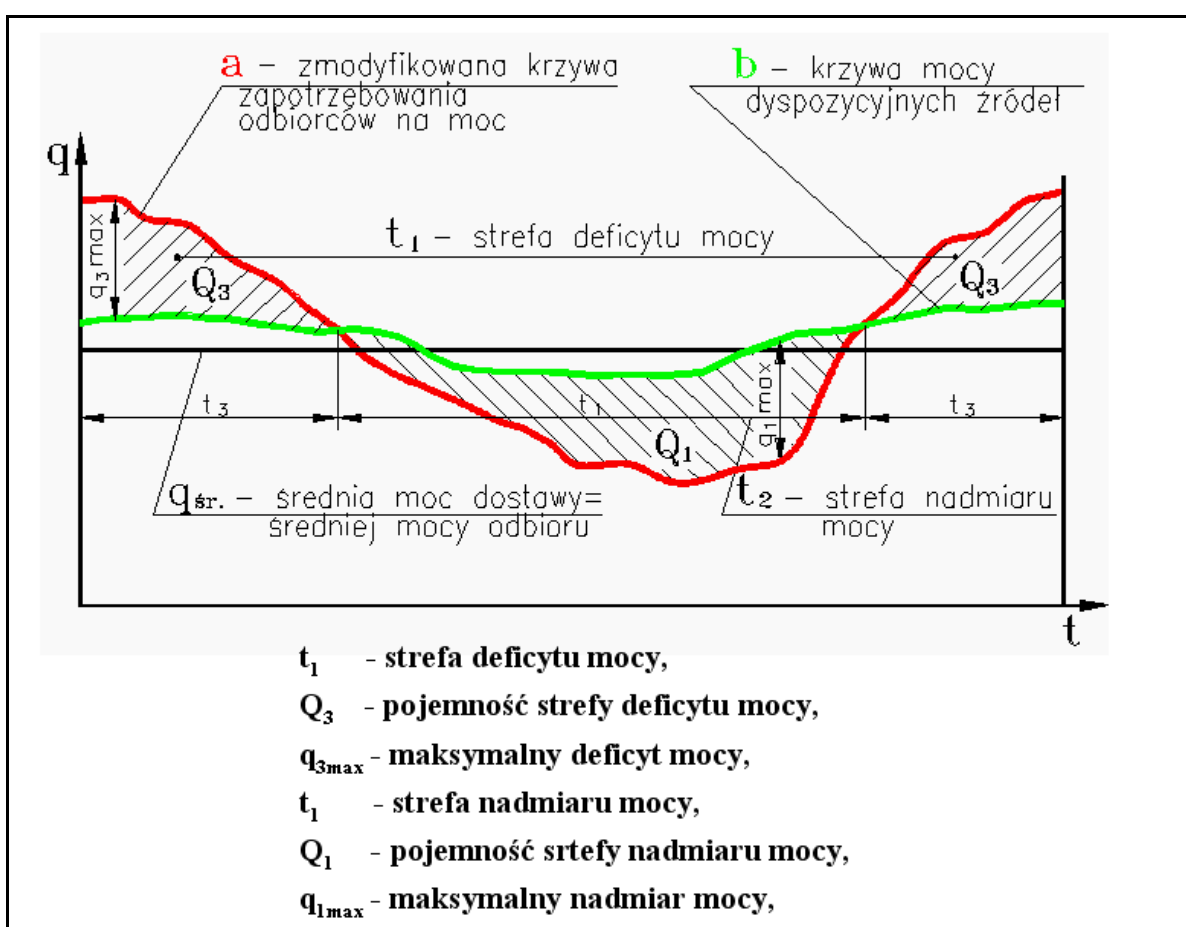


Rysunek 4 - Idea bilansowania systemów gazowniczych

Sposób bilansowania systemu gazowniczego w oparciu o współpracę z PMG jest najbardziej efektywnym z punktu widzenia ekonomicznego, gdyż umożliwia z jednej strony maksymalizację wydobycia gazu ze złóż (szybszy zwrot z kapitału zainwestowanego w poszukiwanie i zagospodarowanie złoża) oraz wynegocjowanie tańszych kontraktów na import gazu uwzględniający stały strumień odbieranego gazu w ciągu całego roku.

Schemat rzeczywistego bilansowania systemu gazowniczego w okresie roku (rys nr 5) zakłada posiadanie odpowiednich pojemności magazynowych zdolnych odebrać gaz ze strefy nadmiaru mocy i dostarczyć go do systemu w strefie deficytu mocy. Taki przebieg bilansowania występuje jedynie w sytuacjach realizowania wszystkich kontraktów na dostawy gazu i nie uwzględnia możliwości wystąpienia obniżonych dostaw gazu np. z jednego z kierunków importu. Wtedy krzywa o kolorze zielonym tj.

mocy dyspozycyjnych źródeł jest na niższym poziomie i cały niedobór gazu powinien być możliwy do zbilansowania przez PMG. Dla takich sytuacji kryzysowych projektowane i budowane są dodatkowe pojemności podziemnych magazynów, dysponującymi odpowiednimi mocami napełniania i zużycia gazu. Są to tzw. pojemności zapasowe uruchamiane w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego państwa. W Polsce reguluje je ustawa z dnia 16 lutego 2007 r. "o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym"



Rysunek 5 - Schemat bilansowania dostaw i zużycia gazu

Oznaczone na rysunku 5 krzywe – kolorem czerwonym (krzywa zapotrzebowania odbiorców na moc), - kolorem zielonym (krzywa mocy dyspozycyjnych źródeł) o zmiennej charakterystyce w danym okresie czasu  $t$  tworzą dwie strefy tj:  $t_1$  – strefę deficytu mocy i  $t_2$  –strefę nadmiaru mocy. Strefy te pokrywane mogą być, zależnie od długości trwania cyklu  $t$  oraz wielkości wymaganych mocy  $q_3$

max i q1 max za pomocą Podziemnych Magazynów Gazu lub innych instalacji np. terminalu LNG [1].

Podziemne magazyny gazu ziemnego stały się istotnym elementem łańcucha dostaw gazu ziemnego, w którym pierwotnie pracowały jedynie w celu zbilansowania podaży i popytu na gaz, optymalizacji pracy sieci przesyłowych oraz zapewnienia bezpieczeństwa dostaw. Wraz z rozwojem i liberalizacji rynków, magazynowanie nabyło dodatkową rolę handlową, jako narzędzia wspierające obrót gazem.

W chwili obecnej podziemne magazyny gazu spełniają zdecydowanie więcej funkcji, z których najważniejsze to:

- Bilansowanie sezonowej nierównomierności zużycia gazu,
- Umożliwienia maksymalizacji wydobycia gazu ze złóż krajowych,
- Umożliwienie realizowania kontraktów na import gazu o zbliżonej do stałej wartości w poszczególnych jego miesiącach i kwartałach roku,
- Umożliwienie optymalizacji wahań ceny gazu na rynkach,
- Dyspozytorskie działania operatora systemu przesyłowego w sytuacjach bilansowania dobowego oraz innych sytuacji krytycznych,
- Utrzymywanie niezbędnych zapasów strategicznych możliwych do uruchamiania w sytuacjach braku dostaw gazu z importu, klęsk żywiołowych i innych nieprzewidywalnych zdarzeń,
- Umożliwienie płynnego działania giełd gazowych, hubów z nowymi usługami handlowymi takimi jak: tzw. „parkowanie” lub „pożyczanie” gazu.

Realizacja powyższych zadań przez PMG wymaga zapewnienia odpowiednich parametrów technicznych instalacji naziemnych oraz połączeń ich z systemem gazowniczym oraz doboru specjalnych struktur geologicznych mogących służyć magazynowaniu gazu. W kolejnym rozdziale przedstawiono przegląd i charakterystykę podziemnego magazynowania gazu w różnych formacjach geologicznych.

## **IV. Rozdział - Przegląd i charakterystyka podziemnego magazynowania gazu w różnych formacjach geologicznych.**

### **1. Podstawowe parametry techniczne Podziemnych Magazynów Gazu.**

Realizacja funkcji PMG wymaga dostosowania ich parametrów technicznych do wymagań. Podstawowe parametry techniczne podziemnych magazynów gazu to:

- **Pojemność czynna magazynu** – handlowa pojemność magazynu udostępniana rynkowi przez operatora systemu magazynowania gazu,
- **Pojemność buforowa** – techniczna pojemność magazynu, niezbędna do prawidłowego jego działania w postaci tzw. „poduszki gazowej”. Umożliwia uzyskanie odpowiedniego ciśnienia magazynowanego gazu, a także składu magazynowanego gazu (w przypadku, gdy pierwotny gaz wyeksploatowanego złoża posiadał inny skład),
- **Moc napełniania magazynu** – maksymalny godzinowy strumień gazu możliwy do włączania do górotworu.
- **Moc zużycia gazu z magazynu** – maksymalny godzinowy strumień gazu możliwy do odbierania z magazynu.
- **Zakres ciśnień pracy** - zakres ciśnień roboczych wynikający z budowy geologicznej magazynu,
- **Ilości cykli napełnianie/odbiór** w ciągu roku kalendarzowego.

Powyższe parametry zależne są przede wszystkim od typu magazynu. Każda struktura geologiczna posiada swoje własne parametry techniczne (pojemności magazynowania, dozwolone moce napełniania i odbioru, poziome ciśnienia pracy), które mogą zostać wykorzystane przy pracy zbiornika i regulują jego przydatności do określonych zastosowań.

Podstawowe typy Podziemnych Magazynów Gazu zależą od struktury geologicznej, w której jest on zbudowany. Należą do nich:

- Wyeksploatowane złoża gazowe lub ropno-gazowe,

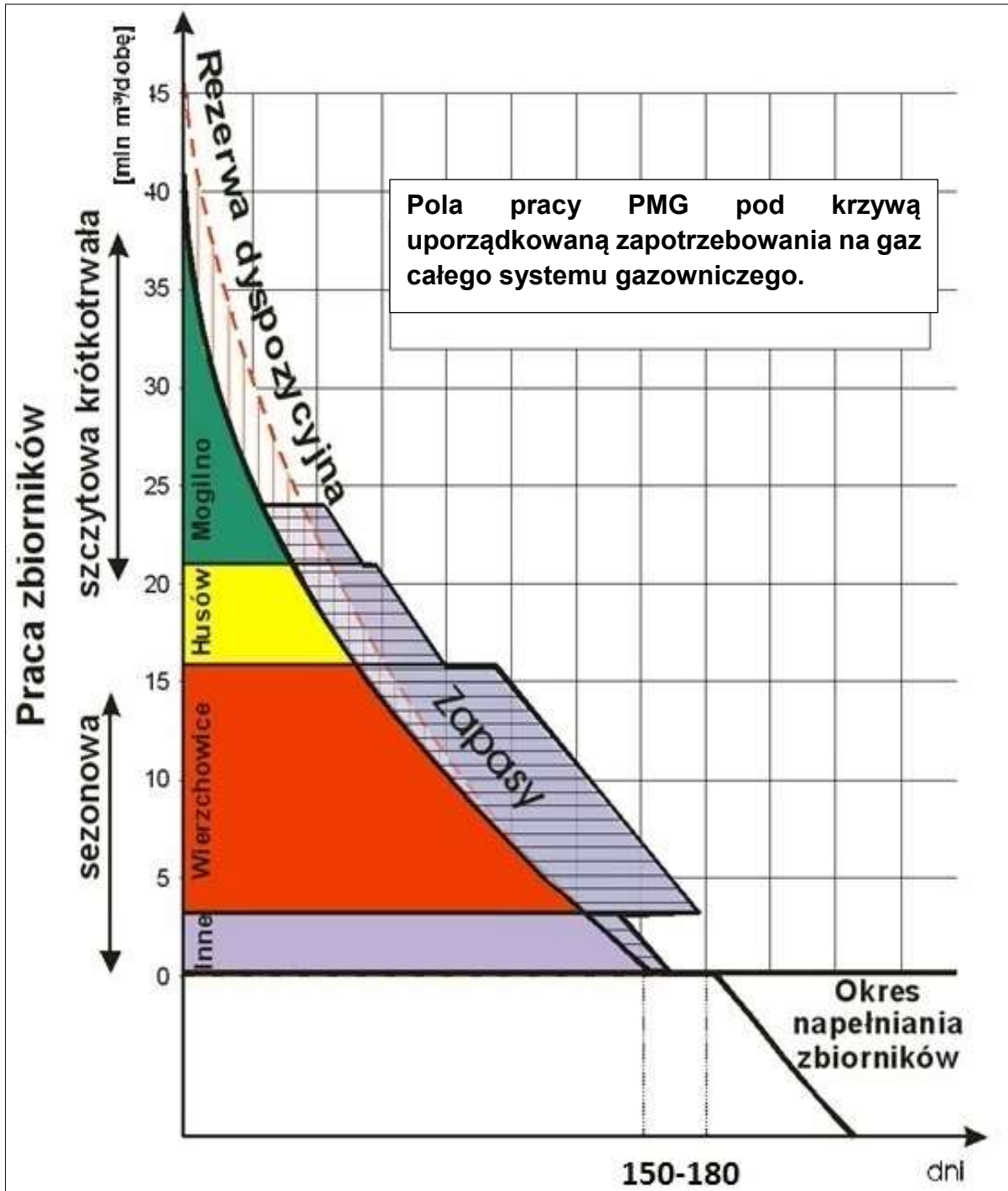
- Pokłady soli kamiennej,
- Warstwy wodonośne,
- Nieczynne kopalnie węgla kamiennego,

Poszczególne podziemne magazyny ze względu na swoje parametry techniczne służą do bilansowania zapotrzebowania na gaz w różnych momentach pracy systemu. Na rysunku nr 6 przedstawiono pola pracy PMG na tle uporządkowanego zapotrzebowania na gaz całego systemu w podziale na zbiorniki pracujące w podstawie, czyli sezonowe i te uruchamiane przy większych wzrostach zapotrzebowania na gaz, czyli szczytowe. Odpowiednie dostosowanie parametrów PMG do przewidywanych potrzeb systemu w zakresie bilansowania możliwe jest jedynie po dokładnym ich określeniu. Jak już wspomniano podstawowe parametry PMG tj. pojemność czynna oraz moce napełniania i odbioru gazu wynikają bezpośrednio z typu struktury i tak:

- **magazyny pracujące w podstawie (tzw. sezonowe)** posiadają dużą pojemność czynną i moc zużycia gazu umożliwiającą ich opróżnienie podczas jednego cyklu w czasie 150-180 dni. Przykładem takiego magazynu jest PMG Wierzchowice z aktualną pojemnością czynną 1,3 mld m<sup>3</sup> i mocą odbioru gazu 14,4 mln m<sup>3</sup>/dobę.
- **magazyny pracujące w krótszych okresach zwiększonego zapotrzebowania (tzw. szczytowe)** posiadają dużą moc zużycia gazu umożliwiającą pokrycie krótkotrwałych (kilkudniowych) maksymalnych potrzeb systemu przy mniejszych pojemnościach umożliwiających wykonywanie kilku cykli napełniania/zużycia gazu podczas jednego roku. Przykładem takiego magazynu jest PMG Mogilno o pojemności czynnej ok. 590 mln m<sup>3</sup> i mocy odbioru gazu nawet 18,0 mln m<sup>3</sup>/dobę,

Dla zabezpieczenia prawidłowej pracy systemu gazowniczego wymagane jest także, aby każde PMG posiadało dodatkowo zapasy zarówno pojemności czynnej jak i rezerwę mocy dyspozycyjnej oddania gazu. Ich wartość określana jest najczęściej przez przepisy i tak w Polsce określa je ustawa z dnia 16 lutego 2007 r. "o *zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku*

naftowym”. Wymaga utrzymywania 30 dniowych zapasów średniego importu gazu realizowanego przez przedsiębiorstwo wraz z mocą instalacji magazynowych umożliwiającą odbiór zapasów w czasie nie dłuższym niż 40 dni.



Rysunek 6 - Pola pracy PMG na krzywej uporządkowanej zapotrzebowania na gaz  
 Źródło: PGNiG Gazoprojekt SA

Poniżej przedstawiono przegląd i charakterystyki podziemnych magazynów gazu zbudowanych w różnych formacjach geologicznych, które umożliwiają zbilansowanie pracy systemu gazowniczego.

## 2. Podziemne Magazyny Gazu w wyeksploatowanych złożach,

Historycznie najbardziej popularny sposób magazynowania gazu ziemnego polega na wykorzystaniu wyeksploatowanego, podziemnego złoża gazu ziemnego lub ropno-gazowego na potrzeby zbiornika. W tym przypadku istnieje możliwość wykorzystania infrastruktury napowierzchniowej oraz wykonanych odwiertów eksploatacyjnych złoża na potrzeby magazynu. Niepodważalnym atutem budowy magazynu w miejsce wyeksploatowanego złoża jest fakt, iż posiada on sprawdzoną w warunkach eksploatacji, szczelną strukturę geologiczną przechowującą gaz i ropę przez miliony lat. Posiada równocześnie przyłącze do systemu gazowniczego. Magazyny w wyeksploatowanych złożach charakteryzują się dużą pojemnością czynną przy stosunkowo niewielkich mocach napełniania i odbioru gazu. Wymagają jednak utrzymania tzw. pojemności buforowej utworzonej z gazu rodzimego lub zatłoczonego, który stanowi dość znaczny koszt magazynu. Magazyny takie realizują jeden cykl napełniania w okresie roku tzn. po napełnieniu w okresie lata przestawiany jest na cykl zużycia gazu ze zbiornika w okresie zimowym. Przykładami realizacji podziemnego magazynu w wyeksploatowanych złożach są: PMG Wierzchowice, Husów, Strachocina, Swarzów, Brzeźnica. Ich podstawowe parametry techniczne przedstawiono w poniższej tabelicy nr. 2

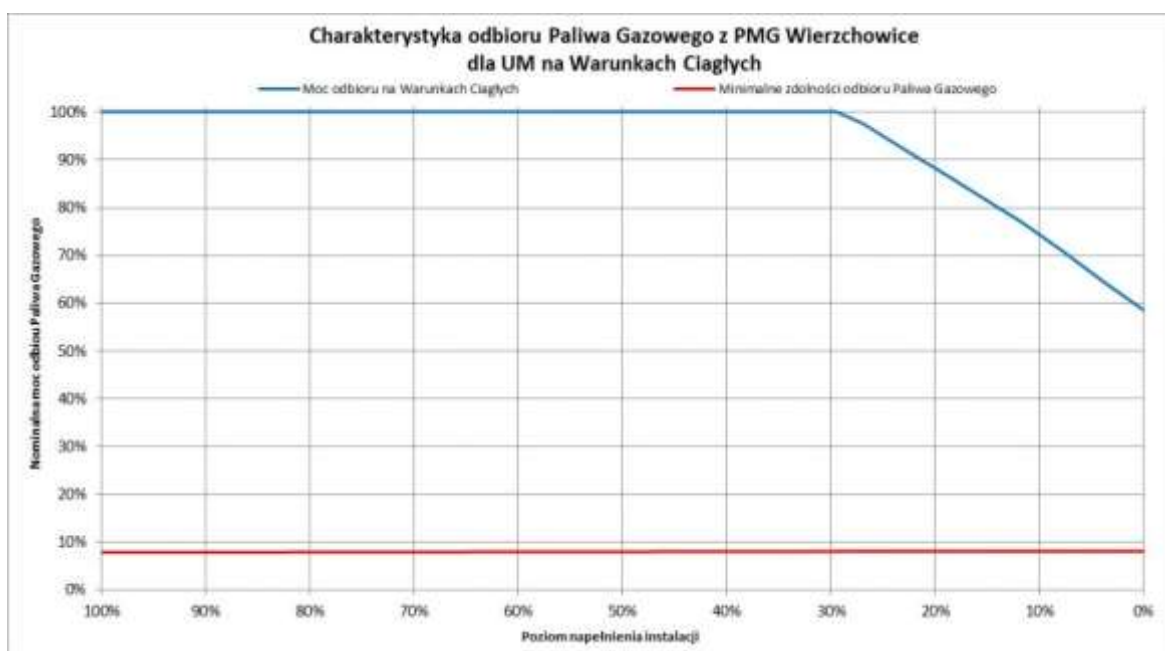
Tabela 2 - Parametry techniczne pracy PMG w wyeksploatowanych złożach

Magazyn	Pojemność czynna:	Max. wydajność zatłoczenia:	Max. wydajność odbioru:
	mln m <sup>3</sup>	mln m <sup>3</sup> /dobę	mln m <sup>3</sup> /dobę
PMG Wierzchowice	1300	9,60	14,40
PMG Husów	500	4,15	5,76
PMG Strachocina	360	2,64	3,36
PMG Swarzów	90	1,00	0,93
PMG Brzeźnica	100	1,44	1,44

źródło: [www.gasstoragepoland.pl](http://www.gasstoragepoland.pl)

Wydajności odbioru gazu z magazynów zbudowanych w wyeksploatowanych złożach zależna jest od poziomu jego napełnienia. Przykładowa charakterystyka odbioru paliwa gazowego z największego w Polsce PMG Wierzchowice przedstawiono na rys.7. Maksymalna wydajność odbioru gazu na poziomie 400 tys.nm<sup>3</sup>/h możliwa jest do utrzymania do 70% sczerpania pojemności czynnej, po czym stopniowo spada do wielkości ok. 240 tys.nm<sup>3</sup>/h przy końcowym opróżnianiu magazynu. Zjawisko to związane jest z geologią górotworu i spadkiem ciśnienia złożowego zmniejszającego przepływ gazu w odwiertach eksploatacyjnych oraz możliwością zastosowania tzw. sprężania rewersyjnego tłoczni gazu zamontowanej na PMG Wierzchowice, czyli w momencie odbioru gazu z magazynu.

PMG zbudowane na złożach gazu służą przede wszystkim jako zbiorniki sezonowe pracujące przez cały okres jesienno-zimowy i pokrywające zwiększone zapotrzebowania na gaz. Stosunkowo nieduże i malejące w trakcie sczerpywania moce odbioru gazu ze zbiornika sprawiają, że dla pokrywania zapotrzebowania na gaz w szczytowych momentach (szczególnie na zakończenie sezonu zimowego) niezbędne są magazyny o innych charakterystykach, zbudowanych w specjalnie dobranych strukturach geologicznych. Przykładem takich struktur są wysady soli kamiennej, w których możliwe jest wypłukanie szczelnych przestrzeni świetnie nadających się do magazynowania gazu, a także innych paliw np. benzyn, ropy itp



Rysunek 7 - Charakterystyka zużycia paliwa gazowego z PMG Wierzchowice  
Źródło: [www.gasstoragepoland.pl](http://www.gasstoragepoland.pl)



### 3. Podziemne magazyny gazu w kawernach solnych,

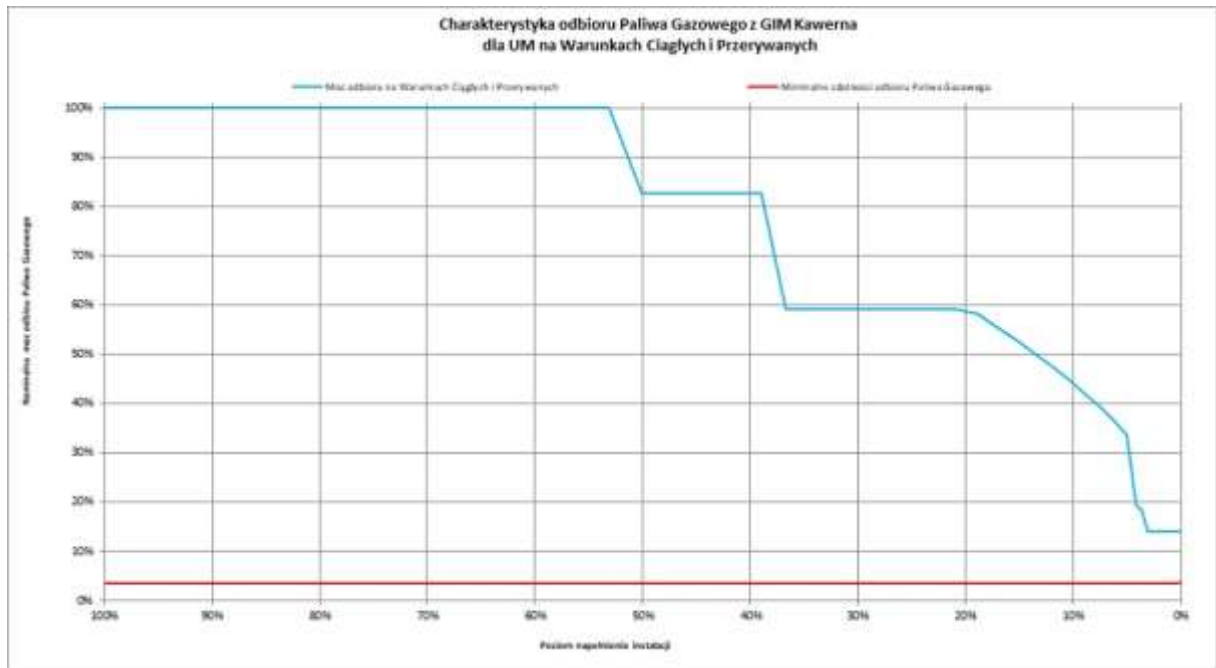
Pokłady soli kamiennej zlokalizowane w formacjach geologicznych na głębokościach 800-1600 m mogą stanowić, po wypłukaniu odpowiednich jam zwanych kawernami, doskonałe miejsce lokalizacji podziemnego magazynu gazu. Zbudowany w kawernach solnych magazyn zapewnia bardzo dobrą szczelność i charakteryzuje się wysokimi mocami napełniania i odbioru gazu przy stosunkowo niewielkiej pojemności roboczej. Związane jest to z zasadniczą dla magazynowania gazu cechą soli kamiennej, która pod wpływem ciśnienia staje się plastyczna i bardzo szczelna. Zapotrzebowania magazynu na pojemności buforowe jest także zdecydowanie mniejsze niż w magazynach w wyeksploatowanych złożach. Zwykle podziemny magazyn gazu składa się z kilku lub kilkunastu kawern zlokalizowanych niedaleko od siebie, połączonych w jeden system. Magazyn ten charakteryzuje się możliwością wykonywania kilku cykli napełniania i zużycia gazu w ciągu jednego roku. Szybkie zmiany cyklu napełniania i zużycia gazu umożliwia lepszą współpracę z systemem gazowniczym i reakcję na zmieniające się potrzeby rynku oraz sytuacje nadzwyczajne np. wstrzymanie dostaw gazu z importu, awarie itp.

Tabela 3 - Parametry techniczne pracy PMG w kawernach solnych

Magazyn	Pojemność czynna:	Max. wydajność załaczania:	Max. wydajność odbioru:
	mln m <sup>3</sup>	mln m <sup>3</sup> /dobę	mln m <sup>3</sup> /dobę
KPMG Mogilno	585	9,60	18,00
KPMG Kosakowo	239	2,40	9,60

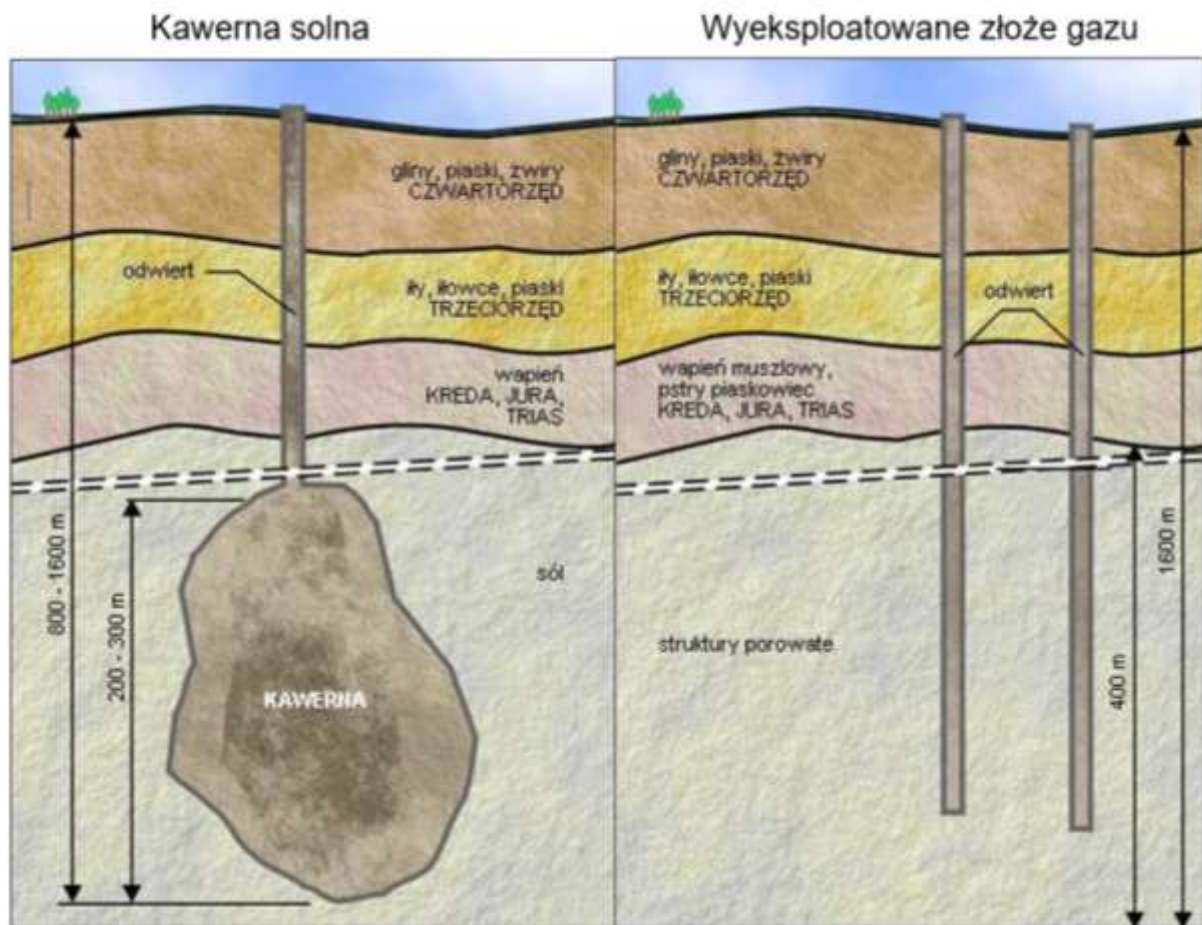
źródło: [www.gasstoragepoland.pl](http://www.gasstoragepoland.pl)

Na rysunku nr 8 przedstawiono charakterystykę zużycia paliwa gazowego z GIM Kawerna, którą stanowi grupę instalacji magazynowych obejmującą instalacje magazynowe: KPMG Mogilno oraz KPMG Kosakowo w funkcji szczerpywania pojemności czynnej. W odróżnieniu od PMG zbudowanych na złożach gazu, w przypadku kawern solnych maksymalna wydajność utrzymywana jest do ponad 65% pojemności magazynu, natomiast po jej przekroczeniu, spadek wydajności jest zdecydowanie szybszy. Związane jest to ze zdecydowanie wyższym ciśnieniem magazynowania gazu w kawernach sięgających 20 i więcej MPa.



Rysunek 8 - Charakterystyka zużycia paliwa gazowego z GIM Kawerna

źródło: [www.gasstoragepoland.pl](http://www.gasstoragepoland.pl)



Rysunek 9 - PMG w kawernie solnej i wyeksploatowanym złożu gazowym

źródło: PGNiG Gazoprojekt S.A.

#### **4. Podziemne magazyny gazu w warstwach wodonośnych,**

Kolejną formacją geologiczną, w której istnieje możliwość zbudowania PMG, są struktury zawodnione. Przydatność takiej struktury musi zostać poprzedzona przez szczegółowe badania geologiczne i geofizyczne stwierdzające przede wszystkim czy warstwa, do której będzie się właczać gaz, jest zbudowana ze skał o dużej porowatości (piasku, piaskowca) oraz czy nad warstwą porowatą znajduje się nieprzepuszczalny nadkład, zapobiegający „ucieczkom” magazynowanego gazu. Dzięki niskiej gęstości sprężonego gazu, gromadzi się on w górnej części struktury, wypełnia wszystkie przestrzenie i przesuwa wodę do niższych i bardziej odległych obszarach struktury wodonośnej. Ze względu na te warunki, magazyn wymaga utworzenia większej poduszki gazowej oraz bardziej precyzyjnego monitoringu procesu magazynowania gazu. Podobnie jak magazynowanie gazu w kawernach solnych, także warstwy wodonośne charakteryzują się możliwością uzyskania dużych mocy zużycia gazu przy stosunkowo dużej pojemności czynnej. Ze względu na wyższe ciśnienia panujące w magazynie, wymagana jest zabudowa większych mocy sprężarek napełniających zbiornik, a ze względu na obecność wody niezbędna jest zabudowa bardziej wydajnych instalacji osuszających gaz w fazie jego odbioru.

#### **5. Podziemne Magazyny Gazu w innych formacjach skalnych (np. wyeksploatowanych kopalniach węgla kamiennego).**

Znane są na świecie, ale także i w Europie przykłady wykorzystania nieużytkowanych kopalń węgla kamiennego oraz innych wyrobisk górniczych (pustek skalnych) do magazynowania gazu ziemnego. Są to jednak jednostkowe przykłady wynikające z dużych trudności z zachowaniem odpowiedniej szczelności pojemności magazynu. Próby realizacji takiego magazynu prowadzone były także w Polsce w kopalni węgla kamiennego Nowa Ruda na Dolnym Śląsku, jednak bez sukcesu.

