

## **Instrukcja**

w zakresie wymagań do projektowania  
infrastruktury systemu przesyłowego Operatora  
Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.

PE-DY-I02

## Spis treści

Definicje i skróty .....	3
Cel Instrukcji .....	7
Przedmiot .....	7
Zakres stosowania .....	7
Paragraf 1 .....	8
Wymagania ogólne .....	8
Paragraf 2. ....	15
Wymagania dotyczące zawartości projektu .....	15
Przepisy przejściowe i końcowe .....	22
Załączniki .....	23

## Definicje i skróty

**Aktualna mapa** – mapa, która została zaktualizowana wynikami prac geodezyjnych. Z uwagi na upływ czasu i możliwość aktualizowania zbiorów zasobu również innymi niż służące do opracowywania map do celów projektowych wynikami prac geodezyjnych, sprawdzenie projektowanego usytuowania obiektów budowlanych, w szczególności koordynacja usytuowania sieci uzbrojenia terenu powinna odbywać się również z wykorzystaniem mapy zasadniczej wg stanu aktualności takiej, jaka jest w zasobie.

**Branżowa Mapa Numeryczna (BMN)** – mapa numeryczna sieci i obiektów gazowniczych prowadzona w GAZ-SYSTEM Treść geodezyjna BMN zgodna jest z instrukcją K1 – 98 z uwzględnieniem symboliki i struktury zawartej w instrukcji G7 dla obiektów nieposiadających odpowiedników w K1. Zakres gazowniczy oparty jest o uzgodnione i zdefiniowane symbole branżowe.

**Dane geodezyjne** – dane przestrzenne o dokładności i sposobie opracowania określone przez standardy techniczne dla geodezji (instrukcje techniczne). W GAZ-SYSTEM pod hasłem danych geodezyjnych należy rozumieć wielkoskalowe opracowania mapowe. Do danych geodezyjnych zaliczamy również wektorowe i rastrowe mapy topograficzne.

**Dane geograficzne** – dane przestrzenne lub dane opisowe o obiektach i zjawiskach występujących na powierzchni Ziemi i w jej bliskim sąsiedztwie - zarówno pod jak i nad tą powierzchnią. Przykładem obiektów lub zjawisk sąsiadujących z powierzchnią Ziemi mogą być: poziom wód gruntowych, zachmurzenie. Dane geograficzne mogą opisywać obiekty i zjawiska naturalne oraz stworzone przez człowieka.

**Dane przestrzenne** – dane dotyczące obiektów, zjawisk lub procesów, które znajdują się w przyjętym układzie współrzędnych. Dane te określają położenie, wielkość, kształt oraz związki topologiczne zachodzące między tymi obiektami, zjawiskami lub procesami. Dane przestrzenne, w formie cyfrowej, mogą występować jako dane wektorowe i dane rastrowe. Obraz tych danych składa się na treść mapy numerycznej.

**Droga** – definicja i podział dróg w rozumieniu ustawy z dnia 21 marca 1985 r. – *Ustawa o drogach publicznych*.

**Elementy oznakowania trasy gazociągu** – zbiór elementów takich jak:

- tablica orientacyjna,
- taśma ostrzegawcza, siatka ostrzegawcza,
- taśma lokalizacyjna,
- taśma lokalizacyjno-pomiarowa,
- słupek oznaczeniowy,
- słupek oznaczeniowo-pomiarowy,
- znacznik elektromagnetyczny,

pozwalających na oznakowanie trasy gazociągu, punktów jego załamania i innych punktów charakterystycznych gazociągu, głębokości ułożenia gazociągu lub jego odcinków oraz infrastruktury krzyżującej się.

**Gaz** – gaz ziemny, a także biogaz, inne rodzaje gazu palnego oraz ich mieszaniny, transportowane siecią przesyłową.

**Gazociąg** – rurociąg przesyłowy wraz z wyposażeniem służący do transportu gazu, ułożony na zewnątrz stacji gazowych, tłoczni gazu, obiektów wydobywających, wytwarzających, magazynujących lub użytkujących gaz, .

**GAZ-SYSTEM, Spółka, Inwestor lub Zamawiający** – Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.

**Geodezyjna inwentaryzacja powykonawcza** – należy przez to rozumieć geodezyjną inwentaryzację powykonawczą obiektów budowlanych w rozumieniu ustawy z dnia 17 maja 1989 r. - *Prawo geodezyjne i kartograficzne*.

**Kanalizacja teletechniczna** – element sieci światłowodowej, w skład której wchodzi m.in. rury osłonowe, rurociąg kablowy, mufy kablowe, kształtki, złączki, uchwyty, pokrywy, studnie oraz inne elementy i akcesoria niezbędne do prawidłowego umiejscowienia i instalacji kabla/i światłowodowego/ych.

**Kąt skrzyżowania** – kąt mierzony w płaszczyźnie poziomej między osią gazociągu i osią przeszkody terenowej, np. drogi lub linii kolejowej, w punkcie ich przecięcia.

**Mapa do celów projektowych** – opracowanie kartograficzne wykonane z wykorzystaniem wyników pomiarów geodezyjnych i materiałów państwowego zasobu geodezyjnego i kartograficznego, zawierające elementy stanowiące treść mapy zasadniczej, a także informacje niezbędne do sporządzenia dokumentacji projektowej, w tym projektu zagospodarowania działki lub terenu, oraz klauzulę właściwego organu, stanowiącą potwierdzenie przyjęcia materiałów lub zbiorów danych, w oparciu o które mapa ta została sporządzona, do państwowego zasobu geodezyjnego i kartograficznego lub oświadczenie geodety.

**Mapa hybrydowa** – opracowanie składające się z danych wektorowych prezentowanych na tle skalibrowanej mapy rastrowej.

**Mapa numeryczna** – mapa w formie cyfrowej, której obiekty przedstawione są w formie obrazów wektorowych i rastrowych. Mapa numeryczna może być częścią systemu informacji przestrzennej (geograficznej + terenowej).

**Mapa rastrowa (dane rastrowe)** – grafika rastrowa będąca cyfrową reprezentacją mapy wykonanej w konkretnej skali i odwzorowaniu kartograficznym.

**Mapa topograficzna** – opracowanie kartograficzne w skalach: 1:10 000, 1:25 000, 1:50 000, 1:100 000, o treści przedstawiającej elementy środowiska geograficznego powierzchni Ziemi i ich przestrzenne związki.

**Mapa wektorowa (dane wektorowe)** – mapa w postaci cyfrowej, której elementy treści opisywane są za pomocą zbiorów punktów o znanych współrzędnych wraz z zasobem informacji o tych obiektach opisanym za pomocą atrybutów nieprzestrzennych określających ich właściwości.



**Mapa zasadnicza** – wielkoskalowe opracowanie kartograficzne, zawierające informacje o przestrzennym usytuowaniu: punktów osnowy geodezyjnej, działek ewidencyjnych, budynków, konturów użytków gruntowych, konturów klasyfikacyjnych, sieci uzbrojenia terenu, budowli i urządzeń budowlanych oraz innych obiektów topograficznych, a także wybrane informacje opisowe dotyczące tych obiektów.

**Mufa kabla światłowodowego** – kompletny zestaw osprzętu do trwałego połączenia dwóch (lub większej liczby) odcinków instalacyjnych kabli światłowodowych.

**Odcinek gazociągu** – część gazociągu wyodrębniona za pomocą jednego kryterium, którym może być: wartość ciśnienia projektowego (DP), wartość maksymalnego ciśnienia roboczego (MOP), klasa lokalizacji, średnica i grubość ścianki rury.

UWAGA - odcinek gazociągu może być wyróżniony przez jedno lub więcej kryteriów.

**ODF** (ang. Optical Distribution Frame) – przetącznica światłowodowa.

**Plan sytuacyjny** – sporządzany na kopii aktualnej mapy zasadniczej lub mapy jednostkowej przyjętej do państwowego zasobu geodezyjnego i kartograficznego.

**Pas drogowy** – wydzielony liniami granicznymi grunt wraz z przestrzenią nad i pod jego powierzchnią, w którym są zlokalizowane droga oraz obiekty budowlane i urządzenia techniczne związane z prowadzeniem, zabezpieczeniem i obsługą ruchu, a także urządzenia związane z potrzebami zarządzania drogą.

**Paszportyzacja, System paszportyzacji** – system inwentaryzacji obiektów sieci gazowej wraz z ich parametrami. W systemie paszportyzacji każdy element posiada tzw. paszport, czyli zbiór opisujących go atrybutów. Paszporty określają podstawowe parametry oraz relacje opisywanego obiektu z innymi elementami.

**Profil podłużny** – część rysunkowa pokazująca układ sieci, rurociągu i instalacji uzbrojenia terenu oraz urządzeń budowlanych oraz innych obiektów budowlanych (nad i pod powierzchnią terenu), z podaniem niezbędnych spadków, głębokości położenia i innych charakterystycznych parametrów.

**Przeszkoda terenowa** – rozumie się przez to:

- przeszkodę naturalną – element środowiska, a w szczególności dolinę, bagno, rzekę, ciek, wąwóz, wzniesienie, szlak wędrówek zwierzyny dziko żyjącej,
- przeszkodę sztuczną – powstałą na skutek działalności człowieka, np. drogę, linię kolejową, linię elektroenergetyczną, rów, kanał, rurociąg, ciąg pieszy lub rowerowy.

**Przewodowy układ rurowy** – prosty odcinek gazociągu na skrzyżowaniu z drogami, torami linii kolejowej i przeszkodami wodnymi o współczynniku projektowym 0,4.

UWAGA:

koniec przewodowego układu rurowego stanowi punkt, w którym możliwa jest zmiana kąta przebiegu gazociągu.

**Punkt charakterystyczny gazociągu** – miejsce zainstalowania elementu uzbrojenia gazociągu lub charakterystyczne miejsce na trasie gazociągu.

**Rura osłonowa** – rura o średnicy większej od średnicy gazociągu, zabezpieczająca przewodowy układ rurowy przed uszkodzeniem i przenosząca obciążenia zewnętrzne powstające w wyniku ruchu pojazdów drogowych i kolejowych lub innych oddziaływań.

UWAGA:

rura przeciskowa lub przewiertowa stosowana do wykonania przejścia pod przeszkodą terenową bez wykonania wykopu może, po ukończeniu budowy, pełnić rolę rury osłonowej.

**Rurociąg kablowy** – ciąg rur z tworzyw sztucznych oraz zasobników złączowych/kablowych układanych bezpośrednio w ziemi i stanowiących osłonę ochronną dla kabli światłowodowych.

**Schemat** – całościowy schemat geodezyjny w określonej skali wybranego obiektu takiego jak: tłocznia, węzeł, stacja gazowa, punkt pomiarowy, śluza, zespół zaporowo-upustowy.

**Schemat optyczny** – schemat optyczny projektowanego kabla światłowodowego prezentujący rozszycie kabla na przetłacznicach światłowodowych zawierający kolorystykę poszczególnych żył, ich rozmieszczenie w tubach, długości trasowe i optyczne oraz punkty wykonywania połączeń i spojeń na trasie.

**Schemat rozwinięty** – schemat kanalizacji teletechnicznej, prezentujący obiekty końcowe i pośrednie (studnie kablowe/zasobniki/mufy), projektowaną kanalizację teletechniczną wraz z jej zajętością oraz długość trasową kanalizacji teletechnicznej.

**Schemat wyprostowany** – schemat jednokreskowy kabla światłowodowego od punktu wejścia do punktu wyjścia, z zaznaczeniem obiektów na trasie i obiektów końcowych, zawierający długość trasową i optyczną oraz numerację złącz spawanych, jak i informację na temat zapasów kabla.

**Siatka ostrzegawcza** – siatka z tworzywa sztucznego umieszczana w ziemi nad gazociągami i infrastrukturą krzyżującą się w celu ostrzegania o ich położeniu przy prowadzeniu prac ziemnych.

**Skrzyżowanie** – miejsce, w którym gazociąg przebiega pod lub nad przeszkodami terenowymi.

**Słupek oznaczeniowy** – słupek stosowany do oznakowania trasy gazociągu i/lub jego punktu charakterystycznego.

**System Eksploatacji Sieci Przesyłowej (SESP)** – zbiór wzajemnie powiązanych i wzajemnie oddziałujących elementów tworzących spójną strukturę organizacyjno-techniczną, tj.: procedury, instrukcje oraz narzędzia informatyczne wspomagające funkcjonowanie, służące do realizacji i dokumentowania czynności niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania gazowej sieci przesyłowej.

**System informacji przestrzennej (GIS)** – system pozyskiwania, przetwarzania i udostępniania danych, w których zawarte są informacje przestrzenne oraz towarzyszące im informacje opisowe o obiektach wyróżnionych w części przestrzeni, objętej funkcjonowaniem systemu.

**Światłowód** – element transmisyjny kabla światłowodowego w postaci włókna szklanego.

**Światłowód jednomodowy** – światłowód służący do przesyłania jednego modu światła o określonej długości fali.

**Tablica orientacyjna** – płyta, na której w trwały sposób umieszczono informację o punkcie charakterystycznym gazociągu.

**Taśma lokalizacyjna** – dwuwarstwowa taśma z tworzywa sztucznego zawierająca między warstwami czynnik lokalizacyjny, umieszczana w ziemi wzdłuż gazociągu lub rurociągu kablowego w celu ustalenia trasy i głębokości jego ułożenia.

**Taśma ostrzegawcza** – taśma z tworzywa sztucznego umieszczana w ziemi nad gazociągiem, kablami elektroenergetycznymi, teletechnicznymi i infrastrukturą krzyżującą się w celu ostrzegania o ich położeniu przy prowadzeniu prac ziemnych.

**Wykonawca** – osoba fizyczna, osoba prawna albo jednostka organizacyjna nieposiadająca osobowości prawnej, która zawarła umowę na realizację dokumentacji projektowej.

**Zasobnik złączowy/kablowy** – zbiornik stanowiący osłonę ochronną dla złącza kabla światłowodowego i/lub jego zapasów oraz ułatwiający zaciąganie i wyciąganie kabli, przykryty warstwą ziemi.

**Znacznik elektromagnetyczny** – bierny układ rezonansowy indukcyjno-pojemnościowy (LC) o ustalonej stałej częstotliwości, w trwałej obudowie, umieszczany nad lub pod punktem charakterystycznym gazociągu w celu jego wykrywania z powierzchni terenu.

### **Cel Instrukcji**

Celem Instrukcji jest wprowadzenie jednolitych zasad przy projektowaniu, budowie, przebudowie, remoncie i rozbiórce gazociągów przesyłowych, stacji gazowych, systemów ochrony przeciwkorozyjnej, zbliżeń oraz skrzyżowań gazociągów z przeszkodami terenowymi, pozyskiwania i przechowywania danych przestrzennych, w zakresie projektowania światłowodów oraz kluczowych systemów teleinformatycznych.

### **Przedmiot**

Instrukcja określa minimalne wymagania, które należy stosować przy projektowaniu, budowie, przebudowie, remoncie i rozbiórce gazociągów przesyłowych, stacji gazowych, systemów ochrony przeciwkorozyjnej, zbliżeń oraz skrzyżowań gazociągów z przeszkodami terenowymi, pozyskiwania i przechowywania danych przestrzennych, w zakresie projektowania światłowodów oraz kluczowych systemów teleinformatycznych.

### **Zakres stosowania**

Instrukcja swym zakresem obejmuje wszystkich pracowników zaangażowanych w proces projektowania, budowy, przebudowy, remontu i rozbiórki gazociągów przesyłowych, stacji gazowych, systemów ochrony przeciwkorozyjnej, zbliżeń i skrzyżowań gazociągów z przeszkodami terenowymi oraz kluczowych systemów teleinformatycznych GAZ-SYSTEM.

Jednocześnie Instrukcja obowiązuje podczas wszystkich procesów, w wyniku których powstają opracowania mapowe, w szczególności: aktualizacji istniejących zasobów, planowaniu, budowie, przebudowie i remontach infrastruktury przesyłowej GAZ-SYSTEM.

Instrukcja ma również zastosowanie przy określaniu wymagań dla procesów spawalniczych związanych z zadaniami remontowymi i inwestycyjnymi realizowanymi przez Spółkę z wyłączeniem inwestycji dla których wymagania zostały określone w regulacji wewnętrznej Instrukcja określająca wymagania Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. dla podstawowych materiałów, technologii i urządzeń stosowanych przy budowie gazociągów przesyłowych [PE-DY-I26].

## **Paragraf 1**

### **Wymagania ogólne**

1. Gazociągi przesyłowe - Załącznik nr 1 do niniejszej Instrukcji.
2. Stacje gazowe - Załącznik nr 2 do niniejszej Instrukcji.
3. Systemy ochrony przeciwkorozyjnej - Załącznik nr 3 do niniejszej Instrukcji.
4. Pozyskiwanie i przechowywanie danych przestrzennych - Załącznik nr 4 do niniejszej Instrukcji.
5. Zbliżenia i skrzyżowania gazociągów z przeszkodami terenowymi - Załącznik nr 5 do niniejszej Instrukcji.
6. Światłowodowy - Załącznik nr 6 do niniejszej Instrukcji.
7. Kluczowe systemy informatyczne - Załącznik nr 7 do niniejszej Instrukcji.
8. Procesy spawalnicze - Załącznik nr 8 do niniejszej Instrukcji.
9. Projekty typowych zespołów zaporowo-upustowych i stacji gazowych zamieszczone na wewnętrznej stronie intranetowej Spółki.
10. Projektowanie sieci gazowych o maksymalnym ciśnieniu roboczym MOP powyżej 1,6 MPa należy wykonywać zgodnie z obowiązującymi przepisami w szczególności w oparciu o następujące przepisy:
  - 10.1. ustawę z dnia 7 lipca 1994 r. *Prawo budowlane*,
  - 10.2. ustawę z dnia 18 lipca 2001 r. *Prawo wodne*,
  - 10.3. ustawę z dnia 16 kwietnia 2004 r. *o ochronie przyrody*,
  - 10.4. ustawę z dnia 27 kwietnia 2001 r. *Prawo ochrony środowiska*,
  - 10.5. ustawę z dnia 14 grudnia 2012 r. *o odpadach*,
  - 10.6. ustawę z dnia 3 października 2008 r. *o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko*,
  - 10.7. ustawę z dnia 10 kwietnia 1997 r. *Prawo energetyczne*,
  - 10.8. ustawę z dnia 17 maja 1989 r. *Prawo geodezyjne i kartograficzne*,
  - 10.9. ustawę z dnia 30 sierpnia 2002 r. *o systemie oceny zgodności*,
  - 10.10. ustawę z dnia 21 grudnia 2000 r. *o dozorcze technicznym*
  - 10.11. ustawę z dnia 11 września 2019 r. *Prawo zamówień publicznych*,
  - 10.12. ustawę z dnia 9 czerwca 2011 r. – *Prawo geologiczne i górnicze*,

- 10.13.** rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 28 grudnia 2009 r. w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy przy budowie i eksploatacji sieci gazowych oraz uruchomienia instalacji gazowych gazu ziemnego,
- 10.14.** rozporządzenie Ministra Transportu, Budownictwa i Gospodarki Morskiej z 25 kwietnia 2012 r. w sprawie ustalania geotechnicznych warunków posadawiania obiektów budowlanych,
- 10.15.** rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 18 listopada 2016 r. w sprawie dokumentacji hydrogeologicznej i dokumentacji geologiczno-inżynierskiej,
- 10.16.** rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 20 grudnia 2011 r. w sprawie szczegółowych wymagań dotyczących projektów robót geologicznych, w tym robót, których wykonywanie wymaga uzyskania koncesji,
- 10.17.** rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 26 kwietnia 2013 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie,
- 10.18.** rozporządzenie Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji z dnia 7 czerwca 2010 r. w sprawie ochrony przeciwpożarowej budynków, innych obiektów budowlanych i terenów,
- 10.19.** rozporządzenie Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji z dnia 2 grudnia 2015 r. w sprawie uzgadniania projektu budowlanego pod względem ochrony przeciwpożarowej,
- 10.20.** rozporządzenie Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji z dnia 24 lipca 2009 r. w sprawie przeciwpożarowego zaopatrzenia w wodę oraz dróg pożarowych,
- 10.21.** rozporządzenie Ministra Rozwoju z dnia 11 września 2020 r. w sprawie szczegółowego zakresu i formy projektu budowlanego,
- 10.22.** rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 2 września 2004 r. w sprawie szczegółowego zakresu i formy dokumentacji projektowej, specyfikacji technicznych wykonania i odbioru robót budowlanych oraz programu funkcjonalno-użytkowego,
- 10.23.** rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie,
- 10.24.** rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 7 grudnia 2012 r. w sprawie rodzajów urządzeń technicznych podlegających dozorowi technicznemu,
- 10.25.** rozporządzenie Ministra Rozwoju z dnia 18 sierpnia 2020 r. w sprawie standardów technicznych wykonywania geodezyjnych pomiarów sytuacyjnych i wysokościowych oraz opracowywania i przekazywania wyników tych pomiarów do państwowego zasobu geodezyjnego i kartograficznego,
- 10.26.** PN-EN 334 Reduktory ciśnienia gazu dla ciśnienia wejściowego do 10 MPa (100 bar),
- 10.27.** PN-EN 558 Armatura przemysłowa - Długości zabudowy armatury metalowej prostej i kątowej do rurociągów kotłowych - Armatura z oznaczeniem PN i klasy,
- 10.28.** PN-EN ISO 898-1 Własności mechaniczne części złącznych wykonanych ze stali węglowej oraz stopowej - Część 1: Śruby i śruby dwustronne o określonych klasach własności - Gwint zwykły i drobnozwojny,
- 10.29.** PN-EN ISO 898-2 Własności mechaniczne części złącznych ze stali węglowej i stali stopowej - Część 2: Nakrętki z określoną wartością obciążenia próbnego - Gwint zwykły i drobnozwojny,
- 10.30.** PN-EN 1092-1 Kołnierze i ich połączenia - Kołnierze okrągłe do rur, armatury, kształtek, łączników i osprzętu z oznaczeniem PN - Część 1: Kołnierze stalowe,

- 10.31.** PN-EN 1359 Gazomierze - Gazomierze miechowe,
- 10.32.** PN-EN 1514-1 Kołnierze i ich połączenia - Wymiary uszczeltek do kołnierzy z oznaczeniem PN - Część 1: Uszczelki niemetalowe płaskie z wkładkami lub bez wkładek,
- 10.33.** PN-EN 1514-2 Kołnierze i ich połączenia -- Uszczelki do kołnierzy z oznaczeniem PN – Część 2: Uszczelki spiralne do kołnierzy stalowych,
- 10.34.** PN-EN 1514-6 Kołnierze i ich połączenia -- Wymiary uszczeltek do kołnierzy z oznaczeniem PN - Część 6: Uszczelki metalowe rowkowane z nakładkami, do kołnierzy stalowych,
- 10.35.** PN-EN 1515-1 Kołnierze i ich połączenia -- Śruby i nakrętki - Część 1: Dobór śrub i nakrętek,
- 10.36.** PN-EN 1515-2 Kołnierze i ich połączenia - Śruby i nakrętki - Część 2: Podział materiałów na śruby do kołnierzy stalowych z oznaczeniem PN,
- 10.37.** PN-EN 1515-3 Kołnierze i ich połączenia - Śruby i nakrętki - Część 3: Podział materiałów na śruby do kołnierzy stalowych z oznaczeniem klasy,
- 10.38.** PN-EN 1594 Infrastruktura gazowa - Rurociągi o maksymalnym ciśnieniu roboczym powyżej 16 bar - Wymagania funkcjonalne,
- 10.39.** PN-EN 1759-1 Kołnierze i ich połączenia - Kołnierze okrągłe do rur, armatury, kształtek, złączek i osprzętu z oznaczeniem klasy - Część 1: Kołnierze stalowe, NPS od 1/4 do 24,
- 10.40.** PN-EN 1983 Armatura przemysłowa - Kurki kulowe stalowe,
- 10.41.** PN-EN 1984 Armatura przemysłowa - Zasuwy stalowe i staliwne,
- 10.42.** PN-EN ISO 3183 Przemysł naftowy i gazowniczy - Rury stalowe do rurociągowych systemów transportowych,
- 10.43.** PN-EN ISO 3834-2 Wymagania jakości dotyczące spawania materiałów metalowych - Część 2: Pełne wymagania jakości,
- 10.44.** PN-EN ISO 5167-1 Pomiary strumienia płynu za pomocą zwężek pomiarowych wbudowanych w całkowicie wypełnione rurociągi o przekroju kołowym - Część 1: Zasady i wymagania ogólne
- 10.45.** PN-EN ISO 5167-2 PN-EN ISO 5167-2 Pomiary strumienia płynu za pomocą zwężek pomiarowych wbudowanych w całkowicie wypełnione rurociągi o przekroju kołowym - Część 2: Kryzy,
- 10.46.** PN-EN ISO 6976 Gaz ziemny - Obliczanie wartości kalorycznych, gęstości, gęstości względnej i liczby Wobbe'go na podstawie składu,
- 10.47.** PN-EN ISO 9001 Systemy zarządzania jakością - Wymagania,
- 10.48.** PN-ISO 8992 Części złączne - Ogólne wymagania dla śrub, wkrętów, śrub dwustronnych i nakrętek (norma wycofana),
- 10.49.** PN-EN 10204 Wyroby metalowe - Rodzaje dokumentów kontroli,
- 10.50.** PN-EN 10290 Rury stalowe i łączniki na rurociągi przybrzeżne i morskie - Powłoki zewnętrzne z poliuretanu lub poliuretanu modyfikowanego nanoszone w stanie ciekłym,
- 10.51.** ISO 10790 Measurement of fluid flow in closed conduits - Guidance to the selection, installation and use of Coriolis meters (mass flow, density and volume flow measurements),
- 10.52.** PN-EN ISO 10893-6 Badania nieniszczące rur stalowych - Część 6: Badanie radiograficzne spoin rur stalowych spawanych w celu wykrycia nieciągłości,



- 10.53. PN-EN ISO 10893-8 *Badania nieniszczące rur stalowych - Część 8: Automatyczne badanie ultradźwiękowe rur stalowych bez szwu i spawanych w celu wykrycia rozwarstwień,*
- 10.54. PN-EN ISO 10893-9 *Badania nieniszczące rur stalowych - Część 9: Automatyczne badanie ultradźwiękowe taśm/blach używanych do wyrobu stalowych rur spawanych w celu wykrycia rozwarstwień,*
- 10.55. PN-EN ISO 10893-10 *Badania nieniszczące rur stalowych - Część 10: Automatyczne badanie ultradźwiękowe rur stalowych bez szwu i spawanych (z wyłączeniem rur spawanych łukiem krytym) w celu wykrycia nieciągłości wzdłużnych i/lub poprzecznych,*
- 10.56. PN-EN ISO 10893-11 *Badania nieniszczące rur stalowych - Część 11: Automatyczne badanie ultradźwiękowe spoin rur stalowych spawanych w celu wykrycia nieciągłości wzdłużnych i/lub poprzecznych,*
- 10.57. PN-EN 12068 *Ochrona katodowa - Zewnętrzne powłoki organiczne stosowane łącznie z ochroną katodową do ochrony przed korozją podziemnych lub podwodnych rurociągów stalowych - Taśmy i materiały kurczliwe,*
- 10.58. PN-EN 12261 *Gazomierze - Gazomierze turbinowe,*
- 10.59. PN-EN 12266-1 *Armatura przemysłowa - Badania armatury metalowej - Część 1: Próby ciśnieniowe, procedury badawcze i kryteria odbioru - Wymagania obowiązkowe,*
- 10.60. PN-EN 12266-2 *Armatura przemysłowa - Badania armatury metalowej - Część 2: Badania, procedury badawcze i kryteria odbioru - Wymagania dodatkowe,*
- 10.61. PN-EN 12480 *Gazomierze - Gazomierze turbinowe,*
- 10.62. PN-EN 12501-1 *Ochrona materiałów metalowych przed korozją - Ryzyko wystąpienia korozji ziemnej - Część 1: Postanowienia ogólne,*
- 10.63. PN-EN 12501-2 *Ochrona materiałów metalowych przed korozją - Ryzyko wystąpienia korozji ziemnej - Część 2: Materiały ze stali niskostopowych i niestopowych,*
- 10.64. PN-EN 12560-1 *Kołnierze i ich połączenia -- Uszczelki do kołnierzy z oznaczeniem klasy -- Część 1: Uszczelki niemetalowe płaskie z wkładkami lub bez wkładek,*
- 10.65. PN-EN 12560-2 *Kołnierze i ich połączenia - Wymiary uszczelki do kołnierzy z oznaczeniem klasy - Część 2: Uszczelki spiralne do kołnierzy stalowych,*
- 10.66. PN-EN 12732+A1 *Infrastruktura gazowa - Spawanie stalowych układów rurowych - Wymagania funkcjonalne,*
- 10.67. PN-EN 12982 *Armatura przemysłowa - Długości zabudowy armatury prostej i kątowej z przyłączami do przyspawania doczołowego,*
- 10.68. PN-EN 13480-1 *Rurociągi przemysłowe metalowe - Część 1: Postanowienia ogólne,*
- 10.69. PN-EN 14382 *Gazowe zabezpieczające urządzenia odcinające dla ciśnień wejściowych do 10 MPa (100 bar),*
- 10.70. PN-EN 14870-1 *Przemysł naftowy i gazowniczy - Łuki rurowe wykonywane metodą nagrzewania indukcyjnego, osprzęt oraz kołnierze rurociągów systemów przesyłowych -- Część 1: Łuki rurowe wykonywane metodą nagrzewania indukcyjnego,*
- 10.71. PN-EN ISO 21809-3 *Przemysł naftowy i gazowniczy - Powłoki zewnętrzne rurociągów podziemnych i podmorskich stosowanych w rurociągowych systemach transportowych - Część 3: Powłoki złączy polowych,*

- 10.72.** PN-EN ISO/IEC 17025 *Ogólne wymagania dotyczące kompetencji laboratoriów badawczych i wzorcujących,*
- 10.73.** ISO 13623:2017 *Petroleum and natural gas industries - Pipeline transportation systems,*
- 10.74.** PN-EN 13942 *Przemysł naftowy i gazowniczy - Systemy rurociągów przesyłowych - Zawory instalowane na rurociągach,*
- 10.75.** PN-EN 14141 *Armatura stosowana w rurociągach do przesyłu gazu ziemnego - Wymagania eksploatacyjne i badania,*
- 10.76.** PN-ISO 17089-1 17089-1 *Pomiar przepływu płynu w przewodach zamkniętych - Gazomierze ultradźwiękowe - Część 1: Gazomierze do pomiarów rozliczeniowych i bilansowych,*
- 10.77.** PN-EN ISO 21809-1 *Przemysł naftowy i gazowniczy -- Powłoki zewnętrzne rurociągów podziemnych i podmorskich stosowanych w rurociągowych systemach transportowych - Część 1: Powłoki poliolefinowe (3-warstwowe PE i 3-warstwowe PP),*
- 10.78.** PN-EN ISO 21809-3 *Przemysł naftowy i gazowniczy - Powłoki zewnętrzne rurociągów podziemnych i podmorskich stosowanych w rurociągowych systemach transportowych - Część 3: Powłoki złączy polowych,*
- 10.79.** PN-EN 50443 *Skutki zakłóceń elektromagnetycznych w rurociągach wywoływane oddziaływaniem wysokonapięciowych systemów kolejowej trakcji elektrycznej prądu przemiennego i/lub wysokonapięciowych systemów zasilania prądu przemiennego,*
- 10.80.** PN-EN IEC 60079-0 *Atmosfery wybuchowe - Część 0: Urządzenia - Podstawowe wymagania,*
- 10.81.** PN-EN 60079-2 *Atmosfery wybuchowe - Część 2: Zabezpieczenie urządzeń za pomocą osłon gazowych z nadciśnieniem "p",*
- 10.82.** PN-EN 60079-5 *Atmosfery wybuchowe - Część 5: Zabezpieczenie urządzeń za pomocą osłony piaskowej "q",*
- 10.83.** PN-EN 60079-6 *Atmosfery wybuchowe - Część 6: Zabezpieczenie urządzeń za pomocą osłony olejowej "o",*
- 10.84.** PN-EN 60079-11 *Atmosfery wybuchowe - Część 11: Zabezpieczenie urządzeń za pomocą iskrobezpieczeństwa "i",*
- 10.85.** PN-EN 60079-18 *Atmosfery wybuchowe - Część 18: Zabezpieczenie urządzeń za pomocą hermetyzacji "m",*
- 10.86.** PN-EN 60079-25 *Atmosfery wybuchowe - Część 25: Systemy iskrobezpieczne,*
- 10.87.** PN-HD 60364-1 *Instalacje elektryczne niskiego napięcia - Część 1: Wymagania podstawowe, ustalanie ogólnych charakterystyk, definicje,*
- 10.88.** PN-HD 60364-4-41 *Instalacje elektryczne niskiego napięcia - Część 4-41: Ochrona dla zapewnienia bezpieczeństwa - Ochrona przed porażeniem elektrycznym,*
- 10.89.** PN-HD 60364-4-43 *Instalacje elektryczne niskiego napięcia - Część 4-43: Ochrona dla zapewnienia bezpieczeństwa - Ochrona przed prądem przetężeniowym,*
- 10.90.** PN-HD 60364-5-51 *Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych - Część 5-51: Dobór i montaż wyposażenia elektrycznego -- Postanowienia ogólne,*
- 10.91.** PN-HD 60364-5-54 *Instalacje elektryczne niskiego napięcia - Część 5-54: Dobór i montaż wyposażenia elektrycznego - Układy uziemiające i przewody ochronne,*
- 10.92.** PN-HD 60364-5-56 *Instalacje elektryczne niskiego napięcia -- Część 5-56: Dobór i montaż wyposażenia elektrycznego - Instalacje bezpieczeństwa,*
- 10.93.** PN-EN 60529 *Stopnie ochrony zapewnianej przez obudowy (Kod IP),*
- 10.94.** PN-EN 62305-1 *Ochrona odgromowa - Część 1: Zasady ogólne,*
- 10.95.** PN-EN 62305-2 *Ochrona odgromowa - Część 2: Zarządzanie ryzykiem,*
- 10.96.** PN-EN 62305-3 *Ochrona odgromowa - Część 3: Uszkodzenia fizyczne obiektów i zagrożenie życia,*
- 10.97.** PN-EN 62305-4 *Ochrona odgromowa - Część 4: Urządzenia elektryczne i elektroniczne w obiektach,*



- 10.98. PN-B-02431-1 Ogrzewnictwo - Kotłownie wbudowane na paliwa gazowe o gęstości względnej mniejszej niż 1 – Wymagania,
  - 10.99. API 5L wydanie 46) Specification for Line Pipe,
  - 10.100. ASME B16.5 Pipe Flanges,
  - 10.101. AGA Report No. 11 Measurement of Natural Gas by Coriolis Meter,
  - 10.102. OIML R 137-1 Gas meters Part 1: Metrological and Technical Requirements,
  - 10.103. OIML R 137-2 Gas meters Part 2: Metrological controls and performance tests,
  - 10.104. IGEM/SR/25 Hazardous area classification of natural gas installations,
  - 10.105. ST-IGG 1001 Gazociągi. Oznakowanie trasy gazociągów. Wymagania ogólne,
  - 10.106. ST-IGG 1002 Gazociągi. Oznakowanie ostrzegające i lokalizacyjne. Wymagania i badania,
  - 10.107. ST-IGG 1003 Gazociągi - Słupki oznaczeniowe i oznaczeniowo - pomiarowe - Wymagania i badania,
  - 10.108. ST-IGG 1004 Gazociągi - Tablice orientacyjne - Wymagania i badania,
  - 10.109. ST-IGG-0205 Ocena jakości gazów ziemnych - Chromatografy gazowe procesowe do analizy składu gazu ziemnego,
  - 10.110. ST-IGG-0208 Ocena jakości gazów ziemnych - Chromatografy gazowe do oceny zawartości związków siarki w gazie ziemnym,
  - 10.111. ST-IGG-0601 Ochrona przed korozją zewnętrzną stalowych gazociągów lądowych - Wymagania funkcjonalne i zalecenia,
  - 10.112. ST-IGG-0602 Ochrona przed korozją zewnętrzną gazociągów stalowych układanych w ziemi - Ochrona katodowa - Projektowanie, budowa i użytkowanie,
  - 10.113. ZN-G-4008:2001 Pomiary paliw gazowych - Gazomierze turbinowe - Budowa zestawów montażowych,
  - 10.114. PE-DY-I26 Instrukcja określająca wymagania Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. dla podstawowych materiałów, technologii i urządzeń stosowanych przy budowie gazociągów przesyłowych,
  - 10.115. PI-IK-P07 Procedura przygotowania dokumentacji projektu inwestycyjnego,
  - 10.116. PI-II-I01 Instrukcja w zakresie wymagań dokumentacji projektu inwestycyjnego o wartości poniżej 5 mln PLN,
  - 10.117. PI-II-I02 Instrukcja w zakresie wymagań dokumentacji projektu inwestycyjnego dla zadań inwestycyjnych o wartości 5 mln PLN i więcej,
  - 10.118. PE-DY-W07 Wytyczne dotyczące wprowadzania wymagań z zakresu ochrony środowiska do WT, OPZ, projektów oraz umów Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.,
  - 10.119. PB-DY-R01 Regulamin określający standardy bezpieczeństwa fizycznego GAZ-SYSTEM S.A.,
  - 10.120. PH-DY-W03 Wytyczne - strefy zagrożenia wybuchem. Urządzenia, systemy ochronne i pracownicy w przestrzeniach zagrożonych wybuchem,
  - 10.121. PS-DY-W03 Wytyczne do projektowania i wdrażania systemów telemetrii dla obiektów sieci gazowej.
11. Zakres temperatury należy przyjmować:
- 11.1. od -29 °C do +60 °C dla elementów sieci gazowej, dla których może wystąpić ujemna temperatura gazu lub otoczenia,
  - 11.2. od 0 °C do +50 °C dla pozostałych elementów sieci gazowej.

## 12. Wymagania materiałowe ogólne

- 12.1. W dokumentach odniesienia (normach, krajowych ocenach technicznych, europejskich ocenach technicznych, europejskich uznaniach materiałów) musi być zaznaczone, że są to wyroby dopuszczone do zastosowania w sieciach gazowych, w zakresie ciśnień i temperatur przyjętych w projekcie.
- 12.2. Zastosowane w projekcie wyroby powinny posiadać przynajmniej jeden z poniższych dokumentów:
  - 12.2.1. dokument jakościowy (świadectwo odbioru) wg PN-EN 10204, zgodny z wymaganiami określonych w normie wyrobu, projekcie oraz dokumenty jakościowe zgodnie z pkt 8.1.6 normy PN-EN 1594:2014-02. Dla rur o średnicy równej lub większej od DN 500 i armatury równej lub większej od DN 200 zaleca się dostarczenie przez producenta świadectwa odbioru 3.2 wg PN-EN 10204,
  - 12.2.2. deklarację zgodności z dokumentem odniesienia.
- 12.3. Wszystkie materiały przeznaczone do obciążenia ciśnieniem powyżej 1,6 MPa powinny spełniać wymagania rozdziału 8 normy PN-EN 1594:2014-02.
- 12.4. Do budowy sieci gazowych można stosować stale przeznaczone na urządzenia ciśnieniowe o  $Re \geq 360$  MPa.

## 13. Uprawnienia wymagane od wykonawców dokumentacji projektowej

- 13.1. Kopia decyzji o nadaniu projektantowi lub projektantowi sprawdzającemu (jeżeli jest wymagany) lub kierownikowi budowy (robót) uprawnień budowlanych w odpowiedniej specjalności potwierdzonej za zgodność z oryginałem. Zaświadczenie: projektanta – aktualne odpowiednio na dzień opracowania projektu, projektanta sprawdzającego – aktualne na dzień sprawdzania projektu i kierownika budowy (robót) – aktualne o przynależności do właściwej wojewódzkiej okręgowej izby inżynierów budownictwa.
- 13.2. Wykonawcy złączy spawanych powinni posiadać certyfikowany system jakości w spawalnictwie zgodnie z PN-EN ISO 3834-2.
- 13.3. Laboratorium wykonujące badania niszczące i nieniszczące powinno posiadać akredytację zgodnie z wymaganiami PN-EN ISO/IEC 17025. Akceptację do prowadzenia badań niszczących i niszczących uzyskują również laboratoria posiadające: świadectwo uznania lub świadectwo podwykonawstwa spełniania wymagań PN-EN ISO/IEC 17025 i będące podwykonawcami akredytowanych laboratoriów. Zamawiający dopuszcza również laboratoria badawcze posiadające akredytację w danej metodzie badawczej.
- 13.4. Wykonawcy urządzeń podlegających dozorowi technicznemu powinni posiadać stosowne uprawnienia wystawiane w formie decyzji administracyjnych przez Urząd Dozoru Technicznego.

## 14. Wymagania ogólne dla personelu wykonawcy do uwzględnienia przy projektowaniu

- 14.1. Personel wykonawczy i nadzorujący musi posiadać uprawnienia zgodne z obowiązującymi przepisami (Prawo budowlane, Prawo energetyczne itp.).

- 14.2.** Personel nadzorujący prace gazoniebezpieczne powinien posiadać kwalifikacje w zakresie dozoru urządzeń energetycznych w zależności od rodzaju wykonywanych prac zgodnie z zapisami SESP.

## **Paragraf 2**

### **Wymagania dotyczące zawartości projektu**

#### **1. Wymagania ogólne dotyczące dokumentacji projektowej:**

- 1.1.** Przy projektowaniu należy uwzględnić wymagania zawarte w części ogólnej niniejszej Instrukcji. W zakresie zawartości i formy dokumentacji oraz zasad jej uzgadniania należy uwzględniać wymagania określone w *Procedurze przygotowania dokumentacji projektu inwestycyjnego (PI-IK-P07)*, *Instrukcji w zakresie wymagań dla dokumentacji projektu inwestycyjnego o wartości poniżej 5 mln PLN (PI-II-I01)* oraz *Instrukcji w zakresie wymagań dokumentacji projektu inwestycyjnego dla zadań inwestycyjnych o wartości 5 mln PLN i więcej (PI-II-I02)*.
- 1.2.** Dokumentacja projektowa powinna być zgodna z obowiązującymi aktami prawnymi.
- 1.3.** W ramach dokumentacji projektowej zadań w rejonie istniejących gazociągów należy:
- 1.3.1.** opracować zestawienie miejsc stanowiących potencjalne zagrożenie bezpieczeństwa wykonywania robót oraz proponowany sposób zabezpieczenia robót na poszczególnych odcinkach gazociągu,
  - 1.3.2.** zidentyfikować i zlokalizować na mapie miejsca w postaci wskazania strefy oddziaływania robót budowlanych na istniejącą infrastrukturę, ze szczególnym uwzględnieniem istniejących gazociągów,
  - 1.3.3.** wykonać obliczenia i analizy techniczne w zakresie oddziaływania na istniejącą infrastrukturę nacisku wywołanego odkładem mas ziemnych, drgań i obciążeń wynikających z lokalizacji drogi montażowej, wpływu leja depresji od prowadzonych prac odwodnieniowych, drgań generowanych od pracujących urządzeń,
  - 1.3.4.** wykonać badania geotechniczne w celu określenia stabilności gruntów w miejscach zbliżeń, aby zidentyfikować potencjalne grunty niebezpieczne,
  - 1.3.5.** wykonać projekty tymczasowych dróg dojazdowych i przejazdów nad istniejącymi gazociągami wraz z ich odpowiednim zabezpieczeniem dla realizacji robót. Należy redukować lokalizację tymczasowych dróg dojazdowych i przejazdów nad istniejącymi gazociągami do niezbędnego minimum,
  - 1.3.6.** wykonać opracowanie opinii geotechnicznej wraz z dokumentacją geologiczną i geotechniczną zależnie od kategorii geotechnicznej obiektu,
  - 1.3.7.** przedstawić technologię prowadzenia prac, w której należy określić możliwe negatywne oddziaływania na gazociąg, m.in.: związane z montażem zabezpieczeń wykopu, z odwodnieniem, wszelkie obciążenia związane z pracami ziemnymi, oddziaływanie ciężkiego sprzętu wykorzystywanego do realizacji budowy. Technologię należy przedstawić w części rysunkowej (plan sytuacyjny wraz z przekrojami, profilami)

i opisowej z uwzględnieniem również obliczeń m.in. z PN-EN 1594. W przypadkach szczególnych i za zgodą GAZ-SYSTEM dopuszcza się stosowanie innych metod obliczeń, niż zawartych w PN-EN 1594.

**1.3.8.** wprowadzić zapisy o realizacji prac zgodnie z obowiązującymi aktami prawnymi, w tym:

**1.3.8.1.** ustawą z dnia 9 czerwca 2011 r. – *Prawo geologiczne i górnicze*,

**1.3.8.2.** rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 20 grudnia 2011 r. w sprawie *szczegółowych wymagań dotyczących projektów robót geologicznych, w tym robót, których wykonanie wymaga uzyskania koncesji*,

**1.3.8.3.** rozporządzeniem Ministra Transportu, Budownictwa i Gospodarki Morskiej z dnia 25 kwietnia 2012 r. w sprawie *ustalania geotechnicznych warunków posadawiania obiektów budowlanych*,

**1.3.8.4.** rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 18 listopada 2016 r. w sprawie *dokumentacji hydrogeologicznej i dokumentacji geologiczno-inżynierskiej*.

## **2.** Wymagania dla dokumentacji projektowej

**2.1.** Projekt budowlany powinien być zgodny z przepisami prawnymi i uwzględniać dodatkowe wymagania, m.in. (jeżeli dotyczą):

**2.1.1.** W części opisowej projektu budowlanego:

**2.1.1.1.** sposób połączenia projektowanego obiektu, np. gazociągu z istniejącą siecią gazową,

**2.1.1.2.** dobór urządzeń zastosowanych na obiekcie,

**2.1.1.3.** identyfikację i obliczenia stref zagrożonych wybuchem,

**2.1.1.4.** decyzję o ustaleniu lokalizacji inwestycji celu publicznego lub wypis z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego,

**2.1.1.5.** wypisy z ewidencji gruntów i budynków dla nieruchomości wraz z numerem księgi wieczystej, na których zlokalizowany będzie gazociąg wraz z obiektami towarzyszącymi m.in.: śluzy, zespoły zaporowo-upustowe (ZZU), stacje ochrony katodowej (SOK),

**2.1.1.6.** wykaz właścicieli gruntów z adresami wg danych z katastru nieruchomości (ewidencji gruntów), lokalizacją działek, a także określeniem klas użytków rolnych i leśnych, długości przecięcia działek przez gazociąg, powierzchnie strefy kontrolowanej i pasa montażowego,

**2.1.1.7.** decyzję środowiskową,

**2.1.1.8.** wyniki badań geologicznych zgodnie z zapisami ustawy *Prawo budowlane* i ustawy *Prawo geologiczne i górnicze*,

**2.1.1.9.** opinie i uzgodnienia z właścicielami i zarządcami występującego uzbrojenia, w tym protokoły uzgodnienia dokumentacji przez powiatowe zespoły ds. koordynacji sytuowania projektowanych sieci uzbrojenia terenu,

- 2.1.1.10.** informację o bezpieczeństwie i ochronie zdrowia, uwzględniającą specyfikę obiektu budowlanego i warunki prowadzenia robót budowlanych,
  - 2.1.1.11.** projekty dotyczące usunięcia kolizji uzgodnione z odpowiednimi właścicielami/zarządcami uzbrojenia,
  - 2.1.1.12.** inwentaryzację dendrologiczną wraz z decyzją na wycinkę drzew (jeśli będzie wymagana) oraz projekt nasadzeń zastępczych – tylko w przypadku, jeżeli występuje kolizja z drzewami,
  - 2.1.1.13.** wskazanie uzyskania wszelkich niezbędnych odstępstw od przepisów,
  - 2.1.1.14.** opis warunków ochrony przeciwpożarowej obiektu uwzględniający aktualne przepisy w zakresie uzgadniania dokumentacji projektowej pod względem ochrony przeciwpożarowej wynikające z rozporządzenia Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji z dnia 2 grudnia 2015 r. w sprawie *uzgadniania projektu budowlanego pod względem ochrony przeciwpożarowej* oraz rozporządzenia Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji z dnia 7 czerwca 2010 r. w sprawie *ochrony przeciwpożarowej budynków, innych obiektów budowlanych i terenów*,
  - 2.1.1.15.** wszelkie inne uzgodnienia umożliwiające uzyskanie przez Zamawiającego ostatecznej decyzji pozwolenia na budowę dla całego gazociągu i wszystkich obiektów towarzyszących.
- 2.1.2.** W części rysunkowej projektu budowlanego, m.in.:
  - 2.1.2.1.** projekt zagospodarowania działki lub terenu, na mapie do celów projektowych,
  - 2.1.2.2.** rysunek profilu gazociągu,
  - 2.1.2.3.** rysunki szczegółowe dla wybranych odcinków gazociągu np. w miejscach skrzyżowań, lokalizacji obiektów towarzyszących, zastosowania specjalnych rozwiązań technologicznych,
  - 2.1.2.4.** kopia mapy ewidencji gruntów w skali 1:5000 lub 1:2000 z naniesioną trasą gazociągu, zaktualizowana bezpośrednio przed złożeniem wniosku o wydanie decyzji o pozwoleniu na budowę,
  - 2.1.2.5.** rysunek z lokalizacją projektowanego obiektu na mapie topograficznej w skali 1:25000/1:10000 (w przypadku gazociągu należy nanieść projektowaną trasę),
  - 2.1.2.6.** mapy z terenów zamkniętych z naniesioną trasą gazociągu,
  - 2.1.2.7.** lokalizację śluz nadawczych i odbiorczych tłoka (w przypadku zaprojektowania),
  - 2.1.2.8.** lokalizację zespołów zaporowo-upustowych (ZZU) wraz z układami połączeń z istniejącymi i projektowanymi gazociągami wysokiego ciśnienia (bez pokazywania eksploatacyjnych stref zagrożonych wybuchem),
  - 2.1.2.9.** skrzyżowania gazociągu z terenami kolejowymi na mapie sytuacyjnej wydanej przez właściwe kolejowe oddziały

- geodezyjne wraz z profilem podłużnym odcinka szlaku w miejscu skrzyżowań z projektowanym gazociągiem,
- 2.1.2.10.** skrzyżowania gazociągu z drogami publicznymi wraz z projektami organizacji ruchu podczas wykonywania robót na mapie sytuacyjnej w skali 1:200 wraz z profilem podłużnym,
  - 2.1.2.11.** skrzyżowania gazociągu z przeszkodami wodnymi na mapie sytuacyjnej wraz z profilem podłużnym,
  - 2.1.2.12.** mapę zbiorczą ze wszystkimi projektowanymi obiektami oraz pełnym uzbrojeniem,
  - 2.1.2.13.** rysunki zasięgu stref zagrożonych wybuchem, rzuty pionowe i poziome stref, w tym wychodzące na zewnątrz pomieszczeń wokół otworów wentylacyjnych i drzwi z podziałem na rodzaj stref i ich oznakowaniem,
  - 2.1.2.14.** schemat technologiczny z naniesionymi oznaczeniami punktów AKP.
- 2.2.** W skład projektu wykonawczego, jeżeli dotyczy, wchodzi, m.in.:
- 2.2.1.** inwentaryzacja stanu istniejącego przedstawiająca:
    - 2.2.1.1.** wizję w terenie,
    - 2.2.1.2.** odkrywki wraz z niezbędnymi pomiarami,
    - 2.2.1.3.** dane dotyczące ochrony środowiska (obszar chronionego krajobrazu, Natura 2000, obszary specjalnej ochrony, parki krajobrazowe, parki narodowe, rezerваты, pomniki przyrody, itp.),
    - 2.2.1.4.** tereny zagrożenia i ryzyka powodziowego,
    - 2.2.1.5.** rozpoznanie archeologiczne i saperskie,
    - 2.2.1.6.** drzewa,
    - 2.2.1.7.** lokalizację rur osłonowych/przewiertowych; należy pomierzyć geodezyjnie ich początek i koniec wraz z pomiarem ich średnicy oraz sprawdzeniem osiowości,
    - 2.2.1.8.** dane dotyczące istniejącej infrastruktury podziemnej i nadziemnej w szczególności w miejscach skrzyżowań i zbliżeń.Inwentaryzację przedstawić w części opisowej i graficznej na profilu podłużnym i mapie z podaniem informacji, m.in.: działka, obręb, gmina, ID działki.
  - 2.2.2.** opis stanu projektowanego przedstawiający:
    - 2.2.2.1.** opis zastosowanych rozwiązań technicznych,
    - 2.2.2.2.** opracowanie techniczno-konstrukcyjne w zakresie włączy, w szczególności z wykorzystaniem technologii hermetycznego stopowania,
    - 2.2.2.3.** dobór urządzeń wraz z obliczeniami,
    - 2.2.2.4.** sposób wpięcia stacji gazowej do istniejących gazociągów,
    - 2.2.2.5.** opis rozwiązań technicznych dotyczących rozbiórki istniejących obiektów,
    - 2.2.2.6.** opis rozwiązań zapewniających ciągłość dopływu gazu do istniejących odbiorców w czasie projektowanej modernizacji lub remontu stacji,



- 2.2.2.7.** obliczenia wytrzymałościowe,
  - 2.2.2.8.** obliczenia wynikające z normy PN-EN 1594,
  - 2.2.2.9.** identyfikacja i obliczenia stref zagrożenia wybuchem,
  - 2.2.2.10.** opis prób ciśnieniowych i przeprowadzenia rozruchu,
  - 2.2.2.11.** wstępne projekty organizacji robót,
  - 2.2.2.12.** tymczasowe drogi dojazdowe i przejazdy dla realizacji robót, zjazdy tymczasowe zgodnie z wymaganymi przepisów prawa wraz z niezbędnymi zgodami pozyskane od odpowiednich instytucji,
  - 2.2.2.13.** dokumentację geologiczną wraz z analizą warunków gruntowowodnych terenów przeznaczonych na lokalizację gazociągu i obiektów naziemnych,
  - 2.2.2.14.** uzgodnienia z właścicielami i zarządcami występującego uzbrojenia, w tym protokoły uzgodnienia dokumentacji przez powiatowe zespoły ds. koordynacji sytuowania projektowanych sieci uzbrojenia terenu,
  - 2.2.2.15.** zestawienie rur, armatury, urządzeń i materiałów, wraz z pełnymi specyfikacjami technicznymi; w zestawieniu powinny być szczegółowo określone wszystkie niezbędne ich cechy lub powinny występować odesłania do szczegółowych specyfikacji technicznych, aby wykonawca mógł dokonać prawidłowego zamówienia,
  - 2.2.2.16.** zestawienie projektowanych rur osłonowych (z podaniem m.in. lokalizacji, średnicy i długości oraz informacji o wypełnieniu masą izolacyjną),
  - 2.2.2.17.** zestawienie wszelkich wymagań i działań wynikających z wydanych opinii, uzgodnień, decyzji, itp., do których wykonania zostanie zobowiązany inwestor,
  - 2.2.2.18.** projekt lub zapisy dotyczące biernej ochrony przed korozją zgodnie z Załącznikiem nr 3 do niniejszej Instrukcji z uwzględnieniem wymagań określonych w standardzie technicznym ST-IGG-0601 *Ochrona przed korozją zewnętrzną stalowych gazociągów lądowych - Wymagania funkcjonalne i zalecenia*,
  - 2.2.2.19.** podstawowe zapisy dotyczące czynnej ochrony przed korozją i odniesienie do odrębnego opracowania zgodnie z pkt 4.2.3,
  - 2.2.2.20.** projekt odwodnień budowlanych stałych,
  - 2.2.2.21.** rozwiązania projektowe naprawy urządzeń drenarskich i przekroczeń wodnych,
  - 2.2.2.22.** rozwiązania projektowe rekultywacji gruntów,
  - 2.2.2.23.** rozwiązania projektowe organizacji badania tłokiem inspekcyjnym,
  - 2.2.2.24.** rozwiązania projektowe przejść bezwykopowych,
  - 2.2.2.25.** rozwiązania projektowe dla prac spawalniczych.
- 2.2.3.** Rozwiązania projektowe dla prac ziemnych z uwzględnieniem poniższych punktów:

- 2.2.3.1.** głębokość oraz szerokość wykopu w tym wykopu monterskiego,
- 2.2.3.2.** lokalizacja wyjść/wejść do wykopu,
- 2.2.3.3.** sposób zabezpieczenia ścian wykopu przed obsypaniem na każdym projektowanym odcinku gazociągu,
- 2.2.3.4.** projekt odwodnień wykopów budowlanych wraz z odprowadzeniem wody do odbiornika,
- 2.2.3.5.** sposobu zabezpieczenia terenu prowadzonych prac,
- 2.2.3.6.** organizacji prac oraz sposobu zabezpieczenia istniejącej infrastruktury w szczególności gazociągów i linii elektroenergetycznych,
- 2.2.3.7.** miejsce oraz sposób składowania wydobytego urobku, zestawienie odcinków gazociągu, na których wymagana jest podsypka i obsypka piaskowa,
- 2.2.3.8.** zestawienie odcinków gazociągu, na których wymagana jest izolacja bezdefektowa „po zasypaniu”,
- 2.2.3.9.** zestawienie materiałów do likwidacji oraz zestawienie materiałów do ponownego wykorzystania i przekazania inwestorowi,
- 2.2.4.** W skład części rysunkowej projektu wykonawczego wchodzi(-q) m.in., jeżeli będzie wymagane:
  - 2.2.4.1.** aktualna mapa do celów projektowych z naniesioną trasą gazociągu wraz z obiektami towarzyszącymi,
  - 2.2.4.2.** projekt zagospodarowania działki lub terenu,
  - 2.2.4.3.** lokalizacja śluz nadawczych i -odbiorczych tłoka (w przypadku zaprojektowania), lokalizacja zespołów zaporowo-upustowych (ZZU) wraz z układami połączeń z istniejącymi i projektowanymi gazociągami wysokiego ciśnienia,
  - 2.2.4.4.** mapa trasy gazociągu z oznaczonymi odcinkami gazociągu o wymaganej obsypce piaskowej, bezdefektowej powłoce izolacyjnej, wymagającymi, dociężenia, zastosowania odwodnienia wykopów oraz innych rozwiązań technicznych podczas realizacji prac,
  - 2.2.4.5.** mapa topograficzna 1:25000/1:10000 z wrysowaną trasą gazociągu, punkty pomiarów elektrycznych (PPE) oraz przebiegami linii energetycznych wysokich i najwyższych napięć w pasach o szerokości 3 km na stronę od gazociągu,
  - 2.2.4.6.** skrzyżowania gazociągu z terenami kolejowymi na mapie sytuacyjnej w skali 1:200 wraz z profilem podłużnym,
  - 2.2.4.7.** skrzyżowania gazociągu z drogami wraz z projektami organizacji ruchu podczas wykonywania robót na mapie sytuacyjnej w skali 1:200 wraz z profilem podłużnym,
  - 2.2.4.8.** skrzyżowania gazociągu z przeszkodami wodnymi podstawowymi na mapie sytuacyjnej w skali 1:200 wraz z profilem podłużnym i przekrojami,



- 2.2.4.9.** profil podłużny terenu, uzupełniony o poziom lustra wody w przypadku zbliżenia gazociągu do zbiorników wodnych, rzek i innych przeszkód wodnych,
- 2.2.4.10.** profil podłużny terenu, uzupełniony o profil geologiczny, wraz z projektem pionowej lokalizacji gazociągu, w podziale na gminy i odcinki arkuszy. Na profilu podłużnym przedstawić klasy lokalizacji – zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie,
- 2.2.4.11.** szczegółowe rysunki konstrukcyjne i montażowe,
- 2.2.4.12.** schemat inwestycji jako całości oraz szczegółowe schematy technologiczne obiektów,
- 2.2.4.13.** szczegółowe rysunki organizacji pasa montażowego, w tym zabezpieczenia skarp wykopu, lokalizacji dróg transportowych oraz lokalizacji składowanego urobku ziemnego,
- 2.2.4.14.** rysunki zasięgu stref zagrożenia wybuchem, rzuty pionowe i poziome stref, w tym wychodzące na zewnątrz pomieszczeń wokół otworów wentylacyjnych i drzwi z podziałem na rodzaj stref i ich oznakowaniem,
- 2.2.4.15.** schemat P&ID (oruwowania i oprzyrządowania),
- 2.2.4.16.** schemat prób ciśnieniowych,
- 2.2.4.17.** rozmieszczenie urządzeń w kontenerach wraz z wymiarowaniem elementów,
- 2.2.4.18.** szczegółowe rysunki poszczególnych układów technologicznych stacji gazowej,
- 2.2.4.19.** schematy ideowe połączeń urządzeń AKPiA, telemetrii i elektryki,
- 2.2.4.20.** schemat technologiczny z naniesionymi oznaczeniami punktów AKP.

### 3. Wymagania w zakresie ochrony środowiska w dokumentacji projektowej

Wymagania w zakresie ochrony środowiska powinny być ujęte i opisane w dokumentacji projektowej zgodnie z Wytycznymi dotyczącymi wprowadzania wymagań z zakresu ochrony środowiska do WT, OPZ, projektów oraz umów Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A., [PE-DY-W07], jeśli mają zastosowanie.

### 4. Projekty branżowe

- 4.1** Projekty branżowe powinny być zgodne z zapisami niniejszej Instrukcji oraz z Instrukcją w zakresie wymagań dokumentacji projektu inwestycyjnego o wartości poniżej 5 mln PLN [PI-II-I01] oraz Instrukcją w zakresie wymagań dokumentacji projektu inwestycyjnego dla zadań inwestycyjnych o wartości 5 mln PLN i więcej [PI-II-I02].
- 4.2** W zależności od zakresu do projektowania w skład projektów branżowych wchodzi:
  - 4.2.1** projekty sterowania układami zaporowo-upustowymi, układami śluz i węzłami,
  - 4.2.2** projekty przyłączy energetycznych zasilających,
  - 4.2.3** projekt czynnej ochrony przeciwkorozyjnej opracowany zgodnie z Załącznikiem nr 3 do niniejszej Instrukcji z uwzględnieniem wymagań

- i zawartości określonych w standardzie technicznym ST-IGG-0601 *Ochrona przed korozją zewnętrzną stalowych gazociągów lądowych - Wymagania funkcjonalne i zalecenia*. Wymagana zawartość dokumentacji projektowej w zakresie ochrony przed korozją powinna być zgodna z załącznikiem B tego standardu,
- 4.2.4** kosztorys inwestorski oraz przedmiar robót opracowane zgodnie z wymaganiami ustawy *Prawo zamówień publicznych* i odpowiednimi aktami wykonawczymi,
  - 4.2.5** zbiorcze zestawienie kosztów,
  - 4.2.6** specyfikacje techniczne wykonania i odbioru robót budowlanych (STWIORB),
  - 4.2.7** wszelkie inne niewymienione, a niezbędne do prawidłowej realizacji inwestycji i spełnienia przez zaprojektowany obiekt wymaganych funkcji.
- 5.** Wymagania w zakresie standardów bezpieczeństwa fizycznego w dokumentacji projektowej  
Wymagania w zakresie zastosowanych zabezpieczeń technicznych (systemów teleinformatycznych, urządzeń elektronicznych oraz środków zabezpieczenia mechanicznego, służących do zapewnienia właściwego poziomu bezpieczeństwa osób i mienia) powinny być ujęte i opisane w dokumentacji projektowej zgodnie z zasadami określonymi w Regulaminie określającym standardy bezpieczeństwa fizycznego GAZ-SYSTEM [PB-DY-R01].
- 6.** Inwentaryzacja geodezyjna powinna być zgodna z Załącznikiem nr 4 do niniejszej Instrukcji.
- 7.** Uzgodnienia wykonanych projektów i opracowań z Zamawiającym  
Opracowana dokumentacja projektowa podlega ocenie i uzgodnieniu z Zamawiającym na dedykowanych spotkaniach, nie później niż w terminach przewidzianych w harmonogramie realizacji dokumentacji projektowej przewidzianej dla danego zadania.
- 8.** Wymagania w zakresie równoważności:
- 8.1** dokumentacja projektowa będzie opracowana bez wskazywania w niej znaków towarowych, patentów lub pochodzenia, źródła lub szczególnego procesu, który charakteryzuje produkty lub usługi dostarczane przez konkretnego wykonawcę.
  - 8.2** dopuszcza się w dokumentacji projektowej wskazanie znaków towarowych, patentów lub pochodzenia, źródła lub szczególnego procesu, który charakteryzuje produkty lub usługi dostarczane przez konkretnego wykonawcę, jeżeli nie można opracować dokumentacji projektowej w wystarczająco precyzyjny i zrozumiały sposób, a wskazaniu takiemu towarzyszą wyrazy „lub równoważny”.
  - 8.3** jeżeli dokumentacja projektowa została opracowana w sposób, o którym mowa w pkt. 8.2, wskazuje się w jej treści kryteria jakie należy zastosować w celu oceny równoważności produktu lub usługi opisanego przez wskazanie znaków towarowych, patentów lub pochodzenia, źródła lub szczególnego procesu, który charakteryzuje produkty lub usługi dostarczane przez konkretnego wykonawcę.

### Przepisy przejściowe i końcowe

1. Właścicielem niniejszej regulacji jest Dyrektor Pionu Eksploatacji, do którego należy zgłaszać ewentualne uwagi do jej zapisów.
2. W przypadkach szczególnie uzasadnionych dopuszcza się odstępstwo od wymagań niniejszej Instrukcji. Odstępstwo od Instrukcji nie może naruszać krajowych przepisów prawnych. Zgodę na odstępstwo od Instrukcji udziela Dyrektor Pionu Eksploatacji.
3. Za przestrzeganie niniejszej regulacji w poszczególnej Jednostce Organizacyjnej Spółki odpowiedzialny jest Dyrektor danej Jednostki Organizacyjnej Spółki.
4. Instrukcja obowiązuje od dnia 14 czerwca 2021 roku.

**Andrzej  
Kolasa**

Elektronicznie  
podpisany przez  
Andrzej Kolasa  
Data: 2021.06.09  
15:46:51 +02'00'

.....

Załączniki:

Załącznik nr 1 - Gazociągi przesyłowe Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.,

Załącznik nr 2 - Stacje gazowe wysokiego ciśnienia Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.,

Załącznik nr 3 - Systemy ochrony przeciwkorozyjnej Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.,

Załącznik nr 4 - Pozyskiwanie i przechowywanie danych przestrzennych Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.,

Załącznik nr 5 - Zbliżenia i skrzyżowania gazociągów przesyłowych z przeszkodami terenowymi Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.,

Załącznik nr 6 - Światłowodowy Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.,

Załącznik nr 7 - Zasilanie, klimatyzacja, p.poż i kluczowe systemy informatyczne Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.,

Załącznik nr 8 - Procesy spawalnicze Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.

**Sasin  
Jakub**

Elektronicznie  
podpisany przez  
Sasin Jakub  
Data: 2021.06.09  
14:52:28 +02'00'

## **1. Wymagania ogólne**

### **1.1. Rury**

- 1.1.1.** Rury stalowe przewodowe powinny spełniać wymagania poziomu jakości PSL 2 oraz załącznika A zgodnie z PN-EN ISO 3183.
- 1.1.2.** Nominalna grubość ścianki dla rurociągu o średnicy nominalnej od DN 15 do DN 50 oraz MOP>16 bar nie może być mniejsza niż 3 mm oraz dla rurociągów o średnicy nominalnej równej lub wyższej DN 50 nie może być mniejsza niż 4 mm.
- 1.1.3.** Do budowy gazociągów przesyłowych (z wyłączeniem ZZU, stacji gazowych i tłoczni gazu), w zależności od DN i materiału, zaleca się przyjmowanie następujących grubości ścianki rur:
  - DN 100, L360NE SMLS - 4,5 mm; 6,3 mm,
  - DN 125, L360NE SMLS - 4,5 mm; 6,3 mm,
  - DN 150 L360NE SMLS - 5 mm; 6,3 mm,
  - DN 200 L360NE SMLS - 6,3 mm; 8 mm,
  - DN 250 L360NE SMLS - 6,3 mm; 7,1 mm, 10 mm - dla rurociągów podziemnych dopuszcza się materiał L415ME SAWH/SAWL'
  - DN 300 L360NE SMLS - 6,3 mm, 8 mm, 11 mm - dla rurociągów podziemnych dopuszcza się materiał L415ME SAWH/SAWL,
  - DN 350 L360NE SMLS - 7,1 mm; 8,8 mm, 11 mm - dla rurociągów podziemnych dopuszcza się materiał L415ME SAWH/SAWL,
  - DN 400 L360NE SMLS - 8 mm; 11 mm, L415NE SMLS 12,5 mm - dla rurociągów podziemnych dopuszcza się materiał L415ME SAWH/SAWL,
  - DN 500 L360ME SAWH/SAWL - 8 mm; 8,8 mm, 11 mm, L485ME SAWH/SAWL – 8,8 mm; 10 mm; 12,5 mm,

Na etapie realizacji dokumentacji projektowej (biorąc pod uwagę m.in. ciśnienie MOP oraz klasę lokalizacji), w celu potwierdzenia przyjętej grubości ścianki rury projektant przeprowadzi obliczenia sprawdzające.
- 1.1.4.** Do grubości obliczeniowych dla średnic od DN 15 zaleca się dodać naddatek na korozję wielkości maksymalnie do 1 mm.
- 1.1.5.** Wytwórca rur ze szwem oraz pośrednik w zakresie wytwarzania rur powinni posiadać certyfikowane systemy zapewnienia jakości zgodne z PN-EN ISO 9001 lub równoważne. Wytwórca rur powinien ponadto spełniać wymagania jakościowe w spawalnictwie zgodnie z PN-EN ISO 3834-2 lub równoważne potwierdzone stosownym certyfikatem.
- 1.1.6.** Za zgodą Zamawiającego, dla rur ze szwem spiralnym, dopuszcza się dostawy rur ze szwem łączącym taśmy. Dopuszcza się maksymalnie jeden szew łączący taśmy na rurze.
- 1.1.7.** Badania udarności należy wykonywać zgodnie z wymaganiami PN-EN ISO 3183. Badania te należy wykonywać w temperaturze -29 °C lub niższej.
- 1.1.8.** Dla rur ze szwem dodatkowo wymagane są badania udarności szwu rury i strefy wpływu ciepła wg pkt A.4.4.2 PN-EN ISO 3183:2020-03 w -20 °C. Wymagania i warunki badań jak dla materiału rodzimego.

- 1.1.9.** Równoważnik węgla  $CE_{IIW}$  (CEV) nie powinien przekraczać wartości 0,43.
- 1.1.10.** Należy wykonać próbę kafarową DWTT zgodnie z PN-EN ISO 3183. Dla rur o średnicy DN 500 i większej, o gatunku stali co najmniej L485ME (X70ME), próbę należy przeprowadzić z uwzględnieniem wytycznych zawartych w Instrukcji PE-DY-I26. Dla rur wykonanych ze stali niższego gatunku (wyższego jednak od L360), należy próbę kafarową przeprowadzić w temperaturze -20 °C. Zaleca się, aby dla każdej partii rur wytwórca dostarczył świadectwo odbioru typu 3.2 dla średnicy DN 500 i powyżej oraz typu 3.1 dla pozostałych średnic. Po uzgodnieniu z Inwestorem dopuszcza się w uzasadnionych przypadkach świadectwo typu 3.1 dla rur średnic DN 500 (3.1 dla blachy, taśmy stalowej oraz powłok ochronnych) wg PN-EN 10204, które powinno spełniać następujące wymagania:
- być zgodne z wymaganiami PN-EN ISO 3183,
  - zawierać informację w zakresie właściwości mechanicznych, składu chemicznego oraz technologii wytopu stali,
  - określać zakres i rodzaj przeprowadzonych badań nieniszczących wraz z poziomami akceptacji wg stosownych norm i przepisów,
  - określać zakres i rodzaj obróbki cieplnej,
  - określać rodzaj prowadzonych prób ciśnieniowych wraz z podaniem wartości ciśnienia próby i czasu trwania próby,
  - określać osiągnięty przy próbie wodnej poziom wyężenia materiału w stosunku do minimalnej granicy plastyczności,
  - zawierać informację w zakresie ekspandowania i odciążenia rur,
  - zawierać wyniki badań parametrów (w tym również grubości) izolacji zewnętrznej oraz malowania wewnętrznego przez niezależną od wydziału produkcyjnego komórkę jakości.
- 1.1.11.** Dodatkowo dla rur o średnicy  $\geq$  DN 500 wprowadza się niżej wymienione wymagania dodatkowe.
- 1.1.11.1.** Dla rur HFW (tj. zgrzewanych prądami wielkiej częstotliwości) z obrobioną cieplnie zgrzeiną wymagane są badania metalograficzne oraz badania twardości potwierdzające obróbkę cieplną zgrzeiny (zgodnie z Załącznikiem B, pkt B3 e) 3) i) normy API 5L wydanie 46).
- 1.1.11.2.** Dla każdej rury należy przeprowadzić ciśnieniową próbę wodną do ciśnienia wywołującego w materiale rury naprężenia od 95 % do 100 % podanej w normie minimalnej umownej granicy plastyczności materiału rury wg PN-EN ISO 3183.
- 1.1.11.3.** Zakres badań nieniszczących rur przeprowadzić zgodnie z wymaganiami PN-EN ISO 3183 z uwzględnieniem dodatkowych wymagań:
- badania rozwarstwień na korpusie rury wg PN-EN ISO 10893-8 lub PN-EN ISO 10893-9 – klasa dopuszczalności U2,
  - badania rozwarstwień na krawędziach taśmy/blachy w obszarze przyległym do zgrzeiny/spoiny wg PN-EN ISO 10893-9 lub PN-EN ISO 10893-8 – klasa dopuszczalności U2,

- badanie rozwarstwień na końcach rur (w obrębie 25mm z obu końców) zgodnie wymaganiami normy PN-EN ISO 3183,
- dodatkowo dla rur HFW - badania ultradźwiękowe usterek wzdłużnych zgrzeiny (włącznie z końcami rur) wg PN-EN ISO 10893-10 lub PN-EN ISO 10893-11 – klasa dopuszczalności U2/C (U2),
- dodatkowo dla rur SAW (spawanych łukiem krytym) i COW (spawanie kombinowane: łukiem krytym i w osłonie gazów):
  - badania ultradźwiękowe na wykrycie usterek wzdłużnych/poprzecznych spoiny wg PN-EN ISO 10893-11 – klasa dopuszczalności U2/U2H z uwzględnieniem dodatkowych wymagań określonych w PN-EN ISO 3183,
  - badania radiograficzne złączy spawanych wg PN-EN ISO 10893-6 – klasa obrazu R1, kryteria akceptacji złączy spawanych oraz wymagania dotyczące czułości badania wg PN-EN ISO 3183,
  - badania radiograficzne złączy spawanych na końcach rur (końce nie przebadane oraz obszar naprawiany) wg PN-EN ISO 10893-6 – klasa jakości obrazu R1 na wady wzdłużne oraz poprzeczne.

## 1.2. Kształtki

- 1.2.1.** Wymaga się zastosowania kształtek kutych lub ciągnionych bez szwu wg PN-EN 10253-2. Dla kształtek o DN 400 i powyżej dopuszcza się stosowanie kształtek ze szwem wzdłużnym.
- 1.2.2.** Trójniki główne na gazociągi przystosowane do tłokowania powinny być wykonane zgodnie z PN-EN 10253-2 typu B ze wzmocnieniem całkiem na zewnątrz. Nie dopuszcza się stosowania trójników ze spawanym odgałęzieniem. Średnica wewnętrzna trójnika powinna być zgodna ze średnicą armatury pełnoprzelotowej. Jeżeli średnica odejścia jest większa lub równa połowie średnicy głównej, to wymagane jest stosowanie prowadnicy tłoka. W przypadku stali innej niż wymienionej w tabelach 3, 4, 6, 7 i 9 PN-EN 10253-2:2010, wymaga się wykonania analizy wytrzymałościowej według specyfikacji.
- 1.2.3.** Dla ciśnień większych niż 1,6 MPa zaleca się stosować kształtki typu B. W uzasadnionych przypadkach dopuszcza się kształtki typu A. Wymaga to jednak akceptacji Inwestora oraz przeprowadzenia obliczeń potwierdzających wymaganą wytrzymałość mechaniczną zgodnie z Załącznikiem A PN-EN 10253-2.

Wytrzymałość ciśnieniowa kształtek musi być co najmniej równa wytrzymałości ciśnieniowej rur, z którymi będą łączone. W uzasadnionych przypadkach, wykonując włączenia do czynnego gazociągu o maksymalnym ciśnieniu roboczym (MOP) powyżej 1,6 MPa oraz o średnicy



nominalnej większej niż DN 50, dopuszcza się stosowanie pełnoobejmujących trójników dzielonych, króćców wzmocnionych nakładką lub tuleją, kształtek rurowych o pogrubionych ściankach (typu weldolet) ze stali o minimalnej granicy plastyczności  $R_{10,5}$  równej lub większej niż 355 N/mm<sup>2</sup>.

Zastosowanie weldoletów o średnicy rury głównej powyżej DN 200 należy każdorazowo uzgodnić z Zamawiającym.

- 1.2.4.** Zakres ciśnień i temperatur roboczych elementów kształtowych, powinien być potwierdzony w dokumencie odbioru elementu lub deklaracji zgodności producenta.
- 1.2.5.** Dla kształtek o średnicy nominalnej równej lub większej niż DN 150 wymaga się badań udarności zgodnie z wymaganiami PN-EN 1594, przy czym temperatura weryfikacji powinna być nie wyższa niż -29 °C.
- 1.2.6.** Kształtka powinna być poddana przez producenta hydraulicznej próbie wytrzymałości do ciśnienia wywołującego w ściance naprężenia 95 % granicy plastyczności  $R_e$ . Próba ta powinna być wykonana dla jednej sztuki z partii, lecz nie mniej niż 1 sztuka na 100.
- 1.2.7.** Dopuszcza się zastosowania stali termomechanicznie walcowanej na elementy kształtowe poddawane obróbce na ciepło. Świadectwo typu 3.1 w przypadku wykonywania łuku przez tą samą firmę co rury, wymagane tylko dla łuku. W przypadku braku możliwości zastosowania łuków giętych na zimno, Inwestor dopuszcza stosowanie łuków giętych indukcyjnie po każdorazowym uzgodnieniu pod kątem technicznym. Łuki gięte na zimno należy wykonać zgodnie z PN-EN 1594, a łuki gięte na gorąco zgodnie z PN-EN 14870-1. Dla łuków giętych na zimno Wykonawca powinien dostarczyć protokół (odbiór KJ). Jeżeli na zimno jest gięta rura o średnicy nominalnej powyżej DN 300 lub stosunku średnicy do grubości ścianki większej niż 70:1, należy wziąć pod uwagę użycie wewnętrznego trzpienia zgodnie z ISO 13623.
- 1.2.8.** Wymagania w zakresie łuków wykonywanych metodą gięcia przy wykorzystaniu grzania indukcyjnego.
  - 1.2.8.1.** Należy dopuścić wykonywanie łuków metodą grzania indukcyjnego przy założeniu, że promień gięcia łuków powinien zawierać się w przedziale od 3 Dz do 7 Dz.
  - 1.2.8.2.** Do wykonania łuków o średnicy nominalnej do DN 350 włącznie wymagane są rury SMLS, a powyżej średnicy DN 350 zaleca się rury rodzaju SAWL lub COWL. Należy stosować wyłącznie rury ze szwem wzdłużnym spełniające wymagania PN-EN ISO 3183.
  - 1.2.8.3.** Jeżeli Wykonawca będzie dostarczał rury macierzyste producentowi łuków, to powinien uzgodnić pisemnie z producentem łuków żądany skład chemiczny, właściwości i wymiary rury macierzystej biorąc pod uwagę przydatność do gięcia indukcyjnego i to producent łuków powinien dobrać ostateczne parametry i wymiary geometryczne rury oraz zastosować odpowiednią technologię wykonania tak, aby

- zagwarantować uzyskanie oczekiwanych właściwości wytrzymałościowych i odpowiedniego kształtu łuku.
- 1.2.8.4.** Dopuszcza się zastosowanie na łuki gięte metodą grzania indukcyjnego stal typu QE, NE, ME według PN-EN ISO 3183.
- 1.2.8.5.** Producent łuków zapewni obróbkę cieplną łuku po procesie gięcia, tj. przywrócenie właściwości wytrzymałościowych stali sprzed procesu przeróbki plastycznej na gorąco (austenizacji).
- 1.2.8.6.** Minimalna grubość ścianki w miejscu największego pocienienia nie może być mniejsza od grubości obliczeniowej.
- 1.2.8.7.** Wykonawca łuków giętych, za pomocą grzania indukcyjnego, jest zobowiązany do przeprowadzenia ciśnieniowej próby wodnej na co najmniej 95 % minimalnej umownej granicy plastyczności dla każdej z dostarczonych partii wytopów, lecz nie mniej niż jeden łuk na 100 sztuk dostarczonych. Próbę należy wykonać na łuku o największym kącie gięcia z zamówionych łuków.
- 1.2.8.8.** Łuki należy zaizolować zewnętrznie izolacją PUR zgodnie z Załącznikiem nr 3 do Instrukcji PE-DY-I02.
- 1.2.8.9.** Łuki na swoich końcach powinny być pozbawione powłoki zewnętrznej. Długość odcinka bez powłoki zewnętrznej mierzona od końca łuku do początku powłoki powinna wynosić od 130 mm do 150 mm.
- 1.2.8.10.** Końce łuków niepokryte izolacją wewnętrzną i zewnętrzną powinny być zabezpieczone lakierem (werniksem) oraz przy pomocy kołpaków (zaślepek z tworzyw sztucznych).
- 1.2.8.11.** Nie zezwala się na stosowanie łuków segmentowych.
- 1.2.8.12.** Każdy element powinien być oznakowany w sposób trwały przez producenta identyfikowalnym numerem lub znakiem pozwalającym przyporządkować go do danego dokumentu jakościowego.
- 1.2.8.13.** Wymaga się świadectwa odbioru 3.2 dla kształtek o średnicy nominalnej równej lub większej niż DN 500 oraz świadectwa odbioru 3.1 dla kształtek o średnicy nominalnej mniejszej niż DN 500.
- 1.2.8.14.** Dla łuków wytwarzanych za pomocą grzania indukcyjnego o średnicy nominalnej równej lub większej niż DN 500 objętych dostawami inwestorskimi zaleca się przyjmowanie następujących typoszeręgów kątów gięcia:
- w zakresie średnic nominalnych do DN 800 typoszeręg kątów łuków wytwarzanych za pomocą grzania indukcyjnego = 15°, 30°, 45°, 60°, 75°, 90°,
  - w zakresie średnic nominalnych DN 900 i powyżej typoszeręg kątów łuków wytwarzanych za pomocą grzania indukcyjnego = 10°, 20°, 30°, 40°, 50°, 60°, 70°, 80°, 90°.

Projektowanie łuków poziomych powinno opierać się na zasadzie łączenia łuku indukcyjnego z powyższego typoszeręgu doginając



łukiem zimnogiętym do wymaganej wartości sumarycznej łuku, np.  $PZ84,2^\circ = 75^\circ$  (łuk indukcyjny) +  $9,2^\circ$  (łuk zimnogięty);  $PZ58,5^\circ = 50^\circ$  (łuk indukcyjny) +  $8,5^\circ$  (łuk zimnogięty), itd.

W uzasadnionych przypadkach dopuszcza się projektowanie łuków indukcyjnych o kątach odmiennych od powyższego standardu.

### **1.3. Armatura zaporowo-upustowa o klasie ciśnieniowej powyżej PN 16**

**1.3.1.** Wymaga się, aby korpus był wykonany ze stali lub staliwa. Kurki manometryczne powinny być w wykonaniu nierdzewnym.

**1.3.2.** Armatura powinna spełniać następujące warunki techniczne:

- armatura powinna w szczególności spełniać wymagania: PN-EN 1983 lub PN-EN 1984 oraz PN-EN 558, PN-EN 12982, PN-EN 13942, PN-EN 14141,
- armatura pełnoprzelotowa,
- armatura o średnicy nominalnej DN 100 i większej w wykonaniu z kulą „ujarzmioną”,
- zawory z korpusem spawanym (dla wersji podziemnej) z możliwością doszczelnienia zaworu z powierzchni gruntu,
- główna armatura zaporowa powinna mieć system obustronnego uszczelnienia kuli z odprowadzeniem przecieku. System ten powinien zapewniać uszczelnienie kuli z odprowadzeniem przecieków w przypadku obustronnego obciążenia kuli ciśnieniem, jak również jednostronnego obciążenia kuli ciśnieniem dla każdej ze stron,
- brak potrzeby smarowania,
- konstrukcja zaworu podziemnego powinna zapewnić możliwość wykonywania czynności eksploatacyjnych z powierzchni gruntu,
- odwodnienie korpusu (armatury podziemnej) powinno być wyprowadzone na powierzchnię, przymocowane do kolumny, zakończone zaworem kulowym wraz z śrubą odpowietrzającą oraz z zabezpieczeniem przed niekontrolowanym wypływem gazu,
- zawory kulowe i zasuwki płytowe powinny zapewniać szczelność zamknięcia klasy A wg PN-EN 12266-1 oraz C dla zasuw klinowych wg PN-EN 12266-1,
- zawory kulowe i zasuwki powinny być wykonane z zabezpieczeniem antystatycznym wg PN-EN 12266-2,
- napędy i armatura powinny być skonfigurowane i dostarczone wraz z wyposażeniem do ich obsługi i serwisowania. Instrukcje obsługi i serwisowania muszą być dostarczone w oryginale i w języku polskim (tłumaczenie techniczne),
- izolacyjne osłony przedłużaczy, pokręteł zasuw powinny być w wykonaniu wodoszczelnym.