## 6. Elementy technologiczne Podziemnych Magazynów Gazu

Podziemne Magazyny Gazu budowane w różnych strukturach geologicznych posiadają bardzo podobne główne elementy technologiczne. Oczywiście każdy magazyn gazu posiada swoje indywidualne szczegółowe rozwiązania co do lokalizacji, zastosowanych urządzeń oraz ich parametrów mających wpływ na parametry eksploatacyjne jednak najważniejsze jego elementy to :

- Struktura magazynowa
- Odwierty
- Instalacje napowierzchniowe
- Gazociąg łączący PMG z systemem gazowniczym
- Punkt zdawczo-odbiorczy

**Struktury magazynowe** - opisane w poprzednich rozdziałach struktury geologiczne, które mogą być użyte do budowy PMG

**Odwierty**, które można podzielić na:

- Eksploatacyjne – udostępniają horyzont magazynowy,
- Piezometryczne – do strefy gazo – i wodonośnej – kontrola ciśnienia i poziomu wody złożowej i przemieszczania się konturu wodno-gazowego
- Obserwacyjne – kontrolowanie konturu wodnego - monitoring szczelności magazynu,
- Kontrolne – kontrola przemieszczania się gazu w wyższe nadległe warstwy horyzontu magazynowego – pomiary ciśnienia, ciężaru właściwego, składu chemicznego
- Specjalne – rozładownicze, zrzutowe, rezerwowe i np. geofizyczne – badanie współczynnika nasycenia gazem powierzchni PMG, przemieszczania się wody złożowej (otwory suche – nie perforowane)

**Instalacje powierzchniowe:**

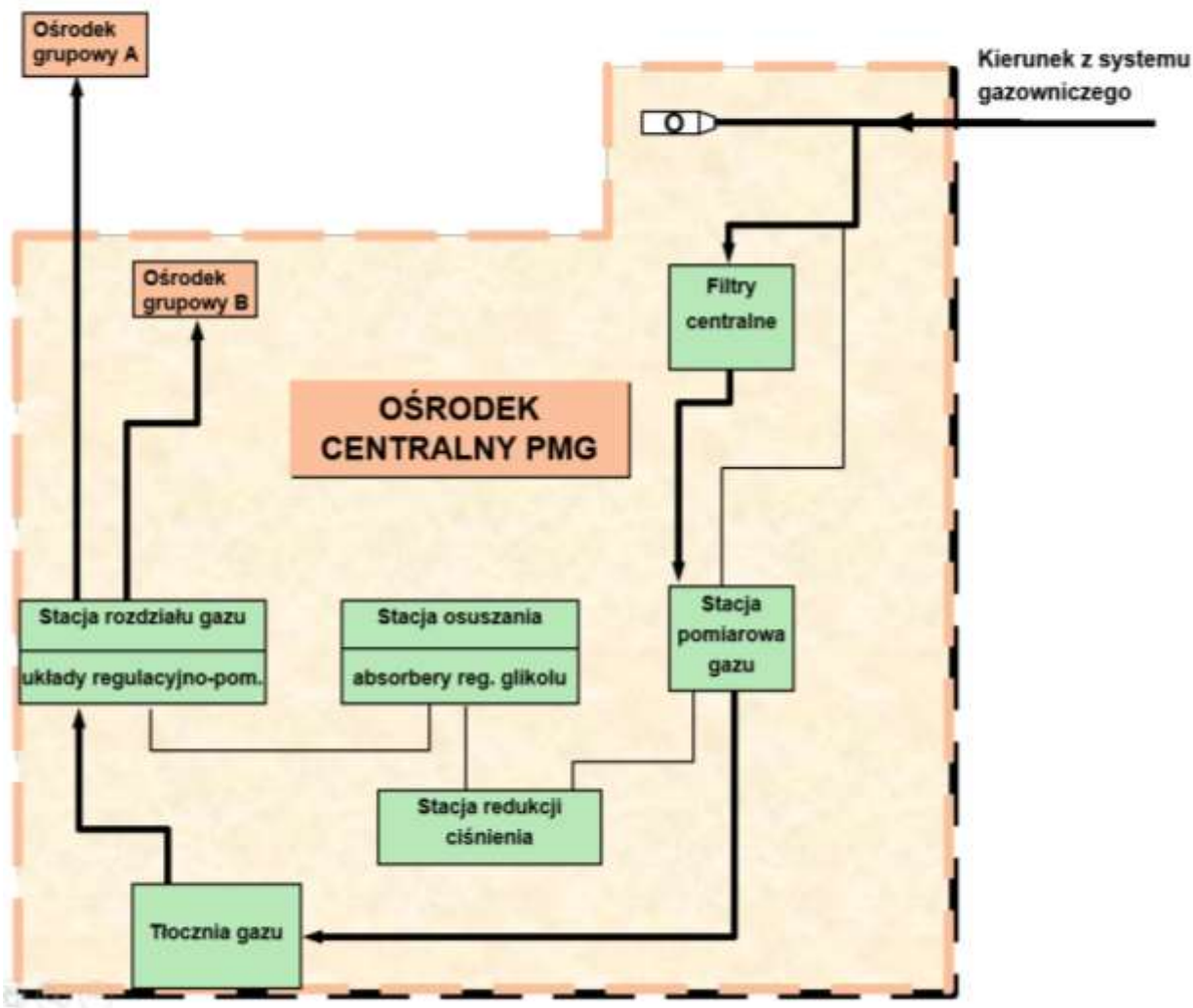
- Urządzenia do napełniania magazynu
  - Filtrowanie gazu - oddzielanie cieczy i części stałych
  - Sprężanie gazu

- Chłodzenie gazu
- Układy regulacyjno - pomiarowe
- Stacje rozdziału gazu
- Urządzenia do odbioru gazu z magazynu:
  - Zapobieganie tworzeniu się hydratów: inhibitory, podgrzew i/lub osuszanie
  - Podgrzew wstępny gazu
  - Redukcja ciśnienia
  - Uzdatnianie gazu
  - Pomiar
- Urządzenia pomocnicze
  - Analiza składu gazu i pomiary
  - Stacja gazu paliwowego
  - Systemy pneumatycznego sterowania
  - Urządzenia do ługowania komór solnych (w przypadku PMG zlokalizowanego w kawernach solnych)

Powyższe instalacje stanowią niezbędną do prawidłowej pracy PMG część naziemną. Schemat przykładowej instancji napełniania PMG Wierzchowice przedstawiono na rys. nr 10. Gaz odbierany z systemu gazowniczego kierowany jest na układy filtracyjne oraz stację pomiaru gazu. Następnie gaz jest sprężany do odpowiedniego ciśnienia, wynikającego z typu i stopnia napełnienia magazynu. W wyeksploatowanych złożach PMG Wierzchowice jest to poziom ciśnień roboczych: 6,5 ÷ 12,4 MPa. Tak wysokie sprężanie gazu powoduje duże jego nagrzanie co pociąga za sobą konieczność zastosowania chłodziń gazu. Po sprężeniu gaz kierowany jest do stacji rozdziału gazu, gdzie na układach regulacyjno -pomiarowych kierowany jest do odpowiednich Ośrodków Grupowych, poprzez które kierowany jest to odwiertów eksploatacyjnych. Zależnie od wielkości złoża, liczba odwiertów może sięgać nawet kilkudziesięciu. Aktualnie na terenie PMG Wierzchowice zastosowano nowoczesne

tw. odwierty horyzontalne, które na pewnej głębokości zmieniają kierunek na poziomy i dają możliwość lepszej penetracji złoża i struktur magazynowych.

## PMG Wierzchowice – zatłaczanie gazu

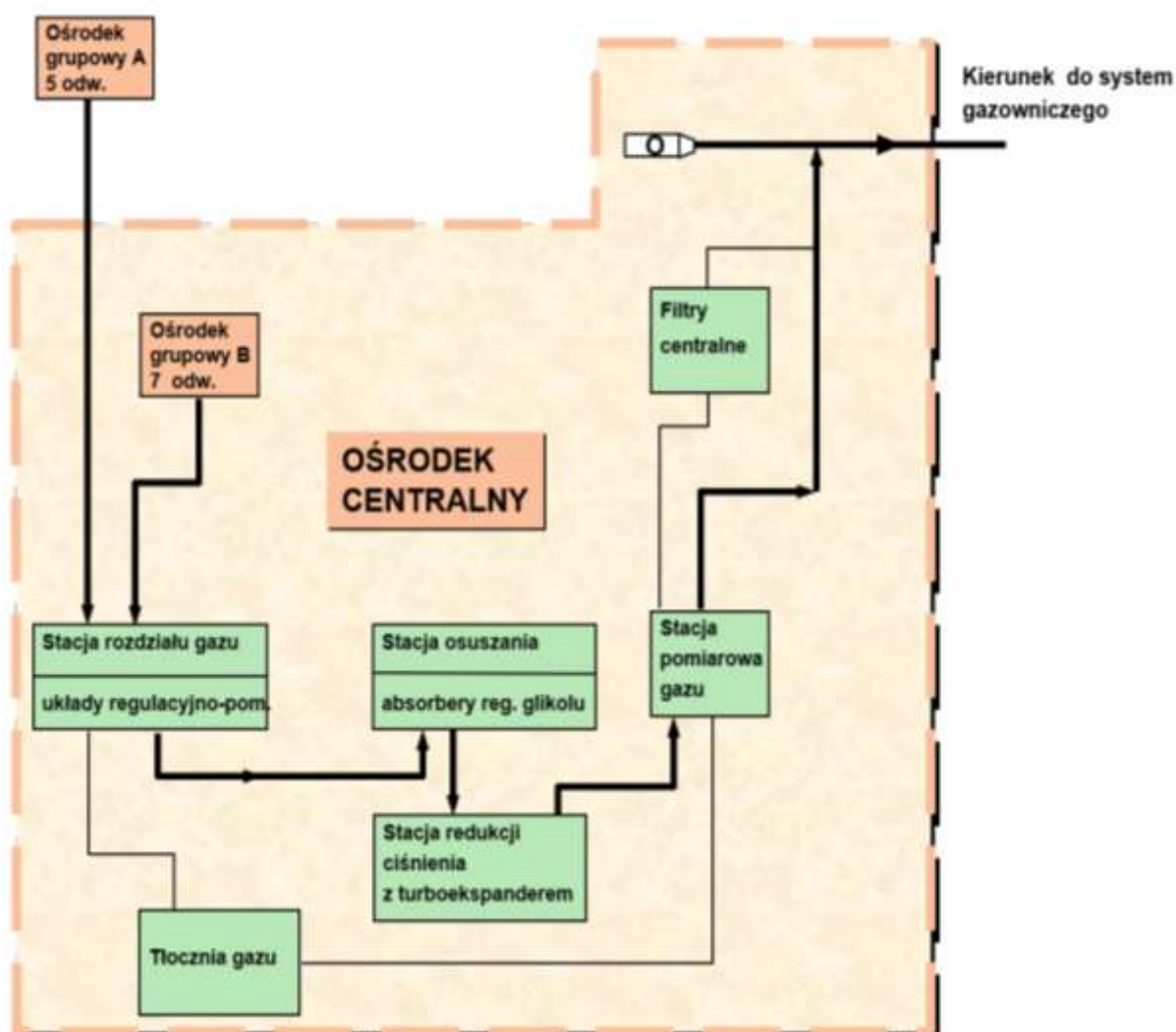


Rysunek 10 - Schemat instalacji zatłaczania PMG Wierzchowice  
źródło PGNiG Gazoprojekt S.A.

Na rysunku nr 11. Przedstawiono natomiast schemat i kierunki przepływu gazu podczas odbierania gazu z PMG. W tej sytuacji gaz odbierany poprzez odwierty eksploatacyjne kierowany jest do ośrodków grupowych, gdzie następuje zebranie strumieni gazu. Następnie kierowane są do stacji regulacyjno – pomiarowych w celu wyrównania ciśnień dopływającego gazu. Gaz odbierany z PMG zwykle jest nasycony wodą i wymaga osuszenia na specjalnych stacjach osuszania. Następnie ciśnienie

gazu jest redukowane do poziomu ciśnienia roboczego gazociągu łączącego PMG z systemem gazowniczym (w sytuacji PMG Wierzchowice do poziomu 8,4 MPa). W takim układzie redukcji możliwe jest zastosowanie ekspanderów generujących dodatkowo energię elektryczną podczas rozprężania gazu. Tak przygotowany gaz trafia do stacji pomiarowej i może być przesłany do systemu gazowniczego.

## PMG Wierzchowice – odbiór gazu



Rysunek 11 - Schemat instalacji odbioru gazu z PMG Wierzchowice  
źródło PGNiG Gazoprojekt S.A.

## **V. Rozdział – Dane pomiarowe z punktów dostaw i odbioru gazu w systemie gazowniczym.**

### **1. Rodzaje danych pomiarowych.**

Dla realizacji zamierzeń niniejszej rozprawy dotyczących oceny wpływu nierównomierności zużycia gazu ziemnego na potrzeby podziemnego magazynowania, uzyskano od Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System oraz Operatora Systemu Magazynowania Gas Storage niezbędne dobowe dane pomiarowe na wszystkich stacjach gazowych. Są to następujące stacje gazowe zlokalizowane jako:

- **Punkty wejścia** do systemu gazociągów przesyłowych:
  - na granicy podczas importu gazu,
  - w Kopalniach Gazu Ziemnego oraz Odazotowniach,
  - w Terminalu LNG,
  - w PMG (w sytuacji odbioru gazu z magazynu).
- **Punkty wyjścia** z systemu gazociągów przesyłowych:
  - u bezpośrednich odbiorców gazu,
  - na układach rozliczeniowych z Operatorem Systemu Dystrybucji Gazu,
  - w PMG (w sytuacji zatłaczania gazu do magazynu),

Równocześnie uzyskano dane z bazy pomiarowej średnich temperatur dobowych z ostatnich 20 lat ze wszystkich stacji pomiarowych na terenie Polski.

Dane dla wszystkich punktów wyjścia z systemu gazociągów przesyłowych stanowią dobowe pomiary przepływu gazu na układach gazomierzy z siedmiu lat w okresie 2006-2012 r. w wielkości [ $\text{nm}^3/\text{dobę}$ ].

Dane dotyczące strumieni gazu dopływające albo odbierane z PMG także zostały pozyskane jako pomiary dobowego przepływu gazu w okresie 2009-2021 w wielkości [ $\text{nm}^3/\text{dobę}$ ].

### **2. Układy pomiarowe służące do rozliczeń w systemie przesyłowym.**

Zgodnie z zapisami Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej IRiESP (wersja 028 z grudnia 2020 r.) operatora Gaz-System, w stacjach pomiarowych stosuje



się trzy rodzaje układów pomiarowych: U-1, U-2 i U-3, w zależności od wielkości strumienia objętości przepływającego gazu. Dla maksymalnego strumienia objętości gazu w warunkach normalnych do 5000 m<sup>3</sup>/h włącznie, należy stosować układ pomiarowy U-1. W układzie tym może znajdować się jeden lub kilka ciągów pomiarowych roboczych oraz ciąg obejściowy. Ciągi pomiarowe mogą mieć taką samą lub zróżnicowaną przepustowość. Jeżeli przewidywany maksymalny strumień objętości gazu w warunkach normalnych jest większy niż 5000 m<sup>3</sup>/h i nie przekracza 50000 m<sup>3</sup>/h, należy stosować układ pomiarowy U-2. Układ pomiarowy U-2 składa się z jednego lub kilku ciągów pomiarowych roboczych oraz jednego ciągu pomiarowego kontrolnego, którego zadaniem jest kontrola każdego z ciągów roboczych. Ciąg pomiarowy kontrolny powinien być włączany w szereg z ciągami pomiarowymi roboczymi, a jego przepustowość powinna pozwolić na kontrolę każdego z ciągów pomiarowych roboczych. Dla przewidywanego maksymalnego strumienia objętości gazu w warunkach normalnych powyżej 50000 m<sup>3</sup>/h należy stosować układ pomiarowy U-3. Układ ten składa się z jednego lub kilku ciągów pomiarowych roboczych oraz jednego ciągu pomiarowego rezerwowego. W każdym ciągu pomiarowym roboczym oraz rezerwowym jest zainstalowany gazomierz roboczy oraz połączony z nim szeregowo gazomierz kontrolny. Zadaniem układu U-3 jest porównywanie na bieżąco wyników wskazań gazomierza roboczego z wynikami wskazań gazomierza kontrolnego. Dla strumieni objętości kwalifikujących pomiar do układu typu U-1 dopuszcza się zastosowanie układu pomiarowego U-2 lub U-3, a do U-2 zastosowanie układu typu U-3, jeżeli analiza techniczno-ekonomiczna wykaże celowość takiej zmiany.

Także zgodnie z IRiESP błędy gazomierza pracującego na stacjach gazowych określone podczas wzorcowania powinny być mniejsze od wartości błędów granicznych dopuszczalnych:

- 2 % w zakresie od  $Q_{Gmin}$  do  $Q_{Gt}$ ,
- 1 % w zakresie od  $Q_{Gt}$  do  $Q_{Gmax}$ .

gdzie:

$Q_{Gmax}$  - Górna granica zakresu pomiaru strumienia objętości, w warunkach pomiaru, określona zgodnie z odpowiednimi normami,

$Q_{Gmin}$  - Dolna granica zakresu pomiaru strumienia objętości, w warunkach pomiaru, określona zgodnie z odpowiednimi normami,

$Q_{Gt}$  - Poziom strumienia paliwa gazowego, dla którego następuje zmiana wartości błędu granicznego dopuszczalnego gazomierza,

W rzeczywistych warunkach pomiarowych gazomierze, pomiary temperatury, ciśnienia oraz przeliczniki na warunki normalne są tak dobierane, aby minimalizować błędy pomiarowe. Dla układów pomiarowych służących rozliczaniu usług pomiędzy operatorami np. Gaz System i Gas Storage lub PSG szacuje się tzw. niepewności wyniku pomiaru przyrostu objętości gazu w warunkach bazowych. Każda stacja pomiarowa pracująca w systemie przesyłowym, z której dane pomiarowe służą w niniejszej pracy, ma określoną niepewność wyniku pomiaru. Związana ona jest z wieloma czynnikami, których wpływ przedstawię na przykładzie analizy obliczania niepewności pomiaru objętości w warunkach bazowych dla standardowo wyposażonej stacji pomiarowej pracującej w systemie gazowniczym.

### 3. Szacowanie niepewności wyniku pomiaru ilości gazu w warunkach bazowych dla Stacji Pomiarowej.

Względna, standardowa niepewność pomiaru objętości w warunkach bazowych dla pomiaru gazomierzem turbinowym obliczona została zgodnie z równaniem (wg. ZN-G-4002: 2001, pkt. B.2.7.1):

$$u_0(\Delta V_b) = \sqrt{u_0^2(f_{PTZ}) + u_0^2(\Delta V_m) + u_0^2(T) + u_0^2(P) + u_0^2(K)} \quad (1)$$

$u_0(f_{PTZ})$  - względna niepewność obliczeń wykonywanych przez przelicznik,

$u_0(\Delta V_m)$  - względna niepewność pomiaru przyrostu objętości przez gazomierz turbinowy/ w warunkach pomiaru,

$u_0(P)$  - względna niepewność pomiaru ciśnienia,

$u_0(T)$  - względna niepewność pomiaru temperatury,

$u_0(K)$  - względna niepewność pomiaru względnego współczynnika ściśliwości,

Na stacji gazowej zainstalowany jest układ pomiarowy U-3.

Stacja będzie pracowała na gazie wysokometanowym grupy E o parametrach zgodnych z wymaganiami rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego.

Przy określeniu niepewności całkowitej udział mają składniki o następujących oznaczeniach zgodnie z wzorem (1):

- $u_0(f_{PTZ})$  obliczenia wykonywane przez przelicznik, względna standardowa niepewność przeliczeń wykonywanych przez przelicznik, wynikająca z dopuszczalnego błędu algorytmu obliczeniowego.
- $u_0(p)$  tor pomiaru ciśnienia, którego względna standardowa niepewność pomiaru obliczona jest na podstawie danych producenta przetworników oraz dopuszczalnego błędu łańcucha pomiarowego określonego w założeniach.
- $u_0(T)$  tor pomiaru temperatury, którego względna standardowa niepewność pomiaru obliczona jest na podstawie danych producenta przetworników oraz dopuszczalnego błędu łańcucha pomiarowego określonego w założeniach.
- $u_0(K)$  względny współczynnik ściśliwości, którego względna standardowa niepewność pomiaru .
- $u_0(\Delta V_m)$  przyrost objętości gazu pomiędzy  $i-1$  a  $i$ -tym odczytem, niepewność względna standardowa określona została zgodnie z wytycznymi ZN-G-4002: 2001.

### **Składowe niepewności toru pomiaru ciśnienia**

Poszczególne składowe niepewności standardowej toru pomiaru ciśnienia, przyjęte do wyznaczenia wartości  $u_0(P)$ , zostały przedstawione poniżej w tabeli.

Tabela 4 Ocena niepewności pomiaru ciśnienia

Lp.	składnik niepewności	zależność	rozkład	niepewność standardowa [kPa]
1	błąd graniczny toru przetwarzania A/C	0,05% wartości	prostokątny	1,7
2	błąd graniczny pomiaru ciśnienia	0,065% span	prostokątny	3,2
3	wpływ temperatury otoczenia	$(0.035\% \text{ URL} + 0.125\% \text{ span}) \cdot (T_{\text{ref}} - T_{\text{amb}}) / 28$	prostokątny	3,7
4	stabilność długoterminowa	0,02% URL / 1 rok	prostokątny	3,2
5	błąd od zmiany napięcia zasilania	0,005% span / 1V, (zmiana U = 1 V)	prostokątny	0,25
6	niepewność wzorcowania	0,10 % wartości	normalny 95%	5,9
Całkowita standardowa niepewność pomiaru ciśnienia $u_0(P)$ , [kPa]				<b>8,5</b>
Całkowita standardowa względna niepewność pomiaru ciśnienia $u_0(P)$ , [%]				<b>0,14</b>

### Składowe niepewności toru pomiaru temperatury.

Tabela 5 Ocena niepewności toru pomiarowego temperatury

Lp.	składnik niepewności	zależność	rozkład	niepewność standardowa [°C]
1	błąd graniczny pomiaru temperatury	0,04 % wartości	prostokątny	0,065
2	wpływ temperatury otoczenia	$(T_{\text{ref}} - T_{\text{amb}}) \cdot 0,0015 \text{ } ^\circ\text{C}$ , $T_{\text{ref}} = 23 \text{ } ^\circ\text{C}$ , $T_{\text{amb}} = 8 \text{ } ^\circ\text{C}$	prostokątny	0,013
3	stabilność długoterminowa	0,05% T / 1 rok	prostokątny	0,081
4	błąd graniczny toru przetwarzania A/C	0,05% wartości	prostokątny	0,081
5	niepewność wzorcowania	0,20 °C	normalny 95%	0,10
Całkowita standardowa niepewność pomiaru temperatury $u_0(T)$ [°C]				<b>0,17</b>
Całkowita niepewność względna pomiaru temperatury $u_0(T)$ [%]				<b>0,059</b>

**Składowe niepewności standardowej względnego współczynnika ściśliwości.**

Tabela 6 Ocena niepewności względnego współczynnika ściśliwości.

Lp.	składnik niepewności	zależność	rozkład	wartość względna [%]
1	niepewność obliczeń współczynnika ściśliwości	0,10% wartości	normalny 95%	0,050
2	błąd spowodowany niepewnością pomiaru	0,072% wartości	prostokątny	0,042
Całkowita standardowa niepewność względna pomiaru współczynnika ściśliwości $u_0(K)$ [%]				<b>0,065</b>

**Niepewności pomiaru objętości w warunkach pomiaru, gazomierz turbinowy.**

Tabela 7 Ocena niepewności strumienia objętości w warunkach pomiaru dla gazomierza turbinowego.

Lp.	składnik niepewności	zależność	rozkład	niepewność standardowa [%]
1	błąd aproksymacji krzywej błędów	0,03% wartości	prostokątny	0,017
2	niepewność wzorcowania na stanowisku	0,40 % wartości	normalny 95%	0,20
3	wpływ temperatury otoczenia	$(T_{ref}-T_{amb}) \cdot 0,008\%$ wartości, $T_{ref} = 20 \text{ }^\circ\text{C}$ , $T_{amb} = 8 \text{ }^\circ\text{C}$	prostokątny	0,001
4	stabilność długoterminowa	0,05% wartości / 5 lat	prostokątny	0,029
5	przesunięcie charakterystyki	przy zmianie ciśnienia w zakresie (47 ÷ 71) bar:	prostokątny	0,029
6	powtarzalność wskazań	0,10% wartości	prostokątny	0,058
Całkowita standardowa niepewność względna pomiaru $u_0$				<b>0,22</b>

Niepewność pomiaru przyrostu objętości w warunkach pomiaru jest równa niepewności pomiaru strumienia objętości w warunkach pomiaru:  $u_0(\Delta V_m) = u_0(Q_m)$ .

Tabela 8 Ocena niepewności pomiaru objętości w warunkach bazowych.

Lp.	składnik niepewności	składowa standardowa niepewności	wartość względna [%]
1.	$u_0(P)$	całkowita standardowa niepewność względna toru pomiaru ciśnienia	0,14
2.	$u_0(T)$	całkowita standardowa niepewność względna toru pomiaru temperatury	0,059
3.	$u_0(K)$	całkowita standardowa niepewność względna obliczania współczynnika	0,065
4.	$u_0(f_{PTZ})$	całkowita standardowa niepewność względna obliczeń wykonywanych przez	0,0006
5.	$u_0(\Delta V_m)$	całkowita standardowa niepewność pomiaru przyrostu objętości przez	0,22
Całkowita standardowa niepewność względna pomiaru objętości $u_0(\Delta V_b)$			<b>0,28</b>

Dla warunków pracy stacji, przyjętych do obliczeń:

- strumień objętości w warunkach pomiaru  $Q_{MIN} \leq Q_m \leq Q_{MAX}$ ,
- $(Q_{MIN} \div Q_{MAX})$  obejmuje zakres charakterystyki błędu gazomierza i jest włączona funkcja korekcji w przeliczniku,
- średnie ciśnienie gazu - wynikające z założonych warunków pracy
- średnia temperatura gazu -- wynikające z założonych warunków pracy
- temperatura otoczenia - wynikające z założonych warunków pracy
- stacja pracuje na gazie grupy E,
- aktualizacja składu gazu w przelicznikach jest dokonywana na podstawie danych z chromatografu.

Obliczone wartości względnej obliczono ze wzoru:

$$U(\Delta V_b) = k \cdot u_0(\Delta V_b) \quad (2)$$

Niepewność względna ( $k = 2$ ,  $p = 95\%$ ) wyniku pomiaru przyrostu objętości w warunkach bazowych dla układu pomiarowego z gazomierzem turbinowym i ultradźwiękowym  $U(\Delta V_b) = \mathbf{0,56\%}$ .

Oszacowana niepewność wyniku pomiaru przyrostu objętości gazu w warunkach bazowych dla stacji pomiarowej o standardowym wyposażeniu wskazuje, że dane pomiarowe przyjęte do niniejszej pracy obarczone są błędami mniejszymi niż graniczne dopuszczalne.

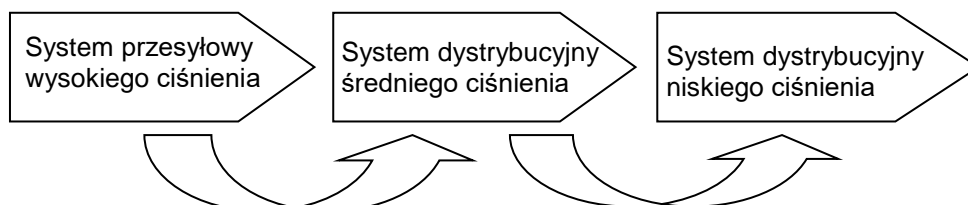
## VI. Rozdział – Budowa profilu nierównomierności zużycia gazu.

### 1. Akumulacja systemu gazowniczego wysokiego ciśnienia - przenoszenie nierównomierności zużycia gazu pomiędzy podsystemami.

System gazowniczy jednego rodzaju gazu np. wysokometanowego E, to połączone ze sobą podsystemy pracujące na różnych poziomach ciśnienia. Punktami połączenia są stacje gazowe redukcyjno-pomiarowe obniżając ciśnienie do wymagań kolejnego podsystemu. Cały system składa się więc z następujących podsystemów:

- *gazociągów przesyłowych wysokiego ciśnienia*: magistralne gazociągi przesyłowe najwyższych ciśnień – w Polsce pracujących na ciśnienie robocze rzędu 12,0 - 4,0 MPa
- *gazociągów dystrybucyjnych wysokiego ciśnienia lub podwyższonego średniego*: lokalne gazociągi służące do dostawy gazu do stacji red-pom I-go stopnia (redukcja ciśnienia z poziomu wysokiego do średniego) niepełniących zadań przesyłowych – w Polsce pracujących na ciśnienie robocze rzędu 5,5 - 1,0 MPa. Punktem zasilania tych gazociągów są stacje gazowe służące do rozliczania ilości przekazywanego gazu pomiędzy operatorami systemu przesyłowego i dystrybucyjnego
- *gazociągów dystrybucyjnych średniego ciśnienia*: lokalne gazociągi dostarczające gaz bezpośrednio do odbiorców końcowych (zaopatrzonych w przyłącze z reduktorem gazu) lub do stacji red-pom II stopnia (redukcja ciśnienia z poziomu średniego do niskiego) zasilających sieć niskiego ciśnienia (miejskie i osiedlowe)
- *gazociągów dystrybucyjnych niskiego ciśnienia*: osiedlowe lub miejskie sieci dostarczające gaz do odbiorców końcowych.

Gaz dostarczany do odbiorcy końcowego transportowany jest przez współpracujące ze sobą podsystemy.



Ze względu na występującą pojemność w rurociągach gazowych tzw. „akumulację”, nierównomierność zużycia gazu może być równoważona w pewnym zakresie zmienności dobowych. Akumulacja gazu w systemie przesyłowym wysokiego ciśnienia to nic innego jak ilość gazu, która zmagazynowana jest w rurach jako bufor pomiędzy aktualnym ciśnieniem, a minimalnym wynikającym z bezpiecznego realizowania zadań przesyłowych.

Przeprowadzono analizy hydrauliczne modelu systemu gazociągów przesyłowego operatora Gaz-System dla określenia poziomu akumulacji, którą można potencjalnie wykorzystać do pokrywania nierównomierności zużycia gazu.

Analizę wykonano dla poziomu zaawansowania inwestycji 2022 roku tj. po ukończeniu aktualnie realizowanych inwestycji w zakresie Baltic Pipe oraz rozbudowanego systemu przesyłowego Północ – Południe. Wykazała ona:

- pojemność rur w normalnej sytuacji ruchu systemu gazowniczego tj. utrzymywania minimalnego ciśnienia dla bezpiecznej dostawy gazu do wszystkich odbiorców wyniosła – **ok. 160 mln m<sup>3</sup>**

- pojemność rur w sytuacji maksymalnego wykorzystania MOP czyli ciśnienia roboczego gazociągów systemu gazowniczego wyniosła – **ok. 190 mln m<sup>3</sup>**

Różnica tych dwóch wielkości (30 mln m<sup>3</sup>) daje wartość akumulacji systemu, która można wykorzystać do pokrywania nierównomierności systemu. Wiąże się to jednak z ponoszeniem dodatkowych kosztów sprężania gazu w tłocznich systemowych, co w sytuacji podziału rynku na osobne działalności i uzyskiwania przychodów jedynie z przesyłu gazu – operator nie będzie zainteresowany utrzymywaniem wyższych parametrów akumulacji ponad tą wymaganą z punktu widzenia bezpieczeństwa przesyłu gazu.

Równocześnie prowadzone są prace mające na celu wykorzystanie pojemności akumulacyjnej systemu gazowniczego w tzw. technologii magazynowania energii „**Power to Gas**”. umożliwi ona magazynowanie energii w postaci wodoru i mieszanie go w systemie gazowniczym z gazem ziemnym w odpowiednich, bezpiecznych proporcjach. Zmagazynowana energia w postaci mieszaniny wodorowo-gazowej byłaby następnie wykorzystywana w momentach wzrostu zapotrzebowania.



## 2. Kategoryzacja odbiorców gazu przyłączonych do systemu przesyłowego.

Gaz ziemny dostarczany odbiorcom, ze względu na swoje cechy i właściwości jest bardzo użyteczny. Jest to bowiem nośnik energii wykorzystywany do celów komunalno-bytowych tj. przygotowywania posiłków, grzania ciepłej wody użytkowej i ogrzewania pomieszczeń, do procesów technologicznych w przemyśle, jako paliwo do napędzania silników oraz jako wsad w przemyśle chemicznym.

Bardzo ważnym aspektem, przemawiającym na korzyść gazu ziemnego, jest stosunkowo niewielka emisja substancji szkodliwych oraz dwutlenku węgla, co wpływa na spełnienie wymogów bezpieczeństwa życia i zdrowia człowieka.

Ze względu na tak różne zastosowanie gazu ziemnego niezbędne jest opisanie kategoryzacji odbiorców w celu określenia podstawowych cech wpływających na nierównomierność zużycia gazu.

Podstawowe sektory odbiorców gazu zasilanych ze stacji red-pom I-go stopnia poprzez system gazociągów przesyłowych to:

- **sektor komunalno-bytowy**, obejmujący gospodarstwa domowe oraz sferę usług i przetwórstwa, gdzie gaz stanowi nośnik energetyczny dla przygotowywania posiłków, grzania wody dla celów spożywczych i higienicznych oraz w indywidualnym ogrzewaniu pomieszczeń, a także pokrycia potrzeby energetycznej (głównie ciepła) dla sfery usług, handlu;
- **sektor przemysłowy**, gdzie gaz może stanowić surowiec lub nośnik energetyczny w procesach technologicznych;
- **sektor elektro-energetyczny**, gdzie gaz jest nośnikiem energii tj. w ciepłowniach, elektrociepłowniach i elektrowniach.

W sektorze odbiorców komunalno-bytowych można wydzielić kilka standardów wynikający z zakresu zaspokajania potrzeb na energię ciepłą:

- 1-szy standard - odbiorcy korzystający z gazu jedynie do przygotowania posiłków (ogrzewania i podgrzanie ciepłej wody realizowane innymi nośnikami np. z sieci ciepłej),

- 2-gi standard - odbiorcy korzystający z gazu do przygotowania posiłków i podgrzewania ciepłej wody,
- 3-ci standard - odbiorcy korzystający z gazu do przygotowania posiłków, podgrzewania ciepłej wody oraz ogrzewania pomieszczeń.
- Odbiorcy ze sfery usług, handlu - odbiorcy korzystający z gazu do przygotowania posiłków, podgrzewania ciepłej wody oraz ogrzewania pomieszczeń.

Nierównomierność zużycia gazu ziemnego przez wyżej wymienione standardy odbiorców domowych oraz sfery usług i handlu związany jest przede wszystkim z wahaniami temperatury zewnętrznej oraz sezonowością zapotrzebowania. Dobowe nierównomierności zużycia gazu w tygodniowych okresach czasu występują w gospodarstwach domowych i u odbiorców sfery handlu i usług, a wynikają przede wszystkim z wolnych weekendów oraz okresów świątecznych. Z punktu widzenia systemu przesyłowego, do którego podłączone są stacje red-pom I-go stopnia oraz PMG powyższe standardy zużycia gazu w gospodarstwach domowych nie mogą być rozpatrywane osobno, gdyż stanowią zagregowaną do jednej stacji gazowej grupę odbiorców w ramach jednej kategorii.

Godzinowe nierównomierności zużycia gazu w poszczególnych dobach występują we wszystkich kategoriach odbiorców. W gospodarstwach domowych uzależnione one są od cyklu wykorzystania ciepłej wody użytkowej, przygotowania posiłków oraz ogrzewania pomieszczeń.

Zmiany zużycia gazu przez odbiorców przemysłowych związane jest z charakterem pracy zakładów tj. zmiennością, cyklami technologicznymi czy też koniecznością pracy ciągłej (np. w hutach szkła) ale także z temperaturą zewnętrzną wpływająca na temperaturę wsadu (np. np. w hutach metalu) i wykorzystaniem części gazu do celów grzewczych.

Poddano analizie poszczególnych odbiorców gazu z sektora przemysłowego zasilanych bezpośrednio z systemu przesyłowego poprzez stacje red-pom I-go stopnia i zaproponowano podział na poszczególne kategorie wynikający z ich homogeniczności:

- porównywalnego technologicznie sposób wykorzystania gazu,
- podobnego wpływ temperatury zewnętrznej na zużycie gazu, a co za tym idzie podobnego profilu rocznego nierównomierności zużycia gazu,

Ważnym aspektem przy podziale odbiorców na poszczególne kategorie był także aspekt dostępności danych niezbędnych do opracowania metodyki szacowania potrzeb magazynowania gazu, w więc prognoz zapotrzebowania na gaz oraz danych statystycznych w rocznikach GUS uwzględniających analizowane kategorie odbiorców.

Bazując na wieloletnich danych statystycznych odbiorców gazu zasilanych bezpośrednio z osobnych stacji red-pom I-go stopnia (z lat 2006 - 2012) zbadano zmienności jego zużycia i określono tzw. współczynniki nierównomierności dobowej zużycia gazu dla danej kategorii odbiorców gazu.

$$W_{nd} = Q_d / (\Sigma Q/365)$$

$Q_d$  – zużycie gazu w danej dobie [mln m<sup>3</sup>/dobę] – liczony dla każdej doby roku

$\Sigma Q$  – suma rocznego zużycia gazu [mln m<sup>3</sup>]

Jest to porównanie zużycia z danej doby od średniego zużycia liczonego w skali roku (tj. gdyby cały roczny wolumen gazu odbierany był równo przez 365 dni).

Profil zmienności rocznej współczynnika  $W_{nd}$  umożliwia właściwe porównanie odbiorców z różnych sektorów bez względu na wielkość wolumenu zużywanego gazu w ciągu roku i podzielnie ich na osobne kategorie.

Dla każdej z wydzielonych kategorii odbiorców gazu określono tzw „wirtualnego odbiorcę”, który stanowi sumę pobranego gazu w ciągu 365 dni roku przez rzeczywistych odbiorców. Dla wirtualnego odbiorcy z danej kategorii obliczono współczynniki nierównomierności dobowej  $W_{nd}$  dla każdej doby z kolejnych 7 lat i uzyskano 7 profili obrazujących nierównomierność zużycia gazu w okresie 2006 – 2012.

- **KATEGORIA 1** - odbiorcy z sektora energetycznego, do którego zaliczono elektrownie, elektrociepłownie oraz ciepłownie lokalne zasilane bezpośrednio z systemu przesyłowego,

- **KATEGORIA 2** – odbiorcy z sektora hutnictwa metalu i szkła,
- **KATEGORIA 3** – odbiorcy z sektora petrochemicznego i chemicznego do których zaliczono: zakłady azotowe, zakłady chemiczne oraz petrochemie,
- **KATEGORIA 4** – odbiorcy z przedsiębiorstw innych, do których zaliczono wszystkie pozostałe sektory m. in. zakłady porcelany stołowej, ceramiki budowlanej, artykułów budowlanych, zakłady spożywcze i przetwórcze, browary i inne,
- **KATEGORIA 5** – odbiorcy z sektora komunalno-bytowego, usług, rolnictwa, drobnego przemysłu, zasilanych wspólnie z jednej stacji red-pom I-go stopnia poprzez sieć dystrybucyjną średniego ciśnienia w danej miejscowości,

Budowa metodyki określania potrzeb magazynowania gazu na podstawie nierównomierności zużycia gazu została przeprowadzona w kilku etapach i tak:

- **Etap I** – podstawą budowy metodyki była baza danych o odbiorcach gazu na wszystkich stacjach gazowych pierwszego stopnia zasilanych z systemu przesyłowego gazu wysokometanowego E w liczbie ok. 878 sztuk (w trakcie zbierania danych statystycznych kilka stacji było wyłączanych z eksploatacji i kilka nowo podłączonych). Do każdej ze stacji przypisane są pomiary rzeczywistego, dobowego zużycia gazu z kolejnych 365 dni od 1 stycznia do 31 grudnia z analizowanych siedmiu lat z okresu 2006- 2012. W sumie blisko 2 mln rekordów opisujący zużycie gazu.

- **Etap II** – podzielono wszystkie stacje na kategorie ze względu na rodzaj odbiorców zasilanych z danej stacji. Wydzielono pięć kategorii odbiorców wynikających z zaobserwowanych, różnych profili nierównomierności odbioru gazu, które wyróżniają różne technologie jego wykorzystania tj:

Kategoria 1 - sektor energetyczny elektrownie i elektrociepłownie (10 stacji) z wydzieleniem podkategorii:

A- Elektrownie,

B- Elektrociepłownie.

Kategoria 2 - huty metali i szkła (11 stacji)

Kategoria 3 - zakłady azotowe, zakłady chemiczne oraz petrochemie (12 stacji)

Kategoria 4 - przemysł inny m. in. zakłady porcelany stołowej, ceramiki budowlanej, artykułów budowlanych, zakłady spożywcze i przetwórcze, browary itp. (50 stacji)

Kategoria 5 - sektor komunalno-bytowy, usług, rolnictwa oraz odbiorców innych (795 stacji)

- **Etap III** – dla każdej kategorii określono jednego „wirtualnego odbiorcę”, którego zużycia stanowi sumę algebraiczną zużytego gazu w ciągu roku przez poszczególnych odbiorców określonej kategorii w konkretnych dniach roku. W celu porównania nierównomierności zużycia gazu w poszczególnych latach obliczono współczynnik nierównomierności zużycia „wirtualnego odbiorcy” gazu  $W_{nd}$  dla każdej doby z siedmiu analizowanych lat.

- **Etap IV** – w związku z występującymi sezonowo zmianami zapotrzebowania na gaz, wynikającymi z temperatury zewnętrznej, uwarunkowań technologicznych oraz rynkowych, dla każdego z 365 dni w analizowanym roku, opracowano dwa podejścia metodologiczne dla porównania uzyskiwanych wyników profili nierównomierności zużycia gazu dla każdej kategorii odbiorców:

- **Metoda 1** - będące średnią arytmetyczną współczynników nierównomierności zużycia gazu „wirtualnego odbiorcy” dla każdego dnia z analizowanych siedmiu lat, nazwanego – „średnia wieloletnia”.
- **Metoda 2** - stanowiące profil współczynnika nierównomierności zużycia gazu dla roku, który charakteryzował się najniższymi temperaturami w okresie zimowym w ciągu ostatnich 20 lat. Dla określenia tego roku przyjęto metodę analizy Eurostat opartej na obliczeniach stopniodni grzania. Wybór ostatnich dwudziestu lat związany jest także z dostępnością danych o rzeczywistym poborze gazu na poszczególnych stacjach.

Powyższe zasady pozwoliły na zbudowanie dwóch profili nierównomierności zużycia gazu dla każdej z pięciu kategorii odbiorców wynikające z rozpatrywanej metody, które posłużą do oceny wartości współczynnika Ekwiwalentnej Pojemności Magazynowej (EPM).

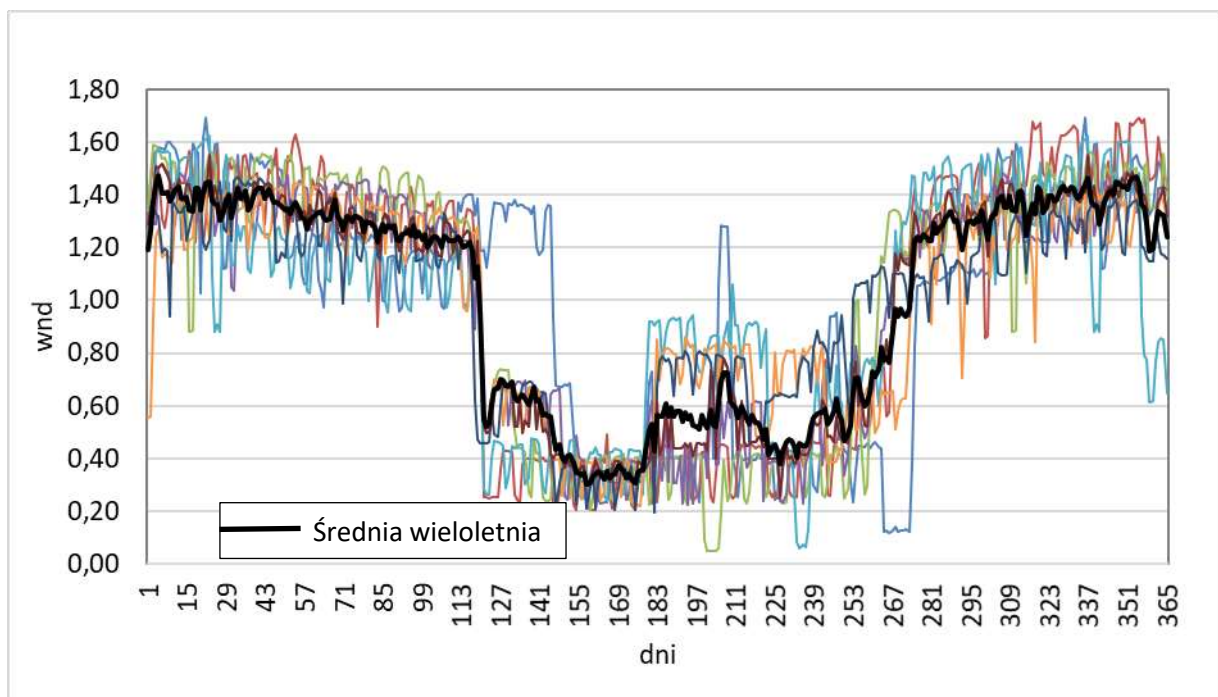
- **Etap V** - obliczenie współczynnika EPM dla każdej kategorii odbiorców wg. dwóch metod oraz porównanie uzyskanych wyników. Na podstawie uzyskanych współczynników EPM określenie potrzeb magazynowania gazu dla każdej kategorii odbiorców.

Suma obliczonych pojemności dla każdej kategorii odbiorców, daje w rezultacie ocenę potrzeb magazynowania w danym roku. Należy zauważyć, że określone na podstawie niniejszej metodologii pojemności magazynowe zabezpieczają jedynie wymagania co do bilansowanie sezonowej nierównomierności zużycia gazu. Całkowite, wymagane pojemności magazynowe muszą pokrywać dodatkowo niezbędne i utrzymywane przez cały rok zapasy gazu określone ustawowo oraz dodatkowe pojemności dla operatora systemu przesyłowego.

### 3. Profile roczne nierównomierności zużycia gazu z systemu przesyłowego: Metoda 1 - średnia wieloletnia.

W niniejszym rozdziale przedstawiono wyniki analiz współczynnika nierównomierności zużycia gazu przez poszczególne kategorie odbiorców w okresach rocznych, w celu określenia profili nierównomierności zużycia gazu dla Metody 1 tzw. „średniej wieloletniej”. Obliczana jest średnia arytmetyczna współczynnika nierównomierności zużycia gazu w każdym dniu roku dla odbiorcy wirtualnego danej kategorii. Uzyskane profile nierównomierności zużycia gazu będą podstawą określenia Ekwiwalentnej Pojemności Magazynowej dla każdej kategorii odbiorców gazu.

#### KATEGORIA 1 – sektor energetyczny elektrownie i elektrociepłownie



Rysunek 12 - Rzeczywiste profile nierównomierności zużycia gazu - sektor energetyczny elektrownie i elektrociepłownie.

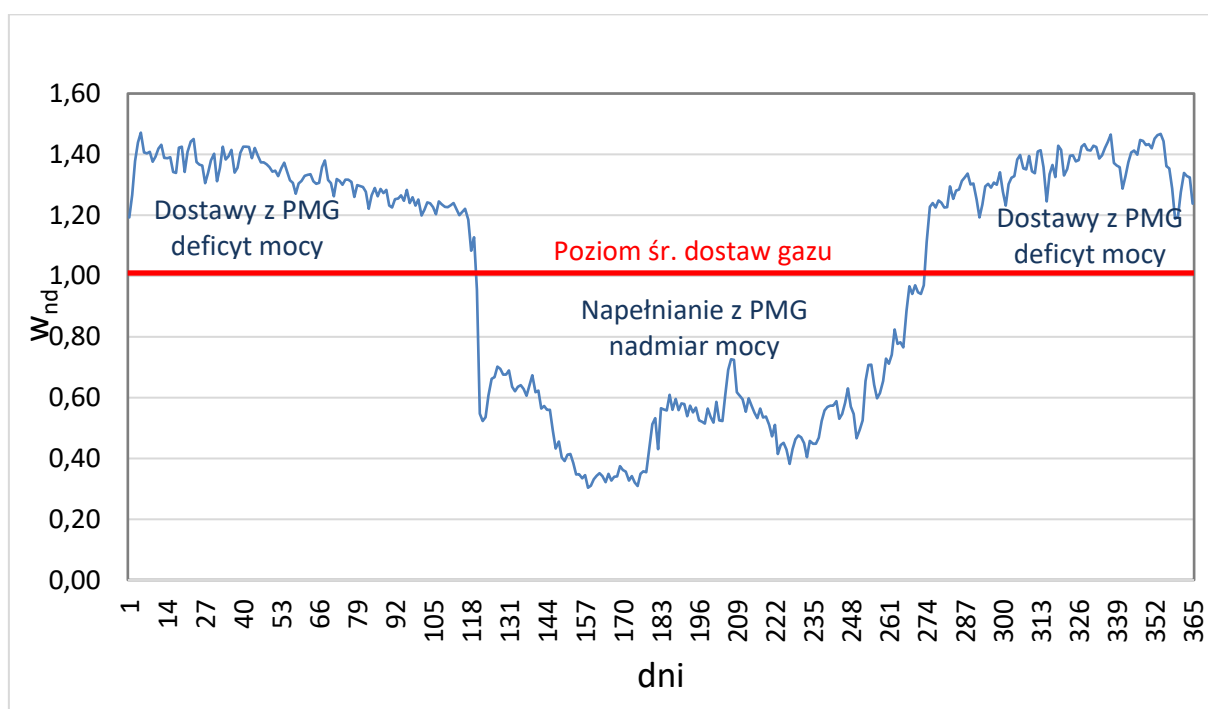
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Gaz-System

Profil roczny nierównomierności zużycia gazu dla sektora energetycznego odzwierciedla podział na dwa sezony: zimowy i letni z zauważalnymi zmianami produkcji energii w tygodniu i dniach wolnych od pracy (rys nr 12). Pracujące obiekty energetyczne zasilane gazem wykazują dużą równomierność zażycia gazu w okresie roku w granicach współczynnika  $W_{nd}$  od 0,10 do 1,69 co powoduje konieczność magazynowania gazu w okresie letnim, aby pokrywać szczytowe zapotrzebowania w

okresie zimowym. Z rzeczywistych przebiegów nierównomierności zużycia gazu wynika, że sezon zimowy trwa ok. 225 dni od 1 stycznia do końca kwietnia oraz od połowy września do końca roku.

Zakładając optymalne wykorzystanie złóż krajowych gazu ziemnego (maksymalizacja wydobycia w ciągu całego roku) oraz systemów przesyłowych, dzięki którym importowany jest gaz od zagranicznych dostawców (minimalizacja jednostkowych kosztów transportu gazu przy stałym wysokim wykorzystaniu możliwości przesyłowych) przyjęto, dla budowy metodyki określania potrzeb magazynowania gazu, stały poziom dostaw.

W związku z powyższym w okresie zimowego szczytu zużycia gazu występuje deficyt mocy i konieczne są dodatkowe dostawy z PMG, natomiast w okresie letniej doliny zużycia występuje nadwyżka, która powinna być kierowana do PMG (rys nr. 13)



Rysunek 13 - Profil nierównomierności zużycia gazu dla Kategorii 1- Metoda 1 średnia wieloletnia.  
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Gaz-System

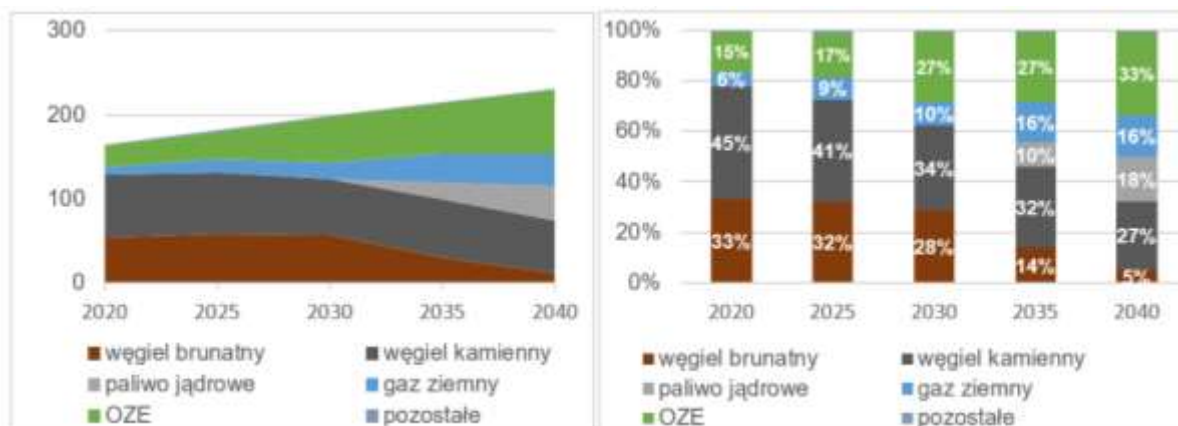
Powyższy profil zbudowany został w oparciu o bazę wieloletnich, rzeczywistych pomiarów zużycia gazu dla Kategorii 1 pozwala na obliczenie przewidywanego zużycia gazu w danej dobie przez analizowaną kategorię odbiorców gazu. Równocześnie umożliwia określenie Ekwiwalentnej Pojemności Magazynowej (EPM) w PMG na



jednostkową wielkość rocznego zużycia gazu np. na 1 mld nm<sup>3</sup>. Wskaźnik EPM wskazuje jaki procent rocznego zużycia gazu w danej kategorii powinien być zmagazynowany dla zachowania ciągłości dostaw do odbiorców bez uwzględnienia utrzymywania niezbędnych zapasów obowiązkowych oraz pojemności magazynowych wynikających z innych potrzeb (np. operatora systemu przesyłowego).

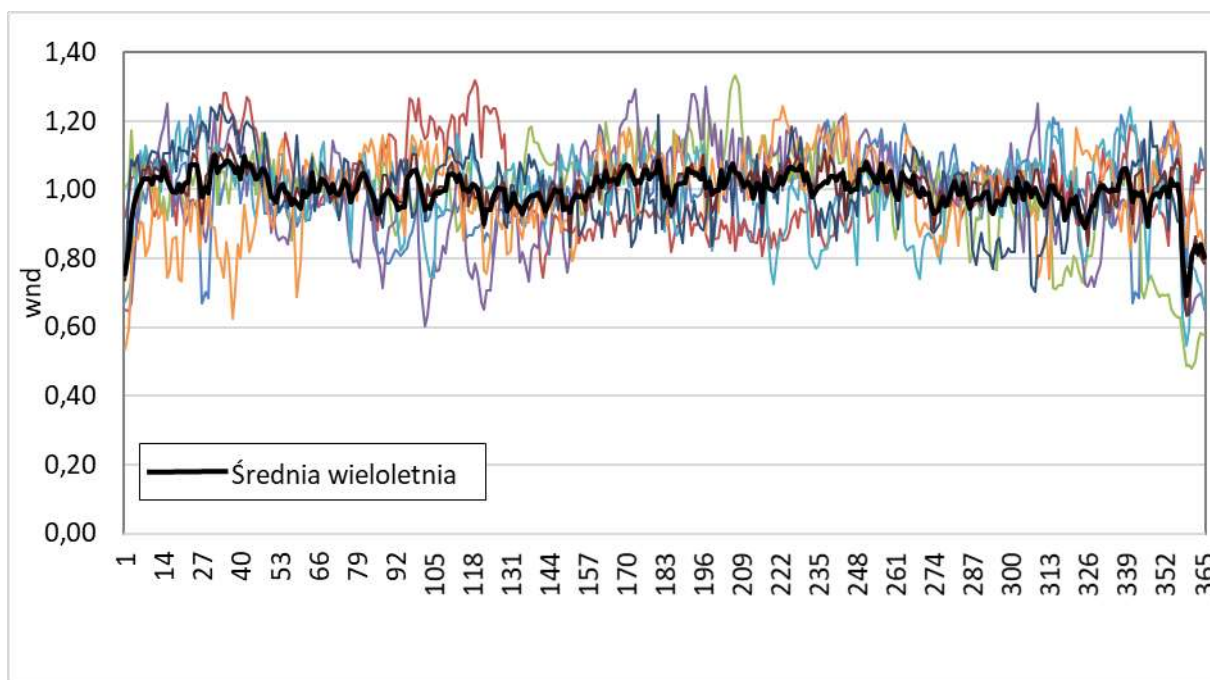
**Współczynnik EPM jest to stosunek ilości gazu zużywanego w umownym okresie zimowym ponad średni poziom zużycia do całkowitej ilości gazu zużytego w okresie roku przez daną kategorię odbiorców wyrażony w procentach.**

W związku z tym, że jedyne obiekty energetyczne zasilane gazem ziemnym w Polsce to w tej chwili Elektrociepłownie, których gaz zużywany jest w wysokowydajnych układach kogeneracyjnych, EPM dla Kategorii 1 określony na podstawie rzeczywistych pomiarów dotyczy jedynie tych obiektów. Uzyskane wyniki analiz EPM wynoszą 19% . Aktualnie jednak realizowane są inwestycje mające na celu uruchomienie obiektów energetycznych będących jedynie elektrowniami bez układów skojarzonej produkcji ciepła. Dla oszacowania potrzeb magazynowania gazu dla podkategorii elektrowni gazowych, ze względu na brak aktualnie takich obiektów na terenie Polski, proponuje się przyjąć EPM jak dla obiektów w Zachodniej Europie. Wskazany w Polityce Energetycznej Polski do 2040 roku model zastąpienia produkcji energii elektrycznej w elektrowniach węglowych gazem [21] (węgla kamiennego i brunatnego) wskazuje, że będą one pracować w tzw. podstawie tj. ze stałą mocą w okresie całego roku (rys nr. 14) . Na podstawie doświadczeń i analiz wykonanych w Europie Zachodniej dla elektrowni systemowych pracujących w podstawie prawidłowe wydaje się przyjęcie dla kategorii elektrowni EPM na poziomie 10% tj. średniego poziomu opisywanego w opracowaniach [10].



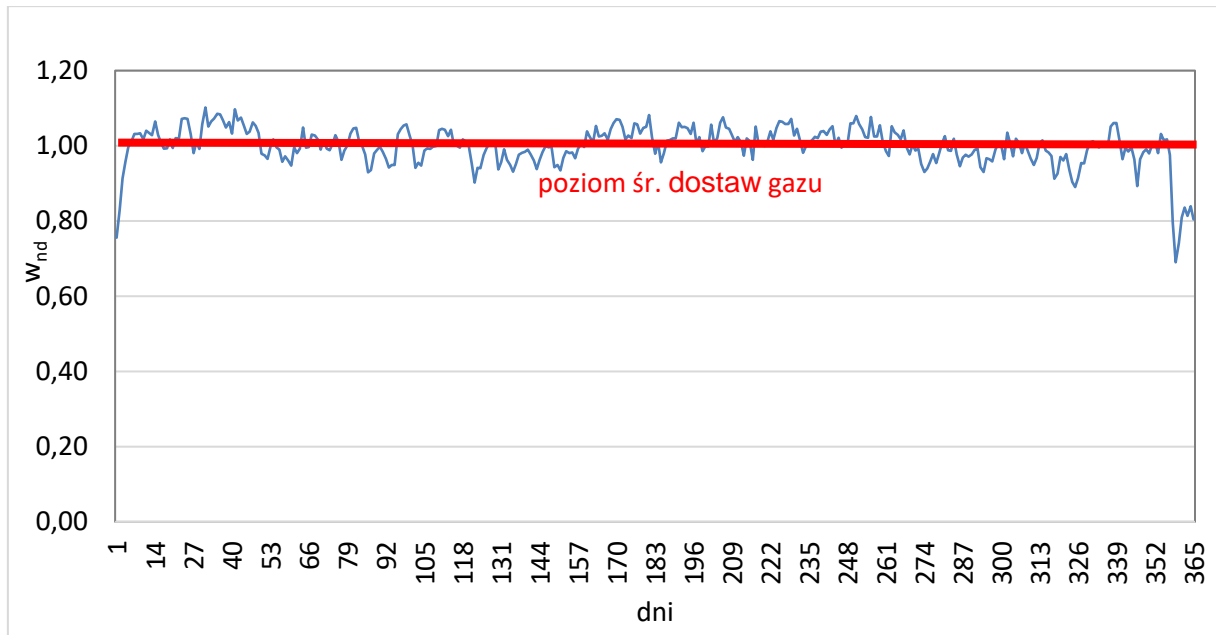
Rysunek 14 - Prognoza udziału paliw w produkcji energii elektrycznej – na podstawie PEP 2040

## KATEGORIA 2 - huty metali i szkła



Rysunek 15 – Rzeczywiste profile nierównomierności zużycia gazu - huty metali i szkła  
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Gaz-System

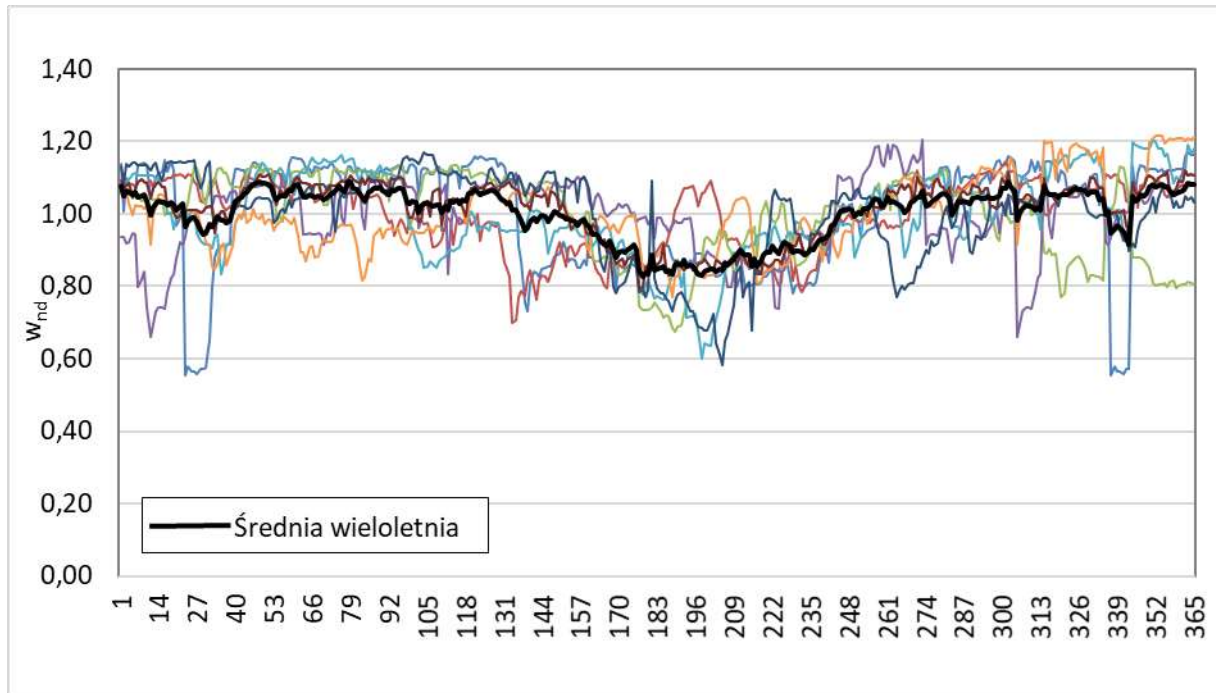
Profil nierównomierności zużycia gazu dla sektora hutniczego produkującego stal oraz szkło wykazują niewielkie wahania zużycia gazu wynikające z technologii wytwarzania oraz potrzeb rynkowych. Maksymalna wartość współczynnika osiągnęła w analizowanym okresie wielkość 1,32, jednak większość roku waha się w granicach  $\pm 0,2$ .



Rysunek 16 - Profil nierównomierności zużycia gazu dla Kategorii 2 - Metoda 1 średnia wieloletnia.  
 Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Gaz-System

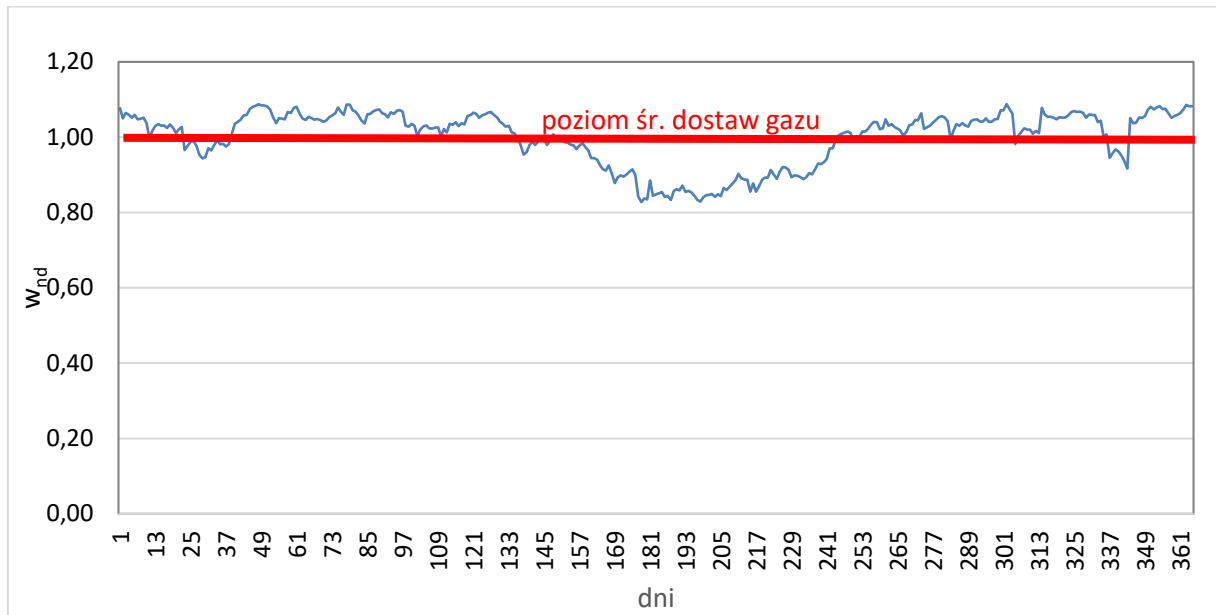
Opracowany w oparciu o wirtualnego odbiorcę profil nierównomierności zużycia gazu dla Kategorii 2 pozwalający na oszacowanie EPM w PMG przedstawiony został na rys. nr 16. Nierównomierność zużycia w tej kategorii jest stosunkowo niewielka i nie ma większego wpływu na pracę systemu przesyłowego, gdyż współczynnik EPM osiąga wartości 1,8%.