**1.3.3.** Dostawca napędów i armatury powinien zagwarantować odpowiednie przeszkolenie personelu do ich obsługi. Zaleca się, aby rozruch wszystkich napędów i armatury zamontowanych na gazociągach o średnicy nominalnej powyżej DN 300, był wykonywany przez serwis dostawcy tych urządzeń.

- 1.3.4.** Armatura projektowanego gazociągu powinna spełniać wymagania Polskich Norm oraz Instrukcji PE-DY-I26 dla zaworów kulowych, zasuw klinowych, napędów armatury.
- 1.3.5.** W przypadku połączeń kołnierzowych należy stosować kołnierze wykonane w oparciu o PN-EN 1759-1. W uzasadnionych przypadkach, czyli wyłącznie w zakresie przebudowy istniejących obiektów, dopuszcza się połączenia kołnierzowe zgodne z PN-EN 1092-1 przy zastosowaniu kołnierzy tej samej klasy wytrzymałościowej, co rura, z którą będzie łączony kołnierz. W uzasadnionych przypadkach po wcześniejszym uzgodnieniu z Inwestorem można stosować inne normy.
- 1.3.6.** Zaleca się zastosowanie kołnierzy z przylgami płaskimi B wg PN-EN 1759-1 lub przylgą B1 lub B2 wg PN-EN 1092-1, w zależności od klasy ciśnieniowej kołnierza. Kołnierze należy dodatkowo oznakować rodzajem przyłgi.

#### **1.4. Uszczelki**

- 1.4.1** Zaleca się zastosowanie uszczelki spiralnych (np. wg PN-EN 1514-2) lub wg PN-EN 12560-2, albo uszczelki metalowych rowkowanych z nakładkami (np. wg PN-EN 1514-6) lub PN-EN 12560-6. Wymiary uszczelki oraz sworzni powinny być dostosowane do rodzaju połączeń kołnierzowych. Wszelkie sworznie, nakrętki powinny być trwale oznaczone w sposób umożliwiający ich powiązanie z odpowiednim certyfikatem materiałowym. Dla układów rurowych o maksymalnym ciśnieniu roboczym MOP mniejszym niż 1,6 MPa stosować uszczelki zgodne z PN-EN 1514-1 i/lub PN-EN 12560-1.
- 1.4.2** Elementy złączne - sworznie gwintowane powinny być zgodne z PN-EN 1515-1 lub ASME B16.5 oraz nakrętki zgodne z PN-EN 1092-1 lub ASME B16.5 oraz niezbędne jest zastosowanie podkładek sprężynujących. Długość sworzni powinna uwzględniać stosowanie wszystkich elementów połączenia i zapewniać min. 1,5 zwoju gwintu wolnego nad nakrętką.
- 1.4.3** Materiały na sworznie gwintowane, nakrętki powinny spełniać wymagania PN-EN 1515-1, PN-EN 1515-2, PN-EN 1515-3, PN-ISO 8992, PN-EN ISO 898-2 i PN-EN ISO 4016, PN-EN ISO 898-1 oraz być wykonane w średnio dokładnej klasie wyrobu oznaczonej literą B. Do każdej partii należy wymagać od dostawcy atestu.
- 1.4.4** Elementy złączne muszą być wykonane lub zabezpieczone przeciwkorozyjnie za pomocą metod galwanicznych.

## **2. Przewierthy kierunkowe - wymagania dotyczące zawartości projektu**

- 2.1** Do dokumentacji geologicznej powinna być dołączona dokumentacja fotograficzna przedstawiająca próbki gruntu wyjmowane z otworów geologicznych metr po metrze oraz dokumentacja z badań geofizycznych (tomografia komputerowa) wykonana na całej długości przejścia bezwykopowego.
- 2.2** Próbkę gruntu wyjmowaną z otworów geologicznych powinny być zmagazynowane w skrzynkach, zdeponowane w miejscu wskazanym przez zlecającego i dostępne dla Wykonawcy przewierthy w trakcie jego realizacji.

- 2.3** Otwory wykonywane z pobraniem rdzenia należy zlikwidować metodą cementowania lub łożowania. Czynności udokumentować w stosownym protokole.
- 2.4** W celu dokładnego rozpoznania warunków geologicznych powinny być stosowane wiercenia badawcze wspomagane sondowaniem lub badaniami geofizycznymi. Na podstawie wykonywanych badań powinny być określone następujące parametry:
- stopień zagęszczenia – dla gruntów luźnych,
  - stopień plastyczności – dla gruntów spoistych,
  - wytrzymałość na ściskanie,
  - skład granulometryczny,
  - wilgotność naturalna,
  - spójność,
  - gęstość objętościowa,
  - moduł odkształcenia,
  - edometryczny moduł ściśliwości,
  - wytrzymałość dla litych skał,
  - jakość skał – sprawdzenie jednorodności skał w każdym kierunku.
- 2.5** Zaleca się przyjęcie odległości między otworami ok. 100 m, jednak decyzję o zmianie odległości na podstawie wyników otrzymanych w trakcie wiercenia podejmuje Wykonawca wiercenia geologicznego przy akceptacji GAZ-SYSTEM.
- 2.6** Badania granulometryczne muszą być wykonane na planowanej głębokości trajektorii przewiertu.
- 2.7** W przypadku przejść pod rzekami i zbiornikami wodnymi, dla potrzeb projektu HDD, należy określić przebieg twardego dna oraz określić rzędną zwierciadła wody wraz z podaniem daty pomiaru.
- 2.8** Otwory geologiczne należy wykonać poza ośią przewiertu, naprzemiennie raz po jego lewej stronie, raz po prawej. Odległość otworów od osi przewiertu jest zależna od geologii, nie mniejsza jednak niż 10 m i nie większa niż 50 m.
- 2.9** Należy określić typ trajektorii przewiertu oraz obliczyć jej parametry geometryczne. Wykonanie badań geologicznych o głębokości poniżej 10 metrów od osi przewiertu dla przewiertów długich (> 500 m) lub o głębokości poniżej 5 metrów od osi przewiertu dla przewiertów krótkich (< 500 m).
- 2.10** Opracowanie wstępnego profilu przewiertu na podstawie analizy ciśnień płuczki w otworze wiertniczym oraz na podstawie archiwalnych badań geologicznych (o ile są dostępne),
- 2.11** Analiza warunków lokalizacji infrastruktury.

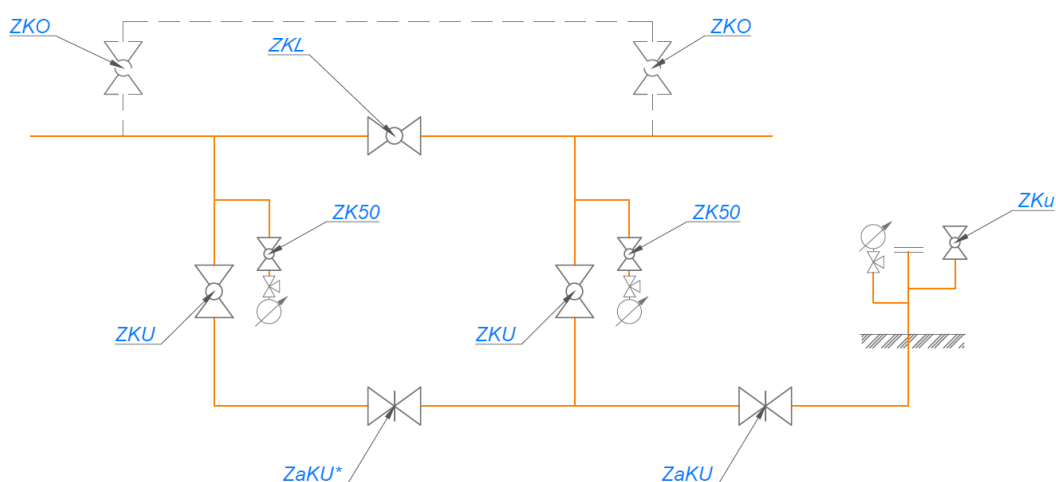
### **3. Schematy technologiczne**

- 3.1.** W dokumentacji projektowej należy zamieścić schematy zawierające wszystkie elementy obiektu. Armaturę i urządzenia należy oznakować symbolami jak poniżej (numer obiektu, oznaczenie literowe oraz nr kolejny armatury danego rodzaju:
- zespół zaporowo-upustowy ZZU
  - zespół przyłączykowy ZP

- zawór kulowy ZK
- zasuwa klinowa/płytkowa ZS
- punkt pomiaru ciśnienia PI
- monoblok izolujący MN
- śluza nadawcza SN
- śluza odbiorcza SO
- śluza uniwersalna SU
- zbiornik kondensatu ZbK
- zespół odwadniający ZOD
- kompensator liniowy KL

**3.2.** Elementy gazociągów należy wykonywać zgodnie z niżej zamieszczonymi rysunkami.

### SCHEMAT LINIOWEGO ZZU



#### LEGENDA

- gazociąg w/c
- zasuwa klinowa
- zawór kulowy
- punkt pomiaru ciśnienia

#### OZNACZENIA

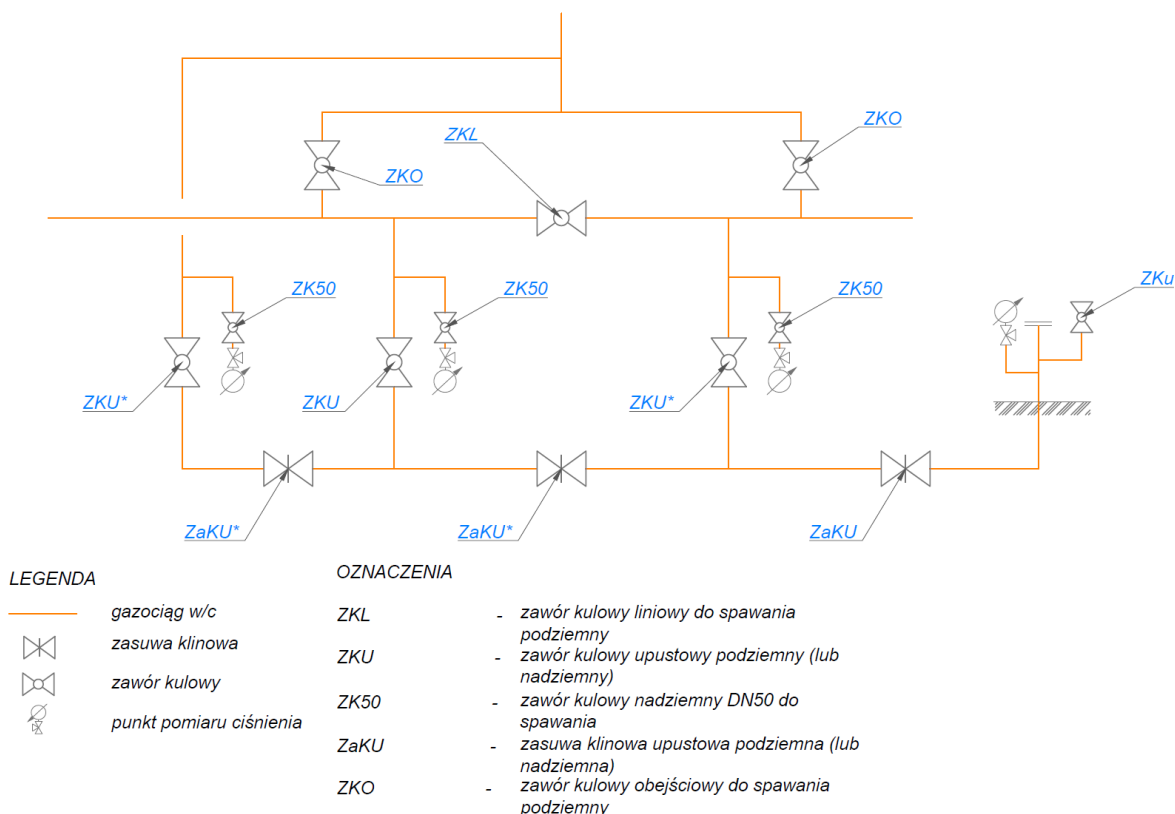
- ZKL - zawór kulowy liniowy do spawania podziemny
- ZKU - zawór kulowy upustowy podziemny (lub nadziemny)
- ZK50 - zawór kulowy nadziemny DN50 do spawania
- ZaKU - zasuwa klinowa upustowa podziemna (lub nadziemna)
- ZKO - zawór kulowy obejściowy do spawania podziemny

#### UWAGI:

1. Układ przedstawiony linią przerywaną stosować tylko w uzasadnionych przypadkach (opcja do podłączania nowych odbiorców).
2. Dopuszcza się, w uzasadnionych przypadkach, zabudowę zaworów kulowych upustowych ZKU i zasuw upustowych ZaKU jako nadziemne. Wówczas nie zabudowuje się punktów pomiaru ciśnienia z wykorzystaniem zaworów ZK50.

3. Dopuszcza się, w uzasadnionych przypadkach, w miejsce jednego zaworu kulowego ZKU zabudowę zasuwu płytowej. Wówczas nie zabudowujemy zasuwu upustowej ZaKU.
4. Zawór kulowy ZKu na kolumnie upustowej stosuje się przy średnicy gazociągu głównego równej lub większej niż DN 700.
5. Punkt pomiaru ciśnienia powinien być instalowany na każdym układzie rurowym ograniczonym armaturą zaporową.
6. Należy pamiętać, aby tam gdzie jest to konieczne znajdowały się przedłużki kolumny upustowej.

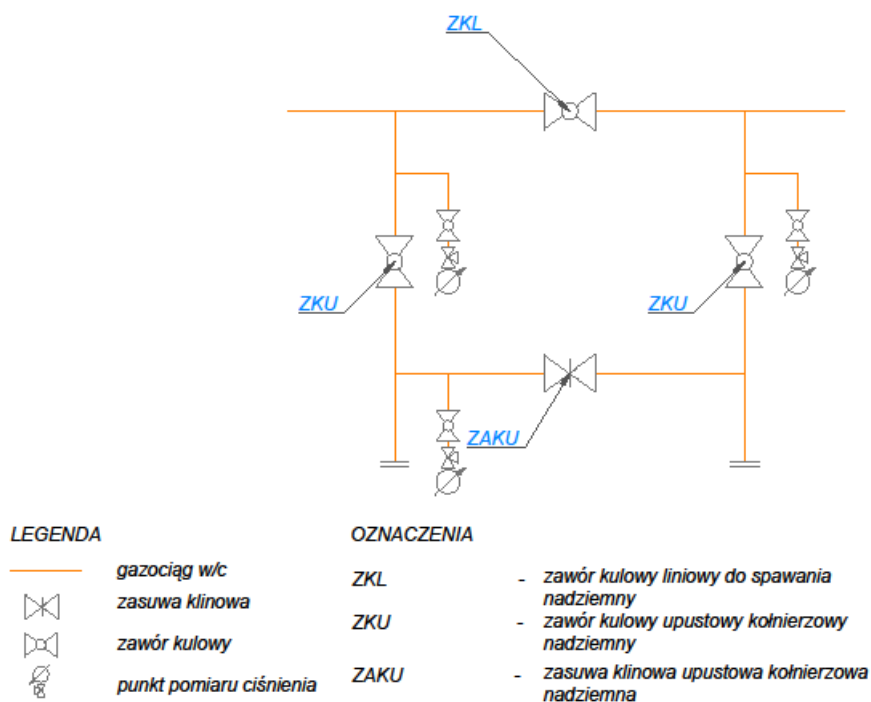
### SCHEMAT KĄTOWEGO ZZU - DWUSTRONNEGO



#### UWAGI:

1. Dopuszcza się, w uzasadnionych przypadkach, zabudowę zaworów kulowych upustowych ZKU i zasuw upustowych ZaKU jako nadziemne. Wówczas nie zabudowuje się punktów pomiaru ciśnienia z wykorzystaniem zaworów ZK50.
2. Dopuszcza się, w uzasadnionych przypadkach, w miejsce zaworów kulowych upustowych ZKU zabudowę zasuw płytowych. Wówczas nie zabudowujemy zasuw upustowych ZaKU.
3. Zawór kulowy ZKu na kolumnie upustowej stosuje się przy średnicy gazociągu głównego równej lub większej niż DN 700.
4. Punkt pomiaru ciśnienia powinien być instalowany na każdym układzie rurowym ograniczonym armaturą zaporową.
5. Należy pamiętać, aby tam gdzie jest to konieczne znajdowały się przedłużki kolumny upustowej.

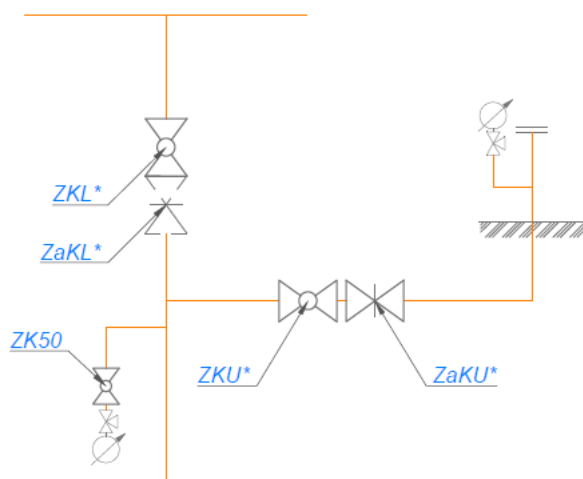
## SCHEMAT LINIOWEGO ZZU DO DN200 WŁĄCZNIE (OPCJA NADZIEMNA)



### UWAGI:

1. Zaleca się zabudowę punktu pomiaru ciśnienia na każdym układzie rurowym ograniczonym armaturą zaporową.
2. Dopuszcza się zabudowę zaworu kulowego liniowego jako opcja podziemna.
3. Należy pamiętać, aby w miejscach, gdzie jest to konieczne znajdowały się przedłużki kolumny upustowej.

## ***SCHEMAT ZESPOŁU WŁĄCZENIOWEGO***



### LEGENDA

	gazociąg w/c
	zasuwa klinowa
	zawór kulowy
	punkt pomiaru ciśnienia

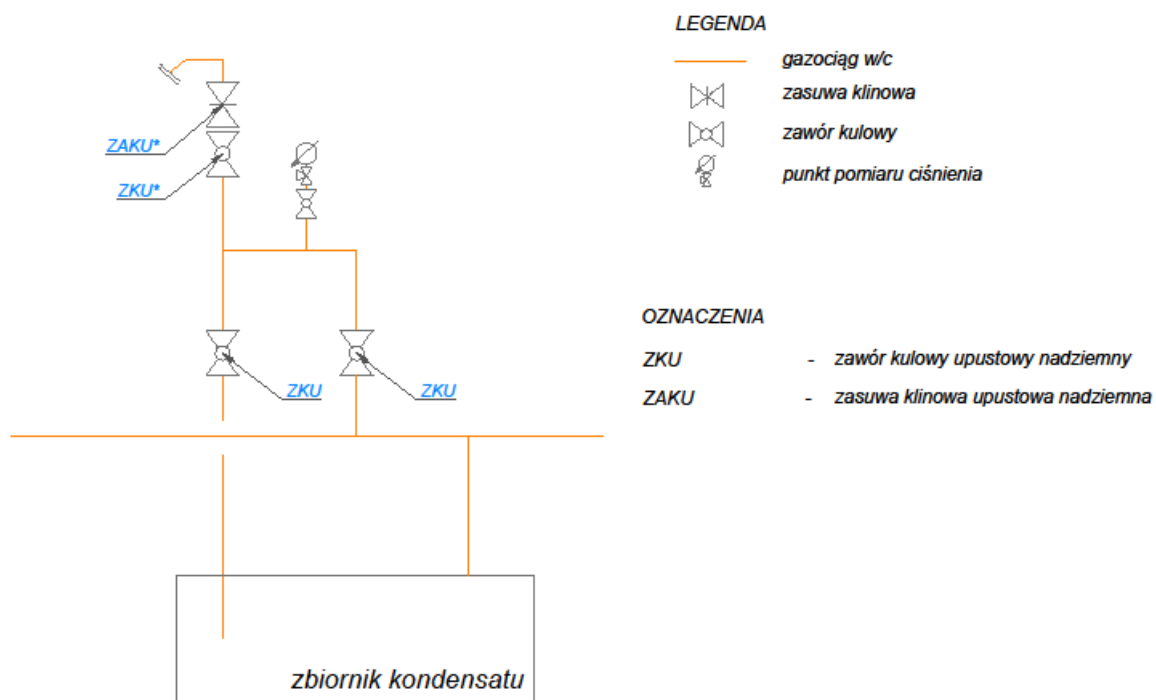
### OZNACZENIA

ZKL	- zawór kulowy liniowy do spawania nadziemny
ZKU	- zawór kulowy upustowy kolnierzowy nadziemny
ZaKU	- zasuwka klinowa upustowa kolnierzowa nadziemna

### UWAGI:

1. Dopuszcza się rezygnację z zasuwki klinowej ZaKL.
2. Dopuszcza się, w uzasadnionych przypadkach, zabudowę zaworu kulowego upustowego ZKU i zasuwki upustowej ZaKU jako elementy nadziemne. Wówczas nie zabudowuje się punktu pomiaru ciśnienia.
3. Dopuszcza się, w uzasadnionych przypadkach, w miejsce zaworu kulowego upustowego ZKU i zasuwki ZaKU, zabudowę zasuwki płytowej.
4. Zaleca się zabudowę punktu pomiaru ciśnienia na każdym układzie rurowym ograniczonym armaturą zaporową.
5. Dla odcinków władczeniowych, gdzie istnieje możliwość odgazowania całego odcinka przez kolumnę upustową na stacji w ciągu maksymalnie 4 godzin oraz z uwagi na uwarunkowania zagospodarowania terenu dopuszcza się rezygnację z zabudowy układu wydmuchowego i punktu pomiaru ciśnienia.
6. Dopuszcza się zastosowanie dodatkowej kolumny manometrycznej wykonanej jako kolumna DN 50 z zaworem spawanym zakończonym kołnierzem poprzedzającej zawór ZKL.

## SCHEMAT ZESPOŁU ODWADNIAJĄCEGO

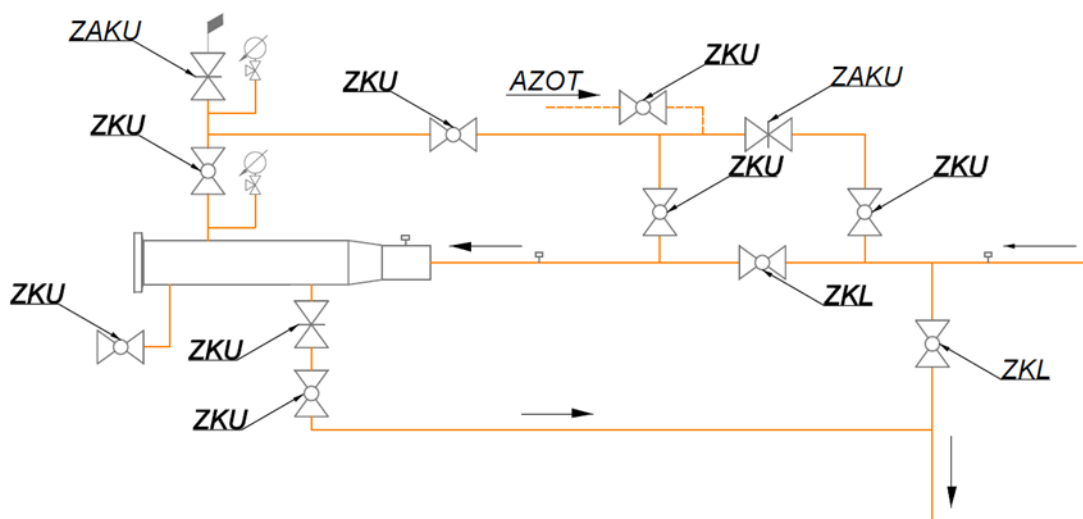


### UWAGI:

1. Dopuszcza się, w uzasadnionych przypadkach, w miejsce zaworu kulowego ZKU i zasuwy ZAKU, zabudowę zasuwy płytowej.
2. Dopuszcza się inne rozwiązania konstrukcyjne zabezpieczenia końcówki upustowej zespołu odwadniającego.
3. Armatura odcinająca zespołu odwadniającego montowana w pozycji pionowej.



## ŚLUZA ODBIORCZA TŁOKA



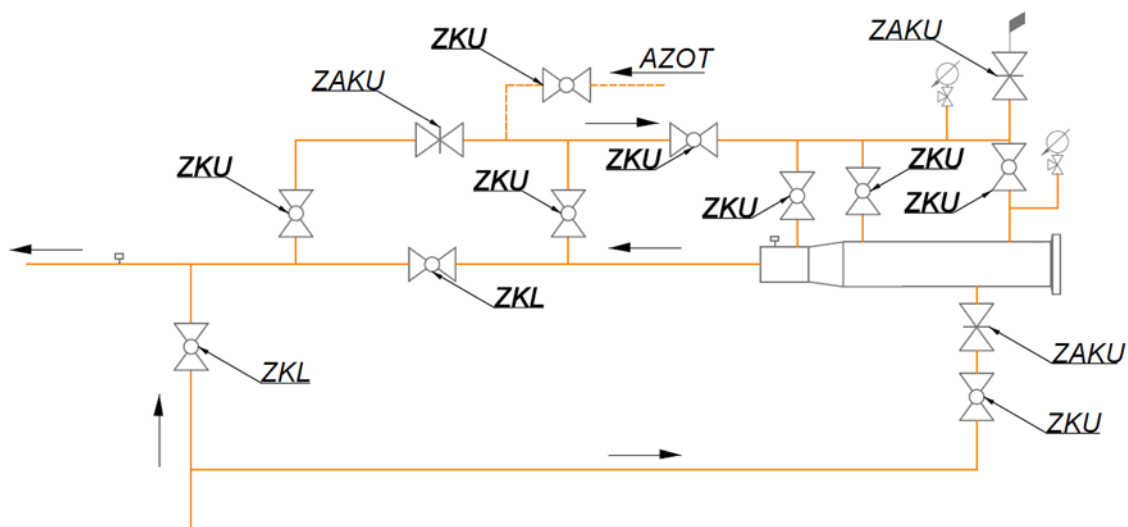
### LEGENDA

	gazociąg w/c
	gazociąg w/c (opcjonalny)
	zasuwa klinowa
	zawór kulowy
	punkt pomiaru ciśnienia
	sygnalizator przejścia tłoka

### OZNACZENIA

ZKL	- zawór kulowy liniowy do spawania podziemny
ZKU	- zawór kulowy upustowy podziemny (lub nadziemny)
ZaKU	- zasuwa klinowa upustowa podziemna (lub nadziemna)

## ŚLUZA NADAWCZA TŁOKA



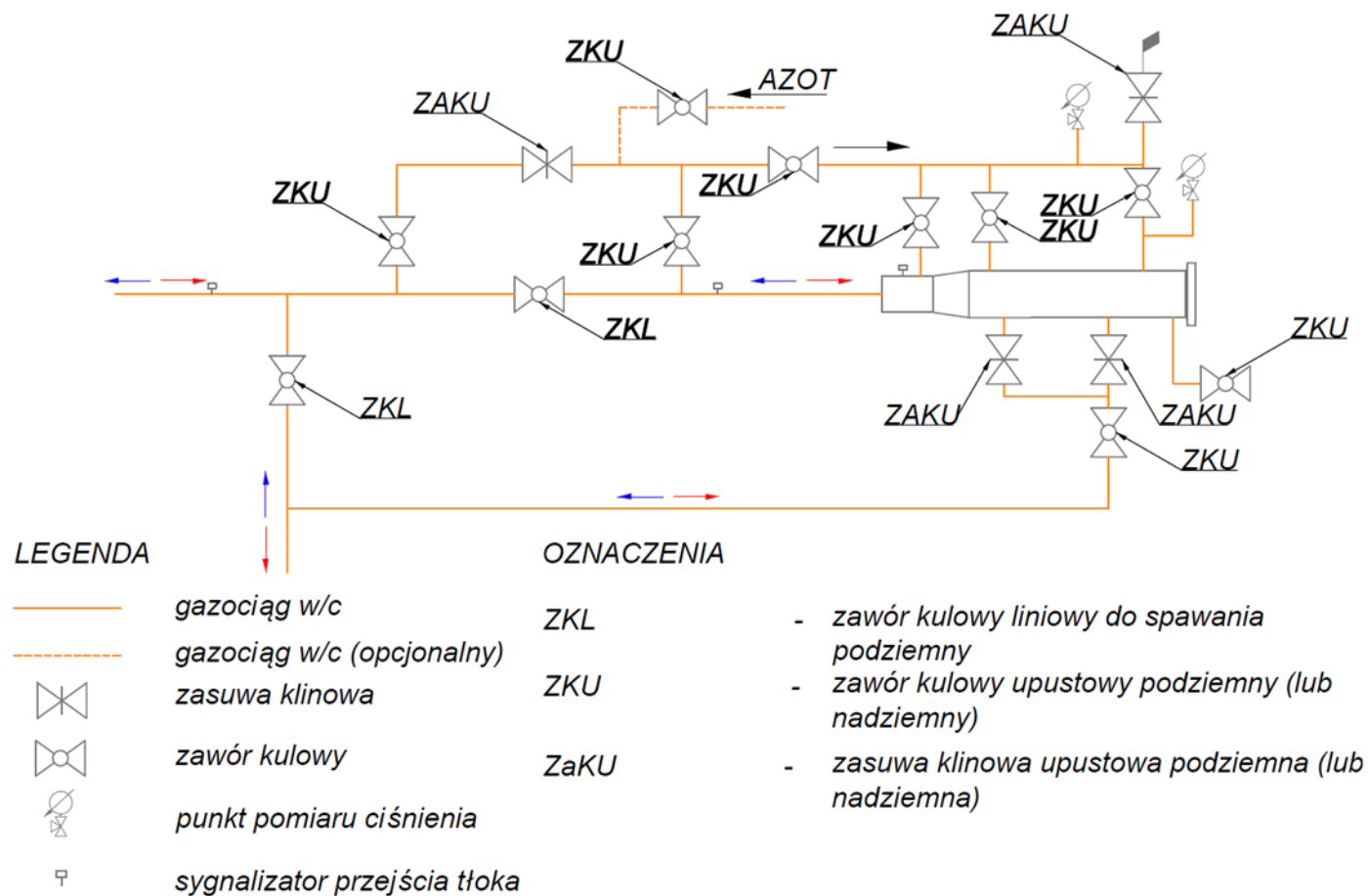
### LEGENDA

	gazociąg w/c
	gazociąg w/c (opcjonalny)
	zasuwa klinowa
	zawór kulowy
	punkt pomiaru ciśnienia
	sygnalizator przejścia tłoka

### OZNACZENIA

ZKL	- zawór kulowy liniowy do spawania podziemny
ZKU	- zawór kulowy upustowy podziemny (lub nadziemny)
ZaKU	- zasuwa klinowa upustowa podziemna (lub nadziemna)

## ŚLUZA UNIWERSALNA (NADAWCZO-ODBIORCZA) TŁOKA



#### **4. Wymagania techniczne przy projektowaniu**

- 4.1.** Standardowa głębokość posadowienia części liniowej gazociągu powinna wynosić ok. 1,2 m licząc od górnej płaszczyzny rury do poziomu gruntu. Zaleca się maksymalną głębokość posadowienia gazociągu 2,0 m licząc od górnej płaszczyzny rury do poziomu gruntu. W miejscach o dużych różnicach poziomu terenu gazociąg należy projektować tak, aby minimalizować ilość zastosowanych łuków pionowych. Głębokość posadowienia rury osłonowej lub obciążników powinna wynosić minimalnie 1,1 m licząc od górnej płaszczyzny rury osłonowej lub obciążnika do poziomu gruntu. Przy włączeniu metodą hermetyczną głębokość posadowienia pozostających na przewodzie rurowym króćców do prac hermetycznych powinna wynosić minimum 1,0 m.
- 4.2.** W uzasadnionych przypadkach w miejscu montażu elementów gazociągu należy przewidzieć pełną wymianę gruntu rodzimego w obrębie granicy układu, przewidzieć podparcie zaworów i zasuw podziemnych na płytach fundamentowych, zasypać piaskiem i zagęścić oraz przeprowadzić badania stopnia zagęszczenia (minimalny wskaźnik zagęszczenia wynosi 0,95).
- 4.3.** Izolację na elementach wystających powyżej poziomu gruntu należy wyprowadzić na wysokość co najmniej 0,4 m i wykonać zgodnie z Załącznikiem nr 3 do Instrukcji PE-DY-I02.
- 4.4.** Instalacje śluz oddzielone monoblokami izolującymi należy uziemić lub odseparować za pomocą lokalnych zwodów pionowych izolowanych oraz połączeń ochronnikowych – poprzez iskierniki.
- 4.5.** Na układzie śluz odbiorczych zastosować zbiorniki kondensatu umożliwiające opróżnianie podciśnieniowe, a w przypadku przewidywania dużych ilości kondensatów należy przewidzieć możliwość podłączania zabezpieczającej kolumny filtrseparacyjnej.
- 4.6.** Dopuszcza się stosowanie przewoźnych zbiorników odbioru kondensatu.
- 4.7.** Instalacje nieoddzielone monoblokami izolującymi jak np. ZZU należy uziemić za pośrednictwem iskierników
- 4.8.** W obiektach wchodzących w skład gazociągów, które zostały wyposażone w przyłącza elektroenergetyczne należy zainstalować przeciwpożarowe wyłączniki prądu. PWP lokalizować w złączu głównym przy wejściu na teren obiektu.
- 4.9.** Należy stosować manometry klasy nie gorszej niż 1,6 w wykonaniu morskim (wzmocnionym).
- 4.10.** Układ odbioru kondensatu odwadniaczy należy wykonać o średnicy DN 50 i zakończyć kołnierzem zaślepiającym z korkiem odpowietrzającym lub innym rodzajem zabezpieczenia.
- 4.11.** Kolumny napędów armatury podziemnej należy projektować zgodnie z Instrukcją PE-DY-I26.
- 4.12.** Manometry należy wyprowadzić na wysokość co najmniej 0,8 m ponad poziom terenu.

**4.13.** Średnica nominalna przewodu zasilającego manometry (wychodzącego z ziemi) nie może być mniejsza niż DN 50. Pod manometrem należy zamontować zawór kulowy spawany o średnicy równej średnicy gazociągu wyjściowego z ziemi. Dopuszcza się stosowanie połączenia kołnierzewego na zaworze od strony manometru. Dla gazociągów przebiegających równolegle (wyjścia do kurków manometrycznych) zaleca się stosowanie większych średnic przewodów zasilających manometry w przypadku konieczności stosowania elementów do przetłaczania gazu.

**4.14.** Kolumny upustowe

**4.14.1.** Dobór wielkości kolumny upustowej należy dokonać zgodnie z załączoną poniżej tabelą 1.

**Tabela 1 – Dobór średnicy kolumny upustowej w zależności od średnicy nominalnej gazociągu**

Średnica gazociągu [DN]	1000	800	700	500	400	350	300	250	200	150	100	80	50
Średnica kolumny upustowej [DN]	300 (250)	250	200 (150)	150	150	100 (150)	100	100	80	80	50	50	50

**4.14.2.** Kolumny należy wyprowadzić na wysokość 1,8 m od poziomu terenu. Kolumnę należy wyposażać w manometr i zakończyć kołnierzem zaślepiającym z korkiem. Należy zaprojektować możliwość przedłużenia kolumny upustowej na wysokość 3,0 m ponad poziom terenu. W przypadku zabudowy na kolumnie upustowej dodatkowego upustu o mniejszej średnicy, dopuszcza się zabudowę jednolitych kolumn wydmuchowych o wysokości minimum 3,0 m nad poziom terenu.

**4.14.3.** Zaleca się lokalizować kolumny na terenie obiektów.

**4.14.4.** Niedopuszczalne jest projektowanie klamr lub innych stałych elementów konstrukcyjnych umożliwiających wejście na fundamenty kolumn upustowych. Powyższe dotyczy fundamentów i konstrukcji tych miejsc, które z uwagi na ograniczoną powierzchnię roboczą nie są przystosowane do pracy osób.

**4.15.** Strefy zagrożone wybuchem 2 od połączeń rozłącznych powinny znajdować się wewnątrz ogrodzenia obiektu.

**4.15.1.** Należy oznakować strefy zagrożone wybuchem (tablice „UWAGA GAZ”, „STREFA ZAGROŻONA WYBUCHEM 2”).

**4.15.2.** Strefy zagrożone wybuchem należy wyznaczyć zgodnie z PH-DY-W03. W przypadkach nie określonych w wytycznych można stosować inne opracowania branżowe, np. IGE/SR/25.

**4.15.3.** Dla kolumny upustowej zakończonej przeciwkołnierzem wyznacza się strefę zagrożone wybuchem wyłącznie od połączenia kołnierzewego.

**4.16.** Oznakowanie obiektu należy wykonać:

- 4.16.1.** zgodnie z System identyfikacji Wizualnej (*Księgą Wizualizacyjną GAZ-SYSTEM S.A.*),
  - 4.16.2.** za pomocą tablicy informacyjnej o właścicielu obiektu zamocowanej przy wejściu (wejściach) na obiekt,
  - 4.16.3.** w przypadku zespołu zaporowo-upustowego (ZZU) – za pomocą tablicy informacyjnej z numerem ZZU (numerację nadaje GAZ-SYSTEM).
- 4.17.** Na obiektach place technologiczne i ewentualnie drogi dojazdowe wyłożyć kostką betonową ograniczoną krawężnikami. Pozostały teren obiektów wysypać kamieniem układanym na geowłókninie o gramaturze minimum 200 g/m<sup>2</sup> i wytrzymałości na rozciąganie 16 kN/m (teren obiektu należy zabezpieczyć przed możliwością gromadzenia się wody).
- 4.18.** Ogrodzenie obiektów wykonać o wysokości min.1,8 m od poziomu terenu na podmurówce min. 0,3 m ponad poziom terenu. Poszczególne elementy ogrodzenia należy zabezpieczyć przed kradzieżą.
- 4.19.** Trasę gazociągu należy oznakować zgodnie z ST-IGG 1001, 1002, 1003 i 1004. W dokumentacji projektowej przedstawić lokalizację, a w dokumentacji powykonawczej pomiary lokalizacyjne słupków oznaczeniowych. Gdy brak jest przeciwwskazań technicznych zaleca się lokalizację słupków w miejscach nieograniczających możliwości korzystania z nieruchomości, np. na granicy działek. Nie należy dublować lokalizacji słupków oznaczeniowych ze słupkami ochrony katodowej.
- 4.20.** Dokumentacja powykonawcza powinna być opracowana i przekazana również w formie cyfrowej (\*.pdf).
- 4.21.** Rury osłonowe.
  - 4.21.1.** Stosowanie rur osłonowych należy ograniczyć do niezbędnego minimum.
  - 4.21.2.** W przypadku uzasadnionej konieczności zastosowania rury osłonowej należy projektować i wykonywać zgodnie z wymaganiami PN-EN 1594.
- 4.22.** Skrzyżowania i zbliżenia gazociągu należy wykonywać zgodnie z Załącznikiem nr 5 do Instrukcji PE-DY-I02.
- 4.23.** Nowo budowany gazociąg przystosowany do tłokowania należy poddać, tzw. „zerowej” inspekcji tłokami pomiarowymi. W sytuacji braku możliwości uzyskania warunków ruchowych umożliwiających wykonanie diagnostyki przed oddaniem do eksploatacji, inspekcję tłokami pomiarowymi należy wykonać niezwłocznie po uzyskaniu parametrów pozwalających na przeprowadzenie badania.
- 4.24.** Dla nowo budowanych gazociągów (w tym również przebudowywanych odcinków) o średnicy DN 200 i powyżej zaleca się wykonanie inwentaryzacji geodezyjnej wszystkich wykonanych spoin obwodowych.
- 4.25.** Na połączeniach układów technologicznych należy zastosować co najmniej jedną śrubę mającą na celu wyrównanie potencjałów. Po obu stronach należy zastosować podkładki koronkowe o śrubę oraz nakrętki pomalować na kolor czerwony.



**4.26.** Dla rur ze szwem spiralnym należy projektować przebieg gazociągu w taki sposób, aby kolejna rura miał szew skręcony w drugą stronę. Czyli, jeśli pierwsza rura ma szew zgodny z ruchem wskazówek zegara, to druga ma szew spiralny w stronę przeciwną, a trzecia tak samo jak pierwsza. Wyłącznie w zakresie spoin montażowych dopuszcza się dwie kolejne rury o takim samym kierunku szwu spiralnego.

**4.27.** Przy realizacji gazociągów (bądź modernizacji gazociągów) układ włączeniowy gazociągu przyłączeniowego do gazociągu źródłowego powinien być zrealizowany za pomocą kąтового ZZU dwustronnego w przypadku, gdy spełnione są łącznie poniższe warunki:

- a) gazociąg źródłowy jest tłokowalny.
- b) średnica gazociągu przyłączeniowego jest równa lub większa 50% średnicy gazociągu źródłowego, a gazociąg źródłowy ma średnicę równą lub większą DN 300,
- c) istnieje fizyczna możliwość niezależnego zasilania przyłącza z dwóch różnych stron.

W pozostałych przypadkach włączenie należy zrealizować z wykorzystaniem zespołu włączeniowego.

## **5. Uwagi końcowe**

W przypadku aktualizacji norm powołanych w niniejszym Załączniku dopuszcza się za zgodą GAZ-SYSTEM stosowanie norm z datą wydania inną niż podano w niniejszym dokumencie.

**Andrzej  
Kolasa** Elektrycznie  
podpisany przez  
Andrzej Kolasa  
Data: 2021.06.09  
15:47:39 +02'00'

## 1. Wymagania dodatkowe przy projektowaniu

- 1.1. Strefy zagrożone wybuchem dla stacji gazowej należy wyznaczyć w oparciu o wytyczne PH-DY-W03. Poszczególne elementy stacji gazowej należy tak zaprojektować, aby strefy zagrożone wybuchem znajdowały się w obszarze objętym ogrodzeniem obiektu. Dla urządzeń technologicznych stacji gazowej, które w trakcie wykonywania czynności eksploatacyjnych wymagają odgazowania, należy wyznaczyć SZW 2. Powyższe wymaganie nie dotyczy stref od upustów powstających przy nadzorowanych pracach eksploatacyjnych.
- 1.2. Na stacjach gazowych należy stosować rury zgodnie z wymaganiami określonymi w Załączniku nr 1 do Instrukcji PE-DY-I02. W przypadku stacji redukcyjnych, dla ciśnienia  $< 1,6$  MPa do budowy stacji należy stosować rury stalowe przewodowe dla mediów palnych PSL1 i zgodnie z PN-EN ISO 3183.
- 1.3. Na stacjach gazowych należy stosować kształtki zgodnie z wymaganiami określonymi w Załączniku nr 1 do Instrukcji PE-DY-I02 oraz poniższymi podpunktami.
  - 1.3.1. Dla ciśnień  $> 1,6$  MPa zaleca się stosować kształtki typu B. W uzasadnionych przypadkach dopuszcza się kształtki typu A. Wymaga to jednak akceptacji Inwestora oraz przeprowadzenia obliczeń potwierdzających wymaganą wytrzymałość mechaniczną zgodnie z załącznikiem A PN-EN 10253-2.
  - 1.3.2. Dla ciśnień  $\leq 1,6$  MPa dopuszczalne jest projektowanie kształtek typu A.
- 1.4. Na stacjach gazowych należy stosować armaturę, kotnierze, uszczelki, zgodnie z wymaganiami określonymi w Załączniku nr 1 do Instrukcji PE-DY-I02.
- 1.5. Na stacjach gazowych w zakresie ochrony przeciwkorozyjnej, zabezpieczeń przed korozją należy stosować wymagania określone w Załączniku nr 3 do Instrukcji PE-DY-I02, natomiast w zakresie spawalnictwa należy stosować wymagania określone w Załączniku nr 8 do Instrukcji PE-DY-I02.

## 2. Wymagania szczegółowe

- 2.1. W celu przeprowadzenia obliczeń i doboru poszczególnych urządzeń stacji gazowej, GAZ-SYSTEM określi następujące parametry wyjściowe do projektowania:
  - projektowaną przepustowość stacji gazowej –  $Q_{Dmax}$  i  $Q_{Dmin}$ ,
  - maksymalne ciśnienie robocze wejściowe –  $MOP_{wej}$ ,
  - maksymalne ciśnienie wejściowe stacji –  $OP_{wejmax}$ ,
  - minimalne ciśnienie wejściowe stacji –  $OP_{wejmin}$ ,
  - maksymalne ciśnienie robocze wyjściowe –  $MOP_{wyj}$ ,
  - maksymalne ciśnienie wyjściowe stacji –  $OP_{wyjmax}$ ,
  - minimalne ciśnienie wyjściowe stacji –  $OP_{wyjmin}$ ,
  - ciśnienie do doboru układu pomiarowego –  $P_{ukt.pom}$ .
  - rodzaj gazu wg PN-C-04750,
  - wymaganą temperaturę gazu po redukcji ciśnienia gazu (jeżeli występuje redukcja ciśnienia gazu) przy założeniu, że minimalna możliwa temperatura gazu po redukcji nie może być niższa niż:
    - - 10 °C, gdy redukcja znajduje się przed pomiarem,
    - - 20 °C, gdy redukcja znajduje się za pomiarem.

- zakres regulacji stężenia THT w gazie, jeśli występuje taka potrzeba,
- aktualne parametry, nastawy zaworów i reduktorów.

**2.2.** Armaturę i urządzenia na schemacie należy oznaczyć symbolami zgodnie z poniższym kluczem (oznaczenie literowe, po którym następuje cyfra nadana wg kierunku przepływu gazu):

- monoblok izolacyjny: **MN**,
- zespół zaporowo-upustowy wejściowy: **ZZU<sub>wej</sub>**,
- zespół zaporowo-upustowy wyjściowy: **ZZU<sub>wyj</sub>**,
- zespół przewodu awaryjnego: **ZPA**,
- zespół odwadniacza: **ZO**,
- zespół filtroseparatorów: **ZFS**,
- zespół filtropodgrzewaczy: **ZFP**,
- zespół filtrów: **ZF**,
- nawanialnia: **N**,
- filtr: **F**,
- filtroseparator: **FS**,
- podgrzewacz: **PG**,
- filtropodgrzewacz: **FP**,
- reduktor: **R**,
- reduktor monitor aktywny: **RMA**,
- reduktor monitor pasywny: **RMP**,
- zawór szybkozamykający: **ZSZ**,
- zawór regulacyjny z zaworem szybkozamykającym: **ZRZSZ**,
- reduktor z zaworem szybkozamykającym: **RZSZ**,
- wydmuchowy zawór upustowy: **WZU**,
- zawór regulacyjny: **ZR**,
- gazomierz turbinowy: **GT**,
- gazomierz rotorowy: **GR**,
- gazomierz ultradźwiękowy: **GU**,
- gazomierz zwężkowy: **GZ**,
- gazomierz miechowy: **GM**,
- gazomierz masowy: **GMS**
- kocioł: **K**,
- pompa: **P**,
- armatura odcinająca: **AO**,
- zasuw: **ZS**,
- zawór zwrotny: **ZZ**,
- zawór odcinający: **MAG**,
- manometr: **PI**,
- manometr rejestrujący: **Pr**,
- termometr: **T**,
- termometr rejestrujący: **Tr**,
- rejestrator wielopunktowy: **Rw**,
- kurek (dla zaworków o małych średnicach): **KU**,
- pomiar ciśnienia (zdalny): **PT**,
- pomiar ciśnienia (lokalny): **PI**,

- pomiar temperatury (zdalny): **TT**,
- pomiar temperatury (lokalny): **TI**,
- sygnalizacja na kurkach: **GA**,
- sygnalizacja na filtrach: **PDS**,
- sygnalizacja drzwiowa: **GD**
- korekcja: **FQIR**,
- pomiar częstotliwości: **FV**,
- pomiar składu gazu: **QX**,
- centralki detekcji gazu: **QA**,
- detektory gazu: **QS**,
- sterowanie elektryczne: **PVC**,
- sterowanie elektrohydrauliczne: **HVS**,
- pomiar punktu rosy: **MIR**.

**2.3.** W dokumentacji projektowej należy zamieścić zapis ustalający niżej wymienioną kolorystykę budowanych elementów nadziemnych stacji:

- gazociągi – kolor żółty,
- rurociągi czynnika grzewczego (woda) – kolor ciemnozielony zasilanie i kolor jasnozielony powrót,
- rurociągi czynnika grzewczego (płyny niezamarzające) – kolor ciemnobrązowy zasilanie i powrót kolor jasnobrązowy lub ciemnobrązowy,
- pokrętła armatury – kolor czerwony lub czarny,
- kierunki przepływu – kolor czarny,
- gazociągi o ciśnieniu powyżej 1,6 MPa – cztery paski czerwone o szerokości 15 mm i odległości między nimi 20 mm,
- gazociągi o ciśnieniu od 0,5 MPa do 1,6 MPa włącznie – na obwodzie trzy paski czerwone o szerokości 15 mm i odległości między nimi 20 mm,
- gazociągi o ciśnieniu od 10 kPa do 0,5 MPa włącznie – dwa paski czerwone szerokości 15 mm i odległości między nimi 20 mm,
- gazociągi o ciśnieniu do 10 kPa włącznie – jeden pasek czerwony o szerokości 15 mm,
- rury wydmuchowe i upustowe z urządzeń odpowietrzających i zabezpieczających – kolor żółty lub wynikający z materiału stali kwasoodpornej, jeżeli taką zastosowano,
- armatura i pozostałe urządzenia – kolor żółty lub kolor dostawcy,
- oznakowanie uziomów – kolor żółto-zielony,
- oznakowanie progów i stopni stanowiących różnicę poziomów lub miejsc (konstrukcji) stwarzających zagrożenie – kolor żółto-czarny.

**2.4.** Zagospodarowanie terenu stacji gazowej

**2.4.1.** Stację gazową w zależności od pełnionej funkcji należy wyposażać w:

- złącza izolujące na gazociągu wejściowym i wyjściowym stacji przed zespołem zaporowo-upustowym wejściowym i za zespołem zaporowo-upustowym wyjściowym,
- zespół zaporowo-upustowy wejściowy,
- zespół filtroseparatorów lub filtrów,
- przewód wejściowy,

- układ redukcyjny lub układ regulacyjny,
- układ pomiarowy,
- system transmisji danych,
- przewód wyjściowy,
- zespół zaporowo-upustowy wyjściowy.

**2.4.2.** Dodatkowe wyposażenie, które może być określone w warunkach technicznych przez GAZ- SYSTEM:

- zespół przewodu awaryjnego,
- zespół odwadniająca,
- układ podgrzewu głównego strumienia gazu,
- układ miejscowego podgrzewu strumienia gazu dedykowanego do sterownia urządzeniami redukcyjno-zabezpieczającymi,
- urządzenia do nawaniania gazu (opcjonalnie),
- układ poboru próbki do pomiaru stężenia THT w gazie (opcjonalnie),
- układ poboru próbki do pomiarów jakości gazu,
- system detekcji gazu,
- system ochrony obiektu,
- stacji ochrony katodowej gazociągu/ów.

**2.5.** Część architektoniczno-budowlana

- 2.5.1.** Wszystkie elementy stacji gazowej należy zaprojektować tak, aby znajdowały się na ogrodzonym terenie.
- 2.5.2.** Należy zapewnić dojazd do obiektu stacji z drogi publicznej.
- 2.5.3.** Elementy stacji gazowej należy rozmieścić w sposób zapewniający swobodny dojazd i dojście do stacji zgodnie z obowiązującymi przepisami.
- 2.5.4.** Należy zapewnić drogi i chodniki do wszystkich elementów technologicznych stacji, ze szczególnym uwzględnieniem urządzeń, które wymagają okresowej wymiany, opróżniania, napełniania czy dojazdu ciężkiego sprzętu serwisowego. Wewnętrzne place oraz drogi i ciągi komunikacyjne stacji gazowej należy wyłożyć kostką betonową lub kamienną, pozostałą część terenu kamieniem układanym na folii paroprzepuszczalnej lub geowłókninie. Drogi wewnętrzne powinny być zaprojektowane w taki sposób, aby chroniły gazociągi przed mechanicznym uszkodzeniem przez pojazdy.
- 2.5.5.** W dokumentacji projektowej należy zamieścić wymaganie, aby właściwe utwardzenie terenu zostało potwierdzone protokołem z pomiaru zagęszczenia gruntu (min. 0,95).
- 2.5.6.** Należy tak zaprojektować spadki terenu, aby zapewnić naturalne odprowadzenie wody opadowej od kontenerów stacji gazowej.
- 2.5.7.** Należy stosować kontenery prefabrykowane: żelbetowe lub metalowe. W uzasadnionych przypadkach dopuszcza się lokalizowanie stacji gazowej w budynku.
- 2.5.8.** Pomieszczenia przeznaczone na układy redukcyjne, pomiarowe, urządzeń pomiaru jakości gazu i nawanianie (jeśli występują) powinny spełniać wymagania określone dla pomieszczeń zagrożonych wybuchem.

- 2.5.9.** Pomieszczenia powinny umożliwiać swobodną obsługę urządzeń oraz prowadzenie prac serwisowych.
- 2.5.10.** Wentylacja pomieszczeń kontenera powinna spełniać wymagania ST-IGG-0501.
- 2.5.11.** Ściany działowe pomiędzy pomieszczeniami zagrożonymi a niezagrożonymi wybuchem powinny być wykonane jako gazoszczelne. Ściana gazoszczelna powinna być odporna na parcie poziome o wartości co najmniej  $15 \text{ kN/m}^2$ . Dopuszcza się przejścia przez ściany gazoszczelne za pomocą przepustów gazoszczelnych. W przypadku kontenerowej zabudowy stacji zaleca się stosowanie oddzielnych obudów z zachowaniem wolnej przestrzeni między nimi nie mniejszej niż  $0,1 \text{ m}$ . Drzwi i otworów wentylacyjnych pomieszczeń zagrożonych i niezagrożonych wybuchem nie należy lokalizować po tej samej stronie.
- 2.5.12.** Masa przykrycia dachu nad pomieszczeniami zagrożonymi wybuchem, liczona bez obciążeń pochodzących od konstrukcji nośnej dachu, takich jak podciągi, więzary i belki, nie może przekraczać  $75 \text{ kg/m}^2$  rzutu poziomego.
- 2.5.13.** W przypadku przekroczenia masy przykrycia dachu jak w powyższym pkt 2.5.12. należy zastosować innego rodzaju zabezpieczenia odciążającego konstrukcję podczas wybuchu jak: przepony, klapy przeszklenie ścian szkłem zwykłym o łącznej powierzchni  $\geq 0,065 \text{ m}^2/\text{m}^3$ .
- 2.5.14.** Stację gazową należy oznakować tablicami informacyjnymi umieszczonymi w widocznym miejscu na ogrodzeniu obiektu od strony wejścia. Wzornictwo oraz treść tych tablic informacyjnych określono w obowiązującym w Spółce Systemie Identyfikacji Wizualnej.
- 2.5.15.** Tablice ostrzegawcze umieszczone z każdej strony obiektu powinny informować o:
- zagrożeniu wybuchem,
  - rodzajach zagrożeń występujących na terenie obiektu,
  - zakazie palenia tytoniu i używania otwartego ognia,
  - zakazie używania urządzeń mogących powodować zapłon w strefach zagrożonych wybuchem,
  - zakazie wstępu osób niepowołanych,
  - zakazie używania telefonu komórkowego.
- 2.5.16.** Każde drzwi do pomieszczeń zagrożonych wybuchem należy oznakować znakiem EX wpisanym w żółty trójkąt z podaniem rodzaju strefy zagrożonej wybuchem. Dodatkowo każde drzwi prowadzące do pomieszczeń stacji gazowej należy wyposażać w blokadę pozycji otwartej.
- 2.5.17.** Elementy i urządzenia technologiczne stacji gazowej podlegające rewizji UDT powinny mieć zapewnioną możliwość demontażu i przemieszczenia poza obiekt stacji.

### **3. Części składowe stacji gazowej**

#### **3.1. Złącza izolujące**



- 3.1.1.** W przypadku gazociągów na wejściu i wyjściu stacji gazowej wykonanych ze stali należy stosować monobloki zgodnie z wymaganiami określonymi w Załączniku nr 3 do Instrukcji PE-DY-I02.
- 3.1.2.** Zaleca się lokalizację monobloku pod ziemią, w odległości co najmniej 7 x DN od armatury bądź elementów kształtowych.

### **3.2.** Zespoły zaporowo-upustowe

- 3.2.1.** Główną armaturę odcinającą na ZZU<sub>wej.</sub> należy zastosować zgodnie z wymaganiami określonymi w Załączniku nr 1 do Instrukcji PE-DY-I02.
- 3.2.2.** Główną armaturę odcinającą na ZZU<sub>wyj.</sub> należy zastosować zgodnie z wymaganiami określonymi w Załączniku nr 1 do Instrukcji PE-DY-I02.
- 3.2.3.** Zespoły zaporowo-upustowe należy zabudować jako podziemne. W uzasadnionych przypadkach dopuszcza się stosowanie w wykonaniu nadziemnym.
- 3.2.4.** Armatura zaporowo-upustowa instalowana na gazociągu wejściowym i wyjściowym stacji powinna mieć średnicę nominalną równą lub większą niż DN 100.
- 3.2.5.** Zespoły zaporowo-upustowe powinno lokalizować się w odległości minimum 5,0 m od obudów elementów technologicznych stacji gazowych oraz innych nadziemnych elementów armatury stacji gazowej jak np. filtry, filtroseparator.
- 3.2.6.** Średnicę przewodu odgazowania orurowania technologicznego ns wyjściu należy dobierać wg wzoru:

$$d = \sqrt{0.05 \cdot D^2} \text{ [mm]}$$

gdzie:

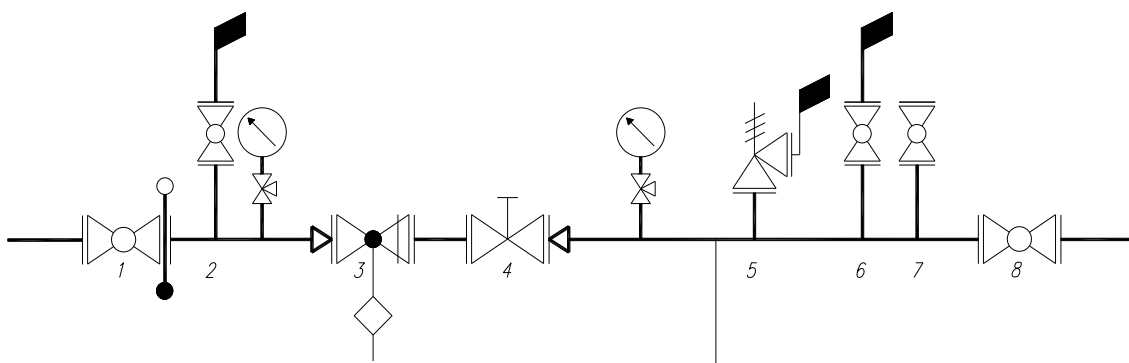
$d$  – średnica armatury odpowietrzającej i kolumny upustowej w [mm],

$D$  – średnica przewodu odprężanego w [mm].

- 3.2.6.1.** Wynik należy zaokrąglić do szeregu średnicy nominalnej w górę. Średnica rury upustowej nie może być mniejsza niż DN 50.
- 3.2.6.2.** W uzasadnionych przypadkach, gdy uwarunkowania lokalne (np. wielkość terenu stacji gazowej), uniemożliwiają zastosowanie wielkości średnic przewodu odgazowania orurowania technologicznego liczonego zgodnie z wzorem powyżej, dopuszcza się zmniejszenie średnicy. Wymaga to uzgodnienia z Zamawiającym.
- 3.2.7.** Zespoły zaporowo-upustowe zaleca się lokalizować w pobliżu głównego wejścia na teren stacji. W wyjątkowych sytuacjach, kiedy warunki terenowe nie pozwalają na takie rozwiązanie, zespoły można lokalizować w innych miejscach, jednak powinny być one widoczne z głównego wejścia na teren stacji. Wymagania dla kolumn upustowych zgodne z Załącznikiem nr 1 do Instrukcji PE-DY-I02.
- 3.2.8.** Manometry należy podłączyć do instalacji za pośrednictwem dwóch zaworów odcinających.

### **3.3.** Zespół przewodu awaryjnego

- 3.3.1.** Na etapie wydawania szczegółowych warunków technicznych do projektowania GAZ-SYSTEM rozważy konieczność wyposażenia stacji gazowej w przewód awaryjny.
- 3.3.2.** Każdy przewód awaryjny powinien być wyposażony:
- w armaturę odcinającą na wejściu i wyjściu,
  - w zawór lub zasuwę do regulacji ciśnienia gazu,
  - w zawór szybkozamykający,
  - w manometr (klasy nie gorszej niż 1,0) przed i za zaworem regulującym,
  - w przewód upustowy za zaworem odcinającym,
  - w element okular – zaślepka zamontowana za wejściowym zaworem odcinającym,
  - opcjonalnie na wyjściu przed armaturą odcinającą króciec z zaworem do montażu nawianialni tymczasowej.
- 3.3.3.** Średnicę ciągu awaryjnego dobrać przyjmując zwiększoną prędkość przepływu np. 30 m/s. Urządzenia zainstalowane w przewodzie awaryjnym do końcowej armatury łącznie powinny spełniać wymagania wytrzymałościowe dostosowane do  $MOP_{wej}$  gazociągu zasilającego stację.
- 3.3.4.** Wszystkie urządzenia zainstalowane na przewodzie awaryjnym powinny być dostosowane do pracy na wolnym powietrzu w temperaturze otoczenia (od  $-29^{\circ}C$  do  $+60^{\circ}C$ ). Do ręcznej regulacji ciśnienia należy stosować zawory lub przepustnice regulujące, przeznaczone do gazu ziemnego.
- 3.3.5.** Dopuszcza się stosowanie zaworów szybkozamykających zintegrowanych z zaworem regulującym, przy zachowaniu funkcjonalnej niezależności urządzeń.
- 3.3.6.** Dopuszcza się rozwiązanie, w którym kolumny upustowe z układów wysokiego i średniego ciśnienia (nadziemne), będą tworzyły podejścia pod układ obejścia stacji. Wymaga to uzgodnienia z Zamawiającym m.in. w zakresie wysokości kolumn oraz wielkości średnic od strony wysokiego oraz średniego ciśnienia.

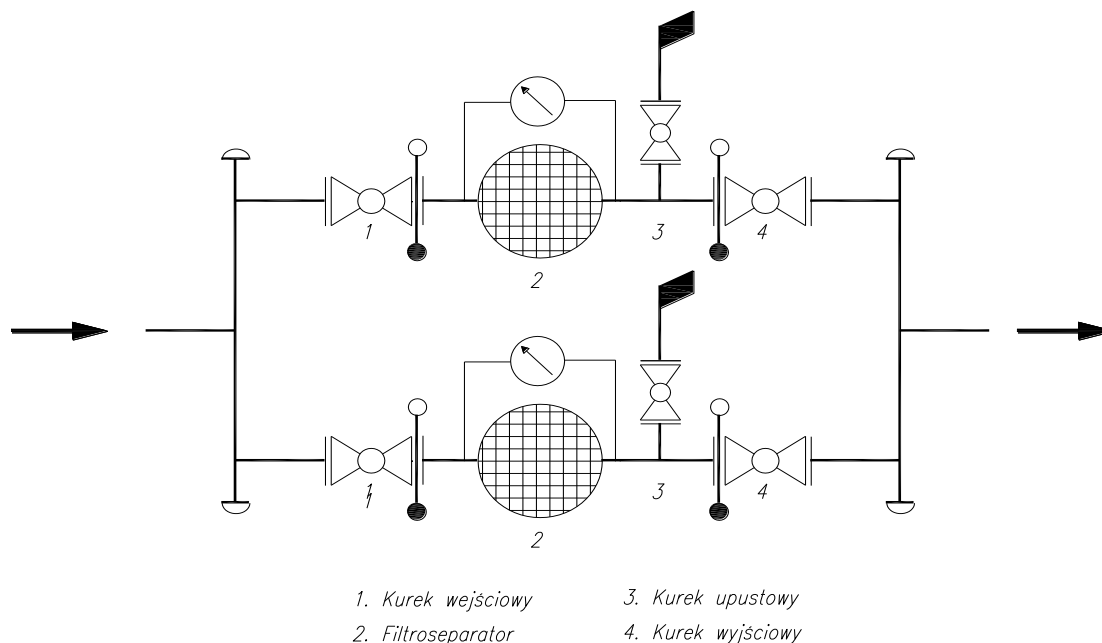


1. Kurek wejściowy
2. Kurek upustowy
3. Zawór szybko zamykający
4. Zawór regulacyjny
5. Wydmuchowy zawór upustowy – sprężynowy
6. Kurek upustowy
7. Opcjonalnie – kurek do montażu nawalniałni tymczasowej
8. Kurek wyjściowy

### **Rysunek 1- Przewód awaryjny. Przykładowy schemat**

#### **3.4. Układ filtracji**

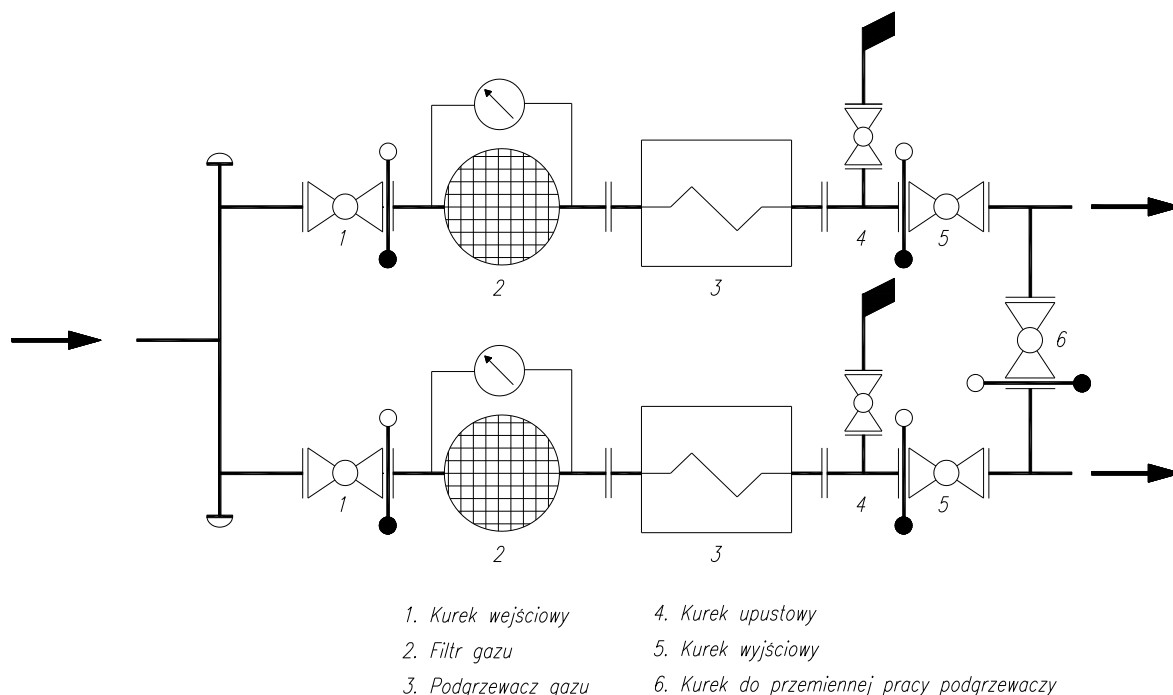
- 3.4.1.** Na etapie wydawania szczegółowych warunków technicznych do projektowania, GAZ- SYSTEM ustali wyposażenie stacji gazowej w zależności od potrzeb w zespół filtrów, filtropodgrzewaczy lub filtroseparatorów.
- 3.4.2.** Dobór filtrów/filtroseparatorów lub filtropodgrzewaczy należy przeprowadzić z uwzględnieniem kryteriów prędkości przepływu gazu w króćcu wejściowym, a także skuteczności filtrowania.
- 3.4.3.** Każdy filtr/filtroseparator powinien mieć możliwość szczelnego i pewnego odcięcia za pomocą elementów okular – zaśleпка.
- 3.4.4.** Filtr/Filtroseparator lub filtropodgrzewacze należy wyposażyć w manometr różnicowy (ze stykiem kontaktowym włączonym w system transmisji danych) do pomiaru różnicy ciśnień pomiędzy króćcem wejściowym, a wyjściowym oraz manometrem miejscowym z kurkiem manometrycznym.
- 3.4.5.** Armatura odcinająca na wejściu dla danego filtroseparatora powinna być wyposażona w obejście umożliwiające wyrównanie ciśnienia pomiędzy gazociągiem zasilającym, a przestrzenią filtracyjną urządzenia.
- 3.4.6.** W przypadku zabudowy filtrów/filtroseparatorów na zewnątrz stacji gazowej, należy wyposażyć je w kaptury ochronne przed warunkami atmosferycznymi.
  - 3.4.6.1.** Należy umożliwić upust gazu z przestrzeni poszczególnych filtrów/filtroseparatorów/filtropodgrzewaczy.
  - 3.4.6.2.** W razie potrzeby do obsługi filtrów/filtroseparatorów, filtropodgrzewaczy należy zabudować podest.
  - 3.4.6.3.** W dolnej części filtra/filtroseparatora stosować króciec z kołnierzem umożliwiającym podłączenie przewodu do usuwania zanieczyszczeń. Konstrukcja filtroseparatora powinna zabezpieczać przed wpływem niskich temperatur na zbiornik kondensatu (zanieczyszczeń).
  - 3.4.6.4.** Na etapie wydawania szczegółowych warunków technicznych do projektowania GAZ-SYSTEM w razie potrzeby rozważy konieczność wyposażenia układu filtracji w prostki rurowe z kołnierzami zamontowanymi między króćcami poszczególnych filtrów, a kurkami odcinającymi na wyjściu z każdego z nich.



**Rysunek 2 - Zespół filtrów. Przykładowy schemat**

### 3.5. Podgrzewacze

- 3.5.1. Układ podgrzewu całego strumienia gazu jest zalecany tylko na stacjach, gdzie może wystąpić wytrącenie wody lub węglowodorów lub stacje są podłączone do gazociągów pokoksowniczych.
- 3.5.2. W pozostałych przypadkach powinno się stosować układy zimnej redukcji z podgrzewem reduktorów (dla reduktorów bezpośredniego działania) oraz pilotów reduktorów (dla reduktorów pośredniego działania).
- 3.5.3. Na etapie wydawania szczegółowych warunków technicznych do projektowania, GAZ-SYSTEM rozważy konieczność wyposażenia stacji gazowej w filtropodgrzewacze lub podgrzewacze gazu.
- 3.5.4. Każdy podgrzewacz powinien mieć możliwość szczelnego i pewnego odcięcia za pomocą elementów okular – zaślepka.
- 3.5.5. Z przestrzeni podgrzewacza należy zapewnić możliwość odprowadzenia gazu poza obudowę stacji.
- 3.5.6. Podgrzewacze pracujące w układzie zamkniętym należy wyposażyć w głowice z płytkami bezpieczeństwa, zabezpieczające przed przedostaniem się gazu do części wodnej. Dopuszcza się inne rozwiązania tych zabezpieczeń, o ile są uznawane przez UDT.
- 3.5.7. Za podgrzewaczami należy zabudować armaturę odcinającą, umożliwiającą zamienną pracę pojedynczego podgrzewacza dla każdego z ciągów redukcyjnych. W trakcie normalnej pracy układy te powinny być rozdzielone.



**Rysunek 3 - Zespół filtrów i podgrzewaczy. Przykładowy schemat**

### 3.6. Układ redukcyjny

#### 3.6.1. Każdy ciąg redukcyjny powinien być wyposażony w:

- armaturę odcinającą na wejściu i wyjściu z elementami okular – zaślepka zamontowanymi od strony odcinanego układu,
- reduktor podstawowy,
- zawór szybkozamykający,
- wydmuchowy zawór upustowy, w przypadkach, kiedy jest to konieczne,
- drugi zawór szybkozamykający albo drugi reduktor pełniący rolę monitora,
- aparaturę kontrolno-pomiarową,
- przewód upustowy.

#### UWAGA:

w przypadku braku kotłowni dla stacji charakteryzujących się dużą sezonową zmiennością przepływu, które przy mniejszych przepływach pracują bez podgrzewu strumienia gazu, należy wyposażać w urządzenia do podgrzewu pilotów sterujących pracą reduktorów podstawowych oraz reduktorów monitorujących.

#### 3.6.2. System redukcji ciśnienia ciśnieniowego bezpieczeństwa powinien zagwarantować poziom emisji hałasu zgodny z wymogami przepisów ochrony środowiska oraz przepisów w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy przy eksploatacji sieci gazowych.

- 3.6.3.** System sterowania ciśnieniem powinien utrzymywać jego wartość po redukcji w wymaganym zakresie i powinien zapewniać, że nie przekroczy dopuszczalnego poziomu.
- 3.6.4.** Zawory szybkozamykające, wydmuchowe zawory upustowe oraz reduktory powinny mieć taką szybkość działania i powinny być tak nastawione, aby ciśnienie wyjściowe po redukcji nie wzrosło ponad wartość maksymalnego ciśnienia przypadkowego **MIP**.
- 3.6.5.** Maksymalne ciśnienie przypadkowe **MIP** na wyjściu ze stacji gazowej powinno być mniejsze od ciśnienia próby wytrzymałości sieci gazowej zasilanej ze stacji.  
Zależność między maksymalnym ciśnieniem roboczym **MOP<sub>wyj</sub>**, górnym poziomem ciśnienia roboczego **OP<sub>wyj</sub>**, tymczasowym ciśnieniem roboczym **TOP** i maksymalnym ciśnieniem przypadkowym **MIP** na wyjściu ze stacji przedstawiono w Tabeli 1.

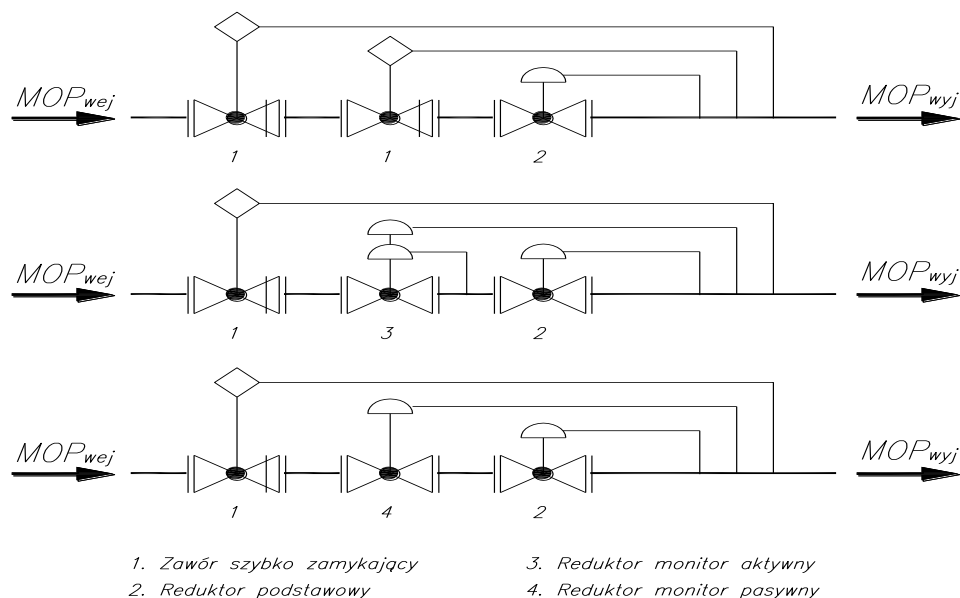
**Tabela 1 - Zależność między maksymalnym ciśnieniem roboczym **MOP<sub>wyj</sub>**, górnym poziomem ciśnienia roboczego **OP<sub>wyj</sub>**, tymczasowym ciśnieniem roboczym **TOP** i maksymalnym ciśnieniem przypadkowym **MIP** na wyjściu ze stacji gazowej**

<b>MOP<sub>wyj</sub></b>	<b>OP<sub>wyj</sub> ≤</b>	<b>TOP ≤</b>	<b>MIP ≤</b>
<b>MOP<sub>wyj</sub> &gt; 4,0</b>	1,025 MOP <sub>wyj</sub>	1,10 MOP <sub>wyj</sub>	1,15 MOP <sub>wyj</sub>
<b>1,6 &lt; MOP<sub>wyj</sub> ≤ 4,0</b>	1,025 MOP <sub>wyj</sub>	1,10 MOP <sub>wyj</sub>	1,15 MOP <sub>wyj</sub>
<b>0,5 &lt; MOP<sub>wyj</sub> ≤ 1,6</b>	1,050 MOP <sub>wyj</sub>	1,20 MOP <sub>wyj</sub>	1,30 MOP <sub>wyj</sub>
<b>0,2 &lt; MOP<sub>wyj</sub> ≤ 0,5</b>	1,075 MOP <sub>wyj</sub>	1,30 MOP <sub>wyj</sub>	1,40 MOP <sub>wyj</sub>
<b>0,01 &lt; MOP<sub>wyj</sub> ≤ 0,2</b>	1,125 MOP <sub>wyj</sub>	1,50 MOP <sub>wyj</sub>	1,75 MOP <sub>wyj</sub>
<b>MOP<sub>wyj</sub> ≤ 0,01</b>	1,125 MOP <sub>wyj</sub>	1,50 MOP <sub>wyj</sub>	2,50 MOP <sub>wyj</sub>

**UWAGA:**

- podane wartości współczynników dotyczą górnego poziomu **OP<sub>wyj</sub>**, **TOP** i **MIP** w zależności od **MOP<sub>wyj</sub>**. Dolną wartość współczynników określa Zamawiający,
  - wartości współczynników są zależne od precyzji działania urządzeń redukcyjnych i zabezpieczających stacji gazowej. W przypadku zastosowania bardziej precyzyjnych urządzeń redukcyjnych i zabezpieczających, wartości tych współczynników mogą być mniejsze.
- 3.6.6.** System ciśnieniowego bezpieczeństwa powinien pracować w taki sposób, aby w razie uszkodzenia systemu redukcji ciśnienia nie dopuścić na wyjściu po redukcji do przekroczenia dopuszczalnych poziomów ciśnienia, uwzględniając tolerancję nastawy.

- 3.6.7.** W stacjach gazowych należy stosować system redukcji ciśnienia oraz system ciśnieniowego bezpieczeństwa, jeżeli są zasilane z rurociągów wysokiego ciśnienia o  $MOP > 1,6$  MPa, oraz w których jest spełniony warunek  $MOP_{wej} - MOP_{wyj} > 1,6$  MPa wg poniższego schematu:



**Rysunek 4 – Schematy systemów ciśnieniowego bezpieczeństwa w stacjach gazowych, w których  $MOP_{wej} - MOP_{wyj} > 1,6$  MPa**

- 3.6.8.** Reduktory ciśnienia
- 3.6.8.1.** Reduktory ciśnienia powinny spełniać wymagania PN-EN 334.
- 3.6.8.2.** Dla stacji o przepustowości do 1 000 m<sup>3</sup>/h należy stosować reduktory bezpośredniego działania.
- 3.6.8.3.** Reduktory należy dobierać wg charakterystyk dekladowanych przez ich producentów tak, aby zapewnić po redukcji wymagany strumień objętości gazu przy minimalnym ciśnieniu roboczym wejściowym i określonym przez Inwestora ciśnieniu roboczym wyjściowym.
- 3.6.8.4.** Zaleca się zastosowanie reduktorów w klasie temperaturowej - 20 °C oraz zastosowanie tłumików hałasu w reduktorach.
- 3.6.8.5.** W projekcie wykonawczym dla zaprojektowanych reduktorów należy określić klasy AC, SG i SZ, zgodnie z poniższymi wymaganiami.
- 3.6.8.6.** Reduktory powinny spełniać wymagania dotyczące klasy dokładności zgodnie z Tabelą 2.



**Tabela 2 - Klasy dokładności (AC) reduktorów**

Klasa dokładności	Dopuszczalna dodatnia i ujemna zmiana wartości nastawionego ciśnienia
AC 1	$\pm 1 \% ^*)$
AC 2,5	$\pm 2,5 \% ^*)$
AC 5	$\pm 5 \% ^*)$
AC 10	$\pm 10 \% ^*)$
*) lecz nie niższa niż $\pm 0,1$ kPa	
Dla podanych w tabeli dopuszczalnej dodatniej i ujemnej zmiany wartości nastawionego ciśnienia, amplituda wszystkich wahań ciśnienia zachodzących w warunkach ustalonych nie może przekraczać 20 % klasy dokładności AC, przy czym wartość ta nie może być mniejsza niż 0,1 kPa.	

**3.6.8.7.** Reduktory powinny spełniać wymagania dotyczące klasy ciśnienia w stanie zamknięcia zgodnie z Tabelą 3.

**Tabela 3 - Klasy ciśnienia (SG) w stanie zamknięcia dla reduktorów**

Klasa ciśnienia w stanie zamknięcia	Dopuszczalna dodatnia zmiana wielkości regulowanej w granicach strefy ciśnienia zamknięcia
SG 2,5	2,5 % *)
SG 5	5 % *)
SG 10	10 %
SG 20	20 %
*) lecz nie niższa niż $\pm 0,1$ kPa	

**3.6.8.8.** Reduktor powinien pracować z wymaganą klasą dokładności AC poza granicą strefy ciśnienia zamknięcia SZ, a w strefie ciśnienia zamknięcia SZ z wymaganą klasą ciśnienia w stanie zamknięcia SG.

**3.6.8.9.** Zaleca się stosowanie reduktorów posiadających klasę strefy ciśnienia zamknięcia nie gorszą niż SZ 10, określoną dla maksymalnego ciśnienia roboczego na wejściu reduktora i określonego ciśnienia nastawy.

**3.6.8.10.** Ten sam typ reduktora może mieć różne klasy dokładności AC, klasy ciśnienia zamknięcia SG i klasy strefy ciśnienia zamknięcia SZ w zależności od zakresu nastawy ciśnienia wyjściowego i/lub określonego zakresu ciśnienia wejściowego, dla którego reduktor zapewnia określoną klasę dokładności AC.

**Tabela 4 - Klasy strefy ciśnienia zamknięcia (SZ) dla reduktorów**

Klasa strefy ciśnienia zamknięcia	Graniczna wartość strefy ciśnienia zamknięcia jako wartość procentowa stosunku $Q_{min, pu}$ do $Q_{max, pu}$
SZ 2,5	2,5 % *)
SZ 5	5 % *)
SZ 10	10 %
SZ 20	20 %

**3.6.9.** Zawory szybkozamykające

**3.6.9.1.** Zawory szybkozamykające powinny być montowane przed reduktorami lub jako zespolone z reduktorem monitorem.

**3.6.9.2.** Zawory szybkozamykające powinny spełniać wymagania PN-EN 14382.

**3.6.9.3.** Zawory szybkozamykające należy dobrać wg charakterystyki deklarowanej przez producenta.

**3.6.9.4.** Zawory szybkozamykające powinny spełniać zadeklarowane wymagania klas dokładności zgodnie z Tabelą 5.

**Tabela 5 - Klasy dokładności (AG) zaworów szybkozamykających**

Klasa dokładności	Dopuszczalne odchylenie
AG 1	$\pm 1$ % *)
AG 2,5	$\pm 2,5$ % *)
AG 5	$\pm 5$ % *)
AG 10	$\pm 10$ % *)
*) lecz nie niższa niż $\pm 0,1$ kPa	

**3.6.9.5.** Zawory szybkozamykające powinny umożliwiać ręczne otwarcie oraz być wyposażone wskaźnik (sygnalizator) jego położenia wpięty w system telemetrii.

**3.6.9.6.** Dopuszcza się stosowanie zaworów szybkozamykających zintegrowanych z reduktorem, przy zachowaniu funkcjonalnej niezależności urządzeń.

**3.6.9.7.** Zaleca się zastosowanie ZSZ o zadziałaniu również dla spadku wartości ciśnienia poniżej wartości zadanej ciśnienia gazu.

**3.6.9.8.** Zaleca się zastosowanie ZSZ w klasie temperaturowej -20 °C.

**3.6.10.** Wydmuchowe zawory upustowe (zastosowanie w uzasadnionych przypadkach)

**3.6.10.1.** Wydmuchowe zawory upustowe należy dobrać wg charakterystyki deklarowanej przez producenta tak, aby miały

przepustowość do 2 % przepustowości maksymalnej ciągów redukcyjnych, na których są zamontowane.

- 3.6.10.2.** Wydmuchowe zawory upustowe powinny spełniać zadeklarowane wymagania klas dokładności zgodnie z Tabelą 6.

**Tabela 6 - Klasy dokładności (AG) wydmuchowych zaworów upustowych**

Klasa dokładności	Dopuszczalna dodatnia i ujemna zmiana wielkości regulowanej
AG 1	$\pm 1 \%$ *)
AG 2,5	$\pm 2,5 \%$ *)
AG 5	$\pm 5 \%$ *)
AG 10	$\pm 10 \%$ *)
AG 20	$\pm 20 \%$ **)
*) lecz nie niższa niż $\pm 0,1$ kPa	

- 3.6.10.3.** Wyprowadzone na zewnątrz stacji zakończenia rur wydmuchowych umożliwiające wyrzut gazu do góry, należy zabezpieczyć przed wpływem opadów atmosferycznych.

- 3.6.10.4.** Dopuszcza się, aby zawory upustowe były wyposażone w urządzenie kontroli zadziałania ze stykiem kontrolnym stanu położenia podłączonym do nadrzędnego systemu telemetrii.