### KATEGORIA 3 - zakłady azotowe, zakłady chemiczne oraz petrochemie



Rysunek 17 - Rzeczywiste profile nierównomierności zużycia gazu - zakłady azotowe, zakłady chemiczne  
 Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Gaz-System

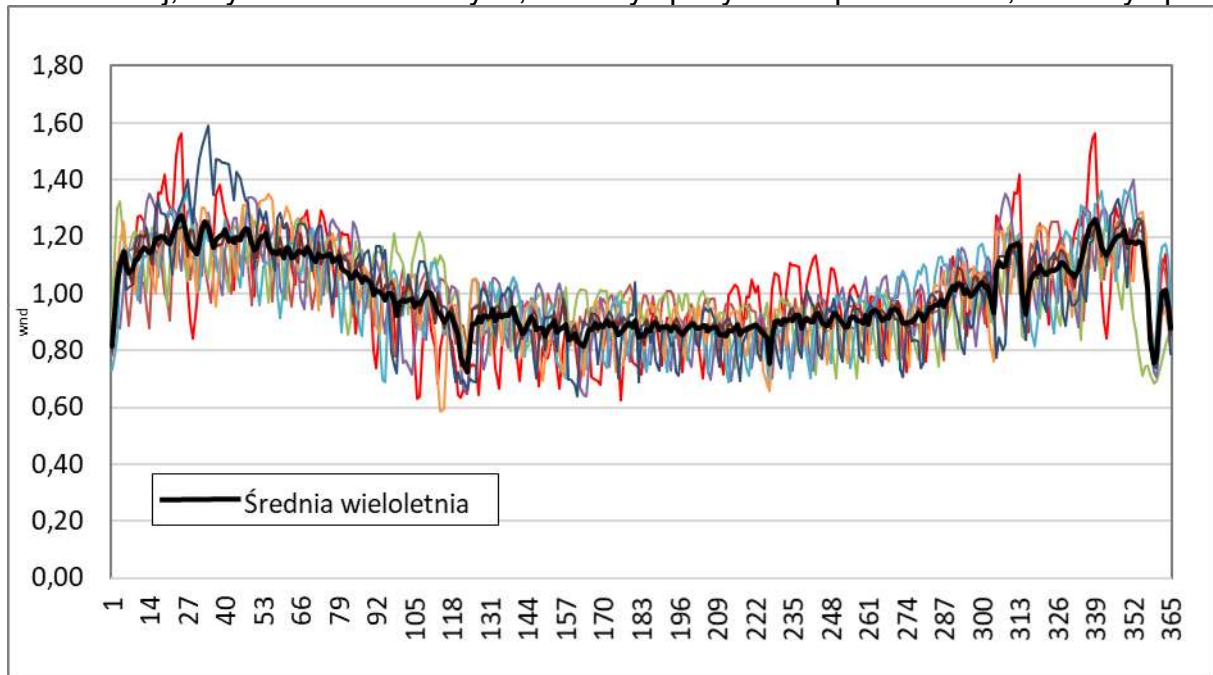
Profil nierównomierności zużycia gazu dla sektora petrochemicznego wykazuje podobnie jak sektor hutnictwa niewielkie wahania zużycia gazu wynikające z technologii wytwarzania oraz potrzeb rynkowych. Występujące niewielkie wahanie w odbiorze gazu w okresie letnim wynikają z reżimów technologicznych przeglądów instalacji i mają niewielki wpływ na profil nierównomierności zużycia gazu.



Rysunek 18 - Profil nierównomierności zużycia gazu dla Kategorii 3- Metoda 1 średnia wieloletnia.  
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Gaz-System

Opracowany, w oparciu o wirtualnego odbiorcę, profil nierównomierności zużycia gazu dla Kategorii 3 pozwalający na oszacowanie EPM w PMG przedstawiony został na rys nr 18. Nierównomierność zużycia także w tej kategorii ma stosunkowo niewielki wpływ na pracę systemu przesyłowego, gdyż współczynnik EPM sięga wartości 3,0%.

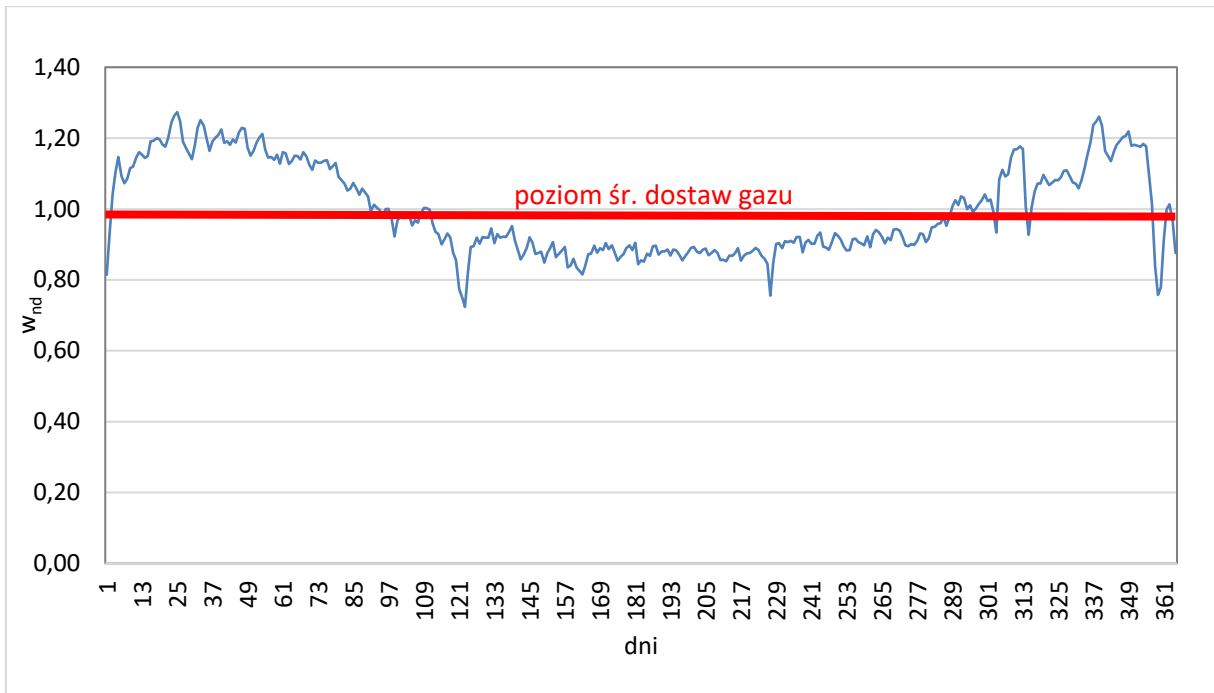
**KATEGORIA 4** – przemysł inny m. in. zakłady porcelany stołowej, ceramiki budowlanej, artykułów budowlanych, zakłady spożywcze i przetwórcze, browary itp.



Rysunek 19 - Rzeczywiste profile nierównomierności zużycia gazu - przemysł inny  
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Gaz-System

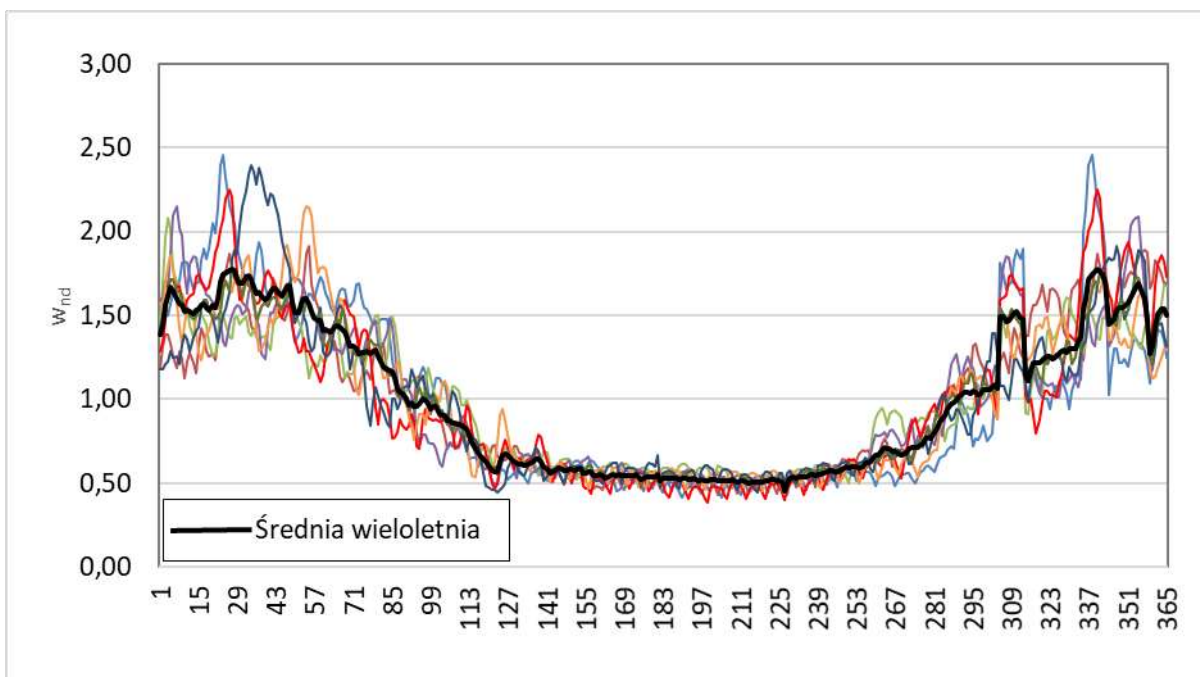
Profil nierównomierności zużycia gazu dla sektora przedsiębiorstw innych (rys nr 19) jest ściśle skorelowany z temperaturą zewnętrzną, potrzebami technologicznymi, ale także z większego udziału ogrzewania w strukturze zużycia tych przedsiębiorstw.

Maksymalna wartość współczynnika nierównomierności zużycia gazu sięga 1,59 co wskazuje na konieczność pokrywania niedoborów mocy w okresie zimowego szczytu zapotrzebowania na gaz.



Rysunek 20 - Profil współczynnika nierównomierności zużycia gazu dla Kategorii 4- Metoda 1 średnia wieloletnia.  
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Gaz-System

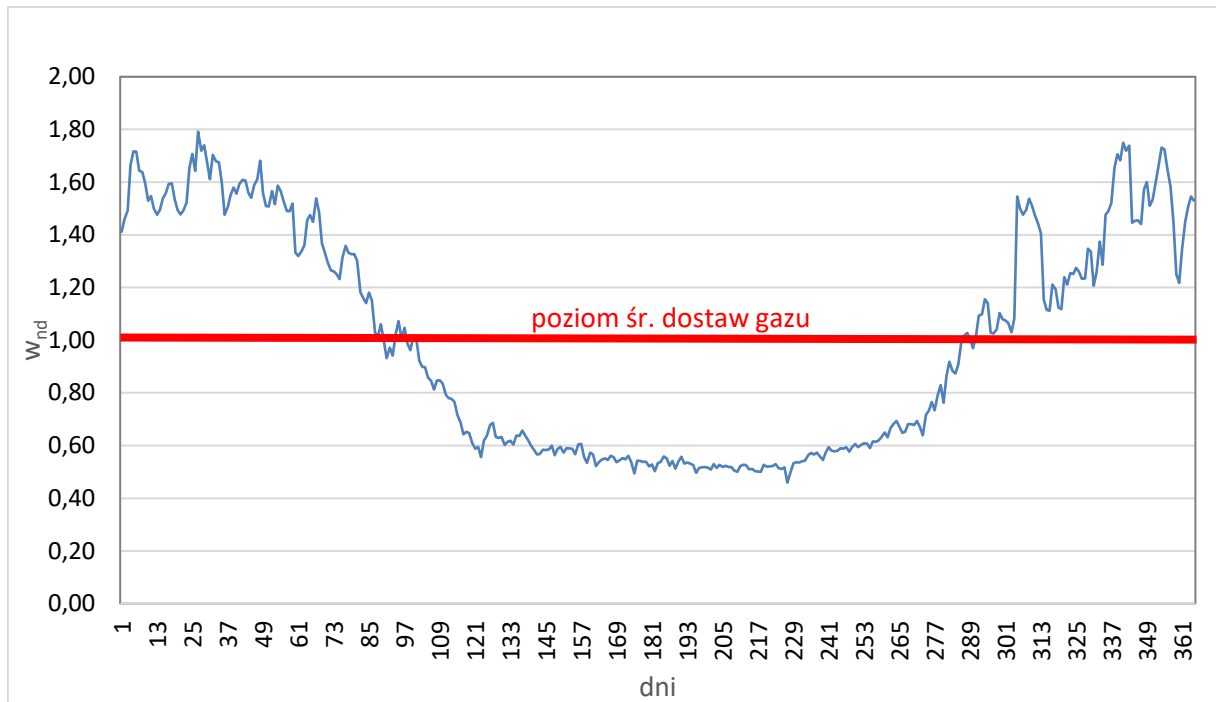
Opracowany, w oparciu o wirtualnego odbiorcę, profil nierównomierności zużycia gazu dla tej Kategorii 4 pozwala na oszacowanie ekwiwalentnej pojemności magazynowej (EPM) na poziomie 5,6 %.

**KATEGORIA 5** – sektor komunalno-bytowy, usług, rolnictwa i odbiorców innych

Rysunek 21 - Rzeczywiste profile nierównomierności zużycia gazu - sektor komunalno-bytowy, usług, rolnictwa i odbiorców innych

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Gaz-System

Profil nierównomierności zużycia gazu dla sektora odbiorców komunalno-bytowy, usług, rolnictwa i odbiorców innych zasilanych wspólnie z jednej stacji redpom I-go stopnia poprzez sieć dystrybucyjną średniego ciśnienia w danej miejscowości, wykazuje pełną korelację z potrzebami energetycznymi wynikającymi z ogrzewania pomieszczeń. Temperatura zewnątrz ma bezpośredni wpływ na charakterystykę wahań sezonowych, ale także dobowych. Dłuższe okresy zimna powodują wychłodzenie budowli i skokowe wzrosty zapotrzebowania na gaz co wynika także z jednoczesności działania odbiorników zużywających gaz. Sektor ten charakteryzuje się największą nierównomiernością zużycia gazu, w której współczynnik nierównomierności sięga wartości 2,4 w szczycie i około 0,5 w dolinie letniej zużycia gazu (rys. nr 21). Dla zbilansowania systemu gazowniczego z tak zmiennymi w czasie odbiorami niezbędne jest magazynowanie odpowiedniej ilości gazu w PMG, które określone mogą być przy użyciu współczynnika EPM.



Rysunek 22 - Profil nierównomierności zużycia gazu dla Kategorii 5 - Metoda 1 średnia wieloletnia.

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Gaz-System.

Opracowany, w oparciu o średnią wieloletnią rzeczywistych pomiarów, profil nierównomierności zużycia gazu dla tej Kategorii 5 pozwolił na określenie ekwiwalentnej pojemności magazynowej (EPM) na poziomie 20 %. Badania wykonane dla Europy Zachodniej wskazują na wyższe wartości współczynnika EPM w granicach 23.5 - 27 % [5]. Wyższa wartość wynika przede wszystkim z większego udziału zużycia gazu na cele grzewcze u odbiorców komunalno-bytowych. W Polsce nadal spora grupa odbiorców posiadających przyłącze gazowe odbiera gaz jedynie na potrzeby przygotowania posiłków i podgrzania cwu czyli w użytkowaniu gazu w tzw. standardzie 2.

Podsumowaniem analiz profili rocznej nierównomierności zużycia gazu z systemu przesyłowego jest zestawienie EPM dla każdej kategorii odbiorców wynikającej ze średniej z wieloletnich pomiarów rzeczywistych odbiorów gazu. Wskazuje ona, że warunkach polskich wartości EPM waha się w granicach 1,8÷20,0 zależnie od kategorii odbiorców (tablica nr 9).



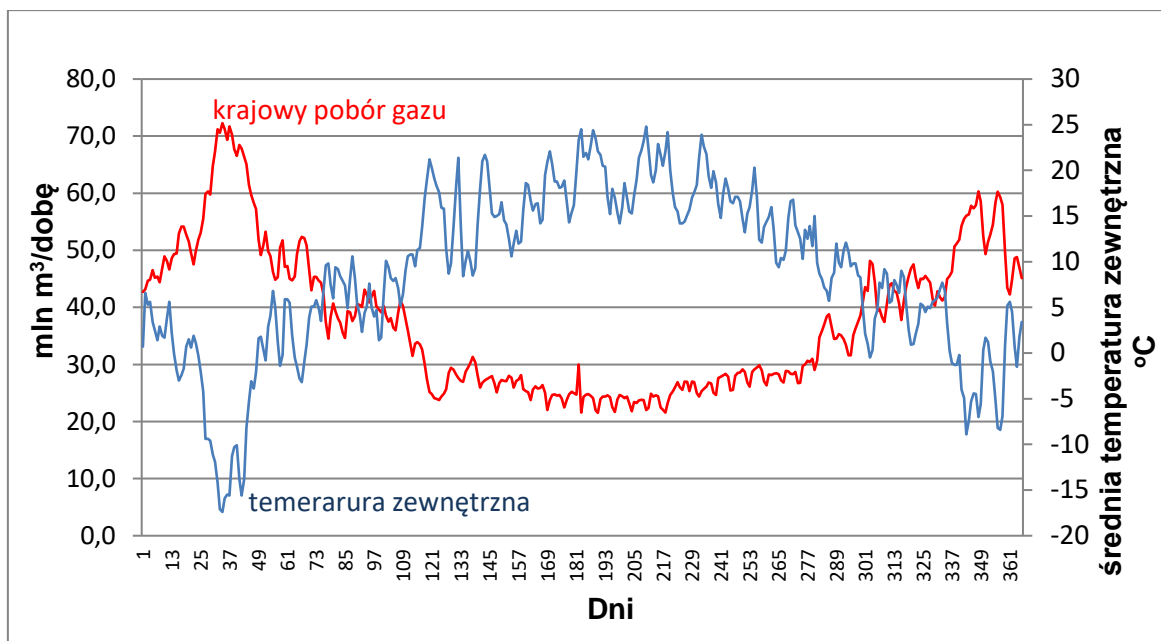
Tabela 9 - Zestawienie ekwiwalentnej pojemności magazynowej dla poszczególnych kategorii odbiorców gazu w Polsce wg Metoda 1.

I.p.	Kategoria odbiorców gazu	Wartość ekwiwalentnej pojemności magazynowej dla lat 2006 - 2012 (EPM <sub>i</sub> ) – <b>Metoda 1 (średnia wieloletnia)</b> [%]
1	Kategoria 1 - elektroenergetyka	A - Elektrociepłownie 19,0
		B - Elektrownie 10,0
2	Kategoria 2 – huty	1,8
3	Kategoria 3 – petrochemia,	3,0
4	Kategoria 4 – przemysł inny	5,6
5	Kategoria 5 – komunalno - bytowi	20,0

#### 4. Profile roczne nierównomierności zużycia gazu z systemu przesyłowego: Metoda 2 - najchłodniejsza zima z ostatnich 20 lat.

Zużycie gazu ziemnego wykorzystywanego do pokrywania potrzeb energetycznych i grzewczych jest silnie skorelowane z temperaturą zewnętrzną. Jak wykazały badania profili nierównomierności zużycia gazu z systemu przesyłowego dla różnych kategorii odbiorców z Rozdziału V, większość z nich wykazuje zmienność sezonową wywołaną temperaturą zewnętrzną (rys nr 23). Tak silna zależność zużycia gazu od temperatury zewnętrznej powoduje, że dla zweryfikowania wielkości przyjętych współczynników EPM opracowanych wg. Metody 1 tzw. „średnia wieloletnia”, niezbędna jest przeanalizowanie także najdłuższych i najzimniejszych okresów zimowego szczytu zapotrzebowania na gaz.

W tym celu opracowano założenia Metody 2 dla określenia porównawczego, rocznego profilu zmiany współczynnika nierównomierności zużycia gazu dla każdej kategorii odbiorców.



Rysunek 23 - Zależność dobowego zużycia gazu od średniej temp. zewnętrznej w kraju

Zgodnie z ROZPORZĄDZENIEM 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 994/2 najlepszą metodą określenia maksymalnego zapotrzebowania na paliwo gazowe jest wybór najzimniejszego okresu z ostatnich 20 lat.

W tym celu wykonano analizę ilości stopniodni dla ostatnich dwudziestu lat czyli od 2000 - 2019 roku. W metodzie przyjętej przez Eurostat stopniodni grzania  $S_d(t_b)$  dla temperatury bazowej  $t_b=18^{\circ}\text{C}$  i temperatury granicznej  $t_{gr}=15^{\circ}\text{C}$  oraz średnich temperatur dobowych w Polsce  $t_{sr}$  oblicza się ze wzoru:

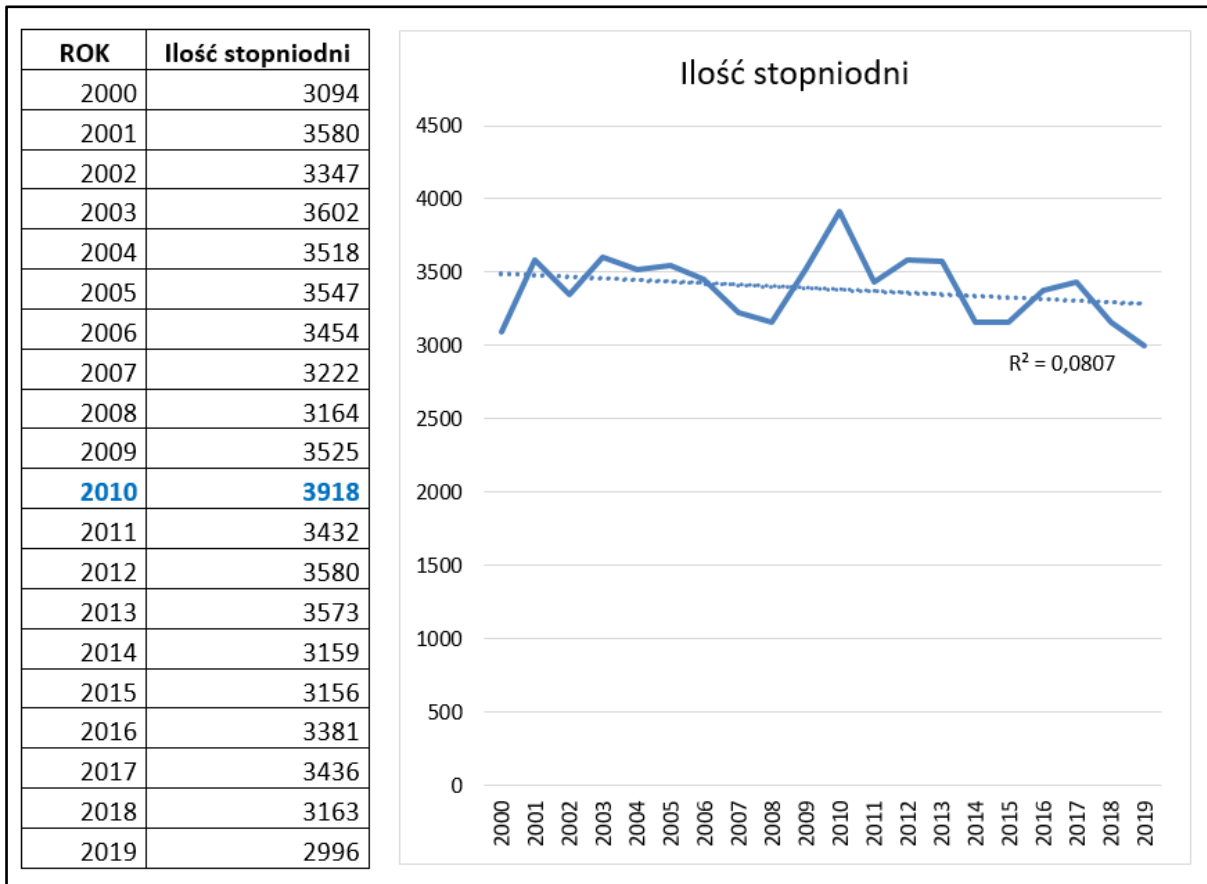
$$S_d(t_b; t_{gr}) = \sum_{i=1}^n [t_b - t_{sr}(i)] \dots \dots \dots \text{dla } t_{sr}(i) \leq t_{gr}$$

$$0 \dots \dots \dots \text{dla } t_{sr}(i) > t_{gr}$$

$t_b$  – temperatura bazowa: temperatura, która jest średnią temperaturą wewnątrz budynku pomniejszoną o zyski energii od wewnętrznych źródeł.

$t_{gr}$  – temperatura graniczna: temperatura, od której oblicza się Stopniodni grzania,

$t_{sr}$  - średnia dzienna temperatura powietrza równa się  $=(t_{\min}+t_{\max})/2$



Rysunek 24 - Zestawienie ilości Stopniodni w latach 2000-2019

W okresie ostatnich dwudziestu lat najchłodniejszym okresem zimowym okazała się zima roku 2010 z ilością stopniodni na poziomie 3918 przy średniej rzędu 3392 (rys. nr 24). Wykonano więc dla tego roku analizę mającą na celu wprowadzenie korekt do wyliczenia maksymalnych wielkości współczynnika EPM dla poszczególnych kategorii odbiorców gazu.

Analiza profilu nierównomierności zużycia gazu dla 2010 roku wykazała konieczność wprowadzenia korekty wartości EPM dla poszczególnych kategorii odbiorców gazu w stosunku do wykazanych z analiz średniej wieloletniej. Jedynie wielkość współczynnika EPM dla Kategorii 1 (elektrociepłowni) dla 2010 r była niższa niż ta wyliczona ze średnich wieloletnich. Zestawienie porównawcze EPM dla analizowanych sytuacji przedstawiono w tablicy nr 10. Pozwalają one na określenie niezbędnej pojemności magazynowej dla każdej analizowanej kategorii odbiorców gazu znając ich prognozę zużycia.

Tabela 10 - Zestawienie wartości EPM dla Kategorii odbiorców

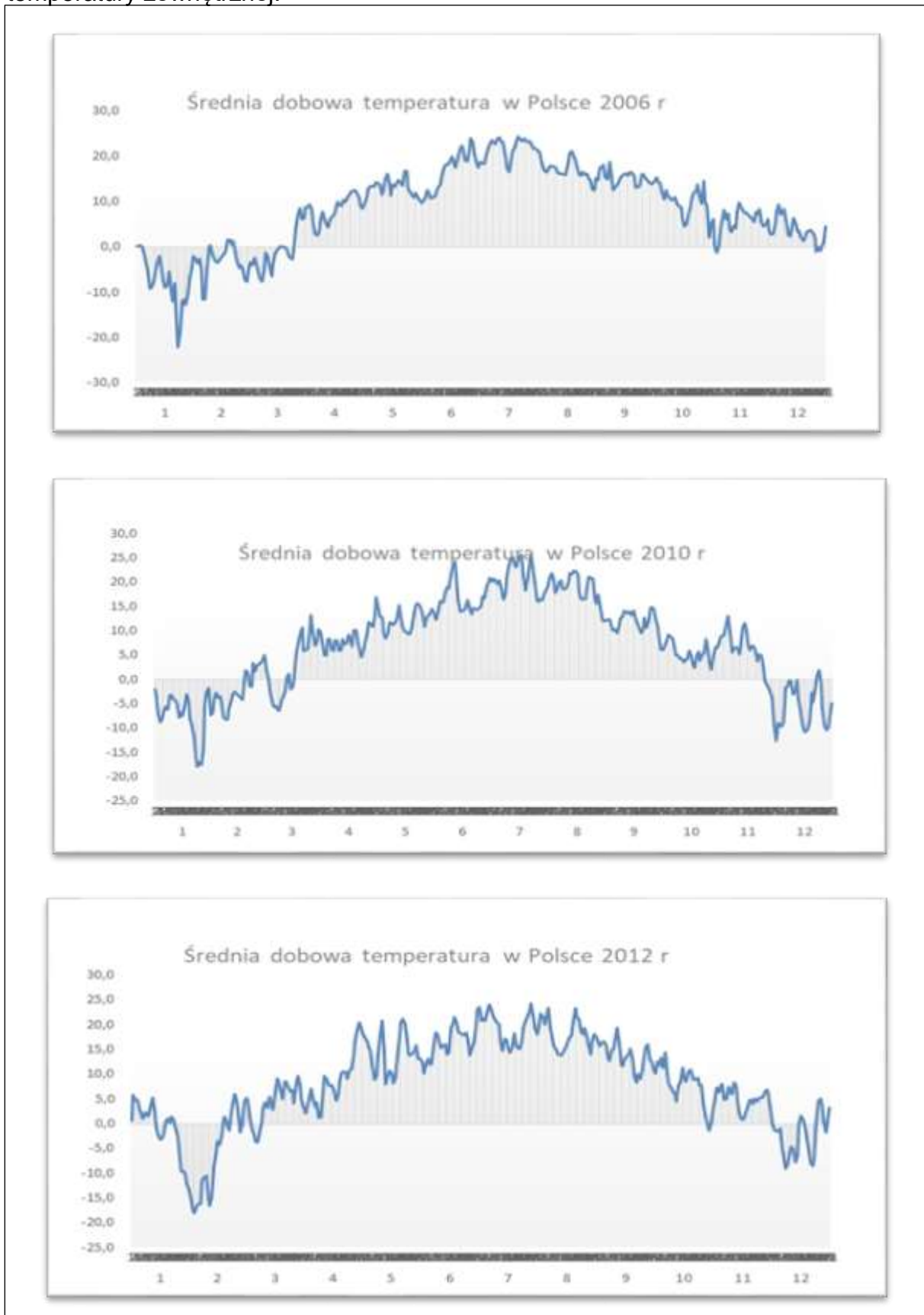
l.p.	Kategoria odbiorców gazu	Wartość ekwiwalentnej pojemności magazynowej (EPM) [%]	
		Metoda 1 średnia wieloletnia	Metoda 2 najniższe temperatury z ostatnich 20 lat.
1	Kategoria 1 - elektroenergetyka	19,0	A - Elektrociepłownie 17,8
		10,0	B - Elektrownie 10,0
2	Kategoria 2 – huty	1,8	2,7
3	Kategoria 3 – petrochemia,	3,0	4,8
4	Kategoria 4 – przemysł inny	5,6	6,6
5	Kategoria 5 – komunalno - bytowi	20,0	21,6

## 5. Maksymalne dobowe zapotrzebowania na gaz systemu gazowniczego.

Drugim, niezbędnym parametrem dla określenia parametrów magazynu oprócz wymaganej pojemności, jest **moc odbioru gazu z magazynu** (rozumiana jako maksymalny strumień gazu odbieranego z magazynu w jednostce czasu np. mln m<sup>3</sup>/dobę lub GWh/dobę). Podstawowy wpływ na ten parametr ma szczytowe zapotrzebowanie na gaz wynikające ze zmian temperatury zewnętrznej. Krótkotrwałe, zwiększone potrzeby energetyczne wynikające z niewielkiego obniżenia temperatury, jak już wspomniano wcześniej, jest możliwe do pokrycia z akumulacji systemu, szczerpując nadwyżkę gazu zgromadzonego w gazociągach wysokiego ciśnienia. Dłuższe okresy wychłodzenia powodujące szczytowe zapotrzebowania na gaz, wymagają uruchomienia większych mocy oddania gazu z PMG. Odbiór dodatkowych ilości gazu z podziemnych magazynów do systemu gazowniczego jest niezbędne dla utrzymania odpowiedniego ciśnienia w gazociągach zapewniającego bezpieczną dostawę gazu o odpowiednich parametrach. Im niższa temperatura i dłuższy czas jej trwania tym większa jest wymagana moc oddania gazu z magazynów.

Analiza średniej temperatury dobowej z ostatnich 20 lat wskazuje na trzy największe okresy zimna, które wystąpiły w latach 2006, 2010 oraz 2012 roku (rys nr 25). W tych okresach występowało także maksymalne zapotrzebowanie na gaz. Potrzeby co do mocy odbioru gazu z magazynów najlepiej charakteryzuje współczynnik nierównomierności dobowej zużycia gazu dla danej kategorii, który

przybiera maksymalne wartości właśnie w okresach występowania minimalnej temperatury zewnętrznej.



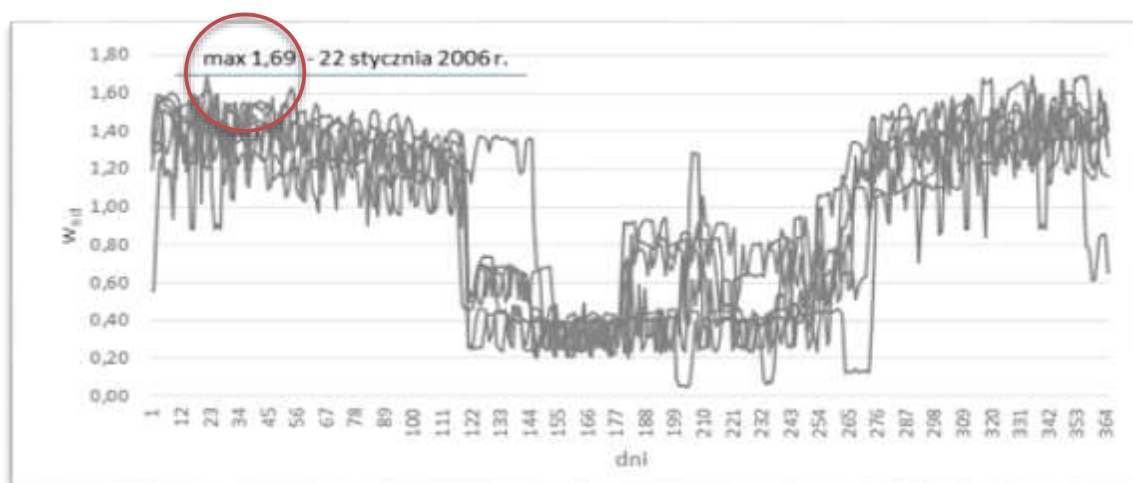
Rysunek 25 - Wykres średnich temp. dobowych dla lat 2006, 2010, 2012

Analiza profili rocznych nierównomierności dobowej zużycia gazu opracowana w punkcie 2 niniejszego rozdziału wskazuje, że głównie trzy kategorie odbiorców tj: z sektorów energetycznego, komunalno-bytowego oraz przedsiębiorstw innych charakteryzuje się dużą zależnością zużycia gazu od temperatury zewnętrznej. Pozostałe dwie kategorie odbiorców tj. huty oraz sektor petrochemiczny i chemiczny swoją zmienność zużycia gazu kształtują w oparciu o zapotrzebowanie rynku oraz wymagania technologiczne i nie zależą od zmian temperatury zewnętrznej.

**Dla Kategorii 1** – sektora energetycznego elektrowni i elektrociepłowni współczynnik nierównomierności dobowej osiągnął najwyższą wartość w dniu 22 stycznia 2006 roku – 1,69. Co oznacza, że maksymalny pobór dobowy gazu dla tej kategorii stanowi 1,69 strumienia średniego, dobowego i był najwyższy w ciągu ostatnich 20 lat (rys nr 27).



Rysunek 26 - Średnie temperatury dobowe w Polsce - styczeń 2006

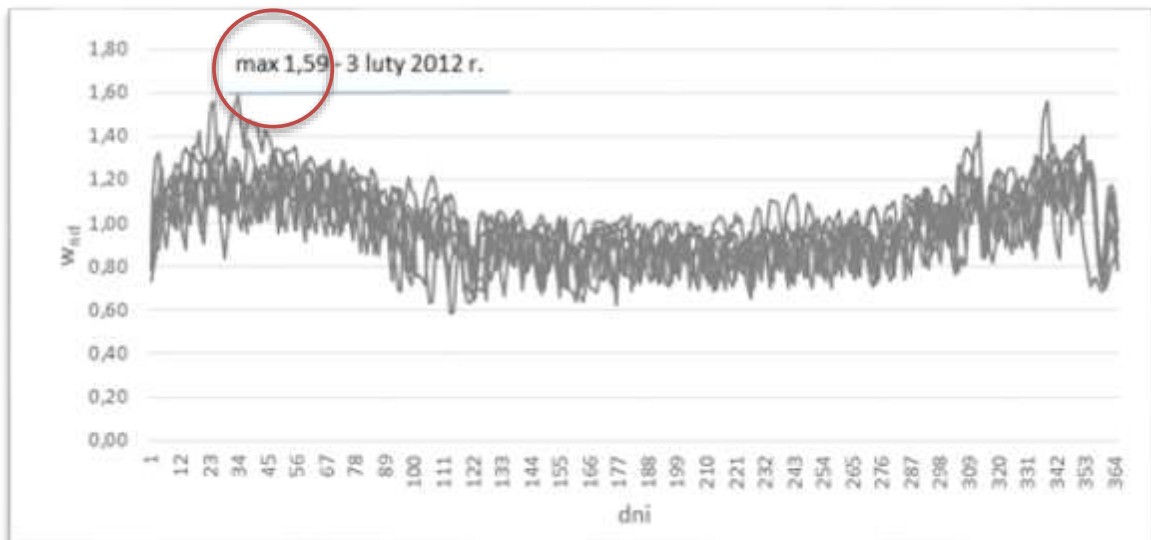


Rysunek 27 - maksymalny pobór gazu - Kategoria 1  
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Gaz-System

**Dla Kategorii 4** – sektora przemysłu innego m. in. zakładów porcelany stołowej, ceramiki budowlanej, artykułów budowlanych, zakładów spożywczych i przetwórczych, browarów itp. współczynnik nierównomierności dobowej osiągnął najwyższą wartość w dniu 3 lutego 2012 roku – 1,59. Cały początek lutego 2012 roku charakteryzował się bardzo niskimi temperaturami w granicach  $-15$ ,  $-18^{\circ}\text{C}$  co przekładało się na maksymalne zużycie gazu w sektorze przemysłu innego w okresie ostatnich 20 lat (rys nr 29 i 29).



Rysunek 28 - Średnie temperatury dobowe w Polsce - luty 2012



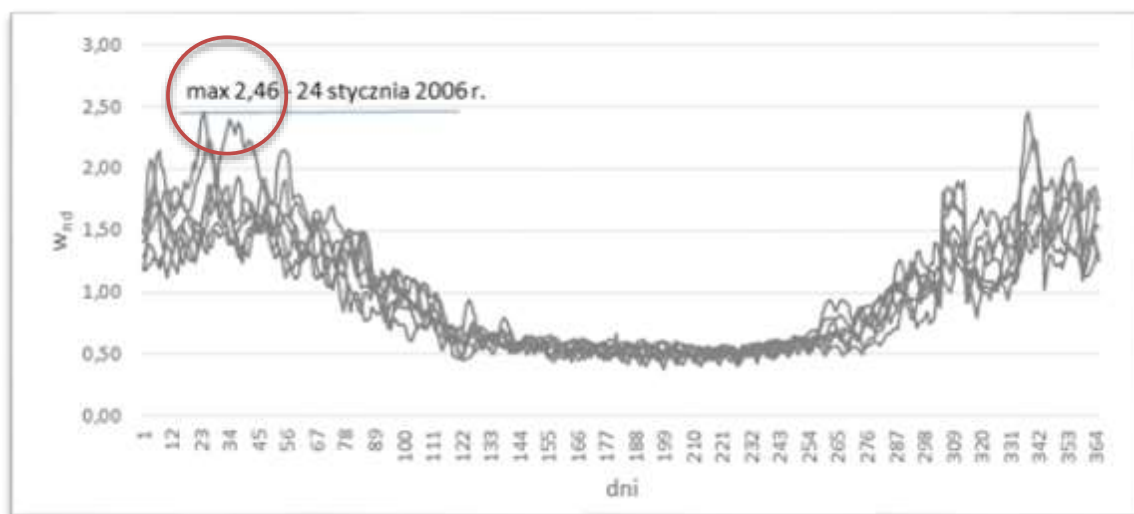
Rysunek 29 - maksymalny pobór gazu - Kategoria 4

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Gaz-System

**Dla Kategorii 5** – sektora komunalno-bytowy, usług, drobnego przemysłu oraz rolnictwa, współczynnik nierównomierności dobowej osiągnął najwyższą wartość w dniu 24 stycznia 2006 roku – 2,46. Cała druga połowa stycznia 2006 roku charakteryzowała się niskimi temperaturami co spowodowało wyziębienie budynków oraz pracę układów grzewczych na parametrach obliczeniowych. Skutkowało to najwyższymi parametrami zużycia gazu w ciągu ostatnich 20 lat (rys nr 31).



Rysunek 30 - Średnie temperatury dobowe w Polsce - styczeń 2006



Rysunek 31 - maksymalny pobór gazu - Kategoria 5

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Gaz-System

Dla Kategorii 2 i 3 współczynnik nierównomierności dobowej przyjmuje wartości maksymalne wynikające z technologii produkcji oraz potrzeb rynkowych. Z analiz wieloletnich tych kategorii wynika, że dla:

- Kategorii 2 - współczynnik nierównomierności dobowej przyjmuje maksymalną wartość na poziomie 1,32



- Kategorii 3 - współczynnik nierównomierności dobowej przyjmuje maksymalną wartość na poziomie 1,21

Zaprezentowane w tablicy nr 11 maksymalne współczynniki nierównomierności dobowej dla analizowanych Kategorii odbiorców umożliwiają obliczenie szczytowego zapotrzebowania na gaz w maksymalnej dobie roku. Suma zapotrzebowani na gaz wszystkich kategorii odbiorców daje możliwość określenia szczytowego zapotrzebowania na gaz, jakiego możemy się spodziewać w systemie gazowniczym dla danej prognozy zużycia gazu. Znajomość szczytowego zapotrzebowania na gaz daje możliwość podjęcia w odpowiednim momencie decyzji inwestycyjnych o budowie nowych PMG posiadających oprócz odpowiedniej pojemności, dopasowane moce odbioru gazu co umożliwi efektywne ich wykorzystanie.

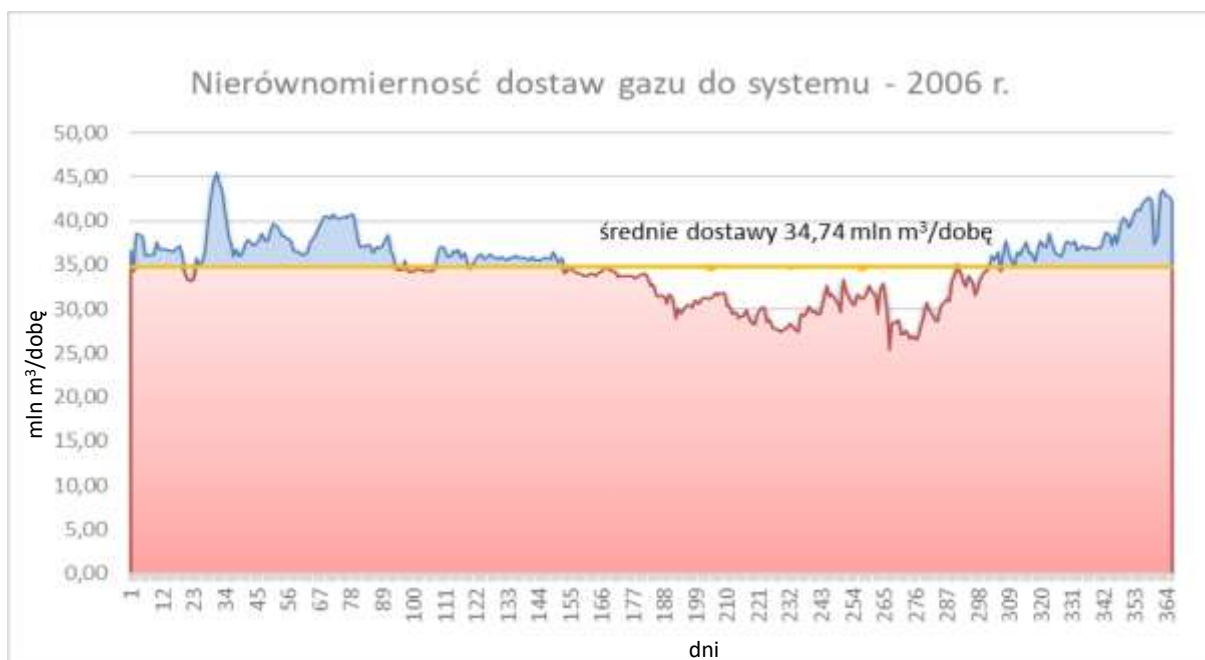
Tabela 11 Zestawienie maksymalnych współczynników nierównomierności dobowej  $W_{nd}$

I.p.	Kategoria odbiorców gazu	$W_{nd}$ max Maksymalne współczynniki nierównomierności dobowej zużycia gazu dla danej kategorii odbiorców,
1	Kategoria 1 - elektroenergetyka	1,69
2	Kategoria 2 – huty	1,32
3	Kategoria 3 – petrochemia,	1,21
4	Kategoria 4 – przemysł inny	1,59
5	Kategoria 5 – komunalno - bytowi	2,46

Te dwa parametry, czyli EPM oraz  $W_{nd}$  max określone dla każdej analizowanej kategorii odbiorców gazu pozwalają na określenie podstawowych parametrów PMG wynikających z potrzeb bilansowania systemu, czyli: pojemność roboczą oraz moc odbioru gazu z PMG.

## 6. Nierównomierność dostaw gazu z importu oraz złóż krajowych,

Wyliczone wskaźniki ekwiwalentnej pojemności magazynowej (EPM) oraz współczynnik nierównomierności dobowej umożliwią obliczenie potrzeb magazynowania gazu ziemnego dla prognozowanego zużycia np. zgodnego z Polityką Energetyczną Polski do 2040 roku przy założeniu równomiernych dostaw gazu do systemu. W rzeczywistości dostawy gazu zarówno ze złóż krajowych jak i z importu charakteryzują się nierównomiernością, którą można pokrywać w pewnym zakresie potrzeby magazynowania gazu. Dla określenia jaka wartość potrzeb magazynowania gazu była pokrywana dzięki nierównomiernym dostawom, przeanalizowano dane z wieloletnich pomiarów dobowych wolumenów gazu wpływającego do systemu gazowniczego. Szczegółowe zapisy o możliwości nierównomiernego odbioru gazu z kontraktów importowych są objęte tajemnicą handlową, jednak na podstawie dostępnych danych Gaz-System przeprowadzono analizę rzeczywistego pokrywania potrzeb magazynowania nierównomiernymi dostawami gazu z importu i wydobycia krajowego. Na rysunkach 32 i 33 przedstawiono analizę nierównomierności dostaw gazu do systemu w ciągu 2006 i 2012 roku czyli lat charakteryzujących się najniższymi temperaturami zewnętrznymi i najwyższymi szczytowymi za potrzebowaniami na gaz.

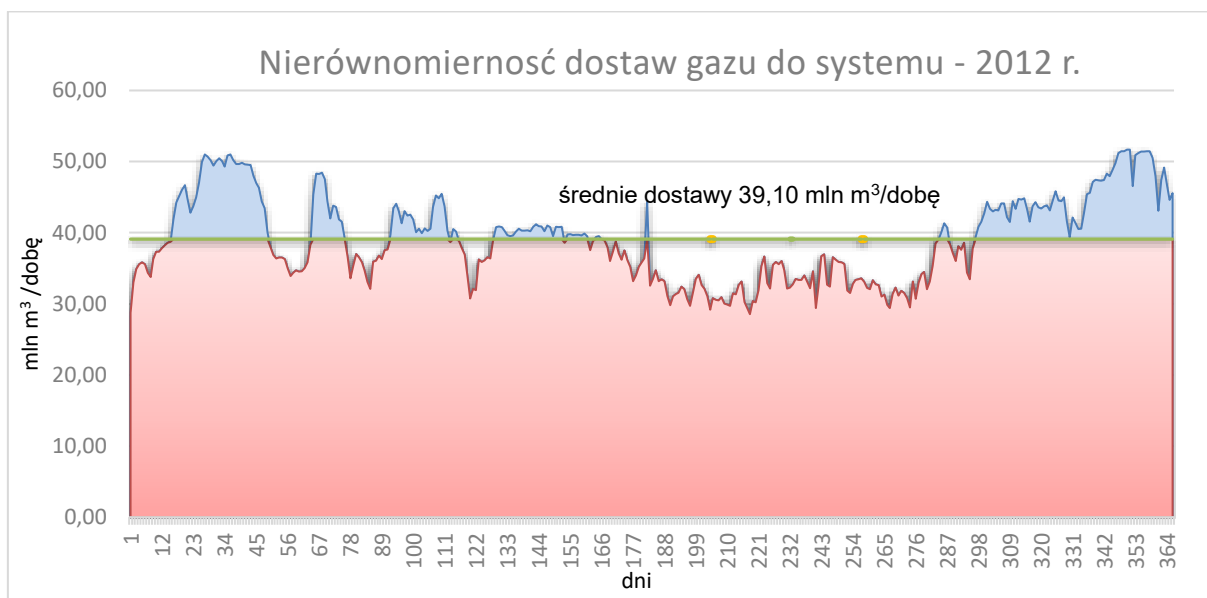


Rysunek 32 - Profil dostaw gazu do systemu - 2006 rok

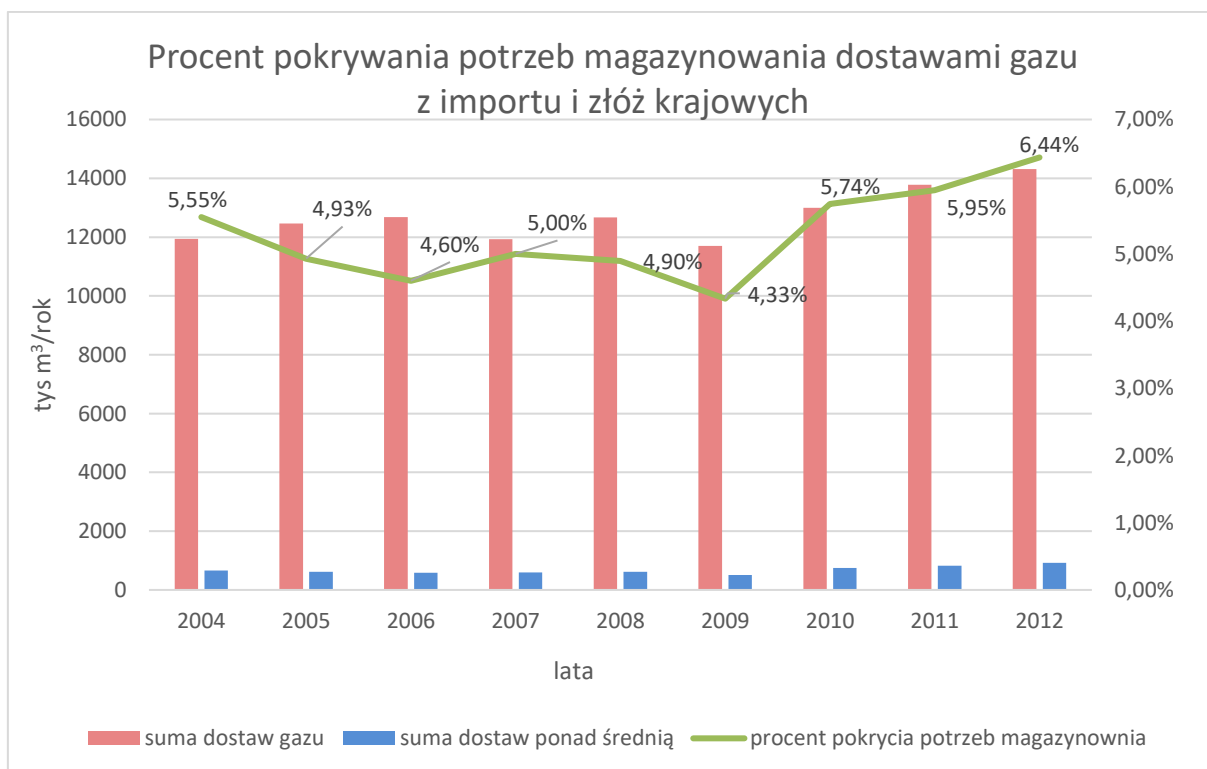
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Gaz-System

Na rysunku tych przedstawiono profil roczny dostaw gazu do systemu w latach 2006 i 2012, na którym kolorem niebieskim zaznaczono te ilości gazu, które były wyższe od

średniego poziomu dostaw. Te ilości gazu pozwalały pokryć ok. 4,6 % potrzeb magazynowania gazu w 2006 roku oraz 6,4% w 2012. Oznacza to, że o taką wielkość były mniejsze potrzeby magazynowania gazu. Zestawienie pokrywania potrzeb magazynowania gazu nierównomiernymi dostawami ze źródeł i importu zaprezentowano na rysunku nr. 34.



Rysunek 33 - Profil dostaw gazu do systemu - 2012 rok  
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Gaz-System



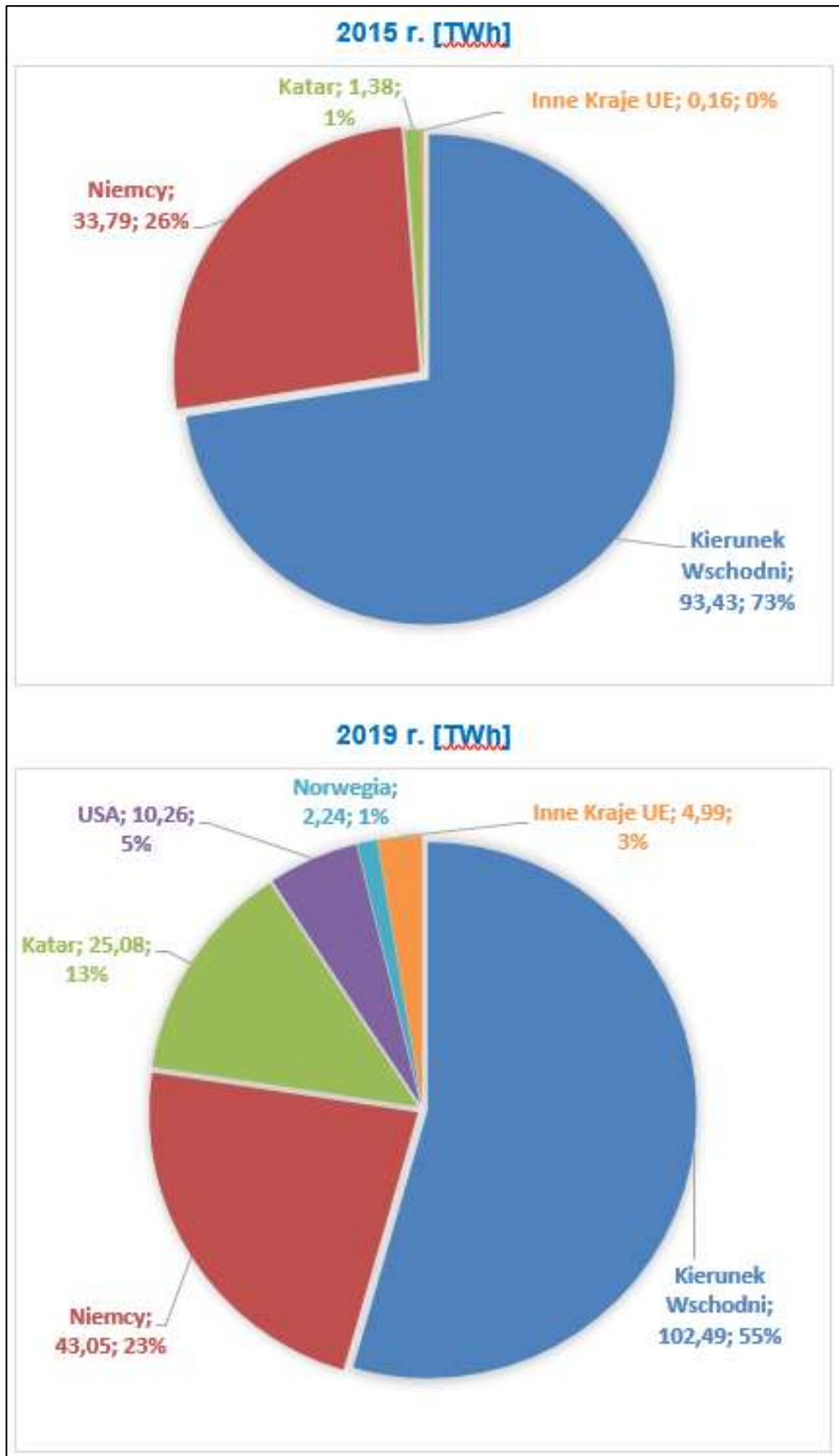
Rysunek 34- Procent pokrywania potrzeb magazynowania dostawami gazu z importu i źródeł krajowych  
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Gaz-System

Od 1996 roku główny import gazu do Polski realizowany jest z kontraktu jamalskiego, który zawiera w sobie klauzulę o nierównomiernym odbiorze i konieczności bilansowania odbioru gazu w okresie roku. Analiza nierównomierności dostaw gazu z importu i złóż krajowych w okresie 2004-2012 wskazuje, że pokrywały one w granicach 4,33 - 6,44 % potrzeb magazynowania gazu rozumianych jako niezbędne pojemności dla zbilansowania dostaw i zużycia gazu w ciągu roku. Średnia dla analizowanego okresu wynosi **5,3 %**.

Aktualnie podpisywane kontrakty na dostawy gazu LNG do Polski tj. kontrakt z Katarom, Norwegią oraz USA oraz nowe kontrakty z dostawcami na Morzu Północnym dla uruchomienia Baltic Pipe (nowego bezpośredniego połączenia polskiego systemu gazowniczego ze złożami norweskimi) charakteryzują się podobnymi uwarunkowaniami tj. równomiernym dostawom gazu w ciągu roku [32].

Poziom dywersyfikacji kierunków importu gazu do polskiego systemu gazowniczego w ostatnich latach mocno wzrasta. Największy kontrakt na dostawy gazu z kierunku wschodniego podpisany z rosyjskim Gazpromem wygasa w 2023 roku i w jego miejsce wejdzie kilka kontraktów na mniejsze dostawy, ale z różnych kierunków. Porównanie struktury importu gazu do Polski przedstawiono na rysunku nr. 35 Zasada maksymalizacji wykorzystania potencjału transportowego gazu przy minimalizacji jednostkowego kosztu transportu przeliczanego na m<sup>3</sup> pozostaje niezmienna. Zarówno import prowadzony rurociągami jak i statkami do przewozu skroplonego gazu LNG realizowany jest równomiernie w ciągu całego roku. Jak wykazano powyżej wahania tak realizowanych kontraktów długookresowych pokrywają w bardzo niewielkim zakresie nierównomierność zużycia gazu.

W związku z tym powyższym pokrywanie sezonowego, nierównomiernego zapotrzebowania na gaz realizowane powinno być nadal przy wykorzystaniu Podziemnych Magazynów Gazu znajdujących na terenie Polski. Stanowią one będą podstawę zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju.



Rysunek 35 - Struktura importu paliw gazowych w 2015 i 2019

Źródło: SPRAWOZDANIE Z WYNIKÓW MONITOROWANIA BEZPIECZEŃSTWADOSTAW PALIW GAZOWYCH za lata 2015 i 2019

## 7. Bezpieczeństwo energetyczne kraju, w świetle pojemności podziemnych magazynów gazu.

Na bezpieczeństwo energetyczne kraju składa się wiele elementów, które szczegółowo opisano w Projekcie Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. Wskazano w nim m.in. „**Z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego bardzo istotna jest odpowiednia pojemność podziemnych magazynów gazu (PMG).** W magazynach utrzymywane są zapasy gazu ziemnego. Gaz ziemny z systemu magazynowego służy m.in. zaspokajania szczytowego zapotrzebowania na ten surowiec, jak również pozwala na zapewnienie dostaw podczas awarii i przerw w jego dostawach. Może on służyć ponadto do pokrycia długotrwałego, zwiększonego zapotrzebowania na gaz ziemny w okresach jesienno-zimowych.”

W związku z powyższym dla zapewnienia odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa energetycznego w zakresie utrzymania nieprzerwanych dostaw gazu, oprócz zapewnienia możliwości sezonowego i dobowego bilansowania nierównomierności zużycia gazu ważne jest także zapewnienie utrzymywania niezbędnych pojemności i mocy magazynów na tzw. nieprzewidziane sytuacje kryzysowe. Analizy w tym zakresie przeprowadzone przez Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy [47] wskazują na to, jaką pojemnością magazynową powinien dysponować system krajowy w niedalekiej i trochę dalszej perspektywie. Należałoby popatrzeć na wskaźnik odzwierciedlający stosunek pojemności PMG do rocznego zapotrzebowania na gaz w innych krajach –  $W$  [%]. I tak dla Niemiec wskaźnik  $W$  wynosi 32,2%, dla Francji –  $W = 33,4\%$ , dla Holandii –  $W = 35,0\%$ , dla Włoch –  $W = 27,5\%$ , natomiast dla Polski –  $W = 19,0$  (w 2019 roku posiadaliśmy 3, 174 mld m<sup>3</sup> pojemności PMG przy zużyciu gazu  $E$  na poziomie 16,670 mld m<sup>3</sup>). Jak widać z tego zestawienia dla osiągnięcia, podobnego jak większość Europy Zachodniej, poziomu wskaźnika  $W$ , niezbędne byłoby wybudowanie kolejnych podziemnych magazynów gazu o pojemności co najmniej 1,8 mld m<sup>3</sup>. Należy jednak w tym miejscu wspomnieć o aktualnym poziomie pokrywania zapotrzebowania na energię pierwotną przez gaz ziemny. W Polsce w 2020 roku gaz pokryje ok. 14,4 % potrzeb i wg. Polityki energetycznej Polski do 2040 roku–strategii rozwoju sektora paliwowo-energetycznego (PEP2040) w kolejnych latach osiągnie wartość: w 2030 – 15,8 % i w 2040 15,5 %. Średnia UE pokrywania potrzeb energetycznych przez gaz ziemny to 22%.

Zabezpieczenie odpowiednich pojemności magazynowych zabezpieczających odbiorców przed nieprzewidzianymi sytuacjami zostało w Polsce skwantyfikowane w odpowiednich aktach prawnych. Została przyjęta „Ustawa o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym” (Dz.U. 2007 nr 52 poz. 343)

Wskazuje ona, że „w celu zapewnienia zaopatrzenia Rzeczypospolitej Polskiej w gaz ziemny oraz minimalizacji skutków:

- zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa,
- wystąpienia sytuacji awaryjnej w sieci gazowej,
- nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego

przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą i podmiot dokonujący przywozu gazu ziemnego są obowiązani do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Poziom wymaganych pojemności magazynowych, które muszą być utrzymywane przez cały rok kalendarzowy i być dostępne w każdym momencie.”

Aktualnie ustawa wymaga utrzymywania zapasów obowiązkowych równych 30-dniowemu średniemu, dziennemu przywozowi tego gazu z importu oraz moc instalacji umożliwiających odbiór zmagazynowanego gazu w okresie co najmniej 40 dni. Przy realizowanym imporcie w 2019 na poziomie 14,85 mld m<sup>3</sup> daje to:

- dodatkową pojemność dla utrzymania zapasów obowiązkowych gazu na poziomie 1,22 mld m<sup>3</sup>,
- moc odbioru gazu z instalacji PMG na poziomie 30 mln m<sup>3</sup>/dobę.

Operator Systemu Przesyłowego Gaz-System realizując swoje zadania dot. bilansowania systemu i zapewnienia jego nieprzerwanej, bezpiecznej eksploatacji corocznie rezerwuje pojemność **około 50 mln m<sup>3</sup>**, która wyłączana jest z udostępnianej przez Operatora Systemu Magazynowania na rynku pojemności czynnej PMG [36].

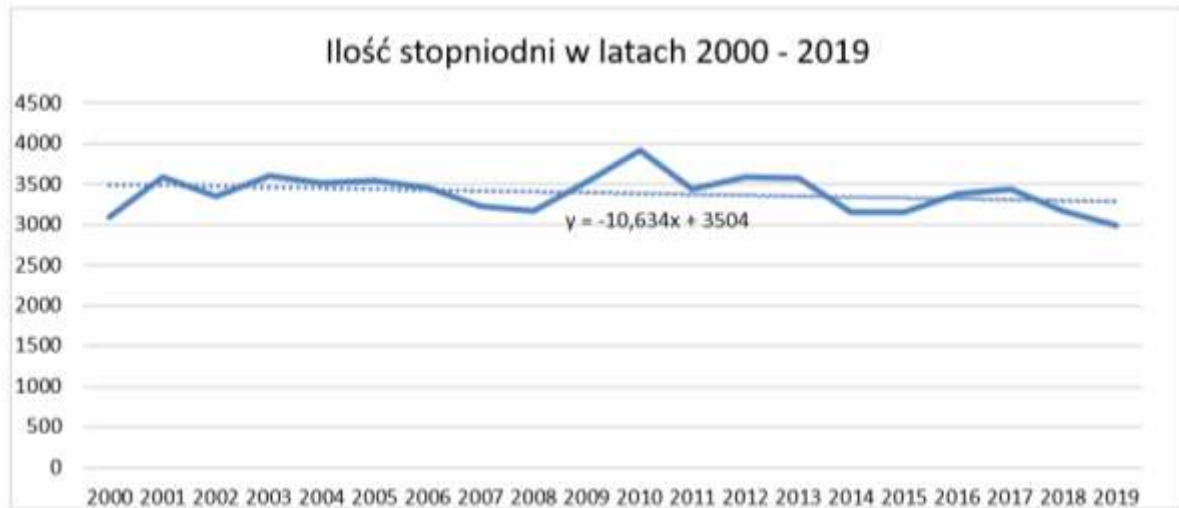
## **8. Ocena zmian klimatycznych i ich potencjalnego wpływu na sezonową nierównomierność zużycia gazu.**

W związku z zauważalnymi zmianami klimatu oraz planami całej UE stopniowego przechodzenia na gospodarkę niskoemisyjną lub całkowicie bez emisyjną, przemysł gazowy będzie podlegał dużym zmianom w ciągu najbliższych dziesięcioleci. Zgodnie z prognozami opracowywanymi w ramach PEP do 2040, analizami operatora Gaz-System oraz pracami autorskimi, przewiduje się, że do 2040 r. popyt na gaz ziemny w Polsce znacząco wzrośnie.