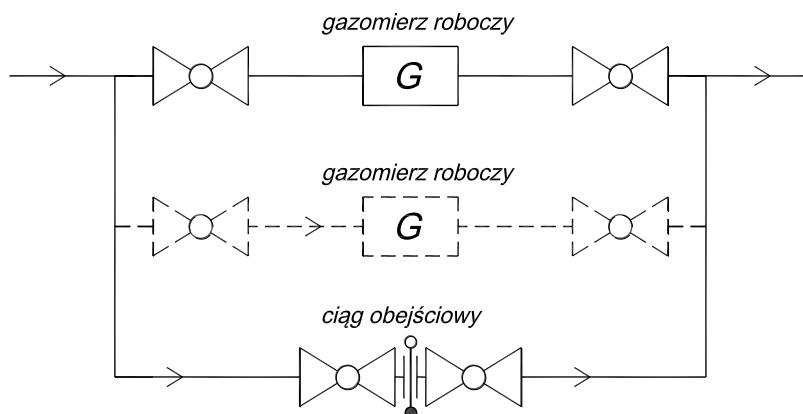
- 3.6.10.5.** Przewód wydmuchowy powinien zostać wyprowadzony na wysokość min 3 m oraz przynajmniej 1 m ponad dach obiektu.

### **3.7. Układ pomiaru ilości gazu**

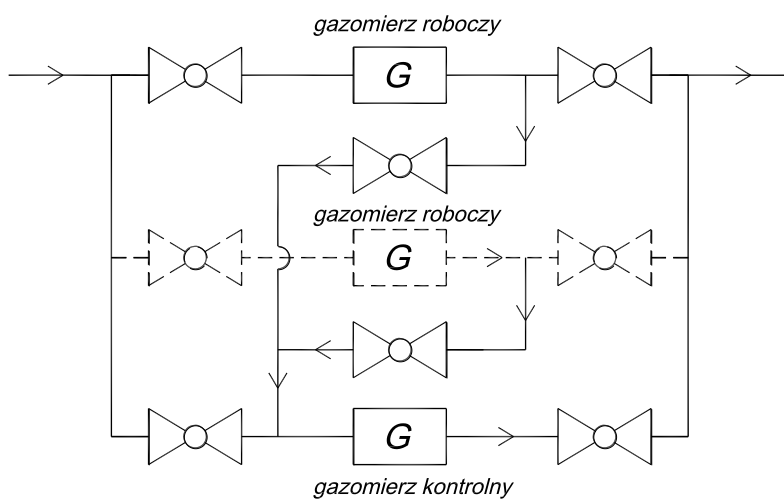
- 3.7.1.** Układ pomiaru ilości gazu. Poniższe wytyczne należy stosować przy projektowaniu nowych oraz modernizacji istniejących układów pomiarowych.

- 3.7.2.** Układy pomiarowe powinny być zgodne z podziałem na rodzaje: U1, U2, U3 określonym w IRIESP oraz poniższymi schematami.

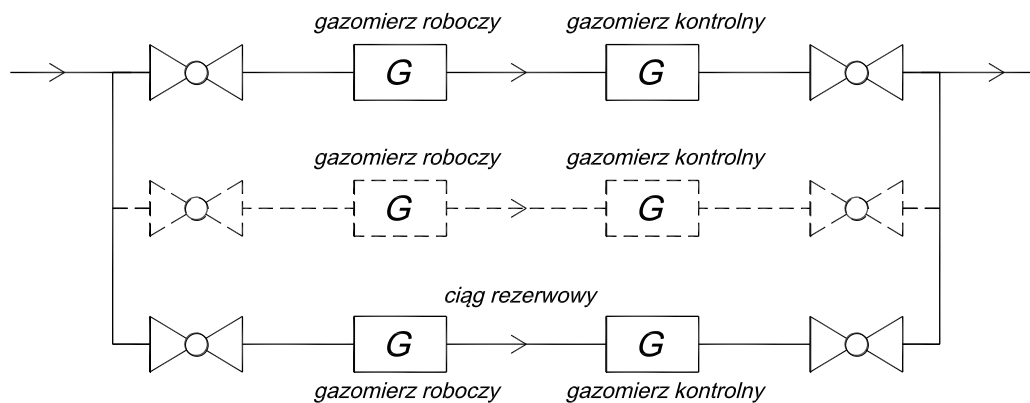
### Układ pomiarowy U-1



### Układ pomiarowy U-2



### Układ pomiarowy U-3



**3.7.3.** W układach pomiarowych należy stosować następujące typy gazomierzy:

- zwężkowe,
- turbinowe,
- rotorowe,
- ultradźwiękowe,
- masowe,
- miechowe,

dla których wymagania zawarto w następujących normach:

- PN-EN 12261 Gazomierze - Gazomierze turbinowe,
- PN-EN 12480 Gazomierze - Gazomierze turbinowe,
- PN-ISO 17089-1 Pomiar przepływu płynu w przewodach zamkniętych -- Gazomierze ultradźwiękowe - Część 1: Gazomierze do pomiarów rozliczeniowych i bilansowych,
- PN-EN ISO 5167-1 Pomiary strumienia płynu za pomocą zwęzek pomiarowych wbudowanych w całkowicie wypełnione rurociągi o przekroju kołowym - Część 1: Zasady i wymagania ogólne,
- PN-EN ISO 5167-2 Pomiary strumienia płynu za pomocą zwęzek pomiarowych wbudowanych w całkowicie wypełnione rurociągi o przekroju kołowym - Część 2: Kryzy,
- AGA Report No. 11 API MPMS Chapter 14.9 Measurement of Natural Gas by Coriolis Meter lub ISO 10790 Measurement of fluid flow in closed conduits — Guidance to the selection, installation and use of Coriolis metres (mass flow, density and volume flow measurements),
- PN-EN 1359 Gazomierze - Gazomierze miechowe,
- OIML R 137-1 Gas meters Part 1: Metrological and Technical Requirements,
- OIML R 137-2 Gas meters Part 2: Metrological controls and performance tests.

**3.7.4.** Zastosowany typ gazomierzy powinien być adekwatny do projektowanego miejsca ich instalacji, a sposób instalacji spełniać wymagania producenta gazomierzy.

**3.7.5.** Gazomierze powinny być projektowane do pracy w zakresie ich nominalnych parametrów pracy.

**3.7.6.** Klasa dokładności gazomierzy powinna odpowiadać minimum klasie 1 zgodnie z klasyfikacją zawartą w OIML R 137-1 i OIML R 137-2.

**3.7.7.** Minimalne wymagania dla poszczególnych typów gazomierzy

**3.7.7.1.** Gazomierze turbinowe

Gazomierze powinny posiadać minimum jedno wyjście typu LF i dwa typu HF. Dla gazomierzy projektowanych do pracy przy ciśnieniu powyżej 4 bar, wzorcowanie (weryfikacja pierwotna) powinno być wykonane gazem ziemnym, przy ciśnieniu zbliżonym do roboczego, uzgodnionym z Zamawiającym. Warunki wzorcowania powinny być zgodne z PN-EN 12261. Dla gazomierzy projektowanych do pracy przy ciśnieniu mniejszym lub równym 4 bar, zaleca się wzorcowanie (weryfikacja

pierwotną) powietrzem przy ciśnieniu atmosferycznym. Warunki wzorcowania powinny być zgodne z PN-EN 12261.

**3.7.7.2. Gazomierze rotorowe**

Gazomierze powinny posiadać minimum jedno wyjście typu LF i dwa typu HF. Zaleca się stosowanie gazomierzy wyposażonych w zintegrowany bypass umożliwiający przepływ gazu w przypadku zacięcia się rotorów. Sygnał informujący o zacięciu rotorów i uruchomieniu by-passu zaleca się wprowadzić na wejścia przelicznika. Wzorcowanie gazomierzy (weryfikację pierwotną) zaleca się wykonać powietrzem przy ciśnieniu atmosferycznym. Warunki wzorcowania powinny być zgodne z PN-EN 12480.

**3.7.7.3. Gazomierze ultradźwiękowe**

Gazomierze powinny być wyposażone w minimum dwa wyjścia typu HF i jedno wyjście cyfrowe do komunikacji z przelicznikami oraz minimum jedno wyjście cyfrowe (preferowane wyjście typu Ethernet) umożliwiające zdalną komunikację i diagnostykę gazomierzy poprzez projektowane kanały transmisyjne. Wzorcowanie gazomierzy (weryfikacja pierwotna) powinna być wykonana gazem ziemnym, przy ciśnieniu zbliżonym do roboczego, uzgodnionym z Zamawiającym. Warunki wzorcowania powinny być zgodne z PN-ISO 17089-1.

**3.7.7.4. Gazomierze masowe**

Gazomierze powinny spełniać wymagania AGA Report No.11 „Measurement of Natural Gas by Coriolis Meter”. Gazomierz powinien posiadać korekcję wskazań wynikającą z ciągłego pomiaru ciśnienia roboczego. Do gazomierza zastosować przelicznik o potwierdzonej poprawnej współpracy z gazomierzem. Potwierdzenie wykonane przez laboratorium badawcze posiadające akredytację w oparciu o PN-EN ISO/IEC 17025 zgodnie z ustawą z dnia 30 sierpnia 2002 r. o systemie oceny zgodności. Połączenie gazomierza z przelicznikiem redundantne, preferowany podwójny sygnał impulsowy typu HF lub kombinacja sygnały impulsowego z sygnałem cyfrowym typu RS485. Z gazomierza do układu teletransmisji wprowadzić cyfrowe łącze do komunikacji serwisowej (diagnostyka gazomierza). Strumień objętości w warunkach normalnych obliczany na podstawie strumienia masy z gazomierza i gęstości normalnej wynikającej ze składu gazu.

**3.7.7.5. Gazomierze miechowe**

Gazomierze powinny być zgodne z PN-EN 1359 i wyposażone w wyjście impulsowe służące komunikacji z rejestratorem.

**3.7.7.6. Odcinki pomiarowe i prostownice**

Parametry odcinków wejściowych i wyjściowych takie jak: średnica, geometria oraz sposób wykonania powierzchni wewnętrznych powinny być zgodne z odpowiednimi normami

przedmiotowymi oraz wymaganiami producenta gazomierzy. Projektowane odcinki pomiarowe i prostownice powinny stanowić jednolite rozwiązanie zalecane przez producenta gazomierzy. Zestaw montażowy gazomierza powinien być wyposażony w dwa gniazda termometrów (robocze i kontrolne) wraz z osłonami. Konstrukcja gniazd powinna być zgodna z ZN-G-4008:2001 (dotyczy układów pomiarowych z korekcją PTZ). W odcinkach pomiarowych gazomierzy nie dopuszcza się montażu elementów innych niż gniazda termometrów.

**3.7.8.** Minimalne wymagania dla zabudowy poszczególnych konfiguracji gazomierzy w układach pomiarowych typu U1 i U2

**3.7.8.1.** Gazomierze turbinowe

Przed gazomierzem turbinowym należy zabudować prosty odcinek wejściowy rurowy o długości minimum 7 DN wraz z prostownicą Sprenkla. Za gazomierzem należy zabudować prosty odcinek wyjściowy rurowy o długości minimum 5 DN, w którym należy zabudować gniazda do pomiaru temperatury w odległości do 3 DN, ale nie większej niż 600 mm od gazomierza. Zaleca się stosowanie pomiaru ciśnienia w korpusie gazomierza.

**3.7.8.2.** Gazomierze rotorowe

Przed gazomierzem rotorowym należy zabudować prosty odcinek wejściowy rurowy o długości minimum 4 DN, w którym należy zabudować gniazda do pomiaru temperatury w odległości nie większej niż 3 DN od gazomierza. Dopuszcza się zabudowę termometrów w korpusie gazomierza. Za gazomierzem należy zabudować prosty odcinek wyjściowy rurowy o długości minimum 2 DN, z uwzględnieniem odległości minimum 200 mm pomiędzy spoinami. Zaleca się stosowanie pomiaru ciśnienia w korpusie gazomierza.

**3.7.8.3.** Gazomierze ultradźwiękowe

Przed gazomierzem ultradźwiękowym na wysokim ciśnieniu należy zabudować prosty wejściowy odcinek rurowy o długości minimum 10 DN poprzedzony prostownicą płytową oraz dodatkowym odcinkiem prostym o długości minimum 3 DN. Za gazomierzem należy zabudować prosty wyjściowy odcinek rurowy o długości minimum 3 DN, w którym należy zabudować gniazda do pomiaru temperatury w odległości od 2 DN do 5 DN od gazomierza. Zaleca się stosowanie pomiaru ciśnienia w korpusie gazomierza.

Przed gazomierzem ultradźwiękowym na średnim ciśnieniu należy zabudować prosty odcinek rurowy po stronie wejściowej o długości nie mniejszej niż 2DN, prosty odcinek rurowy po stronie wyjściowej o długości nie mniejszej niż 4DN, w którym należy zabudować tuleje termometryczne w odległości nie większej niż 3 DN. Dopuszcza się zabudowę termometrów w korpusie gazomierza. Zaleca się stosowanie pomiaru ciśnienia w korpusie gazomierza.



**3.7.8.4.** Pozostałe typy gazomierzy

Należy stosować odcinki wejściowe i wyjściowe zgodne z wymaganiami zawartymi w normach oraz zgodne z wymaganiami producentów gazomierzy. Wymagania te powinny określać minimalne długości odcinków dla projektowanej klasy pomiarowej oraz powinny wynikać z przeprowadzonych i udokumentowanych badań. Projektowany sposób montażu gazomierza powinien być zgodny z zaleceniami producenta lub wymaganiami certyfikatu zatwierdzenia typu WE.

**3.7.9.** Minimalne wymagania dla zabudowy poszczególnych konfiguracji gazomierzy w układach pomiarowych typu U3.

**3.7.9.1.** Szeregowa instalacja gazomierza ultradźwiękowego i turbinowego

Przed gazomierzem ultradźwiękowym należy zabudować prosty wejściowy odcinek rurowy o długości minimum 10 DN poprzedzony prostownicą płytową oraz dodatkowym odcinkiem prostym o długości minimum 3 DN. Za gazomierzem należy zabudować prosty wyjściowy odcinek rurowy o długości minimum 3 DN, w którym należy zabudować gniazda do pomiaru temperatury. Przed gazomierzem turbinowym należy zabudować prosty wejściowy odcinek rurowy o długości minimum 5 DN. Za gazomierzem należy zabudować prosty wyjściowy odcinek rurowy o długości minimum 5 DN, w którym należy zabudować gniazda do pomiaru temperatury.

**3.7.9.2.** Szeregowa instalacja dwóch gazomierzy ultradźwiękowych

Przed pierwszym gazomierzem ultradźwiękowym należy zabudować prosty wejściowy odcinek rurowy o długości minimum 10 DN poprzedzony prostownicą płytową oraz dodatkowym odcinkiem prostym o długości minimum 3 DN. Za gazomierzem należy zabudować prosty wyjściowy odcinek rurowy o długości minimum 3 DN, w którym należy zabudować gniazda do pomiaru temperatury. Przed drugim gazomierzem ultradźwiękowym należy zabudować prosty wejściowy odcinek rurowy o długości minimum 10 DN. Za gazomierzem należy zabudować prosty wyjściowy odcinek rurowy o długości minimum 3 DN, w którym należy zabudować gniazda do pomiaru temperatury. Zaleca się, aby w układach U3 z dwoma gazomierzami ultradźwiękowymi zabudowanymi szeregowo na jednym ciągu pomiarowym stosować gazomierze różnych producentów lub o różnych konfiguracjach ścieżek pomiarowych lub też o innej częstotliwości wiązki ultradźwiękowej.

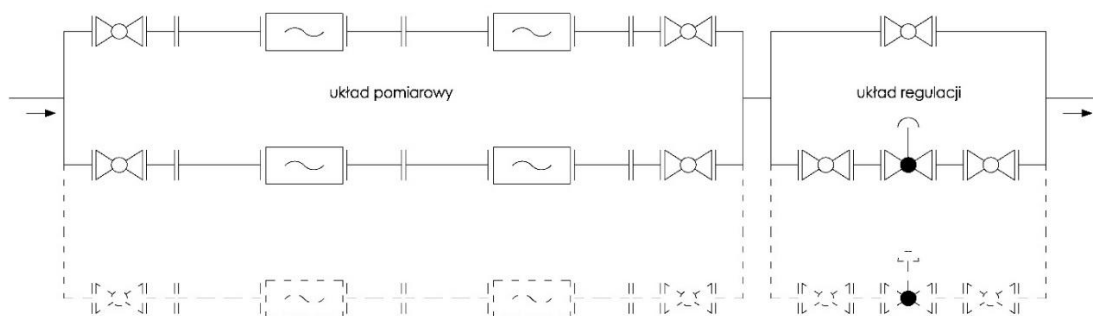
**3.7.9.3.** Szeregowa instalacji dwóch gazomierzy turbinowych

Przed pierwszym gazomierzem turbinowym należy zabudować prosty wejściowy odcinek rurowy o długości minimum 7 DN wraz

z prostownicą Sprenkla. Za gazomierzem należy zabudować prosty wyjściowy odcinek rurowy o długości minimum 5 DN, w którym należy zabudować gniazda do pomiaru temperatury. Przed drugim gazomierzem turbinowym należy zabudować prosty wejściowy odcinek rurowy o długości minimum 7 DN wraz z prostownicą Sprenkla. Za gazomierzem należy zabudować prosty wyjściowy odcinek rurowy o długości minimum 5 DN, w którym należy zabudować gniazda do pomiaru temperatury.

**3.7.9.4.** Dla projektowanych rozliczeniowych układów typu U-3 wzorcowanie gazomierzy powinno być wykonane gazem ziemnym, w komplecie z docelowymi odcinkami wejściowymi (od prostownicy strumienia), wyjściowymi, tulejami termometrycznymi, projektowanymi prostownicami strumienia, przy ciśnieniu zbliżonym do roboczego. Liczba punktów oraz ciśnienie wzorcowania powinny za każdym razem zostać określone przez Zamawiającego. Zaleca się, aby oba gazomierze pracujące na jednym ciągu były wzorcowane równocześnie (przy jednym przejściu).

**3.7.9.5.** Pracujący gazomierz ultradźwiękowy nie powinien być zabudowany w jednej linii z układem regulacji. Układy pomiarowe z takimi gazomierzami należy odseparować od układów regulacji w celu zniwelowania potencjalnego wpływu regulacyjnych elementów wykonawczych na poprawność wskazań gazomierzy, np. poprzez zastosowanie odpowiedniej konstrukcji orurowania w postaci minimum dwóch kolan, patrz Rysunek 5.



**Rysunek – 5 Przykładowa konfiguracja orurowania gazomierza ultradźwiękowego z układem regulacji**

**3.7.10.** W układzie pomiarowym typu U-1, niezależnie od ilości ciągów pomiarowych, należy stosować obejście układu o przepustowości największego ciągu pomiarowego, z podwójnym zamknięciem zapewniającym szczelność oraz możliwość wstawienia elementu okularzaślepka. Gdy układ U-1 jest dodatkowym układem przy układzie typu U-2 lub U-3, nie wymaga się dodatkowej zabudowy ciągu obejściowego.

- 3.7.11.** W układach pomiarowych służących do wewnętrznych celów technologicznych lub bilansowych dopuszcza się stosowanie układu typu U-1, bez względu na wielkość strumienia gazu. Dla tego typu układów można stosować gazomierze z kalibracją (wzorcowaniem) fabryczną, nie jest również konieczne stosowanie długości odcinków opisanych powyżej. Wymaga to każdorazowo uzgodnienia z Zamawiającym.
- 3.7.12.** Należy przewidzieć montaż podpór zapewniających stabilność orurowania układu pomiarowego oraz bezpieczny demontaż gazomierzy.
- 3.7.13.** W układach pomiarowych rozliczeniowych należy stosować gazomierze i przeliczniki posiadające deklarację zgodności z dyrektywą MID.
- 3.7.14.** W układach pomiarowych należy stosować przeliczniki objętości posiadające minimum 4 porty COM typu RS komunikujące się protokołami transmisji Gaz-Modem 2 (lub nowszym) oraz Modbus, z obsługą menu w języku polskim. Zaleca się stosowanie przeliczników o zasilaniu 24 V DC, w zabudowie do szafy typu RACK. W uzasadnionych przypadkach dopuszcza się stosowanie przeliczników objętości o zasilaniu baterijnym. Przeliczniki powinny posiadać oprogramowanie z możliwością rejestracji w szczególności: przyrostów energii dE, przyrostów energii w warunkach awaryjnych dE<sub>awa</sub>, liczników energii E, liczników energii w warunkach awaryjnych E<sub>awa</sub> i rozdziałem składnika C6+ (udziały 48: C6, 35 % C7 i 17 % C8).
- 3.7.15.** Wartości mierzonego strumienia objętości lub masy z gazomierza powinny być przesyłane do przelicznika poprzez minimum dwa niezależne łącza impulsowe lub cyfrowe. W przeliczniku powinno następować porównanie zgodności danych otrzymywanych poprzez te łącza i generowanie alarmu w przypadku wystąpienia rozbieżności większej od założonego kryterium.
- 3.7.16.** Gazomierze mające wbudowane funkcje diagnostyczne powinny być wyposażone, niezależnie od głównych łącz komunikacyjnych, w jedno wyjście cyfrowe umożliwiające zdalną komunikację i diagnostykę gazomierzy poprzez projektowane kanały transmisyjne (preferowany interfejs Ethernet).
- 3.7.17.** Nie jest zalecane wykorzystywanie dodatkowych wejść przelicznika do realizacji sygnalizacji alarmów/stanów niezwiązanych bezpośrednio z układem pomiarowo-rozliczeniowym.
- 3.7.18.** W układach pomiarowych jeden przelicznik powinien współpracować wyłącznie z jednym gazomierzem.
- 3.7.19.** Przetworniki ciśnienia w układach pomiarowych powinny być wyposażone w zawory trójdrogowe lub zblocza wraz z odpowiednimi króćcami, umożliwiające wzorcowanie przetworników zewnętrznym wzorcem ciśnienia bez konieczności demontażu przetworników z instalacji.
- 3.7.20.** Sposób montażu urządzeń pomiarowych powinien zapewniać łatwość dostępu oraz ergonomię pracy służb eksploatacyjnych.
- 3.7.21.** Układ pomiarowy należy zabezpieczyć przed przepływem wstecznym. Odstąpienie od zabezpieczenia przed takim przepływem powinno być rozważone w przypadku, gdy w bezpośrednim sąsiedztwie projektowanego układu pomiarowego znajduje się układ redukcyjny.

- 3.7.22.** Należy minimalizować wpływ warunków zewnętrznych na wskazania urządzeń pomiarowych. Warunki pracy wszystkich urządzeń powinny zawierać się w zakresie ich specyfikacji technicznych.
- 3.7.23.** Układ pomiarowy należy zabudować w kontenerze.
- 3.7.24.** Ciągi pomiarowe należy wyposażać w układ do nagazowania.
- 3.7.25.** Na czas rozruchu układu pomiarowego (około dwa miesiące) przed zestawami montażowymi gazomierzy turbinowych oraz rotorowych należy przewidzieć montaż filtrów stożkowych, a ich umiejscowienie zaznaczyć tymczasowymi tabliczkami zawierającymi datę montażu filtrów.
- 3.7.26.** Układy pomiarowe gazu na potrzeby własne należy wyposażać w rejestrację przyrostów objętości i włączyć w system transmisji danych.
- 3.7.27.** Dla stacji pomiarowo-regulacyjnych układ pomiarowy gazu na potrzeby własne zaleca się zlokalizować przed głównym układem pomiarowym rozliczeniowym.
- 3.7.28.** Dla stacji redukcyjno-pomiarowych z układem pomiarowym rozliczeniowym zlokalizowanym za układem redukcyjnym, układ pomiarowy gazu na potrzeby własne należy zlokalizować przed układem pomiarowym rozliczeniowym.
- 3.7.29.** Dla stacji redukcyjno-pomiarowych z układem pomiarowym rozliczeniowym zlokalizowanym przed układem redukcyjnym, dopuszcza się lokalizację układu pomiarowego gazu na potrzeby własne za układem redukcyjnym.

### **3.8.** Układ pomiaru jakości gazu

- 3.8.1.** Urządzenia powinny być zainstalowane w taki sposób, aby minimalizować wpływ niekorzystnych warunków otoczenia na wskazania przyrządów.
- 3.8.2.** Lokalizacja punktu poboru próbki, długość sondy do pobierania próbki powinna odpowiadać wymaganiom pkt 4.2.1 standardu ST-IGG-0205:2015. Nie dopuszcza się lokalizacji sond do poboru próbek gazu poniżej powierzchni gruntu w studzienkach pomiarowych za wyjątkiem budynków technologicznych.
- 3.8.3.** Pobór próbki powinien odbywać się z zastosowaniem sondy z redukcją wewnętrzną zaopatrzoną w filtr wstępny wraz z pochwą i zaworem stopowym umożliwiającym demontaż sondy pod pełnym ciśnieniem gazociągu oraz manometrem, zaworem bezpieczeństwa i zaworem kulowym.
- 3.8.4.** Trasy rurek impulsowych powinny być ogrzewane termostatycznie, wzmocnione (wspornikami) na całej długości.
- 3.8.5.** instalacja chromatografu powinna posiadać system upustu gazu umożliwiający przedmuchiwanie całej instalacji gazu badanego od miejsca poboru próbki (by-pass) do chromatografu.
- 3.8.6.** Chromatograf procesowy
  - 3.8.6.1.** Projektując instalację chromatografu procesowego (PGC) należy wypełnić zalecenia Standardów Technicznych ST-IGG-0205 *Ocena jakości gazów ziemnych - Chromatografy gazowe procesowe do analizy składu gazu ziemnego* oraz ST-IGG-0208

*Ocena jakości gazów ziemnych. Chromatografy gazowe do oceny zawartości związków siarki w gazie ziemnym.*

- 3.8.6.2.** Procesowy chromatograf gazowy na podstawie analizy składu gazu powinien wyliczać następujące parametry zgodnie z PN-EN ISO 6976:
- ciepło spalania,
  - wartość opałową,
  - gęstość normalną,
  - gęstość względną,
  - dolną liczbę Wobbego,
  - górną liczbę Wobbego.
- 3.8.6.3.** Zaleca się stosowanie mieszanin gazowych wytworzonych metodą wagową i/lub grawimetryczną, dobór mieszaniny gazowej zgodnie z pkt 4.4.2 standardu ST-IGG-0205:2015. W przypadku PGC analizującym kilka strumieni, skład gazu wzorcowego należy dobrać przede wszystkim na podstawie danych historycznych oraz z uwzględnieniem wyników sprawdzeń chromatografów.
- 3.8.6.4.** Przed instalacją na obiekcie skład mieszanin wzorcowych do chromatografów należy poddać weryfikacji w laboratorium badawczym, akredytowanym w odnośnym zakresie.
- 3.8.6.5.** W miejscach, gdzie zachodzi konieczność analizy zawartości związków siarki należy przewidzieć montaż procesowych chromatografów gazowych wyposażonych w detektory specyficzne dla związków siarki, takie jak: detektor płomieniowo-fotometryczny (FPD), detektor elektrochemiczny (ED), pulsacyjny detektor płomieniowo-fotometryczny (PFPD) lub detektor chemiluminescencyjny (SCD). Dopuszcza się stosowanie procesowych chromatografów gazowych do analiz związków siarki z detektorem (TCD)
- 3.8.6.6.** Chromatograf do analizy związków siarki powinien wyznaczać stężenie dla następujących komponentów: siarkowodór ( $H_2S$ ), tlenosiarczki węgla ( $COS$ ), siarka merkaptanowa siarczki (dimetylu/dietylu) oraz siarka całkowita (z obliczeń).
- 3.8.6.7.** Całość instalacji chromatografu, wraz z instalacjami pomocniczymi, powinny być skompletowane przez producenta chromatografu i stanowić jednolite rozwiązanie techniczne.
- 3.8.6.8.** Rurki impulsowe, w przypadku chromatografów do oznaczania zawartości związków siarki, powinny być wykonane z materiałów minimalizujących prawdopodobieństwo wystąpienia adsorpcji związków siarki na wewnętrznych powierzchniach linii pobierania próbki lub ze stali nierdzewnej z wewnętrzną powierzchnią inhibitującą..
- 3.8.6.9.** Na etapie specyfikacji zamówienia oraz po uruchomieniu chromatografu autoryzowany serwis producenta powinien potwierdzić kompletność i poprawność wykonania instalacji.

- 3.8.6.10.** Po uruchomieniu chromatografu należy przeprowadzić sprawdzenie jego właściwości metrologicznych. Sprawdzenie powinno być wykonane przez laboratorium akredytowane w odnośnym zakresie.
- 3.8.7.** Pomiar temperatury punktu rosy
  - 3.8.7.1.** Projektowane urządzenia pomiarowe powinny w miejscu pomiaru w sposób ciągły umożliwić pomiar temperatury punktu rosy wody i/lub punktu rosy węglowodorów oraz zintegrowany pomiar ciśnienia.
  - 3.8.7.2.** Zaleca się aby urządzenia do pomiaru punktu rosy wody i punktu rosy węglowodorów w gazie ziemnym, stanowiły odrębne niezależne urządzenia.
  - 3.8.7.3.** Pobór próbki powinien odbywać się z zastosowaniem sondy prostej. W przypadku urządzeń, gdzie sonda stanowi ich integralną część, pobór próbki należy przeprowadzić z zastosowaniem sond dedykowanych danym urządzeniom.
  - 3.8.7.4.** Lokalizacja punktu poboru próbki, długość sondy do pobierania próbki powinna odpowiadać wymaganiom pkt 4.2.1 standardu ST-IGG-0205:2015. Linia poboru próbki powinna być jak najkrótsza tj. nie dłuższa niż 10 m od sondy do higrometru i o jak najmniejszej objętości wewnętrznej, ogrzewana i izolowana oraz powinna spełniać wymagania podane w pkt 4.2.2 standardu ST-IGG-0205:2015. Przyjmuje się, że higrometry należy zaprojektować w pobliżu miejsca poboru próbek.
  - 3.8.7.5.** Konstrukcja i elementy składowe układu przygotowania próbki do pomiaru temperatury punktu rosy powinny zapewnić wymagany przez urządzenie stopień filtracji oraz parametry dostarczanej próbki.
  - 3.8.7.6.** Elementami modułów przygotowania próbki w zależności od zastosowanego rozwiązania mogą być: filtry koalescencyjne, filtry membranowe lub cząstek stałych, rotametry, reduktory ciśnienia. W celu skrócenia czasu odpowiedzi układu zalecane jest zastosowanie pętli obejścia.
  - 3.8.7.7.** Wszystkie elementy omywane przez gaz powinny być wykonane ze stali nierdzewnej.
  - 3.8.7.8.** W celu uniknięcia przestojów w pomiarach, projektowane rozwiązanie techniczne powinno mieć program wymiany rekalkibracyjnej, umożliwiający zachowanie kalibracji fabrycznej urządzenia bez konieczności jego demontażu i wysyłki do producenta i/lub posiadać możliwość demontażu i montażu higrometru zastępczego na okres jego sprawdzenia/kalibracji.
  - 3.8.7.9.** Pomiar temperatury punktu rosy wody powinien odbywać się przy ciśnieniu roboczym, natomiast pomiar węglowodorowego punktu rosy przy ciśnieniu zredukowanym (27 bar).
  - 3.8.7.10.** Urządzenie powinno być wyposażone w złącze umożliwiające weryfikację wskazań (złącze serwisowe 1/4" NPT), umiejscowione



po reduktorze ciśnienia na 27 bar dla węglowodorowego punktu rosy oraz przed reduktorem na ciśnieniu rzeczywistym gazu dla pomiaru temperatury punktu rosy wody.

**3.8.7.11.** Po uruchomieniu higrometru należy przeprowadzić kontrolę jego wskazań poprzez porównanie z urządzeniem referencyjnym. Kontrola wskazań powinna zostać przeprowadzona przez laboratorium akredytowane w zakresie pomiaru temperatury punktu rosy wody.

**3.8.7.12.** Zmiany temperatury zewnętrznej, w szczególności w zależności od pory dnia (dzień/noc) nie powinny mieć znaczącego wpływu na dokładność pomiaru. Dokładność wskazań projektowanych higrometrów względem przyrządów kontrolnych, uwzględniająca wpływ temperatury otoczenia, powinna być lepsza niż  $\pm 2^{\circ}\text{C}$ .

### **3.9. Układ regulacyjny**

**3.9.1.** Na etapie wydawania szczegółowych warunków do projektowania GAZ- SYSTEM określi konieczność wyposażenia układu regulacyjnego w układ automatyki i zdalnego sterowania.

**3.9.2.** W przypadku zastosowania układu regulacyjnego z układem automatyki i zdalnego sterowania strumieniem objętości i/lub ciśnieniem gazu, układ regulacyjny powinien posiadać możliwość co najmniej:

**3.9.2.1.** miejscowego sterowania ręcznego, bezpośrednio na elemencie wykonawczym układu regulacyjnego, za pomocą przekładni mechanicznej (obowiązkowej dla napędów elektrycznych) lub sterownika pneumatycznego lub manualnych przycisków sterowania napędu,

**3.9.2.2.** lokalnego sterowania w trybie ręcznym, automatycznym oraz zmiany nastaw dla trybu automatycznego, z poziomu obiektowego,

**3.9.2.3.** zdalnego sterowania w trybie ręcznym i zmiany nastaw dla trybu automatycznego, z poziomu systemu nadrzędnego (SCADA).

**3.9.3.** Uwzględniając specyfikę projektowanego układu regulacyjnego, w szczególności pojemność hydrauliczną sieci gazowej po stronie odbiorcy gazu oraz charakter pracy obiektu i potrzebę regulacyjności, na etapie wydawania szczegółowych warunków do projektowania GAZ-SYSTEM określi preferowane rozwiązanie elementu wykonawczego układu regulacyjnego.

**3.9.4.** Dla układów regulacyjnych, w których elementem wykonawczym jest zawór regulacyjny, całkowity spadek ciśnienia przy całkowitym otwarciu zaworu nie powinien być większy niż 2 bary.

**3.9.5.** Dla układów regulacyjnych, w których elementem wykonawczym jest reduktor dopuszcza się spadek ciśnienia większy niż 2 bary. Wartość spadku ciśnienia powinna być określona przez projektanta i uzgodniona z GAZ-SYSTEM. Zaleca się, aby regulacyjność układu była większą niż 1:10.



**3.9.6.** Dla elementu wykonawczego układu regulacyjnego należy zaprojektować obejście z armaturą odcinającą. W przypadku konieczności zapewnienia wysokiego bezpieczeństwa zasilania odbiorców, na etapie wydawania szczegółowych warunków technicznych do projektowania, GAZ-SYSTEM określi konieczność wyposażenia zaworu obejściowego w napęd ze zdalnym sterowaniem.

**3.9.7.** W układzie regulacji należy montować armaturę odcinającą z sygnalizacją położenia.

### **3.10. AKPiA**

**3.10.1.** Obwody zasilające urządzeń powinny mieć zabezpieczenia przeciwprzepięciowe. Konfiguracja i rodzaj zabezpieczeń oraz podział obwodów zabezpieczanych powinny uwzględniać sposób współpracy urządzeń i ich funkcję (np. redundancję). Na etapie projektowania uzgodnić z Inwestorem urządzenia oraz połączenia, które mają być zabezpieczone przeciwprzepięciowo.

**3.10.2.** Na potrzeby urządzeń AKP oraz układu transmisji danych należy przewidzieć układ podtrzymania zasilania, pozwalający na pracę urządzeń po zaniku zasilania sieciowego przez czas nie krótszy niż określony w Wytycznych PS-DY-W03.

**3.10.3.** W projekcie wykonawczym należy przedstawić odpowiednie obliczenia uwzględniające pobór prądu zaprojektowanych urządzeń i rzeczywistą pojemność akumulatorów z uwzględnieniem ubytku pojemności na skutek starzenia oraz niepełnego rozładowania akumulatorów.

**3.10.4.** W układach podtrzymania zasilania należy przewidzieć zdalny monitoring stanu i sygnalizację uszkodzenia/zużycia akumulatorów. Preferowane jest stosowanie akumulatorów „bezobstugowych”.

**3.10.5.** W przypadku braku możliwości doprowadzenia przyłącza sieciowego do obiektu należy zaprojektować system zasilania oparty na innych alternatywnych źródłach, np. ogniwach słonecznych.

**3.10.6.** Urządzenia AKPiA oraz transmisji danych należy zamontować w kontenerze ogrzewanym i wentylowanym. Załączanie grzejnika elektrycznego powinno odbywać się poprzez niezależny termostat. Temperatura w pomieszczeniu AKP nie może przekraczać dopuszczalnego zakresu temperatur pracy zainstalowanych urządzeń. Zaleca się, aby kontener AKPiA miał wymiary nie mniejsze niż 2 x 3 m

**3.10.7.** Stację gazową należy wyposażać co najmniej w dodatkowe pomiary zdalne:

- nadciśnienia gazu na wejściu, z rejestracją,
- nadciśnienia gazu na wyjściu i po każdym stopniu redukcji, z rejestracją,
- temperatury gazu po układzie redukcji lub regulacji, z rejestracją,
- potencjału ochrony katodowej gazociągu/gazociągów wejściowych w/c.

**UWAGA:**

w przypadku stacji gazowych, na których jest zainstalowana stacja ochrony katodowej (SOK), należy zapewnić możliwość zdalnego sterowania SOK

- oraz transmisję jej parametrów wyjściowych, tj. potencjału, prądu i napięcia poprzez dedykowane modemy. modemy stacji gazowej.
- 3.10.8.** Przetworniki ciśnienia powinny być wyposażone w zawory trójdrogowe lub zblocha wraz z odpowiednimi króćcami, umożliwiające wzorcowanie przetworników zewnętrznym wzorcem ciśnienia bez konieczności ich demontażu z instalacji.
- 3.10.9.** Trasy impulsowe do przetworników ciśnienia powinny być wykonane ze stali nierdzewnej z zachowaniem odpowiednich spadków (min 5 % w kierunku źródła ciśnienia) lub syfonów. Należy zapewnić odpowiednią stabilność (podpory, mocowania, itp.) trasy impulsowej.
- 3.10.10.** Przewody realizujące pomiary analogowe powinny być ekranowane. Minimalne napięcie przebicia izolacji powinno wynosić 300/500V. Przewody dla obwodów iskrobezpiecznych powinny być w wykonaniu powłoki w kolorze niebieskim.
- 3.10.11.** Stację gazową należy wyposażyć w zależności od jej przeznaczenia, co najmniej w sygnalizację:
- otwarcia drzwi poszczególnych pomieszczeń stacji,
  - zaniku każdej z faz zasilania VAC. Sygnał o zaniku faz należy pobierać sprzed wyłącznika p. poż. znajdującego się w rozdzielnicy głównej RGnn,
  - awarii kotłów,
  - przekroczenia dopuszczalnego spadku ciśnienia na urządzeniach filtracyjnych,
  - zadziałania zaworów szybkozamykających,
  - przekroczenia stanów alarmowych stężenia gazu w wybranych pomieszczeniach stacji,
  - zadziałania i awarii systemu detekcji gazu.
  - położenia armatury odcinającej min. na ZZU wejściowym i wyjściowym,
  - stopień otwarcia/zamknięcia zaworu regulacyjnego na układzie regulacyjnym
- 3.10.12.** Wszystkie urządzenia oraz przewody/obwody należy oznaczyć symbolem pomiaru/sygnalizacji oraz ponumerować unikalnym numerem projektowym oraz oznakować tabliczką identyfikacyjną zawierającą te oznaczenie. Tabliczki identyfikacyjne wewnątrz pomieszczeń powinny być wykonane z tworzywa sztucznego, odporne na ścieranie, wykonane przy pomocy dedykowanej drukarki. Tabliczki identyfikacyjne na zewnątrz pomieszczeń powinny być wykonane z materiału odpornego na warunki atmosferyczne, wypukłe lub wklęsłe, wykonane za pomocą dedykowanej drukarki lub grawerowane.
- 3.10.13.** W przypadku zastosowania urządzeń podlegających indywidualnemu zaprogramowaniu (np. sterowniki PLC, panele operatorskie) wraz z dokumentacją odbiorową, dla tych urządzeń należy dostarczyć kody źródłowe (programy wykonawcze) w wersjach umożliwiających pełną edycję oraz interfejsy służące do komunikacji z urządzeniem.
- 3.10.14.** Na nowoprojektowanych lub gruntownie modernizowanych stacjach gazowych zaleca się zaprojektowanie systemu sygnalizacji włamania i napadu i powiązanego z nim systemu kontroli dostępu (SKD).

- 3.10.15.** W przypadku obiektów o szczególnym znaczeniu należy dodatkowo przewidzieć zastosowanie telewizyjnych systemów dozorowych (CCTV).
- 3.10.16.** Pomieszczenia technologiczne należy wyposażać w wentylację kategorii A. System awaryjnej wentylacji mechanicznej (jeżeli zaprojektowano) powinien być sprzężony z automatycznym stacjonarnym systemem detekcji metanu, który będzie uruchamiał wentylację w przypadku przekroczenia 10 % DGW.
- 3.10.17.** Pomieszczenia technologiczne stacji gazowej należy wyposażać w automatyczny stacjonarny system detekcji gazu, który przy przekroczeniu:
- 10 % dolnej granicy wybuchowości:
    - uruchamia sygnał alarmowy poprzez system telemetryczny I stopień,
    - uruchamia alarmowy sygnał akustyczno-optyczny na obiekcie stacji I stopień,
    - uruchamia wentylację mechaniczną - jeżeli występuje,
  - 40 % dolnej granicy wybuchowości:
    - uruchamia sygnał alarmowy poprzez system telemetryczny II stopień,
    - uruchamia alarmowy sygnał akustyczno-optyczny na obiekcie stacji - II stopień (zmiana częstotliwości),
    - zamyka zawór odcinający na instalacji gazowej do kotłowni i do układów technologicznych (jeżeli występuje zawór odcinający sterowany automatycznie).

**3.11.** Pomieszczenie technologiczne układu do podgrzewania gazu

- 3.11.1.** Na etapie wydawania szczegółowych warunków technicznych do projektowania, GAZ-SYSTEM rozważy konieczność wyposażenia stacji gazowej w pomieszczenie technologiczne układu do podgrzewania gazu.
- 3.11.2.** Należy stosować pomieszczenie technologiczne układu do podgrzewania gazu pracujące w układzie otwartym lub zamkniętym.
- 3.11.3.** Pomieszczenie technologiczne układu do podgrzewania gazu oraz instalację gazową zasilającą kotłownię należy projektować z uwzględnieniem wymogów zawartych w PN-B-02431-1 *Ogrzewnictwo - Kotłownie wbudowane na paliwa gazowe o gęstości względnej mniejszej niż 1 - Wymagania*.
- 3.11.4.** Praca kotłów sterowana temperaturą gazu po redukcji powinna być w zakresie od 0 °C do 7 °C.
- 3.11.5.** W przypadku zastosowania jednego kotła jego moc powinna zapewniać nie więcej niż 120 % zapotrzebowania na moc. W przypadku zastosowania dwóch kotłów, każdy powinien mieć moc 70 % zapotrzebowania na moc kotłowni. W przypadku zastosowania trzech lub więcej kotłów każdy powinien mieć nie więcej niż 50 % zapotrzebowania na moc kotłowni.
- 3.11.6.** Instalacja gazowa zasilająca system podgrzewania gazu przesyłowego powinna być wyposażona w:
- armaturę odcinającą na wejściu i wyjściu,
  - reduktor,

- zawór szybkozamykający,
  - gazomierz z obejściem gazomierza,
  - armaturę pomiarową – manometr.
- 3.11.7.** Pomieszczenia układu do podgrzewu gazu stacji gazowej należy wyposażać w automatyczny stacjonarny system detekcji gazu, który przy przekroczeniu:
- 10 % dolnej granicy wybuchowości:
    - uruchamia sygnał alarmowy poprzez system telemetryczny I stopień,
    - uruchamia alarmowy sygnał akustyczno-optyczny na obiekcie stacji I stopień,
    - uruchamia wentylację mechaniczną - jeżeli występuje,
  - 40 % dolnej granicy wybuchowości:
    - uruchamia sygnał alarmowy poprzez system telemetryczny II stopień,
    - uruchamia alarmowy sygnał akustyczno-optyczny na obiekcie stacji - II stopień (zmiana częstotliwości),
    - zamyka zawór odcinający na instalacji gazowej do kotłów.
- 3.11.8.** Wydajność maksymalna reduktora ciśnienia gazu i gazomierza musi być co najmniej równa sumie maksymalnego poboru gazu przez wszystkie urządzenia grzewcze zainstalowane na stacji.
- 3.11.9.** Należy stosować przewody instalacji gazowej o średnicy nie mniejszej niż średnica przewodu podłączeniowego gazomierza. W uzasadnionych przypadkach należy przewidzieć montaż zbiornika buforowego gazu. Dla instalacji gazowej zasilającej system podgrzewu gazu przesyłowego należy dobrać średnice przewodów instalacji gazowej poprzez wykonanie obliczeń z uwzględnieniem akumulacji gazu w instalacji.
- 3.11.10.** Do instalacji grzewczych stalowych należy stosować płyny niezamarzające.
- 3.11.11.** Komin z stali kwasoodpornej powinny być izolowane na całej długości, wykonane z typowych elementów systemów kominowych, zakończone daszkiem. Komin należy wynieść co najmniej 1 m ponad dach. Każdy komin powinien być wyposażony w skraplacz i wyczystkę umożliwiającą kontrolę.
- 3.11.12.** Powierzchnia czynna wentylacji nawiewnej powinna być nie mniejsza niż 200 cm<sup>2</sup> dla urządzeń o mocy do 40 kW włącznie. Przy stosowaniu urządzeń o większej mocy powierzchnię tą należy zwiększyć minimum o 5 cm<sup>2</sup> na każdy 1 kW mocy urządzeń, ale nie mniej niż o 200 cm<sup>2</sup>. Wentylację wywiewną należy realizować przez izolowane kominy zakończone daszkiem. Powierzchnia przekroju otworów wentylacji wywiewnej powinna być równa co najmniej połowie powierzchni otworów nawiewnych, jednocześnie nie może być mniejsza niż 200 cm<sup>2</sup>.
- 3.11.13.** Instalacje i urządzenia pomieszczenia technologicznego układu do podgrzewu gazu należy izolować termicznie.
- 3.11.14.** W obliczeniach na zapotrzebowanie mocy cieplnej systemu podgrzewu gazu przesyłowego zaleca się przyjąć następujące parametry:

- temperatura gazu po redukcji – 0 °C,
- współczynnik Joule'a –Thomsona – do obliczenia przez projektanta,
- minimalna sprawność układu grzewczego – 0,95,
- należy uwzględnić w obliczeniach parametry zastosowanego płynu w instalacji.


**3.11.15.** Indywidualne wymagania w zakresie systemu podgrzewania gazu przesyłowego zostaną określone w szczegółowych warunkach technicznych do projektowania stacji gazowej.

### **3.12. Nawianialnia (opcjonalnie)**

- 3.12.1.** Na etapie wydawania szczegółowych warunków technicznych do projektowania GAZ- SYSTEM rozważyć konieczność wyposażenia stacji gazowej w nawianialnię.
- 3.12.2.** Należy stosować nawianialnie automatyczne, umożliwiające precyzyjną regulację dawki THT – sterowaną na podstawie objętości przepływającego gazu.
- 3.12.3.** Zbiorniki z nawaniaczem, armatura i instalacja powinny być wykonane ze stali kwasoodpornej.
- 3.12.4.** Pod zbiornikiem z nawaniaczem powinna być zainstalowana wanna ociekowa wykonana ze stali kwasoodpornej.
- 3.12.5.** Zbiornik należy wyposażać w końcówkę do napełniania THT. Końcówka do napełniania zbiornika THT powinna być dostosowana do hermetycznego uzupełniania płynu.
- 3.12.6.** Nawianialnia powinna umożliwiać odczyt ilości nawaniacza w zbiorniku roboczym i magazynowym.
- 3.12.7.** Komunikaty sterownika nawianialni powinny być wyświetlane w języku polskim.
- 3.12.8.** Nawianialnia powinna być włączona w system transmisji danych.
- 3.12.9.** W pomieszczeniu nawianialni należy zapewnić temperaturę min. +5 °C.
- 3.12.10.** Miejsce dawkowania THT lokalizować za układem pomiarowym stacji.
- 3.12.11.** Odpowietrzenie instalacji nawianialni zapewnić poprzez zastosowanie filtra pochłaniającego opary THT.
- 3.12.12.** Zaleca się umiejscowienie punktu poboru próbki i pomiaru stężenia THT na terenie stacji gazowej, przed zespołem zaporowo-upustowym wyjściowym.
- 3.12.13.** Indywidualne wymagania w zakresie punktu poboru próbki i pomiaru stężenia THT pozostaną określone w szczegółowych warunkach technicznych do projektowania stacji gazowej.

### **3.13. Instalacje elektryczne**

- 3.13.1.** Stacja gazowa powinna mieć zasilanie w energię elektryczną. Zasilanie stacji z sieci elektroenergetycznej należy realizować poprzez podziemne przyłącze kablowe.
- 3.13.2.** Zasilanie w energię elektryczną zaleca się zrealizować z sieci niskiego napięcia 230/400 V lub 230V i częstotliwości 50 Hz, a w przypadku braku takiej możliwości poprzez stację transformatorową ze średniego napięcia.

- 3.13.3.** Rozdzielnię główną należy wyposażyć w układ umożliwiający podłączenie przenośnego agregatu prądotwórczego sterowanego ręcznie, zabezpieczającego przed jednoczesnym załączeniem zasilania podstawowego i agregatu prądotwórczego. Wtyk odbiornikowy 3P+N+Z/16A/IP55 powinien być zabudowany na zewnątrz RG.
- 3.13.4.** W przypadku, gdy przerwy w zasilaniu w energię elektryczną mogą zagrozić bezpiecznej pracy obiektu, należy zapewnić zasilanie awaryjne, np. w postaci agregatu prądotwórczego z automatycznym systemem sterowania SZR. Indywidualne wymagania w tym zakresie są określone w szczegółowych warunkach technicznych do projektowania stacji gazowej.
- 3.13.5.** Przeciwpowietrzowy wyłącznik prądu należy umieścić w pobliżu głównego wejścia na teren stacji. Wyłącznik główny powinien być odpowiednio oznakowany. Wyłącznik powinien odcinać dopływ energii elektrycznej do wszystkich odbiorników z wyjątkiem obwodów zasilających instalacje i urządzenia, których funkcjonowanie jest niezbędne podczas pożaru. Odcięcie dopływu prądu przeciwpożarowym wyłącznikiem prądu nie może powodować załączenia drugiego źródła energii, zasilaczy awaryjnych UPS oraz agregatu prądotwórczego.
- 3.13.6.** Obwód UPS-a należy zasilć wykorzystując automatyczny przełącznik faz z fazą priorytetową. W przypadku stosowania zabezpieczeń różnicowoprądowych należy stosować wyłączniki różnicowoprądowe Typ A o charakterystyce krótkozwłocznej.
- 3.13.7.** Oświetlenie terenu realizować za pomocą lamp z energooszczędnymi źródłami światła (LED) zainstalowanymi na słupach wykonanych z materiałów odpornych na korozję. Oprawy powinny być lokalizowane poza przestrzeniami zagrożonymi wybuchem. Sterowanie oświetleniem należy realizować za pomocą przełącznika R-0-A (ręcznie - zero - automatycznie). W trybie automatycznym sterowanie powinno być realizowane za pomocą zegara astronomicznego lub czujnika zmierzchowego. W obwodzie zasilającym oświetlenie stosować stycznik modułowy. Przełącznik sterowania należy umieścić na zewnątrz RG.
- 3.13.8.** Urządzenia i instalacje elektryczne zainstalowane w całości w przestrzeniach niezagrożonych wybuchem powinny spełniać wymagania: PN-HD 60364-1, PN-HD 60364-4-41, PN-HD 60364-4-43, PN-HD 60364-5-54, PN-HD 60364-5-56 i PN-EN 60529.
- 3.13.9.** Urządzenia elektryczne i instalacje elektryczne w przestrzeniach zagrożonych wybuchem, w zależności od rodzaju strefy i kategorii zagrożenia wybuchem powinny być w wykonaniu przeciwwybuchowym odpowiednio zgodnie z PN-EN IEC 60079-0, PN-EN 60079-2, PN-EN 60079-5, PN-EN 60079-6, PN-EN 60079-11, PN-EN IEC 60079-15.1, PN-EN 60079-18, PN-EN 60079-25 i oznaczone cechą przeciwwybuchowości .
- 3.13.10.** Złącza główne powinny być lokalizowane poza przestrzeniami zagrożonymi wybuchem, w odległości min. 1 m od granic tych przestrzeni. Usytuowanie złącza głównego powinno umożliwiać dokonywanie



odczytu wskazań licznika energii elektrycznej bez konieczności wchodzenia na teren stacji gazowej. Rozdzielnice elektryczne należy lokalizować poza przestrzeniami zagrożonymi wybuchem.

- 3.13.11.** Instalacje elektryczne zasilające urządzenia wykonane w I klasie ochronności powinny mieć zabezpieczenia przeciążeniowo-zwarciovowe i różnicowoprądowe. Doboru elementów zabezpieczenia przeciążeniowo-zwarciovowego i różnicowoprądowego należy dokonać zgodnie z PN-HD 60364-4-41, PN-HD 60364-4-43. Urządzenia oświetleniowe, grzejne, aparatura kontrolno-pomiarowa i inne urządzenia elektryczne powinny być zasilane oddzielnymi obwodami zgodnie z PN-HD 60364-5-51.
- 3.13.12.** Instalacje i urządzenia elektryczne w przestrzeniach zagrożonych wybuchem jak i poza nimi powinny być zabezpieczone przed przepięciami, zgodnie z odpowiednimi normami. Instalacje elektryczne wewnątrz stref zagrożonych wybuchem powinny być wykonane z kabli i przewodów o izolacji nierozprzestrzeniającej płomienia.
- 3.13.13.** Ochrona przeciwporażeniowa instalacji powinna spełniać wymagania PN-HD 60364-4-41.
- 3.13.14.** Ochrona odgromowa. Stacja powinna być zabezpieczona ochroną odgromową przed uderzeniami piorunów, zgodnie z PN-EN 62305-1, PN-EN 62305-2, PN-EN 62305-3, PN-EN 62305-4.
- 3.13.15.** Przewody odprowadzające instalacji odgromowej należy przyłączyć poprzez złącza kontrolne do uziomu stacji gazowej.
- 3.13.16.** Instalacje uziemienia.  
Dla zewnętrznych urządzeń technologicznych stacji, w tym przewodów upustowych i wydmuchowych wyprowadzanych 1 m ponad poziom obiektu, należy wykonać uziom technologiczny. Uziomy należy łączyć w ziemi za pośrednictwem bednarki. Uziom kontenerów należy połączyć z uziomem technologicznym. Wszystkie podziemne połączenia taśm uziomów wykonywać jako spawane. Część nadziemną instalacji uziemiających, wyrównawczych i odgromowych łączyć z uziomem poprzez zaciski kontrolne. Zalecanym sposobem jest przyspawanie do powierzchni walcowej kołnierza płaskownika ocynkowanego (odcinka bednarki) i połączenie tego płaskownika z bednarką uziemiającą poprzez zacisk probierczy. Rezystancja uziemienia powinna być zgodna z obowiązującymi przepisami.
- 3.13.17.** Połączenia wyrównawcze ochronne.  
Dla celów bezpieczeństwa należy wykonać połączenia ekwipotencjalne. Połączenia kołnierzowe gazociągów i armatury należy zbocznikować. Połączenia wyrównawcze wykonać jako skręcane, podłączając do kołnierza pomiędzy nakrętkę a podkładkę koronkową (nacinającą) odcinek bednarki z przyspawaną ocynkowaną podkładką. Złącza kołnierzowe, które mają co najmniej dwie śruby o łącznym przekroju nie mniejszym niż 50 mm<sup>2</sup>, zabezpieczone przed poluzowaniem za pomocą podkładki koronowej lub sprężystej, nie wymagają bocznikowania. Połączenia śrubowe oznakować kolorem czerwonym. Dla połączeń



skręcanych (z wyjątkiem samouszczelniających) stosować opaski przed i za połączeniem spięte linką uziemiającą o odpowiedniej średnicy zgodnej z obowiązującymi przepisami.

- 3.13.18.** W przypadku braku możliwości doprowadzenia przyłącza sieciowego do obiektu należy zaprojektować system zasilania oparty na innych alternatywnych źródłach, np. agregat prądotwórczy, ogniwa słoneczne.
- 3.13.19.** Przeciwpowozarowe wyłączniki prądu należy projektować jako wyłączniki z przyciskami sterującymi pośredniego działania, tj. przyciskami typu B, gdzie do uruchomienia oprócz zbitia szybki konieczne jest wciśnięcie przycisku. Stosowanie tego typu przycisków zapobiegne przypadkowym uruchomieniom oraz ułatwi prace przeglądowe. Dla stacji gazowych nie będących zasilaniem tłoczni lub bezpośrednio odbiorcy końcowego dopuszcza się zastosowanie wyłącznika bez przycisku sterującego, tj. przeciwpowozarowego wyłącznika wyłącznie z dźwignią ręczną.
- 3.13.20.** Przy rozdzielnicach elektrycznych (w przypadku rozdzielnic wolnostojących w ich wnętrzu) należy umieszczać schematy jednokreskowe (laminowane obustronnie) zgodne z dokumentacją powykonawczą.
- 3.13.21.** Stosować kable na napięcie znamionowe 0,6/1,0 kV oraz przewody na napięcie znamionowe 0,45/0,75 kV. Dla kabli układanych w ziemi nie stosować przekrojów mniejszych niż 1,5 mm<sup>2</sup> (obwody sygnalizacyjne) oraz 2,5 mm<sup>2</sup> (obwody zasilające).  
Zaciski probiercze instalacji piorunochronnej i sieci uziomowej należy oznaczać trwałymi oznacznikami (numerowymi).
- 3.13.22.** Przeciwpowozarowy wyłącznik prądu powinny sygnalizować swoje położenie w systemach wizualizacji i sterowania oraz kontroli i nadzoru.

### 3.14. Kolorystyka nowo budowanych obiektów

W przypadku, gdy nie ma przeciwwskazań urbanistycznych, dla poszczególnych elementów stacji powinny być zastosowane następujące kolory:

	elewacja	stolarka	inne elementy (kratki went., rynny itp.)	dach	ogrodzenie
kontener blaszany	RAL 7035	RAL 7035	RAL 7035	RAL 7035	RAL 6018
elewacja z kamyczka nat.	naturalny kolor kamyczka	RAL 7035	RAL 7035	RAL 7035	RAL 6018
budynek murowany	RAL 7035	RAL 7040	RAL 7040	RAL 7040	RAL 6018

Andrzej  
Kolasa

Elektronicznie podpisany  
przez Andrzej Kolasa  
Data: 2021.06.09  
15:48:18 +02'00'

## **1. Wymagania ogólne**

- 1.1.** Należy zaprojektować skuteczny system ochrony przeciwkorozyjnej gazociągu wraz z zespołami zaporowo-upustowymi (ZZU), obejmujący ochronę bierną, ochronę katodową i (jeśli wystąpi taka potrzeba) ochronę przed oddziaływaniem prądu przemiennego, zgodnie ze standardami technicznymi:
  - ST-IGG-0601 *Ochrona przed korozją zewnętrzną stalowych gazociągów lądowych - Wymagania funkcjonalne i zalecenia*,
  - ST-IGG-0602 *Ochrona przed korozją zewnętrzną gazociągów stalowych układanych w ziemi - Ochrona katodowa - Projektowanie, budowa i użytkowanie*z uwzględnieniem specyficznych wymagań szczegółowych, podanych w dalszych punktach, które są uszczegółowieniem, uzupełnieniem wymagań lub wyborem rozwiązań spośród zalecanych lub podanych jako przykłady w ww. standardach.
- 1.2.** Należy zaprojektować skuteczną ochronę przed korozją elementów technologicznych obiektów śluz.
- 1.3.** Dla uzbrojenia podziemnego, jeśli zagrożenie korozyjne w miejscu lokalizacji obiektu będzie średnie lub wysokie, oprócz ochrony biernej należy zaprojektować ochronę katodową.
- 1.4.** Zawartość projektu wykonawczego gazociągu w zakresie ochrony przed korozją, z wyłączeniem ochrony katodowej i ochrony przed oddziaływaniem prądu przemiennego powinna być zgodna z załącznikiem B standardu ST-IGG-0601.
- 1.5.** Zapisy i rysunki dotyczące biernej ochrony przed korozją mogą być ujęte w formie oddzielnego tomu projektu wykonawczego.
- 1.6.** Zawartość projektu branżowego ochrony katodowej i ewentualnie ochrony gazociągu przed oddziaływaniem prądu przemiennego powinna być zgodna z załącznikiem C standardu ST-IGG-0602.
- 1.7.** Założenia i szczegółowe rozwiązania ochrony przeciwkorozyjnej powinny być uzgadniane ze służbami ochrony przeciwkorozyjnej GAZ-SYSTEM.

## **2. Wymagania szczegółowe**

### **2.1. Prace wstępne**

- 2.1.1.** W pierwszej kolejności należy rozpoznać zagrożenie korozją AC i ustalić koncepcję zabezpieczenia przed korozją tego rodzaju (jeśli będzie ona konieczna), w tym rozmieszczenie monobloków izolujących. Ochronę katodową projektować po ustaleniu koncepcji ewentualnego zabezpieczenia przed korozją AC i po ustaleniu lokalizacji monobloków izolujących (w tym – monobloków nie związanych z zabezpieczeniem przed korozją AC).
- 2.1.2.** Na mapach topograficznych w skali 1:10 000 lub 1:25 000 (po uzgodnieniu z GAZ-SYSTEM powinny być zaznaczone trasy napowietrznych linii WN mogących oddziaływać na projektowany gazociąg. Na mapach powinna być zaznaczona lokalizacja innych obiektów posiadających ochronę

katodową (m.in. gazociągów, ropociągów, zbiorników), które krzyżują się, przebiegają równolegle lub znajdują się w bliskiej odległości od projektowanego gazociągu.

**2.1.3.** Należy przeprowadzić rozpoznanie zagrożenia korozyjnego na trasie projektowanego gazociągu wg zakresu określonego w B.1 pkt 1 standardu ST-IGG-0601. Należy wykonać odpowiednie pomiary zagrożenia korozyjnego co najmniej wg pkt 10.1 standardu ST-IGG-0602:2013, z uwzględnieniem kryteriów wg PN-EN 12501-2. Wyniki oceny należy zestawić w formie dokumentu wg Formularza nr 1 lub podobnego.

**2.1.4.** Ocenę ryzyka korozji w miejscach lokalizacji obiektów śluz przeprowadzić zgodnie z PN-EN 12501-1 i PN-EN 12501-2.

**2.1.5.** Należy przeprowadzić ocenę oddziaływań mechanicznych środowiska na trasie projektowanego, przebudowywanego i remontowanego gazociągu w celu dobrania właściwych powłok izolacyjnych. Dla odcinków układanych techniką HDD niezbędne jest przeprowadzenie dokładnego rozpoznania struktury geologicznej na trasie przewiertu.

## **2.2.** Wymagania dotyczące biernej ochrony przed korozją

**2.2.1.** Gazociąg powinien być zaprojektowany z rur pokrytych zewnętrznymi fabrycznymi powłokami izolacyjnymi 3LPE (3LPP) odpowiedniej klasy zgodnie z normą PN-EN ISO 21809-1, na podkładzie FBE. Dla powłok rur wymagane jest świadectwo 3.1 zgodne z PN-EN 10204.

**2.2.1.1** Rury przewodowe układane w wykopach powinny być pokryte (na zewnętrznych powierzchniach) fabrycznymi trójwarstwowymi powłokami 3LPE, na podkładzie FBE, klasy zależnej od środowiska, jednakże nie niższej niż 2 (A2 lub B2), w tym na odcinkach, na których występują kamienie – klasy 3 (A3 lub B3) wg PN-EN ISO 21809-1.

**2.2.1.2** Rury przewodowe układane w rurach osłonowych, niezależnie od tego, czy rury osłonowe będą wypełnione masą izolacyjną czy nie, powinny być pokryte powłokami trójwarstwowymi 3LPE klasy 3 wg PN-EN ISO 21809-1 (na podkładzie FBE), a w przypadku rur osłonowych dłuższych niż 60 m - polipropylenowymi (3LPP) klasy C3 lub powłokami polietylenowymi (3LPE) z HDPE, klasy B3 wg PN EN ISO 21809-1.

**2.2.2.** Dla nowobudowanych, przebudowywanych i remontowanych gazociągów o średnicy DN 300 i powyżej rury na przewody gazowe stosowane na części liniowej powinny być zabezpieczone od wewnątrz powłoką izolacyjną epoksydową o grubości  $100\ \mu\text{m} \div 140\ \mu\text{m}$ , zgodną z PN-EN 10301.

**2.2.3.** Potączenia spawane rur produktowych układanych w wykopach powinny być zabezpieczone opaskami termokurczliwymi na podkładzie epoksydowym, kl. C wg PN-EN 12068 lub 14B wg PN-EN ISO 21809-3, lecz o wymaganej przyczepności opasek do stali – co najmniej 7 N/mm. Patrz pkt 2.2.12. W przypadku rur, w których naprężenia w ściankach będą mniejsze niż 60% minimalnej normatywnej granicy plastyczności  $R_{t0.5}$  dopuszcza się, w ograniczonym zakresie, po uzyskaniu uprzedniej zgody Zamawiającego, zabezpieczenie potąceń spawanych rur powłokami nawojowymi

(taśmowymi) polimerowymi "na zimno" klasy C wg PN-EN 12068 lub typu 12 wg ww. PN-EN ISO 21809-3:2016, lecz o przyczepności do stali co najmniej 4 N/mm; w przypadku rur DN  $\geq$  500 powinny to być powłoki dedykowane do nakładania na rury o dużych średnicach. W przypadku konieczności (gdy zajdzie taka potrzeba) izolowania połączeń rur w warunkach przepływającego gazu - stosować systemy uzyskujące przyczepność w warunkach występowania na powierzchni rury wilgoci kondensacyjnej, odtwarzające trójwarstwową strukturę powłoki, np.: na przygotowaną powierzchnię nałożyć warstwę żywicy epoksydowej, którą można nakładać na wilgotne powierzchnie, o grubości co najmniej 300  $\mu$ m. Po związaniu zszorstkować powierzchnię. Następnie, po odpyleniu powierzchni i pokryciu primerem - nałożyć zestawy taśmowe polimerowe przeznaczone do stosowania na rurach o dużych średnicach i uzyskujące przyczepność w warunkach występowania na powierzchni rury wilgoci kondensacyjnej. Jeśli za pomocą udokumentowanych pomiarów zostanie potwierdzone, że temperatura ścianki rurociągu jest trwale (odpowiednio długo) wyższa o co najmniej 3 °C od temperatury punktu rosy otaczającego powietrza, to wówczas możliwe jest stosowanie do izolowania połączeń rur materiałów i sposobów, jak dla warunków bez przepływającego gazu. W przypadku rur przewodowych układanych w rurach osłonowych do izolacji połączeń spawanych należy stosować wyłącznie opaski na podkładzie epoksydowym kl. C wg PN-EN 12068 lub typu 14B (14D) wg PN-EN ISO 21809-3. Zaznaczyć w projekcie, że izolacyjne płozy rury produktowej nie mogą być montowane na połączeniach spawanych oraz na styku z opaską termokurczliwą.

- 2.2.4.** Łuki gięte na gorąco powinny być pokryte fabrycznymi powłokami poliuretanowymi PUR wg PN-EN 10290, na podkładzie FBE, typu 3, klasy B, lecz o grubości nie mniejszej niż 2 mm.
- 2.2.5.** Łuki zimno gięte powinny być pokryte fabrycznymi powłokami, pokryte powłokami poliuretanowymi PUR wg PN-EN 10290, typu 3, klasy B, lecz o grubości nie mniejszej niż 2 mm; w przypadku łuków zimno giętych o odpowiednio dużym promieniu dopuszcza się wykonanie z rur pokrytych powłoką 3LPE klasy 3 wg PN-EN ISO 21809-1 na podkładzie epoksydowym FBE. Powłoki izolacyjne kształtek, kolektorów i zbiorników kondensatu i innych elementów podziemnych powinny być pokryte powłokami poliuretanowymi klasy B, lecz o grubości nie mniejszej niż 2 mm, typ 3 wg PN-EN 10290.
- 2.2.6.** Dla łuków i kształtek o średnicy do DN 150 włącznie dopuszcza się wykonanie powłoki izolacyjnej na placu budowy. Jeżeli naprężenia w ich ściankach będą mniejsze niż 60 % minimalnej, normatywnej granicy plastyczności - powłoki izolacyjne można wykonać za pomocą wypełniaczy butylkauczukowych i systemu nawojowego z taśm polimerowych, z wewnętrzną taśmą samowulkanizującą, klasy C wg PN-EN 12068 lub typu 12 wg PN-EN ISO 21809-3, z tym, że przyczepność do stali wewnętrznej taśmy nie powinna być mniejsza niż 4 N/mm.
- 2.2.7.** Wykonywane na placu budowy powłoki podziemnych weldoletów i przyległych fragmentów rur powinny zawierać warstwy żywiczne.

W warunkach bez przepływającego gazu mogą być wykonywane materiałami, takimi jak np. żywice/kity poliuretanowe. W warunkach z przepływającym gazem wykonywać z zastosowaniem masy dedykowanej do aplikacji na wilgotne powierzchnie, np. odpowiedniej żywicy epoksydowej. Możliwe jest stosowanie systemu mieszanego, np.: systemu składający się z odpowiedniej masy (żywicy), którą można aplikować na wilgotne powierzchnie, i poliuretanu naprawczego (wypełnić oczyszczony i wyrównany ubytek żywicą, po związaniu wypełnić pozostałą część ubytku poliuretanem naprawczym).

- 2.2.8.** Na króćcach, odgałęzieniach, fittingach, w ściankach których naprężenia będą  $\geq 60$  % dolnej normatywnej granicy plastyczności – powinny być stosowane powłoki żywiczne lub zawierające warstwy żywiczne (np. pokrycie powierzchni zagrożonego fragmentu tej części składowej warstwą żywiczną przed nałożeniem powłoki z mastyki i taśm).
- 2.2.9.** Do napraw defektów w powłokach fabrycznych należy dobrać materiały kompatybilne z tymi powłokami, odpowiednie do wielkości defektów i warunków wykonywania napraw (z/bez przepływającego gazu).
- 2.2.10.** W przypadku budowy skrzyżowania gazociągu z przeszkodą terenową techniką Direct Pipe lub techniką przewiertu kierunkowego (HDD), w zależności od wyników rozpoznania geologicznego, należy dobrać powłoki i ewentualne dodatkowe zabezpieczenia wg standardu ST-IGG-0601.
- 2.2.11.** Odcinki gazociągu montowane pod przeszkodami terenowymi bezwykopowo, bez stosowania rur osłonowych lub przejściowych, powinny być pokryte powłokami 3LPP klasy C3 lub grubszymi, w zależności od zagrożeń i długości skrzyżowania.
  - 2.2.11.1.** Dla połączeń spawanych należy dobrać systemy izolacyjne dedykowane dla technologii bezwykopowych, np. wzmocnione (fabrycznie) opaski termokurczliwe na podkładzie epoksydowym, odpowiednio zabezpieczone na krawędziach, lub inne systemy, dedykowane dla takiej technologii układania.
  - 2.2.11.2.** Możliwe jest stosowanie powłok i zabezpieczeń, tak jak w przypadku odcinków układanych techniką HDD/DP.
- 2.2.12.** Rury, w ściankach których naprężenia będą większe lub równe 60 % minimalnej normatywnej granicy plastyczności  $R_{t0.5}$ , w celu zmniejszenia ryzyka naprężeniowego pęknięcia korozyjnego – powinny być pokryte powłokami zgodnymi z PN-EN ISO 21809-1 (3LPE/3LPP) klasy 3 z podkładem epoksydowym FBE o grubości minimum 200  $\mu\text{m}$ .
  - 2.2.12.1.** Łuki powinny być pokryte powłokami poliuretanowymi typu 3, klasy B, lecz o grubości nie mniejszej niż 2 mm wg PN-EN 10290, powłokami epoksydowymi klasy C wg PN-EN 10298 lub nakładanymi w izolerniach na uformowane łuki powłokami 3LPE z warstwą epoksydu FBE o grubości co najmniej 200  $\mu\text{m}$ .
  - 2.2.12.2.** Do izolacji połączeń spawanych wykonywanych na placu budowy należy stosować opaski termokurczliwe trójwarstwowe typu 14B1, 14B2 lub 14C wg PN-EN ISO 21809-3 z warstwą

epoksydu o rekomendowanej w tej normie grubości nie mniejszej niż 150 µm w przypadku żywicy i 200 µm w przypadku FBE.

- 2.2.12.3.** Należy dodatkowo przy projektowaniu nowobudowanych gazociągów lub remontów uwzględnić wymagania podane w standardzie ST-IGG-0601.
- 2.2.13.** Armatura do zabudowy podziemnej powinna być pokryta powłokami poliuretanowymi o grubości co najmniej 2 mm, spełniającymi wymagania określone w aktualnej Instrukcji PE-DY-I26, Załącznik nr 2 dla zaworów kulowych i Załącznik nr 3 dla zasuw klinowych. Ponadto izolacyjne osłony przedłużaczy pokręteł zasuw powinny być w wykonaniu wodoszczelnym.
- 2.2.14.** Fittingi montowane pionowo – izolować systemem izolacyjnym, składającym się z masy wypełniającej na bazie amorficznych poliolefin i z taśmy osłony mechanicznej, lub innym systemem umożliwiającym w przyszłości łatwy demontaż. Fittingi montowane poziomo – izolować masą butylkauczukową i systemem nawojowym z wewnętrzną taśmą samowulkanizującą, klasy C wg PN-EN 12068 lub typu 12 wg PN-EN ISO 21809-3, z tym, że przyczepność do stali wewnętrznej taśmy nie powinna być mniejsza niż 4 N/mm. Natomiast izolacja kołnierzy powinna być tak dobrana, aby umożliwić łatwe i szybkie jej usunięcie w przypadku ponownego montowania urządzeń do stopowania przepływu. Patrz pkt 2.2.8.
- 2.2.15.** Do zabezpieczenia rur na przejściach „ziemia – powietrze” (jeśli takie przejścia będą występować) do wysokości co najmniej 40 cm nad powierzchnię terenu/podłogi zaprojektować powłoki poliuretanowe kl. B, typ 3 wg PN-EN 10290 lub inne zabezpieczenia wg ST-IGG-0601. Jeśli ta powłoka poliuretanowa nie będzie odporna na UV, to należy ją pokryć w części nadziemnej farbą nawierzchniową poliuretanową. Kolor zabezpieczenia – czarny. Grubość powłoki poliuretanowej w części nadziemnej nie powinna przekraczać 1500 µm, a nadziemny koniec powinien być sfazowany. W przypadku przekroczenia grubości na pierścieniu powłoki o długości 100 mm poniżej górnego końca powłoki – zeszlifować.
- 2.2.16.** Rurę w części podziemnej i w kolumnie betonowej należy wykonać z rury stalowej w izolacji fabrycznej trójwarstwowej z polietylenu wytłaczanego 3LPE klasy A3 lub B3 zgodnie z PN-EN ISO 21809-1 (na podkładzie FBE).
- 2.2.16.1.** Izolację 3LPE należy wyprowadzić ponad powierzchnię betonu na wysokość co najmniej 15 cm.
- 2.2.16.2.** Do zabezpieczenia odcinków rur na przejściach „betonowa kolumna wentylacyjna/wydmuchowa – powietrze” zaleca się zabezpieczyć „kielichem” nachodzącym od góry na powłokę fabryczną, wykonanym/należonym z elastycznego poliuretanu. Kielich powinien pokrywać odcinki rury na długościach co najmniej po 70 mm na izolacji fabrycznej i na rurze powyżej, łącznie co najmniej 140 mm.
- 2.2.17.** Dla miejsc styków nadziemnych układów rurowych z podporami powinny być zaprojektowane odpowiednie zabezpieczenia przeciwkorozyjne układów rurowych w tych miejscach. Rura w miejscu styku powinna być pokryta



powłoką poliuretanową o grubości nie mniejszej niż 1,5 mm. Pomiędzy łóżem podpory a rurą powinna być umieszczona przekładka izolacyjna.

**2.2.18.** Dla stalowych rur osłonowych (jeśli ich zastosowanie jest nieodzowne) należy dobrać powłoki izolacyjne, odpowiednie do sposobu montażu rury osłonowej:

- układanej w wykopie otwartym - jak w przypadku przewodu gazowego układanego w wykopie otwartym, rury powinny być zaizolowane wg 2.2.1.1. a wszystkie połączenia spawane powinny być zaizolowane wg pkt 2.2.3.,
- preciskanej pod przeszkodą wg pkt 2.2.11,
- należy uwzględnić wymagania podane w standardzie ST-IGG-0601.

**2.2.19.** W przypadku rur osłonowych usytuowanych w terenie trudno dostępnym, np. w głębi gruntów rolniczych, na dużych głębokościach (powyżej 3 m), na skrzyżowaniach z zelektryfikowanymi liniami kolejowymi, w terenach szczególnie zagrożonych korozją (bagna, torfowiska), w miejscach nadmiernego oddziaływania prądu AC, należy zaprojektować wypełnienia rur osłonowych specjalną masą izolacyjną. Należy uwzględnić wymagania podane w standardzie ST-IGG-0601.

**2.2.20.** W przypadku rur osłonowych usytuowanych w terenie łatwo dostępnym, np. pod drogami (jeśli te rury są nieodzowne), wypełnień izolacyjnych nie należy projektować. Należy przewidzieć jednak zabezpieczenia przeciwkorozyjne wg standardu ST-IGG-0601.

**2.2.21.** Masa izolacyjna stosowana do wypełnienia rury osłonowej powinna spełniać poniższe wymagania:

- być dedykowana do wypełniania rur osłonowych/ochronnych gazociągów,
- skład masy powinien być oparty na syntetycznych poliolefinach,
- nie może być substancją/preparatem niebezpiecznym w rozumieniu ustawy z dnia 25 lutego 2011 r. o *substancjach chemicznych i ich mieszaninach*,
- w przypadku niezamierzonego przedostania się materiału do środowiska i braku możliwości zebrania go, powstały odpad nie będzie odpadem niebezpiecznym,
- być odporna na działanie bakterii tlenowych i beztlenowych oraz drożdży,
- temperatura zapłonu masy nie może być niższa niż 100 °C,
- nie może reagować ze stalą i materiałami izolacyjnymi (bitumicznymi, polietylenowymi i in.),
- posiadać dobre własności izolacyjne, rezystywność materiału co najmniej  $10^8 \Omega m$ ,
- mieć trwałość przez okres co najmniej 30 lat,
- mieć wysoką adhezję do stali i materiałów izolacyjnych; ewentualne rozerwanie, np. w wyniku skurczu powinno następować w objętości, wewnątrz masy, a nie na styku z powierzchnią rury przewodowej i wewnętrzną powierzchnią rury osłonowej,
- mieć zdolność wypełniania szczelin, defektów izolacji i porów,
- po wypełnieniu rury powinna mieć konsystencję smaru/pasty,



- charakteryzować się niezmiennością parametrów w zakresie temp.  $(-15 \div +30) ^\circ\text{C}$ ,
  - posiada własności inhibitowania korozji,
  - dla materiału powinien być wydany atest higieniczny PZH.
- 2.2.22.** Przed wypełnieniem masą izolacyjną rurę osłonową należy wyczyścić i wysuszyć (patrz 2.2.23.6).
- 2.2.23.** Izolacja zewnętrzna rury przewodowej umieszczonej w rurze osłonowej musi być szczelna, a wewnętrzne połączenie elektryczne (galwaniczne i/lub elektrolityczne) pomiędzy stalową rurą osłonową a ułożoną w niej rurą produktową są niedopuszczalne. Brak połączenia elektrolitycznego jak i galwanicznego powinien być wykazany po włożeniu rury produktowej do osłonowej przed połączeniem rury produktowej z gazociągiem. W przypadku stwierdzenia któregoś z połączeń, Wykonawca zobowiązany jest zdemonstrować rurę produktową, usunąć przyczyny zwarcia (elektrolitycznego i/lub galwanicznego) i ułożyć rurę produktową ponownie.
- 2.2.23.1.** W przypadku braku zapewnienia szczelności Wykonawca gazociągu zobowiązany jest wypełnić rurę osłonową masą izolacyjną. Brak połączenia elektrolitycznego (i galwanicznego również) pomiędzy rurami powinien być wykazany po zasypaniu oraz po przeprowadzeniu prób ciśnieniowych układu, z wykorzystaniem punktu pomiarów elektrycznych.
- 2.2.23.2.** W projekcie należy określić kryteria braku połączeń galwanicznych i elektrolitycznych pomiędzy stalową rurą osłonową a przewodem gazowym.
- 2.2.23.3.** Jeśli po zasypaniu układu okaże się, że występuje wewnętrzne połączenie galwaniczne pomiędzy stalową rurą osłonową a umieszczoną w niej rurą produktową, to Wykonawca zobowiązany jest zdemonstrować rurę produktową i ułożyć ją ponownie, prawidłowo.
- 2.2.23.4.** Jeśli po zasypaniu układu okaże się, że występuje połączenie elektrolityczne pomiędzy stalową rurą osłonową nie wypełnioną masą izolacyjną a umieszczoną w niej rurą produktową, to Wykonawca zobowiązany jest osuszyć pierścieniową przestrzeń międzyrurową i wypełnić ją masą izolacyjną.
- 2.2.23.5.** Jeśli po zasypaniu układu okaże się, że występuje połączenie elektrolityczne pomiędzy stalową rurą osłonową wypełnioną masą izolacyjną a umieszczoną w niej rurą produktową (pomimo wypełnienia przestrzeni międzyrurowej masą izolacyjną), to Wykonawca zobowiązany jest opróżnić rurę osłonową, skorygować ułożenie, osuszyć przestrzeń pierścieniową i wypełnić masą izolacyjną na nowo.
- 2.2.23.6.** Przed aplikacją masy izolacyjnej w każdym przypadku pierścieniowa przestrzeń międzyrurowa powinna zostać osuszona do stopnia suchości wyrażającego się temperaturą punktu rosy powietrza opuszczającego rurę otaczającą  $\leq -22 ^\circ\text{C}$  lub niższą, lub przez odpowiednio długi okres czasu, jeśli będzie to niezbędne

w celu usunięcia wewnętrznego połączenia elektrolitycznego pomiędzy rurami. Suszenie prowadzić przez odpowiednio długi czas poprzez nadmuch suchego powietrza o temperaturze punktu rosy na wejściu do rury osłonowej -40 °C lub niższej. Przed aplikacją masy brak wewnętrznych połączeń elektrycznych pomiędzy rurą produktową a stalową rurą osłonową należy potwierdzić za pomocą odpowiednich pomiarów elektrycznych. Po uzyskaniu stanu wymaganego osuszenia wnętrza rury osłonowej/braku połączeń elektrolitycznych aplikacja masy powinna nastąpić niezwłocznie lub do momentu rozpoczęcia aplikacji suszenie powinno być kontynuowane ze zmniejszoną mocą, przy zachowaniu wymogów temperaturowych.

- 2.2.24.** Należy przewidzieć obsypkę piaskową dla podziemnych elementów technologicznych ZZU, obiektów śluz, nie przeznaczonych do ochrony katodowej, jeżeli grunt rodzimy będzie inny niż piaszczysty.
- 2.2.25.** Układanie gazociągów w obsypce piaskowej powinno być stosowane tam, gdzie jest ona konieczna z punktu widzenia ochrony przeciwkorozyjnej gazociągu (np. zagrożenie przed korozją wywołaną prądem AC) i mechanicznej ochrony powłoki.
- 2.2.26.** Dla naziemnych elementów technologicznych należy dobrać powłoki malarskie z farb epoksydowych i poliuretanowych, o dużej zawartości składników nietłotnych.
  - 2.2.26.1.** Całkowita grubość systemu powłokowego powinna mieścić się w granicach 250 µm – 300 µm.
  - 2.2.26.2.** Grubość epoksydowych warstw podkładowych (gruntu i międzywarstwy) nie powinna być mniejsza niż 180 µm.
  - 2.2.26.3.** W projekcie należy wskazać przykładowe systemy malarskie, podać ilości i grubości poszczególnych warstw, określić podstawowe wymagania dotyczące aplikacji powłok oraz wymagania dot. dokumentowania i odbioru powłok.
  - 2.2.26.4.** o dużej trwałości (co najmniej 15 lat), np. odpowiednik systemu wg PN-EN ISO 12054-5:2018: C4.07 o grubości 300 µm, C4.11 o grubości 260 µm, ewentualnie C4.06 o grubości 240 µm.
  - 2.2.26.5.** Dla warunków morskich dobrać systemy adekwatne dla takich warunków.
- 2.2.27.** Zaleca się, aby przestrzeń między kołnierzami złączy naziemnych zabezpieczać masą izolacyjną.
- 2.2.28.** W projekcie należy zawrzeć zapis, iż „Przed przystąpieniem do robót w zakresie ochrony biernej Wykonawca prac jest zobowiązany do uzgodnienia z GAZ-SYSTEM materiałów izolacyjnych oraz technologii izolowania części podziemnej i technologii malowania części nadziemnej.”