Przejęcie na zasilane gazem ziemnym elektrowni i elektrociepłowni stanowić będzie krótko i średnioterminowe rozwiązanie dla procesu wycofywania węgla. Gaz będzie się także przyczyniał do zwiększenia elastyczności w sektorze energetycznym, co jest konieczne ze względu na rosnący udział niestabilnych źródeł odnawialnych, takich jak wiatr i słońce. W miarę zbliżania się do wyznaczonych przez UE celów na 2050 r. oczekuje się, stopniowego zastępowania gazu ziemnego przez inne gazy tj biogaz, biometan, syntetyczny metan oraz wodór. Biogaz i biometan oraz syntetyczny metan nie wymagają większych modernizacji infrastruktury i będą mogły być bez przeszkód transportowane i magazynowane w dotychczasowych instalacjach, natomiast zastosowanie technologii Power to Gas, czyli produkcji wodoru z OZE i wprowadzenie go do sieci gazowych wymaga ich przystosowania. W tym celu prowadzone są prace badawcze mające na celu sprawdzenie wpływu mieszanki gazowo-wodorowej lub też samego wodoru na bezpieczną eksploatacji systemu gazowniczego wraz z Podziemnymi Magazynami Gazu. Równocześnie zmiany klimatyczne, które można zauważyć już od kilkudziesięciu lat mogą powodować zmiany sezonowej nierównomierności zużycia gazu. Spowodowane jest to zarówno wyższymi temperaturami w okresie jesienno–zimowym jak i zwiększonymi potrzebami energetycznymi w okresie lata (wyższe zużycie energii elektrycznej do klimatyzowania pomieszczeń) pokrywanymi w nowych obiektach gazem.

Analizowany w rozdziale IV wpływ temperatury zewnętrznej oraz ilość stopniodni na potrzeby magazynowania gazu, widoczny jest niewielki trend spadkowy. W okresie ostatnich 20 lat zmniejsza się wartość stopniodni ok. 0.3 % rocznie. Oczywiście trend ten może zostać powstrzymany poprzez działania proekologiczne podejmowane w Polsce, ale także na obszarze całego świata.





Rysunek 36 - Ilość stopniodni w latach 2000-2019

Wskazany na rysunku nr 36 trend zmniejszania się potrzeb energetycznych w okresie jesienno-zimowym spowodowany zmianami klimatycznymi nie ma aktualnie większego wpływu na sezonową nierównomierność zużycia gazu. Analiza tego zjawiska powinna być jednak brana pod uwagę w kolejnych opracowywanych prognozach zapotrzebowania na gaz oraz wynikających z nich potrzeb magazynowania.

## VII. Wyniki analiz - dyskusja.

### 1. Weryfikacja metodyki obliczania potrzeb magazynowania gazu.

Przedstawione we wcześniejszych rozdziałach uwarunkowania metodyki umożliwiającej obliczanie potrzeb magazynowania gazu, uwzględniają różnego rodzaju czynniki mające wpływ na ocenę niezbędnych parametrów PMG. Wynikają one z określonych w Rozdziale VI profili rocznych nierównomierności zużycia gazu oraz Ekwiwalentnej Pojemności Magazynowej dla poszczególnych kategorii odbiorców gazu w Polsce.

Odpowiednie dopasowanie parametrów Podziemnych Magazynów Gazu do wymagań systemu gazowniczego wymaga analizowania z jednej strony popytu na pojemności magazynowe wynikające z nierównomierności zużycia gazu przez poszczególne kategorie odbiorców, jak również utrzymywania przez cały rok

niezbędnych pojemności zapasowych, a także wykorzystania pojemności magazynów do innych zadań np. zarządzania systemem przesyłowym.

W celu weryfikacji prawidłowości uzyskiwanych wyników określania zapotrzebowania na pojemności magazynowe, zebrano szczegółowe dane statystyczne dot. zużycia gazu przez różne kategorie odbiorców. Głównym źródłem danych były publikacje Głównego Urzędu Statystycznego dot. rzeczywistego zużycia gazu ziemnego przez wszystkich odbiorców w danym roku w podziale na poszczególne kategorie, dla których przeprowadzono analizy potrzeb magazynowania gazu.

Ważnym elementem umożliwiającym analizę porównawczą wyników określania potrzeb magazynowania do rzeczywistego wykorzystania pojemności magazynowych w danym roku było wydzielenie w zestawienia GUS ilości zużywanego gazu wysokometanowego E będącego jednym z kilku rodzajów gazu zużywanego w Polsce.

Na podstawie danych z zeszytów GUS pt.: Gospodarka Paliwowo-Energetyczna za lata 2009 - 2018 opracowano statystykę zużycia gazu wysokometanowego przedstawioną w tabelicy nr 12.

Tabela 12 - Statystyka zużycia gazy E w podziale na kategorie odbiorców.

Wyszczególnienie	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
	mln m <sup>3</sup>									
<b>Zużycie gazu E RAZEM</b>	<b>12770</b>	<b>14010</b>	<b>13970</b>	<b>14819</b>	<b>14774</b>	<b>14484</b>	<b>14608</b>	<b>15617</b>	<b>16491</b>	<b>17209</b>
Kategoria 1 - elektroenergetyka (EC + EL)	874	723	924	1036	631	647	963	1230	1628	1972
Kategoria 2 – huty szkła i metali	604	636	659	646	622	625	644	714	844	893
Kategoria 3 – petrochemia, chemia	2773	3118	3601	4085	4353	4437	4287	4278	5100	5201
Kategoria 4 – przemysł inny	3253	3633	3218	3348	3498	3570	3455	3596	3358	3198
Kategoria 5 – komunalno - bytowi + rolnictwo + inni	5266	5900	5568	5704	5670	5205	5259	5799	5561	5945

źródło: biuletyny GUS

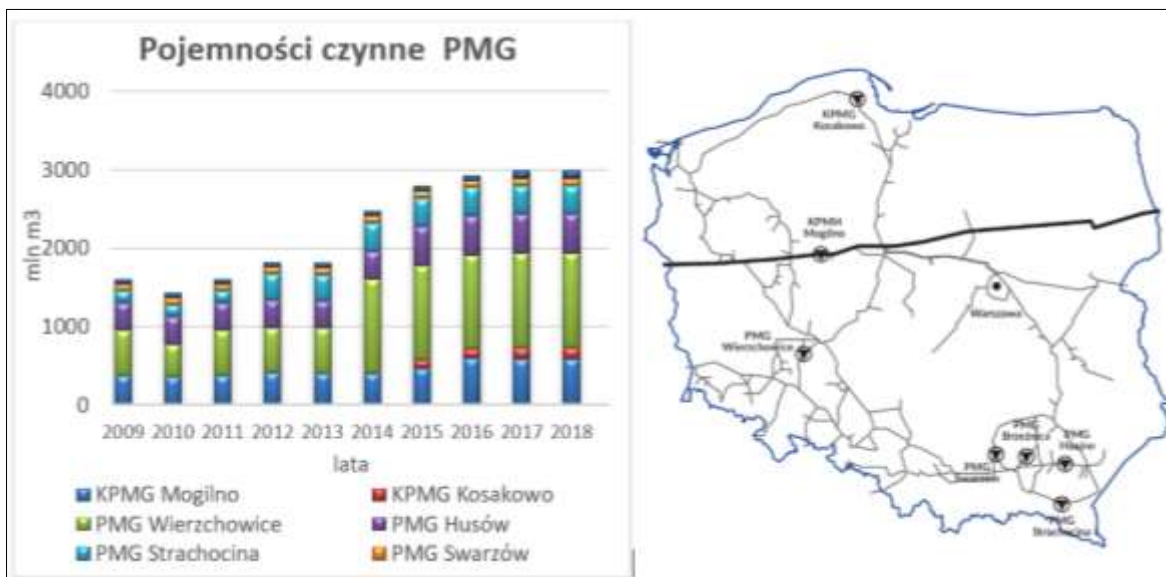
Biorąc za podstawę statystykę zużycia gazu wysokometanowego ogłaszanego dla każdego roku w biuletynach GUS, określono zgodnie z opracowaną metodyką wymagane pojemności magazynowe dla każdej z analizowanej kategorii odbiorców gazu. Wyniki zestawiono w tablicy nr 13. Wskazują one szacowane pojemności jakie powinny być zmagazynowane dla pokrycia nierównomierności sezonowej zużycia gazu i dającej możliwość najtańszego importu gazu tj. równomiernego przez cały okres roku..

Tabela 13 - Obliczenia wymaganej pojemności w PMG

Wyszczególnienie		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
		mln m <sup>3</sup>									
<b>Obliczeniowa, pojemność PMG</b>		<b>1668</b>	<b>1818</b>	<b>1781</b>	<b>1863</b>	<b>1801</b>	<b>1713</b>	<b>1770</b>	<b>1948</b>	<b>2000</b>	<b>2144</b>
w tym:	Kategoria 1	166	137	176	197	120	123	183	234	309	375
	Kategoria 2	16	17	18	17	17	17	17	19	23	24
	Kategoria 3	133	150	173	196	209	213	206	205	245	250
	Kategoria 4	215	240	212	221	231	236	228	237	222	211
	Kategoria 5	1137	1274	1203	1232	1225	1124	1136	1253	1201	1284

Równocześnie w latach 2009 – 2018 następowało sukcesywne oddawanie do eksploatacji nowych pojemności magazynowych w poszczególnych PMG, których właścicielem w Polsce jest firma PGNiG S.A. Jednak zgodnie z art. 19 Dyrektywy 2003/55, w celu zapewnienia skutecznego dostępu do instalacji magazynowych, państwa członkowskie były zobowiązane zapewnić wdrożenie zasady TPA (dostęp stron trzecich). W systemie dostępu regulowanego państwa członkowskie miały zagwarantować uczestnikom rynku dostęp do instalacji magazynowych, na warunkach wynikających z opublikowanych taryf lub innych warunków i zobowiązań podlegających kontroli Państwa. W tym celu w maju 2012 r. Prezes URE (Urząd Regulacji Energetyki) udzielił spółce celowej koncesji na magazynowanie gazu oraz wyznaczył ją na Operatora Systemu Magazynowania (OSM). Od tej daty w Polsce rozpoczął działalność wydzielony prawnie OSM, a tym samym cel Dyrektywy gazowej w tym zakresie został zrealizowany [6].

Przyrost pojemności magazynowej w poszczególnych PMG oraz ich lokalizację na tle systemu przesyłowego przedstawiono na rys nr 35 i w tabeli nr 14.



Rysunek 37 - Pojemności czynne PMG

Tabela 14 - Przyrost pojemności PMG w latach 2009-2018

Wyszczególnienie	Pojemność czynna									
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
	mln m3									
KPMG Mogilno	380	358	378	412	408	408	468	595	590	590
KPMG Kosakowo	-	-	-	-	-	-	112	119	146	146
PMG Wierzchowice	575	416	575	575	575	1200	1 200	1 200	1 200	1 200
PMG Husów	350	350	350	350	350	350	500	500	500	500
PMG Strachocina	150	150	150	330	330	360	360	360	360	360
PMG Swarzów	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
PMG Brzeźnica	65	65	65	65	65	65	65	65	100	100
<b>Suma</b>	<b>1610</b>	<b>1429</b>	<b>1608</b>	<b>1822</b>	<b>1818</b>	<b>2473</b>	<b>2796</b>	<b>2929</b>	<b>2985</b>	<b>2985</b>

źródło: [www.gasstoragepoland.pl](http://www.gasstoragepoland.pl)

W celu porównania wyników określenia potrzeb magazynowania gazu zgodnych z przyjętą metodyką z rzeczywistym wykorzystaniem PMG, opracowano na podstawie danych statycznych Gaz-System oraz pomiarów OSM zestawienie tych wielkości w latach 2009-2018 (tablica nr 15). W zestawieniu tym, ujęto następujące wielkości:

- **I** - Całkowita pojemność PMG – aktualna dla danego roku całkowita pojemność czynna PMG udostępniana przez OSM,
- **II** - Obliczeniowa, wymagana pojemność PMG – oszacowana zgodnie z opracowaną metodyką wymagana pojemność magazynowa PMG wynikająca z nierównomierności zużycia gazu odbiorców,
- **III** - Rzeczywista, wykorzystana pojemność PMG – statystyka wykorzystania PMG w danym roku na podstawie zestawień pomiarów dziennych OSM,
- **IV**- Pojemność PMG zarezerwowana dla Operatora Systemu Przesyłowego - pojemność czynna, będąca w gestii GAZ-SYSTEM S.A. na potrzeby bilansowania systemu przesyłowego i jego bezpiecznej eksploatacji,
- **V** - Zapasy obowiązkowe w PMG - statystyka wielkości utworzonych zapasów obowiązkowych wskazanych przez Ustawę, które mogą być wykorzystane do bilansowania systemu gazowniczego jedynie po wykorzystaniu wszystkich innych możliwości rynkowych. Zapasy te pozostają w gestii właściwego ministra ds. Energii i mogą być uruchomione jedynie na wniosek operatora systemu przesyłowego,
- **VI** - Pojemność handlowa PMG udostępnioną dla pokrywania nierównomierności zużycia gazu – pojemność służąca do bilansowania systemu przesyłowego i zaspokajania nierównomierności w zużyciu gazu ziemnego oraz pozwalająca na zapewnienie dostaw podczas awarii i krótkotrwałych przerw w dostawach gazu ziemnego z importu. Ponadto, gaz ziemny odbierany z PMG może służyć do pokrycia długotrwałego, zwiększonego zapotrzebowania na gaz ziemny w okresach jesienno-zimowych [26].

Aby prawidłowo porównać wyniki przeprowadzonych analiz dotyczących potrzeb magazynowania gazu, należy wziąć pod uwagę sytuację niedoboru pojemności magazynowych występującej począwszy od 2005 roku. W latach 2009 - 2012, czyli w okresie, którego dotyczy niniejsza analiza, w każdym sezonie jesienno-zimowym wprowadzane były plany ograniczeń dostaw gazu do największych odbiorców gazu uzgodniony z URE. W 2013 roku ze względu na możliwość uruchomienia dodatkowego odbioru gazu w rozbudowywanych PMG (ponad udostępnione przez

operatora pojemności) nie było potrzeby realizacji ograniczeń w dostawach gazu ani uruchamiania zapasów obowiązkowych.

W całym okresie 2009 – 2013 różnica pomiędzy wymaganymi pojemnościami magazynowymi, a dostępnymi pojemnościami pokrywana była zakupami SPOT oraz ograniczeniami handlowymi w dostawach do największych odbiorców gazu. Deficyt pojemności magazynowych sięgał nawet 660 mln m<sup>3</sup>. Równoległe trwały prace nad uruchomieniem największego magazynu gazu w Polsce PMG Wierzchowice o pojemności 1,2 mld m<sup>3</sup>. Przed szczytem 2013/2014 zostały udostępnione zwiększone pojemności magazynu Wierzchowice, co pozwoliło zbilansować potrzeby systemu gazowniczego. Sumaryczne pojemności magazynowe udostępniane przez OSM wzrosły tym samym w 2014 r. do prawie 2,5 mld m<sup>3</sup>.

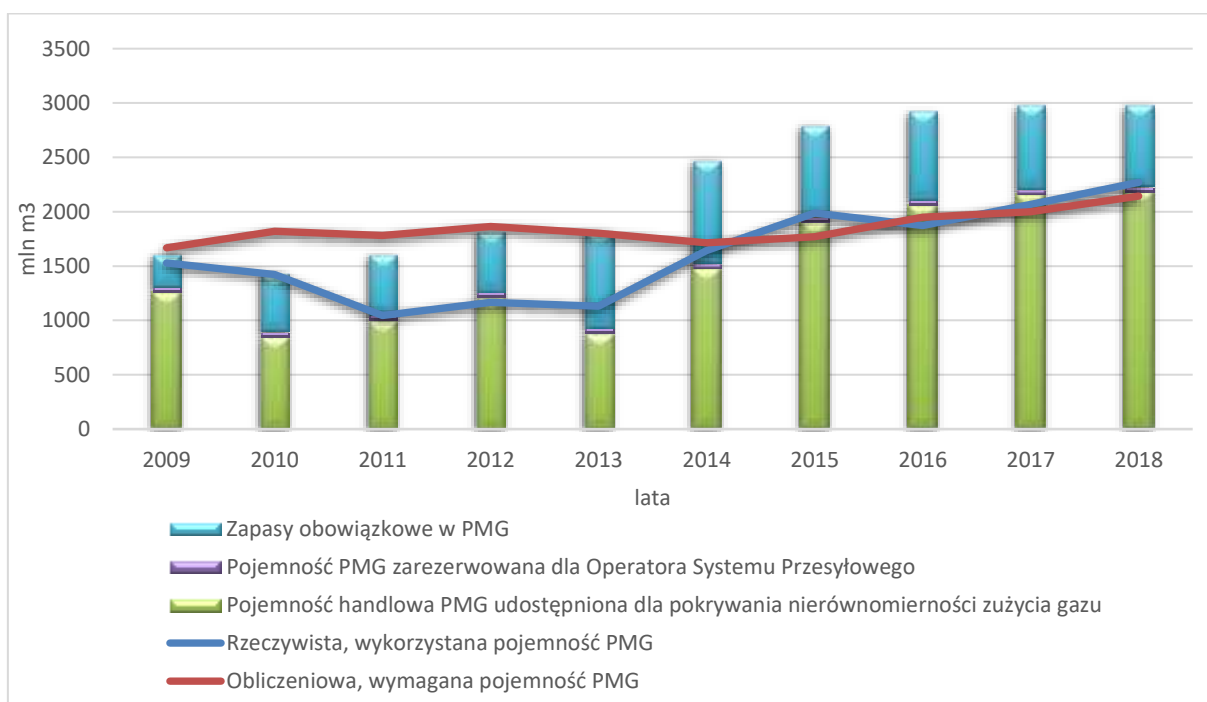
Oprócz zwiększenia wolumenu pojemności magazynowych, rozbudowane magazyny zapewniły także wzrost mocy odbioru gazu, co w sytuacji konieczności szybkiej reakcji na zmieniające się zużycie gazu jest sprawą pierwszoplanową. Rozbudowany PMG Wierzchowice w 2014 roku zapewnia moc odbioru gazu na poziomie 9,6 mln m<sup>3</sup>/dobę co wraz z pozostałymi PMG daje sumaryczną moc (przy pełnym napełnieniu PMG) 43,5 mln m<sup>3</sup>/dobę, czyli ok. 65 % maksymalnego zapotrzebowania dobowego w szczycie jesienno-zimowym 2013/2014.

Od 2014 poprzez ciągle rozbudowywaną pojemność PMG Mogilno, KPMG Kosakowo oraz PMG Husów udostępnione przez OSM pojemności magazynowe „nadażają” za rozwojem rynku gazu oraz wzrostem jego zużycia. Od tego też roku metodyka określania zapotrzebowania na pojemności magazynowe opisana w niniejszej pracy prawidłowo odzwierciedla rzeczywiste wykorzystane pojemności PMG.

W szczycie zużycia gazu 2014/2015 nastąpiły ograniczenia w dostawach z kierunków wschodnich (kontrakt Gazprom) [28] co wiązało się z koniecznością dodatkowego wykorzystania pojemności magazynowych o ok. 200 mln m<sup>3</sup> (bez uruchamiania zapasów obowiązkowych), co widać na rysunku nr 36 jako wyższe wykorzystanie PMG niż obliczeniową wymaganą pojemność magazynów.

Tabela 15 – Porównanie obliczeniowej pojemności magazynowej w stosunku do rzeczywiście wykorzystanej w latach 2009-2018

Wyszczególnienie	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
	mln m <sup>3</sup>									
<b>I - Całkowita pojemność PMG [48]</b>	1610	1429	1608	1822	1818	2473	2796	2929	2985	2985
<b>II - Obliczeniowa, wymagana pojemność PMG</b>	1668	1818	1781	1863	1801	1713	1770	1948	2000	2144
<b>III - Rzeczywista, wykorzystana pojemność PMG [48]</b>	1528	1423	1045	1166	1132	1643	1988	1873	2066	2270
<b>IV- Pojemność PMG zarezerwowana dla Operatora Systemu Przesyłowego [36]</b>	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
<b>V - Zapasy obowiązkowe w PMG [26]</b>	297	530	556	556	884	942	836	816	774	750
<b>VI = (I – IV – V) Pojemność handlowa PMG udostępniona dla pokrywania nierównomierności zużycia gazu</b>	1263	849	1002	1216	884	1481	1910	2063	2161	2186



Rysunek 38 - Porównanie obliczeniowej pojemności magazynowej w stosunku do rzeczywiście wykorzystanej w latach 2009-2018

Porównanie uzyskanych wyników szacowania potrzeb magazynowania wg. przyjętej metodyki z rzeczywistymi danymi pomiarowymi z lat 2014-2018, kiedy dostępne pojemności magazynowe zapewniały pokrycie zarówno pojemności handlowych, zapasów obowiązkowych jak i pojemności udostępnianych operatorowi systemu przesyłowego, wskazują na dużą dokładność. Uzyskane wyniki określenia

wymaganych pojemności magazynowych okazały się zbliżone do rzeczywiście wykorzystywanych w okresie 2014-2018 roku. Średni błąd uzyskanych wyników szacowania kształtuje się na poziomie 125 mln m<sup>3</sup> co przy aktualnym poziomie pojemności magazynów stanowi jedynie ok. 5,5 %. Należy przy tym zaznaczyć, że w latach 2014- 2018 zaszły duże zmiany w strukturze odbiorców gazu. Między innymi wzrosło wykorzystanie gazu w EL i EC o ok. 300%, a w sektorze petrochemicznym i zakładach chemicznych – nastąpił wzrost o ok. 20%. W związku z powyższym, zaproponowana metoda analizy poszczególnych kategorii odbiorców gazu dała szansę minimalizacji błędów szacowania sumarycznych potrzeb magazynowania gazu i może służyć do określania przyszłych potrzeb rozbudowy pojemności magazynowych, które należy realizować z kilkuletnim wyprzedzeniem.

Zaproponowana metodyka może być rozwijana w celu uszczegółowienia profili nierównomierności zużycia gazu na podstawie nowych danych statystycznych o zużyciu gazu pojawiających się w kolejnych latach. Ważnym elementem będzie określenie szczegółowych profili nierównomierności zużycia gazu przez Elektrownie pracujące w tzw. podstawie i te pokrywające zapotrzebowania szczytowe. Ich nierównomierność zużycia gazu może być różna i można spodziewać się konieczności wyodrębnienia kolejnych Kategorii odbiorców tj. energetyki pracującej w podstawie i pracującej w szczytowo. Również wprowadzenie współczynników ujmujących wpływ globalnego ocieplenia i korygujących wymagane pojemności magazynowe może stać się wkrótce niezbędnym elementem metodologii.

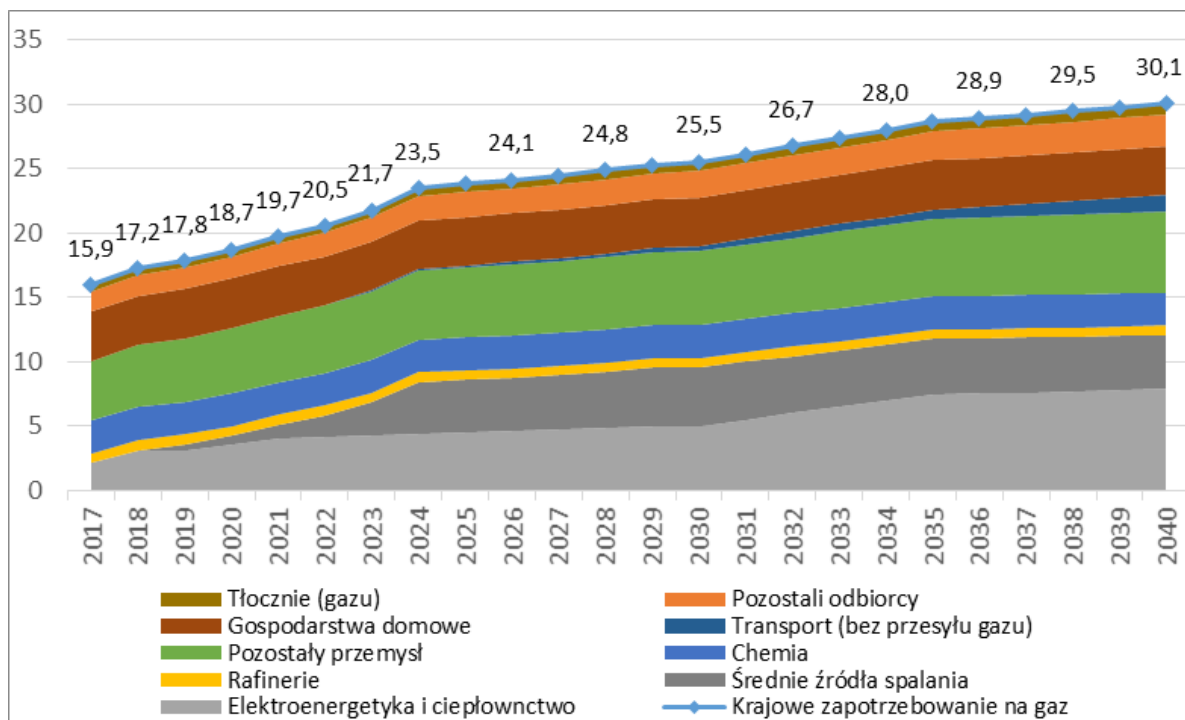
## **2. Obliczenia przyszłych potrzeb magazynowania gazu w Polsce.**

Trafne przewidywanie przyszłych potrzeb energetycznych kraju oraz sposobu ich pokrycia, pozwala na podejmowanie odpowiednich i przemyślanych decyzji inwestycyjnych. Aktualny Projekt Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. będący strategią rozwoju sektora paliwowo-energetycznego wyznaczającą ramy transformacji energetycznej w Polsce. Zawiera strategiczne przesądzenia w zakresie doboru technologii służących budowie niskoemisyjnego systemu energetycznego, w tym gazu ziemnego. Przygotowane w tym zakresie prognozy zapotrzebowania na gaz mogą być podstawą szacowania potrzeb magazynowania gazu. W związku z tym, że gaz ziemny wraz z biometanem ma stanowić pomostowy nośnik energii do czasu



wdrożenia zeroemisyjnego systemu energetycznego, odpowiednie przygotowanie pojemności magazynowych stanowić powinno uzupełnienie PEP2040.

Prognozy dot. przyszłego zapotrzebowania na gaz opracowywane są przez agencje rządowe oraz przez podmioty działające na rynku handlu i usług związanych z gazem. Analizy wykonane na podstawie PEP 2040 wskazują na znaczny wzrost zużycia gazu przez kategorie energetyka oraz przemysł. Szczegółowe rozwinięcie prognozy PEP2040, przedstawione poniżej, wskazują na prawie dwukrotny przyrost zużycia gazu ziemnego w ciągu kolejnych 20 latach. Jak piszą autorzy artykułu, zgodnie z przewidywaniami rynek gazu ziemnego w Polsce nie jest nasycony i należy oczekiwać jego dalszego wzrostu w perspektywie kolejnych lat. Najbardziej dynamiczny wzrost popytu w najbliższej dekadzie związany jest z planem budowy istotnych mocy wytwarzania energii elektrycznej w oparciu o paliwo gazowe na potrzeby bilansowania systemu, przy istotnym zakładanym wzroście wytwarzania opartego na niestabilnych źródłach OZE (energetyka wiatrowa i fotowoltaika). Znaczny wzrost zakładany jest również w związku z regulacjami dotyczącymi emisji gazów i pyłów przez średniej wielkości instalacje wytwórcze (ciepła i energii) o mocy między 1, a 50 MW. Oczekuje się, że istotna część tych instalacji będzie przechodzić na paliwo gazowe, co pozwoli na wypełnienie zaostrzonych norm. W perspektywie 2040 roku przewiduje się ponadto rozwój nowego segmentu rynku jakim jest transport kołowy oparty na gazie ziemnym w postaci CNG oraz LNG [4].



Rysunek 39 - Prognoza zapotrzebowania krajowego na gaz ziemny oraz na usługę przesyłową gazu ziemnego na potrzeby rynku krajowego w perspektywie 2040 roku na podstawie PEP 2040

Źródło: Prognoza zapotrzebowania krajowego na gaz ziemny oraz na usługę przesyłową gazu ziemnego na potrzeby rynku krajowego w perspektywie 2040 roku, Gaz, woda i technika sanitarna, Rocznik 2019 - zeszyt 4.

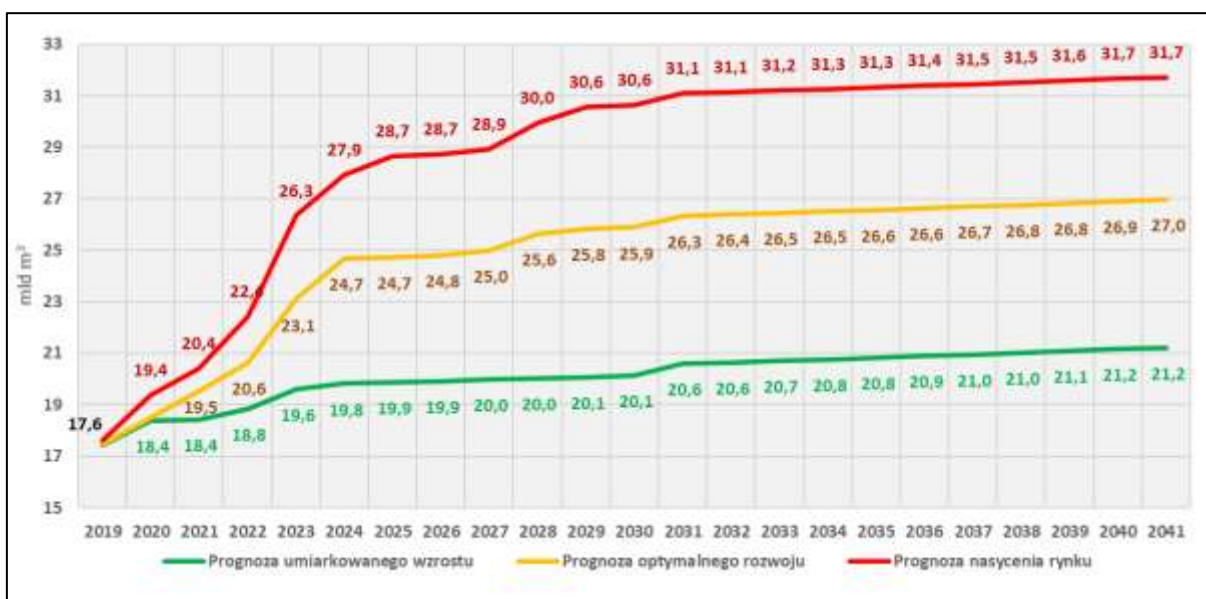
Biorąc pod uwagę powyższą prognozę przeprowadzono na jej podstawie analizę wymaganych pojemności magazynów gazu wynikające z potrzeb pokrywania nierównomierności sezonowych (wg metodyki określonej w niniejszej pracy), potrzeb bezpieczeństwa (zapasy obowiązkowe ustalone wg aktualnie obowiązującej ustawy) oraz pojemności udostępnianych operatorowi systemu przesyłowego.

Tabela 16- Szacunek potrzeb magazynowania gazu w PMG do 2040 r. na podstawie PEP 2040

Wyszczególnienie		2020	2025	2030	2035	2040
		mln m <sup>3</sup>				
Prognoza zużycia gazu ziemnego		18700	23800	25500	28500	30100
<b>Sumaryczna, wymagana pojemność PMG</b>		<b>3676</b>	<b>5070</b>	<b>5451</b>	<b>6008</b>	<b>6332</b>
W tym:	<b>Obliczeniowa, pojemność PMG</b>	2327	3302	3543	3854	4046
	<b>Zapasy obowiązkowe w PMG (30 dniowe zapasy)</b>	1299	1718	1858	2104	2236
	<b>Pojemność PMG zarezerwowana dla Operatora Systemu Przesyłowego</b>	50	50	50	50	50

Biorąc pod uwagę **maksymalne pojemności instalacji magazynowych udostępnione przez OSM w sezonie 2020/2021, które wynoszą 3,20 mld m<sup>3</sup>** w sytuacji potrzeby zmagazynowania zapasów obowiązkowych i zapewnienia pojemności dla OSP pozostała pojemność dla regulacji nierównomierności sezonowej zużycia kształtować się będzie na poziomie 1,77 mld m<sup>3</sup>. Wskazuje to na możliwość powstania deficytu pojemności magazynowych na poziomie ok. 700 mln m<sup>3</sup>. W związku ze zmianami dostawców gazu od końca 2022 roku tj. po zakończeniu realizacji kontraktu jamalskiego podpisanego z rosyjskim dostawcą, przełożą się na zdecydowaną poprawę bezpieczeństwa utrzymywania nieprzerwanych dostaw gazu. W tej sytuacji ważnym wydaje się zmiana podejścia do utrzymywania zapasów obowiązkowych w wymiarze średnich 30 dni dostawy gazu z importu i dostosowanie ich wolumenu do rzeczywistego poziomu ryzyka. Powyższa analiza na podstawie PEP 2040 wskazuje, że aktualne pojemności magazynowe umożliwią utrzymanie zapasów obowiązkowych na poziomie ok. 17 średnich dni dostawy gazu z importu.

Przedstawiona prognoza zużycia gazu nie jest jedyną, która została sporządzona w ostatnich latach dla obszaru Polski. Powstały także inne wariantowe prognozy np. **Operatora Systemu Przesyłowego Gaz-System** w opublikowanym „Krajowym dziesięcioletnim planie rozwoju systemu przesyłowego - planie rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2020-2029”.



Rysunek 40 - Prognoza zapotrzebowania na gaz do 2041 r. wg OGP Gaz-System S.A.

Źródło: Gaz-System S.A.

Wszystkie powyższe prognozy prezentowane są także w bardziej szczegółowym układzie podstawowych kategorii odbiorców gazu, co umożliwia wykorzystanie zaprezentowanej metodologii do oszacowania potrzeb podziemnego magazynowania gazu. Powyższe prognozy przedstawiono w tabelicy nr 17.

Tabela 17 - Szacunek potrzeb magazynowania gazu w PMG do 2040 r. na podstawie prognoz zapotrzebowania na gaz opracowanych przez Gaz-System.

Wyszczególnienie		2020	2025	2030	2035	2040
		mln m <sup>3</sup>				
<b>Prognoza zużycia gazu ziemnego – Wariant umiarkowanego wzrostu [49]</b>		<b>18 381</b>	<b>19 866</b>	<b>20 140</b>	<b>20 824</b>	<b>21 154</b>
<b>Sumaryczna, wymagana pojemność PMG</b>		4074	4239	4318	4448	4546
W tym:	Obliczeniowa, pojemność PMG	2752	2795	2851	2925	2996
	Zapasy obowiązkowe w PMG (30 dniowe zapasy)	1272	1394	1417	1473	1500
	Pojemność PMG zarezerwowana dla Operatora Systemu Przesyłowego	50	50	50	50	50
<b>Prognoza zużycia gazu ziemnego – Wariant optymalnego wzrostu [49]</b>		<b>18 499</b>	<b>24 740</b>	<b>25 886</b>	<b>26 571</b>	<b>26 900</b>
<b>Sumaryczna, wymagana pojemność PMG</b>		4096	5150	5472	5602	5701
W tym:	Obliczeniowa, pojemność PMG	2764	3305	3533	3606	3678
	Zapasy obowiązkowe w PMG (30 dniowe zapasy)	1282	1795	1889	1946	1973
	Pojemność PMG zarezerwowana dla Operatora Systemu Przesyłowego	50	50	50	50	50
<b>Prognoza zużycia gazu ziemnego – Wariant nasycenia rynku [49]</b>		<b>19 385</b>	<b>28 673</b>	<b>30 643</b>	<b>31 327</b>	<b>31 657</b>
<b>Sumaryczna, wymagana pojemność PMG</b>		4257	6136	6615	6744	6843
W tym:	Obliczeniowa, pojemność PMG	2852	3968	4285	4358	4429
	Zapasy obowiązkowe w PMG (30 dniowe zapasy)	1355	2115	2280	2336	2364
	Pojemność PMG zarezerwowana dla Operatora Systemu Przesyłowego	50	50	50	50	50

Przeprowadzone analizy potrzeb magazynowych wskazują niezbędne pojemności do bilansowania sezonowych nierównomierności zużycia gazu. Oprócz pojemności, PMG powinny charakteryzować się także odpowiednimi parametrami mocy odbioru gazu z magazynu, które umożliwiają reagowanie na krótkotrwałe, duże

wzrosty zużycia gazu, związane ze spadkiem temperatury zewnętrznej. Zwykle w okresie roku kalendarzowego można zaobserwować kilka tzw. szczytowych zapotrzebowań na gaz (rys nr 23). Wtedy niezależnie od pozostałej do dyspozycji pojemności magazynowej dla zbilansowania zużycia gazu niezbędna jest dostępna moc PMG. Przeprowadzone w Rozdziale VI pkt 5 analizy współczynników nierównomierności dobowej  $W_{nd}$  dla najzimniejszych okresów z ostatniego 20-lecia dają możliwość określenia zapotrzebowania szczytowego, które wystąpi w systemie przesyłowym. Każda z analizowanych kategorii odbiorców gazu posiada swój maksymalny współczynnik nierównomierności dobowej zestawiony w tablicy nr 11. Pokrycie takiego szczytowego zapotrzebowania na gaz związane jest z uruchomieniem dostaw ze wszystkich dostępnych źródeł tj. złóż krajowych, importu oraz PMG. Biorąc pod uwagę warunki pracy źródeł krajowych gazu jak i kontraktów na import gazu opisane w Rozdziale III pkt. 2 niniejszej pracy oraz analizy rzeczywistych nierównomierności dostaw gazu przedstawione na rysunku 32 i 33, do bilansu szczytowego zapotrzebowania na gaz przyjęto dostawy z nierównomiernością 5,3 %. Pozostała ilość gazu dla zbilansowania szczytowego zapotrzebowania pochodzić powinna z PMG stanowiąc niezbędną jego moc odbioru gazu.

Oprócz mocy wynikającej z pokrywania szczytowego zapotrzebowania na gaz niezbędne jest zabezpieczenie dodatkowej mocy na uruchomienie w ciągu 40 dni utrzymywanych w okresie całego roku tzw. zapasów obowiązkowych. Aktualna ustawa w ten sposób określa wymagania co zarezerwowanej mocy PMG, w których utrzymywane są zapasy. Algebraiczna suma tych dwóch składników daje szacunek wymagań co do mocy odbioru gazu z PMG jaki powinien być udostępniony w poszczególnych latach.

Tabela 18 - Szacunek wymaganej mocy odbioru gazu z PMG do 2040 r. na podstawie PEP 2040

Wyszczególnienie	2020	2025	2030	2035	2040
	mln m <sup>3</sup> /dobę				
<b>I</b> <b>Szacunek szczytowego zapotrzebowania na gaz</b>	<b>92,8</b>	<b>124,7</b>	<b>132,7</b>	<b>146,8</b>	<b>154,2</b>
<b>II</b> <b>Dostawy gazu ze źródeł krajowych i importu</b>	54,1	68,8	73,7	82,4	87,0
<b>III = I - II</b> <b>Wymagana moc odbioru gazu z PMG dla pokrycia szczytowego zapotrzebowania</b>	38,7	55,9	59,0	64,4	67,2
<b>IV</b> <b>Dodatkowa moc wymagana dla odbioru zapasów obowiązkowych w PMG</b>	38,4	48,9	52,4	58,6	61,8
<b>V = III + IV</b> <b>Sumaryczna moc PMG</b>	<b>77,1</b>	<b>104,8</b>	<b>111,4</b>	<b>123,0</b>	<b>129,0</b>

W tabelicy nr 18 zestawiono wyniki analiz szczytowego zapotrzebowania na gaz wynikającego z prognoz PEP do 2040 r. oraz wymaganych mocy PMG wynikających z potrzeb bilansowania szczytowego zapotrzebowania (pozycja III) oraz dla odbioru zapasów obowiązkowych w PMG (pozycja IV). Sumaryczna moc PMG wymagana w latach 2020-2040 została przedstawiona w pozycji V. Aktualnie na szczyt 2020/2021 zgodnie z informacją OSM, PMG w Polsce posiadają moc odbioru na poziomie 53,5 mln m<sup>3</sup>/dobę. Kalkulacja wykonana na podstawie PEP 2040 r. wskazuje na możliwość pokrycia potrzeb bilansowania systemu w szczycie zużycia gazu 2020/2021 (wymagana moc PMG 38,7 mln m<sup>3</sup>/dobę), jednak podobnie jak to ma miejsce w bilansie pojemności może wystąpić w tym okresie deficyt mocy w sytuacji potrzeby uruchomienia zapasów obowiązkowych przy maksymalnym zapotrzebowaniu na gaz odbiorców (np. w sytuacji zaprzestania dostaw gazu z jednego z kierunków importu gazu).

Wykonano dodatkowo obliczenia niezbędnej mocy odbioru gazu z PMG dla bilansowania systemu oraz uruchamiania zapasów obowiązkowych dla prognoz zużycia gazu opracowanych przez Operatora Systemu Przesyłowego Gaz-System. Wyniki analiz zestawiono w tablicach nr 19, 20 i 21.

Tabela 19 - Szacunek mocy PMG na podstawie prognozy Gaz- System – Wariant umiarkowanego wzrostu

Wyszczególnienie	2020	2025	2030	2035	2040
	mln m <sup>3</sup> /dobę				
Analiza mocy PMG na podstawie prognozy Gaz- System – Wariant umiarkowanego wzrostu					
<b>I</b> Szacunek szczytowego zapotrzebowania na gaz	99,8	105,9	107,7	111,1	113,3
<b>II</b> Dostawy gazu ze źródeł krajowych i importu	53,0	57,3	58,1	60,1	61,0
<b>III = I - II</b> Wymagana moc odbioru gazu z PMG dla pokrycia szczytowego zapotrzebowania	46,8	48,6	49,6	51,0	52,3
<b>IV</b> Dodatkowa moc wymagana dla odbioru zapasów obowiązkowych w PMG	31,8	34,9	35,4	36,8	37,5
<b>V = III + IV</b> Sumaryczna moc PMG	78,6	83,5	85,1	87,9	89,8

Tabela 20 - Szacunek mocy PMG na podstawie prognozy Gaz- System – Wariant optymalnego wzrostu

Wyszczególnienie	2020	2025	2030	2035	2040
	Analiza mocy PMG na podstawie prognozy Gaz- System – Wariant optymalnego wzrostu				
<b>I</b> Szacunek szczytowego zapotrzebowania na gaz	100,4	128,5	134,3	137,7	139,9
<b>II</b> Dostawy gazu ze źródeł krajowych i importu	53,4	71,4	74,7	76,7	77,6
<b>III = I - II</b> Wymagana moc odbioru gazu z PMG dla pokrycia szczytowego zapotrzebowania	47,0	57,1	59,7	61,1	62,3
<b>IV</b> Dodatkowa moc wymagana dla odbioru zapasów obowiązkowych w PMG	32,1	44,9	47,2	48,6	49,3
<b>V = III + IV</b> Sumaryczna moc PMG	79,1	102,0	106,9	109,7	111,6

Tabela 21 – Szacunek mocy PMG na podstawie prognozy Gaz- System – Wariant nasycenia rynku

Wyszczególnienie	2020	2025	2030	2035	2040
	mln m <sup>3</sup> /dobę				
<b>Analiza mocy PMG na podstawie prognozy Gaz- System – Wariant nasycenia rynku</b>					
<b>I</b> <b>Szczytowe zapotrzebowanie na gaz</b>	104,5	146,7	156,4	159,8	162,0
<b>II</b> <b>Dostawy gazu ze źródeł krajowych i importu</b>	55,9	82,7	88,4	90,4	91,4
<b>III = I - II</b> <b>Wymagana moc odbioru gazu z PMG dla pokrycia szczytowego zapotrzebowania</b>	48,6	64,0	68,0	69,4	70,6
<b>IV</b> <b>Dodatkowa moc wymagana dla odbioru zapasów obowiązkowych w PMG</b>	33,9	53,0	57,0	58,4	59,1
<b>V = III + IV</b> <b>Sumaryczna moc PMG</b>	82,5	117,0	125,0	127,8	129,7

Analizy niezbędnej mocy PMG wykonane w oparciu o prognozy zapotrzebowania na gaz opracowane przez operatora OGP Gaz-System wskazują na:

- Możliwości pokrycia potrzeb bilansowania systemu przez PMG w szczycie zużycia gazu 2020/2021 (wymagana moc odbioru gazu z PMG 46,8 – 48,5 mln m<sup>3</sup>/dobę) w stosunku do aktualnie posiadanej mocy odbioru gazu z PMG 53,5 mln m<sup>3</sup>/dobę,
- Deficyt mocy odbioru gazu z PMG dla równoczesnego uruchomienia zapasów obowiązkowych w sytuacji maksymalnego zapotrzebowania na gaz odbiorców,
- Wyniki wskazują na konieczność podjęcia decyzji inwestycyjnych dla stopniowego powiększenia pojemności roboczej oraz dostępnej mocy odbioru gazu z PMG w kolejnych latach do 2040 r.

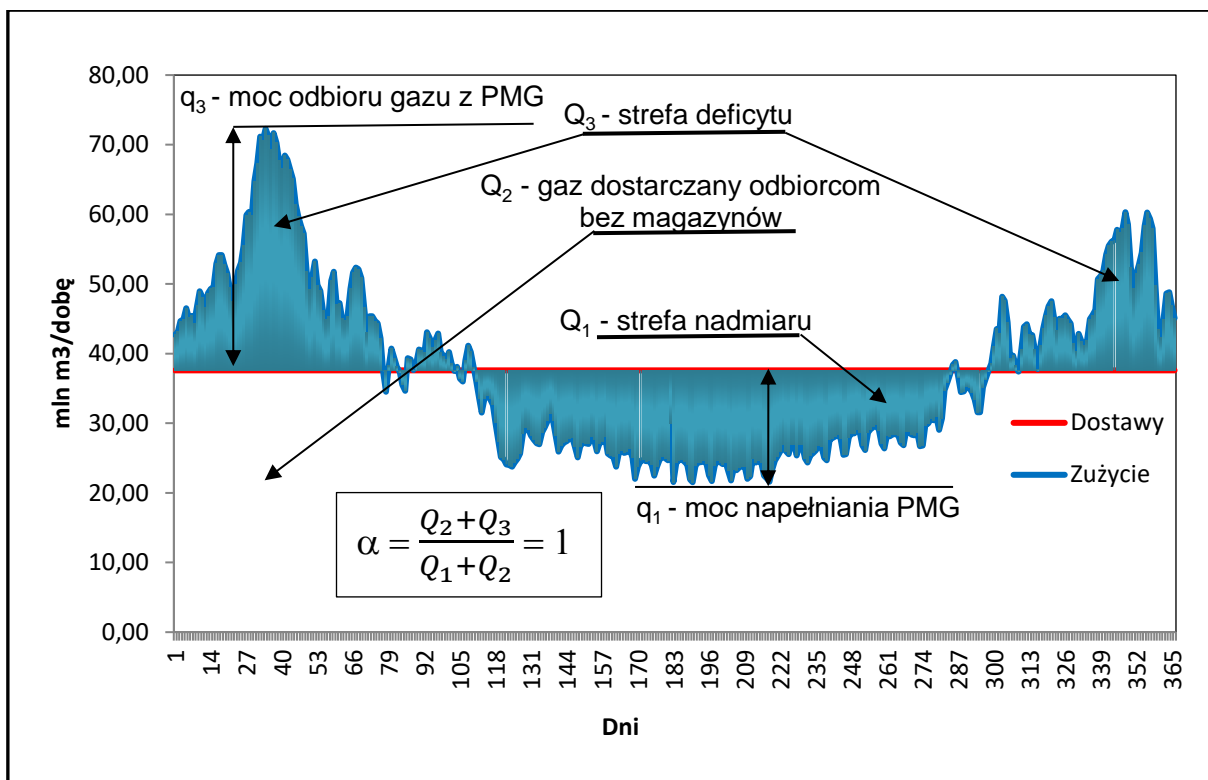


### 3. Porównanie zaproponowanej metodyki obliczania potrzeb w zakresie podziemnego magazynowania gazu z innymi metodami.

Jak już wspomniano w powyższych rozdziałach, pokrywanie zmieniającego się w czasie zużycia gazu w systemie gazowniczym wynikającego przede wszystkim ze zmian temperatury zewnętrznej oraz podłączanie nowych odbiorców wymaga posiadania odpowiednich środków technicznych umożliwiających bilansowanie dostaw i zużycia gazu. Prawidłowo dobrane pojemności magazynowe oraz moce odbioru gazu z magazynu dają możliwość utrzymywania **współczynnika zdolności pozyskania gazu  $\alpha$**  na poziomie jedności tj: bez konieczności ograniczania zarówno wydobycia i importu gazu jak i odbiorców końcowych. Tak zbilansowany system gazowniczy daje szansę na efektywne jego wykorzystanie tj. minimalizację jednostkowych kosztów wydobycia, importu gazu oraz transportu do odbiorców.

Oczywiście szacowanie potrzeb magazynowania gazu nieodłącznie związane jest z wykorzystaniem prognozy zużycia gazu, na podstawie której określane są potrzeby rozbudowy PMG. Jakość prac prognostycznych określających przyszłe zużycie gazu ma bezpośredni wpływ na wyniki analiz potrzeb magazynowania gazu. Dobór odpowiednich parametrów dla opracowania prognoz, w tym podział na podstawowe kategorie odbiorców, określenie wpływu czynników makroekonomicznych, wzięcie pod uwagę trendów dot. ochrony klimatu oraz nowych technologii skutkuje dokładniejszym określeniem przyszłego zużycia gazu.

Jak to opisano w rozdziale III niniejszej pracy oraz na poniższym rys nr 41, bilansowanie systemu gazowniczego polega na wykorzystaniu magazynów gazu o pojemności co najmniej równej wartości deficytu, które równocześnie w okresie letnim są w stanie przejąć nadmiar ilości gazu w systemie. Pojemność to tylko jeden z parametrów opisujących wymagane parametry magazynu. Równie ważnymi parametrami są moce napełniania ( $q_3$ ) i oddawania gazu z magazynu ( $q_1$ ), które zapewniają z jednej strony pokrycie szczytowego zapotrzebowania na gaz w momentach dłuższych okresów zimna oraz odbioru gazu z systemu w sytuacji nadmiaru gazu wynikającego ze zmniejszonego wolumenu zużywanego gazu w okresach letnich.



Rysunek 41 - Bilansowanie systemu gazowniczego.

Porównując wielkość deficytu  $Q_3$  do całkowitych dostaw gazu ( $Q_1 + Q_2$ ) uzyskano **współczynnik potrzeb magazynowania  $P_M$** .

$$P_M = \frac{Q_3}{(Q_1 + Q_2)} [\%]$$

Powyższy współczynnik  $P_M$  wskazuje jaki procent całkowitych planowanych dostaw gazu do systemu w ciągu roku (z założenia równego planowanemu zużyciu gazu) powinien zostać zmagazynowany w PMG, aby można było zbilansować nierównomierności sezonowe zużycia gazu. Zgodnie z tą metodą określano dla statystycznych danych dotyczących zużycia gazu w latach poprzednich współczynniki potrzeb magazynowania  $P_M$ . Na jego podstawie określano przyszłe potrzeby magazynowe i planowano rozbudowę Podziemnych Magazynów Gazu w Polsce.

Oszacowany na podstawie powyższej metody w 2010 roku, opisany w [46] współczynnik potrzeb magazynowania na poziomie 11% odzwierciedlał aktualne w tamtym okresie czasu potrzeby magazynowania związane z zużyciem gazu przez różnych odbiorców bez podziału na kategorie. Przedstawione na tej podstawie

kalkulacje przyszłych potrzeb magazynowania obarczone są dużą niedokładnością, na którą składają się następujące elementy

- brak odzwierciedlenia zmian w strukturze odbiorców,
- brak uwzględnienia najchłodniejszych okresów zimowych z ubiegłych lat np. najzimniejszego okresu z ostatnich 20-lat.
- ograniczone możliwości optymalizacji rozbudowy systemu przesyłowego i lokalizacji nowych PMG wynikające z braku możliwości określania obszarów ze zlokalizowanymi odbiorcami o największych nierównomierności zużycia gazu,

Poniżej zestawiono dane statystyczne z ostatnich siedmiu lat w okresie 2014-2020 prezentujące rzeczywiste zużycie gazu w systemie gazu wysokometanowego E oraz dane dotyczące wykorzystania PMG tj. całkowitych pojemności, zapasów obowiązkowych utrzymywanych przez cały rok i wynikających z ustawy, dostępnej pojemności dla pokrywania nierównomierności sezonowych zużycia gazu oraz rzeczywiście wykorzystanej pojemności magazynowej w PMG. Z zestawienia wynika, że w okresie ostatnich siedmiu lat poza jednym rokiem tj. 2016 (ciepła zima) wystąpiły deficyty pojemności magazynowej.

Tabela 22 - Deficyt pojemności magazynowych w systemie gazowniczym gazu E w latach 2014 – 2020.

l.p.	Wyszczególnienie	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
		[mln m <sup>3</sup> ]						
1	Zużycie gazu E	14 484	14 608	15 617	16 491	17 209	18 170	18 367
2	Całkowita pojemność w PMG	2524	2796	2929	2985	2985	3075	3175
3	Zapasy obowiązkowe zgodne z ustawą.	942	836	774	972	982	1200	1200
4	Dostępna Pojemność PMG [2-3]	1582	1960	2155	2013	2003	1875	1975
5	Rzeczywista, wykorzystana pojemność PMG	1 643	1 988	1 873	2 066	2 270	2 187	2 395
6	<b>DEFICYT pojemności [4-5]</b>	<b>-61</b>	<b>-28</b>	282	<b>-53</b>	<b>-267</b>	<b>-312</b>	<b>-420</b>
7	Rzeczywisty współczynnik $P_M$ [5/1]	11,3%	13,6%	12,0%	12,5%	13,2%	12,0%	13,0%

Z tabeli wynika, że deficyt pojemności magazynowych wynikający z braku decyzji inwestycyjnych związanych z rozbudową pojemności magazynowych

nadążającą za prognozowanym wzrostem zużycia gazu rósł z każdym rokiem. Użyta metodologia szacowania wymaganej pojemności magazynowej oparta na współczynniku potrzeb magazynowych nie uwzględniła zmian w strukturze odbiorców i coraz szerszym wykorzystaniem gazu do celów grzewczych.

Ze względu na brak możliwości wykorzystania zapasów obowiązkowych do pokrywania sezonowych nierównomierności zużycia gazu, deficyt dostępnych pojemności magazynowych pokrywany był z dodatkowego importu gazu w okresach zimowych. Jak wykazano w podsumowaniu, zakup gazu w okresach zimowych związany jest ze znacznie wyższą ceną gazu na giełdach (o około 40 % - rys 44 i 45)

Zaproponowana w niniejszej pracy metodyka określania potrzeb magazynowania gazu opiera się na założeniach mających w jak najdokładniejszy sposób dopasować szacowane pojemności magazynowe do wzrastających z roku na rok potrzeb. Najważniejsze zalety metody to:

- Podział wszystkich odbiorców zasilanych z systemu przesyłowego na pięć głównych kategorii posiadających określone profile nierównomierności zużycia gazu. Daje możliwość ujęcia w analizach zmian w strukturze odbioru gazu wykazywanych w prognozach zużycia.
- Oparcie analiz o rzeczywiste, wieloletnie (siedem kolejnych lat od 2006-2012 r.) pomiary zużycia gazu przez odbiorców z każdej kategorii,
- Utworzenie tzw. „wirtualnych odbiorców” będących sumą algebraiczną zużytego gazu w ciągu roku w danej kategorii odbiorców,
- Wykorzystanie metody obliczania stopniodni grzania na obszarze Polski w celu określenia roku o największym zapotrzebowaniu na gaz z ostatnich 20 lat,
- określenie wartości ekwiwalentnej pojemności magazynowej (EPM) dla każdej kategorii odbiorców dla roku o największym zapotrzebowaniu na gaz,
- określenie maksymalnych współczynników nierównomierności dobowej zużycia gazu dla danej kategorii odbiorców w celu oszacowania maksymalnych strumieni gazu pobieranych przez daną kategorię odbiorców oraz niezbędnej mocy odbioru gazu z PMG do zbilansowania szczytowego zapotrzebowania,

Zgodnie z powyższą metodologią oszacowano potrzeby magazynowania gazu w kolejnych latach na podstawie prognozy zużycia gazu opracowanej dla potrzeb Polityki energetycznej Polski do 2040 roku.

Tabela 23 - Szacowane potrzeby magazynowania gazu w PMG na podstawie PEP do 2040 roku.

Wyszczególnienie		2025	2030	2035	2040
		mln m <sup>3</sup>			
<b>Prognoza zużycia gazu ziemnego wg. PEP do 2040 r.</b>		<b>23800</b>	<b>25500</b>	<b>28500</b>	<b>30100</b>
Sumaryczna, wymagana pojemność PMG		5070	5451	6008	6332
w tym:	Obliczeniowa, pojemność PMG	3302	3543	3854	4046
	Zapasy obowiązkowe zgodnie z ustawą.	1718	1858	2104	2236
	Pojemność PMG zarezerwowana dla OGP Gaz-system	50	50	50	50
Szacowany współczynnik P <sub>M</sub>		13,9 %	13,9%	13,5%	13,4%

Powyższa metodyka oprócz szacowania potrzeb magazynowania gazu w skali całego kraju umożliwia także:

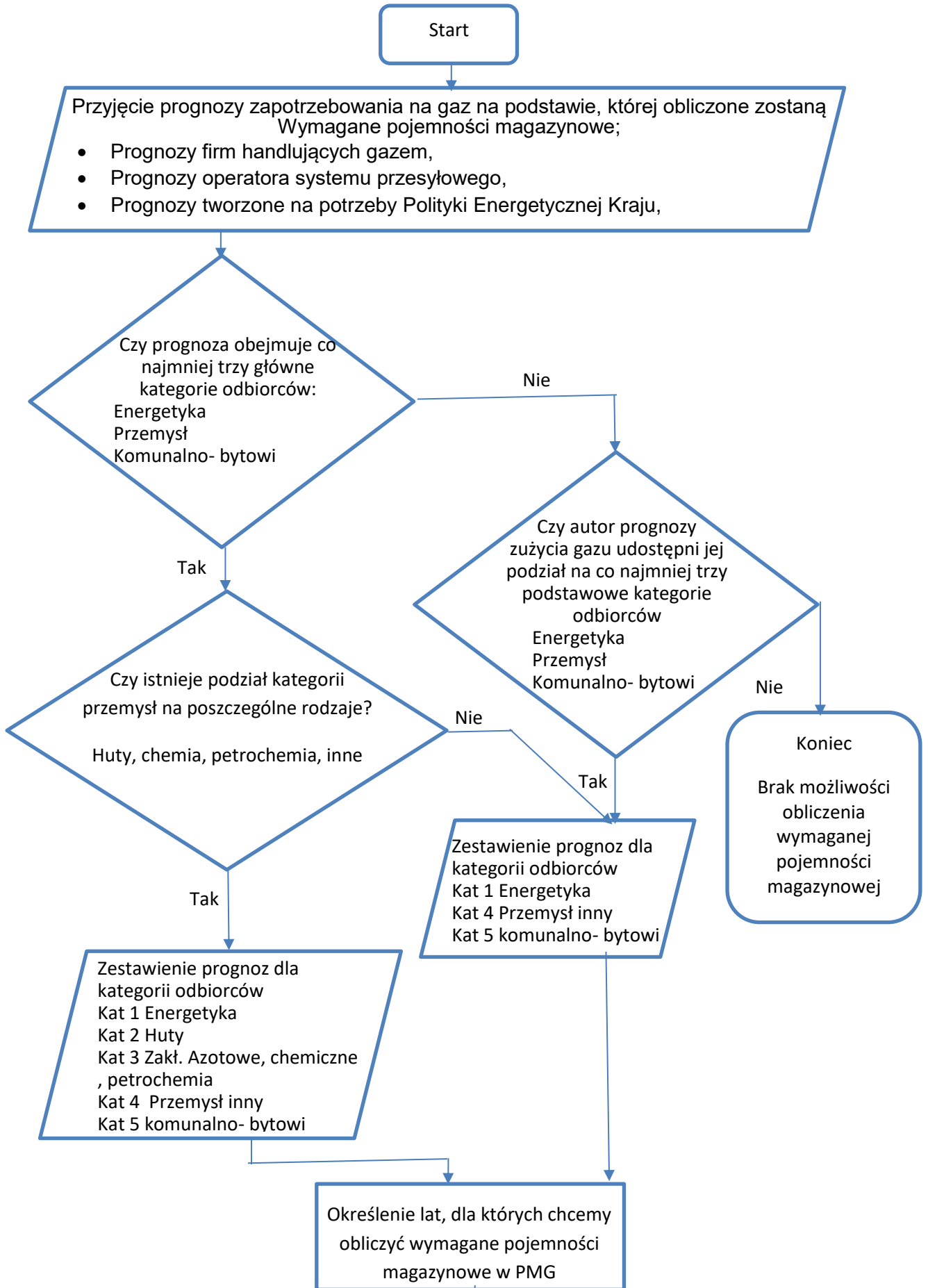
- Określenie potrzeb magazynowych dla wybranych obszarów systemu przesyłowego np. zasilanych z danego gazociągu (znając portfel odbiorców gazu)
- Racjonalną rozbudowę systemu przesyłowego oraz lokalizacją nowych PMG w miejscach o największym zapotrzebowaniu na pojemności magazynowe,
- Określenie potrzeb magazynowania gazu dla obszarów, do których może być przesyłany gaz o innych składzie lub z domieszką wodoru,

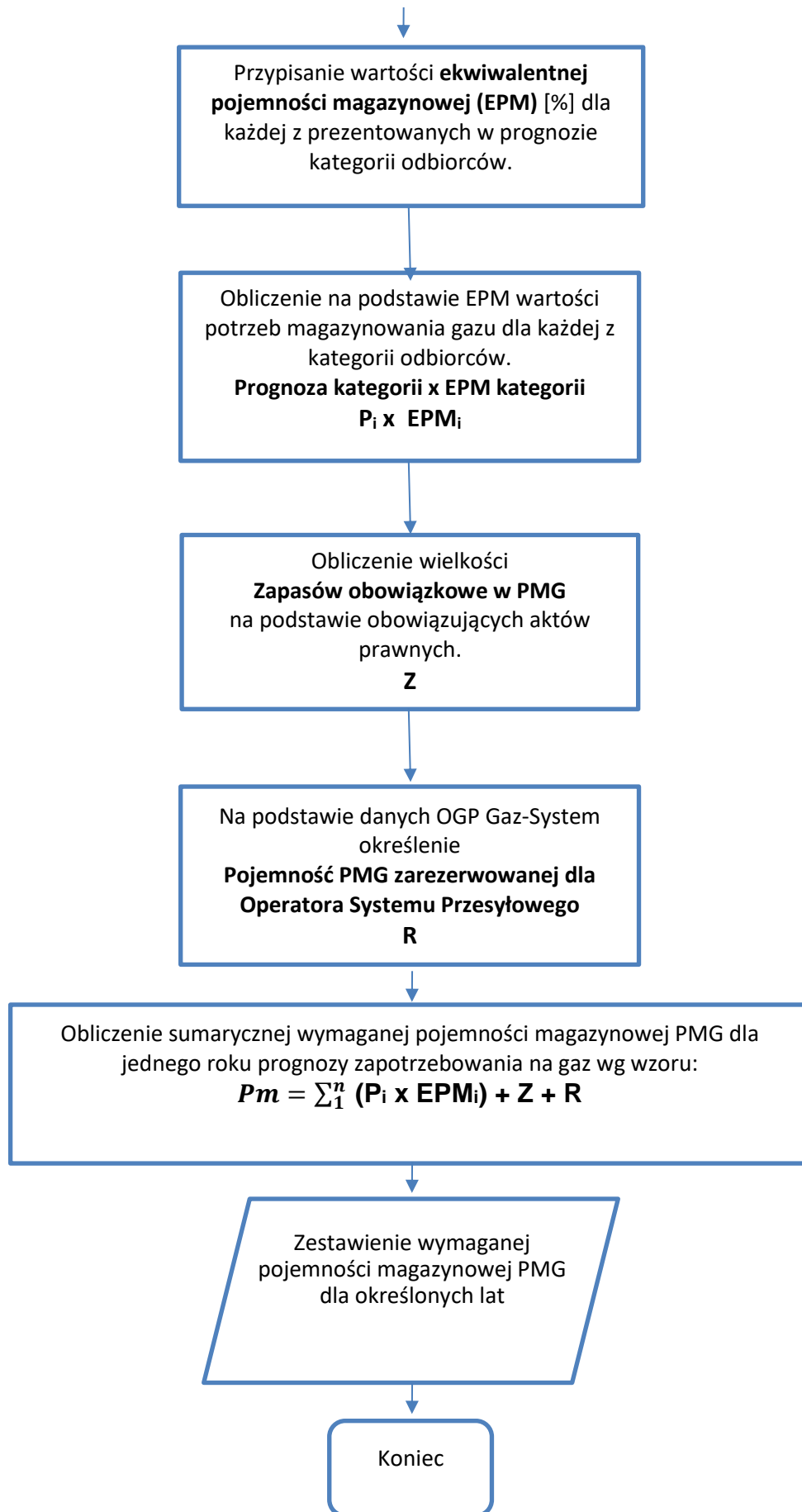
## VIII. Podsumowanie.

Jak napisano we wstępie do niniejszej rozprawy, stosowane aktualnie uproszczone metody obliczenia wymaganej pojemności PMG (np. zabezpieczenie pewnej ilości dni nieprzerwanych dostaw), nie dają odpowiedniej informacji dla zmieniającego się rynku usług magazynowania. Ten deficyt wiedzy objawia się istotnym niedopasowaniem istniejących pojemności PMG do rzeczywistych potrzeb systemu gazowniczego. Szacunkowe analizy wzrastających potrzeb magazynowania gazu wynikających ze wzrostu zużycia oraz zapasów obowiązkowych powodują, że decyzje inwestycyjne w zakresie rozbudowy PMG zapadają z opóźnieniem i często pod wpływem chwili (np. gdy nastąpi konieczności ograniczania dostaw gazu do odbiorców). Zaproponowana metodologia określania potrzeb magazynowania gazu daje możliwość przygotowania szczegółowych analiz z odpowiednią dokładnością dla podjęcia decyzji inwestycyjnych. Rozbudowa pojemności magazynowych gazu powinna być krocząca, wyprzedzając przewidywane wymagania i mająca przede wszystkim ochronić odbiorców przed ograniczeniami dostaw gazu. Przerwanie lub ograniczenie dostaw gazu ziemnego do odbiorców związane jest zawsze z ponoszeniem dużych strat gospodarczych, których można uniknąć.