### **2.3. Kryteria odbiorowe izolacji „po zasypaniu”**

- 2.3.1.** Kryteria odbiorowe powłoki izolacyjnej „po zasypaniu” należy ustalać stosownie do zagrożenia korozyjnego występującego na trasie gazociągu, z

uwzględnieniem wymagań określonych w pkt 2.3.2. Powinny być tak ustalone, aby:

- uzyskać skuteczną ochronę katodową w defektach powłoki izolacyjnej przy potencjałach załączeniowych, które nie będą bardziej ujemne niż -1,3 V względem siarczano-miedzianej elektrody odniesienia - CSE (dalej zwaną CSE) - Patrz pkt 2.3.2.10,
- zbędne było wykonywanie pomiarów intensywnych w badaniach skuteczności ochrony katodowej,
- uzyskać ograniczenie oddziaływań prądów błędzących, skuteczną ochronę przed oddziaływaniami prądów AC i innymi zagrożeniami korozyjnymi, zminimalizować ryzyko naprężeniowych pęknięć korozyjnych,
- możliwy był zdalny monitoring ochrony katodowej II stopnia,
- możliwe było zdalne monitorowanie ewentualnych ingerencji stron trzecich naruszających izolację gazociągu,

**2.3.2.** Wstępnie należy przyjąć, niżej wymienione wymagania.

**2.3.2.1.** Natężenie prądu polaryzacji katodowej projektowanego odcinka gazociągu, o długości 60 km, z wyłączeniem odcinków HDD/Direct Pipe wydzielonych monoblokami izolującymi, do potencjału załączeniowego  $E_{on} = -1,3$  V względem CSE, nie powinno być większe niż dopuszczalny pobór prądu podany w Tablicy 1, lub rezystancja przejścia nie powinna być mniejsza lub jednostkowa rezystancja przejścia nie powinna być mniejsza niż wartości określone w Tablicy 1. Patrz pkt 2.3.2.10.

**Tabela 1 – Dopuszczalne pobory prądu polaryzacji katodowej (przy  $E_{on} = -1,3$  V wzgl. CSE), wymagane rezystancje przejścia i jednostkowe rezystancje przejścia dla odcinka gazociągu długości 60 km**

Średnica nominalna rurociągu DN [mm]	Dopuszczalny pobór prądu [mA]	Wymagana rezystancja przejścia $R_{co, co}$ najmniej [ $\Omega$ ]	Wymagana jednostkowa rezystancja przejścia $r_{co, co}$ najmniej [ $\Omega m^2$ ]
100	0,5	650	$1,4 \times 10^7$
150	0,5	610	$1,9 \times 10^7$
200	0,5	570	$2,4 \times 10^7$
250	0,6	540	$2,8 \times 10^7$
300	0,7	510	$3,2 \times 10^7$
400	0,8	470	$3,7 \times 10^7$
500	0,85	430	$4,2 \times 10^7$
700	1	370	$5,0 \times 10^7$
1000	1,2	310	$5,9 \times 10^7$

W przypadku krótszych ocenianych odcinków gazociągów kryteria przelicza się proporcjonalnie: prądowe „w dół”, a rezystancję

przejścia „w górę”; jednostkowa rezystancja przejścia pozostaje bez zmian.

Kryteria obejmują pododcinki HDD/Direct Pipe nie wydzielone monoblokami izolującymi oraz odcinki przeciskane/przewiercane pod przeszkodami, zawarte w ocenianym odcinku.

Pomiar należy wykonać po zakończeniu prac montażowych, w tym punktów pomiarów elektrycznych oraz po zasypaniu gazociągu – przed elektrycznym połączeniem z odcinkami sąsiednimi.

W przypadku niespełnienia kryterium Wykonawca gazociągu zobowiązany jest do ustalenia/zlokalizowania przyczyn tego stanu oraz ich usunięcia własnym kosztem i staraniem. Technologię badań lokalizujących przyczyny (np. defekty w powłoce izolacyjnej), w których stosowana będzie polaryzacja katodowa, Wykonawca powinien uzgodnić ze służbą ochrony antykorozyjnej GAZ-SYSTEM.

**2.3.2.2.** Rezystancja przejścia jakiegokolwiek pododcinka pomiędzy kolejnymi punktami PIs/monoblokami nie powinna być mniejsza niż  $670 \Omega$  (o ile nie jest wymagana na takim pododcinku całkowita szczelność powłoki).

**2.3.2.3.** Jeśli wystąpią odcinki gazociągu o wymaganej pełnej szczelności powłoki izolacyjnej (bezdefektowości) po zasypaniu, to należy wstępnie przyjąć, że jednostkowa rezystancja przejścia takiego odcinka wstępnie powinna spełniać wymaganie  $r_{co} \geq 10^8 \Omega m^2$ . (Pomiar należy wykonać po zakończeniu prac montażowych, w tym punktów pomiarów elektrycznych, oraz po zasypaniu odcinka gazociągu – przed przyłączeniem do odcinków sąsiednich).

**2.3.2.3.1.** Odcinki gazociągów, dla których wymagana jest szczelność powłoki izolacyjnej „po zasypaniu”:

**2.3.2.3.1.1.** na obszarach skrzyżowań gazociągu z zelektryfikowanymi liniami kolejowymi (ok. 500 m przed i 500 m za skrzyżowaniem) oraz na obszarach zagrożenia korozją przeniennoprądową, jeśli jako zabezpieczenie przed tym rodzajem korozji przyjęto bezdefektowe powłoki izolacyjne patrz pkt 2.3.2.10.3;

**2.3.2.3.1.2.** gazociągi o długościach nie większych niż 1 km, odgałęziające się od istniejących gazociągów, pokrytych powłokami izolującymi złej jakości/zdegradowanymi, dla których na początku projektowanego gazociągu nie przewidziano monobloku izolującego;

- 2.3.2.3.1.3.** nowe odcinki gazociągów, które będą włączone do gazociągów istniejących (np. tzw. „przekładki”) bez zastosowania łączycy izolujących;
  - 2.3.2.3.1.4.** dla tych odcinków projektowanego gazociągu, które przebiegać będą przez obszary oddziaływań stożków potencjałowych istniejących uziomów anodowych;
  - 2.3.2.3.1.5.** na odcinkach zbliżeń i skrzyżowań z obcymi rurociągami chronionymi katodowo po rozważeniu mogą być wymagane szczelne powłoki;
  - 2.3.2.3.1.6.** dla odcinków, które będą układane w terenie o dużym potencjalnym zagrożeniu korozją mikrobiologiczną należy rozważyć i ewentualnie przewidzieć szczelną powłokę;
  - 2.3.2.3.1.7.** odcinki układane w rurach otaczających i mikrotunelach;
  - 2.3.2.3.1.8.** obiekty śluz bez ochrony katodowej.
- 2.3.2.3.2.** W przypadku odcinków lub segmentów zawierających odcinki, w ściankach których naprężenia będą  $\geq 60\%$  dolnej granicy plastyczności, zakres wymaganych szczelnych powłok izolacyjnych powinien być odpowiednio rozszerzony, np. w związku ze skrzyżowaniami z zelektryfikowanymi liniami kolejowymi, aby ograniczyć ryzyko naprężeniowych pęknięć korozyjnych SCC. Patrz pkt 2.3.2.10.
- 2.3.2.4.** Natężenie prądu polaryzacji katodowej odcinka układanego technologią HDD/Direct Pipe, niezagrożonego korozją AC, do potencjału załączeniowego  $E_{on} = -1,3 \text{ V}$  względem CSE, nie powinno być większe niż  $500 \mu\text{A}$ . Kryterium odbiorowe odcinków układanych techniką mikrotunelu rury produktowej – jak w pkt 2.3.2.5. Kryterium może ulec zmianie w zależności od ilości odcinków. Dla rur układanych techniką HDD/Direct Pipe. Pomiar należy przeprowadzić przed połączeniem tego odcinka z odcinkami sąsiednimi. W przypadku niespełnienia kryterium odbiorowego na odcinku ułożonym techniką HDD/Direct Pipe lub mikrotunelu rury produktowej i braku technicznych możliwości naprawy powłoki, Wykonawca robót zobowiązany jest do wydzielenia tego odcinka złączami izolującymi (jeśli nie były przewidziane w projekcie), zaprojektowania i wykonania indywidualnej ochrony katodowej tego odcinka oraz ewentualnie odcinków „odciętych” od źródła ochrony katodowej oraz wykazania, iż spełnione są kryteria ochrony katodowej przy zachowaniu ewentualnych ograniczeń

potencjałowych (nieprzekraczalnie potencjału krytycznego), jeśli takie zostały określone – własnym kosztem i staraniem. Rozwiązania projektowe ochrony katodowej i technika stwierdzania skuteczności ochrony katodowej powinny być uzgodnione ze służbą ochrony antykorozyjnej GAZ-SYSTEM.

Jeśli wystąpi konieczność wydzielenia odcinka gazociągu ułożonego techniką HDD/Direct Pipe/mikrotunelingu rurą produktową monoblokami, które nie były przewidziane w projekcie, wówczas należy wzdłuż odcinka HDD przeciągnąć linię kablową bocznikującą, o przekroju co najmniej 16 mm<sup>2</sup> Cu.

Jeśli odcinek gazociągu układany techniką HDD/Direct Pipe, mikrotunelingu rurą produktową, a także odcinek przeciskany/przewiercany pod przeszkodą terenową (patrz pkt 2.3.2.5) byłby zagrożony korozją AC lub nadmierną polaryzacją katodową, a nie będzie on wydzielony monoblokami izolującymi, to powłoka izolacyjna odcinka powinna być całkowicie szczelna. Patrz pkt 2.3.2.3 i 2.3.2.9.

- 2.3.2.5.** Jednostkowa rezystancja przejścia odcinka gazociągu przeciskanego/przewiercanego pod przeszkodą terenową lub układanego techniką mikrotunelingu rurą produktową, nie powinna być mniejsza niż 10<sup>7</sup> Ωm<sup>2</sup>, jeśli nie jest wymagana szczelność (bezdefektowość) powłoki izolacyjnej. Patrz punkt 2.3.2.3 i 2.3.2.4. Pomiar należy przeprowadzić przed połączeniem tego odcinka z odcinkami sąsiednimi. Jeśli kryterium nie będzie spełnione, Wykonawca zobowiązany jest kontynuować przecisk/przewiert kolejnych rur, do momentu spełnienia kryterium.
- 2.3.2.6.** Jednostkowa rezystancja przejścia rury osłonowej względem ziemi nie powinna być mniejsza niż 10<sup>5</sup> Ωm<sup>2</sup>. Jeśli kryterium nie będzie spełnione, Wykonawca przede wszystkim powinien zlokalizować i usunąć defekty powłoki izolacyjnej rury osłonowej. Jeśli okaże się to niemożliwe, to za zgodą Zamawiającego Wykonawca zobowiązany jest własnym kosztem i staraniem wypełnić rurę masą izolacyjną i zamontować ochronę katodową zewnętrznej powierzchni rury osłonowej realizowanej za pomocą anod galwanicznych. Rodzaj masy izolacyjnej Wykonawca zobowiązany jest uzgodnić z GAZ-SYSTEM.
- 2.3.2.7.** W przypadku obiektów śluz (wydzielonych monoblokami izolującymi) natężenie pobieranego prądu polaryzacji katodowej przy potencjale załączeniowym  $E_{on} = -1,3$  V względem CSE nie powinno być większe niż 0,5 mA (w warunkach z odłączonym/odizolowanym uziemem odgromowym i przewodem PE). Jeśli kryterium nie będzie spełnione, Wykonawca gazociągu zobowiązany jest do ustalenia/zlokalizowania przyczyn tego stanu oraz ich usunięcia własnym kosztem i staraniem. Technologię badań lokalizujących przyczyny (np. defekty w powłoce izolacyjnej), w których stosowana



będzie polaryzacja katodowa, Wykonawca powinien uzgodnić ze służbą ochrony antykorozyjnej GAZ-SYSTEM.

W przypadku układów śluz, które będą elektrycznie połączone z układami technologicznymi węzłów/obiektów, pomiar powinien dotyczyć układu od monobloku oddzielającego układ od gazociągu zewnętrznego (lub przerwy powietrznej w tym miejscu) do przerwy powietrznej w miejscu przyszłego połączenia z gazociągami wewnętrznym węzła/obiektu, obejmującego także podziemną armaturę i zbiornik – po zasypaniu, w warunkach z odłączonym/odizolowanym na czas pomiaru uziemieniem odgromowym i przewodem PE.

**2.3.2.8.** Dla podziemnych układów dobudowanych do istniejących obiektów (jeśli takie wystąpią), jeżeli będzie możliwe wykonanie pomiaru po zasypaniu, przed połączeniem z istniejącym układem: natężenie prądu polaryzacji katodowej układu, do potencjału załączeniowego  $E_{on} = -1,3$  V względem CSE, nie powinno być większe niż 500  $\mu$ A. Jeżeli kryterium to nie będzie spełnione, Wykonawca gazociągu zobowiązany jest do ustalenia/zlokalizowania przyczyn tego stanu oraz ich usunięcia własnym kosztem i staraniem. Technologię badań lokalizujących przyczyny (np. defekty w powłoce izolacyjnej), w których stosowana będzie polaryzacja katodowa, Wykonawca powinien uzgodnić ze służbą ochrony antykorozyjnej GAZ-SYSTEM.

**2.3.2.9.** W przypadku tych odcinków HDD/Direct Pipe, dla których wymagane są bezdefektowe powłoki izolacyjne, w przypadku nieosiągnięcia bezdefektowości może być zastosowany tryb postępowania określony w pkt 2.3.2.4, jeśli zastosowanie monobloków izolujących, indywidualnej ochrony katodowej/ochrony przed prądem przemiennym okaże się skuteczne.

**2.3.2.10.** Jeśli gazociąg/sekcja będzie zawierać odcinki, w ściankach których naprężenia będą  $\geq 60$  % minimalnej granicy plastyczności, należy określić inne kryteria odbiorowe izolacji „po zasypaniu” odpowiednie dla zagrożenia naprężeniowym pękaniem korozyjnym (SCC). Wówczas na sekcji zawierającej takie odcinki m.in.:

**2.3.2.10.1.** Poziom izolacji gazociągu (na sekcji pomiędzy monoblokami izolującymi zawierającej takie odcinki) powinien być taki, aby skuteczną ochronę katodową gazociągu prowadzić przy potencjale załączeniowym ok. -1,2 V wzgl. CSE, bez nadmiernej polaryzacji katodowej. Kryteria odbiorowe izolacji powinny być adekwatne (należy je określić – dla sekcji gazociągu, dla odcinków HDD/Direct Pipe, odcinków w gruntach wysokooporowych/niskoporowych, odcinków przeciskanych/przewiercanych, mikrotuneli, skrzyżowań z trakcją elektryczną, w obszarach oddziaływania potencjałowych stożków anodowych i in.);



- 2.3.2.10.2.** Na odcinkach układanych w gruntach wysokooporowych (np. piaszczystych) lub/i niskooporowych (w zależności od relacji pomiędzy nimi) powłoki izolacyjne powinny być szczelne, jeśli byłoby to niezbędne w celu uniknięcia potencjałów z zakresu, w którym przebiega naprężeniowe pękanie korozyjne przy prawie obojętnym pH w gruntach wysokooporowych i jednocześnie uniknięcia nadmiernej polaryzacji katodowej w gruntach niskooporowych. W przypadku krótkich odcinków, dla których wykonanie pomiaru jednostkowej rezystancji przejścia przed przyłączeniem do odcinków sąsiednich okaże nierealne, powłokę można uznać za szczelną, jeśli wynik odpowiedniego badania wykrywającego/lokalizującego defekty (po zasypaniu) wskazuje na brak defektów (niewykrycie defektów); podczas tego badania powinien być stosowany odpowiednio silny, impulsowy sygnał detekcyjny;
- 2.3.2.10.3.** Na obszarach skrzyżowań gazociągu z zelektryfikowanymi liniami kolejowymi (ok. 1000 m przed i 1000 m za skrzyżowaniem) [oraz na obszarach zagrożenia korozją przeniennoprądową (jeśli jako zabezpieczenie przed tym rodzajem korozji przyjęto bezdefektowe powłoki izolacyjne), a także w innych miejscach, gdzie „po zasypaniu” wymagane są całkowicie szczelne (bezdefektowe) powłoki izolacyjne] – jednostkowa rezystancja przejścia  $r_{co}$  odcinka gazociągu nie powinna być mniejsza niż  $10^8 \Omega m^2$ ; patrz pkt 2.3.2.3.
- 2.3.2.10.4.** W obszarach oddziaływania anodowych stożków potencjałowych powłoki izolacyjne gazociągu powinny być szczelne (bezdefektowe,  $r_{co}$  odcinka gazociągu nie powinna być mniejsza niż  $10^8 \Omega m^2$ ).
- 2.3.3.** W projekcie należy zawrzeć zapis, iż w przypadku niespełnienia kryterium odbiorowego powłoki izolacyjnej „po zasypaniu”, Wykonawca powinien ustalić i usunąć przyczyny tego stanu własnym kosztem i staraniem.
- 2.3.4.** Rozwiązania projektowe ochrony katodowej i technika stwierdzania skuteczności ochrony katodowej powinny być uzgodnione ze służbą ochrony antykorozyjnej GAZ-SYSTEM.
- 2.3.5.** Należy rozważyć ciągłość ochrony katodowej odcinków gazociągu przed i za odcinkami układanymi techniką HDD wydzielonymi monoblokami izolującymi.
- 2.3.5.1.** Jeśli zapewnienie ciągłości („przeniesienie” z jednej strony odcinka HDD na drugą) ochrony jest zasadne, to należy zaprojektować linię kablową pomiędzy punktami pomiarowymi

przy monoblokach izolujących, np. przeciąganą razem z rurociągiem, bocznikującą odcinek HDD.

**2.3.5.2.** W przypadku odcinków HDD, dla których nie przewiduje się pierwotnie wydzielenia złączami izolującymi, dopuszcza się zaprojektowanie linii kablowej bocznikującej, np. przeciąganej razem z rurociągiem – na wypadek konieczności zapewnienia ciągłości ochrony po wydzieleniu odcinka złączami izolującymi, w wyniku nadmiernego uszkodzenia izolacji rurociągu.

**2.3.6.** Na etapie opiniowania założeń projektowych lub uzgodnień roboczych projektu, po wykonaniu badań i analiz zagrożenia korozyjnego, po ostatecznym ustaleniu trasy gazociągu i rozmieszczenia złączy izolujących oraz odcinków układanych techniką HDD/DP i/lub innymi technikami bezwykopowymi projektant powinien uzgodnić ze służbą ochrony antykorozyjnej GAZ-SYSTEM końcowe kryteria odbiorowe izolacji „po zasypaniu”, które mogą być inne niż wyżej wymienione.

#### **2.4.** Sekcjonowanie elektryczne gazociągu, monobloki izolujące

**2.4.1.** Gazociąg powinien być elektrycznie oddzielony od obiektów śluz, stacji i węzłów gazowych oraz tłoczni gazu.

**2.4.2.** Dodatkowe liniowe złącza izolujące zaleca się tak rozmieszczać, aby długości wydzielonych elektrycznie odcinków gazociągu nie były dłuższe niż ok. 60 km.

**2.4.3.** Monoblok izolujący należy zaprojektować na początku gazociągu projektowanego, jeśli będzie on wyprowadzony z gazociągu istniejącego pokrytego powłoką złej jakości/zdegradowaną, a jego długość będzie większa niż 1 km.

**2.4.3.1.** W przypadku gazociągów krótszych stosowanie monobloku izolującego nie jest konieczne, jednakże powłoka izolacyjna gazociągu nowego powinna być bezdefektowa (o jednostkowej rezystancji przejścia co najmniej  $10^8 \Omega m^2$ ), a na początku gazociągu powinien być zaprojektowany punkt pomiarowy PIs.

**2.4.3.2.** Może być zasadne zaprojektowanie monobloku izolującego na początku gazociągu o mniejszej długości, jeśli okaże się to wskazane w celu ochrony, np. przed korozją przeniennoprądową lub powodowaną przez prądy błędzące.

**2.4.4.** Ewentualne zastosowanie złączy izolujących w miejscach połączeń nowego odcinka gazociągu z gazociągiem istniejącym (np. w związku z tzw. „przekładkami”) powinno być analizowane indywidualnie, przede wszystkim w zależności od zagrożenia korozyjnego i długości takiego odcinka oraz ewentualnej potrzeby uzyskania sekcjonowania elektrycznego istniejącego gazociągu.

**2.4.5.** Należy zaprojektować złącze izolujące na końcu odcinka zagrożonego korozją naprężeniową, w odległości co najmniej ok. 32 km od tłoczni gazu.

**2.4.6.** Może być konieczne zaprojektowanie monobloków izolujących także w celu zabezpieczenia gazociągu przed korozją przeniennoprądową, jeśli wystąpi taka potrzeba (patrz pkt 5.1).

- 2.4.7.** Może być konieczne zaprojektowanie monobloków izolujących dla wydzielenia odcinka układanego techniką HDD, jeśli występuje duże ryzyko nadmiernego uszkodzenia powłoki izolacyjnej podczas przeciągania odcinka, a także gdy jest to celowe, aby zapobiec nadmiernej polaryzacji katodowej lub zagrożeniu korozją a.c.
- 2.4.8.** Rozmieszczenie monobloków izolujących na trasie gazociągu, poza obiektami śluz, stacji gazowych i węzłów, powinno być uzgodnione ze służbami ochrony antykorozyjnej GAZ-SYSTEM.
- 2.4.9.** Dobrane monobloki izolujące powinny charakteryzować się niżej wymienionymi następującymi cechami.
- 2.4.9.1.** Każdy monoblok powinien być poddany u producenta hydrostatycznej próbie wytrzymałości przy ciśnieniu próby stanowiącym iloczyn współczynnika 1,5 i ciśnienia projektowego, w czasie 5 min. Podczas próby nie należy stosować takich metod uszczelniania końcówek, które powodują ściskanie w kierunku osiowym.
- 2.4.9.2.** Każdy monoblok Po hydrostatycznej próbie wytrzymałości powinien być przez producenta sprawdzony powietrzem o ciśnieniu 5 bar przez 10 min; kryterium akceptacji: brak widocznych wycieków przy użyciu płynów pieniających się.
- 2.4.9.3.** Próba napięciowa powinna być przeprowadzana u producenta w stanie suchym napięciem prądu przemiennego (50 Hz) nie mniejszym niż 5000 V w ciągu 1 min; podczas próby nie mogą wystąpić ani wyładowania koronowe ani utrata właściwości izolacyjnych.
- 2.4.9.4.** Rezystancja skrośna monobloku mierzona w powietrzu w stanie suchym po próbie hydrostatycznej u producenta i bezpośrednio przed montażem, miernikiem izolacji o napięciu prądu stałego, nie mniejszym niż 500 V, nie powinna być mniejsza niż 1 GΩ.
- 2.4.9.5.** Co najmniej dziesięcioletnią gwarancją niezawodnej pracy, udzielonej przez producenta lub zapewnienie dziesięcioletniego, minimalnego czasu niezawodnego działania, udzielone przez producenta.
- 2.4.9.6.** Powinny być zabezpieczone podziemnymi zewnętrznymi iskiernikami do zastosowań podziemnych (znamionowy prąd udarowy (10/350), co najmniej 50 kA, znamionowy prąd wyładowczy iskiernika (8/20), co najmniej 100 kA, napięcie przemienne zadziałania z zakresu 0,5 kV <U<sub>aws</sub>2,5 kV, możliwość długotrwałej pracy przy napięciu przemiennym co najmniej 250 V).
- 2.4.9.7.** Powinny być pokryte zewnętrznymi, fabrycznymi powłokami poliuretanowymi kl. B, typ 3 wg PN-EN 10290, lecz o grubości nie mniejszej niż 2 mm.
- 2.4.9.8.** Od strony wewnętrznej powinny być również pokryte powłokami izolacyjnymi, tak jak dla wody (epoksydowymi, poliuretanowymi lub innymi), o odpowiedniej grubości (np. większej niż 500 μm); powłoki powinny być przy tym odpowiednie – izolacyjne i wytrzymałe mechanicznie, aby tłoki czyszczące i pomiarowe nie usunęły ich i

aby w przypadku namagnesowania rurociągu osiadające na wewnętrznej powierzchni monobloku zanieczyszczenia ferromagnetyczne, w tym pyły, nie powodowały wewnętrznego zwarcia monobloku. Na wewnętrznej powierzchni monobloku, szczególnie przy przekładce izolującej, nie powinny występować rowki/rysy/zagłębienia/pęknięcia, w których mogłyby się gromadzić zanieczyszczenia. Powierzchnia wewnętrzna powinna być gładka lub – na przekładce – lekko i łagodnie wypukła.

**2.4.9.9.** Minimalna długość monobloku montowanego w gazociągu, w którym będzie badany magnetycznym tłokiem pomiarowym, nie powinna być mniejsza niż 2 m dla średnic do DN 700 włącznie i 2,5 m dla średnic powyżej DN 700.

**2.4.9.10.** Monoblok powinien posiadać fabrycznie wykonane wsporniki służące do zamontowania iskiernika zewnętrznego. Wsporniki powinny być umiejscowione na tyle daleko od brzegów izolacji fabrycznej monobloku, aby można było wykonać izolację połączeń spawanych (monobloku do rurociągu) opaskami termokurczliwymi. Wsporniki iskiernika powinny być pokryte fabrycznie powłoką. Izolacja punktów przyłączeń iskiernika ze wspornikami powinna być odpowiednia, szczelna, demontowalna i nie powinna ulegać rozszczelnianiu przy np. ruchach kabli iskiernika. Rozwiązania powinny umożliwiać wymianę iskiernika, gdy zajdzie taka potrzeba i odtwarzanie izolacji punktów przyłączeń.

**2.4.9.11.** Dla każdego monobloku powinna być wydana deklaracja zgodności wg PN-EN ISO/IEC 17050-1, na zgodność monobloku z zatwierdzonym typem oraz świadectwo kontroli wg PN-EN 10204, przez upoważnionego przedstawiciela kontroli wytwórcy niezależnego od wydziału produkcyjnego.

**UWAGA:**

w przypadku monobloków izolujących, które nie będą montowane na dużych głębokościach, dopuszcza się stosowanie zamiast iskiernika podziemnego wg pkt 2.4.9.6 – iskiernika nadziemnego w szafce/słupku, jeśli byłby on przyłączony do monobloku z zastosowaniem odpowiedniego kabla koncentrycznego, a długość tego kabla nie byłaby większa od dopuszczalnej.

## **2.5. Separacja elektryczna**

**2.5.1.** Gazociąg powinien być odizolowany od uziomów, konstrukcji uziemionych i metalowych elementów posadowionych w ziemi, pozbawionych powłok izolacyjnych, zgodnie z zasadami podanymi w pkt 8.1.3 standardu ST-IGG-0602:2013, z wyłączeniem dla ZZU rozwiązań wg PRZYKŁAD 3 i PRZYKŁAD 4.

**2.5.2.** Na terenach ZZU gazociągu powinna być zapewniona możliwość wykonywania celowego połączenia układu technologicznego z uziomem odgromowym za pomocą odłącznika.

**2.5.3.** Jeśli ochrona katodowa podziemnego uzbrojenia obiektów służ zaprojektowana będzie jako ochrona za pomocą anod galwanicznych, to uziom ze stali ocynkowanej powinien być połączony z naziemnymi

elementami technologicznymi w kilku miejscach za pomocą iskierników w wykonanie Ex.

- 2.5.4.** W każdym przypadku podziemna armatura ZZU gazociągu, obiektów słuz i węzłów powinna być oddzielona od płyt fundamentowych za pomocą mechanicznie wytrzymałych i niehigroskopijnych przekładek (płyt) izolacyjnych (np. z tekstolitu szklanego – TSE). Projekt powinien zawierać rozwiązanie zaizolowania stóp armatury (na placu budowy, przed/po posadowieniu na fundamencie/płycie izolacyjnej) – takie, aby w przypadku uszkodzenia fabrycznej powłoki stopy, w tym także na jej spodniej części, uzyskać pełne odizolowanie tego elementu od ziemi i wody.
- 2.5.5.** W każdym przypadku słuz powinny być odizolowane od betonowych fundamentów.
- 2.5.6.** Rury upustowe i wydmuchowe powinny być pokryte powłokami izolacyjnymi, także na odcinkach umieszczonych w betonowych postumentach.
- 2.5.7.** Jeśli ochrona katodowa obiektów słuz realizowana będzie prądem z zewnętrznego źródła, to dopuszczalne jest łączenie elementów technologicznych z uziomami.
- 2.5.8.** Stalowe podpory nadziemnych elementów technologicznych i orurowania, które są celowo galwanicznie połączone z tymi elementami i orurowaniem w celu ekwipotencjalizacji, należy odizolować od betonowych fundamentów i zabetonowanych kotew.

### **3. Wymagania dotyczące ochrony katodowej podziemnego uzbrojenia obiektów słuz**

- 3.1.** Jeśli zagrożenie korozyjne w miejscu lokalizacji obiektu słuzy będzie średnie lub wysokie, to należy zaprojektować ochronę katodową podziemnego uzbrojenia.
- 3.2.** Ochronę katodową należy zaprojektować/realizować następująco:
- na obiektach bez zasilania energią elektryczną z sieci elektroenergetycznej, w gruntach o rezystywności poniżej 30  $\Omega$ m, za pomocą cynkowych anod galwanicznych; uziom z anod cynkowych lub magnezowych obliczyć tak, aby pełnił on jednocześnie rolę uziomu odgromowego, przy czym rezystancja uziemienia anod nie powinna być większa niż 70 % maksymalnej dopuszczalnej rezystancji dla tradycyjnych uziomów odgromowych, obiektów zagrożonych wybuchem; dodatkowo należy zaprojektować uziom tradycyjny ze stali ocynkowanej i przyłączyć go do układu technologicznego w kilku punktach za pośrednictwem nadziemnych iskierników w wykonaniu Ex,
  - na obiektach bez zasilania energią elektryczną z sieci elektroenergetycznej, w gruntach o rezystywności od 30  $\Omega$ m do 100  $\Omega$ m, za pomocą galwanicznych anod magnezowych lub cynkowych; uziom z anod galwanicznych powinien pełnić także rolę uziomu odgromowego; w każdym przypadku uziom „anodowo– odgromowy” należy uzupełnić uziomem tradycyjnym ze stali ocynkowanej przyłączonym do układu technologicznego poprzez iskierniki,
  - anody galwaniczne wykorzystywane jako uziomy odgromowe powinny spełniać wymagania dotyczące materiałów uziomowych odgromowych, określone w innych przepisach/normatywach,

- prądem z zewnętrznego źródła; uziom anodowy powinien być wykonany z rozproszonych płytkich anod żelazokrzemowych (rozwiązanie preferowane) lub z anody kablowej. Ochronę obiektu służy prądem z zewnętrznego źródła powinno się stosować, gdy obiekt jest bezpośrednio uziemiony,
- należy zaprojektować co najmniej jeden rezystancyjny czujnik korozymetryczny do monitorowania szybkości korozji.

**3.3.** Niestosowanie ochrony katodowej obiektów służy może mieć miejsce w następującej sytuacji i pod warunkami:

- zagrożenie korozją jest niskie,
- dobranie odpowiednich powłok izolacyjnych, zastosowanie i wyegzekwowanie powłok izolacyjnych bez defektów (po zasypaniu),
- wskazanie w projekcie środków umożliwiających otrzymanie po zasypaniu bezdefektowych powłok izolacyjnych oraz utrzymanie powłok w takim stanie w okresie użytkowania,
- zaprojektowanie rozwiązań umożliwiających kontrolowanie w okresie użytkowania czy powłoki izolacyjne są bezdefektowe (na podst. art. 5, ust.1, pkt 3), art. 62, ust.1, pkt 1) i 2) ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. *Prawo budowlane*), zaprojektowanie co najmniej dwóch odpowiednich rezystancyjnych czujników korozymetrycznych w celu monitorowania szybkości korozji, w miejscach o potencjalnie największym zagrożeniu korozyjnym (które może pojawić się, jeśli powstaną defekty izolacji).

**3.4.** Powinna być zapewniona możliwość wykonywania celowego połączenia elektrycznego pomiędzy odcinkami gazociągu przed i za obiektem służy (bocznikowanie obiektu służy).

**4. Wymagania dotyczące ochrony katodowej gazociągu wraz z ZZU**

- 4.1.** Projektant powinien uzgodnić sposób realizacji ochrony katodowej.
- 4.2.** Dla niektórych odcinków wydzielonych złączami izolującymi, np. na odcinkach układanych techniką HDD lub na odcinkach wydzielonych monoblokami, w związku z zabezpieczeniem przed korozją przeniennoprądową, może zachodzić potrzeba zastosowania ochrony za pomocą magnezowych anod galwanicznych.
- 4.3.** Zapotrzebowanie prądu polaryzacji katodowej projektowanego gazociągu obliczać przyjmując jednostkową rezystancję przejścia  $r_{co}=10^6 \Omega m^2$ , jeśli kryterium odbiorowe „po zasypaniu” jest zgodne z Tabelą 1.
- 4.4.** ZZU powinno być umieszczone w zasypce i na podsypce piaskowej grubości minimum 0,2 m. Minimalna rezystywność piasku powinna wynosić 400  $\Omega m$ . Elementy wykonane w izolacji PUR w razie konieczności powinny zostać dodatkowo doizolowane odpowiednimi systemami nawojowymi.
- 4.5.** Stacje ochrony katodowej należy zlokalizować w miarę możliwości na terenach ZZU, stacji lub tłoczni.
- 4.6.** Ostateczną lokalizację stacji ochrony katodowych Projektant powinien uzgodnić ze służbami ochrony antykorozyjnej GAZ-SYSTEM, po ustaleniu ostatecznej trasy gazociągu i rozmieszczenia złączy izolujących.
- 4.7.** Wymagania dotyczące stacji ochrony katodowej i urządzeń polaryzujących



- 4.7.1.** W stacjach anod galwanicznych należy stosować wysokonapięciowe anody magnezowe o potencjałach  $-1,5 \text{ V} \div 1,7 \text{ V}$  względem CSE.
- 4.7.2.** W stacjach ochrony katodowej z zewnętrznym źródłem prądu należy stosować rozwiązania uziomów anod polaryzacyjnych, zależnie od warunków miejscowych i zapotrzebowania prądu. Preferowany materiał anodowy w uziomach płytkich - żeliwo wysokokrzemowe.
- 4.7.3.** Rozwiązania stacji ochrony katodowej powinny umożliwiać ich prawidłową pracę, zarówno dla obliczeniowego poziomu izolacji, jak i dla poziomu wynikającego ze spełnienia kryteriów odbiorowych „po zasypaniu”. Może być konieczne zaprojektowanie oprócz uziomu z anod polaryzacyjnych – uziomu z galwanicznych anod magnezowych (przewidzianego do ewentualnej pracy przy poziomie izolacji wynikającym ze spełnienia kryteriów odbiorowych izolacji gazociągu „po zasypaniu”).
- 4.7.4.** Zaprojektowane urządzenia polaryzujące powinny spełniać wymagania określone w załączniku B standardu ST-IGG-0602:2013.
- 4.7.5.** Dobrane źródła polaryzacji katodowej (zewnętrznego prądu) powinny być automatyczne, zdalnie sterowane i monitorowane. Powinny one m.in.:
- realizować funkcję galwanostatu i/lub potencjostatu i/lub zasilacza napięciowego,
  - umożliwiać pracę przerywaną za pomocą przerywacza wewnętrznego i za pomocą przerywacza zewnętrznego; zakres nastaw przerywacza wewnętrznego powinien być szeroki, oprócz nastaw „klasycznych (12/3, 27/3, itp.), powinna być zapewniona możliwość indywidualnych nastaw czasu pracy i przerwy z rozdzielczością 0,1 sek.,
  - umożliwiać w razie potrzeby pracę równoległą,
  - umożliwiać osiągnięcie natężenia prądu wyjściowego, wielokrotnie większego od roboczego w celu wykonywania pomiarów rezystancji, przejścia odcinków/gazociągu przy zwiększonym prądzie polaryzacji,
  - umożliwiać zdalną zmianę trybu i parametrów pracy, zdalne zadawanie pracy przerywanej, zdalne zadawanie wykonywania pomiarów potencjału wyłączeniowego,
  - wykonywać zdalne pomiary (transmisję wyników) napięcia i natężenia prądu wyjściowego, potencjału załączeniowego, potencjału wyłączeniowego,
  - umożliwiać synchronizację czasu wg GPS lub DCF,
  - konstrukcja źródeł powinna być modułowa i wymienna.
- GAZ-SYSTEM może określić, iż powinny one być kompatybilne z istniejącymi stacjami katodowymi na gazociągach GAZ-SYSTEM.
- 4.7.6.** Znamionowy prąd wyjściowy urządzenia ustalić na podstawie obliczeń zapotrzebowania prądu, przez projektowany gazociąg oraz prądu o zwiększonym natężeniu niezbędnego do wyznaczania rezystancji przejścia odcinków/gazociągu, z ewentualnym uwzględnieniem poboru prądu przez istniejące sąsiednie gazociągi (jeśli tak określił GAZ-SYSTEM) i należy uzgodnić ze służbą ochrony antykorozyjnej GAZ-SYSTEM.
- 4.7.7.** Obudowy (szafy) urządzeń polaryzujących powinny być wykonane z tworzywa sztucznego, koloru szarego lub żółtego (w uzgodnieniu z GAZ-



SYSTEM); gabaryty powinny umożliwiać zamontowanie źródła/źródeł prądu i wyposażenia oraz ich funkcjonalne rozmieszczenie.

- 4.7.8.** Projektant powinien uzgodnić na roboczo ze służbami ochrony antykorozyjnej GAZ-SYSTEM typy źródeł prądu zewnętrznego, obudów, rodzaj zastosowanej aparatury i osprzętu (zacisków, zabezpieczeń nadprądowych i przepięciowych i in.), sposób rozmieszczenia wyposażenia w szafach, usytuowanie szafy (w kontenerze lub na wolnym powietrzu) oraz układ stacji katodowej.

**4.8.** Wymagania dotyczące punktów pomiarów elektrycznych

- 4.8.1.** Należy zaprojektować punkty pomiarów elektrycznych (PPE) zgodnie z wymaganiami i zaleceniami określonymi w ST-IGG-0602:2013 w pkt 9.1.1 i w załączniku A standardu ST-IGG-0602:2013; mogą być stosowane punkty o funkcjach łączonych, np. PlsR, PlsR/PWP, PlsROgCXr itp.
- 4.8.2.** Projektant powinien na roboczo uzgodnić ze służbami ochrony antykorozyjnej GAZ-SYSTEM konfigurację (typy i rozmieszczenie) PPE.
- 4.8.3.** O ile GAZ-SYSTEM nie określi innego sposobu oznaczania PPE, kabli i zacisków, należy stosować oznaczenia typów punktów oraz kabli i zacisków wg załącznika A standardu ST-IGG-0602:2013; w projekcie należy zapisać, że kable PPE w częściach podziemnych należy oznaczać znacznikami cyfrowymi co 2 m, natomiast w słupku/szafce stosować pełne oznaczenia literowo-cyfrowe.
- 4.8.4.** Słupki pomiarowe powinny być wykonane z wytrzymałego tworzywa sztucznego, koloru żółtego (np. z modyfikowanego PCV), w powłokach odpornych na UV (np. PMMA), a szafki z tworzywa sztucznego, koloru żółtego; w słupkach należy stosować zaciski laboratoryjne, w szafkach listwy zaciskowe/zaciski laboratoryjne (wg ustaleń ze służbą ochrony antykorozyjnej GAZ-SYSTEM). Na obszarach, na których mają miejsce częste uszkodzenia mechaniczne, kradzieże lub dewastacje urządzeń, należy stosować słupki i szafki z innych materiałów, np. słupki betonowe lub stalowe. Projektant powinien uzgodnić na roboczo ze służbami ochrony antykorozyjnej GAZ-SYSTEM typy słupków i szafek, zacisków laboratoryjnych, listew zaciskowych lub innych zacisków.
- 4.8.5.** Szafki należy stosować w punktach, w których będą zamontowane urządzenia telemetrii, w punktach przy skrzyżowaniach z trakcją elektryczną (PDE), w punktach przy złączach izolujących, na terenach ZZU, śluz i węzłów. Fundamenty szafek usytuowanych na zamkniętych terenach ZZU, obiektów śluz i węzłów powinny być wykonane z tworzywa sztucznego.
- 4.8.6.** Na terenach śluz, ZZU oraz stacji stałe elektrody odniesienia (jeśli mają być stosowane) mogą być umieszczone w pionowych rurach osłonowych z tworzywa sztucznego bez dna, z korkiem termicznym i pokrywą. Jeśli elektroda odniesienia w miejscu montażu na terenie obiektu śluzy, ZZU, stacji znajdowałaby się w polu jakiegoś pola elektrycznego (np. makroogniwa związanego z uziomami/zabetonowaną stalą) znacząco zniekształcającego wynik pomiaru potencjału względem tej elektrody, to zasadne jest zaprojektowanie zakopanej elektrody odniesienia poza terenem obiektu.

- 4.8.7.** Na skrzyżowaniach lub zbliżeniach z trakcją elektryczną prądu stałego, należy zaprojektować punkty PDE pojedyncze lub o funkcji łączącej z innymi punktami (połączenie potencjałowe 4 mm<sup>2</sup>, połączenie drenażowe 16 mm<sup>2</sup>, stała elektroda odniesienia CSE), z zastosowaniem szafek z tworzywa sztucznego, koloru żółtego; do szafki powinny być doprowadzone także dwa kable o przekroju 16 mm<sup>2</sup>, na stałe przyłączone do szyny (jeśli operator trakcji wyrazi na to zgodę).
- 4.8.8.** Ewentualne punkty pomiarowe ze stanowiskami „PWP” projektować na skrzyżowaniach lub zbliżeniach z obcą infrastrukturą chronioną katodowo oraz w wybranych miejscach z gazociągami Z GAZ-SYSTEM (w celu ewentualnego umożliwienia realizacji ochrony tymczasowej projektowanego gazociągu) – po dokonaniu analizy celowości. Nie jest konieczne projektowanie połączeń kablowych z obcą infrastrukturą chronioną katodowo, jeśli w rejonie skrzyżowania gazociąg zabezpieczony będzie szczelną powłoką izolacyjną, a tym bardziej, jeśli rura osłonowa na gazociągu wypełniona będzie masą izolacyjną. Ewentualne punkty PWP (tak jak i pozostałe) jeśli to możliwe, należy lokalizować w miejscach łatwo dostępnych.
- 4.8.9.** Punkty Pls (PlsE) powinny być usytuowane m.in.:
- przy ZUZ zasilanych energią elektryczną,
  - na początku gazociągu odgałęziającego się od gazociągu istniejącego, jeśli w miejscu tym nie zastosowano złącza (monobloku) izolującego (patrz pkt 2.4.3),
  - na końcach odcinków układanych techniką HDD, które nie będą wydzielone złączami izolującymi.
- 4.8.10.** W punktach prądowych (Pls) odległość pomiędzy punktami przyłączeń wewnętrznych kabli potencjałowych, służących do pomiaru spadku napięcia w rurociągu oraz odległość pomiędzy punktami przyłączeń kabla potencjałowego (GP) oraz najbliższego kabla drenażowego (GD) powinny być nie mniejsze niż wg Tabeli 2.
- 4.8.11.** Może być konieczne zaprojektowanie czujników korozymetrycznych o odpowiednich powierzchniach w celu monitorowania zagrożeń/potwierdzania skuteczności zabezpieczeń i oceniania szybkości korozji w defektach powłoki izolacyjnej w różnych miejscach, m.in. na odcinkach zagrożonych przez oddziaływania prądu AC, prądów błędzących, w gruntach wysokooporowych, w rurach osłonowych/mikrotunelach - patrz 5.12.

**Tabela 2 – Minimalne długości odcinków pomiarowych spadku napięcia w rurociągu oraz minimalne odległości pomiędzy punktami przyłączeń kabli GD i GP w punktach Pls**

Lp.	Średnica nominalna gazociągu DN [mm]	Długość odcinka pomiarowego spadku napięcia [m]	Odległość pomiędzy sąsiadującymi punktami przyłączeń kabli GP i GD [m]
-----	--------------------------------------	---	--

1	do 150	20	0,5
2	200 - 250	20	0,8
3	300	20	1
4	400 - 500	30	1,5
5	700	50	2
6	1000	70	3

## 5. Wymagania dotyczące ochrony gazociągu przed oddziaływaniem prądu przemiennego

- 5.1. Przed projektowaniem ochrony katodowej należy przeprowadzić rozpoznanie zagrożenia i zaprojektowanie zabezpieczeń gazociągu przed oddziaływaniami linii WN (wysokich i najwyższych napięć).
- 5.2. Projektowanie zabezpieczeń gazociągu przed oddziaływaniami linii WN powinno być poprzedzone pomiarami i obliczeniami lub analizami mającymi na celu oszacowanie napięć przemiennych, jakie będą mogły występować pomiędzy gazociągami a ziemią odniesienia w wyniku oddziaływań linii WN, w warunkach roboczych (dla obciążenia znamionowego) i w stanach zwarciovych, oraz gęstości prądu AC przepływającego pomiędzy gazociągami a ziemią poprzez małe defekty izolacji w warunkach roboczych linii WN.
- 5.3. Należy uwzględniać oddziaływania indukcyjne i galwaniczne (konduktacyjne).
- 5.4. W obliczeniach oddziaływań indukcyjnych roboczych -długotrwałych (w tym rozkładu napięcia przemiennego pomiędzy gazociągami a ziemią wzdłuż jego trasy) uwzględniać linie WN w pasie po 1000 m od gazociągu na każdą stronę (zgodnie z PN-EN 50443). W obliczeniach rozkładu napięcia przemiennego pomiędzy gazociągami a ziemią dopuszcza się stosowanie średniej rezystywności gruntu lub rezystywności nie mniejszej niż 100  $\Omega\text{m}$ . W obliczeniach gęstości prądu przemiennego przepływającego pomiędzy gazociągami a ziemią poprzez małe defekty izolacji (o pow. 1  $\text{cm}^2$ ) uwzględniać lokalną, a nie średnią na sekcji rezystywność gruntu; w przypadku braku danych pomiarowych stosować rezystywność najmniejszą z możliwych, np. 20  $\Omega\text{m}$  lub niższą. Gęstość prądu AC nie może być większa niż 20 A/ $\text{m}^2$ .
- 5.5. Dla stanów zwarciovych należy rozpatrywać oddziaływania indukcyjne linii WN w pasie po 3000 m od gazociągu na każdą stronę (zgodnie z PN-EN 50443) - dla najbardziej niekorzystnej sytuacji, oraz oddziaływania galwaniczne/konduktacyjne (w przypadku zwarć doziemnych na słupach usytuowanych najbliżej gazociągu). Napięcia dotykowe dopuszczalne:
  - długotrwałe – nie większe niż 25 V,
  - chwilowe - wg PN-EN 50443Uziemienie instalacji elektroenergetycznych prądu przemiennego o napięciu wyższym od 1 kV.
- 5.6. Należy zaprojektować zabezpieczenia gazociągu przed korozją AC wzbudzaną przez linie przesyłowe WN (istniejące i znane projektowane), jeśli będzie to niezbędne. Stosować np. następujące rozwiązania:
  - odpowiednia trasa gazociągu, minimalizująca oddziaływania linii WN,
  - pośrednie uziemianie (poprzez odgraniczniki) rurociągu w odpowiednich miejscach,
  - wydzielanie odcinków gazociągu monoblokami izolującymi i bezdefektowe powłoki izolacyjne na tych odcinkach,

- wymiana gruntu na wybranych odcinkach (na piasek),
  - liniowe, izolowane, redukcyjne przewody (metalowe) układane wzdłuż gazociągu i okresowo uziemiane,
  - kombinacje powyższych rozwiązań.
- 5.7.** Nie dopuszcza się rozwiązań powodujących nadmierną polaryzację katodową gazociągu.
- 5.8.** Zaprojektować zabezpieczenia gazociągu przed niebezpiecznymi porażeniowo napięciami rażeniowymi, mogącymi wystąpić w stanach awaryjnych (zwarciovych) linii WN lub w wyniku wyładowań atmosferycznych. Preferowany sposób ochrony – uziemianie poprzez odgraniczniki i iskierniki o niskim napięciu zapłonu (zmienne napięcie zapłonu ok. 70 V; statyczne ok. 100 V) i prądzie wyładowczym co najmniej 100 kA (8/20  $\mu$ s).
- 5.9.** Może być konieczne zaprojektowanie w punktach pomiarów elektrycznych mat ekwipotencjalizujących GCM (ground gradient control mat) i układów uziemiających/ekwipotencjalizujących na ZZU.
- 5.10.** Skuteczność zaprojektowanych zabezpieczeń należy wykazać obliczeniami.
- 5.11.** Zabiegi zmniejszające gęstość prądu A.C. przepływającego pomiędzy gazociągami, a środowiskiem elektrolitycznym poniżej 20 A/m<sup>2</sup> powinny być dobrane w zależności od skali zagrożenia, zgodnie z pkt E.6 standardu ST-IGG-0602:2013.
- 5.12.** Może być konieczne zaprojektowanie czujników korozymetrycznych w punktach na odcinkach poddanych oddziaływaniom prądu AC, w celu monitorowania/potwierdzania skuteczności zabezpieczeń i oceniania szybkości korozji w defektach powłoki izolacyjnej. Powierzchnia czujników służących do monitorowania ewentualnego zagrożenia korozją AC powinna wynosić 1 cm<sup>2</sup>. UWAGA – Odcinki, na których występują skutki napowietrznych oddziaływań linii WN i NN są z reguły dużo rozleglejsze, niż odcinki, w których indukują się SEM w wyniku tych oddziaływań.
- 6. Wymagania dotyczące zdalnego monitoringu i sterowania ochroną przeciwkorozyjną**
- 6.1.** Ochrona katodowa powinna być zdalnie monitorowana i zdalnie sterowana.
- 6.2.** System zdalnego monitoringu II stopnia należy zaprojektować wg załącznika D standardu ST-IGG-0602:2013 (patrz rozdział D.4 tego załącznika).
- 6.3.** GAZ-SYSTEM może określić, iż system sterowania i monitorowania powinien być kompatybilny z funkcjonującym.
- 6.4.** Zdalne sterowanie i monitorowanie stacji ochrony katodowej z zewnętrznym źródłem prądu – patrz pkt 4.7.5.
- 6.5.** Należy uwzględnić co najmniej następującą konfigurację monitoringu.
- 6.5.1.** Z terenów ZZU i obiektów służ zasilanych energią elektryczną i z terenów pobliskich istniejących stacji gazowych (w pobliżu których, w odległościach nie większych niż 100 m, ułożony będzie projektowany gazociąg) należy zaprojektować monitorowanie potencjałów załączeniowych gazociągu i ewentualnie napięcia AC pomiędzy gazociągami a ziemią.

- 6.5.2.** Jeśli GAZ-SYSTEM nie określi inaczej, to na terenach ZZU i śluz zasilanych energią elektryczną pomiędzy punktami pomiarowymi PlsE, a kontenerami/pomieszczeniami AKP należy zaprojektować wielożyłowe (np. siedmiożyłowe) linie kablowe sygnalizacyjne, w izolacji Xs, ekranowane, doprowadzające do kontenera (urządzenia pomiarowego) następujące wielkości: potencjał załączeniowy gazociągu i spadek napięcia w rurociągu. Jeśli niedostępne będą systemy (na rynku) pomiarowe umożliwiające zdalne pomiary rezystancji przejścia odcinków gazociągu (patrz pkt 6.6), to w pomieszczeniu AKP powinno być zarezerwowane miejsce dla zamontowania w przyszłości urządzenia monitorującego tę wielkość.
  - 6.5.3.** Na skrzyżowaniach i zbliżeniach z trakcją elektryczną należy zaprojektować monitorowanie potencjału załączeniowego gazociągu. Ewentualne monitorowanie napięcia gazociąg – szyna – należy przeprowadzić wg ustaleń ze służbą ochrony antykorozyjnej GAZ-SYSTEM.
  - 6.5.4.** W stacjach anod galwanicznych należy przewidzieć monitorowanie potencjału załączeniowego gazociągu i natężenia prądu polaryzacji oraz funkcję zdalnego przyłączania/odłączania uziomu z anod.
  - 6.5.5.** Na odcinkach zagrożonych korozją przeniennoprądową w wybranych punktach należy przewidzieć monitorowanie napięcia przemiennego pomiędzy gazociągiem a ziemią.
  - 6.5.6.** Może być konieczne zapewnienie możliwości zdalnego zwierania i rozwierania złączy izolujących w punktach pomiarowych oraz pomiaru potencjału gazociągu i natężenia prądu płynącego w przewodzie bocznikującym złącza izolujące.
- 6.6.** Kwestia zdalnego wykonywania pomiarów rezystancji przejścia odcinków gazociągu z wykorzystaniem punktów Pls (przy zwiększonym na czas pomiarów prądzie polaryzacji) powinna być rozpatrywana w zależności od długości odcinków wydzielonych złączami izolującymi i poboru prądu przez te odcinki oraz dostępności systemów realizujących te pomiary.
- 6.7.** Projektant po ustaleniu trasy gazociągu, rozmieszczenia ZZU, obiektów śluz i złączy izolujących oraz po rozpoznaniu zagrożenia korozyjnego powinien uzgodnić ze służbami ochrony antykorozyjnej GAZ-SYSTEM konfigurację zdalnie monitorowanych punktów i wielkości.

## **7. Wymagania dotyczące sposobu łączenia kabli ochrony katodowej do gazociągu**

- 7.1.** Przytwierdzenie przewodu elektrycznego instalacji ochrony katodowej do metalicznie czystej powierzchni ścianki rur gazociągu należy wykonać metodą automatycznego lutowania twardego (pin brazing) w odległości co najmniej 150 mm od osi spoiny złącza.
- 7.2.** Wykonawca musi posiadać kwalifikowaną technologię lutowania twardego wg PN-EN 12732+A1 i PN-EN ISO 14555. Należy opracować Instrukcję Technologiczną Automatycznego Lutowania Twardego, która wymaga zatwierdzenia przez Inwestora.

**7.3.** Należy zaproponować graniczną oporność przyłączenia kabla do gazociągu.

## **8. Ochrona przeciwkorozyjna przewodowego układu rurowego**

**8.1.** Ochrona przeciwkorozyjna przewodowego układu rurowego w rurze osłonowej

**8.1.1.** Na etapie projektowania, budowy i przebudowy skrzyżowania w celu zapewnienia prawidłowej ochrony katodowej przewodowego układu rurowego układanego w rurze osłonowej należy postępować zgodnie z zapisami niniejszego Załącznika, a w szczególności:

- powłoka izolacyjna przewodowego układu rurowego układanego w rurze osłonowej powinna być szczelna, odpowiedniej jakości i wytrzymałości mechanicznej (patrz 2.2.1.2, 2.2.3, 2.2.23),
- szczelność izolacji rury przewodowej należy sprawdzić za pomocą poroskopu wysokonapięciowego przed włożeniem rury przewodowej do rury osłonowej, a także po ułożeniu rury przewodowej w rurze osłonowej, uszczelnieniu końców i zasypaniu – za pomocą odpowiednich pomiarów elektrycznych, z wykorzystaniem punktu pomiarów elektrycznych,
- technologia układania odcinka gazociągu w rurze osłonowej powinna minimalizować ryzyko ewentualnego uszkodzenia powłoki izolacyjnej przewodowego układu rurowego,
- rura osłonowa powinna być zabezpieczona przed dostaniem się do niej ziemi i zanieczyszczeń. W przypadku stosowania opasek termokurczliwych w „korkach” uszczelniających - opaski dedykowane do uszczelniania końców rur osłonowych powinny to być wzmocnione,
- przewodowy układ rurowy powinien być galwanicznie odizolowany od stalowej rury osłonowej; rura przewodowa wewnątrz rury osłonowej powinna być ułożona z zastosowaniem odpowiednich izolacyjnych pierścieni dystansowych; wewnętrzne odizolowanie rury przewodowej od stalowej rury osłonowej powinno być potwierdzone za pomocą pomiarów elektrycznych - patrz 2.23 i związane podpunkty,
- w przypadku stosowania stalowej rury osłonowej przy skrzyżowaniu należy zainstalować punkt pomiarów elektrycznych, do którego należy wprowadzić kable elektryczne, połączone z rurą osłonową i przewodowym układem rurowym; kable powinny być w izolacji odpornej na działanie agresywnego środowiska glebowego,
- w zależności od przyjętego rodzaju rury osłonowej, jej izolacji i technologii wypełnienia należy zastosować właściwy system ochrony przed korozją, określony w Tabeli 3.

**Tabela 3 - Zestawienie rozwiązań ochrony przeciwkorozyjnej układów rurowych ułożonych w rurach osłonowych**

Lp.	Rodzaj rury osłonowej	Rodzaj wypełnienia rury osłonowej	Funkcja uszczelnień końców rury osłonowej	Cechy dodatkowe	Uwaga
-----	-----------------------	-----------------------------------	---	-----------------	-------



1	stalowa rura osłonowa z zewnętrzną powłoką izolacyjną	bez wypełnienia	uszczelnienie zapobiegające przepływowi wody przez wnętrze rury osłonowej	rura osłonowa uziemiona poprzez punkt pomiarów elektrycznych	1
2	stalowa rura osłonowa z zewnętrzną powłoką izolacyjną	wypełnienie specjalną masą izolacyjną	uszczelnienie zapobiegające wypływowi masy podczas i po wypełnieniu rury osłonowej		
3	stalowa rura osłonowa z zewnętrzną i wewnętrzną powłoką izolacyjną	bez wypełnienia	uszczelnienie zapobiegające przepływowi wody przez wnętrze rury osłonowej	rura osłonowa uziemiona poprzez punkt pomiarów elektrycznych; do wewnętrznych powierzchni rury osłonowej przyspawane płaskowniki stalowe	2
4	rura osłonowa z tworzywa sztucznego	wypełnienie specjalną masą izolacyjną	uszczelnienie zapobiegające wypływowi masy podczas i po wypełnieniu rury osłonowej		
5	rura osłonowa z tworzywa sztucznego	bez wypełnienia	uszczelnienie zapobiegające przepływowi wody przez wnętrze rury osłonowej	może być konieczne umieszczenie wewnątrz rury osłonowej anod galwanicznych przyłączonych do rury przewodowej poprzez punkt pomiarów elektrycznych	3

Rozwiązania 1, 3 i 5 można stosować tylko na gazociągach z ochroną katodową. Rozwiązania 2 i 4 mogą być stosowane także na gazociągach bez ochrony katodowej.

**UWAGI:**

1. Jeśli rura osłonowa wypełni się wodą/elektrolitem automatycznie zadziała ochrona katodowa: prąd polaryzacji katodowej poprzez uziom wpłynie z ziemi do rury osłonowej wypłynie z niez izolowanej wewnętrznej powierzchni rury osłonowej i poprzez elektrolit (np. wodę) wpłynie do układu rurowego wewnątrz rury osłonowej poprzez ewentualne defekty powłoki izolacyjnej.
2. Jeśli rura osłonowa wypełni się wodą/elektrolitem automatycznie zadziała ochrona katodowa: prąd polaryzacji katodowej poprzez uziom wpłynie z ziemi do rury osłonowej wypłynie z przyspawanych płaskowników i poprzez elektrolit (np. wodę) wpłynie do układu rurowego wewnątrz rury osłonowej poprzez ewentualne defekty powłoki izolacyjnej.
3. Na wypadek wypełnienia się rury osłonowej wodą/elektrolitem, dla zapewnienia ochrony katodowej odcinka układu rurowego umieszczonego wewnątrz rury osłonowej, niezbędne może być umieszczenie wewnątrz tej rury anod galwanicznych, przyłączonych do układu rurowego gazociągu poprzez punkt pomiarów elektrycznych lub grubościennego płaskownika stalowego, uziemionego na końcach poza rurą osłonową.

**8.1.2.**

Dla istniejących stalowych rur osłonowych wypełnionych chudym betonem (piaskiem) przewiduje się następujące rozwiązania:

- zamontowanie wewnątrz rury osłonowej czujników korozymetrycznych w celu monitorowania korozji przewodowego układu rurowego; sposób ten jest dopuszczalny po uprzednim upewnieniu się



- o zadowalającym stanie ścianki odcinka gazociągu wewnątrz rury ochronnej, np. po badaniu tłokiem inteligentnym,
- wykonanie nowego skrzyżowania (wymiana przewodowego układu rurowego).

**8.1.3.** W przypadku prowadzenia jakichkolwiek prac ziemnych w bezpośrednim sąsiedztwie rury osłonowej, bez względu na rodzaj zabezpieczenia przed korozją, po ich zakończeniu każdorazowo powinna być dokonana ponowna ocena skuteczności zabezpieczeń, potwierdzona protokołem sprawdzenia. Wszystkie niezgodności powinny być usunięte.

**8.2.** Ochrona przeciwkorozyjna przewodowego układu rurowego wykonanego metodą przekopu otwartego, przecisku bezpośredniego lub HDD (horyzontalnego przewiertu kierunkowego).

Na etapie projektowania, budowy i przebudowy skrzyżowania, w celu zapewnienia prawidłowej ochrony katodowej przewodowego układu rurowego wykonanego metodą przekopu otwartego/przecisku bezpośredniego/HDD, należy zwrócić szczególną uwagę na niżej wymienione aspekty:

- przed zasypaniem przewodowego układu rurowego/wykonaniem przecisku bezpośredniego/HDD należy sprawdzić szczelność izolacji za pomocą poroskopu wysokonapięciowego; wszelkie znalezione defekty należy naprawić,
- po zasypaniu przewodowego układu rurowego/wykonaniu przecisku/wykonaniu HDD, ale przed połączeniem z sąsiednimi odcinkami gazociągu, należy sprawdzić stopień szczelności powłoki izolacyjnej na spełnienie kryteriów odbiorowych określonych w 2.3.2.4; 2.3.2.5; 2.3.2.9, jedną z poniższych metod:
  - określenie poboru prądu ochrony katodowej przy określonym/zadanym potencjale załączeniowym,
  - wyznaczanie rezystancji lub powierzchniowej jednostkowej rezystancji przejścia przewodowego układu rurowego względem ziemi,
  - lokalizacja defektów powłoki, np. metodą IFO, DCVG, przy zastosowaniu odpowiednio dużego natężenia prądu polaryzacji katodowej,
- kryteria odbiorowe powłoki izolacyjnej po montażu przewodowego układu rurowego powinny być określone w projekcie skrzyżowania,
- dla odcinków wskazanych w pkt 2.3.2.3.1.1; 2.3.2.4; 2.3.2.5; 2.3.2.9; 2.3.2.10 (2.3.2.10.3) powłoka powinna być bezdefektowa,
- dla pozostałych odcinków chronionych katodowo wartość odbiorowa powierzchniowej jednostkowej rezystancji przejścia przewodowego układu rurowego powinna być zgodna z zapisami niniejszego Załącznika;
- w przypadku gdy izolacja nie spełnia przyjętego kryterium odbiorowego, należy zlokalizować i naprawić defekty izolacji gazociągu (o ile jest to możliwe); techniki pomiarowe zgodnie z zapisami niniejszego Załącznika,
- po naprawie defektów izolacji należy ponownie wykonać pomiary w celu potwierdzenia prawidłowego poboru prądu ochrony katodowej przez przewodowy układ rurowy (lub braku poboru prądu w przypadku izolacji szczelnej),
- z uwagi na duże głębokości przewiertów kierunkowych, uzyskanie wartości rezystancji przejścia izolacji mniejszej niż oczekiwana może skutkować koniecznością

montażu dodatkowej ochrony katodowej i/lub elektrycznym wydzieleniem odcinka gazociągu za pomocą złączy izolujących – patrz 2.3.2.4.

**Formularz nr 1 - Ocena zagrożenia korozyjnego dla projektowanego gazociągu oraz zaproponowane środki ochrony**

Rodzaj zagrożenia na odcinku gazociągu	*)	Odcinek gazociągu (od km ... do km ... lub Pz - Pz) *	Zaproponowany sposób ochrony przed zagrożeniem
Korozja ziemna (ogólnie)			powłoka izolacyjna, ochrona katodowa
Korozja mikrobiologiczna			
Korozja galwaniczna			
Korozja powodowana przez prąd przemienny			
Korozja powodowana prądami błędzącymi			
Korozja naprężeniowa			
Zagrożenie korozyjne podziemnego uzbrojenia obiektów słuz			
Zagrożenie korozyjne odcinków układanych techniką HDD			
Oddziaływania obcych stożków anodowych/pól elektrycznych			
Korozja gazociągu w rurach osłonowych i w innych miejscach o ograniczonym dostępie prądu ochrony katodowej			
Inne			

\*) w przypadku braku zagrożenia napisać „nie występuje”, jeśli zagrożenie występuje – określić, na jakim odcinku/obiekcie gazociągu.

Andrzej  
Kolasa

Elektronicznie  
podpisany przez  
Andrzej Kolasa  
Data: 2021.06.09  
15:48:55 +02'00'

## **1. Dane przestrzenne GAZ-SYSTEM**

- 1.1.** Niniejsze zasady definiują standard danych przestrzennych wykorzystywanych w GAZ-SYSTEM, wśród nich można wyróżnić:
- dane geodezyjne – o dokładności i sposobie opracowania określonych przez standardy techniczne dla geodezji (instrukcje techniczne). W GAZ-SYSTEM pod hasłem danych geodezyjnych należy rozumieć wielkoskalowe opracowania mapowe,
  - dane geograficzne – pozostałe dane przestrzenne o obiektach i zjawiskach występujących na powierzchni Ziemi
  - dane pomocnicze – dodatkowe dane, związane bezpośrednio z danymi geodezyjnymi, gromadzone w zasobach GAZ-SYSTEM.
- 1.2.** Zasób danych geodezyjnych (mapy wektorowe i rastrowe) jak i częściowo pomocniczych (wyniesienia) prowadzony jest w systemie geodezyjnym w formacie \*dgn zgodnym z obowiązującą w GAZ-SYSTEM aplikacją V-Mapa
- 1.3.** Dane geodezyjne i geograficzne (GIS) są źródłami systemu paszportyzacji w ramach EAM oraz PortalGIS.
- 1.4.** Rodzaj dokumentacji projektowej GIS oraz sposób jej pozyskiwania na etapie projektowania gazociągów został szczegółowo opisany w "Wymaganiach w zakresie opracowania dokumentacji projektowej z wykorzystaniem Systemu Informacji Geograficznej (GIS)" lub został szczegółowo opisany w Załączniku nr 7 do Instrukcji PI-II-I02.
- 1.5.** Dane przestrzenne wykorzystywane są w trzech poziomach prezentacji:
- poziom mapy zasadniczej – największa dokładność opracowań geodezyjnych, zobrazowanie poszczególnych elementów sieci w ich rzeczywistym odniesieniu przestrzennym (dane geodezyjne),
  - poziom mapy topograficznej – zobrazowanie w skalach 1:10 000 – 1:100000, pomocne w pracach planistycznych. Obiekty sieci gazowej wyświetlane w pewnej generalizacji,
  - poziom mapy przeglądowej – zobrazowanie poniżej 1:100000. Duża generalizacja danych, widok schematu sieci gazowej.

## **2. Standard danych geodezyjnych**

- 2.1.** Danymi geodezyjnymi w GAZ-SYSTEM są dane przestrzenne o dokładności i sposobie opracowania określonych przez standardy techniczne dla geodezji (instrukcje techniczne):
- Branżowa Mapa Numeryczna;
  - profile podłużne przebiegu sieci gazowej,
  - wyniesienia obiektów gazowniczych,
  - wektorowe i rastrowe mapy topograficzne.
- 2.2.** Branżowa Mapa Numeryczna (BMN)
- 2.2.1.** Branżowa Mapa Numeryczna jest mapą numeryczną sieci oraz obiektów gazowniczych i stanowi podstawowy zasób geodezyjny w GAZ-SYSTEM.
- 2.2.2.** Treść geodezyjna BMN zgodna jest z instrukcją K1 1998 (Podstawowa Numeryczna Mapa Kraju) oraz G7 (GESUT), z uwzględnieniem zawartej w nich symboliki dla obiektów niemających odpowiedników w K1, poszerzona o obiekty branżowe.

**2.2.3.** Elementy branżowe powinny być opracowane zgodnie z symboliką branżową, zdefiniowaną w niniejszym dokumencie.

**2.2.4.** BMN prowadzona jest jako mapa hybrydowa, co oznacza jednocześnie wykorzystanie danych wektorowych oraz rastrowych.

## **2.3.** Technologia opracowania map

**2.3.1.** Bazą dla pozyskiwanych danych może być:

- bezpośredni pomiar z zastosowaniem wymagań odpowiednich geodezyjnych instrukcji i wytycznych (K-1, G-4),
- konwersja istniejących opracowań numerycznych, a w przypadku technicznej możliwości technicznej konwersji wydruk, skan i wektoryzacja źródłowej mapy cyfrowej,
- skanowanie pierworysów lub matryc mapy zasadniczej, po wniesieniu wszystkich zrealizowanych w danym temacie elementów treści mapy w ODGiK,
- wektoryzacja obrazu rastrowego zeskanowanej mapy zasadniczej lub digitalizacja matryc lub pierworysów mapy zasadniczej.

**2.3.2.** Pomiary sytuacyjno-wysokościowe, zgodnie z obowiązującymi standardami, poprzedzone powinny być wywiadem terenowym.

**2.3.3.** Położenie punktów charakterystycznych gazociągu i urządzeń gazowych należy określać za pomocą pomiaru bezpośredniego.

**2.3.4.** Detekcja istniejących urządzeń podziemnych za pomocą wykrywacza elektromagnetycznego, w opracowywanym pasie wokół gazociągu.

**2.3.5.** W przypadku realizacji wszelkich zadań jak i aktualizacji zasobu należy usunąć z mapy te elementy, które zlikwidowano i opisać przewody wyłączone z eksploatacji, jako nieczynne.

**2.3.6.** Podstawą do opracowania są pliki otrzymane od Zamawiającego.

## **2.4.** Odzworowanie i układ współrzędnych

**2.4.1.** Mapy muszą być wytworzone w jednolitym państwowym układzie współrzędnych prostokątnych 2000. Ponadto pliki źródłowe muszą posiadać zdefiniowany układ współrzędnych

**2.4.2.** Współrzędne elementów opracowania X, Y znajdujące się w innych układach zostaną przetransformowane przez Wykonawcę danej sekcji mapowej do ww. układu.

**2.4.3.** Układ wysokości obowiązujący w danym ODGiK.

## **2.5.** Wektorowa BMN

**2.5.1.** Wymagania ogólne

**2.5.1.1.** Wektorowa Branżowa Mapa Numeryczna (BMN) jest podstawowym źródłem danych przestrzennych w GAZ-SYSTEM.

- 2.5.1.2.** Pas opracowania: min. 50 m na każdą stronę od osi gazociągu wraz z gazowniczymi budowlami technicznymi (tłocznie, węzły, stacje, śluzy, zespoły zaporowo-upustowe, stacje ochrony katodowej, itp.) również z pasem min. 50 m od ich granicy, przy czym podstawowym założeniem jest, iż cała strefa wynikająca z odległości podstawowych, zmniejszonych lub strefy kontrolowanej określonych na podstawie dokumentacji projektowej od budynków mieszkalnych musi być pokryta opracowaniem.
- 2.5.1.3.** W pasie należy opracować położenie gazociągu (przebieg sytuacyjno-wysokościowy) oraz wszelką inną infrastrukturę podziemną, naziemną i nadziemną, w tym obiekty terenowe. W opracowaniach BMN gazociąg przedstawić osiowo, nawet gdy na mapie papierowej musi być ze względu na średnicę przedstawiony krawędziowo.
- 2.5.1.4.** Należy dokonać aktualizacji zasobu mapowego prowadzonego przez Ośrodek Dokumentacji Geodezyjnej i Kartograficznej (ODGiK).
- 2.5.1.5.** Na mapach powykonawczych w wersji papierowej niezbędne jest zaznaczenie elementów zrealizowanych w danym zadaniu. Ponadto, jeśli zadanie tego wymaga, należy zaktualizować i uzupełnić opracowania w instytucjach i przedsiębiorstwach prowadzących zasób mapowy również branżowy (np. wykonanie opracowań poprzez wniesienie wszystkich zrealizowanych sieci i urządzeń do zasobu PKP wraz z przekazaniem dla Zamawiającego potwierdzonej kopii wykonanych opracowań mapowych).
- 2.5.1.6.** Należy przekazać inwentaryzację geodezyjną (np. odbudowanych instalacji drenarskich) do odpowiednich organów i instytucji (w tym Agencji Nieruchomości Rolnej) zgodnie z wymaganiami i w zakresie określonym w decyzjach i uzgodnieniach wydanych przez te organy i instytucje.
- 2.5.1.7.** W sytuacji, gdy ODGiK dla opracowywanego obszaru nie posiada mapy zasadniczej, należy założyć nową mapę w podziale sekcyjnym.
- 2.5.1.8.** Potwierdzone mapy z ODGiK muszą być odbitką pierworysu lub matrycy mapy zasadniczej. W przypadku map numerycznych – wyplotem. W żadnym przypadku odbitki mapy zasadniczej nie można traktować jako mapy branżowej, która posiada inne elementy i opisy niż oryginał w zasobie geodezyjnym.
- 2.5.1.9.** Treść potwierdzonej mapy z zasobu geodezyjnego lub poświadczonej za zgodność musi zgadzać się, co do najmniejszego szczegółu (liczba i dokładne rozmieszczenie wszystkich nowo powstałych i już istniejących elementów, także wszystkich opisów i musi być zgodna z oryginałem w zasobie). Przekazana mapa z zasobu musi być wierną kopią w sensie powielenia (elektronicznego kopiowania np. korzystając z urządzeń kserujących) i będzie traktowana jako odbitka pierwotnego. Odbitka mapy zasadniczej musi być wykonana po naniesieniu wszystkich zmian. Nie dopuszcza się takiego stanu, w którym Wykonawca rysuje osobno jakąkolwiek treść mapy na

przekazywane dla Zamawiającego odbitki pierworysu lub matrycy, a osobno na pierworys lub matrycę mapy zasadniczej znajdującą się w ODGiK (lub w sposób odwrotny).

- 2.5.1.10.** Niezbędne jest dokonywanie wszelkich redakcji mapowych na mapach zasadniczych poprzez umieszczanie nowych elementów na mapie bądź skorygowanie przebiegu błędnie naniesionej infrastruktury technicznej (elementów uzbrojenia technicznego i szczegółów sytuacyjnych) w opracowywanym pasie na wszystkich skalach mapowych prowadzonych przez Ośrodek Dokumentacji Geodezyjnej i Kartograficznej. Na przykład dotyczy to sytuacji, w której Wykonawca przekaże zakluzulowaną mapę z Ośrodka Dokumentacji Geodezyjnej i Kartograficznej w skali 1:1000, a w zasobie Ośrodka Dokumentacji Geodezyjnej i Kartograficznej prowadzona jest także mapa w skali 1:500 lub na odwrót, jeśli przekaże mapę w skali 1:500, a w Ośrodku Dokumentacji Geodezyjnej i Kartograficznej jest również prowadzona mapa w skali 1:1000, nawet w sytuacji gdy takiej mapy Wykonawca z różnych względów nie otrzymał z Ośrodka Dokumentacji Geodezyjnej i Kartograficznej. Potwierdzeniem poprawnie wykonanego zamówienia jest przekazanie zakluzulowanej lub poświadczonej przez Wykonawcę o uzyskaniu pozytywnego wyniku weryfikacji mapy zasadniczej zgodnie z art. 12b ust 5 i 5a ustawy Prawo Geodezyjne i Kartograficzne.
- 2.5.1.11.** Nowo pozyskane elementy muszą spełniać parametr dokładności 0,3 mm - 0,5 mm, w skali mapy przy porównaniu materiałów wejściowych z materiałami wyjściowymi, poprzez plotowanie fragmentów mapy lub porównanie obrazu rastrowego z wektorowym na ekranie monitora.
- 2.5.1.12.** Należy zachować zgodność styków arkuszy, obrębów i odcinków gazociągów. Wszystkie elementy treści w części wektorowej, które znajdują się także na sąsiednich sekcjach muszą zachowywać ciągłość (brak załamania na granicy sekcji), posiadać wspólny wierzchołek. Nie dopuszcza się, aby istniały jakiegokolwiek przerwy w treści mapy pomiędzy sąsiednimi plikami mapowymi.
- 2.5.1.13.** Kartowanie w pliku wektorowym należy wykonać w następujący sposób:
- w przypadku, gdy bezpośrednio w osi gazociągu występuje jakakolwiek armatura (kurek, zasuwka, itp.) lub inne elementy np. (spawy) należy w każdym z tych elementów dla gazociągu umieścić osobny wierzchołek odcinka liniowego,
  - w przypadku, gdy podawane są rzędne: terenu, gazociągu, urządzeń krzyżujących się w takich miejscach należy umieścić również pikietę określoną za pomocą współrzędnych z pomiaru bezpośredniego w terenie,
  - konieczne jest zaznaczenie we właściwej lokalizacji wszystkich połączeń spawanych, także tych odcinków, które były wykonywane metodą bezwykopową, dla których położenie



spoin należy nanieść wykorzystując dziennik spawania i dane w nim zawarte,

- wszystkie elementy graficzne muszą posiadać informację opisane za pomocą atrybutów nie przestrzennych określające ich właściwości takie jak: data kartowania, data pomiaru geodezyjnego, KERG, metoda pozyskania danych, nazwa wykonawcy geodezyjnego, w przypadku obiektów należących do Zamawiającego należy taką informację wprowadzić w atrybucie odnoszącym się do właściciela danego obiektu.

**2.5.1.14.** W przypadku pomierzenia elementów BMN metodą pomiaru bezpośredniego w terenie należy przedmiotowe elementy umieścić na mapie wektorowej i określić, jako elementy ze współrzędnych. Dla elementów infrastruktury podziemnej, które swoim położeniem odbiegają od lokalizacji na mapie w ODGiK, należy poza obszarem z pomiaru bezpośredniego w tzw. wykopie otwartym poprzez urządzenia lokalizacyjne skorygować i uzupełnić przebiegi do całości opracowywanego pasa tak, aby były zgodne ze stanem faktycznym w terenie.

**2.5.1.15.** Należy dokonać pomiaru nieujawnionej lub skorygowania przebiegu błędnie naniesionej infrastruktury technicznej (elementów uzbrojenia technicznego i szczegółów sytuacyjnych) należącej do Zamawiającego na pierworysach mapy zasadniczej, mapie numerycznej prowadzonej w ODGiK i plikach BMN (wektorowo-rastrowych) w pasie opracowania.

**2.5.1.16.** W przypadku prac przewiertowych dla nowych gazociągów po wykonaniu przejścia pilota HDD, Wykonawca robót udokumentuje poprawność wykonania przewiertu względem dokumentacji projektowej, która zostanie potwierdzona przez Wykonawcę geodezyjnego. Otrzymane dane będą stanowiły podstawę do wykreślenia przebiegu gazociągu na mapach i do opracowania profili podłużnych wykonanych przez uprawnionego geodetę. Dla odcinków gazociągów wykonanych w takiej technologii należy uzupełnić źródło pozyskania danych jako dane branżowe, w Ośrodku Dokumentacji Geodezyjnej i Kartograficznej i branżowej mapie hybrydowej tak, aby jednoznacznie wskazywało, że opracowywany odcinek powstał na podstawie danych otrzymanych od Wykonawcy przewiertu.

## **2.5.2.** Zakres tematyczny

**2.5.2.1.** Przedmiotem opracowania, oprócz istniejącej treści mapowej będącej w zasobie ODGiK, jest także uzupełnienie do pełnej treści (rozumiane jako nowy pomiar w terenie wszystkich elementów niewykazanych na mapach, wraz z dokonaniem poprawy błędnie naniesionych elementów) we wskazanym pasie wszystkich elementów z instrukcji K-1 wraz elementami branżowymi. Do pełnej treści mapy zasadniczej zaliczamy wszystkie obiekty obligatoryjne i fakultatywne z instrukcji K1.

- 2.5.2.2.** W przypadku braku na mapach zasadniczych w ODGiK jakichkolwiek elementów obligatoryjnych i fakultatywnych zgodnych z instrukcją K1, należy te elementy umieścić na branżowej mapie hybrydowej części wektorowej, np. brakujące elementy ewidencji gruntów i budynków - aby były zgodne ze stanem faktycznym w zasobie geodezyjnym, itd.
- 2.5.2.3.** W pasie opracowania należy umieścić fragmenty granic administracyjnych z opisem nazw jednostek administracyjnych, które rozgraniczają (województwo, powiat, gmina, obręb).
- 2.5.2.4.** W przypadku, gdy Wykonawca realizuje zadanie, które dotyczy odległego terminu zakończenia całości zadania, a w międzyczasie przekaze zrealizowane elementy sieci gazowej bez zakończenia całości inwestycji (wybudowania wszystkich zaplanowanych elementów w określonym pasie sieci gazowej), zobowiązany jest po zakończeniu całości zadania do ponownego przekazania wykonanych opracowań wg przedmiotowego standardu zawierającego wszystkie zrealizowane obiekty w terenie.
- 2.5.2.5.** Podstawowe elementy branżowe na mapie hybrydowej wymagające opracowania:
- wszystkie elementy armatury gazowej podziemnej i nadziemnej,
  - układy zaporowo-upustowe,
  - kolumny wydmuchowe,
  - filtry oraz zespoły filtrów,
  - rury ochronne,
  - rury przeciskowe,
  - odwadniacze,
  - kurki,
  - zasuw,
  - śluzy nadawczo-odbiorcze tłoka czyszczącego,
  - fittingi, króćce,
  - monobloki izolacyjne,
  - elementy ochrony przeciwkorozyjnej,
  - przewody i urządzenia elektroenergetyczne towarzyszące obiektom systemowym (mufy, szafki sterownicze, złącza kablowe itp.),
  - przewody aparatury kontrolno-pomiarowej,
  - przewody telemetryczne,
  - przewody odgromowe,
  - przewody uziemiające,
  - przewody ochronny katodowej,
  - przewody ochrony anodowej,
  - przewody antenowe,
  - oznaczenie zasięgu stref kontrolowanych lub odległości podstawowych od budynków mieszkalnych wynikające z dokumentacji projektowej i powykonawczej,
  - słupki trasowe oraz pomiarowe wraz z kilometrażem faktycznym.
- Dla nowo budowanych gazociągów inwentaryzowanych

w wykopie należy podać również kilometraż według odległości przestrzennej, podanie średnicy zewnętrznej przewodów,

- kompensatory,
- obciążniki,
- znaczniki lokalizacyjne skrzyżowań z innymi sieciami (np. EMS),
- spawy wraz z ich numerami prowadzonymi wg dziennika spawania, także dla odcinków gazociągów wykonanych w technologii bezwykopowej,
- opaski kompozytowe,
- odtworzone przewody i urządzenia melioracje, które zostały uszkodzone na etapie budowy.

**2.5.2.6.** Sposób prowadzenia elementów branżowych na mapie hybrydowej.

**2.5.2.6.1.** Przy przejściu gazociągu przez przeszkody terenowe (wykorzystując odnośnik) podać rzędną osi oraz górnej powierzchni rury gazociągu (w przypadku pomiaru w wykopie) oraz rzędną terenu, na gazociągu co 50 m, a także na punkcie załamania trasy (w płaszczyźnie poziomej i pionowej) oraz w punktach charakterystycznych gazociągów takich jak:

- przekroczenia rowów, krawędzi drogi, krawędzi chodnika/ścieżki rowerowej, oś drogi,
- miejsca podlegające inwentaryzacji, tj. wszystkie rodzaje dróg, cieków/rowów, torów kolejowych;
- skrzyżowania z ciekami/rowami melioracyjnymi – opracowanie obejmuje również zbadanie zagłębienia gazociągu pod dnem cieku, z przewiertu sterowanego przeliczając z układu lokalnego przewiertu na układ naszego opracowania, wysokość lustra wody na dzień opracowania,
- końce rur ochronnych i przeciskowych wraz z kolumnami wentylacyjnymi i przewodami połączeniowymi,
- rzędne rury łączącej kolumnę wydmuchową z gazociągiem, rzędne gazociągów oraz infrastruktury towarzyszącej (tj. np. kabli) w miejscach skrzyżowań z obcą infrastrukturą zaznaczyć na jednym odnośniku,
- w przypadku kolizji z urządzeniami podziemnymi należy podać rzędne: terenu, góry i osi rury gazociągu, urządzenia kolidującego.

**2.5.2.6.2.** W przypadku przewiertów sterowanych wykonanych w układzie lokalnym (X, Y, Z) otrzymane wartości należy przeliczyć na układ współrzędnych prostokątnych 2000, a rzędne wysokościowe podać w układzie zgodnym z mapą w ODGiK.