W związku z powyższym w niniejszej rozprawie postarano się zaprezentować metodologię opracowania profili nierównomierności zużycia gazu z systemu gazowniczego przez główne kategorie odbiorców gazu oraz wynikające z tego potrzeby magazynowania. Zaproponowane podejście oparte jest na analizie rzeczywistych profili rocznych zużycia gazu przez główne kategorie odbiorców. Mają one z jednej strony różne charakterystyki zużycia wynikające z potrzeb energetycznych i technologii wykorzystania gazu, a z drugiej strony różny wpływ na potrzeby magazynowania gazu. Przeprowadzone analizy oparto o szczegółowe dane zużycia dobowego gazu na wszystkich stacjach red-pom I-go stopnia pracujących w systemie przesyłowym z siedmioletniego okresu. Przeanalizowano wpływ temperatury zewnętrznej na profil roczny nierównomierności zużycia gazu oraz obliczono wartość Ekwiwalentnej Pojemności Magazynowej (EPM) dla każdej z pięciu kategorii odbiorców końcowych. Wskazano także potrzebę skorygowane współczynników EPM po analizach najzimniejszego okresu zimowego z ostatnich 20 lat, tak aby obliczone pojemności magazynowe zabezpieczały także te najwyższe zużycia gazu.

### Obliczenia wymaganej pojemności magazynowej PMG







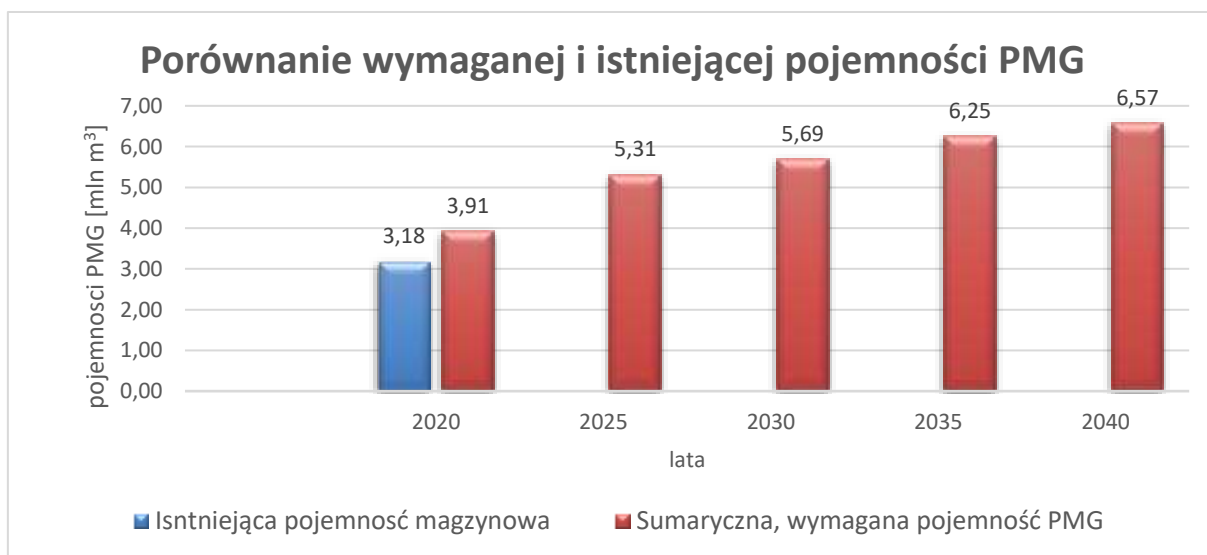
Dla okresów największego zużycia gazu, określono, także maksymalne współczynniki nierównomierności dobowej  $w_{nd}$ , które dają możliwość obliczenia szczytowego zapotrzebowania na gaz w najzimniejszej dobie dla każdej z analizowanych kategorii. Sumarycznie daje to możliwość określenia drugiego niezbędnego parametru PMG tj. mocy odbioru gazu z magazynu. Moc ta daje możliwość zbilansowania systemu gazowniczego w okresach największego zużycia podczas tzw. szczytów zużycia gazu.

W celu weryfikacji zaproponowanej metodyki szacowania niezbędnej pojemności magazynowej, wykonano obliczenia teoretycznych pojemności dla 10 lat rzeczywistego zużycia gazu z lat 2009-2018. W tych latach uzyskano dostęp do pełnej statystyki zużycia gazu przez poszczególne kategorie odbiorców gromadzone przez GUS. Uzyskane wyniki poddano porównaniu z rzeczywiście wykorzystanymi pojemnościami magazynowymi wykazywanymi przez Operatora Systemu Magazynowani. W okresie 2009 – 2013 ze względu na mocno niewystarczające dostępne pojemności magazynowe oraz konieczność utrzymywania zapasów obowiązkowych wykazano duży deficyt pojemności magazynowych, które pokrywane były z zakupów SPOT lub też uruchamiania zapasów obowiązkowych (niebezpieczne i nieefektywne działanie). Po 2013 roku, kiedy to uruchomiono nowe pojemności magazynowe z rozbudowywanym PMG Wierzchowice do poj. 1,2 mld  $m^3$ , obliczeniowe pojemności magazynowe różniły się tylko o 5 % w stosunku do rzeczywiście wykorzystanych. Takie niewielkie odchylenia uzyskanych wyników wskazują na prawidłową metodykę obliczania potrzeb magazynowania gazu.

Podsumowaniem wykonanych analiz było opracowanie przyszłych potrzeb magazynowania gazu w PMG dla prezentowanych prognoz zużycia gazu opracowywanych przez różne podmioty działające na rynku gazu. Jedną z tych prognoz opracowano w ramach prac nad Polityką Energetyczną Polski do 2040 roku. Zaproponowana metodyka umożliwiła analizę wielu wariantów prognoz zużycia gazu, określenia dla nich wymagań magazynowania oraz podjęcia z odpowiednim wyprzedzeniem decyzji o inwestycjach w nowe pojemności magazynowe, która stanowią podstawę bezpieczeństwa energetycznego kraju w zakresie dostaw gazu.

Dostępna pojemność magazynowa w Polsce dla sezonu 2020/2021 to: 3,18 mld  $m^3$  zlokalizowana w siedmiu PMG. Analizy potrzeb magazynowania dla

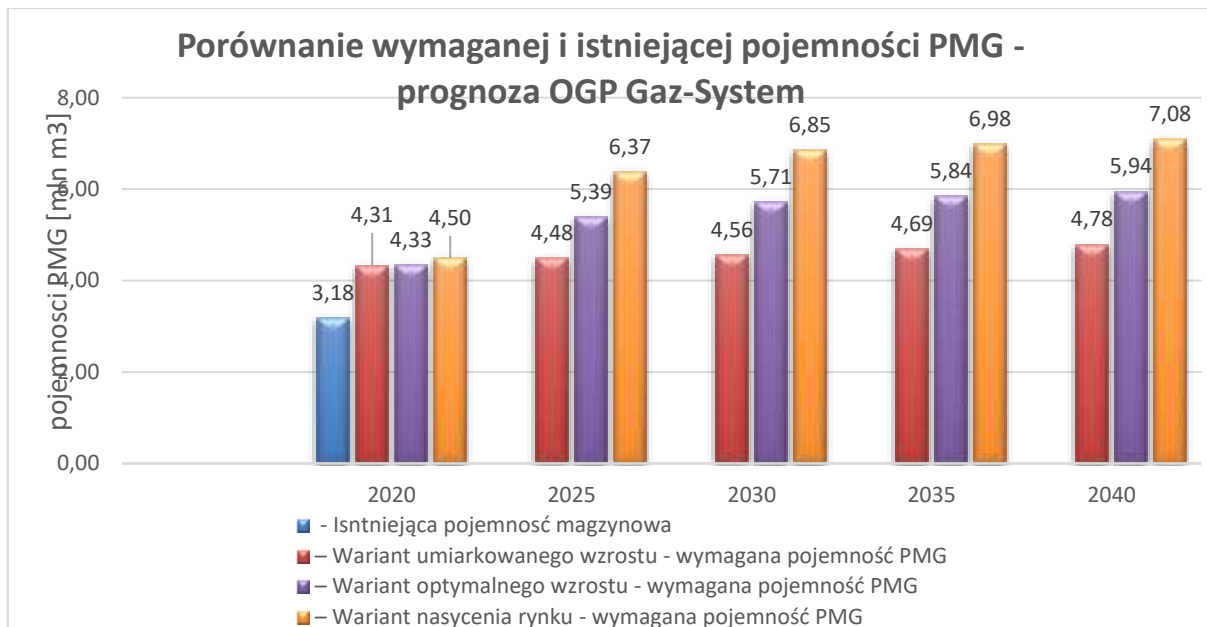
kolejnych lat prognozy PEP2040 opracowanej w artykule [2], zaprezentowano na rysunku nr 41. Wyniki obliczeń wskazują, że już w sezonie 2020/2021 **aktualnie posiadane w Polsce pojemności magazynowe są niewystarczające do pokrycia obliczonych w niniejszej pracy potrzeb magazynowania**. Deficyt na poziomie 0,7 mld m<sup>3</sup> może spowodować sytuację, gdy podczas dłuższych okresów chłodu (zgodnie z opracowaną metodą - porównywalnych do najzimniejszych okresów z ostatnich 20 lat) nastąpi konieczność wdrożenia tzw. „Planu ograniczeń w poborze gazu ziemnego”. Zgodnie z oficjalnym „SPRAWOZDANIEM Z WYNIKÓW MONITOROWANIA BEZPIECZEŃSTWA DOSTAW PALIW GAZOWYCH za okres od dnia 1 stycznia 2019 r. do dnia 31 grudnia 2019 r.” opublikowanym przez Ministra Klimatu [29] – „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.” W takiej sytuacji prawidłowa ocena potrzeb magazynowych oraz rozbudowa pojemności PMG stają się jednym z podstawowych zadań w zakresie bezpieczeństwa energetycznego kraju.



Rysunek 42 - porównanie pojemności magazynowych na podstawie prognozy PEP 2040 r

Jak wykazały analizy w kolejnych okresach deficyt pojemności magazynowych będzie się tylko pogłębiał uzyskując wartości w 2025 roku 2,1 mld m<sup>3</sup> oraz docelowo w 2040 roku 3,4 mld m<sup>3</sup>.

Podobne analizy potrzeb magazynowania wykonane dla prognozy zapotrzebowania na gaz opracowane przez operatora OGP Gaz-System przedstawiono na rysunku nr 43.



Rysunek 43 - porównanie pojemności magazynowych na podstawie prognozy Gaz-System

Także dla tej wersji prognozy zapotrzebowania na gaz, wykazano duże deficyty pojemności magazynowych począwszy od 2020 roku i osiągające 2040 roku poziomy od 1,6 – 3,9 mld m<sup>3</sup>.

W sytuacji, gdy zgodnie z najnowszymi analizami PEP do 2040 gaz ziemny ma stać się pomostowym paliwem transformacji energetyki, jego zużycie będzie silnie wzrastać w kolejnych latach. Realizowane aktualnie inwestycje w energetykę gazową tj: Elektrownia Dolna Odra, Elektrownia Ostrołęka, Elektrociepłownia Żerań, Elektrociepłownia Stalowa Wola i inne spowodują wykazane w powyższych prognozach przyrosty zużycia gazu, ale także dużego przyrostu potrzeb jego magazynowania. Podjęte decyzje o przestawieniu polskiej energetyki na gaz ziemny nie zostały potwierdzone równoległymi decyzjami o rozbudowie pojemności PMG. Wskazane w projekcie PEP do 2040 r. (wersja z 2018 r *PEP2040\_projekt\_v12\_2018-11-23-1.pdf*) konieczności rozbudowy pojemności magazynowych do 4,0 mld m<sup>3</sup> w okresie do 2030 roku to zdecydowanie za mało dla pokrycia potrzeb już w 2025 roku. We wszystkich wariantach prezentowanych prognoz zużycia gazu, potrzeby jego magazynowania sięgają w 2025 roku co najmniej wielkości 4,5 mld m<sup>3</sup>.

W aktualnie eksploatowanych PMG istnieją geologiczne możliwości rozbudowy pojemności magazynowych, które mogą pokryć przewidywane wzrosty potrzeb magazynowania. Dotyczy to zarówno PMG Wierzchowice oraz KPMG Mogilno i Kosakowo. Równocześnie istnieją w Polsce inne struktury geologiczne na których można zlokalizować kolejne PMG. Budowa nowych pojemności magazynowych w PMG wymaga około 4-6 lat, co związane jest z podejmowaniem decyzji z wyprzedzeniem na podstawie opracowanych analiz przyszłej wymaganej pojemności PMG.

Warto w tym miejscu podkreślić ekonomiczną stronę opóźnienia podjęcia decyzji o rozbudowie pojemności magazynowych.

Jak wykazano w powyższych analizach, aktualnie prognozowany wzrost zużycia gazu w okresie 10 lat do 2030 wraz z perspektywą do 2040 roku nie znajduje odzwierciedlenia w planach rozbudowy nowych pojemności magazynowych. Brak podejmowanych decyzji inwestycyjnych dla przygotowania odpowiednich pojemności w PMG skutkować może wzrostem cen gazu dla odbiorców końcowych związanych z potrzebą zakupu brakujących ilości gazu po zdecydowanie wyższych cenach.

Zgodnie z danymi Urzędu Regulacji Energetyki za 2020 rok, kwartalne ceny gazu ziemnego sprowadzanego z krajów UE kształtowały się w granicach 67,74-30,89 zł/kWh. Równocześnie cena gazu w okresie IV kwartału była jedną z najniższych w ostatnich latach, co zaprezentowano na rys. nr 43 i 44. Taki układ cen gazu w kolejnych kwartałach związany jest z podstawową zasadą popytu i podaży na gaz w okresie zimowego szczytu zużycia, jak również w doliczaniu dodatkowych kosztów magazynowania gazu dla okresów zimowych. Biorąc pod uwagę średnie ceny z kwartałów zimowych i letnich można oszacować ich różnicę na poziomie 61,28-34,39=28 zł/MWh. Po przeliczeniu na metr sześcienny gazu, przekłada się to na wzrost ceny o **0,30 zł na każdy m<sup>3</sup>** gazu sprowadzanego w okresie zimowym.



Rysunek 44 - Średnie ceny zakupu gazu ziemnego z zagranicy w poszczególnych kwartałach 2020 r. [zł/MWh]  
Źródło: [www.ure.gov.pl](http://www.ure.gov.pl)



Rysunek 45 - Średnie ceny zakupu gazu ziemnego z zagranicy w czwartych kwartałach. [zł/MWh]  
Źródło: [www.ure.gov.pl](http://www.ure.gov.pl)

Warto w tym miejscu porównać powyższe analizy z aktualnymi kosztami magazynowania gazu, które prezentuje operator systemu magazynowania dla umowy długoterminowej obejmującej 1 rok oraz zapewniającej w ramach pakietu zarówno pojemność magazynową (1 pakiet to 200 MWh czyli ok. 18 tys. m<sup>3</sup> gazu) jak i moce napełniania i odbioru gazu z PMG. Zgodnie z kalkulatorem usług magazynowania dostępnego od 01.01.2021 na portalu <https://ipi.gasstoragepoland.pl> koszty magazynowania gazu w „pakiecie elastycznym” przedstawiono w poniższej tabeli nr 22.

Tabela 24 - Koszt usługi magazynowania gazu.

Wyszczególnienie	Koszt [zł/ pakiet]	pakiet elastyczny - 1 rok	MWh	m <sup>3</sup>	jednostkowy koszt usługi magazynowania	
					zł/m <sup>3</sup>	zł/MWh
<b>PMG Wierzchowice</b>	4 522	1	200	18018	0,25	22,61
<b>Sanok</b> (PMG Husów, PMG Strachocina, PMG Brzeźnica, PMG Swarzów)	4 532	1	200	18018	0,25	22,61
<b>Kawerna</b> (KPMG Mogilno, KPMG Kosakowo)	4 005	1	200	18018	0,22	20,02

Zaprezentowane (wg cen na 2021 rok) porównanie kosztów magazynowania z kosztami zakupu gazu na rynkach SPOT w okresie szczytu zimowego, wskazuje na efektywność rozbudowy nowych PMG i potrzebę przechowywania w krajowych magazynach wymaganych ilości gazu nie tylko ze względu na bilansowanie zużycia gazu, ale także dla utrzymywania zapasów strategicznych zapewniających bezpieczeństwo energetyczne.

Zaproponowana metodyka obliczania potrzeb magazynowania broni tezy, że znajomość nierównomierności poboru gazu pozwala na dokładne określenie potrzeb magazynowych.

Autor zdaje sobie jednocześnie sprawę z konieczności dalszego rozwijania zaproponowanego metodyki określania potrzeb magazynowania gazu na podstawie uzyskiwanych, nowych danych statystycznych. Rozwój wykorzystania gazu z energetyce, praktycznego zastosowania technologii Power to Gas, a także wykorzystania pojemności podziemnych magazynów do przechowywania wodoru lub mieszanki wodoru – metan, może spowodować potrzebę wprowadzenia nowych kategorii odbiorców dla szacowania wymaganych pojemności magazynowych.

## IX. Spis Rysunków i Tablic.

### SPIS Rysunków

Rysunek 1 - Przebieg zużycia gazu ziemnego wysokometanowego i średnich temperatur w polskim systemie przesyłowym.....	10
Rysunek 2 - System gazu wysokometanowego z grupy E .....	18
Rysunek 3 - Elementy funkcjonalne systemu gazowniczego .....	19
Rysunek 4 - Idea bilansowania systemów gazowniczych .....	25
Rysunek 5 - Schemat bilansowania dostaw i zużycia gazu.....	26
Rysunek 6 - Pola pracy PMG na krzywej uporządkowanej zapotrzebowania na gaz30	
Rysunek 7 - Charakterystyka zużycia paliwa gazowego z PMG Wierzchowice .....	32
Rysunek 8 - Charakterystyka zużycia paliwa gazowego z GIM Kawerna .....	34
Rysunek 9 - PMG w kawernie solnej i wyeksploatowanym złożu gazowym.....	34
Rysunek 10 - Schemat instalacji zatłaczania PMG Wierzchowice .....	38
Rysunek 11 - Schemat instalacji odbioru gazu z PMG Wierzchowice.....	39
Rysunek 12 - Rzeczywiste profile nierównomierności zużycia gazu - sektor energetyczny elektrownie i elektrociepłownie.....	55
Rysunek 13 - Profil nierównomierności zużycia gazu dla Kategorii 1- Metoda 1 średnia wieloletnia.....	56
Rysunek 14 - Prognoza udziału paliw w produkcji energii elektrycznej – na podstawie PEP 2040 .....	58
Rysunek 15 – Rzeczywiste profile nierównomierności zużycia gazu - huty metali i szkła .....	58
Rysunek 16 - Profil nierównomierności zużycia gazu dla Kategorii 2 - Metoda 1 średnia wieloletnia.....	59
Rysunek 17 - Rzeczywiste profile nierównomierności zużycia gazu - zakłady azotowe, zakłady chemiczne.....	59

Rysunek 18 - Profil nierównomierności zużycia gazu dla Kategorii 3- Metoda 1 średnia wieloletnia.....	60
Rysunek 19 - Rzeczywiste profile nierównomierności zużycia gazu - przemysł inny	61
Rysunek 20 - Profil współczynnika nierównomierności zużycia gazu dla Kategorii 4- Metoda 1 średnia wieloletnia.....	62
Rysunek 21 - Rzeczywiste profile nierównomierności zużycia gazu - sektor komunalno-bytowy, usług, rolnictwa i odbiorców innych .....	63
Rysunek 22 - Profil nierównomierności zużycia gazu dla Kategorii 5 - Metoda 1 średnia wieloletnia.....	64
Rysunek 23 - Zależność dobowego zużycia gazu od średniej temp. zewnętrznej w kraju .....	66
Rysunek 24 - Zestawienie ilości Stopniodni w latach 2000-2019 .....	67
Rysunek 25 - Wykres średnich temp. dobowych dla lat 2006, 2010, 2012 .....	69
Rysunek 26 - Średnie temperatury dobowe w Polsce - styczeń 2006.....	70
Rysunek 27 - maksymalny pobór gazu - Kategoria 1 .....	70
Rysunek 28 - Średnie temperatury dobowe w Polsce - luty 2012 .....	71
Rysunek 29 - maksymalny pobór gazu - Kategoria 4 .....	71
Rysunek 30 - Średnie temperatury dobowe w Polsce - styczeń 2006.....	72
Rysunek 31 - maksymalny pobór gazu - Kategoria 5 .....	72
Rysunek 32 - Profil dostaw gazu do systemu - 2006 rok.....	74
Rysunek 33 - Profil dostaw gazu do systemu - 2012 rok.....	75
Rysunek 34- Procent pokrywania potrzeb magazynowania dostawami gazu z importu i złóż krajowych .....	75
Rysunek 35 - Struktura importu paliw gazowych w 2015 i 2019.....	77
Rysunek 36 - Ilość stopniodni w latach 2000-2019 .....	81
Rysunek 37 - Pojemności czynne PMG .....	84



Rysunek 38 - Porównanie obliczeniowej pojemności magazynowej w stosunku do rzeczywiście wykorzystanej w latach 2009- 2018.....	87
Rysunek 39 - Prognoza zapotrzebowania krajowego na gaz ziemny oraz na usługę przesyłową gazu ziemnego na potrzeby rynku krajowego w perspektywie 2040 roku na podstawie PEP 2040 .....	90
Rysunek 40 - Prognoza zapotrzebowania na gaz do 2041 r. wg OGP Gaz-System S.A. ....	91
Rysunek 41 - Bilansowanie systemu gazowniczego. ....	98
Rysunek 42 - porównanie pojemności magazynowych na podstawie prognozy PEP 2040 r .....	106
Rysunek 43 - porównanie pojemności magazynowych na podstawie prognozy Gaz-System .....	107
Rysunek 44 - Średnie ceny zakupu gazu ziemnego z zagranicy w poszczególnych kwartałach 2020 r. [zł/MWh] .....	109
Rysunek 45 - Średnie ceny zakupu gazu ziemnego z zagranicy w czwartych kwartałach. [zł/MWh] .....	109

**SPIS Tabel**

Tabela 1- Klasyfikacja paliw gazowych wg PN-C-04750Ł2011 .....	17
Tabela 2 - Parametry techniczne pracy PMG w wyeksploatowanych złożach .....	31
Tabela 3 - Parametry techniczne pracy PMG w kawernach solnych .....	33
Tabela 4 Ocena niepewności pomiaru ciśnienia .....	44
Tabela 5 Ocena niepewności toru pomiarowego temperatury .....	44
Tabela 6 Ocena niepewności względnego współczynnika ściśliwości. ....	45
Tabela 7 Ocena niepewności strumienia objętości w warunkach pomiaru dla gazomierza turbinowego. ....	45
Tabela 8 Ocena niepewności pomiaru objętości w warunkach bazowych. ....	46
Tabela 9 - Zestawienie ekwiwalentnej pojemności magazynowej dla poszczególnych kategorii odbiorców gazu w Polsce wg Metoda 1. ....	65
Tabela 10 - Zestawienie wartości EPM dla Kategorii odbiorców .....	68
Tabela 11 Zestawienie maksymalnych współczynników nierównomierności dobowej Wnd.....	73
Tabela 12 - Statystyka zużycia gazu E w podziale na kategorie odbiorców. ....	82
Tabela 13 - Obliczenia wymaganej pojemności w PMG.....	83
Tabela 14 - Przyrost pojemności PMG w latach 2009-2018.....	84
Tabela 15 – Porównanie obliczeniowej pojemności magazynowej w stosunku do rzeczywiście wykorzystanej w latach 2009- 2018.....	87
Tabela 16- Szacunek potrzeb magazynowania gazu w PMG do 2040 r. na podstawie PEP 2040 .....	90
Tabela 17 - Szacunek potrzeb magazynowania gazu w PMG do 2040 r. na podstawie prognoz zapotrzebowania na gaz opracowanych przez Gaz-System. ....	92
Tabela 18 - Szacunek wymaganej mocy odbioru gazu z PMG do 2040 r. na podstawie PEP 2040 .....	94

Tabela 19 - Szacunek mocy PMG na podstawie prognozy Gaz- System – Wariant umiarkowanego wzrostu.....	95
Tabela 20 - Szacunek mocy PMG na podstawie prognozy Gaz- System – Wariant optymalnego wzrostu .....	95
Tabela 21 – Szacunek mocy PMG na podstawie prognozy Gaz- System – Wariant nasycenia rynku .....	96
Tabela 22 - Deficyt pojemności magazynowych w systemie gazowniczym gazu E w latach 2014 – 2020.....	99
Tabela 23 - Szacowane potrzeby magazynowania gazu w PMG na podstawie PEP do 2040 roku. ....	101
Tabela 24 - Koszt usługi magazynowania gazu. ....	110

## X. Bibliografia

1. A. Matkowskiego (redaktor), Vademecum Gazownika TOM IV Rozdział 7 "Zarządzanie transportem gazu" autor Andrzej Kielbik,
2. Aleksandra Wójtowicz, Bogumiła Nawrocka-Fuchs, Historia gazownictwa polskiego od połowy XIX wieku po rok 2000. Polskie Zrzeszenie Inżynierów i Techników Sanitarnych. Zarząd Główny. Warszawa 2002 r.
3. Andrzej Kielbik, Andrzej Osiadacz. 2020. "Podziemne Magazyny Gazu – rola w systemie gazowniczym i określenie ich niezbędnych parametrów". Gaz, Woda, Technika Sanitarna Nr 12/2020.
4. Andrzej Osiadacz, Jacek Ciborski. 2019. "Prognoza zapotrzebowania krajowego na gaz ziemny oraz na usługę przesyłową gazu ziemnego na potrzeby rynku krajowego w perspektywie 2040 roku." Gaz, Woda, Technika Sanitarna. Nr 4/2019
5. Aras, Haydar, and Nil Aras. 2004. "Forecasting Residential Natural Gas Demand." Energy Sources.
6. Brzeziński, Tomasz, and Adam Wawrzynowicz. 2014. "Rozwój segmentu magazynowania paliw gazowych, zmiany otoczenia prawnego, zasady funkcjonowania oraz znaczenie segmentu dla rynku." Rynek Energii 114(5): 3–15.
7. Caterina Miriello, and Leen Dickx Michele Polo. 2014. "Research report series – balancing systems and flexibility tools in european gas markets." IEFE - Centre for Research on Energy and Environmental Economics and Policy at Bocconi University (February).
8. Cătuți, Mihnea, Christian Egenhofer, and Milan Elkerbout. 2019. The Future of Gas in Europe: Review of Recent Studies on the Future of Gas. [www.ceps.eu](http://www.ceps.eu).
9. Ciechanowska, Maria. 2016. "Podziemne Magazyny Gazu elementem bezpieczeństwa energetycznego Polski." Nafta-Gaz.
10. Clingendael International Energy Programme. 2011. Nederlands Instituut voor Internationale Betrekkingen seasonal flexibility in the northwest european gas market an outlook for 2015 and 2020.
11. Chris Le Fevre, Gas storage in Great Britain, The Oxford Institute for Energy Studies, January 2013

12. Dominika Klassek, Piotr Janusz, Rafał Wittmann. 2015. "Inteligentne sieci gazowe (cz. 2). elastyczność jako jedna z kluczowych funkcjonalności inteligentnej sieci gazowej." *Przegląd Gazowniczy*: 40–42.
13. DRAGAN, DAGMARA. 2018. "Prawne aspekty tworzenia, utrzymywania i finansowania zapasów gazu ziemnego." *ZESZYTY NAUKOWE TOWARZYSTWA DOKTORANTÓW UJ* 21: 123–35.
14. Energii, Ministerstwo. 2019. *Polityka Energetyczna Polski Do 2040 r. Projekt.*
15. EUROPE, UNITED NATIONS ECONOMIC COMMISSION FOR. 2013. 2 *International gas union world gas conference papers study on underground gas storage in Europe and Central Asia.*
16. Felix Höffler, and Madjid Kübler. 2007. "Demand for storage of natural gas in Northwestern Europe - A Simulation Based Forecast 2006-2030." *Gastech Conference Proceedings 2006.*
17. Flexibility, seasonal, in the, European natural, and gas market. 2019. "Cambridge Working Papers in Economics legor Riepin and Felix Müsgens."
18. Gaz-System S.A. 2019. „Krajowy dziesięcioletni plan rozwoju systemu przesyłowego plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2020-2029”.
19. Główny Urząd Statystyczny. 2018. *Gospodarka paliwowo-energetyczna w latach 2016 i 2017.*
20. Górski, Maciej, Wiesława Kunicka-Górska, and Małgorzata Trela. 1998. "Wierzchowice - Największy podziemny magazyn gazu (PMG) w Polsce. Cz. I. Studium geometrii i właściwości serii zbiornikowej oraz budowy nadkładu na podstawie sejsmiki 3D." *Przegląd Geologiczny.*
21. Jacek Ciborski, Andrzej Osiadacz. 2019. *Gaz, Woda, Technika Sanitarna Prognoza zapotrzebowania na gaz ziemny oraz na moce przesyłowe gazu ziemnego przez segment elektroenergetyki gazowej w Polsce w perspektywie 2040 Roku..*
22. Kaliski, Maciej et al. 2009. "Wykorzystanie gazu ziemnego do wytwarzania energii elektrycznej w Polsce i UE – Szanse i bariery." *Rynek Energii.*
23. Kwilosz, T., and B. Filar. 2014. "Zastosowanie metody statystycznej do prognozowania wydobycia gazu z PMG." *Nafta-Gaz ROK LXX(2)*: 87–93.
24. Matkowski, Adam, and Piotr Musiał. 2012. "Systemowe magazyny gazu w Polsce." *Archiwum Energetyki XLII(1)*: 81–92.

25. Minister Energii. 2019. "Plan działań zapobiegawczych - opracowany na podstawie art. 8 Ust 2 Lit. a Parlamentu Europejskiego i Rady UE Nr 2017/1938 z 25 Października 2017 r. w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylające Rozporządzenie (UE) 994/." : 1–60.
26. Minister Energii. 2019. Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych - za okres od dnia 1 stycznia 2018 r. do dnia 31 grudnia 2018 r.
27. Minister Energii. 2018. "Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych + za okres od dnia 1 stycznia 2017 r. do dnia 31 grudnia 2017 r." 57: 1.
28. Minister Energii. 2016. Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych + za okres od dnia 1 stycznia 2015 r. do dnia 31 grudnia 2015 r.
29. Minister Energii. 2017. "Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych za okres od dnia 1 stycznia 2016 r. do dnia 31 grudnia 2016 r." ministerstwo energii: 77.
30. Minister Energii. 2018. Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych za okres od dnia 1 stycznia 2017 r. do dnia 31 grudnia 2017r.
31. Minister Gospodarki. 2014. Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych - za okres od 1 stycznia 2013 r. do dnia 31 grudnia 2013 r.
32. Minister Klimatu. 2020. Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych za okres od dnia 1 stycznia 2019 r. do dnia 31 grudnia 2019 r.
33. Ministerstwo Energii. 2019. Polityka energetycznej Polski do 2040 roku Załącznik 2 - wnioski z analiz prognostycznych dla sektora paliwowo-energetycznego.
34. Ministerstwo Gospodarki. 2015. Wnioski z analiz prognostycznych na potrzeby Polityki Energetycznej Polski do 2050 roku.
35. National Grid UK. 2012. GAS DEMAND FORECASTING METHODOLOGY. [www2.nationalgrid.com/WorkArea/DownloadAsset.aspx?id=15169](http://www2.nationalgrid.com/WorkArea/DownloadAsset.aspx?id=15169).

36. OGP Gaz-System S.A. 2016. "Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2016-2025." krajowy dziesięcioletni plan rozwoju systemu przesyłowego.
37. Olkusi, Tadeusz, Adam Szurlej, and Piotr Janusz. 2015. "realizacja polityki energetycznej w obszarze gazu ziemnego." *Polityka Energetyczna - Energy Policy Journal*,.
38. Piotr Kosowski, Jerzy Stopa, Stanisław Rychlicki. 2010. "Analiza rynku gazu ziemnego w Polsce w latach 2003 – 2009 i prognozy na lata 2010 – 2012." *nafta-gaz rok lxxvi(nr 11/2010): 993–99.*
39. Piotr Kosowski, Jerzy Stopa, Stanisław Rychlicki. 2007. "Podziemne magazynowanie gazu jako element systemu bezpieczeństwa energetycznego i rynku gazowego wprowadzenie." *Polityka Energetyczna Tom 10 (Zeszyt specjalny 2): 131–40.*
40. Sebastian Bańka. 2010. "Znaczenie podziemnego magazynowania gazu ziemnego dla rynku dóbr przemysłowych w Polsce." *Zeszyty Naukowe (830): 5–15.*
41. Speirs, Jamie et al. 2020. "The Flexibility of Gas: What Is It Worth?" (July): 86. <http://www.sustainablegasinstitute.org/flexibility-of-gas-worth/>.
42. Stopa, Jerzy, Stanisław Rychlicki, and Piotr Kosowski. 2008. "Rola podziemnego magazynowania gazu w kawernach solnych." *Gospodarka Surowcami Mineralnymi - Mineral Resources Management 24(3/2): 11–23.*
43. Szurlej, Adam et al. 2014. "Rozwój energetyki gazowej w Polsce, a bezpieczeństwo energetyczne." *Rynek Energii.*
44. Urząd Regulacji Energetyki. 2016. Sprawozdanie z działalności prezesa urzędu regulacji energetyki w 2015 r.
45. Yermakov, Vitaly. 2019. lit don't mean a thing , if it ain't got that swing : why gas flexibility is high on the agenda for Russia and Europe." *The Oxford Institute for Energy Studies (February).*
46. Zawisza, Aleksander. 2011. "KPMG w Polsce w perspektywie roku 2015 oraz 2020." *Geologia tom 37: 293–306.*
47. Maria Ciechanowska, Podziemne magazyny gazu elementem bezpieczeństwa energetycznego Polski, *Nafta-Gaz 2016, nr 10, s. 833–840,*
48. <https://ipi.gasstoragepoland.pl>
49. <https://www.gaz-system.pl>

50. <https://www.ure.gov.pl/>
51. <https://stat.gov.pl/>
52. <https://pgnig.pl/>