**2.5.2.6.3.** Spawy na elementach liniowych znajdujących się pod ziemią (tylko dla map opracowywanych po wejściu w życie przedmiotowych wytycznych) np.:

- pomiędzy rurami na gazociągach DN 200 i większych obowiązkowo, a dla pozostałych średnic fakultatywnie,
  - przy podziemnych zespołach zaporowo-upustowych - obowiązkowo,
  - przy kurkach, zasuwach, odwadniaczach, kompensatorach, monoblokach, trójnikach i innych elementach mających bezpośrednie połączenie z rurą gazociągu - obowiązkowo,
  - na odcinkach wykonanych w technologii bezwykopowej,
  - umieścić na mapie wektorowej za pomocą symbolu graficznego lokalizację wykonanych spawów - dotyczy tylko nowo budowanych gazociągów.
- 2.5.2.6.4.** Dla nowo budowanych odcinków gazociągów znajdujących się pod ziemią należy podać odległości przestrzenne pomiędzy miejscami pomiaru rzędnej gazociągu,
- 2.5.2.6.5.** W przypadku zmiany trasy gazociągów należy pozyskać informację z dokumentacji powykonawczej przełożeń nt. wyłączonych z ruchu odcinków. Jeżeli pozostawiono w gruncie odcinki nieczynnych rur należy je uwidocznic na mapie branżowej z sygnaturą „nieczynny”.
- 2.5.2.6.6.** Dla gazociągów wykonanych przed rokiem 2001 zakres stref kontrolowanych i zmniejszonych lub stref kontrolowanych po roku 2001 powinny wynikać z dokumentacji projektowej i powykonawczej.
- 2.5.2.6.7.** W miejscu skrzyżowania gazociągu lub światłowodu z drogami utwardzonymi: (betonowe, asfaltowe, utwardzone kruszywem) a także pod drogami, które zawierają rury ochronne i przeciskowe, torami kolejowymi, rzekami, ciekami wodnymi oraz w przypadku wykonania przewiertu sterowanego dołączyć profil podłużny gazociągu wykonany w skali  $1:\frac{100}{100}$  (z uwzględnieniem położenia rur ochronnych i przeciskowych).
- 2.5.2.6.8.** Rury ochronne – na końcach należy podać rzędną terenu, góry i osi rury ochronnej i przewodowej (w przypadku pomiaru w wykopie),
- 2.5.2.6.9.** Rury przeciskowe – na końcach należy podać rzędną terenu, góry i osi rury przeciskowej i przewodowej (w przypadku pomiaru w wykopie).
- 2.5.3.** Rozwarstwienie i topologia mapy zasadniczej  
Rozwarstwienie i topologia mapy zasadniczej muszą być zgodne z wymaganiami określonymi dla systemu w formacie \*dgn zgodnym z obowiązującą w GAZ-SYSTEM aplikacją V-Mapa.
- 2.5.4.** Warunki techniczne plików wektorowych i wymiana danych z wykonawcami  
Pliki wektorowe muszą spełniać warunki techniczne określone dla systemu w formacie \*dgn zgodnym z obowiązującą w GAZ-SYSTEM aplikacją V-Mapa.

- 2.5.4.1.** Wykonawca realizując zlecenie otrzymuje od GAZ-SYSTEM pliki źródłowe, które podlegają modyfikacji.
      - 2.5.4.2.** Opracowanie musi być dokonane wyłącznie za pomocą narzędzi aplikacji V-Mapa.
      - 2.5.4.3.** Opracowania należy dokonać wyłącznie edytując pliki wydane przez Zamawiającego. Nie dopuszcza się kopii plików o tych samych nazwach utworzonych na nowo. Wymagane jest z konieczności importu plików do bazy danych systemu V-Mapa. Pliki wydawane Wykonawcy zawierają niezbędne dane umożliwiające import do bazy danych.
      - 2.5.4.4.** W przypadku, gdy obszar opracowania obejmuje nowe miejsce, bez danych źródłowych Zamawiający przekazuje plik źródłowy bez treści z zakresem opracowania, który podlega edycji.
    - 2.5.5.** Podział sekcyjny
      - 2.5.5.1.** Całość opracowania mapy podzielona na zbiory zgodnie z podziałem sekcyjnym dla skali 1:2000 układu 2000.
      - 2.5.5.2.** W ramach pracy należy dostarczyć również plik obejmujący całość opracowania, bez podziału na sekcje.
    - 2.5.6.** Nazewnictwo sekcji

Nazwy sekcji nie mogą zawierać żadnych znaków rozdzielających, powinny być to jednolite ciągi cyfr. Nazwy sekcji powinny być zgodne z PUWG 2000 odpowiednio dla każdej ze stref.
- 2.6.** Rastrowa BMN
  - 2.6.1.** Wymagania ogólne dla zasadniczych map rastrowych
    - 2.6.1.1.** Branżowa Mapa Numeryczna w części rastrowej jest uzupełnieniem części wektorowej o informacje przestrzenne znajdujące się poza pasem opracowania. Jest wierną kopią mapy z ODGiK.
    - 2.6.1.2.** Obrazy rastrowe pełnych arkuszy map zasadniczych obejmujące zasięg opracowania, sporządzone po aktualizacji mapy zasadniczej wykonanym pomiarem. Konieczne jest dostarczenie sekcji całkowicie pokrywających bufor min. 100 m wokół osi gazociągu. Warunkiem jest pokrycie pasa min. 100 m wokół gazociągu. W przypadku przetwarzania całych sekcji wymagane jest, aby dostępna dla Zamawiającego była pełna treść mapowa z pełnych sekcji źródłowych również poza pasem 100 m.
    - 2.6.1.3.** Jeżeli w danym ODGiK nie są dostępne mapy analogowe, należy pozyskać dane wektorowe w buforze pomiędzy 50 m a 100 m na stronę od osi gazociągu i opracować je do formatu V-Mapy bez aktualizacji lub przetworzyć do pełnych sekcji do formatu rastrowego.
    - 2.6.1.4.** Zeskanowany obraz musi podlegać oczyszczeniu i przycięciu do wielkości obejmującej obszar arkusza (bez opisów poza ramkowych).
    - 2.6.1.5.** Skan map źródłowych należy wykonać z dokładnością min. 300 dpi, jednolitą dla całego opracowania.
    - 2.6.1.6.** Rastry mapy zasadniczej powinny być utworzone w podziale sekcyjnym dla skali 1:2000 układu 2000. W przypadku, gdy na danym obszarze obowiązuje układ 2000 lub lokalny, Wykonawca musi zeskanować, skalibrować, przetransformować, skleić i dociąć

opracowanie do sekcji wg podziału sekcyjnego dla skali 1:2000 układu 2000.

**2.6.1.7.** Sekcje docelowe należy tworzyć poprzez scalenie dostępnych, dla danego obszaru, sekcji źródłowych o największych możliwych skalach: 1:500, 1:1000 lub jeśli brak 1:2000.

**2.6.1.8.** Kalibrację należy wykonać metodą afiniczną w oparciu o siatkę krzyży lub punkty osnowy geodezyjnej na minimum 16 punktów dopasowania z odrzuceniem punktów o największych odchyłkach. Wynikiem opracowania musi być również raport zawierający analizę dokładności.

**2.6.1.9.** Pozostałe wymagania powinny być zgodne z Rozporządzeniem Ministra Rozwoju z dnia 18 sierpnia 2020 r. w sprawie *standardów technicznych wykonywania geodezyjnych pomiarów sytuacyjnych i wysokościowych oraz opracowywania i przekazywania wyników tych pomiarów do państwowego zasobu geodezyjnego i kartograficznego*.

**2.6.1.10.** Specyfikacja plików rastrowych:

- format plików rastrowych – GeoTIFF z właściwą georeferencją,
- głębina kolorów – 1bit (czarno-biały). Niedozwolone jest ustawianie obrazu jako dwukolorowy,
- treść należy ustawić na kolor czarny, a tło bezbarwne typu „no data”,
- kompresja – CCITT FAX4,
- pliki typu untiled, bez piramid zobrazowania, color map typu discret,
- w pliku powinien być zdefiniowany układ współrzędnych.

**2.6.2.** Nazewnictwo sekcji

Nazwy sekcji nie mogą zawierać żadnych znaków rozdzielających, powinien być to jednolity ciąg cyfr. Nazwy sekcji powinny być zgodne z PUWG 2000 odpowiednio dla każdej ze stref.

**2.7.** Zaklauzulowane lub poświadczane przez Wykonawcę odbitki mapy zasadniczej

Mapa analogowa zawierająca nazwę firmy, która wykonała inwentaryzację, pieczętkę podpis uprawnionego Geodety, numer KERG oraz klauzulę inwentaryzacji powykonawczej z Ośrodka Dokumentacji Geodezyjno-Kartograficznej o przyjęciu opracowania do zasobu lub oświadczenie o uzyskaniu pozytywnego wyniku weryfikacji, które składa Wykonawca prac geodezyjnych pod rygorem odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń (zgodnie z art. 12b ust 5 i 5a ustawy Prawo Geodezyjne i Kartograficzne), lub przez inne instytucje i przedsiębiorstwa prowadzące swój zasób mapowy np. PKP.

Z uwagi na prowadzoną Branżową Mapę Numeryczną, wymagane jest, aby jej zawartość w zakresie posiadanej infrastruktury była zgodna z zasobem mapowym w Ośrodku Dokumentacji Geodezyjnej i Kartograficznej (tj. m. in. z Geodezyjną Ewidencją Sieci Uzbrojenia Terenu).

W związku z powyższym po zakończeniu zadania, jeden egzemplarz mapy należy dostarczyć w wersji analogowej-papierowej, po naniesieniu zmian w zasobie geodezyjnym we właściwym Ośrodku Dokumentacji Geodezyjnej i Kartograficznej (także kolejowym) jako dowód wprowadzonej treści. Mapę należy przekazać jako



opracowanie w formacie A1 w podziale sekcyjnym w skali 1: 500. Przedmiotowe opracowanie można przekazać np. w formie mapy do celów opiniotwórczych.

## **2.8. Profile podłużne przebiegu sieci gazowej**

**2.8.1.** Sporządzony, na podstawie opracowania wysokościowego, profil podłużny gazociągu, światłowodu w skali 1:100 (poziomo) i 1:100 (wysokościowo) w miejscach określonych w pkt 1.

Profil należy wykonać z uwzględnieniem położenia:

- rur ochronnych, przeciskowych oraz ich wymiarów,
- infrastruktury towarzyszącej (jak np.: słupki trasowe i pomiarowe, kable pomiarowe, kolumny wydmuchowe wraz z rurą łączącą z rurą ochronną).

**2.8.2.** Profil wykonywany w miejscach skrzyżowań gazociągu z:

- drogami,
- torami kolejowymi,
- rzekami,
- ciekami.

**2.8.3.** Profil wykonywany zostanie również w przypadku przewiertów sterowanych.

**2.8.4.** Nazewnictwo i format plików profili

**2.8.4.1.** Profile – aktualna nazwa sekcji w układzie 2000, na której znajduje się obiekt charakterystyczny, z suffixem „-pY” symbolizującym profil oraz kolejny numer dla danej sekcji. Przykładowo dla pierwszego profilu na sekcji 6.158.33.09 nazwa pliku powinna wyglądać następująco „61583309-p1”.

**2.8.4.2.** W przypadku wykorzystywania plików udostępnionych przez Zamawiającego dla nowych elementów nazewnictwo powinno być kontynuowane wykorzystując kolejny wolny numer porządkowy. Nazwy sekcji powinny być zgodne z PUWG 2000 odpowiednio dla każdej ze stref.

**2.8.5.** Oznaczanie profili na mapach

**2.8.5.1.** Profile należy oznaczać za pomocą odnośnika na mapach wykorzystując właściwą warstwę w formacie \*dgn V8 zgodnym z obowiązującą w GAZ-SYSTEM aplikacją V-Mapa.

**2.8.5.2.** Tekst na odnośniku powinien składać się tylko z nazwy pliku profilu. Przykładowo dla pierwszego profilu na sekcji 6.158.33.09 nazwa odnośnika powinna wyglądać następująco „61583309-p1”.

## **2.9. Schematy obiektów gazowniczych**

**2.9.1.** Całościowy schemat geodezyjny w określonej skali dla wybranych obiektów systemowych oraz miejsc charakterystycznych.

**2.9.2.** Obiekty, dla których należy tworzyć schematy to:

- stacja gazowa,
- tłocznia,
- punkt pomiarowy,
- zespół zaporowo-upustowy,
- węzeł gazowy,
- odwadniacz,
- zespół śluz tłoka.



- 2.9.3.** Schemat przedstawia cały obszar obiektu. Należy je stworzyć na podstawie branżowej mapy numerycznej (na podstawie, której jest prowadzony w określonej skali) oraz projektu powykonawczego.
- 2.9.4.** Schemat powinien być opracowany z wykorzystaniem symboliki branżowej. W przypadku braku jakiegokolwiek symbolu należy wykorzystać symbol armatury gazowej (kropka + g) i za pomocą opisu słownego z wykorzystaniem odnośnika wstawić opis danego elementu np. króciec do balonowania.
- 2.9.5.** Nazewnictwo i format plików schematów
  - 2.9.5.1.** Nazwy plików reprezentujących schematy należy tworzyć według wzoru: aktualna nazwa sekcji, na której znajduje się obiekt charakterystyczny, z suffixem „-sY” symbolizującym schemat oraz kolejny numer dla danej sekcji. Przykładowo dla drugiego schematu na sekcji 6.158.33.09 nazwa pliku powinna wyglądać następująco „61583309-s2”.
  - 2.9.5.2.** W przypadku wykorzystywania plików udostępnionych przez Zamawiającego dla nowych elementów nazewnictwo powinno być kontynuowane wykorzystując kolejny wolny numer porządkowy. Nazwy sekcji powinny być zgodne z PUWG 2000 odpowiednio dla każdej ze stref.
- 2.9.6.** Oznaczanie schematów na mapach.
  - 2.9.6.1.** Schematy należy oznaczać za pomocą odnośnika na mapach wykorzystując właściwą warstwę w formacie \*dgn V8 zgodnym z obowiązującą w GAZ-SYSTEM aplikacją V-Mapa.
  - 2.9.6.2.** Tekst na odnośniku powinien składać się tylko z nazwy pliku schematu. Przykładowo dla drugiego schematu na sekcji 6.158.33.09 nazwa odnośnika powinna wyglądać następująco „61583309-s2”.
- 2.10.** Rastrowa mapa topograficzna
  - 2.10.1.** Wymagania ogólne dla topograficznych map rastrowych
    - 2.10.1.1.** Dla systemu w formacie \*dgn V8 zgodnym z obowiązującą w GAZ-SYSTEM aplikacją V-Mapa rastry wymagane są w przypadku braku lub nieaktualności posiadanych opracowań u Użytkownika. Decyzję w tej sprawie każdorazowo podejmuje Zamawiający w zależności od przedmiotu opracowania.
    - 2.10.1.2.** Zeskanowane arkusze map topograficznych, najnowszej edycji (niezależnie od układu), pokrywające zasięg gazociągu w skali 1:10000 lub 1:25000. W przypadku, gdy pozyskane mapy są w układzie innym niż 1965 lub 1992, Wykonawca musi zeskanować, skalibrować, przetransformować, skleić i dociąć opracowanie do sekcji wg podziału sekcyjnego dla skali 1:10000 lub 1:25000 układu 1965 lub 1992.
    - 2.10.1.3.** Skanowanie map źródłowych musi nastąpić z dokładnością min. 300 dpi, jednolitą dla całego opracowania.
    - 2.10.1.4.** Kalibracja w oparciu o siatkę krzyży i/lub ramkę na min 16 punktów dopasowania z odrzuceniem punktów o największych odchyłkach. Wynikiem opracowania musi być również raport zawierający analizę dokładności. Zeskanowany obraz musi podlegać „oczyszczeniu” i przycięciu do wielkości obejmującej obszar arkusza (bez opisów poza ramkowych).

**2.10.1.5.** Pozostałe wymagania powinny być zgodne z rozporządzeniem Ministra Rozwoju z dnia 18 sierpnia 2020 r. w sprawie *standardów technicznych wykonywania geodezyjnych pomiarów sytuacyjnych wysokościowych oraz opracowywania i przekazywania wyników tych pomiarów do państwowego zasobu geodezyjnego i kartograficznego*.

**2.10.1.6.** Specyfikacja plików rastrowych:

- format plików rastrowych – GeoTIFF z właściwą georeferencją,
- głębina kolorów – 16 bit,
- kompresja – LZW,
- pliki typu untiled, bez piramid zobrazowania.

**2.10.2.** Nazewnictwo sekcji

Nazwy sekcji nie mogą zawierać żadnych znaków rozdzielających, powinien być to jednolity ciąg cyfr. Nazwy sekcji powinny być zgodne z PUWG 1965 lub 1992 odpowiednio dla każdej ze stref. Zasięg stref PUWG 1965 określa instrukcja techniczna O1/O2.

**2.11.** Wektorowa mapa topograficzna

**2.11.1.** Warunki techniczne plików wektorowych

**2.11.1.1.** Wektorowa mapa topograficzna prowadzona jest w formie mapy branżowej, która bazuje na przebiegu sieci gazowej z branżowej mapy numerycznej w części wektorowej. Mając na uwadze jej tworzenie i aktualizację, jest samodzielnie prowadzona przez Użytkownika systemu. Pliki wektorowe muszą spełniać warunki techniczne określone dla systemu w formacie \*.dgn zgodnym z obowiązującą w GAZ-SYSTEM aplikacją V-Mapa.

**2.11.1.2.** Poszczególne elementy mapy topograficznej mogą być tworzone wyłącznie z wykorzystaniem symboliki branżowej, mogą zostać użyte w sposób fakultatywny i zawierać elementy dostępne dla użytkownika.

**2.11.2.** Podział sekcyjny

Pliki wektorowe w formacie DGN prowadzone są w podziale sekcyjnym 25 000 i/lub 10 000 układu 1965 jednolitym dla całego Oddziału.

**2.11.3.** Nazewnictwo sekcji

Nazwy sekcji nie mogą zawierać żadnych znaków rozdzielających, powinien być to jednolity ciąg cyfr. Nazwy sekcji powinny być zgodne z PUWG1965 odpowiednio dla każdej ze stref. Zasięg stref PUWG 1965 określa instrukcja techniczna O1/O2.

**2.11.4.** Rozwarstwienie i topologia mapy zasadniczej

Rozwarstwienie i topologia mapy zasadniczej muszą być zgodne z wymaganiami określonymi dla systemu w formacie \*.dgn V8 zgodnym z obowiązującą w GAZ-SYSTEM aplikacją V-Mapa.

### **3. Standard danych pomocniczych**

**3.1.** Jako dane pomocnicze należy rozumieć dodatkowe dane, związane bezpośrednio z danymi geodezyjnymi, wykorzystywane w GAZ-SYSTEM, takie jak:

- dokumentacja fotograficzna obiektów gazowych,
- wykazy współrzędnych,
- zestawienia tabelaryczne.

- 3.2.** Dokumentację fotograficzną należy wykonać dla następujących obiektów:
- stacja gazowa,
  - tłocznia,
  - punkt pomiarowy,
  - zespół zaporowo-upustowy,
  - odwadniacz,
  - przekroczenie/skrzyżowanie, dla którego został wykonany profil podłużny,
  - węzeł gazowy,
  - SOK (stacja ochrony katodowej),
  - kolizja – obiekty budowlane będące w granicach strefy odległości podstawowych, zmniejszonych lub strefy kontrolowanej.
- 3.3.** Wykonane zdjęcia powinny przejrzysto odzwierciedlać rozmieszczenie wszystkich elementów wchodzących w skład obiektów systemowych i które jednocześnie pozwolą na rozpoznanie zastosowanej armatury.
- 3.4.** W przypadku wykonania zdjęć podczas realizacji prac w trakcie budowy, należy również dołączyć zdjęcia po zakończeniu zadania.
- 3.5.** Należy dołączyć dokumentację zdjęciową, która zostanie wykonana dla całego obiektu, nawet w przypadku, gdy opracowaniu podlega jedynie jego fragment.
- 3.6.** Zdjęcia powinny charakteryzować się:
- rozdzielczością: nie mniejszą niż 5 MPix (2592 x 1944),
  - głębią kolorów: 24 bit,
  - formatem zapisu: JPEG, kompresją na poziomie 85 %,
  - georeferencją w układzie WGS84.
- 3.7.** Liczebność i nazewnictwo:
- należy dołączyć minimum 3 zdjęcia dla każdego obiektu,
  - nazwy plików zdjęć należy tworzyć wykorzystując nazwę obiektu z dodanym sufiksem „-ZY”, gdzie Y – kolejny numer zdjęcia,
  - dla pozostałych obiektów, nazwy plików zdjęć należy tworzyć wykorzystując tylko nazwę sekcji z dodanym sufiksem „-X-ZY”, gdzie X – kolejny numer obiektu na danej sekcji, Y – kolejny numer zdjęcia (np. 61583309-s2-z5).
- 3.8.** Wykazy współrzędnych
- 3.8.1.** Należy sporządzić wykaz wszystkich pomierzonych z pomiaru bezpośredniego elementów w układzie współrzędnych 2 000, WGS 84 w pliku txt.
- 3.8.2.** Należy opracować wykaz współrzędnych GPS (WGS 84) umożliwiających m.in. wprowadzenie danych do systemów nawigacyjnych obejmujących:
- punkty załamania trasy gazociągu,
  - lokalizację układów/obiektów technologicznych (ZZU, ZP, SG, SP, SOK).
- 3.9.** Zestawienia tabelaryczne
- 3.10.** Wykonawca zobligowany jest do podania w zestawieniu tabelarycznym długości gazociągu, światłowodu w podziale na odcinki, gminy i powiaty w rozróżnieniu na odległości przestrzenne i zredukowane.

#### **4. Standard danych geograficznych.**

- 4.1.** Jako dane geograficzne należy rozumieć pozostałe dane przestrzenne o obiektach i zjawiskach występujących na powierzchni Ziemi, wykorzystywane przez GAZ-SYSTEM. W szczególności:
- elementy Bazy Danych Obiektów Topograficznej (BDOT10k),
  - elementy Bazy Danych Obiektów Ogólnogeograficznych (BDOO),
  - ortofotomapy,
  - rastrowe mapy topograficzne,
  - pozostałe dane przestrzenne GIS.
- 4.2.** Wymagania ogólne dla BDOT10k
- 4.2.1.** Zasób elementu Bazy Danych Obiektów Topograficznej (BDOT10k) w GAZ-SYSTEM pełni rolę danych przestrzennych drugiego poziomu prezentacji.
- 4.2.2.** Dane gromadzone w ciągłej bazie danych - brak podziału sekcyjnego danych.
- 4.2.3.** Poziom topograficzny składa się z komponentu TOPO.
- 4.2.4.** Dane powinny pochodzić z komponentu TOPO BDOT10k lub równoważne.
- 4.2.5.** Standardowe dane topograficzne (TOPO BDOT10k) powinny charakteryzować się brakiem redakcji kartograficznej - rzeczywista lokalizacja obiektów mapowych.
- 4.2.6.** Układ odniesień przestrzennych: 1992.
- 4.2.7.** Układ odniesień wysokości: Kronsztadt.
- 4.2.8.** Format danych: ESRI SHP
- 4.3.** W przypadku braku pokrycia danego obszaru mapami wektorowymi BDOT10k należy pozyskać najnowsze dostępne dla danego obszaru mapy topograficzne w skali 1:10000. Przekazaniu podlegają wówczas skalibrowane obrazy rastrowe wraz z zakupionymi wersjami papierowymi.
- 4.4.** Rozwarstwienie BDOT10k. Szczegółowy zakres informacyjny określa rozporządzenie Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji z dnia 17 listopada 2011 r. w sprawie bazy danych obiektów topograficznych oraz bazy danych obiektów ogólnogeograficznych, a także standardowych opracowań kartograficznych.
- 4.5.** Wymagania ogólne dla BDOO
- 4.5.1.** Baza Danych Ogólnogeograficznych pełni funkcje mapy przeglądowej, obrazującej znaczne obszary działania GAZ-SYSTEM.
- 4.5.2.** Dane gromadzone w ciągłej bazie danych - brak podziału sekcyjnego danych.
- 4.5.3.** Dane powinny pochodzić z Bazy Danych Obiektów Ogólnogeograficznych lub równoważnej.
- 4.5.4.** Układ odniesień przestrzennych: 1992.
- 4.5.5.** Układ odniesień wysokości: Kronsztadt.
- 4.5.6.** Format danych: ESRI SHP
- 4.5.7.** Rozwarstwienie BDOO. Szczegółowy zakres informacyjny określa rozporządzenie Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji z dnia 17 listopada 2011 r. w sprawie bazy danych obiektów topograficznych oraz bazy danych obiektów ogólnogeograficznych, a także standardowych opracowań kartograficznych. Elementy branżowe mapy przeglądowej

powinny być utworzone na podstawie danych mapy zasadniczej z dokonaniem niezbędnej redakcji kartograficznej.

#### **4.6. Wymagania dla ortofotomapy**

- 4.6.1.** Ortofotomapy są uzupełnieniem drugiego poziomu prezentacji danych przestrzennych.
- 4.6.2.** Pas opracowania – min. 100 m na każdą ze stron od osi gazociągu.
- 4.6.3.** Dla obiektów powierzchniowych (Tłocznie, Stacje Gazowe, itp.) – min. 100 m poza ich granice.
- 4.6.4.** Zdjęcia powinny charakteryzować się brakiem chmur i ich cieni na obrazie.
- 4.6.5.** Rozdzielczość ortofotomapy: pixel < 10 cm.
- 4.6.6.** Średni błąd położenia pixela na ortofotomapie nie większy niż 3 x wielkość pixela.
- 4.6.7.** Pliki graficzne ortofotomapy:
  - format GeoTIFF z georeferencją,
  - głębia koloru – 24 bit (RGB – pojedynczy kanał 8 bit),
  - kompresja – LZW,
  - pliki typu untiled, nie powinny zawierać piramid zobrazowania.
- 4.6.8.** Podział sekcyjny i odwzorowanie:
  - pliki graficzne ortofotomapy w podziale sekcyjnym skali 1:2000,
  - układ współrzędnych PUWG 2000, pas zgodny z obowiązującym dla danego terenu.
- 4.6.9.** Nazwy sekcji nie mogą zawierać żadnych znaków rozdzielających, powinien być to jednolity ciąg cyfr.

#### **4.7. Wymagania dla rastrowej mapy topograficznej**

- 4.7.1.** Rastrowe mapy topograficzne w systemie paszportyzacji są uzupełnieniem TBD w przypadku braku dostępności danych wektorowych na danym obszarze.
- 4.7.2.** Zeskanowane arkusze map topograficznych, najnowszej edycji (niezależnie od układu), pokrywające zasięg gazociągu w skali 1:10000 lub 1:25000. W przypadku, gdy pozyskane mapy są w układzie innym niż 1992 Wykonawca musi zeskanować, skalibrować, przetransformować, skleić i dociąć opracowanie do sekcji wg podziału sekcyjnego dla skali 1:10000 lub 1:25000 układu 1992.
- 4.7.3.** Skanowanie map źródłowych musi nastąpić z dokładnością min. 300 dpi, jednoliłą dla całego opracowania.
- 4.7.4.** Kalibracja w oparciu o siatkę krzyży i/lub ramkę na min 16 punktów dopasowania z odrzuceniem punktów o największych odchyłkach. Wynikiem opracowania musi być również raport zawierający analizę dokładności. Zeskanowany obraz musi podlegać „oczyszczeniu” i przycięciu do wielkości obejmującej obszar arkusza (bez opisów poza ramkowych).
- 4.7.5.** Pozostałe wymagania powinny być zgodne z § Rozporządzeniem Ministra Rozwoju z dnia 18 sierpnia 2020 r. w sprawie *standardów technicznych wykonywania geodezyjnych pomiarów sytuacyjnych i wysokościowych oraz opracowywania i przekazywania wyników tych pomiarów do państwowego zasobu geodezyjnego i kartograficznego*.
- 4.7.6.** Specyfikacja plików rastrowych:
  - format plików rastrowych – GeoTIFF z właściwą georeferencją,

- głębia kolorów – 24bit,
- kompresja – LZW,
- pliki typu untiled, bez piramid zobrazowania.

**4.7.7.** Nazwy sekcji nie mogą zawierać żadnych znaków rozdzielających, powinien być to jednolity ciąg cyfr.

#### **4.8.** Pozostałe dane przestrzenne GIS

Wszystkie pozostałe dane przestrzenne GIS w GAZ-SYSTEM powinny być gromadzone w formacie ESRI SHP. Szczegółowe wymagania techniczne odnośnie do warstw innych niż opisane w tym dokumencie powinny być określone każdorazowo w specyfikacji przetargowej.

### **5. Zasób danych przestrzennych w GAZ-SYSTEM**

**5.1.** Zasób danych przestrzennych w GAZ-SYSTEM prowadzony jest w systemie paszportyzacji.

**5.2.** Dane geodezyjne obsługiwane są przez system w formacie \*dgn zgodnym z obowiązującą w GAZ-SYSTEM aplikacją V-Mapa. Dane geograficzne obsługuje System EAM.

**5.2.1.** System jest zgodny z obowiązującą w GAZ-SYSTEM aplikacją V-Mapa i jest źródłem danych przestrzennych dla systemu EAM.

**5.2.2.** Baza danych mapowych w formacie \*dgn jest zgodna z obowiązującą w GAZ-SYSTEM aplikacją V-Mapa prowadzona jest przez Oddziały w systemie przechowującym dane w scentralizowanej bazie danych.

**5.2.3.** Weryfikacja danych wpływających od Wykonawców polega na obowiązkowej kontroli wektorowych plików cyfrowych. Kontrolę należy dokonać przy użyciu mechanizmów kontrolnych wbudowanych w aplikację V-Mapa, zgodną z obowiązującą w GAZ-SYSTEM. W przypadku stwierdzenia w raporcie kontroli błędów, uwag lub nieprawidłowości zasób taki należy zwrócić Wykonawcy w celu jego poprawy. Zasób, który podlega zaakceptowaniu pozbawiony jest ww. usterek.

**5.2.4.** Aktualizacja bazy danych w formacie \*dgn zgodnym z obowiązującą w GAZ-SYSTEM aplikacją V-Mapa. Import nowego zasobu do bazy danych mapowych systemu w formacie \*dgn zgodnym z obowiązującą w GAZ-SYSTEM aplikacją V-Mapa może nastąpić tylko, gdy wynik kontroli wgrywanych plików jest bez uwag.

Wymagania dotyczące opracowania i przekazywania plików wektorowych opisano w pkt. 2.5.4

### **6. Przyjęcie danych do zasobów GAZ-SYSTEM**

**6.1.** W wyniku prowadzenia prac inwestycyjnych/modernizacyjnych/remontowych albo aktualizacji danych geodezyjnych Wykonawca przekazuje niżej wymienione materiały.

**6.1.1.** Pliki mapy numerycznej w formacie \*dgn zgodnym z obowiązującą w GAZ-SYSTEM aplikacją V-Mapa użytkowanej w Spółce na platformie Bentley w podziale arkuszy w skali 1:2000 układu 2000z symboliką elementów w skali 1:500.

**6.1.2.** Pliki całościowe mapy numerycznej bez podziału na arkusze w formacie \*dgn, zgodnym z obowiązującą w GAZ-SYSTEM aplikacją V-Mapa, we właściwych



strefach odwzorowawczych (zgodnych z obowiązującymi na danym obszarze).

- 6.1.3.** Pliki rastrowe mapy zasadniczej (jeżeli zostały pozyskane lub wytworzone) w podziale arkuszy dla skali 1:2000 (bez opisów pozaramkowych, w przypadku map w innych skalach należy scalić do skali 1:2000). Format GeoTIFF z ustaloną georeferencją. Układ współrzędnych 2000.
- 6.1.4.** Pliki rastrowe mapy topograficznej w podziale arkuszy w skali 1:25000 lub 1:10000 układu 1992 (bez opisów pozaramkowych). Format GeoTIFF z ustaloną georeferencją. Decyzja w sprawie skali zostanie uzgodniona z Zamawiającym przy realizacji przedmiotu opracowania.
- 6.1.5.** Szczegółowe szkice gazowniczych urządzeń technicznych w formie numerycznej – schematy.
- 6.1.6.** Profile podłużne w formie numerycznej.
- 6.1.7.** Czytelne kopie geodezyjnych szkiców pomiarowych w formie papierowej oraz w wersji PDF zawierające wszystkie pomierzone elementy wraz z numerami pikiet. Szkice muszą być opisane numerem sekcji mapy w skali, jakiej dostarczona jest mapa z ODGiK, muszą zawierać nr KERG, oznaczenie kierunku północy, nazwę obrębu i gminy.
- 6.1.8.** Dwa egzemplarze map z ODGiK (min. 1 egzemplarz w podziale sekcyjnym – format A1) zakluzulowane lub poświadczone o uzyskaniu pozytywnego wyniku weryfikacji odbitki mapy zasadniczej po wykonaniu pomiaru w terenie. Wielkość przekazywanych materiałów nie powinna przekraczać rozmiaru A1. W przypadku, gdy ODGiK wydaje mapę kolorową należy dodatkowo dołączyć także wersję czarno-białą (dotyczy jednego egz.). Należy dołączyć mapę przeglądową tych arkuszy z narzuconym podziałem sekcyjnym 1:2000 w układzie 1965 i 2000.  
Dodatkowo należy dostarczyć egzemplarz mapy w wersji papierowej, po naniesieniu zmian w zasobie geodezyjnym we właściwym Ośrodku Dokumentacji Geodezyjnej i Kartograficznej (także kolejowym) jako dowód wprowadzonej treści. Mapę należy przekazać jako opracowanie w formacie A1 w podziale sekcyjnym w skali 1: 500. Przedmiotowe opracowanie można przekazać np. w formie mapy do celów opiniodawczych.
- 6.1.9.** Wykazy współrzędnych w układzie 2000 i WGS-84 w pliku txt, tak jak w pkt 3.8.
- 6.1.10.** Papierowe arkusze mapy topograficznej, z której wykonywane były skany, w jednym egzemplarzu.
- 6.1.11.** Wydruk w skali 1:500 branżowej mapy hybrydowej przekazanej w formie plików z zaznaczeniem elementów pomierzonych w postaci sekcyjnej lub map trasowych z przebiegiem sieci gazowej.
- 6.1.12.** Zestawienia tabelaryczne długości gazociągu w podziale na obręby, gminy i powiaty w rozróżnieniu na odległości zredukowane.
- 6.1.13.** Wszystkie przekazywane dane w formie elektronicznej należy przekazać w dwóch kompletach (opisanych jako oryginał i kopia) na płycie DVD lub zewnętrznych dyskach twardych USB 3.0 zasilanych z portu USB (bez zewnętrznego zasilacza) w przypadku, gdy dane nie mieszczą się na jednej płycie DVD.



- 6.2.** Wszystkie powyższe materiały wykonane dla Zamawiającego mają zostać przekazane w formie operatu zawierającego kompletne materiały. Nie dopuszcza się sytuacji, w której część danych jest przekazana osobno np. łącznie z techniczną dokumentacją powykonawczą. Ponadto wymagane jest, aby opracowanie będące przedmiotem przekazania do Działu Technicznego było zweryfikowane i potwierdzone przez osobę ze strony Zamawiającego bezpośrednio nadzorującą wykonanie danego zadania w terenie.
- 6.3.** W wyniku aktualizacji danych geograficznych Wykonawca przekazuje niżej wymienione materiały.
- 6.3.1.** Pliki całościowe mapy numerycznej, bez podziału na arkusze w formacie SHP.
- 6.3.2.** Przekazywane materiały ww. plikach należy nagrać na cyfrowy nośnik danych (CD-ROM lub DVD, itp.) i dołączyć do dokumentacji w dwóch egzemplarzach. Na przekazywanych nośnikach danych oprócz plików, które podlegały opracowaniu, należy także przekazać pliki w odrębnym katalogu pod nazwą np. otrzymane opracowanie. W nim powinny znajdować się pliki, które udostępnione zostały do kartowania – stan przed zrealizowaniem przedmiotowego zadania.

## **7. Aktualność danych**

### **7.1. Weryfikacja i ocena aktualności danych**

Weryfikację i ocenę aktualności map należy dokonywać podczas normalnego użytkowania zasobu. W przypadku stwierdzenia dużych rozbieżności w treści zasobu w stosunku do stanu faktycznego (spowodowane np. szybką urbanizacją danego obszaru) Oddział powinien podjąć stosowne działania zmierzające do zaktualizowania zasobu na danym obszarze.

### **7.2. Aktualizacja danych geodezyjnych**

**7.2.1.** Aktualizacja posiadanego zasobu danych powinna następować każdorazowo podczas:

- inwentaryzacji powykonawczych nowo budowanych lub remontowanych obiektów gazowniczych,
- inwentaryzacji powykonawczych obiektów budowlanych sytuowanych w sąsiedztwie gazociągów wysokiego ciśnienia.

**7.2.2.** Dostarczenie rastrowej mapy topograficznej nie będzie zawsze obligatoryjne podczas prac aktualizacyjnych danych geodezyjnych.

**7.2.3.** W ramach zlecenia dopuszczalne jest fakultatywne wymaganie map topograficznych, jeśli opracowanie dotyczy nowych obszarów lub istniejące dane są nieaktualne. Decyzja należeć będzie do osoby odpowiedzialnej za zamówienie.

#### UWAGA:

wymóg dotyczy wyłącznie topograficznych map rastrowych. Mapy wektorowe topograficzne będą tworzone samodzielnie na bazie danych map zasadniczych.

**7.2.4.** Zalecany wiek zasobu geodezyjnego ustala się następująco:

- mapy zasadnicze – do 10 lat,
- mapy topograficzne – do 15 lat,
- mapy przeglądowe – do 25 lat.

**7.2.5.** W uzasadnionych przypadkach aktualizacji poszczególnych fragmentów map podyktowanej np. dużymi zmianami w zagospodarowaniu przestrzennym należy dokonywać ich odpowiednio wcześniej.

**7.3.** Aktualizacja danych geograficznych

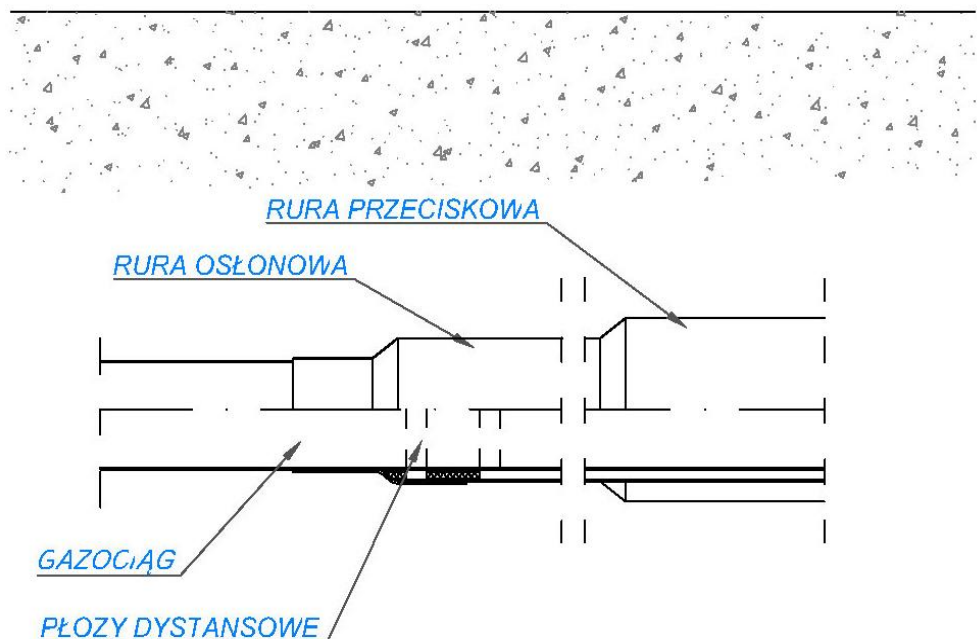
Aktualizacja posiadanego zasobu danych powinna następować w uzasadnionych przypadkach np. przy dużych zmianach w zagospodarowaniu przestrzennym lub pojawieniem się na rynku nowych opracowań.

**Andrzej  
Kolasa** Elektronicznie  
podpisany przez  
Andrzej Kolasa  
Data: 2021.06.09  
15:49:37 +02'00'

## **1. Wymagania ogólne**

- 1.1.** Wymagania załącznika należy stosować przy zbliżeniach i skrzyżowaniach budowanych lub remontowanych gazociągów przesyłowych z przeszkodami terenowymi:
  - drogami;
  - liniami kolejowymi;
  - liniami elektroenergetycznymi napowietrznymi oraz kablami energetycznymi;
  - liniami telekomunikacyjnymi,
  - wodami powierzchniowymi;
  - inną infrastrukturą techniczną.
- 1.2.** Projektant powinien być zobowiązany do uzgodnienia z GAZ-SYSTEM treści wniosku dotyczącego przekroczenia gazociągiem przeszkody terenowej przed złożeniem jego do właściciela/zarządcy w celu wydania warunków przekroczenia.
- 1.3.** Wszystkie połączenia spawane budowanego gazociągu należy wykonywać zgodnie z Załącznikiem nr 8 do Instrukcji PE-DY-I02 oraz z Załącznikiem nr 5 do Instrukcji PE-DY-I26, jeżeli ma zastosowanie.
- 1.4.** Rury stalowe stosowane do budowy gazociągu należy zabezpieczyć przeciwkorozyjnie zgodnie z Załącznikami nr 1 i 3 do Instrukcji PE-DY-I02 oraz z Załącznikiem nr 1 do Instrukcji PE-DY-I26, jeżeli ma zastosowanie.
- 1.5.** Ochronę przed korozją połączeń spawanych gazociągu oraz naprawy powłok należy wykonywać zgodnie z Załącznikiem nr 3 do Instrukcji PE-DY-I02.
- 1.6.** Zewnętrzną izolację gazociągów układanych metodami bezwykopowymi zaleca się zabezpieczyć przed powstawaniem mechanicznych uszkodzeń powłoki za pomocą jednej z metod: otuliną betonową, fabrycznym laminatem epoksydowo-szklanym lub pogrubioną warstwą 3LPE lub 3LPP (zabezpieczeniu podlega rura przewodowa bez rury osłonowej).
- 1.7.** W przypadku prac, w których istnieje prawdopodobieństwo, że drgania będą przenoszone na istniejący gazociąg, zaleca się dokonywać pomiaru drgań na gazociągu.
- 1.8.** W przypadku konieczności wykonania prac odwodniających, z uwagi na zakres wpływu leja depresji na czynny gazociąg oraz wpływu gazociągu wynikających z prac montażowych, zaleca się dokonywać geodezyjnego pomiaru osiadania gazociągu.
- 1.9.** Rury osłonowe na gazociągu
  - 1.9.1.** Rury osłonowe zaleca się stosować na skrzyżowaniach gazociągu z linią kolejową, drogą krajową, autostradą, drogą ekspresową oraz gdy budowa rur osłonowych wynika z obowiązujących przepisów. Zaleca się ze względów technicznych lub innych uzasadnionych przyczyn ograniczenie do minimum stosowanie rur osłonowych. Konieczność zastosowania oraz sposób zabudowy rury osłonowej powinien określić projektant skrzyżowania w uzgodnieniu z GAZ-SYSTEM.

- 1.9.2.** Dopuszcza się zabudowę rury osłonowej na gazociągu krzyżującym się z inną przeszkodą niż wymienione w pkt 1.9.1, jeżeli wymóg zabudowy rury osłonowej wynika z warunków technicznych określonych przez właściciela lub zarządcę przeszkody, albo wynika ze względów bezpieczeństwa.
- 1.9.3.** Jeżeli przy budowie gazociągu na skrzyżowaniu z przeszkodą terenową istnieje potrzeba budowy rury osłonowej, np. ze względów bezpieczeństwa, to zaleca się jej zabudowę na infrastrukturze, z którą gazociąg krzyżuje się.
- 1.9.4.** Na gazociągu mogą być stosowane następujące typy rur osłonowych:
- rury stalowe z powłoką ochronną przed korozją,
  - rury z tworzyw sztucznych (wyłącznie dla rur przewodowych do DN 500),
  - w uzasadnionych przypadkach dla gazociągów DN 500 i powyżej dopuszcza się zastosowanie rur osłonowych z innego materiału niż stal z zastrzeżeniem, że materiał i rozwiązania techniczne z tym związane wymagają akceptacji GAZ-SYSTEM na etapie przyjęcia odbioru dokumentacji projektowej.



**Rysunek 1- Schemat gazociągu z zainstalowaną rurą osłonową i przeciskową (przypadek, gdy wszystkie występują)**

- 1.9.5.** Rodzaj powłoki ochronnej rury osłonowej powinien określić projektant skrzyżowania dopasowując ją do warunków gruntowych. W zależności od zastosowanego typu rur osłonowych, do ochrony przed korozją gazociągu należy zastosować właściwą ochronę wg Tabeli 3, Załącznika nr 3 do Instrukcji PE-DY-I02.

UWAGA:

powłoki malarskie stosuje się wyłącznie na konstrukcje nadziemne pomocnicze i wsporcze rury osłonowej, np. kolumny wentylacyjne i podpory, jeżeli nie są pokryte powłokami organicznymi.

- 1.9.6.** Rury osłonowe powinny być projektowane tak, aby:

- spełnione były wymagania norm, m.in. pkt 7.8 PN-EN 1594:2014-02,
  - wytrzymały możliwe do przewidzenia obciążenia zewnętrzne,
  - montaż gazociągu był możliwie prosty technicznie,
  - były liniowo prostym odcinkiem,
  - mogła być zapewniona ochrona katodowa gazociągu,
  - nie było możliwości galwanicznego połączenia (zwarcia) metalowej rury osłonowej z gazociągiem,
  - gazociąg na długości rury osłonowej był zaopatrzony w wystarczającą liczbę pierścieni dystansowych zapewniających współosiowość rur; pierścienie dystansowe powinny być rozmieszczone w regularnych odstępach, a ich parametry obliczone na podstawie ciężaru rury napełnionej wodą oraz na podstawie dodatkowych sił poprzecznych spowodowanych osiadaniem konstrukcji na jej krańcach w miejscu przejścia między rurą osłonową a gruntem,
  - na końcach rury osłonowej były zamontowane podwójne pierścienie dystansowe; pierścienie dystansowe nie powinny mieć elementów konstrukcyjnych w postaci taśm stalowych, które mogłyby doprowadzić do zwarcia przewodowego układu rurowego z rurą osłonową,
  - zakończenie rury osłonowej znajdowało się minimum 3 m od granicy przeszkody terenowej,
  - końce stalowej rury osłonowej były zabezpieczone poprzez zastosowanie, np. opasek termokurczliwych,
  - do zamykania końców rur osłonowych należy stosować wzmocnione manszety termokurczliwe dedykowane do uszczelniania końców rur osłonowych. Ponadto założona manszeta nie może ulec rozszczelnieniu podczas aplikacji podgrzanej (uptynnionej) masy izolacyjnej.
- 1.9.7.** Minimalną grubość ścianki rury osłonowej powinien ustalić projektant skrzyżowania, biorąc pod uwagę między innymi rodzaj materiału, z którego jest wykonana rura, przewidywane zewnętrzne obciążenie, agresywność środowiska i zastosowane zabezpieczenia uwzględniając obliczenia, m.in.: zgodnie z normą PN-EN 1594.
- 1.9.8.** Przestrzeń między gazociągiem a rurą osłonową powinna pozostać bez wypełnienia. Dopuszcza się wypełnianie przestrzeni wewnątrz rury osłonowej specjalną masą izolacyjną, jeżeli jest to niezbędne w celu zapewnienia skutecznej ochrony przeciwkorozyjnej odcinka gazociągu umieszczonego w tej rurze - zgodnie z pkt 2.2.18 - 2.2.22 Załącznika nr 3 do Instrukcji PE-DY-I02.
- 1.9.9.** Zabudowę punktu pomiaru ochrony katodowej należy wykonać zgodnie z wymaganiami Załącznika nr 3.

## **2. Kąt skrzyżowania**

### **2.1. Kąt skrzyżowania gazociągu:**

- z liniami kolejowymi lub drogami krajowymi powinien być zbliżony do 90°, lecz nie mniejszy niż 60°,
- z drogami pozostałych kategorii wyższych niż droga gminna zaleca się nie mniejszy niż 60°, jeżeli jest możliwy do zachowania,
- z kanalizacją kablową powinien być nie mniejszy niż 60°, a z linią kablową podziemną – nie mniejszy niż 20°,

- z linią elektroenergetyczną napowietrzną dla gazociągu ułożonego w gruncie nie może być mniejszy niż 30°,
- z kanalizacją sanitarną powinien być nie mniejszy niż 60°.

Zaleca się jednak, aby kąt skrzyżowania gazociągu z przeszkodą terenową był maksymalnie zbliżony do kąta 90°.

- 2.2.** Minimalny kąt skrzyżowania gazociągu z przeszkodą terenową został określony w zależności od rodzaju przeszkody terenowej. W przypadkach nieokreślonych nie powinien być mniejszy niż 15°.

### 3. Oznakowanie skrzyżowania

#### 3.1. Oznakowanie skrzyżowania z przeszkodą terenową

- 3.1.1.** Każde skrzyżowanie powinno być oznakowane za pomocą elementów oznakowania trasy gazociągu.
- 3.1.2.** Do oznakowania skrzyżowania gazociągu z przeszkodą terenową należy stosować standardowe elementy oznakowania gazociągów, takie jak: słupki oznaczeniowe lub oznaczeniowo-pomiarowe, tablice orientacyjne, taśmy lub siatki ostrzegawcze.
- 3.1.3.** W celu łatwiejszej identyfikacji gazociągów, zwłaszcza na obszarach o dużym ich zagęszczeniu, na słupkach oznaczeniowych zaleca się stosowanie barwnego kodu paskowego informującego o wartości maksymalnego ciśnienia roboczego (MOP) danego gazociągu.
- 3.1.4.** Zaleca się, aby na skrzyżowaniu, oprócz gazociągu, oznakowaniu podlegała również inna infrastruktura liniowa krzyżująca się z gazociągiem. Do jej oznakowania można stosować znaczniki elektromagnetyczne lub tablice informacyjne umieszczane na słupkach oznaczeniowych.
- 3.1.5.** Znaczniki elektromagnetyczne, w zależności od rodzaju przeszkody terenowej krzyżującej się z gazociągiem, powinny mieć odpowiedni kolor i mieć wbudowany układ wzbudzania o częstotliwości podanej w Tabeli 1.

**Tabela 1 - Kolory znaczników elektromagnetycznych i odpowiadające im częstotliwości wzbudzania w zależności od rodzaju przeszkody terenowej**

Rodzaj przeszkody terenowej	Kolor znacznika	Częstotliwość [w kHz]
TV kablowa/Komunikacja	czarno-pomarańczowy	74,0
Gazociąg	żółty	83,0
Telekomunikacja	pomarańczowy	101,4
Wodociągi/Kanalizacja	zielony	121,6
Energetyka/Ciepłownictwo/Inne	fioletowy	66,0

- 3.1.6.** Znaczniki elektromagnetyczne należy montować zgodnie z instrukcją producenta.
- 3.1.7.** Tablice informacyjne, o których mowa w pkt 3.1.4, stosowane do oznakowania infrastruktury liniowej krzyżującej się z gazociągiem powinny mieć wymiary i konstrukcję podobną do tablic orientacyjnych stosowanych do oznakowania

gazociągu. Na tablicach tych zaleca się zamieszczenie informacji, między innymi dotyczącej rodzaju krzyżującej się infrastruktury, głębokości jej ułożenia oraz kierunku przebiegu.

- 3.1.8.** Elementy stosowane do oznakowania skrzyżowania powinny być trwałe i wykazywać się dużą odpornością na niszczące oddziaływanie środowiska.

**3.2.** Oznakowanie skrzyżowania z przeszkodą wodną

- 3.2.1.** Miejsce skrzyżowania gazociągu przeszkodą wodną należy oznakować za pomocą słupków oznaczeniowych lub oznaczeniowo-pomiarowych po obu stronach skrzyżowania.

- 3.2.2.** W miejscu skrzyżowania gazociągu z żeglownym szlakiem wodnym należy na każdym brzegu, w odległości nie większej niż 50 m od osi gazociągu w górę i w dół szlaku wodnego, ustawić dobrze widoczne ze środka toru wodnego następujące znaki:

- zakaz kotwiczenia i wleczenia kotwicy, w przypadku skrzyżowania podwodnego,
- zakaz postoju, w przypadku skrzyżowania nadwodnego.

**4. Skrzyżowania gazociągów**

**4.1.** Skrzyżowania gazociągu z przeszkodami terenowymi

- 4.1.1.** Skrzyżowania gazociągów z przeszkodami terenowymi należy projektować, budować, przebudowywać zgodnie z obowiązującymi przepisami oraz postanowieniami niniejszej Instrukcji.
- 4.1.2.** Niniejsze wymagania mają również zastosowanie w przypadku projektowania skrzyżowań i zbliżeń obcej infrastruktury z siecią przesyłową GAZ-SYSTEM.

**4.2.** Skrzyżowanie gazociągu z drogą

- 4.2.1.** Przy projektowaniu skrzyżowań gazociągów przesyłowych z drogami, dla każdego skrzyżowania gazociągu z drogą należy wykonać badania geotechniczne niezależnie od kategorii drogi.
- 4.2.2.** Projekty skrzyżowania gazociągu z drogą należy uzgodnić z właściwym zarządcą drogi.
- 4.2.3.** Na etapie uzgodnienia przebudowy istniejącej lub budowy nowej drogi, niezależnie od jej kategorii, należy dokonać weryfikacji, czy w obrębie przekroczenia występują kolana segmentowe. W przypadku potwierdzenia lokalizacji kolana segmentowego, należy je wyciąć i przebudować przekroczenie z uwzględnieniem współczynnika projektowego 0,4.
- 4.2.4.** Umieszczenie gazociągu w pasie drogowym nie może naruszać elementów technicznych drogi (nie może zmniejszać stateczności i nośności podłoża oraz nawierzchni drogi, naruszać urządzeń odwadniających i innych podziemnych urządzeń drogi) oraz nie może przyczyniać się do czasowego lub trwałego zagrożenia bezpieczeństwa ruchu lub zmniejszenia zdolności użytkowej drogi.
- 4.2.5.** Minimalny kąt skrzyżowania gazociągu z drogą gminną powinien wynosić 30°. Zaleca się, aby minimalny kąt skrzyżowania gazociągu z drogami wyższej kategorii niż droga gminna, jeżeli jest możliwy do zachowania, wynosił nie mniej niż 60°. W przypadku braku możliwości zachowania kąta 60° dla dróg innych niż krajowe, dopuszcza się zmniejszenie kąta skrzyżowania



z zaleceniem, aby był najbardziej zbliżony do 60°, jednak nie mniejszy niż wymagany dla skrzyżowań z drogami gminnymi. Zaleca się, aby kąt skrzyżowania gazociągu z każdą drogą był zbliżony do kąta 90°. Dla dróg wewnętrznych należy zachować kąt skrzyżowania, jak dla dróg gminnych.

**4.2.6.** Przy przekraczaniu istniejącego gazociągu nowobudowaną, przebudowywaną lub remontowaną drogą, wymagane jest uzgodnienie skrzyżowania z GAZ-SYSTEM.

**4.2.7.** Na skrzyżowaniu gazociągu z autostradą, drogą ekspresową oraz drogą krajową należy stosować rurę osłonową. Na skrzyżowaniu gazociągu z drogą niższej kategorii (wojewódzką, powiatową lub gminną) należy stosować przewodowy układ rurowy bez instalowania rury osłonowej.

#### **4.3. Skrzyżowanie gazociągu podziemnego**

**4.3.1.** Na skrzyżowaniu gazociągu podziemnego z drogą:

- odległość pozioma końca przewodowego układu rurowego, powinna być nie mniejsza niż 10,0 m od krawędzi utwardzonej powierzchni drogi,
- odległość pozioma końca rury osłonowej od granicy krawędzi jezdni, chodnika, skraju rowu przydrożnego lub nasypu, mierzona prostopadłe do osi jezdni, powinna być nie mniejsza niż 3,0 m lub do granicy pasa drogowego,
- lokalizacja rury osłonowej nie powinna przekraczać granicy pasa drogowego,
- odległość pionowa mierzona od górnej powierzchni przewodowego układu rurowego lub rury osłonowej do powierzchni jezdni powinna wynosić nie mniej niż 1,0 m oraz nie mniej niż 0,5 m od dolnej warstwy umocnienia drogi i nie mniej niż 0,5 m od dna rowu odwadniającego drogę,
- pomiędzy przewodowym układem rurowym a dnem rowu odwadniającego, w przypadku przejścia wykopem otwartym, należy ułożyć taśmę ostrzegawczą.

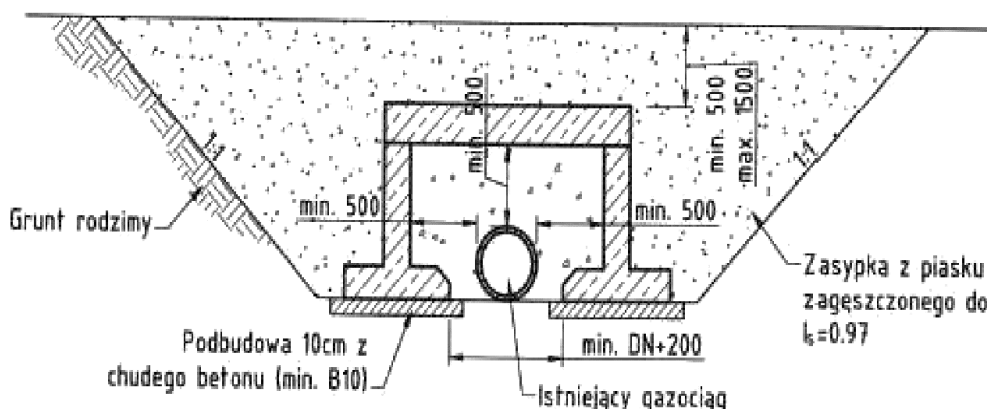
**4.3.2.** W uzasadnionych przypadkach dopuszcza się mniejszą odległość pionową niż podano w pkt 4.3.1 pod warunkiem, że zmniejszona odległość została uzgodniona między GAZ-SYSTEM a zarządcą drogi. W takim przypadku wymaga się uzyskanie odstępu.

**4.3.3.** Na skrzyżowaniu istniejącego gazociągu z drogą wojewódzką, powiatową, gminną oraz o znaczeniu lokalnym dopuszcza się, aby współczynnik projektowy gazociągu był większy niż 0,4 pod warunkiem, że przykrycie gazociągu jest nie mniejsze niż 1,2 m i zastosowano dodatkowe osłony zgodnie z pkt 4.3.4 lub, gdy na etapie budowy gazociągu zabudowana została rura osłonowa.

**4.3.4.** Skrzyżowanie istniejącego gazociągu z budowaną lub przebudowaną, remontowaną drogą, dla którego dopuszcza się zwiększenie wartości współczynnika projektowego gazociągu ponad 0,4, można zabezpieczyć za pomocą odciażających zbrojonych przegród (płyty) żelbetonowych ułożonych nad gazociągami, wspartych na posadowionych po obu stronach gazociągu podporach/fundamentach, których wymiary powinny wynosić:

- poza skrajnię jezdni po 0,5 m na stronę,

- poza skrajnię ścianki gazociągu po 0,5 m na stronę.
- 4.3.5.** Odległość ściany pionowej podpory konstrukcji zabezpieczającej od zewnętrznej ścianki gazociągu powinna wynosić min. 0,5 m. Natomiast odległość pionowa między spodem płyty żelbetowej a górną powierzchnią rury gazociągu powinna wynosić min. 0,5 m. Wnętrze przepustu powinno być wypełnione całkowicie zasypką piaskową w celu uniemożliwienia gromadzenia się ewentualnego gazu w wolnych przestrzeniach. W celu zapobieżenia przekazywania obciążeń zewnętrznych poprzez płytę na gazociąg, zasypka nie powinna być zagęszczona. W przestrzeni bezpośrednio pod płytą przekrywającą zaleca się zastosowanie materiału ściśliwego.
- 4.3.6.** Podczas realizacji prac związanych z wykonaniem zabezpieczenia należy pozostawić wokół gazociągu warstwę nienaruszonego gruntu o grubości min 0,5 m mierząc od ścianki gazociągu. Zabrania się w jakikolwiek sposób podkopywania czynnego gazociągu poza miejscami, w których realizowane są skrzyżowania projektowanej infrastruktury z czynną siecią wysokiego ciśnienia.



**Rysunek 2 – Przekrój konstrukcji zabezpieczającej skrzyżowanie gazociągu z drogą**

- 4.3.7.** Projekt zabezpieczenia gazociągu powinien zawierać projekt geotechniczny wykonany na podstawie opinii geotechnicznej oraz dokumentacji badań podłoża gruntowego, min. dla 2 kategorii geotechnicznej, zgodnie z rozporządzeniem Ministra Transportu, Budownictwa i Gospodarki Morskiej z dnia 25 kwietnia 2012 r. w sprawie ustalania geotechnicznych warunków posadawiania obiektów budowlanych. Projekt geotechniczny oraz opinię geotechniczną powinna wykonać osoba posiadająca uprawnienia budowlane do projektowania w specjalności konstrukcyjno-budowlanej lub mostowej bez ograniczeń.
- 4.3.8.** Dopuszcza się zastosowanie innej konstrukcji odciążającej gazociąg pod warunkiem uzgodnienia projektu proponowanego zabezpieczenia z GAZ-SYSTEM. Projekt wykonany przez projektanta posiadającego uprawnienia budowlane w odpowiedniej specjalności powinien zawierać

rozwiązania konstrukcyjne i obliczenia wykazujące zniesienie przewidywanych obciążeń oddziaływujących na gazociąg w czasie jego istnienia.

- 4.3.9.** W miejscu przebudowywanych dróg, gdzie zastosowano rury osłonowe lub przeciskowe, na etapie budowy gazociągu należy dokonać wydłużenia tych rur spełniając wymagania pkt 4.3.1.
- 4.3.10.** Przy zabudowie gazociągu równolegle do drogi lub drogi w stosunku do istniejącego gazociągu należy zachować odległości wynikające z ustawy o *drogach publicznych* oraz innych obowiązujących przepisów.
  - 4.3.10.1.** Dla dróg wewnętrznych zachować odległości analogicznie jak dla dróg gminnych. W uzasadnionych sytuacjach po uzgodnieniu z GAZ-SYSTEM dopuszcza się zmniejszenie odległości.
  - 4.3.10.2.** Za zgodą Zarządcy drogi istnieje możliwość umieszczenia przebudowywanego odcinka gazociągu w pasie drogowym przy zachowaniu odległości połowy strefy kontrolowanej od infrastruktury drogowej (jezdni, podstawy nasypu, skraju rowu przydrożnego).
- 4.3.11.** W przypadku skrzyżowania z drogą w jednym miejscu więcej niż jednego gazociągu, wyznaczenie wymaganych odległości powinno być odniesione do skrajnych gazociągów.
- 4.3.12.** Gazociągów nie należy prowadzić w obszarze skrzyżowań dróg.
- 4.3.13.** Dla wjazdów na tereny działek lub dróg wewnętrznych na terenie posesji zabudowań jednorodzinnych lub wiejskich, pod którymi przebiega gazociąg, wystarczającym jest zachowanie przykrycia 1,2 m. W przypadku braku możliwości zachowania wymaganego przykrycia sposób zabezpieczenia gazociągu należy uzgodnić z GAZ-SYSTEM.
- 4.3.14.** Zabudowa ścieżki rowerowej/chodnika wzdłuż dróg.
  - 4.3.14.1.** Zachować odległość pionową 1,2 m od górnej ścianki rury do powierzchni ścieżki rowerowej/chodnika,
  - 4.3.14.2.** W miejscu skrzyżowania z gazociągiem, na którym zabudowana jest rura osłonowa, jej koniec powinien znajdować się w odległości min. 1,0 m od krawędzi ścieżki/chodnika. W innym przypadku należy przewidzieć jej przedłużenie.
- 4.3.15.** Drogi montażowe wybudowane w celu realizacji inwestycji podlegają rozbiórce po wykonaniu zadania.
  - 4.3.15.1.** Zachować odległość pionową między powierzchnią drogi montażowej a górną powierzchnią ścianki gazociągu minimum 1,2 m.
  - 4.3.15.2.** Wykonać zabezpieczenie z płyt żelbetowych podpartych na podporach wykonanych z płyt ułożonych równolegle do osi gazociągu. Zastosowana konstrukcja odcciążająca powinna przejmować obciążenia zewnętrzne nie powodując oddziaływań na istniejący gazociąg.
  - 4.3.15.3.** Dopuszcza się zastosowanie innej równoważnej konstrukcji odcciążającej gazociąg pod warunkiem uzgodnienia projektu proponowanego zabezpieczenia z GAZ-SYSTEM. Projekt wykonany przez projektanta posiadającego uprawnienia budowlane w odpowiedniej specjalności powinien zawierać rozwiązania

konstrukcyjne i obliczenia wykazujące zniesienie przewidywanych obciążeń oddziaływujących na gazociąg.

#### **4.4. Skrzyżowanie gazociągu nadziemnego**

W wyjątkowych przypadkach, jeżeli nie ma możliwości podziemnego przejścia gazociągu pod drogą, dopuszcza się nadziemne przejście gazociągu.

#### **4.5. Skrzyżowanie gazociągu z linią kolejową**

**4.5.1.** Skrzyżowanie gazociągu z linią kolejową powinno spełniać warunki techniczne określone w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 26 kwietnia 2013 r. *w sprawie warunków technicznych jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie* oraz rozporządzeniu Ministra Transportu i Gospodarki Morskiej z dnia 10 września 1998 r. *w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budowle kolejowe i ich usytuowanie*, z zastrzeżeniem wymagań zawartych w § 122 ust. 2 oraz § 125 pkt 4, od których zaleca się uzyskanie odstępstwa.

**4.5.2.** Kąt skrzyżowania gazociągu z linią kolejową powinien wynosić od 60° do 90°, z zaleceniem stosowania kąta najbardziej zbliżonego do 90°.

**4.5.3.** Gazociąg krzyżujący się z linią kolejową należy układać w rurze osłonowej zgodnie z obowiązującymi przepisami.

**4.5.4.** Odległość pozioma końca rury osłonowej do zewnętrznej szyny, mierzona prostopadle do osi toru, powinna być nie mniejsza niż 10 m. Dla torów ułożonych na nasypie lub w wykopie, odległość wyprowadzenia końca rury osłonowej należy uzgodnić z właściwym terenowo zarządcą infrastruktury kolejowej.

**4.5.5.** Na skrzyżowaniu gazociągu z torami linii kolejowej, odległość pionowa mierzona od górnej powierzchni rury osłonowej lub przepustu do główki szyny powinna wynosić nie mniej niż 1,5 m. Odległość pionowa od górnej powierzchni rury osłonowej lub przepustu do dna rowu odwadniającego linię kolejową nie powinna być mniejsza niż 0,5 m.

**4.5.6.** W uzasadnionych przypadkach dopuszcza się mniejsze odległości pionowe niż podano w pkt 4.5.5 pod warunkiem, że zmniejszona odległość została uzgodniona między GAZ-SYSTEM a zarządcą linii kolejowej. W takim przypadku wymaga się uzyskanie odstępstwa.

**4.5.7.** Nie dopuszcza się przejścia gazociągu nad linią kolejową, z wyjątkiem gazociągu wbudowanego w wiadukt drogowy. Konstrukcję nośną gazociągu wbudowanego w wiadukt należy uzgodnić z właściwym zarządcą wiaduktu.

**4.5.8.** Zabudowa słupa trakcji linii kolejowej możliwa jest w odległości min. 5,0 m od osi gazociągu. W przypadku zabijania pali fundamentowych do montażu słupów trakcji linii kolejowych należy zwiększyć odległość do 10,0 m.

#### **4.6. Skrzyżowanie gazociągu z przeszkodą wodną**

**4.6.1.** Zaleca się, aby skrzyżowanie gazociągu z przeszkodą wodną było zlokalizowane na prostym odcinku cieku o ustabilizowanych brzegach i dnie, przy minimalnej szerokości przeszkody wodnej.

**4.6.2.** Nie zaleca się budowy skrzyżowania gazociągu w przewężeniu przeszkody wodnej.

- 4.6.3.** Tor przejścia gazociągu pod dnem przeszkody wodnej powinien być prostopadły do dynamicznej osi przepływu cieku (jeśli występuje). Kąt skrzyżowania gazociągu z ciekim powinien być zbliżony do 90°, lecz nie powinien być mniejszy niż 60°.
- 4.6.4.** Lokalizacja skrzyżowania oraz warunki techniczne przekroczenia gazociągu przez przeszkodę wodną powinny być uzgodnione z zarządcą/właścicielem cieku.
- 4.6.5.** Projektant przed złożeniem wniosków, m.in. o wydanie warunków przekroczeń przez przeszkody wodne powinien złożyć Inwestorowi do zaopiniowania przedmiotowy wniosek.
- 4.6.6.** Gazociąg w obrębie skrzyżowania z przeszkodą wodną powinien być zabezpieczony przed wypłynięciem oraz przed zniszczeniem izolacji przeciwkorozyjnej rur.
- 4.6.7.** Brzegi przeszkody wodnej powinny być umocnione z obu stron osi gazociągu na odcinku mierzonym prostopadle do osi gazociągu, na długości nie mniejszej niż 3 m.
- 4.6.8.** Długość umocnionego odcinka brzegu przeszkody wodnej powinna być większa niż szerokość wykopu otwartego wykonanego przy budowie przewodowego układu rurowego danego gazociągu.
- 4.6.9.** Sposób umocnienia brzegów powinien być uzgodniony z właścicielem lub zarządcą przeszkody wodnej.
- 4.6.10.** Dokumentacja projektowa przekroczenia przeszkody wodnej powinna uwzględniać szczegółowe rozwiązania wzmocnienia brzegów.
- 4.6.11.** Jeżeli gazociąg ma przekraczać przeszkodę wodną, np. rzekę w pobliżu mostu, to biorąc pod uwagę kierunek biegu wód, gazociąg należy lokalizować poniżej mostu w odległości co najmniej:
  - 150 m od osi mostu kolejowego lub drogowego przy szerokości lustra wody większej niż 20 m (dla przepływów średniorocznych),
  - 100 m od osi mostu kolejowego lub drogowego przy szerokości lustra wody równej lub mniejszej niż 20 m (dla przepływów średniorocznych).
- 4.6.12.** W przypadku, w którym niezbędne jest przekroczenie gazociągiem powyżej mostu lub innego obiektu infrastruktury wodnej, takiego jak śluza, zaporą itd., należy utrzymać odległości nie mniejsze niż:
  - 300 m od mostu kolejowego i drogowego oraz innego obiektu infrastruktury wodnej, takiego jak śluza, zaporą itd.,
  - 1000 m od przystani, dworca rzeczno i ujęcia wody.
- 4.6.13.** Dopuszcza się zmniejszenie o 50 % odległości podanych w pkt 4.6.11 w przypadku wykonywania przejścia gazociągu metodą bezwykopową i pod warunkiem uzgodnienia zmniejszonych odległości z zarządcą obiektów infrastruktury wodnej. Przed wystąpieniem o warunki techniczne z Zarządcą, ich treść należy uzgodnić z GAZ-SYSTEM.
- 4.6.14.** Dopuszcza się możliwość lokalizowania gazociągu powyżej mostu na rzekach lub potokach górskich.
- 4.6.15.** Odległość pionowa mierzona od górnej powierzchni przewodowego układu rurowego lub jego obciążnika do dolnej granicy warstwy ruchomej dna rzeki, kanału wodnego, jeziora lub innej przeszkody wodnej, powinna wynosić nie mniej niż 1,0 m.



- 4.6.16.** W przypadku dna skalistego, odległość ta powinna być nie mniejsza niż 0,5 m. Zaleca się zwiększenie zagłębienia gazociągu w dnach rzek i potoków górskich.
- 4.6.17.** Nie zaleca się budowy nadwodnego przekroczenia cieków wodnych oraz wbudowania gazociągu w obiekt mostowy. Jeśli jednak zajdzie taka potrzeba, to odległość pomiędzy najniższym punktem gazociągu lub jego konstrukcją nośną od powierzchni maksymalnego poziomu wody powinna być nie mniejsza niż 1,0 m. Dla szlaku żeglownego odległość ta powinna być powiększona o co najmniej 1,5 m ponad skrajnię żeglugową.
- 4.6.18.** Na skrzyżowaniu z przeszkodą wodną koniec gazociągu wyznaczony jest przez:
- 10 m odcinek poza granicę przeszkody wodnej,
  - armaturę odcinającą, gdy jest stosowana,
  - szerokość terenu rozlewiska wodnego ustaloną dla każdego skrzyżowania indywidualnie.
- 4.6.19.** Gazociąg ułożony pod dnem szlaków żeglugowych powinien wytrzymać obciążenia, wynikające z osiadłej na dnie nad gazociągami największej jednostki pływającej dopuszczonej do żeglugi na danym szlaku.
- 4.6.20.** W przypadku, w którym przez przeszkodę wodną przechodzi gazociąg podwójny, na gazociągu należy zamontować zespoły zaporowo-upustowe. W przypadku zastosowania pojedynczej rury, zespoły zaporowo-upustowe można montować w uzasadnionych przypadkach na wniosek GAZ-SYSTEM.
- 4.6.21.** Zespoły zaporowo-upustowe powinny być lokalizowane:
- poza obszarem zalewowym,
  - poza wałami przeciwpowodziowymi,
  - w miejscach dostępnych o każdej porze roku.
- 4.7. Skrzyżowanie gazociągu z innym rurociągiem**
- 4.7.1.** Skrzyżowanie gazociągu z podziemnymi rurociągami, np. wodociągiem, kanalizacją sanitarną i deszczową, siecią ciepłą lub innym rurociągiem przeznaczonym do transportu płynów innych niż produkty naftowe, powinno być wykonane z zachowaniem odległości między najbliższymi powierzchniami zewnętrznymi gazociągu i rurociągu (lub rury osłonowej/przepustowej) nie mniejszej niż 0,2 m. W przypadku metody bezwykopowej odległość ta powinna być większa niż 0,5 m.
- 4.7.2.** Skrzyżowanie gazociągu z siecią ciepłą należy wykonać z zastosowaniem rury osłonowej na gazociągu. Przy budowie skrzyżowania gazociągu z innym rurociągiem, jeżeli zachodzi potrzeba stosowania rury osłonowej, to należy zamontować ją na innym rurociągu.
- 4.7.3.** Na skrzyżowaniu gazociągu z rurociągiem końce rury osłonowej, w przypadku, gdy jest zastosowana, powinny być wyprowadzone mierząc prostopadle od zewnętrznej ścianki krzyżującego się gazociągu lub innego rurociągu, gdy rurę osłonową zastosowano na gazociągu, na odległość nie mniejszą niż:
- 2 m dla gazociągu o maksymalnym ciśnieniu roboczym MOP większym niż 0,5 MPa do 1,6 MPa włącznie,
  - 3 m dla gazociągu o maksymalnym ciśnieniu roboczym MOP większym niż 1,6 MPa.

- 4.7.4.** W przypadku skrzyżowań nadziemnych odległość (prześwit) między zewnętrzną powierzchnią gazociągu i zewnętrzną powierzchnią innego rurociągu powinna wynosić co najmniej 0,15 m.
- 4.7.5.** Ze względu na kontrolę wpływu chronionego katodowo ropociągu lub innego rurociągu stalowego chronionego katodowo na gazociąg wysokiego ciśnienia, w miejscu skrzyżowania może być celowe zaprojektowanie i wybudowanie punktu pomiarów elektrycznych zgodnie ze standardem technicznym ST-IGG-0602. Do punktu pomiarowego należy przyłączyć kable elektryczne połączone z układami rurowymi.
- 4.8.** Skrzyżowanie gazociągu z elektroenergetyczną linią kablową lub sygnalizacyjną ułożoną w gruncie
- 4.8.1.** W przypadku budowy gazociągu w pobliżu kabli energetycznych lub konstrukcji metalowych należy podjąć działania w celu zminimalizowania wszelkich zakłóceń w funkcjonowaniu systemu ochrony katodowej.
- 4.8.2.** Skrzyżowanie gazociągu z elektroenergetyczną linią kablową lub sygnalizacyjną, układaną bezpośrednio w gruncie lub w ostonie, np. tunelu, kanale należy wykonywać z zachowaniem odległości pionowej, która powinna wynosić co najmniej 0,20 m między zewnętrzną powierzchnią gazociągu a zewnętrzną powierzchnią kabla lub jego ostony.
- 4.8.3.** Na skrzyżowaniu gazociągu z elektroenergetyczną linią kablową lub sygnalizacyjną, kabel powinien być zabezpieczony rurą ostonową na długości co najmniej 1,5 m od skrzyżowania na stronę, mierząc prostopadłe do ścianki gazociągu.
- 4.8.4.** Kąt skrzyżowania gazociągu z kanalizacją kablową powinien być nie mniejszy niż 60°, a z linią kablową nie mniejszy niż 20°.
- 4.8.5.** Przy budowie skrzyżowania gazociągu z linią kablową należy podjąć środki ostrożności zapobiegające uszkodzeniu kabla i jego oznakowania.

UWAGA:

trasa kabla elektroenergetycznego może być oznakowana siatką ostrzegawczą, folią ostrzegawczą lub folią ostrzegawczą perforowaną o trwałym kolorze: niebieskim, gdy napięcie znamionowe  $U_N \leq 1$  kV, czerwonym, gdy napięcie znamionowe  $U_N > 1$  kV.

**4.9.** Skrzyżowanie gazociągu z elektroenergetyczną linią napowietrzną

- 4.9.1.** Na skrzyżowaniu gazociągu podziemnego lub nadziemnego z linią elektroenergetyczną napowietrzną o napięciu powyżej 15 kV, odległość końca przewodowego układu rurowego od rzutu poziomego skrajnych przewodów elektroenergetycznej linii napowietrznej powinna wynosić nie mniej niż:
- 2,0 m dla gazociągu o średnicy DN 150 włącznie,
  - 3,0 m dla gazociągu o średnicy powyżej DN 150 do DN 300 włącznie,
  - 4,0 m dla gazociągu o średnicy powyżej DN 300 do DN 500 włącznie,
  - 6,0 m dla gazociągu o średnicy powyżej DN 500.



**4.9.2.** Kąt skrzyżowania przewodowego układu rurowego z linią elektroenergetyczną napowietrzną powinien być zbliżony do 90°, lecz nie powinien być mniejszy niż 30°.

**4.9.3.** W przypadku stwierdzenia negatywnego oddziaływania prądów przemiennych na gazociąg, należy zastosować właściwe zabezpieczenia przeciwdziałające zagrożeniu korozyjnemu, przepięciowemu i porażeniowemu, zgodnie z Załącznikiem nr 3 do PE-DY-I02.

UWAGA:

kąt skrzyżowania gazociągu z linią elektroenergetyczną zbliżony do 90° minimalizuje indukcyjne oddziaływanie linii elektroenergetycznej na gazociąg. Oddziaływanie to może powodować dla gazociągu zagrożenie korozją. Zwiększenie poziomej odległości słupów energetycznych od gazociągu zmniejsza możliwość wystąpienia zakłóceń w prawidłowym funkcjonowaniu systemu ochrony katodowej gazociągu.

**4.9.4.** Na odcinkach zagrożonych korozją powodowaną przez prąd przemienny w wybranych punktach, usytuowanych w miejscach o największym zagrożeniu, może być konieczne zaprojektowanie czujników korozymetrycznych, zgodnie z Załącznikiem nr 3 do Instrukcji PE-DY-I02.

**4.9.5.** Odległość gazociągu od obrysu zewnętrznego uziemienia elektroenergetycznej stacji transformatorów nie może być mniejsza niż:

- 5,0 m - od granicy strefy kontrolowanej wyznaczonej dla tego gazociągu dla elektroenergetycznych stacji transformatorów o napięciu do 15,0 kV włącznie,
- 8,0 m - od granicy strefy kontrolowanej wyznaczonej dla tego gazociągu dla elektroenergetycznych stacji transformatorów o napięciu powyżej 15,0 kV.

Może być konieczne zwiększenie odległości, jeśli byłoby to niezbędne w celu zapobieżenia niedopuszczalnym oddziaływaniom linii WN na gazociąg (korozyjnym, przepięciowym, porażeniowym i innym).

**4.9.6.** Przy przebiegu równoległym, odległość granicy strefy kontrolowanej gazociągu stalowego od rzutu skrajnego przewodu linii elektroenergetycznej napowietrznej nie może być mniejsza niż:

- szerokość strefy kontrolowanej - dla linii elektroenergetycznej o napięciu do 1,0 kV włącznie,
- 3,0 m - dla linii elektroenergetycznej o napięciu do 15,0 kV włącznie,
- 5,0 m - dla linii elektroenergetycznej o napięciu powyżej 15,0 kV.

Może być konieczne zwiększenie odległości, jeśli byłoby to niezbędne w celu zapobieżenia niedopuszczalnym oddziaływaniom linii WN na gazociąg (korozyjnym, przepięciowym, porażeniowym i innym).

**4.10.** Skrzyżowanie z gazociągiem podziemnym

Na skrzyżowaniu gazociągu podziemnego z linią elektroenergetyczną napowietrzną, odległość pozioma skrajnej ścianki gazociągu od rzutu fundamentu lub obrysu słupa napowietrznej linii elektroenergetycznej powinna być nie mniejsza niż podana w Tabeli 2.

**Tabela 2 - Minimalna odległości pozioma skrajnej ścianki gazociągu podziemnego od rzutu fundamentu lub obrysu słupa napowietrznej linii elektroenergetycznej**

Napięcie linii elektroenergetycznej [kV]	Ciśnienie gazu w gazociągu [MPa]	
	≤ 0,5	> 0,5
	Odległość [m]	
≤ 15,0	0,5	3,0
> 15,0	5,0	10,0

- 4.10.1.** Odległości podane w Tabeli 2 mogą być zmniejszone po uzgodnieniu GAZ-SYSTEM z zarządcą linii elektroenergetycznej. W takim przypadku wymaga się uzyskanie odstępstwa. Odległość zewnętrznej powierzchni gazociągu do uziemienia słupa linii elektroenergetycznej nie powinna być mniejsza niż 2,0 m. Ze względu na możliwość wystąpienia zakłóceń w ochronie katodowej gazociągu pochodzących od słupa linii elektroenergetycznej zaleca się, aby odległość ta była jak największa.
- 4.10.2.** Nie dopuszcza się, aby rzut poziomy linii elektromagnetycznej pokrywał się z rzutem poziomym strefy zagrożonych wybuchem wyznaczonej dla obiektu sieci gazowej, np. stacji gazowej lub zespołu zaporowo-upustowego.
- 4.11.** Skrzyżowanie z gazociągiem nadziemnym
- 4.11.1.** Na skrzyżowaniu linii energetycznej z gazociągiem nadziemnym, odległość pozioma słupa przelotowego napowietrznej linii elektroenergetycznej do skrajnej ścianki gazociągu powinna być nie mniejsza niż wysokość tego słupa. W przypadku braku możliwości spełnienia tego warunku należy zastosować słup mocny.
- 4.11.2.** Odległość pionowa skrajnej ścianki gazociągu krzyżującego się z przewodami napowietrznej linii elektroenergetycznej przy największym zwisie normalnym przewodów powinna być zgodna z wymaganymi podanymi w Tabeli 3.

**Tabela 3 - Minimalna odległość pionowa gazociągu naziemnego od przewodów napowietrznej linii elektroenergetycznej**

Odległość pionowa przewodów napowietrznej linii elektroenergetycznej [m]	
Linia elektroenergetyczna o napięciu do 15 kV włącznie	Linia elektroenergetyczna o napięciu powyżej 15 kV
3,0	5,0

#### **4.12. Skrzyżowanie gazociągu z linią telekomunikacyjną**

##### **4.12.1. Skrzyżowanie z linią telekomunikacyjną napowietrzną.**

**4.12.1.1.** Na skrzyżowaniu gazociągu z linią telekomunikacyjną napowietrzną odległość pozioma zewnętrznej powierzchni ścianki gazociągu od rzutu fundamentu słupa linii telekomunikacyjnej oraz od rzutu fundamentu innych słupów, podpór i masztów nie może być mniejsza niż:

- 0,5 m - dla gazociągu o maksymalnym ciśnieniu roboczym (MOP) do 0,5 MPa włącznie,
- 2,0 m - dla gazociągu o maksymalnym ciśnieniu roboczym (MOP) powyżej 0,5 MPa.

**4.12.1.2.** Odległość pozioma gazociągu stalowego od rzutu skrajnego przewodu linii telekomunikacyjnej napowietrznej nie może być mniejsza niż 0,5 m od granicy strefy kontrolowanej wyznaczonej dla tego gazociągu.

##### **4.12.2. Skrzyżowanie z linią telekomunikacyjną ułożoną w gruncie.**

**4.12.2.1.** Kąt skrzyżowania gazociągu z kanalizacją kablową powinien być nie mniejszy niż 60°, a z linią kablową podziemną nie mniejszy niż 20°.

**4.12.2.2.** Przy przebiegu równoległym, odległość gazociągu stalowego od kanalizacji kablowej i kabla ziemnego nie może być mniejsza niż połowa strefy kontrolowanej wymaganej dla tego gazociągu.

**4.12.2.3.** Na skrzyżowaniu gazociągu z kablem telekomunikacyjnym nieułożonym w kanalizacji kablowej, odległość pionowa między zewnętrzną powierzchnią gazociągu a kablem powinna wynosić nie mniej niż 0,2 m. Dodatkowo kabel telekomunikacyjny powinien być zabezpieczony rurą osłonową, np. z tworzywa sztucznego na długości co najmniej 1,5 m na stronę od skrzyżowania, mierząc prostopadle do gazociągu.

**4.12.2.4.** Na skrzyżowaniu gazociągu z linią telekomunikacyjną ułożoną w kanalizacji kablowej, końce rury osłonowej powinny być wyprowadzone na odległość co najmniej 3,0 m, mierząc prostopadle do gazociągu.

**4.12.2.5.** Odległość pionowa zewnętrznej ścianki rury osłonowej do kanalizacji kablowej powinna wynosić nie mniej niż 0,2 m. W przypadku realizowania skrzyżowania z wykorzystaniem metod bezwykopowych odległość ta powinna wynosić min. 0,5 m.

#### **4.13. Skrzyżowanie gazociągu z istniejącym gazociągiem**

Skrzyżowanie powinno być wykonywane z zachowaniem odległości pionowej nie mniejszej niż 0,2 m między ich najbliższymi powierzchniami zewnętrznymi. W przypadku realizowania skrzyżowania z wykorzystaniem metod bezwykopowych odległość ta powinna wynosić min. 0,5 m.

### **5. Odległości zabudowy do innych obiektów budowlanych**

- 5.1.** Przy zbliżeniu gazociągu do zbiornika lub rurociągu technologicznego w stacji paliw płynnych należy zachować odległość nie mniejszą niż 20,0 m.
- 5.2.** Przy zbliżeniu gazociągu do przydomowego zbiornika paliw płynnych, nadziemnego lub podziemnego, należy zachować odległość nie mniejszą niż 10,0 m.
- 5.3.** Zabudowa paneli fotowoltaicznych:
- dla gazociągów wybudowanych po 2001 roku poza strefą kontrolowaną,
  - dla gazociągów wybudowanych przed rokiem 2001 w odległości min 5,0 m od osi gazociągu do DN 500 (włącznie) i 10,0 m powyżej DN 500.
- 5.4.** Zabudowa ogrodzenia równoległe do osi gazociągu możliwa jest w niżej wymienionych odległościach.
- 5.4.1.** Gazociągi wybudowane przed 2001:
- do DN 150 włącznie - 2,0 m,
  - powyżej DN 150 - 3,0 m.
- 5.4.2.** Gazociągi wybudowane po 2001:
- do DN 150 włącznie - 2,0 m,
  - powyżej DN 150 do DN 300 włącznie - 3,0 m,
  - powyżej DN 300 do DN 500 włącznie - 4,0 m,
  - powyżej DN 500 - 6,0 m.
- 5.5.** Gazociągi wysokiego ciśnienia w pobliżu wiatraków oraz masztów telekomunikacyjnych należy projektować tak, aby odległość pomiędzy osią gazociągu wysokiego ciśnienia, a zewnętrznym obrysem fundamentu wiatraka lub masztu telekomunikacyjnego od strony gazociągu była nie mniejsza niż połowa szerokości strefy kontrolowanej, jednakże odległość ta nie może być mniejsza niż 10,0 m.
- 5.6.** Odległości sytuowania gazociągów od obiektów niesklasyfikowanych w niniejszej Instrukcji oraz niesklasyfikowanych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 26 kwietnia 2013 r. w sprawie warunków technicznych jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie, przy jednoczesnym braku możliwości przypisania ich przez analogię do odpowiednich grup obiektów wymienionych w Załączniku 2, Tabeli 1 ww. rozporządzenia oraz wynikających z odrębnych przepisów, należy zachować zapisy ogólne dotyczące zachowania odległości zabudowy wynikające z ww. rozporządzenia.
- 5.7.** Należy unikać, na ile jest to możliwe, prowadzenia uziomów (liniowych) wzdłuż gazociągu, a zbliżenia równoległe nie powinny być mniejsze, niż na odległość 10,0 m.

**Andrzej  
Kolasa** Elektronicznie  
podpisany przez  
Andrzej Kolasa  
Data: 2021.06.09  
15:50:09 +02'00'

## 1. Wymagania ogólne

- 1.1.** Linie światłowodowe należy projektować zgodnie z obowiązującymi przepisami prawa, zarządzeniami, procedurami i instrukcjami SESP obowiązującymi w GAZ-SYSTEM oraz zgodnie z zasadami wiedzy technicznej.
- 1.2.** W przypadku wymagań nieokreślonych w niniejszym Załączniku zaleca się stosować aktualne wydania niżej wymienionych norm:
- ZN-96/TPSA-002 *Telekomunikacyjne linie kablowe dalekosiężne. Linie optotelekomunikacyjne. Wymagania i badania,*
  - ZN-96/TPSA-004 *Telekomunikacyjne linie przewodowe. Zbliżenia i skrzyżowania linii telekomunikacyjnych z innymi urządzeniami uzbrojenia terenowego. Ogólne wymagania i badania,*
  - ZN-14/OPL-005-1 *Optotelekomunikacyjne linie kablowe. Część 1: Włókna światłowodowe. Wymagania i badania,*
  - ZN-14/OPL-005-2 *Optotelekomunikacyjne linie kablowe. Część 2: Kable światłowodowe. Wymagania i badania,*
  - ZN-15/OPL-006 *Linie optotelekomunikacyjne. Spoiny zgrzewane oraz mechaniczne światłowodów jednomodowych. Wymagania i badania,*
  - ZN-14/OPL-008 *Linie optotelekomunikacyjne. Kasety spoin włókien i osłony złączowe do zastosowań w światłowodowych systemach telekomunikacyjnych. Wymagania i badania,*
  - ZN-13/TPSA-009 *Telekomunikacyjne linie kablowe dalekosiężne. Linie optotelekomunikacyjne. Przełącznice światłowodowe. Wymagania i badania,*
  - ZN-96/TPSA-011 *Telekomunikacyjna kanalizacja kablowa. Ogólne wymagania techniczne,*
  - ZN-96/TPSA-012 *Telekomunikacyjna kanalizacja kablowa. Kanalizacja pierwotna. Wymagania i badania,*
  - ZN-96/TPSA-013 *Telekomunikacyjna kanalizacja kablowa. Kanalizacja wtórna i rurociągi kablowe. Wymagania i badania,*
  - ZN-15/OPL-014 *Telekomunikacyjna kanalizacja kablowa. Elementy kanalizacji. Wymagania i badania,*
  - ZN-10/TPSA-022 *Telekomunikacyjna kanalizacja kablowa. Przywieszki identyfikacyjne. Wymagania i badania,*
  - ZN-12/TPSA-023 *Telekomunikacyjna kanalizacja kablowa. Studnie kablowe. Wymagania i badania,*
  - ZN-99/TPSA-025 *Telekomunikacyjne linie kablowe dalekosiężne. Taśmy ostrzegawcze i ostrzegawczo-lokalizacyjne. Wymagania i badania,*
  - ZN-06/TPSA-026 *Telekomunikacyjne linie kablowe dalekosiężne. Słupki oznaczeniowe i oznaczeniowo-pomiarowe. Wymagania i badania,*
  - ZN-05/TP S.A.- 041 *Telekomunikacyjna kanalizacja kablowa. Pokrywy wewnętrzne zabezpieczające dostęp do studni kablowych. Wymagania i badania,*
  - ZN-13/TP S.A.-044 *Linie optotelekomunikacyjne. Złącza rozłączalne dla światłowodów jednomodowych. Wymagania i badania,*

- PN-EN 60793-2:2016-09 Światłowody - Część 2: Specyfikacja wyrobu - Postanowienia ogólne,
- PN-EN 60794-1-1:2016-06 Kable światłowodowe - Część 1-1: Wymagania wspólne -- Postanowienia ogólne.

**1.3.** Mogą być stosowane aktualne wydania norm niewymienionych w powyższym wykazie, jeśli mają zastosowanie do projektowania linii światłowodowych.

## **2. Projektowanie linii światłowodowej**

### **2.1. Wymagania ogólne**

- 2.1.1.** Projektant linii światłowodowej powinien posiadać stosowne uprawnienia budowlane w specjalności telekomunikacyjnej.
- 2.1.2.** Projekt powinien być wykonany w oparciu o zasady współczesnej wiedzy technicznej.
- 2.1.3.** Dokumentacja projektowa powinna zostać opracowana na podstawie inwentaryzacji urządzeń uzbrojenia terenu.

**2.2.** Dokumentacja projektowa powinna być wykonana zgodnie z obowiązującymi przepisami i m.in. zawierać.

- 2.2.1.** Projekt budowlany, projekt wykonawczy, przedmiar robót wraz z kosztorysem inwestorskim oraz zbiorcze zestawienie kosztów.
- 2.2.2.** Podstawy opracowania w tym dokumenty prawne i przywołane normy.
- 2.2.3.** Wykaz niezbędnych uzgodnień z podmiotami zewnętrznymi.
- 2.2.4.** Opis techniczny.
- 2.2.5.** Informacje o warunkach środowiskowych, w których przewiduje się ułożenie linii światłowodowej.
- 2.2.6.** Szczegółowy przebieg trasy linii światłowodowej przedstawiony na mapach geodezyjnych do celów projektowych oraz na rzutach kontenerów/pomieszczeń wraz ze wszystkimi elementami składowymi linii.
- 2.2.7.** Schemat wyprostowany i rozwinięty linii światłowodowej wraz z podaniem długości trasowych i optycznych.
- 2.2.8.** Schemat optyczny linii światłowodowej.
- 2.2.9.** Schemat przedstawiający strukturę systemu teletransmisyjnego, obrazujący całościowo ringi światłowodowe.
- 2.2.10.** Schemat połączeń urządzeń teletransmisyjnych na danym obiekcie technologicznym, przedstawiający:
  - 2.2.10.1.** połączenia urządzeń aktywnych, ze wskazaniem portów tych urządzeń,
  - 2.2.10.2.** krosowania urządzeń aktywnych linii światłowodowej z przetłacznicami wraz z informacją nt. nr ringu, krosowania przetłacznic światłowodowej.
- 2.2.11.** Wymagania odnośnie do jakości wykonania spawów włókien światłowodowych.
- 2.2.12.** Wymagania w zakresie wykonywania pomiarów na etapie dostawy przed ułożeniem kabla w rurociągu kablowym i na etapie odbiorów końcowych linii światłowodowych.



W projekcie powinien znaleźć się zapis o wymaganiu dotyczącym dostarczenia przez wykonawcę wydruku źródłowego z pomiarów reflektometrycznych w formie elektronicznej i papierowej zawierających szczególnie pomiary światłowodów jednomodowych - dla pasma 1550 nm i 1310 nm.

- 2.2.13.** Standard łączenia włókien kabla światłowodowego według IEC 60304.
- 2.2.14.** Bilans mocy optycznej trasy światłowodu.
- 2.2.15.** Specyfikację techniczną kanalizacji światłowodowej.
- 2.2.16.** Specyfikację techniczną kabla światłowodowego.
- 2.2.17.** Specyfikację techniczną słupków oznaczeniowo-pomiarowych.
- 2.2.18.** Specyfikację techniczną pozostałych urządzeń.
- 2.2.19.** Przykładowe karty katalogowe elementów wymienionych w pkt od 2.2.15 do 2.2.18.
- 2.2.20.** Opis wykonania próby szczelności.
- 2.2.21.** Opis wykonania próby drożności.
- 2.2.22.** Informację o sprawdzeniu lub odbiorze wykonanych robót ulegających zakryciu bądź zanikających.
- 2.2.23.** Dla przejść bezwykopowych HDD kanalizacji światłowodowej należy na przekroju przedstawić trajektorię przejścia z podaniem wymiarów (tj. przykrycia kanalizacji).
- 2.2.24.** Zapis dla wykonawcy o konieczności dostarczenia wniosku o zatwierdzenie materiału dla materiałów wymienionych w pkt od 2.2.15 do 2.2.18. Wniosek dla kabla światłowodowego powinien zawierać karty katalogowe kabla wydane przez producenta kabla oraz karty katalogowe włókien światłowodowych zawartych w kablu wydane przez producenta włókien. Karty katalogowe powinny dokumentować parametry materiału.

### **3. Wytyczne dla kanalizacji teletechnicznej**

- 3.1.** Kanalizacja teletechniczna powinna gwarantować łatwość zaciągania i wyciągania kabli światłowodowych.
- 3.2.** Dla ułożenia kabla światłowodowego należy zaprojektować rurociągi kablowe złożone z minimum dwóch rur osłonowych RHDPE o parametrach określonych w pkt 3.9 w odległości nie mniejszej niż 1 m od ścianki sąsiadującego gazociągu. W uzasadnionych przypadkach dopuszcza się prowadzenie kanalizacji teletechnicznej w odległości nie mniejszej niż 0,5 m. Ustalenie docelowej odległości nastąpi na etapie uzgadniania dokumentacji projektowej.
- 3.3.** Kanalizacja teletechniczna powinna być prowadzona we wspólnym wykopie z gazociągiem. W uzasadnionych przypadkach dopuszcza się prowadzenie kanalizacji teletechnicznej w oddzielnym wykopie, na przykład przy zastosowaniu pługoukładarki. Ustalenie docelowego sposobu realizacji nastąpi na etapie uzgadniania dokumentacji projektowej.
- 3.4.** Kanalizacja teletechniczna powinna mieścić się w strefie kontrolowanej gazociągu.
- 3.5.** Minimalna głębokość posadowienia rurociągu kablowego powinna wynosić 1,0 m, a w terenach zmeliorowanych poniżej posadowienia ciągów drenarskich.

- 3.6.** W przypadku konieczności stosowania metod bezwykopowych, dla gazociągu należy zaplanować osobne przejście wykonane dowolną metodą bezwykopową dla kanalizacji kabla światłowodowego, która pod przeszkodami terenowymi będzie prowadzona w oddzielnej rurze ochronnej o parametrach określonych w pkt 3.8. W uzasadnionych przypadkach dopuszcza się układanie rurociągu kablowego w rurze osłonowej dla gazociągu.
- 3.7.** Na odcinkach wykonanych metodami bezwykopowymi należy zaplanować 4 rury osłonowe RHDPE o parametrach określonych w pkt 3.9 w rurze ochronnej o parametrach określonych w pkt 3.8.
- 3.8.** Przy skrzyżowaniach linii światłowodowych z przeszkodami wodnymi, jezdniami o nawierzchni utwardzonej, torowiskami, rurociągami, itp. należy przewidzieć rury ochronne o średnicy co najmniej 160 mm.
- 3.9.** Do budowy rurociągu kablowego należy wykorzystywać rury osłonowe RHDPE o średnicy nie mniejszej niż 40 mm i grubości ścianki nie mniejszej niż 3,7 mm.
- 3.10.** Rury osłonowe RHDPE powinny być spinane za pomocą opasek polietylenowych nie rzadziej niż co 20,0 m.
- 3.11.** Każdy z rurociągów kablowych powinien zostać trwale oznakowany w sposób umożliwiający jego identyfikację.
- 3.12.** Rurociąg kablowy powinien być szczelny i drożny. Po wykonaniu rurociągu kablowego, a przed zaciągnięciem kabla, konieczne jest wykonanie próby szczelności i drożności przy użyciu sprężonego powietrza oraz kalibracji dedykowanym tłoczkiem dostosowanym do średnicy rurociągu kablowego.
- 3.13.** Na całym przebiegu liniowym rurociągu kablowego, co około 1000 m i w miejscach zmiany kierunku rurociągu kablowego, należy przewidzieć zainstalowanie zasobnika kablowego do umieszczenia zapasu kabla.
- 3.14.** Wszystkie zasobniki kablowe należy posadzić na odpowiedniej głębokości, zapewniając odpowiednie przykrycie gruntem oraz w razie konieczności zabezpieczyć dodatkową płytą zgodnie z DTR producenta.
- 3.15.** Na terenie układów technologicznych (węzły, stacje i ZZU) kanalizację kablową należy zakończyć studzienką kablową, zlokalizowaną w pobliżu kontenera/pomieszczenia AKP, z której rurociąg kablowy powinien być wprowadzony do kontenera/pomieszczenia AKP. Dopuszcza się budowę studzienki z małej liczby elementów prefabrykowanych przy zachowaniu szczególnej uwagi podczas uszczelniania miejsca ich połączeń. Wszystkie otwory w ścianach studni po wprowadzeniu rur kanalizacji kablowej i zamocowaniu urządzeń wsporczych powinny być dokładnie wypełnione zaprawą cementową z dodatkiem masy uszczelniającej, a powierzchnie zewnętrzne uszczelnień dokładnie wygładzone. Wszystkie studnie kablowe powinny mieć ściany od wewnątrz pokryte zaprawą cementową, a od zewnątrz ścianę od strony gazociągu należy pokryć zaprawą cementową i dwukrotnie warstwą asfaltu. Poza ogrodzonym terenem układów technologicznych, luźne/niewykorzystane końce kabli światłowodowych należy wprowadzić do zasobników zasypanych ziemią. Należy stosować studnie kablowe

zwieńczone dwoma lekkimi pokrywami z wywietrznikami oraz wyposażać każdą ze studni w ryglowane zabezpieczenie antykradzieżowe.

- 3.16.** Ze względu na możliwość migracji gazu, na terenie układów technologicznych (w szczególności przy wprowadzeniu łączy światłowodowych do kontenera) należy przewidzieć odpowiednie uszczelnienia uniemożliwiające przenikanie gazu.
- 3.17.** Na terenach podmokłych rurociąg kablowy należy dodatkowo obciążyć przed ułożeniem w wykopie i układać go z falowaniem 2 %.

#### **4. Oznakowanie linii światłowodowej**

- 4.1.** W przypadku rurociągu kablowego układanego metodą wykopową oznakowanie powinno występować w postaci taśmy ostrzegawczo-lokalizacyjnej koloru pomarańczowego z opisem „UWAGA ŚWIATŁOWÓD”, układanej w połowie odległości rurociągu kablowego od powierzchni gruntu.
- 4.2.** Na początku i końcu rury ochronnej dla rurociągu układanego metodami bezwykopowymi należy zastosować znaczniki elektromagnetyczne kuliste z systemem samo-poziomowania.
- 4.3.** Na doziemnych zasobnikach kablowych na całej trasie należy zastosować znaczniki elektromagnetyczne typu krzyżakowego. W punktach charakterystycznych rurociągu kablowego należy zastosować znaczniki elektromagnetyczne kuliste z systemem samo-poziomowania.
- 4.4.** Słupki oznaczeniowo-pomiarowe należy rozlokować w miejscach wejść i wyjść rurociągu kablowego układanego metodą bezwykopową.
- 4.5.** Przywieszki identyfikacyjne powinny zawierać następujące informacje: relacja linii, relacja odcinka, nazwa kabla, nazwa właściciela linii, rok wybudowania linii światłowodowej, ostrzeżenie o treści „UWAGA! KABEL ŚWIATŁOWODOWY” na żółtym tle.
- 4.6.** W przypadku pozostałych przekroczeń pokonywanych metodą wykopu otwartego typu: dukty leśne, drogi polne i drogi wewnętrzne, uzbrojenie podziemne, słupki oznaczeniowo-pomiarowe należy lokalizować tylko po jednej ze stron przekroczenia. Na takich przekroczeniach należy zachować ciągłość taśmy ostrzegawczo-lokalizacyjnej oraz oznaczyć końce rur ochronnych za pomocą znaczników elektromagnetycznych.

#### **5. Wytyczne dla kabla światłowodowego**

- 5.1.** Wymagane cechy charakterystyczne kabla:
- jednomodowy nie gorszy niż zgodny z rekomendacją ITU-T G.652.D,
  - włókna w luźnej tubie,
  - pojemność 48J (4x12) włókien,
  - w pełni dielektryczny,
  - zabezpieczony przed wnikaniem wilgoci i wzdłużną penetracją wody poprzez wypełnienie żelem hydrofobowym tub,

- posiadający wzmocnienie z włókien aramidowych lub szklanych o maksymalnych siłach ciągnięcia co najmniej: dynamiczna – 2700 N, statyczna – 1350 N,
  - posiadający powłokę odporną na ścieranie,
  - posiadający oznaczenie kabla i nadruk metryczny naniesiony na powłoce.
- 5.2.** Ostatni odcinek kabla przechodzący lub wprowadzany do budynków lub kontenerów powinien być w wykonaniu trudnopalnym LSZH (ang. Low Smoke Zero Halogen) oraz powinien posiadać w płaszczu osłonę przeciwgryzoniową.
- 5.3.** Linie światłowodową należy zaprojektować w taki sposób, aby umożliwić realizację transmisji danych jako podwójny pierścień zgodnie z wytycznymi PS-DY-W01. Połączenia między obiektami na trasie linii światłowodowej należy tak projektować, aby dla pierścieni nie powstała długa pętla zwrotna, co należy osiągnąć poprzez łączenie co drugiego obiektu. Przy omijanych obiektach połączenia dla układu pierścieni należy zaprojektować bez wyprowadzania części par włókien na przetącznice światłowodowe, tj. włókna omijające obiekt należy zespawać z kolejnym fragmentem linii w zasobnikach/studzienkach światłowodowych przy budynku.
- 5.4.** Na obiektach gazowych (węzły, stacje i ZZU etc.), które będą planowane jako punkty pośredniczące należy minimum 12 włókien zakończyć na panelowej przetącznicy światłowodowej ODF wyposażonej w kasety spawów na minimum 24 włókna oraz 24 złącza typu E2000/APC. Pozostałe włókna (tuby) zakończyć peszlami ochronnymi lub zespawać z drugim kablem przelotowym. W punktach, w których istnieje konieczność regeneracji w trakcie liniowym sygnału optycznego należy instalować panele światłowodowe ODF, w których ilość złączy E2000/APC będzie stosowna do ilości włókien podłączonych kabli światłowodowych. W punktach pośredniczących preferowane jest rozwiązanie, w którym magistralny kabel światłowodowy nie jest wprowadzany do pomieszczenia/budynku AKPiA, a wymagana ilość włókien światłowodowych bazuje na dodatkowym kablu pomiędzy studnią kablową na terenie obiektu a szafą teletechniczną.
- 5.5.** W zasobnikach kablowych, w których ulokowano złącza kabli światłowodowych należy pozostawić zapasy kabli, umożliwiające swobodne wykonywanie złączy (spajanie światłowodów) i dokonywanie pomiarów. Zapasy te powinny wynosić co najmniej po 15,0 m z każdej strony złącza.
- 5.6.** W zasobnikach kablowych, co około 1000m, w których ulokowano tylko zapas kabla, należy pozostawić 30 m zapasu kabla.
- 5.7.** W studniach kablowych na terenie obiektów technologicznych należy pozostawić 30 m zapasu kabla.
- 5.8.** Zapasy kabli należy układać w kręgi z zachowaniem promienia gięcia kabla nie mniejszego niż 20 jego średnic w ten sposób, aby możliwe było bezpieczne ich wyciąganie na trasie odcinka instalacyjnego. Powinny być one starannie zabezpieczone przed uszkodzeniami mechanicznymi na stelażach w studniach kablowych lub przez odpowiednie ułożenie w zasobnikach złączowych.

- 5.9.** W pomieszczeniach/kontenerach AKP należy pozostawić zapas kabli, umożliwiający swobodne wykonywanie złączy i dokonywanie pomiarów. Zapas ten powinien wynosić co najmniej 15,0 m.
- 5.10.** Należy stosować aluminiowe stelaże zapasów kabla.
- 5.11.** Wszystkie odcinki kabli ze zdjętym płaszczem muszą być chronione przed dostępem gryzoni. Dotyczy to w szczególności zasobników i przetłacznic światłowodowych.

## **6. Wytyczne dla urządzeń teletechnicznych**

- 6.1.** Zasilanie zgodnie z specyfikacją obiektu gazowego (węzły, stacje i ZZU).
- 6.2.** Przetłacznice światłowodowe:
  - przystosowane do montażu w szafach Rack 19",
  - z wysuwaną tacą,
  - wysokości nie większej niż 2U dla każdych 24 włókien,
  - złącza E2000 APC (ang. Angled Physical Contact),
  - odległość złączy od drzwi szafy RACK musi gwarantować zachowanie minimalnych kątów zagięcia podłączanych kabli patchcord, kable nie powinny dotykać drzwi szafy,
  - przetłacznica musi być w wykonaniu zapewniającym brak dostępu gryzoni do jej wnętrza,
  - wewnątrz przetłacznic włókno prowadzić w tubie, domyślnie zakłada się ok. 40 cm tuby,
  - w kasecie zostawić zapas włókna o długości ok. 2 m,
  - jedynym dopuszczanym miejscem stosowania opaski spinającej jest: przy połączeniu tuby z kasetą, za wprowadzeniem kabla do obudowy patch panela,
  - konstrukcja przetłacznic i wysokość montażu muszą zapewniać dostęp do panelu komutacyjnego przetłacznic bez konieczności stosowania podestów.
- 6.3.** Światłowodowe kable krosowe patchcord E2000 APC ze strony światłowodu i typem złącza na drugim końcu dostosowanym do złącza w urządzeniach aktywnych.
- 6.4.** W szafie Rack 19" z przetłacznicą światłowodową należy zastosować organizatory kabli umożliwiające ułożenie światłowodowych kabli krosowych patchcord. Urządzenia aktywne oraz elementy bierne linii światłowodowych należy montować w szafach Rack 19".
- 6.5.** Układ transmisji danych dla światłowodowej sieci technologicznej przy gazociągach należy zaprojektować i wykonać zgodnie z Paragrafem 6 Wytycznych PS-DY-W01.

**Andrzej  
Kolasa** Elektronicznie  
podpisany przez  
Andrzej Kolasa  
Data: 2021.06.09  
15:50:46 +02'00'

## 1. Wstęp

- 1.1.** Przedmiotowy dokument stanowi zbiór wytycznych w zakresie realizacji kluczowych systemów ze szczególnym uwzględnieniem niezawodności ich wykonania. Poprzez kluczowe systemy rozumie się systemy, pomieszczenia, urządzenia, których ciągłość działania wymagana jest ze względu na pełnioną funkcję. Wśród przedmiotowych systemów należy wyszczególnić m.in.:
- Serwerownie (rozumiane jako duże serwerownie Oddziałowe lub Centralne) – pomieszczenie, w którym znajdują się serwery lub inne urządzenia przetwarzające informacje z wyłączeniem pomieszczenia Punktów Dystrybucji Sieci;
  - Dyspozytornie Oddziałowe (rozumiane jako pomieszczenia pracy dyspozytorów) – pomieszczenie umożliwiające pełnienie funkcji operatora systemu wizualizacji i sterowania obiektem;
  - Punkty Dystrybucji Sieci (tzw. Crossroom) – miejsce instalacji dostępowych urządzeń sieciowych zapewniających połączenia użytkowników do sieci LAN;
  - Kluczowe systemy sterowania (np. SCS, UCS) i bezpieczeństwa (ESD).
- 1.2.** Przedmiotowe wytyczne nie mają na celu zastąpienia aktów prawnych i normatywnych, a mają za zadanie jedynie wskazać rozwiązania wynikające z tych aktów, za pomocą których możliwy będzie do osiągnięcia wysoki poziom niezawodności działania przedmiotowych układów. Wśród aktów prawnych i normatywnych w szczególności należy uwzględniać m.in.:
- ANSI/TIA 942 *Telecommunications Infrastructure Standard for Data Centers*,
  - PN-EN 50600 Technika informatyczna - Wyposażenie i infrastruktura centrów przetwarzania danych (wszystkie części normy),
  - PN-EN 61511 *Bezpieczeństwo funkcjonalne - Przyrządowe systemy bezpieczeństwa do sektora przemysłu procesowego* (wszystkie części normy),
  - PN-EN 61508 *Bezpieczeństwo funkcjonalne elektrycznych/elektronicznych/programowalnych elektronicznych systemów związanych z bezpieczeństwem* (wszystkie części normy),
  - rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie.
- 1.3.** Należy zaznaczyć, że ze względu na pełnione funkcje, Serwerownie i Dyspozytornie powinny spełniać wymagania 3 lub 4 poziomu krytyczności zgodnie z ww. normami.
- 1.4.** Niezależnie od powyższego należy dążyć do zapewnienia wysokiej niezawodności działania wszystkich ww. systemów.

## 2. Niezawodność zasilania w energię elektryczną dla systemów kluczowych

- 2.1.** Należy dążyć do zapewnienia zasilania podstawowego i rezerwowego dla systemów kluczowych. Zasilanie główne obiektu z systemami kluczowymi powinno być wykonane z dwóch niezależnych przyłączy, z których jedno jest rezerwą ukrytą. Należy zapewnić dwa niezależne torry prądowe zasilające kluczowe systemy, wyposażane w automatyczne przetaczanie zasilania.



- 2.2.** Należy zapewnić zasilanie gwarantowane w układzie minimum N+1 na każdym torze prądowym, gwarantujące parametry zasilania. Zasilanie gwarantowane powinno być przystosowane do trybu serwisowego poprzez implementację bajpasu umożliwiającego testy lub naprawę bez odłączenia zasilania oraz powinno posiadać sygnalizację stanów pracy i parametrów w systemach wizualizacji i sterowania oraz kontroli i nadzoru i/lub BMS.
  - 2.2.1.** Zasilanie gwarantowane dla AKPiA oraz systemów telemetryi może być realizowane poprzez zasilacze buforowe o stałym napięciu wyjściowym, które nie będą objęte wyłączeniem ppoż.
  - 2.2.2.** Czas podtrzymania powinien być dobierany na etapie projektowania i powinien zapewnić bezprzerwowe działanie systemu w tym czasie.
- 2.3.** Z gniazd systemu zasilania gwarantowanego dla systemów kluczowych należy zasilac jedynie urządzenia tych systemów, aby uniemożliwić propagację zakłóceń z pozostałej części sieci.
- 2.4.** W zakresie zasilania awaryjnego należy zapewnić co najmniej jeden agregat prądotwórczy do długotrwałego zasilania.
  - 2.4.1.** W przypadku zasilania Centrów Przetwarzania, Serwerowni i Dyspozytorni należy zapewnić dwa niezależne agregaty prądotwórcze, o ile to możliwe zasilanie z dwóch niezależnych paliw (gaz ziemny, paliwo ciekłe).
  - 2.4.2.** Agregaty prądotwórcze powinny zasilac także urządzenia układów HVAC.
- 2.5.** Zewnętrzna i wewnętrzna ochrona odgromowa powinna być realizowana zgodnie z obowiązującymi standardami.
- 2.6.** Ochrona przeciwprzepięciowa dla systemów kluczowych powinna być realizowana w pełnym, trzystopniowym zakresie.
- 2.7.** Należy dążyć do zapewnienia monitoringu parametrów i stanów systemów zasilania w energię elektryczną systemów kluczowych w systemach wizualizacji i sterowania oraz kontroli i nadzoru i/lub BMS. Dotyczy to przyłączy, transformatorów, rozdzielni, agregatów prądotwórczych, UPS-ów, SZR-ów.
- 2.8.** Zaleca się stosowanie zasilaczy UPS pracujących w układzie VFI zgodnie z PN-EN 62040-3.
- 2.9.** Zaleca się projektowanie układów zasilania gwarantowanego z redundancją równoległą.
- 2.10.** Należy przewidzieć zasilanie każdego z UPS-ów osobnymi torami prądowymi.
- 2.11.** Moc każdego z UPS-ów powinna pokrywać pełne zapotrzebowanie przyłączonych odbiorników kluczowych.
- 2.12.** Każdy z UPS-ów powinien posiadać własne baterie i zabezpieczenia.
- 2.13.** Dobór parametrów eksploatacyjnych zespołów prądotwórczych powinien być odnoszony do wymagań klasy G3 lub G4 zgodnie z PN-EN ISO 88528-11.

- 2.14.** Na potrzeby doboru, instalowania i odbiorczego badań źródeł zasilania awaryjnego i gwarantowanego należy stosować regulację wewnętrzną PE-DY-W02 „Wytyczne w zakresie doboru, instalowania i odbiorczego badania źródeł energii elektrycznej Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.”.

### **3. Wyłączniki ppoż.**

- 3.1.** Pomieszczenia, w których zlokalizowane są systemy kluczowe, powinny stanowić odrębną strefę pożarową oraz jeżeli kubatura tej strefy przekracza 1 000 m<sup>3</sup>, powinny być wyposażone w dedykowany do obwodów/urządzeń w tej strefie przeciwpożarowy wyłącznik prądu na każdy tor prądowy, który odcina dopływ prądu do wszystkich obwodów, z wyjątkiem obwodów zasilających instalacje i urządzenia, których funkcjonowanie jest niezbędne podczas pożaru.
- 3.2.** Możliwe jest, aby przeciwpożarowy wyłącznik prądu nie odcinał pozostałych obwodów w obiekcie, np. UPS, jednak wymaga to indywidualnego odstąpienia od przepisów (zastosowania rozwiązań zastępczych) oraz ekspertyzy rzeczoznawców (ds. ppoż. i budowlanych) oraz zgody Komendanta Wojewódzkiego PSP.
- 3.3.** Przeciwpożarowe wyłączniki prądu należy projektować jako wyłączniki pośredniego działania, tj. jako wyłączniki typu B, gdzie do uruchomienia oprócz zbitcia szybki konieczne jest wciśnięcie przycisku. Stosowanie tego typu wyłączników ma na celu zapobieganie przypadkowym uruchomieniom oraz ułatwienie prac przeglądowych.
- 3.4.** Przeciwpożarowe wyłączniki prądu powinny sygnalizować swoje położenie w systemach wizualizacji i sterowania oraz kontroli i nadzoru i/lub BMS.
- 3.5.** Przeciwpożarowy wyłącznik prądu powinien podlegać przeglądom zgodnie z Systemem Eksploatacji Sieci Przesyłowej, jednak nie rzadziej niż raz na rok.

### **4. Systemy sygnalizacji pożarowej i stałe urządzenia gaśnicze**

- 4.1.** Pomieszczenia, gdzie zlokalizowane są systemy kluczowe, powinny stanowić odrębną strefę pożarową oraz być wyposażone w system sygnalizacji pożarowej.
- 4.2.** Pomieszczenia Serwerowni powinny posiadać stałe urządzenia gaśnicze na gaz obojętny lub równoważne.
- 4.3.** Pomieszczenia chronione stałymi urządzeniami gaśniczymi powinny stanowić oddzielną strefę gaśniczą.
- 4.4.** Stężenie gazu gaśniczego w strefie gaszenia (w przypadku uruchomienia stałego urządzenia gaśniczego) nie powinno przekraczać wartości NOAEL (najwyższe stężenie, przy którym nie zaobserwowano niekorzystnego oddziaływania toksycznego lub fizjologicznego)
- 4.5.** System gaszenia gazem powinien być wyposażony w ciche dysze – niewywołujące uszkodzeń urządzeń elektronicznych pod wpływem silnego natężenia dźwięku podczas wypływu gazu gaśniczego.

- 4.6.** System gaszenia pożaru powinien mieć możliwość uruchamiania na 4 różne sposoby:
- przez zadziałanie pracujących w koincydencji czujek rozmieszczonych w pomieszczeniu chronionym,
  - przez wciśnięcie ręcznego przycisku uruchomienia gaszenia (START GASZENIA),
  - przez wciśnięcie wyzwalaczy ręcznych (uruchomienie systemu za pomocą wyzwalacza ręcznego powoduje natychmiastowy wypływ środka gaśniczego),
  - za pomocą przycisku START umieszczonego na obudowie centrali gaszenia.
- 4.7.** System gaszenia pożaru powinien mieć możliwość wstrzymania gaszenia na czas potrzebny do ewakuacji personelu ze strefy gaszenia (STOP GASZENIA)
- 4.8.** Systemy sygnalizacji pożarowej i stałe urządzenia gaśnicze powinny sygnalizować swój stan w systemach wizualizacji i sterowania oraz kontroli i nadzoru i/lub BMS. Należy zapewnić sygnalizację co najmniej następujących stanów:
- alarm I stopnia (zadziałanie dowolnej czujki),
  - alarm II stopnia (zadziałanie dwóch czujek na różnych liniach),
  - wyzwolenie środka gaśniczego,
  - uszkodzenie ogólne.
- 4.9.** Systemy sygnalizacji pożarowej i stałe urządzenia gaśnicze powinny współpracować z innymi systemami automatyki (wyłączenie nawiewów i klimatyzacji, otwarcie kłap odprężających i oddymiających, zdjęcie SKD), a sposób ich działania powinien być opisany w scenariuszu pożarowym do którego dołączona jest matrycaysterowań.
- 4.10.** Personel odpowiedzialny za obsługę systemu sygnalizacji pożaru i stałych urządzeń gaśniczych powinien być przeszkolony z zasad postępowania na wypadek zasygnalizowania alarmu pożarowego/zadziałania stałego urządzenia gaśniczego (obsługa central) oraz sposobu przywracania systemów (w tym również systemów współpracujących, np. klimatyzacja) do normalnej pracy, w przypadku, w którym alarm okaże się fałszywy lub mylny.
- 4.11.** Personel znajdujący się w obrębie strefy pożarowej lub strefy gaszenia powinien być przeszkolony w zakresie zasad postępowania na wypadek pożaru i ewakuacji na zewnątrz budynku lub do strefy bezpiecznej.
- 4.12.** Pomieszczenia, gdzie zlokalizowane są systemy kluczowe, powinny niezależnie od zastosowania stałych urządzeń gaśniczych być wyposażone w podręczny sprzęt do gaszenia pożarów, dostosowany do gaszenia urządzeń elektrycznych znajdujących się pod napięciem i niepowodujący zbędnych strat materialnych poprzez jego użycie.

## **5. Niezawodność systemów sterowania**

- 5.1.** Dla nowoprojektowanych kluczowych obiektów systemu przesyłowego:
- w zakresie analizy ryzyka w warstwie technologii należy postępować zgodnie z procedurą wykonywania analiz HAZOP,

- w zakresie analizy ryzyka w warstwie sterowania należy wykonać analizę metodą C-HAZOP.
- 5.2.** Dla systemów sterowania należy ponadto określić, metodą Analizy Warstw Zabezpieczeń (LOPA), poziom nienaruszalności bezpieczeństwa (SIL) dla przyrządowych funkcji bezpieczeństwa (SIF) oraz wymagane poziomy niezawodności sprzętowej dla urządzeń wykonujących te funkcje.
- 5.3.** Sprzęt i oprogramowanie systemowe w systemach bezpieczeństwach (ESD) muszą obsługiwać obwody bezpieczeństwa na poziomie integralności bezpieczeństwa co najmniej „SIL 2” według IEC-61511 o architekturze zapewniającej odpowiedni poziom tolerancji błędów.
- 5.4.** Przy doborze urządzeń realizujących funkcje bezpieczeństwa należy wymagać, aby były one wykonane w technologii Fail Safe.
- 5.5.** Należy zapewnić dostęp do aktualnych kodów źródłowych urządzeń realizujących logikę systemów. Dostęp do ustawień i konfiguracji urządzeń realizujących logikę systemów powinien być zabezpieczony przed dostępem osób nieuprawnionych.
- 5.6.** Dla nowoprojektowanych kluczowych obiektów systemu przesyłowego należy projektować systemy automatyki i sterowania w klasie DCS.
- 5.7.** Należy zapewnić redundancję dla głównych zasilaczy sterowników i serwerów sterowania.
- 5.8.** Należy zapewnić redundancję dla okablowania i torów komunikacyjnych.
- 5.9.** O ile jest możliwe, należy zapewnić redundancję lokalizacyjną dla sterowników i serwerów przemysłowych.

## **6. Wytyczne w zakresie układów HVAC**

- 6.1.** Pomieszczenia systemów sterowania obiektów przesyłowych
  - 6.1.1.** Należy zapewnić odpowiednią kubaturę pomieszczeń automatyki (wymagania dla pomieszczeń technicznych), na podstawie stosownych obliczeń cieplnych zgodnie z wymaganiami obowiązującego rozporządzenia w sprawie warunków technicznych jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie oraz uwzględniając potrzebne przestrzenie serwisowe zainstalowanych urządzeń. Należy przewidzieć możliwość wstawienia nowych urządzeń (rozbudowy).
  - 6.1.2.** Należy zapewnić w pomieszczeniu wentylację grawitacyjną lub mechaniczną w oparciu o przeprowadzony bilans ciepła, wilgoci i emisji zanieczyszczeń.
  - 6.1.3.** Należy zapewnić redundantną klimatyzację, dedykowaną do pomieszczeń ze sprzętem systemu sterowania, wraz z automatycznym załączaniem klimatyzatora awaryjnego lub pracy naprzemiennej. System klimatyzacji powinien posiadać system monitoringu i sterowania, zintegrowany z systemem BMS i/lub systemem wizualizacji i sterowania. Temperatura powinna być monitorowana w pomieszczeniach, a w uzasadnionych przypadkach również w szafach sprzętowych.

- 6.1.4.** Należy stosować klimatyzatory do pracy całorocznej z gazowym czynnikiem chłodniczym.
  - 6.1.5.** Pomieszczenia systemu sterowania należy, w miarę możliwości, lokalizować w N-E częściach budynku.
- 6.2.** Pomieszczenia dyspozytorni
  - 6.2.1.** Należy zapewnić odpowiednią kubaturę pomieszczeń dyspozytorni, zgodnie z wymaganiami dot. pomieszczeń biurowych zawartymi w obowiązującym rozporządzeniu w sprawie warunków technicznych jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie oraz uwzględniając potrzebne przestrzenie serwisowe zainstalowanych urządzeń i możliwość wstawienia nowych urządzeń (rozbudowy).
  - 6.2.2.** Należy zapewnić w pomieszczeniu wentylację grawitacyjną lub mechaniczną w oparciu o przeprowadzony bilans ciepła, wilgoci i emisji zanieczyszczeń.
  - 6.2.3.** Należy zapewnić redundantną klimatyzację, wraz z automatycznym załączaniem klimatyzatora awaryjnego lub pracy naprzemiennej. System klimatyzacji powinien posiadać system monitoringu i sterowania, zintegrowany z systemem BMS i/lub systemem wizualizacji i sterowania.
  - 6.2.4.** Należy stosować klimatyzatory do pracy całorocznej z gazowym czynnikiem chłodniczym.
  - 6.2.5.** Pomieszczenia dyspozytorni w miarę możliwości lokalizować w N-E częściach budynku.  
UWAGA:  
pod nazwą „Dyspozytornie” rozumie się często zarówno pomieszczenia pracy dyspozytorów jak i pomieszczenia ze sprzętem teleinformatycznym (tzw. crossroom'y). Te drugie należy zasiląć i chłodzić tak jak serwerownie.
- 6.3.** Pomieszczenia serwerowni i CPD
  - 6.3.1.** Należy zapewnić odpowiednią kubaturę pomieszczeń serwerowni i CPD (wymagania dla pomieszczeń technicznych), zgodnie z wymaganiami obowiązującego rozporządzenia w sprawie warunków technicznych jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie oraz uwzględniając potrzebne przestrzenie serwisowe zainstalowanych urządzeń i możliwość wstawienia nowych urządzeń (rozbudowy).
  - 6.3.2.** Należy zapewnić w pomieszczeniu wentylację grawitacyjną lub mechaniczną w oparciu o przeprowadzony bilans ciepła, wilgoci i emisji zanieczyszczeń. Należy zapewnić redundantną klimatyzację. Redundancja powinna dotyczyć wszystkich elementów systemu klimatyzacji, tak aby unikać pojedynczego punktu awarii.
  - 6.3.3.** Klimatyzacja serwerowni i CPD powinna posiadać system monitoringu i sterowania, zintegrowany z systemem BMS. System ten powinien zapewniać monitoring temperatury i wilgotności powietrza zarówno wewnątrz jak i na zewnątrz pomieszczenia.
  - 6.3.4.** Wewnątrz serwerowni i CPD, o ile jest to możliwe, należy stosować czynnik gazowy.

- 6.3.5.** W serwerowniach należy stosować klimatyzację precyzyjną wraz ze sterowaniem wilgotnością powietrza chłodzącego.
- 6.3.6.** Czerpnie powietrza systemów wentylacji i klimatyzacji w miarę możliwości lokalizować w N-E częściach budynku.
- 6.3.7.** Należy zapewnić:
  - redundancję zasilania elektrycznego,
  - napięcie gwarantowane dla systemu sterowania układów wentylacji i klimatyzacji,
  - redundantne źródło wody lodowej lub innego czynnika chłodniczego.
- 6.3.8.** Awaria systemu sterowania układów HVAC nie powinna przerywać pracy całego układu.

**Andrzej  
Kolasa** Elektronicznie  
podpisany przez  
Andrzej Kolasa  
Data: 2021.06.09  
15:51:20 +02'00'



## **1. Wymagania ogólne**

- 1.1.** Wykonawcy zobowiązani są do prowadzenia prac spawalniczych (w warunkach budowy) w oparciu o: zasady określone w PN-EN 12732, wymagania zawarte w dokumentacji projektowej i odpowiednich regulacjach oraz zaakceptowane przez Zamawiającego Instrukcje Technologiczne Spawania WPS zgodnie z zapisami Planu Spawania i Kontroli Złączy Spawanych.
- 1.2.** Najpóźniej 10 dni przed planowanym przystąpieniem do prac spawalniczych należy sporządzić zbiorczy Plan Spawania i Kontroli Złączy Spawanych dla wykonawstwa wszystkich połączeń, który wymaga uzgodnienia z Zamawiającym.
- 1.3.** Plan Spawania i Kontroli Złączy Spawanych musi być uzupełniony o rysunek/rysunki wszystkich elementów budowanego obiektu z oznaczonymi spoinami, które podlegają wykonawstwu w zakresie realizacji zadania. Oznaczenia spoin na budowie muszą być identyfikowalne z opisanymi w Dziennikach Spawania.
- 1.4.** Powyższy wymóg dotyczy również instalacji tymczasowych (by-passów) i połączeń zgrzewanych/spawanych wykonywanych z materiałów typu PE.
- 1.5.** Zmiany konstrukcyjne w zakresie połączeń spawanych oraz technologii wykonania (w tym materiałowe) muszą być każdorazowo uzgadniane z nadzorem autorskim – projektantem jak i nadzorem spawalniczym Zamawiającego.
- 1.6.** Wykonawca ma obowiązek powiadomić nadzór spawalniczy Zamawiającego o terminie rozpoczęcia prac spawalniczych z pięciodniowym wyprzedzeniem. Wykonawstwo tych prac może nastąpić wyłącznie po pozytywnym zatwierdzeniu dokumentacji spawalniczej przez nadzór spawalniczy Zamawiającego.
- 1.7.** Na etapie uzgodnień technologii i instrukcji spawania, przed przystąpieniem do budowy, należy dostarczyć do właściwego Oddziału GAZ-SYSTEM wzory dziennika spawania, monitoringu spoin gwarantowanych, protokołów badań nieniszczących, uprawnienia personelu nadzoru spawalniczego, uprawnienia spawaczy i operatorów, uprawnienia personelu wykonującego przyłącza ochrony katodowej, uprawnienia laboratorium badań nieniszczących/niszczących oraz uprawnienia personelu badań nieniszczących/niszczących celem akceptacji.
- 1.8.** Wykonawca musi zapewnić całkowity dostęp do dokumentacji budowy (między innymi do Dziennika Budowy, dziennik montażu, rozbiórki, dziennik prac spawalniczych) związanej z wykonaniem gazociągów i obiektów technologicznych przedstawicielom Zamawiającego i Wykonawcom Nadzoru podczas trwania zadania. Wszelkie uwagi przedstawicieli Zamawiającego i Wykonawców Nadzoru muszą być wdrażane na bieżąco przez Wykonawcę.
- 1.9.** Na 7 dni przed planowanymi próbami szczelności i wytrzymałości, Wykonawca zobowiązany jest dostarczyć niezbędną dokumentację jakościową wykonanych spoin do właściwego Oddziału GAZ-SYSTEM S.A., aby nadzór spawalniczy Zamawiającego mógł przeprowadzić wstępną ocenę połączeń spawanych wykonanych na obiekcie (dotyczy wszystkich układów naziemnych w stacjach, węzłach, na układach ZZU i pozostałych) oraz sprawdzić poprawność wykonania badań NDT.

- 1.10.** Przed odbiorem technicznym obiektu sieci gazowej/gazociągu Wykonawca ma obowiązek przedłożyć min. 5 dni roboczych wcześniej Zamawiającemu pełną dokumentację spawalniczą powykonawczą w zakresie obejmującym:
- Dzienniki Spawania wraz ze schematami 3D (rysunkami układów obiektu i/lub gazociągu), na których opisano wszystkie złącza spawane (spoiny) oraz punkty przyłączenia PIN-BRAZING,
  - uprawnienia wszystkich spawaczy, którzy wykonali spoiny,
  - dokumentację z badań nieniszczących i niszczących, jeśli takie miały być wykonane (dla badań RT należy przedstawić radiogramy dla badanych spoin),
  - w przypadku wykonawstwa prac spawalniczych na sieciach gazowych zarządzanych przez innych operatorów sieci, stosowną dokumentację spawalniczą oraz dopuszczenie do tych prac należy uzgadniać wcześniej z właściwym operatorem. Kopię zatwierdzonej dokumentacji należy dołączyć do dokumentacji powykonawczej.

## **2. Wymagania dotyczące dokumentacji i Instrukcji Technologicznych Spawania**

- 2.1.** Instrukcje Technologiczne Spawania WPS należy opracować dla każdego typu złącza spawanego w oparciu o PN-EN ISO 15609-1 i uzgodnione z Urzędem Dozoru Technicznego WPQR'y, a następnie przedłożyć Zamawiającemu w celu akceptacji przed rozpoczęciem prac spawalniczych. Wymaga się opracowania odrębnych Instrukcji Technologicznych Spawania naprawczego. Zgodnie z Warunkami Technicznymi oraz wymaganiami projektu Technologię spawania Wykonawca musi uzgodnić w UDT.
- 2.2.** Wraz z instrukcjami WPS/BPS Wykonawca ma obowiązek przedłożyć kompletne kopie WPQR/BPQR (z dołączonymi raportami z badań nieniszczących/niszczących) dla opracowanych instrukcji.
- 2.3.** Instrukcje Technologiczne Spawania WPS Wykonawca ma obowiązek sporządzić dla złączy:
- wszystkich układów technologicznych,
  - rur ochronnych /przewiertowych (jeśli takie występują w ramach zadania),
  - instalacji wydmuchowych (upustowych),
  - układu gazowego zasilającego kotłownię (tzw. ścieżki gazowej),
  - wszystkich instalacji tymczasowych (np. gazociągu obejściowego, instalacji tymczasowej itd.),
  - podlegających naprawie (spoin naprawczych).
- 2.4.** Dla złączy zgrzewanych (spawanych) z PE należy sporządzić Karty Technologiczne Zgrzewania, a po ich wykonaniu – Karty Kontroli Połączeń Zgrzewanych.
- 2.5.** Projekt wykonawczy musi jednoznacznie wyszczególniać wszystkie elementy rurowe (w tym kształtki oraz elementy hermetyki), które będą podlegały łączeniu metodami spawalniczymi. Dla elementów tych należy bezwzględnie podawać: rodzaj, średnicę, grubość ścianki i gatunek materiału. Wszystkie elementy składowe gazociągu, obiektu gazowniczego muszą być wyszczególnione na rysunkach złożeniowych/powykonawczych.
- 2.6.** Rysunki z naniesionymi oznaczeniami spoin stanowią załącznik do Dziennika Spawania.

- 2.7.** Wszelkie zmiany kierunków przepływu i średnic należy projektować z zastosowaniem elementów kątowych bądź ciągnionych (kolana, łuki, trójniki, zwężki, itp.).

### **3. Wymagania w zakresie systemu zarządzania jakością oraz posiadanych uprawnień**

- 3.1.** Wykonawca musi posiadać certyfikowany system zarządzania jakością w zakresie pełnych wymagań w spawalnictwie wg wymagań PN-EN ISO 3834-2.
- 3.2.** Wykonawca powinien posiadać uprawnienie nadane w formie decyzji przez UDT w zakresie wytwarzania, modernizacji i/lub naprawy rurociągów przesyłowych i technologicznych (urządzeń gazowych) do prowadzenia procesów spawalniczych.
- 3.3.** Wymagania dotyczące personelu nadzoru spawalniczego Wykonawcy.
- 3.3.1.** Wymaga się przedstawienia przez personel świadectwa kwalifikacyjnego uprawniającego do zajmowania się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci na stanowisku dozoru i/lub eksploatacji w zależności od rodzaju wykonywanych prac, zgodnie z zapisami w procedurach SESP.
- 3.3.2.** Personel nadzorujący prace spawalnicze realizowane przez Wykonawcę powinien być kwalifikowany zgodnie z PN-EN ISO 14731.
- 3.3.3.** Nadzór spawalniczy powinna prowadzić osoba z kwalifikacjami IWE/EWE (Międzynarodowy/Europejski Inżynier Spawalnik) z aktualnym certyfikatem kompetencji.
- 3.3.4.** Nadzór nad pracami spawalniczymi na budowie powinna prowadzić osoba z kwalifikacjami min. IWS/EWS (Międzynarodowy/Europejski Mistrz Spawalnik) lub uprawnieniami nadzoru spawalniczego wydanymi przez UDT.
- 3.3.5.** Wymagana jest stała obecność personelu nadzoru spawalniczego Wykonawcy na budowie, o którym mowa w pkt 3.3.4.
- 3.4.** Wymagania dotyczące spawaczy/operatorów Wykonawcy.
- 3.4.1.** Spawacze/operatorzy muszą posiadać aktualne uprawnienia w wymaganym zakresie spawanych materiałów rur, średnic rur, grubości ścianki rur, urządzeń spawalniczych, metod spawania oraz pozycji spawania dla realizacji prac spawalniczych wystawione lub potwierdzone przez Urząd Dozoru Technicznego zgodnie z:
- PN-EN ISO 9606-1,
  - PN-EN ISO 14732,
  - PN-EN ISO 13585 (dla lutowaczy i operatorów lutowania twardego połączeń „kabel-rura”).
- 3.4.2.** Jeśli projekt wykonawczy przewiduje wykonawstwo połączeń rur PE (włączenia do sieci ś/c, n/c, zastosowanie instalacji tymczasowej PE, itd.) metodą zgrzewania (spawania), to Wykonawca musi przedstawić uprawnienia kwalifikowanego personelu wykonawczego zgodnie z PN-EN 13067. Uprawnienia personelu muszą wskazywać metodę, grupy materiałowe i podgrupy.
- 3.5.** Wymagania dotyczące laboratorium Wykonawcy.

- 3.5.1.** Badania niszczące i nieniszczące może wykonywać laboratorium posiadające akredytację lub uznanie zgodne z wymaganiami PN-EN ISO/IEC 17025. Akceptację do prowadzenia badań nieniszczących i niszczących uzyskują laboratoria posiadające świadectwa uznania spełniania wymagań PN-EN ISO/IEC 17025 i będące podwykonawcami akredytowanych laboratoriów. Zamawiający dopuszcza również laboratoria badawcze posiadające akredytację w danej metodzie badawczej. Laboratorium badawcze wykonujące badania nieniszczące i niszczące powinno spełniać wymagania ustawy o *dozorze technicznym*.
- 3.5.2.** Personel prowadzący badania nieniszczące i dokonujący oceny wyników badań powinien posiadać kwalifikacje minimum stopnia drugiego oraz aktualny certyfikat kompetencji w danej metodzie oraz sektorze przemysłu zgodne z PN-EN ISO 9712 (w tym aktualny test widzenia oraz upoważnienie pracodawcy do wykonywania badań w zakresie posiadanego certyfikatu).
- 3.5.3.** Przed przystąpieniem do realizacji badań, Wykonawca ma obowiązek przedstawić do akceptacji wytypowane laboratorium badań nieniszczących wraz z odpowiednimi dokumentami potwierdzającymi, że laboratorium mające wykonać badania nieniszczące posiada uprawnienia zgodne z wymogami zawartymi w pkt 3.5.1. i 3.5.2.

#### **4. Wymagania w zakresie kwalifikowania technologii spawania**

- 4.1.** Wykonawca musi posiadać uznanie technologii spawania WPQR (WPAR) na wszystkie rodzaje wykonywanych złączy spawanych wg PN-EN ISO 15614-1. Wymaga się, aby przy kwalifikowaniu technologii spawania przeprowadzona była próba udarności Charpy'ego-V w temperaturze -29 °C dla wykonanych złączy spawanych. Jeżeli uznanie nie będzie obejmowało wyżej wymienionej próby udarności, Wykonawca ma obowiązek uzupełnić to badanie na dodatkowej próbce spawalniczej z tych samych materiałów i dla tych samych technologii spawania, które będą wykorzystywane przy realizacji procesów spawalniczych danego zadania. Próbkę należy wykonać przed rozpoczęciem prac spawalniczych na elementach o grubości min. 6,3 mm.
- 4.2.** W zakresie ewentualnych napraw miejscowych złączy spawanych dla materiałów o  $Re \geq 485$  MPa, Wykonawca musi wykazać się osobnym uznaniem na technologię naprawczą wg PN-EN ISO 15614-1 (odrębny WPQR). Natomiast dla materiałów o  $Re < 485$  MPa naprawy złączy spawanych mogą być prowadzone na podstawie przygotowanej instrukcji WPS sporządzonej w oparciu o standardową kwalifikowaną technologię spawania, jak dla złącza produkcyjnego.

#### **5. Wymagania dotyczące dopuszczenia (kwalifikacji) spawaczy do pracy**

- 5.1.** Na wniosek Zamawiającego każdy spawacz i operator przed przystąpieniem do spawania złączy rur musi wykazać umiejętność wykonania złącza spawanego o wymaganej jakości i w zakresie podstawowych parametrów spawania (zmiennych zasadniczych spawania) określonych w Instrukcjach Technologicznych Spawania. Spawacz musi wykonać jedno złącze lub jego część (w zależności od WPS). Pozytywny wynik badań z kwalifikacji spawaczy dla stali z grupy materiałowej 1, 2 i 3 wg PN-CR ISO 15608 nie daje możliwości spawania stali z innych grup materiałowych (dopuszczenie należy wtedy wykonać oddzielnie). Wymiary złącza

dopuszczającego i zakres sprawdzenia ustala przedstawiciel Zamawiającego. Zamawiający dopuszcza możliwość jednorazowego kwalifikowania spawaczy/operatorów na czas nie określony w przypadku ciągłości zadań realizowanych przez Wykonawcę pod warunkiem zachowania stałego personelu spawalniczego i niskiej wadliwości spoin potwierdzonej badaniami NDT.

- 5.2. Procedurę dopuszczenia (kwalifikacji) spawaczy do procesów spawania ręcznego i półautomatycznego oraz operatorów automatycznych urządzeń do spawania złączy przeprowadza Nadzór Spawalniczy Wykonawcy w obecności przedstawicieli GAZ-SYSTEM.
- 5.3. Wykonawca musi powiadomić Zamawiającego o terminie i miejscu wykonania złączy kwalifikacyjnych przez spawaczy i operatorów z wyprzedzeniem co najmniej trzech dni roboczych.
- 5.4. Zakres badań jakości złączy dopuszczających spawaczy i operatorów do prac spawalniczych musi być zgodny z zakresem badań jakości spawanych złączy produkcyjnych rur gazociągu.
- 5.5. Nadzór spawalniczy Zamawiającego ma prawo wycofania dopuszczenia do prac spawalniczych danego spawacza lub operatora, gdy spawacz lub operator nie przestrzega parametrów spawania określonych w Instrukcjach Technologicznych Spawania lub gdy wadliwość złączy na liniowej części gazociągu wykonanych przez spawacza/operatora przekracza 20 % w ujęciu ilościowym.
- 5.6. Przywrócenie do pracy spawacza jest możliwe po ponownym przeprowadzeniu procesu dopuszczenia do prac spawalniczych.

## **6. Wymagania dotyczące materiałów podstawowych i dodatkowych do spawania**

- 6.1. Materiały podstawowe i dodatkowe do spawania muszą posiadać świadectwo odbioru co najmniej 3.1 zgodnie z PN-EN 10204 i być zgodne z wymaganiami zawartymi w dokumentacji projektowej i odpowiednich regulacjach.
- 6.2. Wszystkie materiały podstawowe i dodatkowe muszą mieć potwierdzoną udarność Charpy'ego-V w temperaturze -29 °C lub niższej zgodnie z wymaganiami zawartymi w przedmiotowych normach, dokumentacji projektowej i odpowiednich regulacjach.
- 6.3. Wszystkie materiały podstawowe znajdujące się na terenie przeprowadzania procesów spawalniczych powinny być jednoznacznie identyfikowalne z odpowiadającymi im dokumentami jakości.
- 6.4. Dopuszcza się zastępowanie materiałów dodatkowych (drućw litych i prętów) innymi zamiennikami o tym samym oznaczeniu normatywnym pod warunkiem akceptacji przez służby spawalnicze GAZ-SYSTEM. Prowadzenie procesów spawalniczych przy użyciu pozostałych typów materiałów dodatkowych wymaga akceptacji przez Zamawiającego i może wymagać dodatkowych badań lub pełnego uznania technologii spawania opisanej w PN-EN ISO 15614-1.
- 6.5. Przed procesem cięcia rur przewodowych, łuków, króćców itp. należy przenieść stosowne oznaczenie ciętego elementu potwierdzone znakiem identyfikacyjnym pracownika kontroli jakości Wykonawcy.

- 6.6.** Spoiwo materiałów dodatkowych nie może mieć własności wytrzymałościowych gorszych niż podano w tablicy 3 normy PN-EN 12732+A1.
- 6.7.** Materiały dodatkowe do spawania muszą być przechowywane zgodnie z zaleceniami producenta w oryginalnych opakowaniach. Opakowanie musi być jednoznacznie identyfikowalne z jego świadectwem odbioru.
- 6.8.** Elektrody otulone po wyjęciu z opakowania muszą być przechowywane w podgrzewanych termosach zgodnie z wymaganiami ich producenta.
- 6.9.** Zamawiający nie dopuszcza do użycia wysokowodorowych materiałów dodatkowych do spawania. Zawartość wodoru w stopiwie określona wg PN-EN ISO 3690 nie może przekraczać 5 ml/100 g stopiwa (H5).

## **7. Wymagania dotyczące urządzeń spawalniczych**

- 7.1.** Podczas wykonywania prac spawalniczych w zależności od ich rodzaju Wykonawca powinien stosować:
  - urządzenia spawalnicze (spawarki, agregaty spawalnicze) z regulowaną bezstopniową nastawą parametrów spawania,
  - sprzęt do podgrzewania (palniki propan-butan) dla DN350 i mniejszej jednopalnikowe dla DN400 i powyżej dwu lub więcej płomieniowe lub urządzenia do nagrzewania indukcyjnego (np. maty grzejne),
  - przyrządy do kontroli temperatury (termometry stykowe, pirometry),
  - urządzenia do pozycjonowania, centrowania i montażu współosiowego elementów – zaleca się stosowanie centratorów wewnętrznych,
  - dodatkowe zabezpieczenia miejsc spawania przy wykonawstwie robót spawalniczych w terenie (namioty spawalnicze, parawany, nagrzewnice),
  - mocowanie uchwytu „masowego” do rur zapewniające bezzwarciove połączenie na styku,
  - maty/okrycia termiczne umożliwiające zachowanie warunków schładzania obszaru złącza spawanego.
- 7.2.** Urządzenia spawalnicze muszą posiadać aktualne badania potwierdzające spełnienie wymaganych parametrów technicznych. Wymagana jest zgodność nastaw parametrów spawania z wartościami rzeczywistymi (walidacja urządzeń spawalniczych zgodnie z wymaganiami PN-EN ISO 3834-2).
- 7.3.** Urządzenia spawalnicze powinny zapewniać możliwość monitorowania podstawowych parametrów spawania.
- 7.4.** Sprzęt kontrolno-pomiarowy wykorzystywany podczas prac spawalniczych powinien być wzorcowany/walidowany.

## **8. Wykonawstwo prac spawalniczych**

- 8.1.** Prace spawalnicze mogą być realizowane wyłącznie na podstawie Instrukcji Technologicznych Spawania/Lutowania (WPS/BPS) zatwierdzonych i uznanych przez nadzór spawalniczy Zamawiającego.
- 8.2.** Należy przestrzegać bezwzględnie wymogów technologicznych zawartych w instrukcjach WPS/BPS:
  - zmiennych zasadniczych parametrów spawania i energii liniowej spawania,



- temperatur: podgrzewania, międzyściegowych, schładzania złącza i ewentualnej obróbki cieplnej,
  - materiałów: podstawowych, dodatkowych i pomocniczych.
- 8.3.** Zamawiający dopuszcza następujące metody spawania potwierdzone Protokołem Uznania Technologii (WPQR): 141, 111, 135, 136, 138.
- 8.4.** Ścieg graniowy należy spawać metodą TIG lub GMA. Spawanie ściegu graniowego metodą MMA jest dopuszczalne tylko w przypadku spoin wykonanych w zakresie technologii hermetycznych.
- 8.5.** Po wykonaniu każdego ściegu spoiny należy dokładnie usunąć z powierzchni lica ściegu i powierzchni rowka spawalniczego wszelkie zanieczyszczenia do czystej metalicznej powierzchni.
- 8.6.** Przed rozpoczęciem spawania złączy rur powierzchnia ścianki obu łączonych rur od strony zewnętrznej i wewnętrznej (lub kształtki, kołnierza, zaworu itp.) w odległości 25 mm od krawędzi rowka spawalniczego musi być oczyszczona do czystości metalicznej.
- 8.7.** Brzegi do spawania elementów rurowych powinny być przygotowane zgodnie z wymaganiami PN-ISO 6761, PN-EN ISO 9692-1 (dla elementów o tej samej grubości ścianki), PN-EN 1708-1 (dla elementów o różnej grubości ścianki) oraz instrukcjami WPS.
- 8.8.** Na elementach kształtowych takich jak łuki, kolana, trójniki, zwężki itp. nie dopuszcza się wykonywania spawanych odgałęzień rurowych. W wyjątkowych przypadkach i tylko jeśli jest to uzasadnione, Zamawiający może dopuścić wykonanie takiego odgałęzienia, lecz dotyczy to tylko elementu typu kolano/łuk i powinno być one zaprojektowane w osi obojętnej elementu kształtowego oraz obliczone wytrzymałościowo (obliczenia ścianek rur osłabionych otworami).
- 8.9.** Zastosowanie technologii hermetycznej bezpostojowej należy przedstawić szczegółowo na rysunku zestawieniowym obiektu (z umiejscowieniem na sieci gazowej). Jeżeli włączenie obiektu przewiduje się metodą „tradycyjną” za układami ZZU wejście/wyjście (włączenia do gazociągów liniowych), to należy zaprojektować króćce „balonowe” i upustowe wg wymogów jak wyżej. Na czas prac włączeniowych, jeżeli wstrzymanie przepływu paliwa gazowego na sieci przesyłowej będzie trwało dłużej niż jedną dobę, wymagane jest zamontowanie dennic na rozciętym gazociągu.
- 8.10.** Wykonawstwo spoin łączących armaturę (zawory, zasuwy) z gazociągami należy prowadzić z ciągłą kontrolą temperatur podczas spawania (tzw. monitoring złącza). Z pomiarów Wykonawca musi sporządzić protokół. Wymóg stosuje się do armatury z końcówkami do spawania.
- 8.11.** Minimalne odległości między spoinami obwodowymi powinny wynosić  $0,5 \times DN$ , lecz nie mniej niż 100 mm.
- 8.12.** Zaleca się, aby spoina wzdłużna lub spiralna rury gazociągu nie przebiegała przez planowany wykrój podczas wiercenia fittingu lub króćca.
- 8.13.** Wzajemne przesunięcie szwów (złączy spawanych lub zgrzewanych) produkcyjnych rur gazociągu w złączach doczołowych nie może być mniejsze niż 100 mm.

- 8.14.** Nie dopuszcza się na elementach rurowych znakowania trwałego stemplami (np. znakami spawacza).
- 8.15.** Opis numeracji spoin, nr znaku spawacza, oznaczenie złącza należy dokonywać przy użyciu wyłącznie niezmywalnych markerów. Wszystkie wykonane spoiny bezwzględnie muszą być wykazane na schematach rozmieszczenia spoin.
- 8.16.** Dla materiałów z grup 2 i 3 wg PN-EN ISO 15614-1 ( $R_e > 360$  MPa) dopuszcza się cięcie termiczne (np. palnikiem acetylenowo-tlenowym) pod warunkiem przeprowadzenia obróbki mechanicznej ciętej powierzchni na szerokości obejmującej usunięcie strefy wpływu ciepła (SWC). W takim przypadku wymagane są dodatkowe badania ultradźwiękowe na rozwarstwienie na szerokości min. 50 mm licząc od czoła rury.
- 8.17.** Dopuszcza się spawanie doczołowe bez pocienienia elementu grubszego, jeżeli różnica grubości ścianek elementów nie przekracza 30 % grubości ścianki cieńszej i nie jest większa niż 2 mm. Przy większej grubości ścianek stosuje się łagodne przejście do wymaganej grubości przez ścienienie końców elementu grubszego pod kątem nie większym niż  $15^\circ$ . Warunkiem odbioru spoin z przedstawieniem krawędzi jest poprawne wykonanie (przetopienie krawędzi) grani.
- 8.18.** Przy cięciu elementów rurowych przygotowywanych do spawania należy zachowywać prostopadłość płaszczyzny cięcia w stosunku do ich osi wzdłużnych. Odchyłki cięcia nie powinny przekraczać: 0,5 mm – dla rur o średnicach do DN 80, 1 mm – dla rur o średnicach od DN 80 do DN 200, 1,6 mm – dla rur o średnicy powyżej DN 200.
- 8.19.** Wykonawstwo spoin włączeniowych (gwarantowanych) przy włączaniu obiektu do czynnej sieci gazowej należy każdorazowo zgłaszać nadzorowi spawalniczemu właściwego Oddziału GAZ-SYSTEM z wyprzedzeniem co najmniej 3 dni roboczych.
- 8.20.** Wymagania spawalnicze dla wykonawstwa spoin rurociągu obejściowego – tymczasowego (by-passu) wraz ze spoinami instalacji tymczasowych, spoin rur wydmuchowych/upustowych i „ścieżki gazowej” zasilającej kotłownię na obiekcie są analogiczne jak dla elementów docelowych.

## **9. Wymagania dodatkowe**

- 9.1.** Spawaną instalację CO (wodną) wraz z instalacją do podgrzewaczy/filtropodgrzewaczy należy wykonywać z zastosowaniem spawania elektrycznego. Wykonawstwo należy powierzyć spawaczowi z odpowiednimi uprawnieniami.
- 9.2.** Złącza spawane instalacji CO podlegają pełnej kontroli wizualnej przez uprawniony personel zgodnie z PN-EN ISO 9712.

## **10. Wymagania dla spawania naprawczego**

- 10.1.** W przypadku wystąpienia niezgodności spawalniczych, które nie spełniają wymagań poziomu jakości zgodnie z określonymi wymaganiami odpowiednich norm, wadliwe odcinki spoiny należy usunąć za pomocą cięcia, żłobienia, szlifowania lub frezowania.
- 10.2.** Naprawę miejscową spoin należy przeprowadzić, kiedy wady występują na odcinku nie przekraczającym 20 % długości spoiny.

- 10.3.** W przypadku pęknięć, jak również gdy wady stanowią więcej niż 20 % długości spoiny należy wyciąć całą spoinę.
- 10.4.** Dopuszczalna jest tylko jedna naprawa złącza spawanego w obszarze grani spoiny. Gdy wada spoiny w obszarze grani nie jest całkowicie usunięta lub wykryto nowe wady, druga naprawa nie jest dopuszczalna i wymagane jest wycięcie całego złącza.
- 10.5.** W przypadku naprawy złącza zawierającego wady ponad obszarem ściegu graniowego spoiny za zgodą Inwestora dopuszcza się możliwość drugiej naprawy tego samego obszaru, gdy wada nie jest całkowicie usunięta lub wykryto nowe wady powstałe w procesie spawania naprawczego. Trzecia naprawa nie jest dopuszczalna i wymagane jest wycięcie całego złącza.
- 10.6.** Przy wycinaniu całej spoiny należy wyciąć odcinek rury o długości minimum  $0,5 \times DN$  (lecz nie mniej niż 100 mm), a następnie wstawić nowy z tego samego gatunku materiału i o tych samych wymiarach.
- 10.7.** Po wykonaniu spawania naprawczego wadliwego obszaru złącza spawanego rur gazociągu, obszar ten musi być poddany co najmniej tym samym badaniom oceny jakości, jakie wymagane są w celu oceny jakości produkcyjnych złączy spawanych.
- 10.8.** Spoinę naprawianą należy dodatkowo oznaczyć literą „R”.
- 10.9.** Wyciętą spoinę należy dodatkowo oznaczyć literą „C”. Informację związaną z wycięciem spoiny należy umieścić w dzienniku spawania.

## **11. Połączenia przewodów elektrycznych instalacji ochrony katodowej**

- 11.1.** Przyłącze kabla elektrycznego instalacji ochrony katodowej do metalicznie czystej powierzchni ścianki rury gazociągu należy wykonać metodą automatycznego lutowania twardego (pin brazing) w odległości co najmniej 150 mm od osi spoiny obwodowej, spiralnej lub wzdłużnej rury.
- 11.2.** Luto-zgrzewanie kabli ochrony katodowej do gazociągu należy wykonywać obowiązkowo przed właściwymi próbami ciśnieniowymi (wytrzymałościowymi).
- 11.3.** Wykonawca musi posiadać uznaną przez UDT technologię przypawania przewodów elektrycznych instalacji ochrony katodowej. Nadtopienie ścianki rury w obszarze złącza przewodu elektrycznego ze ścianką rury musi być  $\leq 1,0$  mm, a głębokość dyfuzji miedzi lutu twardego w głąb stali musi być  $\leq 0,5$  mm. Twardość w obszarze SWC złącza lutowanego przewodu elektrycznego ze ścianką rury nie może przekraczać 325 HV10. Rezystancja elektryczna złącza nie powinna być większa niż  $0,1 \Omega$  zgodnie z załącznikiem H normy PN-EN 12732+A1.
- 11.4.** W przypadku wykonywania przyłączy kabli ochrony katodowej ze ścianką rury Wykonawca ma obowiązek sporządzić Instrukcję Technologiczną Luto-zgrzewania BPS i przekazać ją Zamawiającemu w celu akceptacji.
- 11.5.** W przypadku, gdy produkcyjne złącze przewodu elektrycznego ze ścianką rury nie spełnia wymagań jakości określonych w BPS, należy wykonać nowe połączenie w innym miejscu, a wadliwe złącze usunąć, oczyścić do powierzchni metalicznej i sprawdzić jakość tego obszaru za pomocą badań MT oraz zmierzyć grubość ścianki rury, czy mieści się w określonej tolerancji wg zaleceń Zamawiającego i projektu wykonawczego.

## 12. Wymagania kontroli jakości złączy spawanych

- 12.1.** Badania nieniszczące NDT (VT, PT, MT, RT, UT) należy prowadzić w oparciu o wytyczne aktualnych na dzień zatwierdzenia projektu wykonawczego (wykonawstwa obiektu) norm przedmiotowych oraz zgodnie z zatwierdzonymi przez GAZ-SYSTEM instrukcjami wykonawczymi przedłożonymi przez laboratorium wykonujące badania.
- 12.2.** Połączenia spawane doczołowe, w tym spoiny wzdłużne na fittingach, nakładkach pełnoobejmujących, spoiny układów technologicznych, rur upustowo-wydmuchowych, układów zasilania kotłowni („ścieżka gazowa”) oraz elementów tymczasowych (tzw. by-passów i stacji tymczasowych) podlegają obowiązkowo:
- badaniom wizualnym 100 %,
  - badaniom radiograficznym 100 %,
  - badaniom magnetyczno-proszkowym 100 % (dotyczy tylko spoin wzdłużnych na fittingach i nakładkach pełnoobejmujących).
- 12.3.** spoiny pod przeszkodami terenowymi (drogami, torami itp.), HDD, w mikrotunelingu itp. oprócz badań podanych w pkt 12.2 należy wykonać:
- dla elementów o grubości ścianki  $\geq 8$  mm – 100 % badań ultradźwiękowych,
  - dla elementów o grubości ścianki poniżej  $< 8$  mm – 100 % badań magnetyczno-proszkowych.
- 12.4.** Do badania spoin gazociągów o średnicach  $\geq DN 200$  należy stosować, w miarę możliwości technicznych, technikę prześwietlania przez jedną ściankę – metoda centryczna, układ geometryczny nr 5 wg PN-EN ISO 17636-1.
- 12.5.** Przy zastosowaniu metod spawania 135 oraz 136 i dopuszczeniu ich przez operatora, wymaga się dodatkowych badań UT w zakresie min. 30 % wszystkich złączy dla grubości ścianki  $\geq 8$  mm.
- 12.6.** Wszystkie spoiny gwarantowane (niepoddawane próbie ciśnieniowej) oprócz badań wymienionych w punkcie 12.2 podlegają badaniom UT dla elementów o grubości ścianki  $\geq 8$  mm oraz badaniom MT dla grubości ścianki  $< 8$  mm.
- 12.7.** Połączenia spawane odgałęzień rurowych, króćców (w tym spoiny obwodowe na fittingach, nakładkach) oraz spoiny pachwinowe podlegają obowiązkowo:
- badaniom wizualnym 100 % – kontrola wizualna spoin odgałęzień rurowych i króćców obejmuje bezwzględnie badanie spoiny od strony grani dla średnic od DN 50,
  - badaniom magnetyczno-proszkowym 100 % (dopuszcza się po uzgodnieniach zastosowanie metody penetracyjnej).
- 12.8.** Spoiny elementów kształtowych naszpawanych na czynnych sieciach gazowych (gazociągach) oraz odcinki rur, na których będą one zabudowane, podlegają obowiązkowym badaniom jak niżej:
- miejsca na rurze przewodowej gazowej, gdzie będą umiejscowione i spawane elementy kształtowe, podlegają badaniom UT i MT w zakresie 100 % obszaru strefy badanej na obecność ewentualnych wad hutniczych i rozwarstwień (badana strefa ma obejmować całą długość naszpawanego elementu zwiększoną o 50 mm z każdej jego strony). Po wykonanych badaniach MT wykonawca badań powinien usunąć farbę podkładową (wykonać czyszczenie końcowe),

- badania spawanych trójników dwudzielnych (fittingów) obejmują spoiny wzdłużne łączące „połówki” przy zastosowaniu badań VT 100 %, MT 100% i RT 100 % (dopuszcza się zastąpienie badań radiograficznych badaniami ultradźwiękowymi z możliwością/lub bez rejestrowania pomiaru spoin wzdłużnych fittingów o grubości ścianki powyżej 14 mm). W przypadku badania bez rejestracji tj. w przypadku stosowania badania UT wg PN EN ISO 17640 wymagane jest dodatkowe badanie głowicą podwójną w obszarze spoiny (wymagane usunięcie nadlewu lica),
  - połączenia obwodowe pachwinowe „fitting – rura przewodowa” podlegają badaniom VT 100 % i MT 100 %,
  - króćce do „balonowania” podlegają kontroli VT (w tym sprawdzenie poprawności wykonania warstwy przetopowej od wewnętrznej strony króćca) oraz MT w zakresie 100 %. To samo badanie należy przeprowadzić dla króćców typu TOR,
  - spoiny nakładek wzmacniających podlegają kontroli VT oraz MT w zakresie 100 %.
- 12.9.** GAZ-SYSTEM zastrzega sobie prawo wnioskowania o przeprowadzenie dodatkowych badań nieniszczących (objętościowych – RT/UT) przez Wykonawcę, jeżeli podczas kontroli ujawnione zostaną lub pojawią się podejrzenia powstania niezgodności spawalniczych/materiałowych na instalacji gazowej, jak i „rekontroli” badań NDT w trakcie realizacji prac przez służby własne jak i stronę trzecią.
- 12.10.** W przypadku stwierdzenia w trybie „rekontroli” nieprawidłowego wykonania badań nieniszczących (złej oceny jakościowej wykonanych złączy) lub nieprzekazania dokumentacji przez Wykonawcę, Zamawiający nie dopuści do rozpoczęcia właściwych prób ciśnieniowych elementów prefabrykowanych bądź całego obiektu.
- 12.11.** Przed badaniami jakości złączy spawanych wymaga się usunięcia wszelkich zanieczyszczeń z powierzchni obszaru badanego złącza typu żużel lub odpryski.
- 12.12.** W protokołach/sprawozdaniach z badań jakości złączy spawanych muszą być opisane wszystkie wykryte rodzaje niezgodności spawalniczych, również akceptowalne.
- 12.13.** Kryterium odbioru złączy spawanych jest poziom jakości B wg PN-EN ISO 5817 (z odstępstwami dla niektórych niezgodności wg tablicy G1 PN-EN 12732+A1), przy czym nie dopuszcza się podtopień głębszych niż 0,5 mm. Przedmiotowe odstępstwa od poziomu jakości B nie dotyczą elementów prefabrykowanych wykonywanych w warunkach warsztatowych u Wykonawcy.
- 12.14.** Niedopuszczalne są niezgodności typu „przyklejenia” (401) oraz „niepełny przetop grani” (402) zgodnie z PN-EN ISO 5817.
- 12.15.** Niedopuszczalne jest szlifowanie lica spoiny dla stref przyspoinowych. Dopuszcza się szlifowanie tarczami szlifierskimi miękkimi lamelowymi w celu przygotowania powierzchni do badań ultradźwiękowych.
- 12.16.** Wytyczne prowadzenia badań:
- wizualne wg PN-EN ISO 17637,
  - magnetyczno-proszkowe wg PN-EN ISO 17638 oraz PN-EN ISO 3059,

- penetracyjne wg PN-EN ISO 3452 (cz. 1 – 4) oraz PN-EN ISO 3059,
- radiograficzne wg PN-EN ISO 17636-1-2 (technika wykonania – klasa B),
- ultradźwiękowe wg PN-EN ISO 16828 oraz PN-EN ISO 17640.

**12.17.** Wykonawca (lub w jego imieniu laboratorium wykonujące badania NDT) ma obowiązek przedstawienia pełnej dokumentacji jakościowej (protokoły, radiogramy, zdjęcia itp.) na każde wezwanie Zamawiającego i na każdym etapie realizacji zadania. Po wykonaniu zadania do Zamawiającego przekazywane są radiogramy lub ich wersja zdigitalizowana w klasie DB wg normy PN-EN 14096.

**12.18.** Dopuszcza się miejscowe szlifowanie powierzchni lica w miejscach zachodzenia się początków i końców ściegów.

**12.19.** W obszarze spoin włączyeniowych po rozcięciu istniejących rur, wykonać badania na rozwarstwienia UT i badania MT na całym jej obwodzie na szerokości 50 mm od krawędzi rury.

Spoiny doczołowe rur ochronnych/przewiertowych podlegają badaniu wizualnemu (wymagana kontrola poprawności wykonania „ściegu przetopowego”). Dla złączy spawanych rur ochronnych wymagane spełnienie poziomu jakości D wg PN-EN ISO 5817). Wyniki z badań należy przedstawić w protokole/sprawozdaniu z badań.

### **13. Badania niszczące produkcyjnych złączy spawanych**

**13.1.** Na wniosek Zamawiającego należy wykonać badania niszczące dla złączy produkcyjnych na gazociągach.

**13.2.** Pobranie złącza spawanego do badań niszczących musi być przeprowadzone po pozytywnych wynikach badań nieniszczących, lecz przed próbą ciśnieniową, jeśli nie uzgodniono inaczej.

**13.3.** GAZ-SYSTEM zastrzega sobie prawo wyboru złączy, które mają zostać skierowane do badań niszczących na koszt Wykonawcy w celu oceny ich jakości. Badania należy przeprowadzić zgodnie z PN-EN ISO 15614-1.

**13.4.** Zakres badań musi być co najmniej zgodny z zakresem badań technologii spawania, w oparciu, o które wykonano złącza. Zamawiający może zwiększyć zakres badań.

### **14. Rozwiązania równoległe**

**14.1.** Wszędzie tam, gdzie Zamawiający wskazuje konkretny rodzaj norm dopuszcza się normy równoważne. Wykonawca, który w celu wykazania spełnienia warunków powołuje się na rozwiązania równoważne opisywane przez Zamawiającego jest zobowiązany wykazać, że wskazane przez niego dokumenty na potwierdzenie spełnienia warunków proponowanego rozwiązania spełniają wymagania określone przez Zamawiającego.

**14.2.** Powołane w wytycznych normy niedatowane oznaczają powołanie się na normy w taki sposób, że jest ona identyfikowana jej numerem, bez wskazania roku lub daty publikacji. W przypadku takiego powołania się na normę ma zastosowanie ostatnie wydanie (łącznie ze zmianami) powołanej normy.

**14.3.** Wszędzie tam, gdzie Zamawiający wskazuje konkretne normy w zakresie posiadanych uprawnień, kompetencji i uznań technologii dopuszcza się posługiwanie uprawnieniami, kompetencjami i uznaniami wydanymi według wcześniej obowiązujących norm pod warunkiem, że posiadane uprawnienia,



kompetencje i uznania są aktualne na dzień wykonywania procesów spawalniczych.

**Andrzej  
Kolasa** Elektronicznie  
podpisany przez  
Andrzej Kolasa  
Data: 2021.06.09  
15:51:56 +02'00'

## **Wytyczne**

dotyczące stref zagrożenia wybuchem.  
w Spółce Operator Gazociągów Przesyłowych  
GAZ-SYSTEM S.A.

PE-EK-W02

## Spis treści

Definicje i skróty .....	3
Cel Wytycznych.....	6
Przedmiot.....	6
Zakres stosowania .....	6
Paragraf 1.....	6
Powołania normatywne.....	6
Paragraf 2.....	6
Wyznaczanie stref zagrożenia wybuchem .....	6
Paragraf 3.....	9
Wyznaczanie stref zagrożenia wybuchem w przestrzeniach otwartych .....	9
Paragraf 4.....	16
Wyznaczanie stref zagrożenia wybuchem wewnątrz pomieszczeń.....	16
Paragraf 5.....	19
Wyznaczanie stref zagrożenia wybuchem w obszarach poniżej poziomu gruntu (posadzki) .....	19
Paragraf 6.....	20
Wyznaczanie stref zagrożenia wybuchem w szafach przyrządowych .....	20
Paragraf 7.....	20
Urządzenia i systemy ochronne w przestrzeniach zagrożonych wybuchem.....	20
Paragraf 8.....	26
Bezpieczeństwo i higiena pracy pracowników zatrudnionych na stanowiskach pracy, na których może wystąpić atmosfera wybuchowa.....	26
Przepisy końcowe .....	28
Załączniki.....	29
Spis tabel: .....	29
Spis Rysunków: .....	29

## **Definicje i skróty**

### **Atmosfera wybuchowa**

Mieszanina z powietrzem w warunkach atmosferycznych, substancji palnych w postaci gazów, par, mgieł lub pyłów, w której po wystąpieniu zapłonu, spalanie rozprzestrzenia się na całą niespaloną mieszaninę.

### **Czynności niebezpieczne**

Działania mogące zainicjować zapłon i wybuch atmosfery wybuchowej.

### **Dolna i górna granica wybuchowości (odpowiednio DGW i GGW)**

Stężenie gazu palnego w powietrzu, odpowiednio poniżej i powyżej którego atmosfera gazowa nie jest wybuchowa, wyrażone w % [V/V]

UWAGA – Pomimo tego, że mieszanina, której stężenie jest powyżej górnej granicy wybuchowości nie jest atmosferą wybuchową, może ona łatwo się nią stać. W celach klasyfikacji przestrzeni należy przyjmować ją jako atmosferę wybuchową.

### **Drugi stopień emisji**

Emisja, której wystąpienia w warunkach normalnej pracy nie można się spodziewać, a jeżeli wystąpi ona rzeczywiście, to rzadko i tylko przez krótki okres.

### **Emisja ciągła**

Emisja, która występuje stale lub której występowania można spodziewać się w długich okresach.

### **Gazociąg**

Rurociąg wraz z wyposażeniem, ułożony na zewnątrz stacji gazowych, obiektów wydobywających, wytwarzających, magazynujących lub użytkujących gaz ziemny, służący do transportu gazu ziemnego.

### **Maksymalne ciśnienie robocze (MOP)**

Maksymalne ciśnienie, przy którym sieć gazowa może pracować w sposób ciągły przy braku zakłóceń w urządzeniach i przepływie gazu ziemnego.

### **Normalna praca**

Sytuacja, podczas której urządzenie pracuje w zakresie swoich parametrów znamionowych.

### **Pierwszy stopień emisji**

Emisja, której występowanie podczas normalnej pracy można spodziewać się okresowo lub okazjonalnie.

### **Pomieszczenie zagrożone wybuchem**

Pomieszczenie, w którym może wytworzyć się mieszanina wybuchowa, powstała z emisji takiej ilości palnych gazów, par, mgieł lub pyłów, której wybuch mógłby spowodować przyrost ciśnienia w tym pomieszczeniu przekraczający 5 kPa.

### **Prace gazoniebezpieczne**

Prace szczególnie niebezpieczne w rozumieniu ogólnych przepisów bezpieczeństwa i higieny pracy, wykonywane na urządzeniach, instalacjach i sieciach gazowych, napełnionych lub napełnianych gazem ziemnym oraz opróżnianych z gazu ziemnego, podczas których może dojść do wypływu gazu ziemnego powodującego zagrożenie życia i zdrowia ludzkiego, wybuchu lub pożaru.

### **Przestrzeń niezagrożona wybuchem**

Przestrzeń, w której nie przewiduje się występowania atmosfery wybuchowej w ilościach wymagających specjalnych środków zapobiegawczych dotyczących konstrukcji, instalowania i stosowania urządzeń.

### **Przestrzeń zagrożona wybuchem**

Przestrzeń, w której występuje atmosfera wybuchowa lub można spodziewać się jej wystąpienia w takich ilościach, że wymaga to specjalnych środków zapobiegawczych dotyczących konstrukcji, instalowania i stosowania urządzeń.

### **Stacja gazowa**

Zespół urządzeń lub obiekt budowlany wchodzący w skład sieci gazowej, spełniający co najmniej jedną z funkcji: redukcji, uzdatniania, pomiarów lub rozdziału gazu ziemnego, z wyłączeniem zespołu gazowego na przyłączy.

### **Stężenie stanowiące zagrożenie**

Atmosfera wybuchowa w miejscu pracy, gdzie składnik palny występuje w stężeniu wyższym niż wartość dolnej granicy wybuchowości mieszaniny wybuchowej.

### **Stopnie emisji**

Wyróżnia się trzy stopnie emisji, uszeregowane według malejącego prawdopodobieństwa występowania atmosfery wybuchowej:

- a) emisja ciągła – ulatnianie się jest ciągłe lub prawie ciągłe;
- b) pierwszy stopień emisji – ulatnianie się jest prawdopodobne albo w regularnych albo przypadkowych odstępach, w czasie normalnej eksploatacji;
- c) drugi stopień emisji – ulatnianie się jest nieprawdopodobne w czasie normalnej eksploatacji.

UWAGA – Źródło emisji może być zakwalifikowane do jednego ze stopni emisji lub do kombinacji więcej niż jednego z nich.

### **Strefy**

Przestrzenie zagrożone wybuchem klasyfikowane na strefy według częstotliwości i czasu występowania atmosfery wybuchowej, w następujący sposób:

- a) strefa 0 - przestrzeń, w której atmosfera wybuchowa zawierająca mieszaninę z powietrzem substancji palnych w postaci gazów, par, mgieł, występuje stale, często lub przez długie okresy;
- b) strefa 1 - przestrzeń, w której atmosfera wybuchowa zawierająca mieszaninę z powietrzem substancji palnych w postaci gazów, par, mgieł, może czasami wystąpić w trakcie normalnego działania;
- c) strefa 2 - przestrzeń, w której atmosfera wybuchowa zawierająca mieszaninę z powietrzem substancji palnych w postaci gazów, par, mgieł, nie występuje w trakcie normalnego działania, a w przypadku wystąpienia, utrzymuje się przez krótki okres.

UWAGA – Formę graficzną przedstawiania poszczególnych stref zagrożenia wybuchem podano w Załączniku nr 1 do niniejszych Wytycznych.

### **Systemy ochronne**

Urządzenia inne niż określone w definicji Urządzenia, których zadaniem jest natychmiastowe powstrzymanie powstającego wybuchu lub ograniczenie skutecznego zasięgu wybuchu i mogą być wprowadzone do obrotu oddzielnie, w celu zastosowania jako systemy samodzielne.

### **Urządzenia**

Maszyny, sprzęt, przyrządy stałe lub ruchome, podzespoły sterujące wraz z oprzyrządowaniem oraz systemy wykrywania i zapobiegania, które oddzielnie lub połączone ze sobą są przeznaczone do wytwarzania, przesyłania, magazynowania, pomiaru, regulacji i przetwarzania energii albo przetwórstwa materiałów oraz, które przez ich własne źródła zapłonu są zdolne do spowodowania wybuchu.

### **Użytkowanie zgodne z przeznaczeniem**

Użytkowanie urządzeń, systemów ochronnych i aparatury sklasyfikowanej odpowiednio do grup i kategorii, o których mowa w Paragrafie 7 punkt 2, w sposób określony w instrukcjach dołączonych do tych urządzeń i systemów ochronnych przez producenta w celu zapewnienia bezpiecznego ich funkcjonowania.

### **Wentylacja**

Przemieszczanie powietrza lub jego wymiana pomiędzy pomieszczeniami a przestrzenią zewnętrzną w wyniku działania wiatru, występowania różnic temperatury lub wymuszenia mechanicznego.

#### **Wentylacja kategorii A**

Wentylacja naturalna lub wymuszona obiektu budowlanego o intensywności wymiany powietrza i konstrukcji zarówno systemu wentylacyjnego jak i wentylowanego obiektu takiej, że nieprawdopodobne jest osiągnięcie stężenia gazu powyżej 25% dolnej granicy wybuchowości w jakimkolwiek punkcie wentylowanego obiektu, poza najbliższym otoczeniem źródła emisji.

#### **Wentylacja kategorii B**

Wentylacja obiektu budowlanego nie spełniająca warunków wentylacji naturalnej nieograniczonej i wentylacji kategorii A.

#### **Wentylacja naturalna nieograniczona**

Wentylacja naturalna w przestrzeni otwartej lub w obiekcie budowlanym mającym co najwyżej 50 % powierzchni ścian i/lub dachu, nie zawierającym martwych obszarów, w których w sposób ciągły mogłoby gromadzić się gaz.

### **Źródło emisji**

Punkt lub miejsce, z którego może nastąpić emisja gazu palnego lub palnych par cieczy, w sposób taki, że może utworzyć się atmosfera wybuchowa.



## **Cel Wytycznych**

Celem powstania niniejszej regulacji jest opisanie zasad których stosowanie powinno wpłynąć na zapobieganie skutkom narażenia na wybuch w miejscu pracy w Operatorze Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.

Wyznaczenia stref zagrożenia wybuchem dokonuje się w celu określenia ich występowania, kształtu i zasięgu.

## **Przedmiot**

Przedmiotem regulacji są wymagania dotyczące oceny przestrzeni zagrożonych wybuchem i ich klasyfikacja oraz zasady klasyfikacji i wyznaczania zasięgu stref zagrożonych wybuchem dla urządzeń, elementów i obiektów sieci przesyłowej gazu ziemnego.

## **Zakres stosowania**

Niniejsza regulacja dotyczy wszystkich pracowników służb technicznych, eksploatacyjnych i inwestycyjnych oraz pracowników firm zewnętrznych realizujących zadania na rzecz Spółki na obiektach sieci gazowej, na mocy zawartych umów i zleceń.

## **Paragraf 1**

### **Powołania normatywne.**

1. Powołanie norm bez daty ich wydania oznacza, że przy korzystaniu z niniejszego standardu należy stosować ostatnie ich wydanie.
- 1.1 PN-EN 60079-10-1      Atmosfery wybuchowe -- Część 10-1: Klasyfikacja przestrzeni -- Gazowe atmosfery wybuchowe
- 1.2 PN-EN 13237          Atmosfery potencjalnie wybuchowe -- Terminy i definicje dotyczące urządzeń i systemów ochronnych przeznaczonych do użytku w atmosferach potencjalnie wybuchowych
- 1.3 PN-EN 1127-1        Atmosfery wybuchowe -- Zapobieganie wybuchowi i ochrona przed wybuchem -- Część 1: Pojęcia podstawowe i metodyka
- 1.4 BGC/PS/SHA1:1986   Przepisy techniczne dotyczące klasyfikacji obszarów niebezpiecznych dla gazu ziemnego – Norma techniczna British Gas.

## **Paragraf 2**

### **Wyznaczanie stref zagrożenia wybuchem**

1. Wymagania wstępne w trakcie projektowania:

- 1.1. W początkowej fazie projektowania nowych, modernizowanych lub remontowanych elementów i obiektów sieci przesyłowych gazu ziemnego należy przeanalizować ich dobór oraz rozmieszczenie i na tej podstawie dokonać kwalifikacji stref zagrożenia wybuchem.
  - 1.2. W przypadku występowania w danym obszarze nakładania się stref (0, 1, 2) należy przyjąć, że w tym obszarze występuje strefa o wyższym stopniu zagrożenia.  
PRZYKŁAD – Bezpośrednio nad wylotem rury wydmuchowej z zaworu upustowego znajduje się strefa 1 zagrożenia wybuchem oraz strefa 2 zagrożenia wybuchem, w związku z czym w tym obszarze wyznacza się strefę 1 zagrożenia wybuchem.
  - 1.3. Instalacja elektryczna lub inne źródła zapłonu podane w Załączniku nr 4 do niniejszej regulacji, które ewentualnie występują w przestrzeniach zagrożonych wybuchem, powinny być wykonane tak, aby zapewnić odpowiedni stopień bezpieczeństwa zgodny z obowiązującymi przepisami i Polskimi Normami.
  - 1.4. Zaleca się, by urządzenia grzewcze, instalacja elektryczna, urządzenia elektroniczne i sterownicze oraz pomieszczenia dla obsługi (nawet używane sporadycznie) były zlokalizowane poza przestrzenią zagrożoną wybuchem.
  - 1.5. Należy założyć, że w trakcie eksploatacji częstotliwość inspekcji oraz skuteczność systemu wykrywania gazu ziemnego będą odpowiednie, a gaz będzie suchy i czysty. W przeciwnym przypadku należy dokonać surowszej kwalifikacji stref zagrożenia wybuchem.
  - 1.6. W przypadku czynności eksploatacyjnych strefy zagrożenia wybuchem wyznacza odpowiedzialny za eksploatację obiektu, który przy ich wyznaczaniu powinien uwzględnić każde urządzenie, które jest wykorzystywane podczas prowadzenia prac gazoniebezpiecznych.
2. Podstawowe założenia przy obliczaniu zasięgów stref zagrożenia wybuchem.
- 2.1. Sposób obliczania zasięgu stref zagrożenia wybuchem podano w oparciu o normę BGC/PS/SHA1:1986.
  - 2.2. Zasięg strefy zagrożenia wybuchem zależy od:
    - 2.2.1. powierzchni źródła emisji,
    - 2.2.2. ciśnienia i prędkości wypływu gazu,
    - 2.2.3. sposobu rozproszenia gazu w otoczeniu.
  - 2.3. W przypadku, gdy nie jest znana rzeczywista powierzchnia źródła emisji, to przyjmuje się jej wielkości znormalizowane. Wielkość ta wynosi 0,25 mm<sup>2</sup> dla czystego i suchego gazu oraz dla elementów, które nie podlegają wibracji (kotłownie, gwintowane łączniki ściskane, gwintowane połączenia rurowe, dławiki zaworów).
  - 2.4. W przypadku elementów podlegających wibracji (np. kotłownie, gwintowane łączniki ściskane, gwintowane połączenia rurowe, dławiki zaworów na elementach tłoczni), przyjmuje się powierzchnię źródła emisji – 2,5 mm<sup>2</sup>.
  - 2.5. Przyjmuje się dwa następujące typy wypływu gazu ze źródła emisji i jego rozpraszania w otoczeniu:
    - 2.5.1. naturalno-turbulentny,
    - 2.5.2. strumieniowy.
  - 2.6. Rozpraszanie naturalno-turbulentne występuje przy małej prędkości wypływu gazu ze źródła emisji lub gdy wypływający gaz, nawet z dużą prędkością, jest wyhamowywany przez uderzenie w przeszkodę. W tym przypadku na wielkość strefy zagrożenia wybuchem istotny wpływ ma kierunek i szybkość wiatru, przy czym zakłada się, że każdy kierunek wiatru jest równie prawdopodobny.

- 2.7.** Rozpraszanie strumieniowe występuje wtedy, gdy gaz wypływa ze źródła emisji z dużą prędkością i po drodze nie napotyka na przeszkody.

**3.** Zasięg strefy przy rozpraszaniu naturalno-turbulentnym.

- 3.1.** W przypadku rozpraszania naturalno-turbulentnego przyjmuje się, że strefa zagrożenia wybuchem ma kształt bryły (w przypadku punktowego źródła emisji lub źródła emisji o małej powierzchni ma kształt kuli) o promieniu  $R$  określonym empirycznym wzorem:

$$R = 38,4 \cdot Q^{0,55} [m] \quad (1)$$

gdzie:

$R$  – zasięg strefy [m],

$Q$  – wartość średnia strumienia gazu wypływającego ze źródła emisji w warunkach normalnych [ $m^3_n/s$ ].

UWAGA 1 – Wzór ten został wyprowadzony przy założeniu, że prędkość bocznego wiatru nie przekracza wartości 2 m/s.

UWAGA 2 – Wzór (1) oraz poniższe wzory szczegółowe mają charakter empiryczny w związku z czym jednostki lewej i prawej strony równania nie muszą być takie same. Należy podstawiać do wzorów wielkości w podanych w legendzie jednostkach.

- 3.2.** Wzór (1) określający zasięg strefy przybiera szczególną postać w zależności od ciśnienia gazu w miejscu źródła emisji:

- 3.2.1.** Dla ciśnienia gazu w miejscu źródła emisji  $\leq 0,05 \text{ MPa}$ :

$$R = 0,86 \cdot (\emptyset \cdot \sqrt{p})^{0,55} [m] \quad (2)$$

gdzie:

$R$  – zasięg strefy [m],

$\emptyset$  – powierzchnia otworu będącego źródłem emisji [ $mm^2$ ],

$p$  – nadciśnienie gazu w miejscu źródła emisji [MPa].

- 3.2.2.** Dla ciśnienia gazu w miejscu źródła emisji  $\geq 0,1 \text{ MPa}$ :

$$R = 1,3 \cdot [\emptyset \cdot (p + 0,1)]^{0,55} [m] \quad (3)$$

gdzie:

$R$  – zasięg strefy [m],

$\emptyset$  – powierzchnia otworu będącego źródłem emisji [ $mm^2$ ],

$p$  – ciśnienie absolutne gazu w miejscu źródła emisji [MPa].

- 3.2.3.** Dla ciśnienia gazu w miejscu źródła emisji  $0,05 \text{ MPa} < p < 0,1 \text{ MPa}$ .

W tym przypadku zasięg strefy oblicza się poprzez interpolację liniową wyników uzyskanych z poprzednich dwóch wzorów (2) i (3).

**4.** Zasięg strefy przy rozpraszaniu strumieniowym.

- 4.1.** Przy rozpraszaniu strumieniowym strefa zagrożenia wybuchem ma kształt kuli, w środku której znajduje się źródło emisji, a jej promień wynosi:

$$R = 130 \cdot d [mm] \quad (4)$$

gdzie:

$R$  – zasięg strefy [mm],

$d$  – średnica otworu stanowiącego źródło emisji [mm].

Wzór (4) został określony przy następujących założeniach:

- strumień gazu z otworu stanowiącego źródło emisji wypływa z prędkością poddźwiękową, wówczas szybkość porywania cząsteczek powietrza przez gaz jest proporcjonalna do szybkości wypływu gazu,

- 4.2.** W przypadku, gdy ciśnienie w miejscu źródła emisji jest na tyle wysokie, że ma miejsce wypływ krytyczny, to znaczy taki, przy którym prędkość wypływu gazu ze źródła emisji przekracza, choćby lokalnie, prędkość dźwięku, to zasięg strefy zagrożenia wybuchem wynosi:

$$R = 0,33 \cdot \sqrt{\emptyset \cdot (p + 0,1)} [m] \quad (5)$$

gdzie:

$R$  – zasięg strefy [m],

$\emptyset$  – powierzchnia otworu będącego źródłem emisji [mm<sup>2</sup>],

$p$  – nadciśnienie gazu w miejscu źródła emisji [MPa].

W przypadku, gdy prędkość cząsteczek gazu osiąga prędkość dźwięku, cząsteczki te napotykają na „dodatkowy opór”, co powoduje zmianę wielkości strefy zagrożenia wybuchem.

### Paragraf 3

#### Wyznaczanie stref zagrożenia wybuchem w przestrzeniach otwartych

Wszystkie potencjalne źródła emisji gazu z elementów i urządzeń sieci przesyłowej gazu ziemnego zlokalizowane w otwartej przestrzeni dzieli się ze względu na ich charakter i typ rozpraszania na cztery kategorie od I do IV.

**1. Kategoria I** elementów i urządzeń sieci przesyłowej gazu ziemnego.

Kategoria ta obejmuje elementy i urządzenia sieci przesyłowej gazu ziemnego podane w tabeli 1., z których następuje naturalno-turbulentny wypływ gazu z ewentualnych nieszczelności.

**Tabela 1. Wykaz elementów lub urządzeń, z których następuje naturalno-turbulentny wypływ gazu**

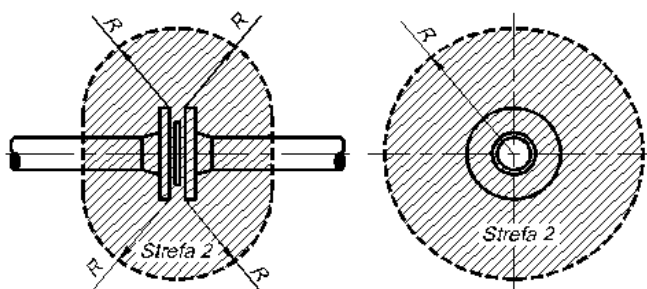
Element lub urządzenie	Źródło nieszczelności
Połączenie kołnierzowe	Uszczelka
Złączka gwintowana	Styk metalu do metalu
Połączenie zaciskowe	Styk metalu do metalu

Dławik zaworu	Uszczelnienie trzpienia
Reduktor i regulator	Membrana, połączenie kołnierzowe, otwór oddechowy

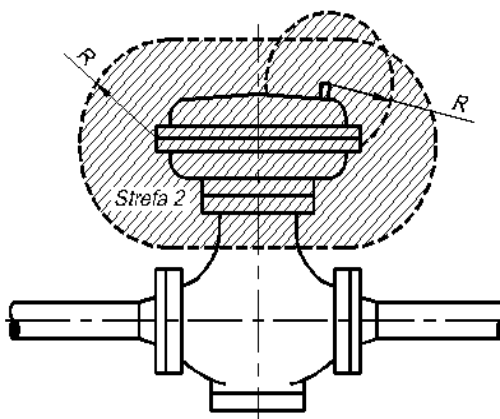
- 1.1.** Elementy i urządzenia sieci przesyłowej gazu ziemnego podane w tabeli 1. stanowią źródła o drugim stopniu emisji i wokół nich wyznacza się strefę 2 zagrożenia wybuchem.

UWAGA - Jeżeli elementy i urządzenia podane w tabeli 1. znajdują się w pomieszczeniach zamkniętych spełniających warunki podane w Paragrafie 4 punkt 1, to dla tych elementów wyznacza się lokalne strefy zagrożone wybuchem zgodnie z niniejszym rozdziałem, zwiększając dwukrotnie wielkość strefy.

- 1.2.** Strefy zagrożenia wybuchem wokół elementów i urządzeń podanych w tabeli 1. określa się jako bryłę obrotową o promieniu  $R$  obliczanym ze wzorów podanych dla naturalno-turbulentnego wypływu gazu.
- 1.3.** Przykłady konfiguracji przestrzennej stref zagrożenia wybuchem przedstawiono na Rysunkach 1. i 2.

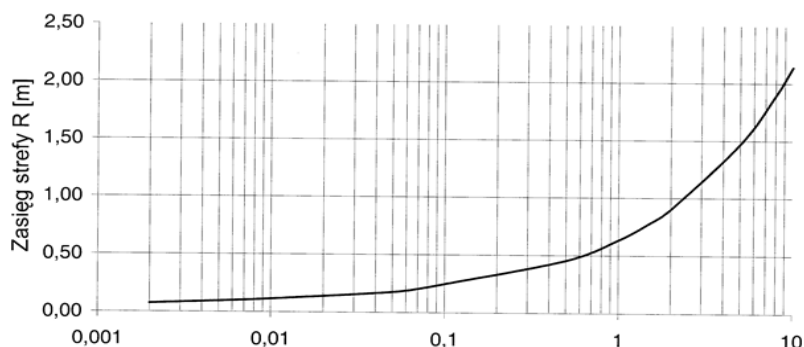


**Rysunek 1. Konfiguracja przestrzenna strefy zagrożenia wybuchem dla połączenia kołnierzowego.**



**Rysunek 2. Konfiguracja przestrzenna strefy zagrożenia wybuchem dla reduktora.**

- 1.4.** Dla kategorii I elementów i urządzeń sieci przesyłowej gazu ziemnego podanych w tabeli 1., zasięg stref zagrożenia wybuchem zależy tylko od ciśnienia w miejscu źródła emisji, co pokazano na Rysunku 3.



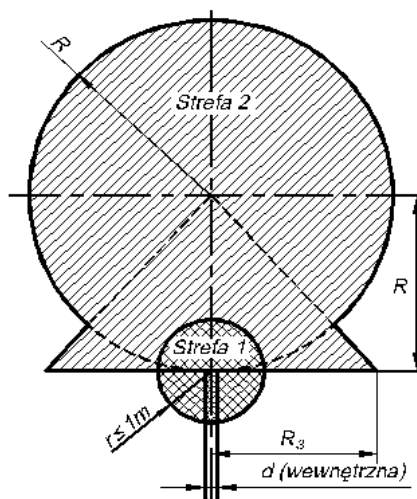
**Rysunek 3. Zależność zasięgu stref zagrożenia wybuchem dla elementów i urządzeń podanych w tabeli 1. w funkcji ciśnienia gazu w miejscu źródła emisji.**

## 2. Kategoria II elementów i urządzeń sieci przesyłowej gazu ziemnego.

Kategoria ta obejmuje wyloty rur wydechowych z wszelkiego rodzaju elementów i urządzeń sieci przesyłowej gazu ziemnego takich jak automatyczne zawory wydechowe, zawory upustowe, odpowietrzające, do średnicy nominalnej DN50, odwadniacze, itp., dla których przyjmuje się strumieniowy wypływ gazu.

### 2.1. Wyznaczanie stref.

- 2.1.1.** Przy wyznaczaniu stref zagrożenia wybuchem z wylotów rur wydechowych przyjęto założenie, że wyloty te mają konstrukcję umożliwiającą swobodny wypływ gazu do góry tzn. nie są one ograniczone kotnierzami. Nad wylotami rur wydechowych wyznacza się strefę 2 zagrożenia wybuchem, przedstawioną na Rysunku 4.



**Rysunek 4. Graficzne wyznaczenie strefy 2 zagrożenia wybuchem nad wylotem rury wydechowej**

- 2.1.2.** Strefa 2 zagrożenia wybuchem składa się z dwóch części:

- 2.1.2.1.** kuli o promieniu  $R$ , którego wartość jest wartością większą z dwóch promieni: obliczonego ze wzoru (4) i obliczonego ze wzoru (5),
- 2.1.2.2.** stożka o wysokości równej promieniowi kuli  $R$  i promieniu podstawy  $R_3$  wyznaczonego ze wzoru (6).



W przypadku, gdy prędkość gazu na wylocie rury przekracza 250 m/s, stożek z rysunku 4 jest pomijalny.

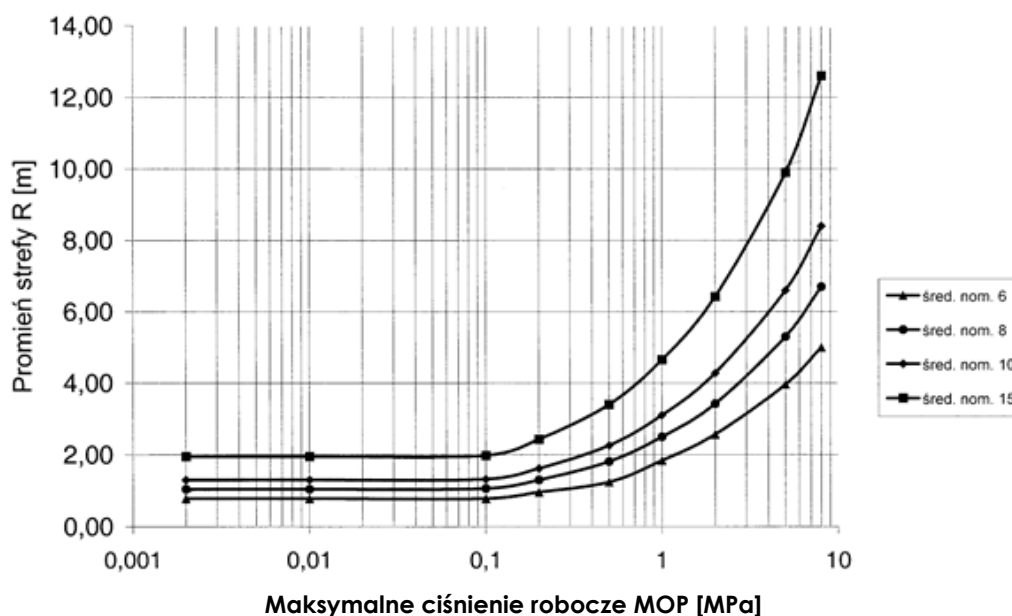
$$R_3 = 175 \cdot d \text{ [mm]} \quad (6)$$

gdzie:

$R_3$  – promień podstawy stożka ograniczającego dolną część strefy zagrożenia wybuchem [mm],

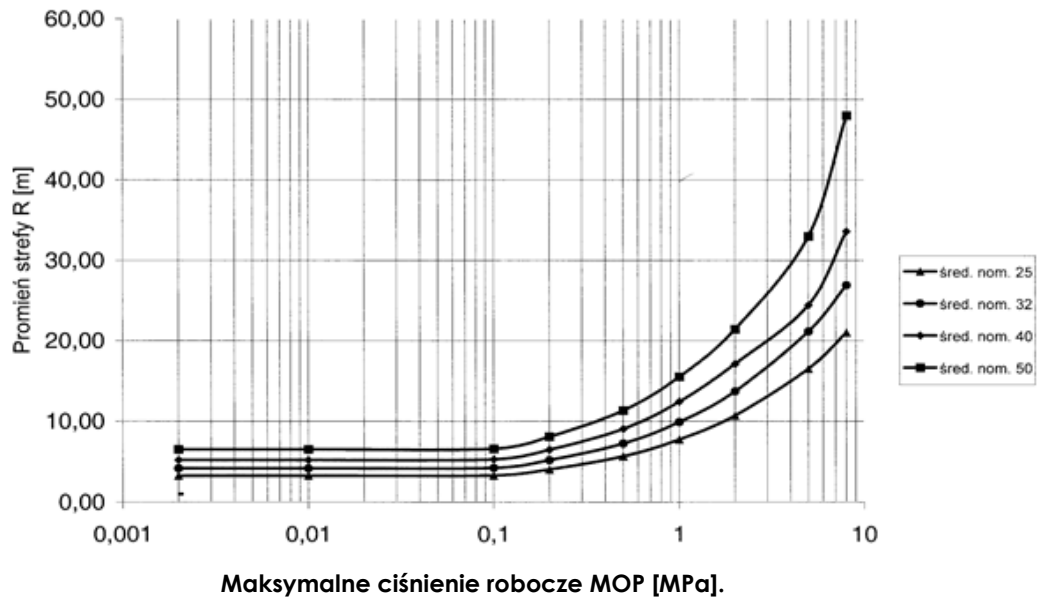
$d$  – średnica wewnętrzna wylotu rury wydmuchowej [mm].

**2.1.3.** Wartość promienia kuli  $R$  będącej strefą zagrożenia wybuchem w funkcji maksymalnego ciśnienia roboczego (MOP) dla średnic nominalnych rury wydmuchowej (dla DN 6, DN 8, DN 10 i DN 15) podano na rysunku 5.



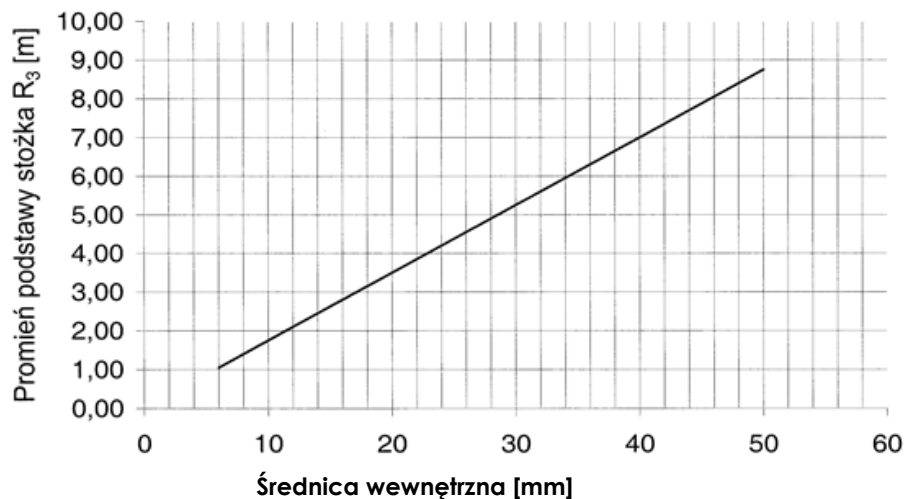
**Rysunek 5. Zależność wartości promienia kuli  $R$  będącej strefą zagrożenia wybuchem w funkcji maksymalnego ciśnienia roboczego (MOP)**

**2.1.4.** Tą samą zależność dla rur wydmuchowych o średnicach nominalnych DN 25, DN 32, DN 40 i DN 50 podano na rysunku 6.



Rysunek 6. Zależność wartości promienia kuli  $R$  będącej strefą zagrożenia wybuchem w funkcji maksymalnego ciśnienia roboczego (MOP)

**2.1.5.** Wartość promienia podstawy stożka  $R_3$  zależy od średnicy wewnętrznej wylotu rury wydmuchowej i nie zależy od maksymalnego ciśnienia roboczego MOP. Zależność tę podano na rysunku 7.



Rysunek 7. Zależność wartości promienia  $R_3$  od wielkości średnicy wewnętrznej wylotu rur wydmuchowych

## 2.2. Postanowienia dodatkowe.

**2.2.1.** Wokół wylotów rur wydmuchowych z zaworów odpowietrzających i upustowych, należy wyznaczyć dodatkową kulistą strefę 1 zagrożenia wybuchem o promieniu  $r$  nie większym niż 1 m. Strefa ta uwzględniać powinna ewentualne nieszczelności armatury zaporowej.

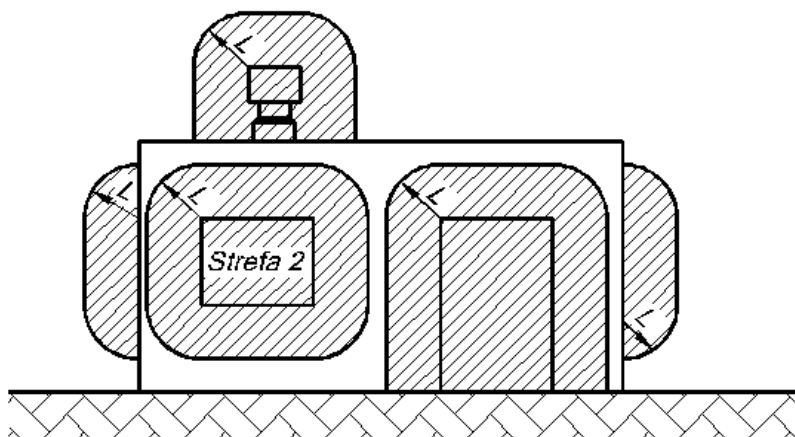
**2.2.2.** Strefy 1 zagrożenia wybuchem nie wyznacza się, gdy wyloty rur wydmuchowych z zaworów odpowietrzających są zaślepione w czasie normalnej eksploatacji.

- 2.2.3.** Ze względu na drugi stopień emisji zasięg stref zagrożenia wybuchem 2 nad wylotami rur wydmuchowych układów zaporowo-upustowych zamkniętych np. kotłownią w trakcie normalnej eksploatacji sieci przesyłowej gazu ziemnego wyznacza się tylko w wielkości uchodzenia od połączenia kotłowniowego.
- 2.2.4.** Czynność odpowietrzania i odgazowania do celów awaryjnych i remontowych sieci przesyłowej gazu ziemnego poprzez układy zaporowo-upustowe jest pracą gazoniebezpieczną, odbywającą się pod stałym nadzorem służb eksploatacyjnych, dla której należy osobno obliczyć zasięg stref, zgodnie z wytycznymi pozwalającymi określić wielkość strefy dla rur wydmuchowych większych niż DN50.
- 2.2.5.** W przypadku, gdy prędkość wypływu gazu z wylotu rur wydmuchowych przekracza 250 m/s można pominąć wyznaczanie stożkowej (dolnej) części strefy zagrożenia wybuchem. W rzeczywistości prędkość taka może być osiągnięta nawet już przy ciśnieniu 0,05 MPa.
- 2.2.6.** Dla obiektów sieci przesyłowej, dla których wymagane jest ogrodzenie terenu, strefy zagrożenia wybuchem, powstające w przypadku samoczynnego uruchamiania się urządzeń, powinny mieścić się w granicach ogrodzenia.
- 2.2.7.** Dopuszcza się, aby strefy powstające w wyniku prac prowadzonych pod nadzorem służb eksploatacyjnych obejmowały również część terenu poza ogrodzeniem obiektu sieci przesyłowej. W przypadku prac, podczas których strefy zagrożenia wybuchem obejmują zasięgiem tereny poza ogrodzeniem obiektu sieci przesyłowej każdorazowo należy przeprowadzić analizę, czy występujące zagrożenia nie wymagają podjęcia dodatkowych zabezpieczeń (np. ewakuacji ludzi z zagrożonego terenu, wyłączenia energii elektrycznej, wyłączenia z ruchu danego odcinka linii elektroenergetycznych, etc.). Analizy tej dokonuje odpowiedzialny za eksploatację.

### **3. Kategoria III elementów i urządzeń sieci przesyłowej gazu ziemnego.**

Kategoria ta obejmuje otwory prowadzące na zewnątrz obiektu budowlanego (np. otwory wentylacyjne, otwieralne okna, drzwi stacji gazowej wysokiego ciśnienia) z pomieszczeń zagrożonych wybuchem.

- 3.1.** Wentylacja naturalna lub mechaniczna pomieszczeń powinna uniemożliwić przekroczenie stężenia gazu ziemnego powyżej 10% DGW w pomieszczeniu. Wokół otworów z pomieszczeń zagrożonych wybuchem w których może dojść do przekroczenia stężenia gazu ziemnego powyżej 10% dolnej granicy wybuchowości, lecz nie wyższej niż do 40% dolnej granicy wybuchowości, należy wyznaczyć strefy 2 zagrożenia wybuchem, których kształt i zasięg przedstawiono na rysunku 8.



**Rysunek 8. Kształt i zasięg stref zagrożenia wybuchem.**

UWAGA – Wyznaczona dla drzwi i otwieralnych okien zewnętrzna strefa zagrożenia wybuchem bez względu na jej zasięg, nie obejmuje połaci ściany sąsiedniej za narożnikiem obiektu.

- 3.2.** Zasięg  $L$  strefy zagrożenia wybuchem z otworów pomieszczeń zagrożonych wybuchem oblicza się z poniższego wzoru, przyjmując model rozpraszania naturalno-turbulentny.

$$L = 38,4 \cdot (\sum Q)^{0,55} [m] \quad (7)$$

gdzie:

$L$  – zasięg strefy zagrożenia wybuchem [m],

$\sum Q$  – łączny strumień objętości wypływającego gazu z potencjalnych źródeł emisji znajdujących się w pomieszczeniu [ $m^3_n/s$ ].

- 3.3.** Przyjmując szereg uproszczeń takich, jak to, że urządzenia wewnątrz pomieszczenia są prawidłowo zaprojektowane, wykonane i użytkowane (nie występuje emisja w stopniu ciągłym i pierwszym), oraz że potencjalne źródło emisji stopnia drugiego ma powierzchnię 0,25 mm<sup>2</sup>, to zależność zasięgu strefy zagrożenia wybuchem od maksymalnego ciśnienia roboczego (MOP) elementów i urządzeń znajdujących się wewnątrz pomieszczenia jest zgodna z rysunkiem 3.
- 3.4.** W przypadku, gdy w pomieszczeniu występują źródła emisji ciągłej, to bez względu na rodzaj zastosowanej w tym pomieszczeniu wentylacji ogólnej, źródła te powinny być wyposażone w lokalne odciągi wentylacyjne lub rury wydmuchowe z wylotami wyprowadzonymi ponad dach.
- 4. Kategoria IV** elementów i urządzeń sieci przesyłowej gazu ziemnego.  
Kategoria ta obejmuje pozostałe elementy i urządzenia wchodzące w skład sieci przesyłowej gazu ziemnego, takie jak sprężarki i inne elementy tłoczni, które wymagają indywidualnej procedury.
- 4.1.** W tym przypadku należy jako podstawę określenia stref zagrożenia wybuchem przyjąć postanowienia niniejszej regulacji i zalecenia producentów urządzeń.

## Paragraf 4

### Wyznaczanie stref zagrożenia wybuchem wewnątrz pomieszczeń

#### 1. Postanowienia ogólne.

1.1. W pomieszczeniu, w którym znajduje się źródło(a) emisji lub do którego gaz może przenikać z innych pomieszczeń bądź przestrzeni zewnętrznej, strefa zagrożenia wybuchem obejmuje całość pomieszczenia. Ponadto, jeżeli w takim pomieszczeniu znajduje się ściana gazoszczelna bez otworów lub z otworami odpowiednio uszczelnionymi, to ściana taka stanowi granicę strefy zagrożenia wybuchem.

1.2. Powyższe postanowienia nie dotyczą pomieszczenia, w którym:

1.2.1. rzeczywista objętość pomieszczenia  $V$  podana w  $m^3$ , jest większa lub równa wartości, która wynosi:

$$V = 2,88 \cdot 10^5 \cdot \sum Q [m^3] \quad (8)$$

gdzie:

$V$  – rzeczywista objętość pomieszczenia [ $m^3$ ],

$\sum Q$  – łączny strumień objętości wypływającego gazu z potencjalnych źródeł emisji znajdujących się w pomieszczeniu [ $m^3/s$ ],

1.2.2. znajduje się wentylacja mechaniczna o niezawodnym działaniu (podwójne źródło zasilania, podwojenie wentylatorów), która uruchamia się automatycznie (np. przez eksplozymetr stacjonarny) w przypadku pojawienia się gazu w pomieszczeniu i uniemożliwia przekroczenie stężenia gazu ziemnego powyżej 10% dolnej granicy wybuchowości

1.3. Jeżeli pomieszczenie spełnia przynajmniej jeden z warunków 1.2.1. lub 1.2.2., a może w nim występować mieszanina wybuchowa o objętości co najmniej  $0,01 m^3$  w zwartej przestrzeni, wówczas dla wszystkich potencjalnych źródeł emisji, które się w nim znajdują, wyznacza się lokalne zasięgi stref zagrożonych wybuchem, tak jak dla otwartej przestrzeni, mnożąc uzyskane wyniki przez 2.

1.4. Jeżeli w pomieszczeniu może wytworzyć się mieszanina wybuchowa, powstała z emisji takiej ilości palnych gazów, par, mgieł lub pyłów, której wybuch mógłby spowodować przyrost ciśnienia w tym pomieszczeniu o wartości większej niż 5 kPa, to pomieszczenie to określa się jako pomieszczenie zagrożone wybuchem.

1.5. W przypadku, gdy w pomieszczeniu występują źródła emisji ciągłej, to bez względu na rodzaj zastosowanej w całym tym pomieszczeniu wentylacji, źródła te powinny być wyposażone w lokalne odciągi wentylacyjne lub rury wydmuchowe z wylotami wyprowadzonymi ponad dach.

1.6. Pomieszczenia, w których zlokalizowane są urządzenia technologiczne związane z przesyłem gazu ziemnego, urządzenia służące do nawaniania gazu oraz sprężarki gazu, ze względu na dużą ilość potężnych rozłacznych traktujemy jako pomieszczenia zagrożone wybuchem.

## 2. Pomieszczenia zagrożone wybuchem

- 2.1.** Określanie przyrostu ciśnienia w pomieszczeniu, jaki mógłby zostać spowodowany przez wybuch, określany jest przez wzór:

$$\Delta P = \frac{m_{\max} \cdot \Delta P_{\max} \cdot W}{V \cdot C_{st} \cdot \rho} \quad [\text{Pa}] \quad (9)$$

gdzie:

$m_{\max}$  – maksymalna masa substancji palnych, tworzących mieszaninę wybuchową, jaka może wydzielić się w rozpatrywanym pomieszczeniu [kg],

$\Delta P_{\max}$  – maksymalny przyrost ciśnienia przy wybuchu stechiometrycznej mieszaniny gazowo- lub parowo- powietrznej w zamkniętej komorze [Pa],

$W$  – współczynnik przebiegu reakcji wybuchu, uwzględniający niehermetyczność pomieszczenia, nieadiabatyczność reakcji wybuchu, a także fakt udziału w reakcji niecałej ilości palnych gazów i par, jaka wydzieliliby się w pomieszczeniu – równy 0,17 dla palnych gazów i 0,1 dla palnych par,

$V$  – objętość przestrzeni powietrznej pomieszczenia, stanowiąca różnicę między objętością pomieszczenia i objętością znajdujących się w nim instalacji, sprzętu, zamkniętych opakowań, itp. [ $\text{m}^3$ ],

$\rho$  – gęstość palnych gazów lub par w temperaturze pomieszczenia w normalnych warunkach pary (ciśnienie atmosferyczne) [ $\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$ ],

$C_{st}$  – objętościowe stężenie stechiometryczne palnych gazów lub par:

$$C_{st} = \frac{1}{1 + 4,84 \cdot \beta} \quad (10)$$

$\beta$  – stechiometryczny współczynnik tlenu w reakcji wybuchu:

$$\beta = n_C + \frac{n_H - n_{Cl}}{4} - \frac{n_O}{2} \quad (11)$$

$n_C, n_H, n_{Cl}, n_O$  – odpowiednio ilość atomów węgla, wodoru, chlorowców i tlenu w cząsteczce gazu lub pary,

- 2.2.** W przypadku występowania w pomieszczeniu uruchamianej samoczynnie wentylacji awaryjnej, przy określaniu  $m_{\max}$  dla palnych gazów lub par dopuszcza się uwzględnianie jej działania, jeżeli odciąg powietrza znajduje się w pobliżu miejsca przewidywanego wydzielania się gazów lub par. przyjmowaną do obliczenia  $\Delta P$  maksymalną masę substancji palnych można wtedy zmniejszyć „k” razy, przy czym:

$$k = 1 + n \cdot \tau \quad (12)$$

gdzie:

$n$  – il. wymian powietrza w pomieszczeniu przy działaniu wentylacji awaryjnej ( $\text{s}^{-1}$ )

$\tau$  – przewidywany czas wydzielania gazów lub par (s)

## 3. Klasyfikacja stref zagrożenia wybuchem.

- 3.1.** Strefy zagrożenia wybuchem wewnątrz pomieszczeń klasyfikuje się w zależności od rodzaju i wielkości źródła emisji i zastosowanej kategorii wentylacji.
- 3.2.** Klasyfikację stref zagrożenia wybuchem wewnątrz pomieszczeń podano w tabeli 2 poniżej.

**Tabela 2. Klasyfikacja stref zagrożenia wybuchem wewnątrz pomieszczeń w zależności od rodzaju i wielkości emisji i kategorii wentylacji.**

Wielkość emisji i kategorii wentylacji:

Wielkość i rodzaj emisji	Wentylacja		
	Naturalna nieograniczona	Kategorii A	Kategorii B
Emisja w stopniu ciągłym (pomieszczenie wyposażone w obowiązkowy odciąg wentylacyjny)	wewnątrz odciagu wentylacyjnego - strefa 0;  w pomieszczeniu - strefa 2 w całości lub części, w zależności od konkretnej sytuacji		
Emisja w stopniu pierwszym	strefa 1	strefa 1	strefa 0 <sup>1)</sup>
Emisja w stopniu drugim	strefa 2	strefa 2	strefa 1 <sup>1)</sup>
Możliwość przeniknięcia gazu z innych pomieszczeń lub z otoczenia	strefa 2 w całości lub części, w zależności od konkretnej sytuacji		

<sup>1)</sup> Kategorię strefy zagrożonej wybuchem można obniżyć z 0 do 1 i z 1 do 2 w przypadku gdy:

- urządzenia pracują pod nadzorem (stała obsługa lub automatyczny wykrywacz gazu),
- dokonuje się częstych przeglądów urządzeń.

**3.3.** Dla stacji gazowych w obudowie kontenerowej obsługiwanej z zewnątrz, pomimo, że wentylacja spełnia wymagania wentylacji kategorii A, całość pomieszczenia stacji można zaliczyć do strefy zagrożonej wybuchem 2. Dla otworów prowadzących na zewnątrz należy wyznaczyć strefy 2 o zasięgu obliczonym z równania z punktu 3.2. paragraf 3 (7). Decyzję w sprawie określenia kategorii stref zagrożenia wybuchem podejmuje projektant stacji w porozumieniu z Inwestorem w oparciu o analizę jej wyposażenia technologicznego i postanowień niniejszych wytycznych.

**4.** Pomieszczenia znajdujące się w zasięgu strefy zagrożenia wybuchem.

**4.1.** Pomieszczenia nie zawierające źródeł emisji, ale znajdujące się w zasięgu zewnętrznej strefy zagrożenia wybuchem (to znaczy ich otwory prowadzące na zewnątrz, w tym otwory wentylacyjne, są objęte zasięgiem tej strefy), należy traktować jako pomieszczenia zagrożone wybuchem w całości lub części.

**4.2.** Decyzję odnośnie tego, jaką część pomieszczenia uznaje się za zagrożoną wybuchem należy podjąć po przeanalizowaniu konkretnej sytuacji.



## **Paragraf 5**

### **Wyznaczanie stref zagrożenia wybuchem w obszarach poniżej poziomu gruntu (posadzki)**

#### **1. Otwarte zagłębienia i kanały.**

##### **1.1. Otwarte zagłębienia i kanały zawierające źródło(a) emisji.**

Strefy zagrożenia wybuchem dla otwartych zagłębień i kanałów zawierających źródło(a) emisji określa się w zależności od ich szerokości  $z$  i głębokości  $h$ :

##### **1.1.1. dla $z/h \geq 6$**

jako obszary o wentylacji naturalnej nieograniczonej, dla których wewnętrzne (lokalne) strefy zagrożenia wybuchem ustala się analogicznie jak dla przestrzeni otwartych,

##### **1.1.2. dla $6 > z/h \geq 0,5$**

jako obszary o wentylacji kategorii A, dla których strefa zagrożenia wybuchem obejmuje całą objętość zagłębienia lub kanału, ale nie wychodzi poza to zagłębienie lub kanał,

##### **1.1.3. dla $z/h < 0,5$**

jako obszary o wentylacji kategorii B, dla których strefa zagrożenia wybuchem obejmuje całą objętość zagłębienia lub kanału oraz wychodzi poza to zagłębienie lub kanał na odległość obliczaną, jak dla otworów prowadzących z pomieszczeń zagrożonych wybuchem (patrz Paragraf 3 pkt 4).

##### **1.2. Otwarte zagłębienia i kanały niezawierające źródła emisji.**

W przypadku, gdy otwarte zagłębienia i kanały niezawierające źródła emisji choćby częściowo znajdują się w strefie zagrożenia wybuchem, wówczas stanowią one rozszerzenie tej strefy i stanowią z nią jedną całość.

#### **2. Przykryte zagłębienia i kanały.**

##### **2.1. Przykryte zagłębienia i kanały zawierające źródło(a) emisji, mające wentylację wymuszoną należy traktować jako obszary o wentylacji kategorii A, dla których strefa zagrożenia wybuchem obejmuje całą objętość zagłębienia lub kanału, ale nie wychodzi poza to zagłębienie lub kanał.**

##### **2.2. Przykryte zagłębienia i kanały zawierające źródło(a) emisji nie mające wentylacji wymuszonej należy traktować jako obszary o wentylacji kategorii B, dla których strefa zagrożenia wybuchem obejmuje całą objętość zagłębienia lub kanału oraz wychodzi poza to zagłębienie lub kanał na odległość obliczoną wg wzoru (7).**

##### **2.3. Nad urządzeniami umieszczonymi bezpośrednio w gruncie (np. stacja podziemna) nie wyznacza się stref zagrożenia wybuchem.**

#### **3. Klasyfikacja stref zagrożenia wybuchem poniżej poziomu gruntu (posadzki).**

W otwartych i przykrytych zagłębieniach i kanałach klasyfikacji stref (0, 1, 2) zagrożonych wybuchem dokonuje się dla każdego przypadku indywidualnie, uwzględniając częstość występowania źródeł emisji oraz ich wielkość.

## **Paragraf 6**

### **Wyznaczanie stref zagrożenia wybuchem w szafach przyrządowych**

1. Szafy przyrządowe zawierające źródło(a) emisji:
  - 1.1. należy traktować jako pomieszczenia zagrożone wybuchem i stosować postanowienia zawarte w Paragrafie 4.
2. Szafy przyrządowe niezawierające źródła emisji:
  - 2.1. Jeśli znajdują się w obszarze zagrożenia wybuchem, należy traktować je jako zagrożone wybuchem tej samej kategorii zagrożenia co otoczenie.
  - 2.2. Szafy przyrządowe w wykonaniu przeciwwybuchowym należy traktować jako niezagrożone wybuchem.

## **Paragraf 7**

### **Urządzenia i systemy ochronne w przestrzeniach zagrożonych wybuchem**

1. Postanowienia ogólne.
  - 1.1. Zasadnicze wymagania w zakresie bezpieczeństwa i ochrony zdrowia dotyczące projektowania oraz wytwarzania urządzeń i systemów ochronnych przeznaczonych do użytku w przestrzeniach zagrożonych wybuchem zostały określone w [1] (patrz Załącznik nr 3.)

UWAGA – Postanowienia zawarte w rozporządzeniu [1] przede wszystkim powinny być spełniane przez producentów urządzeń i systemów ochronnych, w trakcie ich projektowania i wytwarzania.
  - 1.2. Jednostki organizacyjne Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. powinny przy projektowaniu, budowie, przebudowie, remontach oraz w trakcie eksploatacji sieci przesyłowej gazu ziemnego stosować wyłącznie takie urządzenia i systemy ochronne, które spełniają wymagania zawarte w Paragrafie 7 niniejszej regulacji.
  - 1.3. Urządzenia i systemy ochronne stosowane w strefach zagrożenia wybuchem powinny spełniać zasadnicze wymagania dla urządzeń i systemów ochronnych przeznaczonych do użytku w przestrzeniach zagrożonych wybuchem.
2. Grupy i kategorie urządzeń i systemów ochronnych.
  - 2.1. Urządzenia i systemy ochronne dzielą się na dwie grupy:
    - 2.1.1. grupa I – urządzenia i systemy ochronne przeznaczone do użytku w zakładach górniczych, w których występuje zagrożenie metanowe lub zagrożenie wybuchem pyłu węglowego,
    - 2.1.2. grupa II – urządzenia i systemy ochronne, przeznaczone do użytku poza zakładami górniczymi, w których istnieje zagrożenie występowaniem

atmosfery wybuchowej. Do grupy tej zalicza się wszystkie obiekty związane z przemysłem gazowniczym.

**2.2.** Urządzenia i systemy ochronne wchodzące w skład grupy II i służące do przesyłu gazu dzieli się na kategorie:

- 2.2.1.** kategoria 1 – obejmuje urządzenia zaprojektowane tak, aby mogły funkcjonować zgodnie z parametrami ruchowymi ustalonymi przez producenta, zapewniając bardzo wysoki poziom zabezpieczenia. Urządzenia tej kategorii są przeznaczone do użytku w miejscach, w których atmosfera wybuchowa jest obecna stale lub często w długich okresach (strefa 0, która nie występuje w obiektach służących do przesyłu gazu),
- 2.2.2.** kategoria 2 – obejmuje urządzenia zaprojektowane tak, aby mogły funkcjonować zgodnie z parametrami ruchowymi ustalonymi przez producenta, zapewniając wysoki poziom zabezpieczenia. Urządzenia tej kategorii są przeznaczone do użytku w miejscach, w których występowanie atmosfery wybuchowej jest prawdopodobne (strefa 1),
- 2.2.3.** kategoria 3 – obejmuje urządzenia zaprojektowane tak, aby mogły funkcjonować zgodnie z parametrami ruchowymi ustalonymi przez producenta, zapewniając normalny poziom zabezpieczenia. Urządzenia tej kategorii są przeznaczone do użytku w miejscach, w których występowanie atmosfery wybuchowej jest mało prawdopodobne, a jeżeli wystąpi, to w krótkim okresie (strefa 2).

**2.3.** Urządzenia i systemy ochronne oraz aparatura mogą być wprowadzane do obrotu i oddawane do użytku tylko wtedy, gdy przy prawidłowym zainstalowaniu, konserwowaniu oraz użytkowaniu zgodnym z przeznaczeniem nie będą stwarzały zagrożenia dla bezpieczeństwa i zdrowia osób, zwierząt oraz mienia.

**2.4.** Do obrotu mogą być wprowadzone urządzenia i systemy ochronne oraz aparatura, jeżeli uzyskały pozytywny wynik oceny zgodności i dołączono do nich deklarację zgodności WE (w języku polskim) oraz umieszczono na nich oznakowanie CE.

**2.4.1.** Deklaracja zgodności WE powinna zawierać w szczególności:

- 2.4.1.1.** nazwę lub znak identyfikacyjny producenta lub jego upoważnionego przedstawiciela oraz ich adres,
- 2.4.1.2.** opis urządzenia i systemu ochronnego lub aparatury,
- 2.4.1.3.** wykaz przepisów mających zastosowanie do urządzeń i systemów ochronnych oraz aparatury,
- 2.4.1.4.** w koniecznych przypadkach: nazwę, numer identyfikacyjny i adres jednostki notyfikowanej, numer certyfikatu badania typu WE, przywołanie norm zharmonizowanych, wykaz norm i specyfikacji, które zastosowano, powołanie się na inne przepisy, które zastosowano,

**2.4.1.5.** imię i nazwisko oraz podpis osoby uprawnionej do złożenia podpisu w imieniu producenta albo jego upoważnionego przedstawiciela.

**3.** Zasadnicze wymagania dotyczące projektowania oraz wytwarzania urządzeń i systemów ochronnych.

- 3.1.** Urządzenia i systemy ochronne powinny być projektowane tak, aby:
  - 3.1.1.** zapobiec, w miarę możliwości, wytwarzaniu lub uwalnianiu atmosfery wybuchowej przez urządzenia i systemy ochronne,
  - 3.1.2.** zapobiec zapłonowi atmosfery wybuchowej, uwzględniając charakter każdego źródła zapłonu: elektrycznego lub nieelektrycznego,
  - 3.1.3.** w przypadku powstania, mimo podjętych środków ostrożności, wybuchu mogącego zagrozić bezpośrednio lub pośrednio bezpieczeństwu i zdrowiu osób, zwierząt oraz mieniu, nastąpiło natychmiastowe powstrzymanie lub ograniczenie zasięgu płomienia wybuchu i ciśnienia wybuchu do bezpiecznego poziomu.
- 3.2.** Należy zapobiegać pojawianiu się potencjalnych źródeł zapłonu. Podstawowe źródła zapłonu atmosfery gazowej podano w Załączniku nr 4.
- 3.3.** Stosując odpowiednie środki, należy zapobiegać:
  - 3.3.1.** ładunkom elektrostatycznym, zdolnym do wywołania niebezpiecznych wyładowań,
  - 3.3.2.** występowaniu, w częściach przewodzących urządzenia, prądów błędzących lub upływowych sprzyjających powstawaniu niebezpiecznej korozji, nagrzewaniu powierzchni lub iskrzeniu zdolnemu do spowodowania zapłonu.
- 3.4.** Jeżeli urządzenia i systemy ochronne są umieszczone w obudowach lub w zamkniętych pojemnikach, które stanowią element ich zabezpieczenia przeciwybuchowego, ich otwarcie powinno być możliwe tylko przy użyciu specjalnych narzędzi lub z zachowaniem odpowiednich środków zabezpieczających.
- 3.5.** Do urządzeń i systemów ochronnych wprowadzanych do obrotu dołącza się instrukcje zawierające:
  - 3.5.1.** informacje zamieszczone w oznakowaniu,
  - 3.5.2.** informacje ułatwiające konserwację urządzenia i systemu ochronnego, w szczególności adres osoby wprowadzającej je do obrotu oraz adres serwisu,
  - 3.5.3.** wytyczne w zakresie bezpieczeństwa podczas instalowania, oddawania do eksploatacji, uruchamiania, użytkowania, montażu i demontażu, regulacji oraz konserwacji tych urządzeń i systemów ochronnych,
  - 3.5.4.** informacje umożliwiające określenie czy urządzenie zaliczane do danej kategorii lub system ochronny mogą być używane bezpiecznie w przewidywanej przestrzeni i warunkach pracy,
  - 3.5.5.** parametry elektryczne i ciśnieniowe, maksymalne temperatury powierzchni lub inne wartości dopuszczalne,

- 3.5.6.** w koniecznych przypadkach: wskazanie obszarów niebezpiecznych, usytuowanych naprzeciw systemów odciążających, instrukcje dotyczące szkoleń, specjalne warunki używania urządzenia i systemu ochronnego, w tym informacje o możliwościach niewłaściwego ich użycia, wykazanych doświadczeniem, charakterystyki narzędzi, jakie mogą być odpowiednie do urządzenia lub systemu ochronnego.
- 3.6.** Urządzenia zaliczane do grupy II kategorii 1 należy tak projektować i wytwarzać, aby w przypadku występowania zagrożeń, spowodowanych atmosferą wybuchową wynikającą z obecności gazu ziemnego, źródła zapłonu nie uaktywniły się nawet w przypadku rzadko występującej awarii tych urządzeń.

Urządzenia te należy wyposażać w takie środki zabezpieczające, aby w przypadku wystąpienia:

  - 3.6.1.** awarii jednego z tych środków przynajmniej drugi niezależny środek zabezpieczający zapewnił wymagany poziom zabezpieczenia,
  - 3.6.2.** dwóch niezależnych od siebie uszkodzeń był zapewniony wymagany poziom bezpieczeństwa.
- 3.7.** Podczas projektowania i wytwarzania urządzenia, które mają powierzchnie mogące się nagrzewać, należy je wyposażać w zabezpieczenia zapewniające, że w najbardziej niekorzystnych okolicznościach nie zostanie przekroczona maksymalna dopuszczalna temperatura ich powierzchni.
  - 3.7.1.** Urządzenia tej grupy należy tak projektować, aby ich otwieranie umożliwiające dostęp do części, które mogą być źródłem zapłonu, było możliwe tylko wtedy, gdy są one wyłączone lub są w warunkach, w których zapewnione jest iskrobezpieczeństwo. Jeżeli nie ma możliwości ich wyłączenia, producent umieszcza tabliczkę ostrzegawczą na ich otwieranych częściach. W razie potrzeby urządzenia takie wyposaża się w odpowiednie dodatkowe systemy blokujące.
- 3.8.** Urządzenia zaliczane do grupy II kategorii 2 należy tak projektować i wytwarzać, aby w przypadku występowania zagrożeń, spowodowanych atmosferą wybuchową wynikającą z obecności gazu ziemnego, źródła zapłonu nie uaktywniły się nawet podczas częstych zakłóceń lub uszkodzeń tych urządzeń.
  - 3.8.1.** Części urządzeń tej grupy należy tak projektować, aby ich dopuszczalne temperatury powierzchni nie mogły być przekraczane, nawet w przypadkach zagrożenia wynikającego z sytuacji awaryjnych przewidzianych przez producenta tych urządzeń.
  - 3.8.2.** Urządzenia tej grupy należy tak projektować, aby ich otwieranie umożliwiające dostęp do części, które mogą być źródłem zapłonu, było możliwe tylko wtedy, gdy są one wyłączone lub za pośrednictwem odpowiednich systemów blokujących. Jeżeli nie ma możliwości ich wyłączenia, producent umieszcza tabliczkę ostrzegawczą na ich otwieranych częściach.
- 3.9.** Urządzenia zaliczane do grupy II kategorii 3 należy tak projektować i wytwarzać, aby w przypadku występowania zagrożeń, spowodowanych atmosferą wybuchową wynikającą z obecności gazu ziemnego, możliwe

było zapobieganie przewidywalnym źródłom zapłonu, które mogą powstać podczas ich normalnej pracy.

**3.9.1.** Temperatury powierzchni tych urządzeń nie mogą w przewidywanych warunkach działania, przekraczać ustalonych temperatur ich powierzchni. Wyższe temperatury mogą być dopuszczone tylko w wyjątkowych okolicznościach, jeżeli producent zastosował specjalne dodatkowe środki zabezpieczające.

**3.10.** Do urządzeń i systemów ochronnych wprowadzanych do obrotu dotyczą się instrukcje zawierające:

**3.10.1.** informacje zamieszczone w oznaczeniu,

**3.10.2.** informacje ułatwiające konserwację urządzenia i systemu ochronnego, w szczególności adres osoby wprowadzającej je do obrotu oraz adres serwisu,

**3.10.3.** wytyczne w zakresie bezpieczeństwa podczas instalowania, oddawania do eksploatacji, uruchamiania, użytkowania, montażu i demontażu, regulacji oraz konserwacji tych urządzeń i systemów ochronnych,

**3.10.4.** informacje umożliwiające określenie czy urządzenie zaliczane do danej kategorii lub system ochronny mogą być używane bezpiecznie w przewidywanej przestrzeni i warunkach pracy,

**3.10.5.** parametry elektryczne i ciśnieniowe, maksymalne temperatury powierzchni lub inne wartości dopuszczalne,

**3.10.6.** w koniecznych przypadkach: wskazanie obszarów szczególnie niebezpiecznych, instrukcje dotyczące szkoleń, specjalne warunki używania urządzenia i systemu ochronnego, w tym informacje o możliwościach niewłaściwego ich użycia, wykazanych doświadczeniem, charakterystyki narzędzi, jakie mogą być odpowiednie do urządzenia lub systemu ochronnego.

**3.11.** Urządzenia, systemy ochronne, części, podzespoły powinny być projektowane i wytwarzane w taki sposób, aby zmniejszyć do minimum skutki ewentualnego wybuchu atmosfery wybuchowej.

Uzyskuje się to poprzez:

**3.11.1.** projektowanie urządzeń i systemów odpornych na wybuch,

**3.11.2.** odciążenie wybuchu,

**3.11.3.** tłumienie wybuchu,

**3.11.4.** zapobieganie rozprzestrzeniania się płomienia i wybuchu.

Szczegółowe postanowienia na ten temat wraz z wymaganiami dotyczącymi stosowania narzędzi w przestrzeniach zagrożonych wybuchem w trakcie eksploatacji obiektów systemu dostawy gazu podano w PN-EN 1127-1.

**4.** Procedury oceny zgodności.

**4.1.** Producent urządzeń, aparatury i systemów ochronnych lub jego upoważniony przedstawiciel, przed wprowadzeniem ich na rynek jest zobowiązany zastosować procedury oceny zgodności. Do procedur oceny zgodności zalicza się:

- 4.1.1.** badanie typu WE,
- 4.1.2.** zapewnienie zgodności z typem,
- 4.1.3.** wewnętrzną kontrolę produkcji,
- 4.1.4.** zapewnienie jakości produkcji,
- 4.1.5.** zapewnienie jakości wyrobu,
- 4.1.6.** weryfikację produkcji jednostkowej.

**4.2.** Urządzenia i systemy ochronne dla gazownictwa podlegają procedurze:

- 4.2.1.** kategoria 1 - badanie typu WE wraz z zapewnieniem jakości produkcji lub weryfikacją wyrobu,
- 4.2.2.** kategoria 2 - w przypadku urządzeń elektrycznych badanie typu WE wraz ze zgodnością z typem lub zapewnieniem jakości wyrobu, w przypadku innych urządzeń - wewnętrzna kontrola produkcji oraz przesyłanie dokumentacji technicznej jednostce notyfikowanej, która potwierdza jej odbiór w najkrótszym terminie i ją przechowuje,
- 4.2.3.** kategoria 3 - wewnętrzna kontrola produkcji.
- 4.2.4.** Oprócz wymienionych procedur należy przeprowadzić weryfikację produkcji jednostkowej.
- 4.2.5.** W przypadku dokonywania oceny zgodności systemów ochronnych, stosuje się badanie typu WE wraz z zapewnieniem jakości produkcji lub weryfikacją wyrobu lub weryfikację produkcji jednostkowej.
- 4.2.6.** Przepisy te stosuje się również do elementów urządzeń i ich podzespołów.
- 4.2.7.** Świadectwo zgodności powinno zawierać:
  - 4.2.7.1.** charakterystykę części urządzeń i ich podzespołów,
  - 4.2.7.2.** warunki wbudowania części urządzeń i ich podzespołów do urządzeń lub systemów ochronnych, aby zapewniały spełnienie zasadniczych wymagań mających zastosowanie do finalnego urządzenia i systemu ochronnego.
- 4.2.8.** Jeżeli urządzenia i systemy ochronne oraz aparatura uzyskały pozytywny wynik oceny zgodności, to dołącza się do nich deklarację zgodności WE oraz umieszcza znak CE w sposób określony w Paragrafie 7 pkt 5.
- 4.2.9.** Deklaracja zgodności WE zawiera w szczególności:
  - 4.2.9.1.** nazwę lub znak identyfikacyjny producenta lub jego upoważnionego przedstawiciela oraz jego adres,
  - 4.2.9.2.** opis urządzenia, systemu ochronnego lub aparatury,
  - 4.2.9.3.** wykaz przepisów mających zastosowanie do urządzeń i systemów ochronnych oraz aparatury,
  - 4.2.9.4.** imię i nazwisko oraz podpis osoby uprawnionej do złożenia podpisu



w imieniu producenta lub jego upoważnionego przedstawiciela.

**4.2.10.** W koniecznych przypadkach deklaracja zgodności WE powinna zawierać:

**4.2.10.1.** nazwę, numer identyfikacyjny i adres jednostki notyfikowanej,

**4.2.10.2.** numer certyfikatu badania typu WE,

**4.2.10.3.** powołanie norm zharmonizowanych,

**4.2.10.4.** wykaz norm i specyfikacji technicznych, które zastosowano,

**4.2.10.5.** powołanie się na inne przepisy, które zastosowano.

**4.2.11.** Części i podzespoły przeznaczone do wbudowania do urządzeń lub systemów ochronnych mogą być wprowadzone do obrotu, jeżeli wystawiono dla nich świadectwo zgodności.

**5.** Oznakowanie urządzeń i systemów ochronnych.

**5.1.** Urządzenia i systemy ochronne powinny być oznakowane w sposób czytelny i trwały.

**5.2.** Oznakowanie urządzeń i systemów ochronnych powinno w szczególności zawierać:

**5.2.1.** nazwę i adres producenta,

**5.2.2.** znak CE,

**5.2.3.** serię lub typ urządzenia i systemu ochronnego,

**5.2.4.** numer fabryczny, jeżeli stosuje się numery fabryczne;

**5.2.5.** rok produkcji,

**5.2.6.** znak zabezpieczenia przeciwybuchowego EX wraz z symbolem grupy i kategorią urządzeń,

**5.2.7.** w przypadku urządzeń zaliczanych do grupy II - literę "G", dotyczącą atmosfer wybuchowych spowodowanych obecnością gazów, par lub mgieł,

**5.2.8.** inne informacje istotne ze względu na bezpieczeństwo użytkowania.

**5.3.** Przykład oznakowania urządzenia lub systemu ochronnego:

EX II (1)G [EX ia] IIC.

## Paragraf 8

### **Bezpieczeństwo i higiena pracy pracowników zatrudnionych na stanowiskach pracy, na których może wystąpić atmosfera wybuchowa**

**1.** Postanowienia ogólne.

Minimalne wymagania dotyczące bezpieczeństwa i higieny pracy pracowników zatrudnionych na stanowiskach pracy, na których może wystąpić atmosfera wybuchowa zostały określone w [4] i [7] (patrz Załącznik nr 3).

**2.** Ocena ryzyka na stanowiskach pracy, na których może wystąpić atmosfera wybuchowa.

- 2.1.** Na stanowiskach pracy, na których może wystąpić atmosfera wybuchowa, pracodawca powinien dokonywać oceny ryzyka, w tym w szczególności oceny dotyczącej:
  - 2.1.1.** prawdopodobieństwa wystąpienia i trwałości atmosfery wybuchowej,
  - 2.1.2.** prawdopodobieństwa wystąpienia oraz uaktywnienia się źródeł zapłonu, w tym wyładowań elektrostatycznych,
  - 2.1.3.** procesów pracy i ich wzajemnego oddziaływania,
  - 2.1.4.** rozmiaru możliwych i niepożądanych skutków wybuchu.
- 2.2.** Ocena ryzyka stwarzanego przez atmosferę wybuchową powinna być wykonywana nie rzadziej niż raz w roku i obejmować miejsca, gdzie może powstać przestrzeń zagrożona wybuchem.
- 3.** Dokument zabezpieczenia przed wybuchem miejsca pracy.
  - 3.1.** Dokument zabezpieczenia przed wybuchem powinien zawierać:
    - 3.1.1.** informacje o identyfikacji atmosfer wybuchowych i ocenę ryzyka wystąpienia wybuchu,
    - 3.1.2.** informacje o podjętych odpowiednich środkach zapobiegających wystąpieniu zagrożeń wybuchem, sporządzone w formie zestawienia,
    - 3.1.3.** wykaz miejsc pracy zagrożonych wybuchem wraz z ich klasyfikacją,
    - 3.1.4.** deklarację, że stanowiska pracy i narzędzia pracy, a także urządzenia zabezpieczające i alarmujące są zaprojektowane, używane i konserwowane z uwzględnieniem zasad bezpieczeństwa.
  - 3.2.** Dokument zabezpieczenia przed wybuchem powinien być sporządzony przed dopuszczeniem stanowiska pracy do eksploatacji. Zawarte w tym dokumencie informacje powinny być przekazane pracownikom zatrudnionym na stanowiskach pracy zagrożonych wybuchem w sposób przejrzysty i zapewniający właściwe wykorzystanie dróg ewakuacyjnych. Dokument ten powinien być weryfikowany w przypadku, jeżeli na stanowisku pracy, w jego wyposażeniu w niezbędny sprzęt lub narzędzia albo w organizacji pracy zostały wprowadzone istotne zmiany.
  - 3.3.** Maszyny i inne urządzenia techniczne oraz systemy zabezpieczające mogą być uruchomione tylko wtedy, gdy dokument ten określa warunki ich używania w sposób bezpieczny w atmosferze wybuchowej.
- 4.** Szczegółowe działania pracodawcy w celu minimalizacji zagrożenia wybuchem na stanowisku pracy.
  - 4.1.** Miejsca pracy, w których mogą wystąpić atmosfery wybuchowe, powinny być sklasyfikowane z uwzględnieniem podziału na strefy zagrożone wybuchem. Urządzenia i systemy zabezpieczające dla wszystkich stanowisk pracy, na których mogą wystąpić atmosfery wybuchowe, powinny być dobrane zgodnie z kategoriami właściwymi dla stref zagrożonych wybuchem określonych w PN-EN 60079-10-1.
  - 4.2.** Pracodawca powinien zapobiegać tworzeniu się atmosfer wybuchowych, a jeżeli jest to niemożliwe, dążyć do wyeliminowania źródeł zapłonu oraz stosować środki zmniejszające skutki wybuchu w celu zapewnienia bezpieczeństwa i ochrony zdrowia.
  - 4.3.** Pracodawca powinien przedsięwziąć konieczne środki w celu zapewnienia, że stanowisko pracy, urządzenia i narzędzia tam stosowane oraz wszelkie inne

urządzenia udostępnione pracownikom zostały zaprojektowane, skonstruowane, zmontowane, zainstalowane, a także używane i konserwowane w sposób odpowiedni dla stref zagrożenia wybuchem.

Przed przekazaniem do użytkowania stanowiska pracy, na którym może występować atmosfera wybuchowa, powinna być dokonana jego ocena pod względem zastosowanych zabezpieczeń zapobiegających zainicjowaniu wybuchu lub ograniczających jego skutki. W koniecznych przypadkach należy:

- 4.3.1.** zapewnić utrzymanie pracy urządzeń i systemów zabezpieczających w stanie bezpiecznego funkcjonowania, nawet w przypadku odcięcia dopływu energii, niezależnie od pracy pozostałych instalacji,
- 4.3.2.** zapewnić możliwość sterowania ręcznego, zastępującego sterowanie automatyczne, pod warunkiem, że takie sterowanie nie będzie miało wpływu na obniżenie poziomu bezpieczeństwa; czynności te mogą wykonywać pracownicy, którzy odbyli szkolenia przewidziane w przepisach w sprawie szkolenia w dziedzinie bezpieczeństwa i higieny pracy.
- 4.4.** Przy wejściach do pomieszczeń, gdzie znajdują się miejsca, w których występują atmosfery wybuchowe, powinno być umieszczane oznakowanie w kształcie trójkąta z czarnym obramowaniem. Wewnątrz obramowania powinny być umieszczone czarne litery "Ex" na żółtym tle (patrz załącznik nr. 1 rysunek 1)  
Pracodawca ustala sposób sygnalizowania stanów awaryjnych związanych z wystąpieniem atmosfery wybuchowej za pomocą urządzeń sygnalizacyjnych akustycznych lub wizualnych w celu umożliwienia pracownikom wycofania się z miejsc zagrożonych wyraźnie oznakowanymi drogami ewakuacyjnymi.
- 4.5.** Podejmując działania zmierzające do zapobiegania zainicjowania zapłonu atmosfery wybuchowej, należy uwzględnić środki ochrony ograniczające prawdopodobieństwo wystąpienia wyładowania elektrostatycznego, w przypadku, gdy pracownik lub jego otoczenie są nośnikami lub źródłami ładunku elektrostatycznego.  
Pracodawca powinien zapewnić pracownikom niezbędne środki ochrony indywidualnej, przy czym odzież ochronna i obuwie ochronne powinny być wykonane z materiałów antyelektrostatycznych trudnopalnych i spełniać wymagania określone w przepisach w sprawie zasadniczych wymagań dla środków ochrony indywidualnej.

## Przepisy końcowe

1. Stosowanie niniejszych Wytycznych jest nadzorowane przez Pion Eksploatacji.
2. Nadzór nad przestrzeganiem postanowień niniejszej regulacji pełnią Kierownicy Jednostek Organizacyjnych.
3. Do stosowania niniejszej regulacji zobligowani są:
  - wykonawcy zewnętrzni wykonujący prace projektowe na zlecenie GAZ-SYSTEM S.A., na mocy zawartych umów i zleceń w zakresie wykonania zadań na rzecz Spółki
  - pracownicy Jednostek Organizacyjnych GAZ-SYSTEM S.A. prowadzący eksploatację sieci przesyłowej oraz opiniujący dokumentację projektową;

4. Właścicielem niniejszej regulacji odpowiedzialnym za jej treść jest Dyrektor Pionu Eksploatacji pełniący funkcję Pełnomocnika ds. BHP i Służby BHP.
5. Wytyczne wchodzi w życie z dniem 01.10.2021 r.

## Załączniki

Załącznik nr 1 – Graficzna forma przedstawiania stref zagrożenia wybuchem  
Załącznik nr 2 – Zasady ustalania wentylacji naturalnej kategorii A  
Załącznik nr 3 – Wykaz powołanych przepisów  
Załącznik nr 4 – Potencjalne źródła zapłonu atmosfery wybuchowej

## Spis tabel:

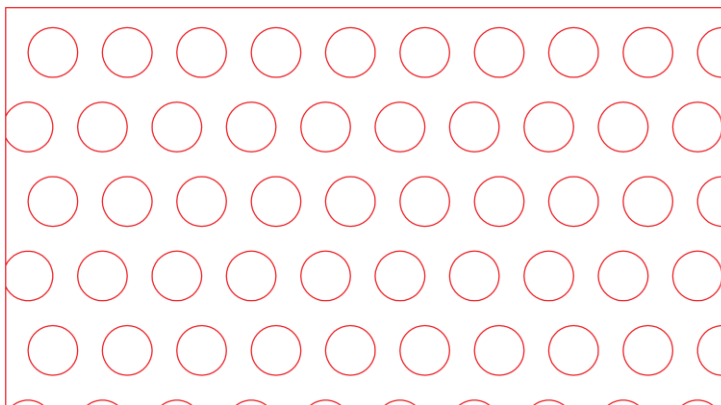
Tabela 1. Wykaz elementów lub urządzeń, z których następuje naturalno-turbulentny wypływ gazu .....	9
Tabela 2. Klasyfikacja stref zagrożenia wybuchem wewnątrz pomieszczeń w zależności od rodzaju i wielkości emisji i kategorii wentylacji.....	18

## Spis Rysunków:

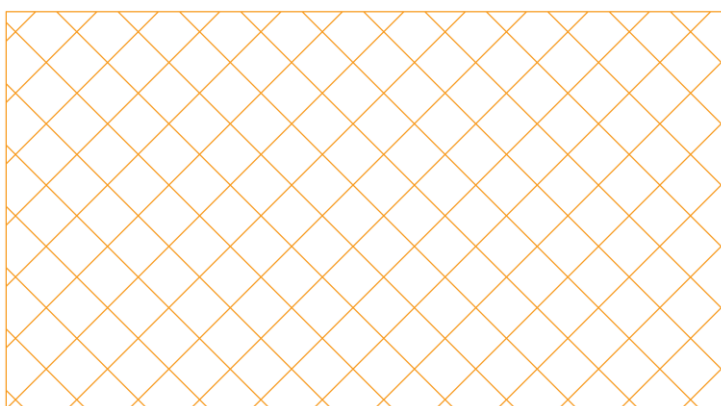
Rysunek 1. Konfiguracja przestrzenna strefy zagrożenia wybuchem dla połączenia kołnierzowego. ....	10
Rysunek 2. Konfiguracja przestrzenna strefy zagrożenia wybuchem dla reduktora. ....	10
Rysunek 3. Zależność zasięgu stref zagrożenia wybuchem dla elementów i urządzeń podanych w tabeli 1. w funkcji ciśnienia gazu w miejscu źródła emisji. ....	11
Rysunek 4. Graficzne wyznaczenie strefy 2 zagrożenia wybuchem nad wylotem rury wydmuchowej.....	11
Rysunek 5. Zależność wartości promienia kuli R będącej strefą zagrożenia wybuchem w funkcji maksymalnego ciśnienia roboczego (MOP) .....	12
Rysunek 6. Zależność wartości promienia kuli R będącej strefą zagrożenia wybuchem w funkcji maksymalnego ciśnienia roboczego (MOP) .....	13
Rysunek 7. Zależność wartości promienia $R_3$ od wielkości średnicy wewnętrznej wylotu rur wydmuchowych .....	13
Rysunek 8. Kształt i zasięg stref zagrożenia wybuchem.....	15

### **Załącznik nr 1 – Graficzna forma przedstawiania stref zagrożenia wybuchem**

Strefy zagrożenia wybuchem należy graficznie przedstawiać na rysunkach, szkicach itp. w następujący sposób:



**Strefa 0**



**Strefa 1**



**Strefa 2**

**Rysunek A. 1.1. Graficzna forma przedstawienia stref zagrożenia wybuchem.**

Przestrzenie, w których istnieje możliwość wystąpienia atmosfery wybuchowej w ilościach zagrażających bezpieczeństwu i zdrowiu należy oznaczyć w miejscu wstępu do tych przestrzeni znakiem ostrzegawczym, zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 8 lipca 2010 r. w sprawie minimalnych wymagań, dotyczących bezpieczeństwa i higieny pracy, związanych z możliwością wystąpienia w miejscu pracy atmosfery wybuchowej (Dz.U. 2010 nr 138 poz. 931).



**Rysunek A. 2. Znak ostrzegawczy informujący o możliwości wystąpienia atmosfer wybuchowych w ilościach zagrażających bezpieczeństwu i zdrowiu.**

## Załącznik nr 2 – Zasady ustalania wentylacji naturalnej kategorii A

### 1. Informacje ogólne

- 1.1.** Wentylacja w obiektach sieci przesyłowej gazu ziemnego ma istotny wpływ na zasięg stref zagrożenia wybuchem wewnątrz i zewnątrz tych obiektów. Efektywne działanie wentylacji ogranicza niebezpieczeństwo wybuchu i zwiększa bezpieczeństwo pracowników użytkujących te obiekty.
- 1.2.** Wentylacja naturalna kategorii A ma miejsce, jeżeli ruch powietrza odbywa się pod wpływem różnicy ciężarów właściwych powietrza ciepłego i chłodnego (efekt grawitacyjny) i/lub gdy następuje przewietrzanie pomieszczeń na skutek parcia wiatru. Pewność działania wentylacji naturalnej można zwiększyć stosując miejscowe, ciągłe ogrzewanie pomieszczeń oraz rozmieszczając otwory nawiewne więcej niż na jednej ścianie, a otwory wywiewne w *najwyższych miejscach przestrzeni zamkniętych, po przeciwnej stronie otworów nawiewnych.*

### 2. Kryteria występowania wentylacji kategorii A

Wentylacja naturalna kategorii A występuje w budynku lub pomieszczeniu w przypadku, gdy spełniony jest warunek określony w Paragrafie 4 ust. 1.2 pkt b) Wytycznych lub gdy:

$$F_{went.} \geq 374 \cdot k \cdot \sum Q \quad (1)$$

gdzie:

$F_{went.}$  – łączna powierzchnia wszystkich otworów wlotowych i wylotowych wentylacji naturalnej, w tym umieszczonych w dachu, [m<sup>2</sup>],

$k$  – współczynnik korekcyjny wg tablicy 1,

$\sum Q$  – łączny strumień objętości gazu z potencjalnych źródeł emisji obliczony wg wzoru 2 [m<sup>3</sup>/s].

**Tabela 2.1. Zależność współczynnika korekcyjnego k od rozmieszczenia otworów wlotowych .**

	Rozmieszczenie otworów wentylacyjnych wlotowych			
	we wszystkich czterech ścianach	w trzech ścianach	w dwóch ścianach	w jednej ścianie
Współczynnik k	1	1,33	2	$\frac{3,3}{\sqrt{0,4 \cdot h_{pom} + h_w}}$
$h_{pom}$ – wysokość pomieszczenia [m],				
$h_w$ – wysokość komina wywietrznika dachowego [m].				

#### UWAGA

W przypadku, gdy otwory wlotowe i wylotowe umiejscowione są w jednej ścianie, wówczas współczynnik k wynosi:

$$k = \frac{5,22}{\sqrt{h_{pom}}}$$



### 3. Łączny strumień objętości gazu z potencjalnych źródeł emisji

Łączny strumień objętości wypływającego gazu  $\Sigma Q$ , w metrach sześciennych na sekundę, z potencjalnych źródeł emisji należy obliczać wg wzoru

$$\Sigma Q = \Sigma Q_o + z \cdot \Sigma Q_1 + \Sigma Q_{max2} [m^3/s] \quad (2)$$

gdzie:

$\Sigma Q_o$  – suma strumieni objętości gazu wypływającego ze wszystkich potencjalnych źródeł emisji o emisji ciągłej, nieodprowadzonych na zewnątrz budynku lub pomieszczenia,  $[m^3/s]$ ,

$\Sigma Q_1$  – suma strumieni objętości gazu wypływającego ze wszystkich potencjalnych źródeł o pierwszym stopniu emisji,  $[m^3/s]$ ,

$\Sigma Q_{max2}$  – strumień objętości gazu z potencjalnie największego źródła o drugim stopniu emisji,  $[m^3/s]$ ,

$z$  – współczynnik korelacji podany w tabeli 2.2., uwzględniający jednoczesne występowanie źródeł o drugim stopniu emisji.

**Tabela 2.2. Zależność współczynnika  $z$  od łącznej liczby źródeł o pierwszym stopniu emisji.**

Łączna ilość źródeł o pierwszym stopniu emisji	1	2	3	4	5	10	15	$\geq 20$
Współczynnik $z$	1	1	0,87	0,73	0,60	0,42	0,35	0,30

### 4. Określenie jednostkowego strumienia objętości gazu

#### 4.1. Jednostkowy strumień objętości gazu z jednego potencjalnego źródła o emisji ciągłej.

Jednostkowy strumień objętości gazu z jednego potencjalnego źródła o emisji ciągłej należy wyznaczyć z równań (1) lub (2) podstawiając do nich rzeczywiste wielkości: powierzchni otworu (szczeliny) stanowiącego źródło emisji ciągłej oraz ciśnienia w miejscu źródła emisji.

#### 4.2. Jednostkowy strumień objętości gazu z jednego potencjalnego źródła o pierwszym stopniu emisji.

Jednostkowy strumień objętości gazu z jednego potencjalnego źródła o pierwszym stopniu emisji należy wyznaczyć w sposób podany w pkt. 4.1 w przypadku, gdy jest znana powierzchnia otworu (szczeliny) stanowiącego źródło o pierwszym stopniu emisji lub w sposób podany w pkt. 4.3.

#### 4.3. Jednostkowy strumień objętości gazu z jednego potencjalnego źródła o drugim stopniu emisji.

Jednostkowy strumień objętości gazu z jednego potencjalnego źródła o drugim stopniu emisji oblicza się przyjmując, że źródło ma powierzchnię 0,25 mm<sup>2</sup>. Wstawiając tę wartość do równań (1) i (2) otrzymujemy w zależności od wartości ciśnienia:

a) dla  $p \leq 0,05$  MPa

$$\Sigma Q_{max2} = 2,5 \cdot 10^{-4} \cdot \sqrt{p} \quad (3)$$

b) dla  $p \geq 0,1$  MPa

$$\Sigma Q_{\max 2} = 5,3 \cdot 10^{-4} \cdot (p + 0,1) \quad (4)$$

c) dla:  $0,05 < p < 0,1$  MPa

$\Sigma Q_{\max 2}$  należy obliczyć poprzez interpolację liniową wyników uzyskanych w przypadku a) i b).

gdzie:

$\Sigma Q_{\max}$  – jednostkowy strumień objętości gazu wyływający ze źródła emisji [ $m^3/s$ ]

$p$  – ciśnienie w miejscu potencjalnego źródła emisji [MPa].

### **Załącznik nr 3 – Wykaz powołanych przepisów**

- [1] Rozporządzenie Ministra Rozwoju z dnia 6 czerwca 2016 r. w sprawie wymagań dla urządzeń i systemów ochronnych przeznaczonych do użytku w atmosferze potencjalnie wybuchowej ( Dz.U.2016.817 )
- [2] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/34/UE z dnia 26 lutego 2014 r. w sprawie harmonizacji ustawodawstw państw członkowskich odnoszących się do urządzeń i systemów ochronnych przeznaczonych do użytku w atmosferze potencjalnie wybuchowej
- [3] Dyrektywa 1999/92/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 16 grudnia 1999 r. w sprawie minimalnych wymagań dotyczących bezpieczeństwa i ochrony zdrowia pracowników zatrudnionych na stanowiskach pracy, na których może wystąpić atmosfera wybuchowa (piętnasta dyrektywa szczegółowa w rozumieniu art. 16 ust. 1 dyrektywy 89/391/EWG), zwana „Dyrektywą ATEX USERS” .
- [4] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 28 grudnia 2009 r. w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy przy budowie i eksploatacji sieci gazowych oraz uruchamianiu instalacji gazowych gazu ziemnego (Dz. U. z 2010 r. Nr 2 poz. 6, z późn. zm.).
- [5] Rozporządzenie Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji z dnia 7 czerwca 2010 r. w sprawie ochrony przeciwpożarowej budynków, innych obiektów budowlanych i terenów (Dz. U. 2010 nr 109 poz. 719, z późn. zm.).
- [6] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 26 kwietnia 2013 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie (Dz.U. 2013 poz. 640).
- [7] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 8 lipca 2010 r. w sprawie minimalnych wymagań, dotyczących bezpieczeństwa i higieny pracy, związanych z możliwością wystąpienia w miejscu pracy atmosfery wybuchowej (Dz.U. 2010 nr 138 poz. 931).

## **Załącznik nr 4 – Potencjalne źródła zapłonu atmosfery wybuchowej**

Rozróżnia się następujące podstawowe źródła zapłonu gazowej atmosfery wybuchowej występującej w sieciach przesyłowych gazu ziemnego:

### **1. Gorące powierzchnie,**

Zapłon może wystąpić, jeżeli dojdzie do kontaktu atmosfery wybuchowej z ogrzaną powierzchnią. Źródłem zapłonu może być nie tylko sama gorąca powierzchnia, lecz także warstwa pyłu lub palne ciało stałe zapalone w kontakcie z gorącą powierzchnią może także stanowić źródło zapłonu atmosfery wybuchowej.

Zdolność ogrzanej powierzchni do spowodowania zapłonu zależy od rodzaju i stężenia poszczególnych substancji w mieszaninie z powietrzem. Zdolność ta zwiększa się ze wzrostem temperatury i pola powierzchni. Ponadto, temperatura powodująca zapłon zależy od rozmiaru i kształtu ogrzanego elementu, gradientu stężenia w pobliżu powierzchni i, w pewnym stopniu, również od rodzaju materiału ogrzanej powierzchni. Z drugiej strony, w przypadku ogrzanych ciał charakteryzujących się raczej wypukłościami niż wklęsłościami, do zapłonu konieczna jest wyższa temperatura powierzchni; minimalna temperatura samozapłonu wzrasta, na przykład w przypadku kul albo rur ze zmniejszaniem się ich średnicy. Kiedy atmosfera wybuchowa przepływa nad ogrzаныmi powierzchniami, do zapłonu konieczna jest wyższa temperatura powierzchni z powodu krótkiego czasu kontaktu.

Jeżeli atmosfera wybuchowa pozostaje w kontakcie z gorącą powierzchnią przez względnie długi czas, mogą zachodzić wstępne reakcje, np. zimne płomienie, wskutek czego tworzą się łatwiej zapalne produkty rozkładu ułatwiające zapłon pierwotnych atmosfer.

Oprócz łatwo rozpoznawalnych gorących powierzchni, takich jak grzejniki, suszarki, węzownice grzewcze i inne, źródłem niebezpiecznej temperatury mogą być również procesy mechaniczne i obróbka mechaniczna. Procesy te obejmują również urządzenia, systemy ochronne i komponenty, które przemieniają energię mechaniczną w ciepłą, tj. wszystkie rodzaje sprzęgła ciernych i hamulców działających mechanicznie (np. w pojazdach i wirówkach). Ponadto wszystkie części ruchome w łożyskach, przejściach wałów, dławnicach itd. mogą stawać się źródłem zapłonu, jeżeli nie są w wystarczającym stopniu smarowane. W przypadku ciasnego pasowania ruchomych części wnikanie ciał obcych lub przesunięcie osi również mogą powodować tarcie, które z kolei może prowadzić do wysokiej temperatury powierzchni, w niektórych przypadkach dość szybko.

Powinno się również brać pod uwagę wzrost temperatury w wyniku reakcji chemicznych (np. ze smarami i środkami czyszczącymi).

### **2. Płomienie i gorące gazy (łącznie z gorącymi cząstkami)**

Płomienie towarzyszą reakcjom spalania w temperaturze powyżej 1 000 °C. Gorące gazy są produktem reakcji, a w przypadku płomieni dymiących i/lub kopcących również tworzą się żarzące się cząstki stałe. Płomienie oraz ich gorące produkty reakcji, lub inaczej - gazy

ogrzone do wysokiej temperatury, mogą zapalić atmosferę wybuchową. Płomienie, nawet bardzo małe, są jednym z najbardziej efektywnych źródeł zapłonu.

Jeżeli atmosfera wybuchowa występuje zarówno wewnątrz, jak i na zewnątrz urządzenia, systemu ochronnego lub komponentu, albo w sąsiednich częściach instalacji i jeżeli zapłon następuje w jednym z tych miejsc, płomień może rozprzestrzeniać się do innych miejsc przez otwory takie jak kanały wentylacyjne.

Krople stopionego metalu powstające podczas spawania lub cięcia są cząstkami o bardzo dużej powierzchni i dlatego są jednymi z najbardziej efektywnych źródeł zapłonu.

### **3. Iskry wytwarzane mechanicznie**

W wyniku tarcia, uderzenia lub procesów ścierania takich jak mielenie, może następować oddzielenie od ciał stałych cząstek o wysokiej temperaturze, o energii użytej w procesie oddzielenia. Jeżeli cząstki te zawierają substancje zdolne do utleniania, na przykład żelazo lub stal, mogą one ulegać procesowi utleniania, osiągając przez to nawet wyższą temperaturę. Cząstki takie (iskry) mogą zapalać palne gazy i pary i niektóre mieszaniny pyłowo-powietrzne (zwłaszcza mieszaniny pyłu metalu/powietrze). W osadach pyłu iskry mogą spowodować tlenie, które może być źródłem zapłonu atmosfery wybuchowej.

Jako powód iskrzenia należy rozważyć wnikanie do urządzeń, systemów ochronnych i komponentów materiałów obcych, np. kamieni albo skrawków metalu.

Tarcie, nawet między podobnymi metalami żelaznymi i między pewnymi materiałami ceramicznymi, może je miejscowo nagrzewać i wytwarzać iskry podobne do powstających w trakcie mielenia. Mogą one powodować zapłon atmosfer wybuchowych.

Uderzenia w obecności rdzy i metali lekkich (np. aluminium i magnezu) oraz ich stopów mogą zapoczątkowywać reakcję termitową, która może powodować zapłon atmosfer wybuchowych.

Metale lekkie - tytan i cyrkon - mogą również w kontakcie z wystarczająco twardym materiałem, nawet pod nieobecność rdzy, pod wpływem uderzenia lub tarcia tworzyć iskry zapalające.

### **4. Urządzenia elektryczne**

W przypadku urządzeń elektrycznych źródłami zapłonu mogą być iskry elektryczne i gorące powierzchnie. Iskry elektryczne mogą być wytwarzane, np.:

- kiedy obwody elektryczne są włączane i wyłączane;
- przez poluzowanie połączeń;
- przez prądy błędne.

Wykazano jednoznacznie, że bardzo niskie napięcie (ELV np. poniżej 50 V) stosowane w celu ochrony osób przed porażeniem prądem nie jest środkiem zabezpieczającym przed

wybuchem. Napięcia niższe niż wyżej wymienione mogą bowiem wytworzyć energię wystarczającą do zapalenia atmosfery wybuchowej.

## **5. Prądy błędzące, katodowa ochrona przed korozją**

Prądy błędzące mogą płynąć w systemach przewodów elektrycznych lub częściach systemów jako:

- prądy powrotne w systemach elektroenergetycznych - zwłaszcza w sąsiedztwie kolei elektrycznej i dużych systemów spawalniczych - gdy, na przykład, elektroprzewodzące części systemu, takie jak szyny i kable leżące pod ziemią, obniżają opór ścieżki prądu powrotnego;
- wynik zwarcia albo doziemienia z powodu uszkodzeń instalacji elektrycznych;
- jako wynik indukcji magnetycznej (np. ze względu na sąsiedztwo instalacji elektrycznych z silnymi prądami lub częstotliwościami radiowymi) i
- jako wynik uderzenia pioruna.

Jeżeli części systemu zdolnego do przewodzenia prądów błędzących są rozłączane, łączone lub mostkowane -nawet w razie niewielkich różnic potencjału - atmosfera wybuchowa może ulec zapłonowi w wyniku iskier i/lub łuków elektrycznych. Ponadto, zapłon może również nastąpić z powodu nagrzania się ścieżki przepływu prądu.

W przypadku zastosowania katodowej ochrony przed korozją wyżej wymienione ryzyko zapłonu również jest możliwe. Jeżeli stosuje się anody ochronne, ryzyko zapłonu z powodu iskier elektrycznych jest mało prawdopodobne, chyba że anody wykonane są z aluminium lub magnezu.

## **6. Elektryczność statyczna**

W określonych warunkach wyładowania elektryczności statycznej mogą powodować zapłon. Rozładowanie naładowanych, izolowanych części przewodzących łatwo może prowadzić do wytworzenia iskier zapalających. W przypadku naładowanych elementów wykonanych z materiałów nieprzewodzących, dotyczy to głównie tworzyw sztucznych, ale również niektórych innych materiałów, możliwe jest wystąpienie wyładowań snopiastych. W specjalnych przypadkach, podczas szybkich procesów rozdziatu (np. taśmy przesuwające się na wałkach, pasy napędowe) lub w wyniku kombinacji materiałów przewodzących i nieprzewodzących, możliwe są również rozprzestrzeniające się wyładowania snopiaste. Mogą również występować wyładowania stożkowe od materiałów składowanych luzem oraz wyładowania z obłoku pyłu.

Iskry, rozprzestrzeniające się wyładowania snopiaste, wyładowania stożkowe i wyładowania z obłoku pyłu mogą w zależności od energii wyładowania zapalić wszystkie rodzaje atmosfer wybuchowych. Wyładowania snopiaste mogą zapalić niemal wszystkie wybuchowe atmosfery gazów i par. Zgodnie z obecnym stanem wiedzy można wykluczyć zapłon wybuchowych atmosfer pył/powietrze przez wyładowanie snopiaste.

## **7. Uderzenie pioruna**

Jeżeli piorun uderzy w atmosferę wybuchową, zawsze dojdzie do jej zapłonu. Co więcej, istnieje również możliwość zapłonu ze względu na wysoką temperaturę, jaką osiągają przewody odgromowe.

Z miejsca uderzenia pioruna płyną silne prądy, które mogą tworzyć iskry w sąsiedztwie miejsca uderzenia.

Nawet bez uderzenia pioruna burze mogą powodować indukowane wysokie napięcia w urządzeniach, systemach ochronnych i komponentach, co może prowadzić do zagrożenia zapłonem.

## **8. Fale elektromagnetyczne o częstotliwości radiowej (RF) od $10^4$ Hz do $3 \times 10^{11}$ Hz**

Fale elektromagnetyczne są emitowane przez wszystkie systemy generujące i stosujące energię elektryczną o częstotliwości radiowej (systemy częstotliwości radiowej), np. nadajniki radiowe lub przemysłowe, lub medyczne generatory RF stosowane do ogrzewania, suszenia, utwardzania, spawania, cięcia itd.

Wszystkie przewodzące części znajdujące się w polu promieniowania działają jak anteny odbiorcze. Jeżeli pole jest wystarczająco silne i jeżeli antena odbiorcza jest wystarczająco duża, części przewodzące mogą powodować zapłon w atmosferach wybuchowych. Odbierana energia o częstotliwości radiowej może, na przykład, rozżarzyć cienkie przewody lub generować iskry podczas łączenia lub rozłączania części przewodzących. Doprowadzana przez antenę odbiorczą energia, która może prowadzić do zapłonu, zależy głównie od odległości między nadajnikiem i anteną odbiorczą oraz od rozmiarów anteny odbiorczej przy wszystkich długościach i wartościach energii fal RF.

## **9. Fale elektromagnetyczne od $3 \times 10^{11}$ Hz do $3 \times 10^{15}$ Hz**

Promieniowanie w tym zakresie widma może - zwłaszcza w przypadku skupienia - stać się źródłem zapłonu poprzez pochłanianie przez atmosfery wybuchowe lub powierzchnie ciał stałych.

Światło słoneczne, na przykład, może powodować zapłon w obecności przedmiotów zdolnych do skupienia jego promieni (np. butelki działające jak soczewki, reflektory skupiające).

W określonych warunkach promieniowanie intensywnych źródeł światła (ciągłego albo błyskowego) jest tak intensywnie pochłanianie przez cząstki pyłu, że stają się one źródłem zapłonu atmosfer wybuchowych lub osadów pyłowych.

W przypadku promieniowania laserowego (np. stosowanego w łączności, urządzeniach do pomiaru odległości, pomiarach geodezyjnych, znaczniki pola widzenia), nawet przy dużych odległościach energia lub gęstość mocy nawet nie zogniskowanego promienia mogą być wystarczające do spowodowania zapłonu. Również w tym przypadku proces ogrzewania



zachodzi głównie wtedy, gdy wiązka laserowa trafia na powierzchnię ciała stałego lub gdy jest absorbowana przez cząstki pyłu w atmosferze lub przez zanieczyszczone części przezroczyste.

Należy zauważyć, że każde urządzenie, system ochronny i komponent generujący promieniowanie (np. lampy, łuki elektryczne, lasery itd.) mogą same stanowić źródło zapłonu.

## **10. Promieniowanie jonizujące**

Promieniowanie jonizujące generowane, na przykład, przez lampy rentgenowskie i substancje radioaktywne może zapalić atmosferę wybuchową (zwłaszcza atmosfery wybuchowe z cząstkami pyłu) w wyniku absorpcji energii. Ponadto, źródło radioaktywne samo może się podgrzewać, z powodu wewnętrznej absorpcji energii promieniowania, do temperatury przekraczającej minimalną temperaturę samozapłonu otaczającej atmosfery wybuchowej.

Promieniowanie jonizujące może powodować chemiczny rozkład lub inne reakcje, które mogą prowadzić do tworzenia bardzo reaktywnych rodników lub związków niestabilnych chemicznie. Może to powodować zapłon.

UWAGA Takie promieniowanie może również tworzyć atmosferę wybuchową w wyniku rozkładu (np. mieszanina tlenu i wodoru w wyniku radiolizy wody).

## **11. Ultradźwięki**

Podczas stosowania fal ultradźwiękowych znaczna część energii, jaką wytwarza przetwornik elektroakustyczny, jest absorbowana przez substancje stałe lub ciekłe. W wyniku absorpcji substancja wystawiana na działanie ultradźwięków ogrzewa się tak, że w skrajnych przypadkach może nastąpić zapłon.

## **12. Sprężanie adiabatyczne i fale uderzeniowe**

W przypadku sprężania adiabatycznego lub prawie adiabatycznego i w przypadku fal uderzeniowych może występować tak wysoka temperatura, że atmosfery wybuchowe (i osadzony pył) mogą zostać zapalone. Przyrost temperatury zależy głównie od stosunku wartości ciśnień a nie od ich różnicy.

UWAGA 1 W przewodach ciśnieniowych sprężarek powietrza i w zbiornikach podłączonych do tych przewodów wybuchy mogą występować jako wynik zapłonu sprężonych mgieł olejów smarnych.

Fale uderzeniowe są generowane, na przykład, podczas nagłego rozprężania gazów pod wysokim ciśnieniem do rurociągów. W tym procesie fale uderzeniowe rozprzestrzeniają się do miejsc o niskim ciśnieniu szybciej niż prędkość dźwięku. Kiedy są uginane lub odbijane przez zagięcia rurociągu, przewężenia, połączenia kotłownicowe, zamknięte zawory itd., może występować bardzo wysoka temperatura.

UWAGA 2 Urządzenia, systemy ochronne i komponenty zawierające silnie utleniające gazy, np. czysty tlen lub atmosfery gazowe o wysokim stężeniu tlenu, mogą stawać się efektywnym źródłem zapłonu przy sprężaniu adiabatycznym, fali uderzeniowej lub nawet zwykłym przepływie, ponieważ zapaleniu ulec mogą smary, uszczelnienia a także materiały konstrukcyjne. Jeżeli to prowadzi do zniszczenia urządzeń, systemów ochronnych lub komponentów, ich części będą zapalać otaczającą atmosferę wybuchową.

### **13. Reakcje egzotermiczne, łącznie z samozapaleniem pyłów**

Reakcje egzotermiczne mogą stanowić źródło zapłonu, gdy szybkość wytwarzania ciepła będzie większa od szybkości odprowadzania ciepła do otoczenia. Wiele reakcji chemicznych jest reakcjami egzotermicznymi. Możliwość osiągnięcia wysokiej temperatury podczas reakcji zależy, między innymi, od stosunku objętość/powierzchnia układu reagującego, temperatury otoczenia i czasu reakcji. Ta wysoka temperatura może prowadzić do zapłonu atmosfer wybuchowych, jak również zapoczątkowania tlenia się i/lub palenia.

UWAGA 1 Nie istnieją znormalizowane metody identyfikacji materiałów, które są zdolne do samopodtrzymującego się spalania tlącego.

UWAGA 2 Materiały, które nie są zdolne do samopodtrzymującego się spalania lub tlenia w warstwach pyłu, mogą jednak być zdolne do wybuchu pyłowego, gdy zostaną zdyspergowane w powietrzu.

Do reakcji tych zalicza się reakcje substancji piroforycznych z powietrzem, metali alkalicznych z wodą, samo-zapalenie palnych pyłów, samonagrzewanie się pasz, reakcje zapoczątkowane procesami biologicznymi, rozkład organicznych nadtlenuków lub reakcje polimeryzacji.

Katalizatory również mogą wzbudzać reakcje egzotermiczne (np. atmosfery wodoru/powietrze w obecności platyny).

UWAGA 3 Niektóre reakcje chemiczne (np. piroliza i procesy biologiczne) mogą również prowadzić do tworzenia substancji palnych, które z kolei mogą tworzyć atmosfery wybuchowe z otaczającym powietrzem.

Gwałtowne reakcje kończące się zapłonem mogą występować w niektórych połączeniach materiałów konstrukcyjnych z substancjami chemicznymi (np. miedź z acetylenem, metale ciężkie z nadtlakiem wodoru).

Niektóre połączenia substancji, zwłaszcza gdy są dobrze rozdrobnione, (np. aluminium/rdza albo cukier/chlorany) reagują gwałtownie w razie uderzenia lub tarcia.

UWAGA 4 Zagrożenia mogą też wynikać z reakcji chemicznych spowodowanych termiczną niestabilnością, dużym ciepłem reakcji i/lub szybkim wyzwalamieniem gazu. Te zagrożenia nie są rozważane w niniejszej normie.

## **Instrukcja**

określająca wymagania Operatora Gazociągów  
Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. dla podstawowych  
materiałów, technologii i urządzeń stosowanych  
przy budowie gazociągów przesyłowych

**PE-DY-I26**

## Spis treści

Definicje i skróty .....	3
Cel Instrukcji .....	3
Przedmiot .....	3
Zakres stosowania .....	3
Paragraf 1	
Rozwiązania równoważne .....	4
Paragraf 2	
Wykaz dokumentów w których opisane są wymagania odnoszące się do rur armatury, napędów armatury i kształtek .....	4
Przepisy przejściowe i końcowe .....	4
Załączniki .....	5

## Definicje i skróty

**Dostawca, Wykonawca** – należy przez to rozumieć osobę fizyczną, osobę prawną albo jednostkę organizacyjną nieposiadającą osobowości prawnej, która ubiega się o udzielenie zamówienia, złożyła ofertę lub zawarła umowę w sprawie zamówienia lub umowę ramową, będącą Wykonawcą w rozumieniu ustawy z dnia 11 września 2019 r. – Prawo zamówień publicznych (tekst jednolity: Dz.U. 2019 poz. 2019 z późn. zm.) lub Dostawcą w rozumieniu Regulaminu Udzielania Zamówień GAZ-SYSTEM S.A.

**Nadzór Inwestorski** – podmiot wybrany przez Inwestora do prowadzenia nadzoru nad przebiegiem wszystkich operacji związanych z budową gazociągu przez Wykonawcę lub upoważniony pracownik Inwestora.

**UDT** – Urząd Dozoru Technicznego.

**Zamawiający/Inwestor/Spółka/GAZ-SYSTEM** – należy przez to rozumieć Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.

## Cel Instrukcji

Celem Instrukcji jest wprowadzenie jednolitych wymagań technicznych dla podstawowych materiałów i urządzeń oraz dla prac spawalniczych wykonywanych podczas budowy gazociągów i innych obiektów przesyłu gazu u Zamawiającego.

## Przedmiot

Instrukcja określa wymagania techniczne dla rur stalowych, zaworów kulowych, zasuw klinowych oraz napędów armatury, łuków indukcyjnych, kształtek przeznaczonych na realizację zadań w GAZ-SYSTEM.

Instrukcja ta również uwzględnia wymagania dla podmiotów realizujących prace spawalnicze i związane z nimi usługi w trakcie budowy gazociągów i innych obiektów przesyłu gazu oraz określa podstawowe zasady załadunku, transportu, rozładunku i składowania rur stalowych.

Instrukcja ma zastosowanie przede wszystkim podczas realizacji inwestycji strategicznych (kluczowych) wykonywanych na potrzeby GAZ-SYSTEM. Poszczególne zapisy instrukcji można stosować również przy realizacji: pozostałych inwestycji, modernizacji i remontów w zależności od stopnia skomplikowania zadania i oczekiwanych wymagań jakościowych – decyzja w tym zakresie należy do Dyrektora Oddziału realizującego zadania.

## Zakres stosowania

Instrukcja obowiązuje pracowników Spółki zaangażowanych w proces projektowania i budowania gazociągów na rzecz GAZ-SYSTEM.

## **Paragraf 1**

### **Rozwiązania równoważne**

Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. opisując przedmiot zamówienia za pomocą norm, ocen technicznych, specyfikacji technicznych lub systemów referencji, o których mowa w art. 101 ust.4 ustawy z dnia 11 września 2019 r. Prawo zamówień publicznych (tj. Dz.U. 2019 poz. 2019 z późn. zm.), dopuszcza rozwiązania równoważne opisywanym. Wykonawca, który w celu realizacji zamówienia powołuje się na rozwiązania równoważne opisywanym przez Zamawiającego, jest obowiązany wykazać, że oferowane przez niego dostawy, usługi lub roboty spełniają wymagania określone przez Zamawiającego.

## **Paragraf 2**

### **Wykaz dokumentów, w których opisane są wymagania odnoszące się do rur armatury, napędów armatury i kształtek**

1. Załącznik nr 1 określa wymagania techniczne dla rur wykonanych ze stali w gatunku L450ME lub wyższym, przeznaczonych przede wszystkim do budowy sieci przesyłowej Spółki o maksymalnym ciśnieniu roboczym MOP powyżej 1,6 MPa. Dopuszcza się zastosowanie niniejszych wytycznych dla rur o niższym gatunku stali niż L450ME w zakresie określonym w szczegółowych specyfikacjach do projektowania dla konkretnego projektu.
2. Załącznik nr 2 określa wymagania techniczne dla zaworów kulowych o ciśnieniu MOP powyżej 1,6 MPa.
3. Załącznik nr 3 określa wymagania techniczne dla zasuw klinowych o ciśnieniu MOP powyżej 1,6 MPa.
4. Załącznik nr 4 określa wymagania techniczne dla napędów dla zaworów kulowych i zasuw.
5. Załącznik nr 5 dotyczy wymagań technicznych (technologicznych) dla prac spawalniczych wykonywanych w trakcie budowy gazociągów lub innych obiektów przesyłu gazu. Dodatkowo wymagania te określają warunki jakie powinni spełniać Wykonawcy robót spawalniczych oraz inne podmioty uczestniczące w procesie spawania (nadawanie uprawnień, uznanie technologii, badanie spoin, odbiory spoin).
6. Załącznik nr 6 dotyczy wymagań Spółki w zakresie załadunku, transportu, rozładunku i składowania rur stalowych zabezpieczonych izolacją antykorozyjną.
7. Załącznik nr 7 określa wymagania techniczne dla łuków rurowych wytwarzanych za pomocą podgrzewania indukcyjnego.
8. Załącznik nr 8 określa wymagania techniczne dla kształtek rurowych - łuków(hamburskich), trójników i zwęzek typu B.
9. Załącznik nr 9 określa wymagania dla rur stalowych - osłonowych.
10. Załącznik nr 10 określa wymagania dla powłok laminatowych na rurach stalowych wykorzystywanych w bezwykopowej technologii budowy gazociągów w technice HDD.

### **Przepisy przejściowe i końcowe**

1. Niniejsza Instrukcja wchodzi w życie z dniem 22.02.2021 r.
2. Wszelkie uwagi do niniejszej regulacji należy zgłaszać do jej Właściciela tj. do Dyrektora Pionu Eksploatacji.
3. Za wdrożenie niniejszej regulacji w poszczególnych Jednostkach Organizacyjnych Spółki zaangażowanych w proces projektowania i budowania gazociągów na rzecz GAZ-SYSTEM odpowiedzialny jest Dyrektor danej Jednostki Organizacyjnej Spółki.

## Załączniki

**Załącznik nr 1** – Rury stalowe do rurociągowych systemów transportowych - wymagania Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.

**Załącznik nr 2** – Zawory kulowe – wymagania Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.

**Załącznik nr 3** – Zasuwy klinowe - wymagania Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.

**Załącznik nr 4** – Napędy armatury - wymagania Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.

**Załącznik nr 5** – Wykonanie złączy spawanych – wymagania Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.

**Załącznik nr 6** – Załadunek, transport, rozładunek i składowanie rur stalowych - wymagania Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.

**Załącznik nr 7** – Łuki rurowe wytwarzane metodą nagrzewania indukcyjnego – wymagania Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.

**Załącznik nr 8** – Kształtki rurowe – łuki, trójniki, zwężki – typu B w zakresie średnic DN500-DN1200 – wymagania Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.

**Załącznik nr 9** – Rury stalowe - osłonowe – wymagania Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.

**Załącznik nr 10** – Powłoki laminatowe na rurach stalowych wykorzystywane przy technice HDD – wymagania Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.

Andrzej  
Kolasa

Elektronicznie podpisany  
przez Andrzej Kolasa  
Data: 2021.02.19 09:59:37  
+01'00'

Kwiatkowska  
Marzena

Elektronicznie podpisany  
przez Kwiatkowska Marzena  
Data: 2021.02.18 09:08:47  
+01'00'

Krawczak Piotr

Elektronicznie podpisany przez  
Krawczak Piotr  
Data: 2021.02.18 08:59:59 +01'00'



## **Załącznik nr 1 – Rury stalowe do rurociągowych systemów transportowych**

### **Spis treści**

1. Wymagania ogólne dla rur .....	2
2. Wymagania w zakresie badań nieniszczących rur .....	3
3. Kwalifikacja metod wytwarzania rur .....	4
4. Izolacja, zabezpieczenia i oznaczenia rur .....	4
5. Parametry rur .....	7
6. Transport, składowanie i odbiór rur .....	7
7. Wymagania w zakresie napraw uszkodzeń powłoki zewnętrznej lub wewnętrznej .....	7
8. Dokumenty odbioru rur .....	9

## 1. Wymagania ogólne dla rur

- 1.1. Niniejsze zapisy załącznika mają w szczególności zastosowanie do rur od DN500 do DN1000 i grubościach ścianki od 7 mm, ze stali o granicy plastyczności minimum 450 MPa.
- 1.2. Wymaga się zastosowania rur stalowych do rurociągowych systemów transportowych – spełniających wymagania poziomu PSL 2 na europejskie gazociągi lądowe do transportu gazu ziemnego wg PN-EN ISO 3183.
- 1.3. Wymagania w zakresie wytwarzania rur:
  - 1.3.1. Rury muszą być wyprodukowane przez Producenta posiadającego:
    - 1.3.1.1. Certyfikat Systemu Zarządzania Jakością zgodnie z PN-EN ISO 9001 lub równoważny, w zakresie wytwarzania rur stalowych.
    - 1.3.1.2. Certyfikat Systemu Zarządzania Jakością w spawalnictwie wg PN-EN ISO 3834-2 (wymagania pełne) lub równoważny, o ile ma zastosowanie.
    - 1.3.1.3. Uprawnienie UDT do wytwarzania rur stalowych, jeżeli obowiązujące prawo tego wymaga.
    - 1.3.1.4. Producent blach przeznaczonych na wytwarzanie rur powinien posiadać Certyfikat Systemu Zarządzania Jakością zgodnie z PN-EN ISO 9001 lub równoważny.
  - 1.3.2. Zaleca się stale termomechanicznie walcowane. Stale do produkcji rur winny być całkowicie uspokojone. W dokumencie odbioru rur powinna być określona technologia wytopu stali.
  - 1.3.3. Dla gazociągów nowobudowanych zaleca się stosowanie stali gatunku L485ME.
  - 1.3.4. Rury kształtowane z taśmy lub blachy powinny być wykonane przez spajanie krawędzi metodami: SAWH, SAWL, COWH, COWL.
  - 1.3.5. Kwalifikacja technologii spawania dla określonego gatunku materiału wg PN-EN ISO15614-1.
  - 1.3.6. Niedopuszczalne są dostawy rur ze złączami obwodowymi.
  - 1.3.7. Dla rur ze szwem spiralnym, dopuszcza się dostawy rur ze szwem łączącym taśmy. Dopuszcza się maksymalnie jeden szew łączący taśmy na rurze, przy czym ta spoina może być zlokalizowana co najmniej 300 mm od końca rury.
  - 1.3.8. W stalach w gatunku L485ME dopuszcza się maksymalną zawartość molibdenu na poziomie 0,15% lub po uzgodnieniu z Zamawiającym zgodnie z PN-EN ISO 3183 *Przemysł naftowy i gazowniczy - Rury stalowe do rurociągowych systemów transportowych*.
  - 1.3.9. Praca łamania materiału rodzimego powinna być sprawdzona wg Tablicy G.2 API 5L wydanie 46 w temperaturze -29°C.
  - 1.3.10. Dodatkowo wymagane są badania pracy łamania szwu rury i strefy wpływu ciepła wg pkt. A.4.4.2 PN-EN ISO 3183:2020 w -20°C. Wymagana praca łamania min 40J. Pozostałe warunki badań powinny być takie jak dla materiału rodzimego.
  - 1.3.11. Próbę DWT należy wykonywać zgodnie z wymaganiami określonymi w Tablicy A.7 i A.8 PN-EN ISO 3183:2020. Od 85% i powyżej powierzchni przekroju łamania musi wykazywać charakter przełomu plastycznego (poślizgowego).

Badania te, w zależności od gatunku stali i jej grubości, należy przeprowadzić w poniżej określonych temperaturach:

**Tabela nr. 1** Temperatury badań DWT w zależności od grubości ścianki i gatunku stali.

Grubość ścianki w mm	Temperatura badania w °C
Gatunek stali <b>L450ME</b>	
pełen zakres grubości ścianki	<b>-20 °C</b>
Gatunek stali <b>L485ME</b>	
do 17,5 mm (włącznie)	<b>-20 °C</b>
powyżej 17,5 mm	<b>-10 °C</b>

- 1.3.12.** Badanie twardości korpusu lub szwu oraz strefy wpływu ciepła (HAZ) należy wykonać zgodnie z Tablicą A.7 wg PN-EN ISO 3183: 2020. Twardość nie powinna być wyższa niż 345 HV10.
- 1.3.13.** Dla każdej rury należy przeprowadzić ciśnieniową próbę wodną do ciśnienia wywołującego w materiale rury naprężenia od 95% do 100% podanej w PN-EN ISO 3183 minimalnej umownej granicy plastyczności materiału rury.
- 1.3.14.** Badania wizualne powierzchni rur należy wykonać wg pkt.10.2.7, a badanie prostoliniowości wg pkt.9.11.3.4, API 5L wydanie 46.

## **2. Wymagania w zakresie badań nieniszczących rur**

- 2.1.** Wykonywanie wszystkich czynności związanych z badaniami nieniszczącymi powinno być potwierdzane przez wykwalifikowany i kompetentny personel stopnia drugiego wg PN-EN ISO 9712.
- 2.2.** Wykonywanie badań nieniszczących powinno nastąpić w oparciu o szczegółowe instrukcje zaakceptowane przez personel posiadający uprawnienia trzeciego stopnia wg PN-EN ISO 9712.
- 2.3.** Jednostka wykonująca badania powinna mieć ustalenia zapewniające niezależność kierownictwa i personelu badań i kontroli jakości od jakichkolwiek komercyjnych, finansowych lub innych nacisków i wpływów wewnętrznych oraz zewnętrznych, które mogłyby niekorzystnie wpływać na jakość ich pracy, a w szczególności na wyniki ich ocen.
- 2.4.** Jednostka wykonująca badania powinna posiadać akredytację zgodnie z PN-EN ISO/IEC 17025.
- 2.5.** Zakres badań nieniszczących rur należy przeprowadzać zgodnie z wymaganiami Tabeli A.10 PN-EN ISO 3183:2020.
- 2.6.** Wymagania w zakresie badań ultradźwiękami (UT):
- 2.6.1.** Pierwsza kalibracja urządzeń powinna odbywać się w obecności przedstawiciela Jednostki Inspekcyjnej zatwierdzającej technologię badań rur.
- 2.6.2.** Wymagana kalibracja urządzeń, co 4 godz. pracy lub co 10 przebadanych rur – w zależności, co nastąpi wcześniej.
- 2.6.3.** Jeżeli podczas kontroli kalibracji okaże się, że wymagania kalibracji nie są spełnione – należy bezwzględnie wszystkie rury, przebadane od chwili poprzedniej kalibracji lub jej kontroli, zbadać ponownie po kalibracji urządzenia.

### **3. Kwalifikacja metod wytwarzania rur**

- 3.1.** Dostawca na żądanie Zamawiającego jest zobowiązany do umożliwienia przeprowadzenia audytu przedprodukcyjnego przez upoważnionych przedstawicieli Zamawiającego w celu potwierdzenia spełnienia niniejszych wymagań w procesie produkcji przedmiotu zamówienia. W ramach audytu Dostawca zapozna upoważnionych przedstawicieli Zamawiającego ze szczegółami procesu wytwarzania przedmiotu zamówienia.
- 3.2.** Zamawiający zastrzega sobie możliwość przeprowadzenia inspekcji procesu wytwarzania, badań oraz odbioru rur przez upoważnionych przedstawicieli na każdym etapie realizacji zamówienia. W szczególności, w obustronnie uzgodnionym czasie, upoważniony przedstawiciel Zamawiającego będzie miał swobodny dostęp do wszystkich miejsc, w których:
- 3.2.1.** Są realizowane procesy wytwarzania rur oraz izolowania zewnętrznego i wewnętrznego.
  - 3.2.2.** Przeprowadzane są badania w trakcie produkcji (przede wszystkim: kontrola spoin, próby ciśnieniowe).
  - 3.2.3.** Przeprowadzane są laboratoryjne badania materiałów (próbek) pobranych z wytwarzanych rur.
  - 3.2.4.** Są składowane rury, zarówno w magazynie u producenta jak i na wskazanym przez Zamawiającego miejscu, gdzie następuje ich ostateczny odbiór.
  - 3.2.5.** Następuje załadunek i rozładunek rur.

Upoważnione przez Zamawiającego osoby będą uprawnione do badania, dokonywania inspekcji, mierzenia i wykonywania prób materiałów i wykonawstwa oraz do sprawdzenia wszelkich urządzeń wykorzystywanych w procesie produkcji i badania wytwarzanych rur.

Osoby te będą także upoważnione do sprawdzania postępu produkcji rur.

Wykonawca zapewni upoważnionym przedstawicielom Zamawiającego pełną swobodę w wykonywaniu tych czynności, włącznie z udostępnieniem urządzeń, zezwoleń oraz sprzętu bezpieczeństwa. Takie działania nie zwalniają Wykonawcy z żadnego zobowiązania lub odpowiedzialności.

- 3.3.** Przed przystąpieniem do produkcji należy przeprowadzić kwalifikację technologii wytwarzania rur zgodnie z załącznikiem B API 5L wydanie 46.
- 3.4.** Wszystkie dokumenty związane z technologią procesu wytwarzania rur powinny posiadać akceptację upoważnionej niezależnej instytucji.

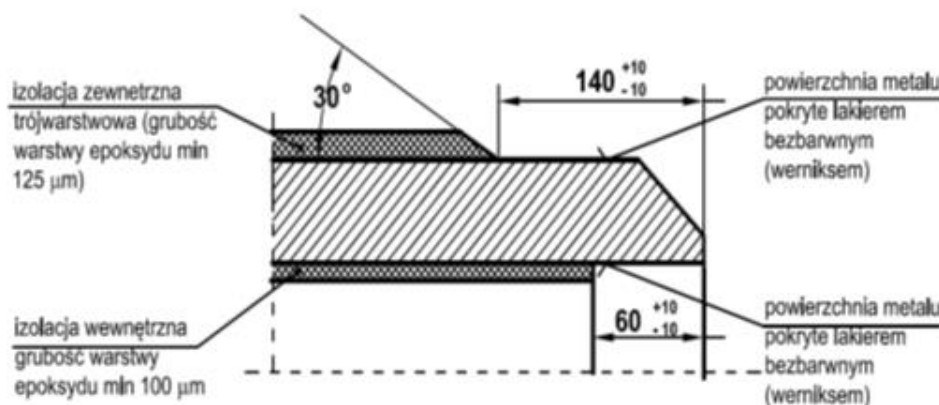
### **4. Izolacja, zabezpieczenia i oznaczenia rur**

- 4.1.** Wykonawca powinien zapewnić wykonanie izolacji zewnętrznej trójwarstwowej zgodnie z wymogami PN-EN ISO 21809-1 „Przemysł naftowy i gazowniczy – Powłoki rurociągów podziemnych i podmorskich stosowanych w rurociągowych systemach transportowych – Powłoki poliolefinowe (3-warstwowe PE i 3-warstwowe PP)” na podkładzie FBE”.
- 4.2.** Przed rozpoczęciem nakładania powłok, Wykonawca powinien dostarczyć Zamawiającemu Specyfikację procedury powlekania (dane dotyczące głównych cech procesu wytwarzania, kontroli i badań). Specyfikacja procedury powlekania powinna obejmować wszystkie pozycje związane z kontrolą jakości, zgodnie z PN-EN ISO 21809-1 i wszystkimi obustronnie uzgodnionymi zmianami w Specyfikacji procedury powlekania, które będą udostępnione Zamawiającemu, na każde jego życzenie na dowolnym etapie produkcji.

Pozycje w Specyfikacji powinny w szczególności uwzględniać:

- 4.2.1.** Stopień czystości i wysokość chropowatości powierzchni rury stalowej, na której wytworzona jest powłoka.
  - 4.2.2.** Temperaturę nakładania i grubość poszczególnych warstw powłoki.
  - 4.2.3.** Kryteria kwalifikowania ścierniwa oraz komponentów.
  - 4.2.4.** Kryteria kwalifikowania materiałów powłoki wewnętrznej (procentowa zawartość cząstek stałych na poziomie min. 68%).
  - 4.2.5.** Nazwy handlowe materiałów, z których wytwarzane będą warstwy powłoki.
  - 4.2.6.** Podstawowe dane dot. procedury nakładania powłoki. Technologię napraw uszkodzonej powłoki.
  - 4.2.7.** Plan kontroli i badań dotyczący komponentów powłoki i ścierniwa, przygotowania powierzchni stalowych, warunków aplikacji, parametrów nałożonej powłoki, z odwołaniem do normatywów i własnych specyfikacji Wykonawcy.
- 4.3.** Zewnętrzna powierzchnia rury stalowej przeznaczona do wytworzenia na niej powłoki powinna być sucha i wolna od zanieczyszczeń (olej, tłuszcz) i wad (rozwarstwienia, łuski itp.) oraz oczyszczona przez śrutowanie do stopnia czystości Sa 2½ wg PN- EN ISO 8501-1.
- 4.3.1.** Uzyskany profil powierzchni powinien mieścić się w przedziale 50-100 µm przy dokonaniu pomiarów zgodnie z wymaganiami ISO 8503-4 (przyrząd stykowy) lub ISO 8503-5 (taśma Replica Tape).
  - 4.3.2.** Czystość powierzchni należy ocenić zgodnie z wymaganiami ISO 8502-3. Maksymalnym dopuszczalnym poziomem, powinna być Klasa 2.
  - 4.3.3.** Po obróbce strumieniowej maksymalny dopuszczalny poziom soli na powierzchni rury nie powinien być większy niż 20 mg/m².
- 4.4.** Całkowita minimalna grubość wytworzonej powłoki zewnętrznej (łączna grubość wszystkich trzech warstw i każdej z osobna) w zależności od masy 1 m rury powinna odpowiadać minimalnym wartościom według tablicy nr 2 i nr 9 z PN-EN ISO 21809-1:2018-12\*. Zamawiający może wymagać dla części rur powłoki o zwiększonej grubości warstwy FBE do co najmniej 200 µm.
- 4.5.** Dla rur przeznaczonych do wykonania przewiertów lub przecisków, gdy nie ma potrzeby zastosowania zewnętrznego laminatu, zamawiający może wymagać rur o powłokach 3LPE (z HDPE), klasy B o grubości nie mniejszej niż 9 mm i 3LPP (z PP), klasy C o grubości nie mniejszej niż 7 mm.
- 4.6.** Parametry jakościowe izolacji zewnętrznej 3LPE lub 3LPP powinny odpowiadać co najmniej minimalnym wartościom określonym według PN-EN ISO 21809-1:2018-12 oraz w pkt. 4.4. i 4.5. Wykonawca stosuje odpowiednie komponenty, sposób i warunki aplikacji, kontrole procesu powlekania, metody badań i ich częstotliwość, aby uzyskać i potwierdzić wymagane parametry powłok.
- 4.7.** Wewnętrzne powierzchnie należy malować epoksydem (procentowa zawartość cząstek stałych na poziomie min. 68%) o grubości min. **100µm wg** PN-EN 10301. Powierzchnie wewnętrzne końcówek rur na długości 60 mm +/- 10 mm mają być niemalowane. Przed nałożeniem powłoki epoksydowej należy zapewnić przygotowanie podłoża zgodnie z wymaganiami PN-EN ISO 8501-1 stopień Sa 2½. Parametry jakościowe malowania wewnętrznego powinny odpowiadać, co najmniej wartościom określonym w PN-EN 10301.
- 4.8.** Rury na swoich końcach powinny być pozbawione powłoki zewnętrznej. Powłoka izolacyjna powinna zostać skośnie przycięta pod kątem nie większym niż 30° mierzonym w kierunku osi rury. Długość odstony mierzona od końca rury do początku skosu powłoki powinna wynosić 140 mm +/- 10 mm zgodnie z poniżej zamieszczonym rysunkiem.

Rysunek nr. 1: Szczegół ukosowania końca rury.



- 4.8.1.** Wymagane są zabezpieczenia fazowanych końców rur przed uszkodzeniami mechanicznymi.
- 4.8.2.** Końce rur niepokryte izolacją zewnętrzną i wewnętrzną powinny być pomalowane lakierem chroniącym przed korozją oraz na czas transportu i składowania powinny być zabezpieczone przy pomocy kołpaków (np. zaślepek z tworzyw sztucznych). Zaślepki umożliwiające podnoszenie rur za pomocą zawiesi hakowych, bez ich zdejmowania. Zastosowane zaślepki mają w sposób trwały zabezpieczać rury przed dostaniem się zanieczyszczeń oraz chronić końce rur.
- 4.8.3.** Na powłoce zewnętrznej rury powinny się znajdować następujące oznaczenia: nazwa lub kod Producenta blachy stalowej, średnica zewnętrzna x grubość ścianki rury, gatunek stali, nazwa lub kod Producenta rury, rodzaj i klasa powłoki zewnętrznej nazwa lub kod aplikatora (wytwórcy powłoki), jeśli jest inny niż Producent rury oraz napis GAZ-SYSTEM.

Przykład 1 dla standardowej grubości FBE - **XXXX 1016x22,2 L485ME YYYY 3LPE B3 ZZZZ GAZ-SYSTEM**

gdzie: **XXXX** – nazwa lub kod Producenta blachy stalowej, **YYYY** - nazwa lub kod Producenta rury **ZZZZ** - nazwa lub kod Wytwórcy powłoki zewnętrznej

Przykład 2 dla zwiększonej grubości FBE - **XXXX 1016x22,2 L485ME YYYY 3LPE B3 SC ZZZZ GAZ-SYSTEM**

gdzie: **XXXX** – nazwa lub kod Producenta blachy stalowej, **YYYY** - nazwa lub kod Producenta rury **ZZZZ** - nazwa lub kod Wytwórcy powłoki zewnętrznej, **SC** – zwiększona grubość FBE

Oznaczenia powinny być wykonane w co najmniej dwóch miejscach na korpusie rury, na przeciwległych końcach. Oznaczenie należy wykonać metodą szablonu lub nadruku i zapewnić jego czytelność i trwałość.

Po stronie wewnętrznej na dwóch końcach rury należy nanieść oznaczenia: numer wytopu, numer rury, długość rury, średnica zewnętrzna, grubość ścianki, gatunek stali.

- 4.8.4.** Wykonawca powłok zewnętrznych i wewnętrznych musi posiadać Certyfikat Systemu Zarządzania Jakością w zakresie wykonania izolacji. Zamawiający



wymaga przedstawienia tego certyfikatu dla przedmiotu Zamówienia w każdym Zamówieniu.

**4.8.5.** Świadectwo odbioru typu 3.1 dla powłok ochronnych wystawiane jest dla każdej partii rur zgodnie z wymaganiami określonymi w punkcie 8.4.

## **5. Parametry rur**

- 5.1.** Na gazociągi przewiduje się zastosowanie rur o długościach określonych w zamówieniu.
- 5.2.** Wymagane jest wykonanie rur z odchyłkami średnicy zewnętrznej zgodnie z tabelą A3 PN-EN ISO 3183:2020.
- 5.3.** Wymagane jest wykonanie końców rur o nieokrągłości maksymalnie 0,5%D (w odniesieniu do średnicy wewnętrznej rury) dla rur o średnicy  $\geq$  DN500.
- 5.4.** Wymaga się dostarczenia rur z odchyłkami grubości ścianki wg Tablicy A.4 PN-EN ISO 3183:2020, przy czym dla rur o średnicy  $\geq$  DN700 wielkość dolnej odchyłki należy przyjąć równą zero.
- 5.5.** Rury powinny być przystosowane do przeprowadzenia hydraulicznej próby specjalnej, wywołującej przekroczenie granicy plastyczności materiału.
- 5.6.** Nadlewy lica spoiny, na powierzchni zewnętrznej, na obydwu końcach każdej rury powinny być usunięte mechanicznie na długości 160 mm (+/- 10 mm) mierząc od końca rury.
- 5.7.** Ukosowanie końców rur powinno zostać wykonane zgodnie z API 5L wydanie 46 punkt 9.12.5.2. Dopuszcza się inny sposób ukosowania końców rur, który zostanie określony w szczegółowych specyfikacjach konkretnego zamówienia.
- 5.8.** Maksymalne dopuszczalne przesunięcie promieniowe w rurach SAW i COW powinno być zgodne z Tabelą A.5 PE-EN ISO 3183:2020.

## **6. Transport, składowanie i odbiór rur**

- 6.1.** Ostateczny odbiór rur z udziałem przedstawiciela Dostawcy będzie przeprowadzony w miejscu składowania wskazanym przez Zamawiającego (na placu składowym).
- 6.2.** Podczas transportu i przeładunku należy zapewnić szczególne środki ostrożności w celu zapobieżenia uszkodzeniom izolacji zewnętrznej i wewnętrznej oraz materiału rur:
  - 6.2.1.** Podczas transportu i składowania należy zapewnić odpowiednie środki, aby uniknąć niekontrolowanego przemieszczania rur.
  - 6.2.2.** Nie dopuszcza się podnoszenia rur zawieszami hakowymi za krawędzie rur, bez odpowiedniego zabezpieczenia haków np. za pomocą wkładki teflonowej, która uniemożliwi uszkodzenie rur.
  - 6.2.3.** Wykonawca opracuje i uzgodni z Zamawiającym „Instrukcję Załadunku, Transportu, Rozładunku i Składowania Rur” uwzględniającą przekazane przez Zamawiającego wymagania w tym zakresie. Wykonawca dostarczy rury zgodnie z w/w instrukcją zaakceptowaną przez Zamawiającego.
  - 6.2.4.** Wykonawca zapewni odpowiednie materiały niezbędne do prawidłowego składowania rur przez okres co najmniej 4 miesięcy oraz dokona ich składowania zgodnie z „Instrukcją Załadunku, Transportu, Rozładunku i Składowania Rur”.

## **7. Wymagania w zakresie napraw uszkodzeń powłoki zewnętrznej lub wewnętrznej**

- 7.1.** Zamawiający dopuszcza naprawy uszkodzeń izolacji zewnętrznej lub wewnętrznej jedynie w zakładzie Producenta wytwarzającego powłokę lub w miejscu dostawy po



uprzedniej kwalifikacji uszkodzeń przez upoważnionych przedstawicieli Zamawiającego, przy czym wszelkie naprawy muszą być odpowiednio udokumentowane. Zamawiający na etapie zamówienia częściowego może określić procentową ilość rur, dla których nie może być w ogóle wad w izolacji.

- 7.2.** Rury, na których zostaną wykonane jakiekolwiek nieautoryzowane działania związane z naprawą izolacji zewnętrznej lub wewnętrznej w innych miejscach niż wymienione powyżej, nie będą odbierane przez Zamawiającego.
- 7.3.** Wykonawca wytwarzający izolacje zewnętrzną i wewnętrzną opracuje i dostarczy Zamawiającemu do akceptacji „Instrukcję naprawy uszkodzeń izolacji zewnętrznej i wewnętrznej rur stalowych”. Materiały naprawcze powinny być zgodne z nałożoną powłoką fabryczną. Metody naprawcze wad powłok dostarczanych rur powinny odtwarzać trójwarstwową strukturę powłoki fabrycznej. Instrukcja musi zawierać opis uszkodzeń i technologii ich naprawy przy uwzględnieniu co najmniej poniższych zapisów.
- 7.4.** Uszkodzenia izolacji zewnętrznej są dzielone na:

**7.4.1.** Uszkodzenia drobne (niedoskonałości)

Za uszkodzenia drobne (niedoskonałości) uznaje się wszystkie uszkodzenia niepowodujące przebicia izolacji podczas badania poroskopem (holiday test) lub uszkodzenia, w których nie została przerwana pierwsza warstwa izolacji, a kolejna warstwa nie jest widoczna podczas kontroli wizualnej. Wszystkie uszkodzenia tego typu będą klasyfikowane przez inspektora GAZ-SYSTEM S.A. (lub inspektora firmy odbierającej rury w imieniu GAZ-SYSTEM S.A.). Uszkodzenia drobne (niedoskonałości) mogą zostać usunięte poprzez wygładzenie, a po wygładzeniu wymagane jest ponowne przeprowadzenie badań poroskopem oraz badań grubości zewnętrznej warstwy izolacji, która nie może być mniejsza niż przewidziana w niniejszych wymaganiach. W przypadku, gdy izolacja zewnętrzna po wygładzeniu posiada minimalną wymaganą grubość naprawa nie jest konieczna.

Po wykonaniu naprawy uszkodzeń drobnych (niedoskonałości) zostanie sporządzony przez Dostawcę rur odpowiedni protokół podpisany przez Dostawcę oraz inspektora GAZ-SYSTEM S.A. (lub inspektora firmy odbierającej rury w imieniu GAZ-SYSTEM S.A.) dokonującego odbioru.

**7.4.2.** Uszkodzenia istotne (wady)

Za uszkodzenia istotne (wady) uznaje się wszelkie nieprawidłowości w budowie i stanie powłoki, takie jak pocienienia, wyżłobienia, odwarstwienia, odspojenia, pofałdowania, pogrubienia, powietrzne szczeliny podpowłokowe, brak przyczepności, braki powłoki, inne nieszczelności.

Zamawiający dopuszcza naprawy uszkodzeń istotnych (wad) powłok zewnętrznych izolacji na rurach stanowiących nie więcej niż 10% ilości rur w partii dostarczonej do miejsca dostawy. Suma powierzchni naprawianych uszkodzeń istotnych (wad) na pojedynczej rurze nie może być większa niż 10 cm<sup>2</sup>. Jeśli wielkość uszkodzeń istotnych (wad) na rurze i ilość rur z uszkodzoną powłoką przekracza te limity, to należy usunąć całą powłokę zewnętrzną z rury i nałożyć nową zgodnie z niniejszą specyfikacją w zakładzie posiadającym certyfikat zarządzania jakością w zakresie wykonywania powłok zewnętrznych na stalowych rurach.

Wszystkie uszkodzenia istotne (wady) będą klasyfikowane przez inspektora GAZ-SYSTEM S.A. (lub inspektora firmy odbierającej rury w imieniu GAZ-SYSTEM S.A.), który zdecyduje o możliwości ich naprawy zgodnie z „Instrukcją naprawy uszkodzeń izolacji zewnętrznej i wewnętrznej rur stalowych”.

Powierzchnia po naprawie powinna posiadać jednolity kolor, pokrywać rurę w sposób ciągły, nie posiadać pofałdowań, pęcherzy oraz wszelkich innych wad obniżających jej jakość oraz posiadać co najmniej minimalną grubość zgodnie z zamówieniem.

Po wykonaniu naprawy uszkodzenia istotnego (wady) wymagane jest ponowne przeprowadzenie badań poroskopem oraz badań grubości izolacji zewnętrznej. Protokół naprawy zostanie sporządzony i podpisany przez Dostawcę rur oraz inspektora GAZ-SYSTEM S.A. (lub inspektora firmy odbierającej rury w imieniu GAZ-SYSTEM S.A.) dokonującego odbioru.

## 8. Dokumenty odbioru rur

- 8.1. Wykonawca jest zobowiązany do wystawienia deklaracji zgodności rur z PN-EN ISO 3183.
- 8.2. Dla każdej partii rur Wykonawca jest zobowiązany wystawić i dostarczyć świadectwo odbioru rodzaju 3.2 wg PN-EN10204 dla rur o średnicy  $\geq$  DN500, które powinno:
  - 8.2.1. Być zgodne z wymaganiami PN-EN ISO 3183, z uwzględnieniem niniejszych wymagań (Informacja powinna być umieszczona na świadectwie odbioru).
  - 8.2.2. Zawierać informację w zakresie własności mechanicznych (w tym  $R_{t0,5}$  i  $R_{p0,2}$ ), składu chemicznego oraz technologii wytopu stali.
  - 8.2.3. Określać zakres i rodzaj przeprowadzonych badań nieniszczących, wraz z poziomami akceptacji wg stosownych norm i przepisów.
  - 8.2.4. Określać zakres i rodzaj obróbki cieplnej.
  - 8.2.5. Określać rodzaj prowadzonych prób ciśnieniowych wraz z podaniem wartości ciśnienia próby i czasu trwania próby.
  - 8.2.6. Określać osiągnięty przy próbie wodnej poziom wyężenia materiału w stosunku do minimalnej granicy plastyczności.
  - 8.2.7. Zawierać informację w zakresie ekspandowania i odciążenia rur.
- 8.3. Dla każdej partii rur Wykonawca jest zobowiązany dostarczyć świadectwo odbioru rodzaju 3.1 dla blachy (taśmy stalowej) oraz powłok ochronnych wg PN-EN10204.
- 8.4. Dla każdego pojedynczego świadectwa odbioru rodzaju 3.2 dla rur należy dołączyć odpowiadające świadectwo odbioru rodzaju 3.1 wg PN-EN10204 dla powłok ochronnych.
- 8.5. Wymaga się dostarczenia świadectwa odbioru w języku polskim lub angielskim.

## **Załącznik nr 2 – Zawory kulowe**

### **Spis treści**

1. Wymagania dla Wykonawcy armatury .....	2
2. Wymagania dla armatury .....	3
3. Konstrukcja armatury .....	4
4. Połączenie armatury z rurociągiem .....	10
5. Połączenie armatury z napędem .....	11
6. Badania i testy .....	13
7. Powłoki ochronne i zabezpieczenia .....	15
8. Dokumentacja odbiorowa .....	17
9. Dostawa i magazynowanie .....	18
10. Rysunki poglądowe doboru wysokości kolumny przedłużeniowej armatury o zabudowie podziemnej .....	20

## **1. Wymagania dla Wykonawcy armatury**

- 1.1.** Wykonawca powinien posiadać wdrożony i certyfikowany system kompleksowego zapewnienia jakości zgodnie z PN-EN ISO 9001, w zakresie projektowania, wytwarzania, kontroli oraz serwisu zaworów. Wymagana certyfikacja systemu przez niezależną jednostkę (stronę trzecią).
  - 1.2.** Wykonawca powinien posiadać dopuszczenie do projektowania, wytwarzania i kontroli urządzeń ciśnieniowych zgodnie z wymaganiami Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/68/UE z dnia 15 maja 2014 r. w sprawie harmonizacji ustawodawstw państw członkowskich odnoszących się do udostępniania na rynku urządzeń ciśnieniowych.
  - 1.3.** Wykonawca zaworów powinien posiadać certyfikowany system zapewnienia jakości w spawalnictwie (pełne wymagania) zgodnie z PN-EN ISO 3834-2.
  - 1.4.** Laboratorium wykonujące badania niszczące i nieniszczące powinno posiadać akredytację zgodnie z wymaganiami PN-EN ISO/IEC 17025. Akceptację do prowadzenia badań uzyskują również laboratoria posiadające: świadectwo uznania lub świadectwo podwykonawstwa spełniania wymagań PN-EN ISO/IEC 17025 i będące podwykonawcami akredytowanych laboratoriów oraz posiadające świadectwo uznania laboratorium spełniające wymagania Warunków Technicznych Urzędu Dozoru Technicznego WUDT-LAB. Zamawiający dopuszcza również laboratoria badawcze posiadające akredytację w danej metodzie badawczej.
  - 1.5.** Wykonawca lub pośrednik powinien zapewniać autoryzowany serwis dla zaworów na terenie Polski w ciągu 48 godzin.
  - 1.6.** Wykonawca armatury powinien zapewnić odpowiednie przeszkolenie personelu zamawiającego do obsługi armatury. Szkolenie powinno obejmować w szczególności:
    - 1.6.1.** Minimum 8 godzin zajęć teoretycznych w siedzibie zamawiającego (Oddziały) i minimum 16 godzin zajęć praktycznych w miejscach zabudowy armatury. Jeżeli zamawiający posiada personel przeszkolony może odstąpić od wymogu przeprowadzenia powyższych zajęć praktycznych.  
Zajęcia praktyczne powinny obejmować co najmniej:
      - 1.6.1.1.** Odwodnienie armatury.
      - 1.6.1.2.** Odgazowanie armatury.
      - 1.6.1.3.** Sprawdzenie szczelności siedzisk w pozycji otwartej/zamkniętej.
      - 1.6.1.4.** Doszczelnienie uszkodzonej/nieszczelnej armatury.
      - 1.6.1.5.** Pozycjonowanie kuli (0° -90°).
      - 1.6.1.6.** Przesterowanie/uruchomienie napędu (praca automatyczna/praca ręczna).
      - 1.6.1.7.** Czynności obsługowe napędu.
      - 1.6.1.8.** Inne czynności zalecane przez producenta na etapie eksploatacji armatury/napędu.
    - 1.6.2.** Uzyskanie uprawnień do przeprowadzenia dalszych szkoleń dla personelu obsługującego armaturę na okres nie krótszy niż 5 lat.
  - 1.6.3.** Uzyskanie uprawnień do nadzorowania procesu montażu armatury do instalacji oraz przygotowania do prób ciśnieniowych i rozruchu na okres nie krótszy niż 5 lat.
  - 1.6.4.** Uzyskanie uprawnień do przeprowadzania wyżej wymienionych czynności związanych z obsługą armatury podczas eksploatacji na okres nie krótszy niż 5 lat.
- 1.7.** Zamawiający zastrzega sobie możliwość inspekcji procesu wytwarzania na każdym etapie realizacji zamówienia.

- 1.8.** Wszelkie istotne czynności, mające wpływ na trwałość zaworu powinny być wykonywane w oparciu o pisemne instrukcje i procedury. Dotyczy to w szczególności takich czynności jak: spawanie, nakładanie powłok galwanicznych, chemicznych i malarskich, badania i próby. Na życzenie Zamawiającego, Wykonawca powinien umożliwić wgląd do takiej dokumentacji.

## **2. Wymagania dla armatury**

- 2.1.** Armatura powinna spełniać wymagania w zakresie bezpieczeństwa i ochrony zdrowia dotyczące projektowania i wytwarzania urządzeń ciśnieniowych i zespołów urządzeń ciśnieniowych o najwyższym dopuszczalnym ciśnieniu większym od 0,5 bara, zgodnie z wymaganiami rozporządzenia Ministra Rozwoju z dnia 11 lipca 2016 r. w sprawie wymagań dla urządzeń ciśnieniowych i zespołów urządzeń ciśnieniowych (t.j. Dz. U. z 2019 r., poz. 211 z późn. zm.), wdrażającego Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/68/UE z dnia 15 maja 2014 r. w sprawie harmonizacji ustawodawstw państw członkowskich odnoszących się do udostępniania na rynku urządzeń ciśnieniowych, a w szczególności:

**2.1.1.** Zawory powinny posiadać certyfikat zgodności potwierdzający wykonanie zaworu zgodnie z wymaganiami Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/68/UE z dnia 15 maja 2014 r.

**2.1.2.** Wykonawca powinien posiadać instrukcje montażu, uruchamiania, użytkowania oraz konserwacji urządzenia, których integralną część stanowią dokumenty techniczne, rysunki i diagramy niezbędne do pełnego zrozumienia w/w instrukcji.

- 2.2.** Wykonawca dla oferowanej armatury powinien posiadać pozytywne wyniki badania odporności kurków na zanieczyszczenia, potwierdzone przez niezależną instytucję, spełniające wymagania jednego z następujących standardów:

**2.2.1.** Załącznik D PN-EN14141:2013-11.

**2.2.2.** Normy zakładowej Ruhrgas nr KN250-009.

**2.2.3.** Procedury Gazprom OTC-ZRA-98.

**2.2.4.** Procedury Gazprom 2-4.1-212-2008.

Badania powinny dotyczyć rodzaju/typu oferowanej armatury, a w szczególności zastosowanego systemu uszczelnień.

- 2.3.** Wykonawca dla oferowanych zaworów kulowych powinien posiadać pozytywne wyniki badań szczelności trzpienia i korpusu armatury przy użyciu helu (badanie typu) potwierdzające spełnienie wymagań PN-EN ISO 15848-1 „Armatura przemysłowa – Procedury pomiaru, badań i kwalifikacji dotyczące przecieków substancji szkodliwych - Część 1: System klasyfikacji i procedury kwalifikacji dla badań typu armatury” - potwierdzone Certyfikatem wystawionym przez niezależną instytucję certyfikującą. Badania powinny dotyczyć rodzaju/typu oferowanej armatury, a w szczególności zastosowanego systemu uszczelnień.

- 2.4.** Końcowe próby ciśnieniowe i próby działania dla średnic armatury DN 500 i powyżej będą się odbywać przy udziale przedstawiciela Zamawiającego.

- 2.5.** Próby ciśnieniowe i osuszanie armatury odbywać się będą przy udziale przedstawiciela producenta lub autoryzowanego serwisu, który zapewni wsparcie przy przygotowaniu armatury do prób (np. uchyleniu kuli, by-passowanie drenów zaworu, bądź przesterowanie zaworów) oraz przy osuszaniu armatury po próbach (np. odwodnienie zaworów, smarowanie, ustawienie końcowe zaworów). Na żądanie Zamawiającego, po próbie ciśnieniowej i osuszeniu, Wykonawca zobowiązany

będzie do uczestnictwa w przeprowadzeniu wstępnej próby szczelności wewnętrznej całego układu na badanie zgodne z punktem B3.3. Załącznika B do PN-EN 13942:2009 analogicznie jak wykonywane dla samej armatury.

- 2.6.** Wykonawca powinien udzielić gwarancji na armaturę, minimalny okres gwarancji wynosi 24 miesiące licząc od dnia zabudowy armatury na instalacji.
- 2.7.** Wszystkie zawory i napędy powinny być projektowane tak, aby możliwe było ich otwarcie/zamknięcie przy maksymalnej różnicy ciśnień (wartość maksymalnego dopuszczalnego ciśnienia roboczego MOP) - wydmuch oraz nagłe odcięcie przepływu gazu.
- 2.8.** Dla zaworów DN500 i powyżej powinny być, jako dodatkowe zabezpieczenie, stosowane systemy stopniowego wyrównywania ciśnień poprzez zastosowanie by-passu (dostępnego z poziomu terenu dla zaworów podziemnych). By-pass powinien umożliwiać wyrównywanie ciśnień: z jednej strony kuli na drugą oraz z każdej strony kuli do przestrzeni między korpusem a kulą. Średnice układów by-passu powinny być dobrane do wielkości zaworu, ale nie mogą być mniejsze niż DN 32 dla średnicy zaworu do DN650 i DN 50 dla średnic DN700 i większych. Podejścia by-passu do korpusu i linie by-passu mają być całkowicie spawane.

### **3. Konstrukcja armatury**

#### **3.1. Wymagania ogólne:**

**3.1.1.** Konstrukcja zaworu powinna być zgodna z wymaganiami PN-EN14141 i PN-EN13942.

**3.1.2.** Wykonawca powinien oferować zawory w wersjach zarówno kołnierzowej jak i z końcówkami do spawania. Zawory w wersji kołnierzowej należy dostarczyć z przeciwkołnierzami (chyba, że inaczej to zostanie określone w zamówieniu), owiercone typ 11 wraz z uszczelkami i kompletem elementów złącznych.

**3.1.2.1.** Kołnierze – według PN-EN 1759-1, w uzasadnionych przypadkach dopuszcza się kołnierze według PN-EN 1092-1+A1.

Dla zaworów kulowych (korpus w wersji kołnierzowej) o średnicy DN650 i powyżej kołnierze należy wykonywać zgodnie z ASME B16.47.

**3.1.2.2.** Uszczelki - zgodne z ASME B16.20, w uzasadnionych przypadkach dopuszcza się uszczelki według PN-EN 1514-2.

**3.1.2.3.** Zaleca się zastosowanie kołnierzy z przylgami B wg PN-EN 1759-1 lub przylgą B1 lub B2 wg PN-EN1092-1 w zależności od klasy ciśnieniowej kołnierza. Kołnierze należy dodatkowo oznakować rodzajem przyłgi.

**3.1.2.4.** Zaleca się zastosowanie uszczelki spiralnych (np. wg PN-EN 1514-2) lub wg PN-EN 12560-2 albo uszczelki metalowych rowkowanych z nakładkami (np. wg PN-EN 1514-6) lub PN-EN 12560-6. Wymiary uszczelki oraz sworzni powinny być dostosowane do rodzaju połączeń kołnierzowych. Wszelkie sworznie, nakrętki powinny być trwale oznaczone w sposób umożliwiający ich powiązanie z odpowiednim certyfikatem materiałowym. Dla układów rurowych o maksymalnym ciśnieniu roboczym do MOP 1,6 MPa stosować uszczelki zgodne z PN-EN 1514-1 lub PN EN 12560-1.

**3.1.2.5.** Elementy złączne – śruby, sworznie oraz nakrętki powinny spełniać wymagania PN-EN 1515-1, PN-EN 1515-2, PN-EN 1515-3, PN-ISO 8992, PN-EN 20898-2 i PN-EN ISO 4016 lub PN-EN ISO 898-1 oraz być wykonane w średnio dokładnej klasie wyrobu oznaczonej literą B. Do



każdej partii sworzni, śrub i nakrętek należy wymagać od Dostawcy co najmniej atestu 2.2 zgodnie z PN-EN 10204, oraz niezbędne podkładki sprężynujące. Długość sworzni lub śrub powinna uwzględniać stosowanie wszystkich elementów połączenia i zapewniać min. 1,5 zwoju gwintu wolnego nad nakrętką.

**3.1.2.6.** Elementy złączne muszą być zabezpieczone przeciwkorozyjnie za pomocą metod galwanicznych.

**3.1.2.7.** Dla armatury kołnierzowej wymaga się dostarczenia czterech podkładek koronkowych (lub sprężystych) na każde przyłącze kołnierzowe.

**3.1.2.8.** Przeciwnikłnierze należy zabezpieczyć przeciwkorozyjnie. System malarski, zgodny z punktem 7.2. powinien być zastosowany na powierzchnię zewnętrzną przeciwnikłnierza. Pozostałe powierzchnie powinny być pokryte powłoką ochrony czasowej tj. powierzchnia wewnętrzna, powierzchnia przylgi oraz powierzchnia końca do spawania na min. 75mm od końca.

**3.1.2.9.** Przeciwnikłnierze wraz z kompletem elementów złącznych powinny być zamontowane na dostarczonym do odbioru zaworze (przy czym uszczelki międzykołnierzowe należy dostarczyć oddzielnie).

**3.1.3.** Zawory kulowe o średnicy  $\geq$  DN150 powinny posiadać justowanie (podgląd ustawienia kuli) kuli za pomocą wziernika umieszczonego na korpusie bądź kolumnie zaworu.

**3.1.4.** Wykonawca musi oferować możliwość zamontowania kolumny przedłużającej trzpień zaworu do zabudowy podziemnej o długościach od 0.8 do ok. 3,5 metra. Konstrukcja kolumny powinna być sztywna, odporna na siły na nią działające, obustronnie zakończona kołnierzami przyłączeniowymi. Połączenie kolumny z zaworem i napędem musi gwarantować szczelność uniemożliwiającą dostanie się do wnętrza kolumny wody.

**3.1.5.** Wymiar przedłużonej kolumny/wrzeciona zaworu powinien być dobrany w zależności od odległości osi gazociągu do poziomu gruntu, średniej wysokości obsługi (ok. 175 cm – 185 cm) oraz rodzaju napędu z uwzględnieniem wymiarów korpusu siłownika, szafy sterowniczej zamontowanej na napędzie oraz korpusu zaworu. Sterowanie napędem powinno być wykonywane przez obsługę bez konieczności używania podestów (patrz pkt. 10).

**3.1.6.** Zawory jak i kolumny zaworów muszą posiadać dodatkowe zabezpieczenie uniemożliwiające przemieszczenie się względem siebie pod wpływem sił skrętnych, poszczególnych elementów zespołu zaporowego (np. klin lub bolec stabilizujący usytuowany między kołnierzami przyłączeniowymi kolumny, zaworu, napędu).

**3.1.7.** Obudowa zaworu lub przedłużka/kolumna trzpienia zaworu powinna być wyposażona w element mechaniczny pozwalający precyzyjnie ustalić prawidłową pozycję kuli zaworu w odniesieniu do osi gazociągu (0° i 90° - pozycja Z/O), bez konieczności demontażu napędu. Dotyczy: zabudowy nadziemnej oraz podziemnej armatury o średnicach DN150 i większych. Wymaga się umieszczenia stosownej tabliczki informacyjnej na zaworze (w miejscu zlokalizowania przedmiotowego elementu) opisującej procedurę pozycjonowania kuli. Informacje powinny być w języku polskim.

**3.1.8.** Podstawowe parametry pracy zaworów:

**3.1.8.1.** Temperatury pracy armatury -29°C do +60°C.

**3.1.8.2.** Klasa ciśnieniowa wg PN-EN 13942.



- 3.1.8.3.** Czynniki robocze – gaz ziemny.
- 3.1.9.** Kierunek przepływu gazu dowolny.
- 3.1.10.** Armatura w wykonaniu pełno przelotowym (full bore). Minimalna średnica przelotowa powinna być nie mniejsza niż określona w Tablicy 1 PN-EN 13942 (dla średnic pełno przelotowych).
- 3.1.11.** Zawory z zabezpieczeniem antystatycznym.
- 3.1.12.** Armatura nie powinna wymagać smarowania w całym okresie eksploatacji.
- 3.1.13.** Częstotliwość wykonywania czynności obsługowych wymaganych przez Dostawcę armatury – nie częściej niż raz w roku.
- 3.1.14.** Wykonawca zobowiązany jest do określenia w instrukcji obsługi oraz świadectwie odbiorowym minimalnego i maksymalnego dopuszczalnego momentu obrotowego i rozruchowego (przy pełnym jednostronnym obciążeniu ciśnieniem). Każdy zawór powinien być sprawdzony przez Wykonawcę, a wartości momentów obrotowych umieszczone w świadectwie odbioru zaworu.
- 3.1.15.** Armatura w części nadziemnej powinna posiadać element (zacisk), z otworem pod śrubę M10, do przyłączenia uziemienia/iskienika. Element (zacisk) należy wskazać na rysunku konstrukcyjnym.
- 3.2.** Systemy uszczelnienia:
  - 3.2.1.** Materiały uszczelnień zaworów powinny uwzględniać wytyczne zawarte w ustawie z dnia 19 czerwca 1997 r. o zakazie stosowania wyrobów zawierających azbest (t.j. Dz.U. 2020 poz. 1680 z późn. zm.).
  - 3.2.2.** System uszczelnienia powinien gwarantować szczelności zamknięcia klasy A wg PN-EN 12266-1. Zamawiający wymaga od Wykonawcy armatury, przeprowadzenia testów odbiorowych i gwarancyjnych armatury weryfikujących jej szczelność na następujących etapach eksploatacji:
    - 3.2.2.1.** etap przyjęcia do eksploatacji oraz na etapie gwarancji wybudowanego obiektu gazowniczego (po próbach ciśnieniowych) - wymagania ISO 5208 dla klasy A – brak widocznych przecieków. Badanie należy wykonać z wykorzystaniem systemu odgazowania korpusu.
    - 3.2.2.2.** na etapie eksploatacji przed dniem upływu gwarancji - w oparciu o załącznik D PN-EN 14141 – wymagana klasa szczelności C zgodnie z wymaganiami ISO 5208. Sposób wykonania badania należy uzgodnić z Zamawiającym.
    - 3.2.2.3.** Wykonawca w DTR zaworu przedstawi instrukcję pomiaru szczelności uszczelnień kuli zaworu na armaturze w trakcie eksploatacji, określi sposób wyznaczania klasy szczelności oraz określi przyrządy niezbędne do wykonania badania. Technologia badania szczelności zaworu powinna umożliwiać przeprowadzenie badania w zakresie ciśnień: od 6 bar do maksymalnego ciśnienia roboczego armatury. Wykonawca powinien dostarczyć urządzenie pomiarowe i osprzęt do wykonania pomiaru szczelności. Urządzenia pomiarowe oraz dodatkowe oprzyrządowanie, jak również wykonanie pomiaru szczelności w obecności przedstawicieli GAZ-SYSTEM S.A zapewnia Dostawca armatury.
  - 3.2.3.** Dla średnic  $\geq$  DN 100 wymagana jest obustronna kompensacja uszczelnień kuli zaworu za pomocą pierścieni dociskowych. Zawory kulowe powinny posiadać systemem obustronnego uszczelnienia kuli z odprowadzeniem przecieku.

System ten powinien poprawnie funkcjonować w skrajnych położeniach kuli zaworu, niezależnie od tego czy zawór jest w pozycji otwartej czy zamkniętej.

- 3.2.4.** Zawory kulowe DN100 i większe powinny być wyposażone w podwójny system uszczelnienia składającego się z uszczelnienia metalowego i miękkiego (np. PMSS). Dopuszcza się uszczelnienie miękkie z pierścieniem obrotowym zabezpieczonym systemem zapobiegającym wyciśnięciu, wydmuchaniu lub przesunięciu uszczelnienia miękkiego. Dopuszcza się uszczelnienie metaliczne lub PMSS w przypadku zaworów z odrębnym zewnętrznym systemem/napędem wymuszającym przed procesem przekierowania kuli z pozycji zamkniętej na otwartą lub z otwartej na zamkniętą odsunięcie uszczelnień od kuli, tak aby w procesie przekierowywania uszczelnienia nie dotykały kuli.
- 3.2.5.** Zawory kulowe DN100 i większe powinny być wykonane z kulą ujarzmioną.
- 3.2.6.** Zawory z kulą ujarzmioną z uszczelnieniem wg pkt 3.2.4 powinny posiadać systemem dwustronnego uszczelnienia (podwójnego tłoka) DPE (double piston effect).
- 3.2.7.** Zawory DN100 i powyżej powinny zapewniać funkcjonalność zaworów odcinająco-upustowych podwójnego działania DIB zgodnie z PN-EN 13942. Własności te mają dotyczyć obu kierunków.
- 3.2.8.** Uszczelnienia zaworów powinny być odporne na czynności eksploatacyjne związane z obsługą gazociągów za pomocą tłoków czyszczących oraz diagnostycznych.
- 3.2.9.** Pierścienie kompensacyjne kuli powinny być wykonane ze stali nierdzewnej. Dla zaworów z uszczelnieniem miękkim z pierścieniem obrotowym dopuszcza się zastosowanie pierścieni stalowych zabezpieczonych poprzez niklowanie lub chromowanie. Należy ponadto zapewnić odpowiednie środki, aby w miejscu styku metali o różnym potencjale elektrochemicznym nie dochodziło do korozji (np. pierścienie – obudowa). Jednocześnie, należy wskazać, że za nierdzewną uważa się stal, która w swoim składzie chemicznym posiada minimum 13% Cr (chromu).
- 3.2.10.** Trzpienie kuli powinny być wykonane ze stali nierdzewnej, która w swoim składzie chemicznym posiada minimum 13% Cr (chromu) lub wykonane ze stali węglowej odpowiedniej wytrzymałości zabezpieczone poprzez chromowanie lub niklowanie, o ile zamawiający nie wskaże w zamówieniu konkretnego sposobu zabezpieczenia.
- 3.2.11.** Uszczelnienie trzpienia zaworu:
  - 3.2.11.1.** Dla średnic powyżej DN150 powinny posiadać przynajmniej 3 poziomy uszczelnienia odporne na wysokie ciśnienie, przy czym jeden z poziomów uszczelnienia powinien być oparty na uszczelce wargowej. Dodatkowo należy zastosować czwarty poziom uszczelnienia jako pakiet ognioodporny.
  - 3.2.11.2.** Dla średnicy DN150 i mniejszych dopuszcza się 2 poziomy uszczelnienia odporne na wysokie ciśnienie. Dodatkowo należy zastosować trzeci poziom uszczelnienia jako pakiet ognioodporny.
  - 3.2.11.3.** Uszczelnienie typu o-ring o przekroju „X”, Zamawiający traktuje, jako jeden niezależny poziom uszczelnienia trzpienia zaworu.
  - 3.2.11.4.** Dla zaworów podziemnych o średnicy  $\geq$  DN100 powinna być zapewniona możliwość dodatkowego doszczelnienia przez wtłoczenie masy uszczelniającej. Króćce doszczelniające powinny być wyprowadzone na powierzchnię, przymocowane do kolumny i zakończone zaworem odcinającym spełniającym wymagania

pkt 3.5. Zawór powinien być zakończony uniwersalną przyłęczką  $\varnothing 22$  mm do wstrzykiwania szczeliwa, skierowaną w poziomie na końcówce z zaworem zwrotnym.

**3.2.11.5.** Konstrukcja uszczelnienia powinna umożliwiać wymianę jednego z uszczelnień (odpornych na wysokie ciśnienie) pod pełnym ciśnieniem pod trzpieniem, bez demontażu zaworu z gazociągu. Zamawiający wymaga dostarczenia przez Wykonawcę instrukcji wymiany tego uszczelnienia.

**3.2.11.6.** Trzpień zaworu powinien być zabezpieczony przed wydmuchem wskutek działania ciśnienia wewnętrznego, poprzez rozwiązanie konstrukcyjne jakim jest stopniowanie trzpienia zaworu lub równoważny system zabezpieczający.

### **3.3. Odporność podzespołów.**

**3.3.1.** Wszystkie podzespoły zaworów kulowych muszą być odporne na działanie gazu ziemnego, zanieczyszczenia, kondensat gazu ziemnego, mieszaninę z metanolem, glikolem, wodą, olejem mineralnym, węglowodory aromatyczne, jak również muszą być odporne na gwałtowne rozprężanie gazu (dekompresję) oraz relacje ciśnienie-temperatura (uwzględniać temperaturę kruchości uszczelnień). Uszczelnienia z polimerów lub elastomerów powinny być przebadane zgodnie z aneksem B PN-EN14141:2005. Zamawiający zastrzega sobie prawo, aby na jego żądanie, Wykonawca udzielił szczegółowych informacji dotyczących:

**3.3.1.1.** Dokładnego opisu uszczelnienia miękkiego przez podanie nazwy Producenta i nazwy handlowej, składu chemicznego, twardości oraz innych parametrów charakteryzujących tworzywa sztuczne.

**3.3.1.2.** Certyfikatu (atestu) odporności na gwałtowne rozprężanie gazu (dekompresję) wystawionego na zastosowane uszczelnienie miękkie przez jednostkę trzecią lub Producenta uszczelnienia.

**3.3.2.** Między powierzchnią kuli zaworu a częściami metalicznymi i niemetalicznymi uszczelnień jak również środkami smarującymi i uszczelniającymi, nie może dochodzić do reakcji galwanicznych i korozji ciernych.

### **3.4. Odwodnienie i odgazowanie korpusu:**

**3.4.1.** Zawory kulowe o zabudowie podziemnej o średnicy DN100 i większej powinny być wyposażone w system odwadniający i odgazowujący korpus, wyprowadzony na powierzchnię, przymocowany do kolumny, zakończony zaworem kulowym w kierunku poziomym wraz z śrubą odpowietrzającą oraz z zabezpieczeniem przed niekontrolowanym wypływem gazu. Trzpień zaworu kulowego odwadniającego (otwarcia-zamknięcia) należy zabezpieczyć np. w postaci nakręcanej pokrywy.

Dla systemu odwodnienia i odgazowania o średnicy DN32 i większej wymagane jest stosowanie podwójnego odcięcia (zaworów dwukulowych lub dwóch zaworów).

**3.4.2.** Zawory kulowe o zabudowie nadziemnej o średnicy DN100 i większej powinny posiadać zawór bezpiecznego otwarcia, dotyczy to systemu odwodnienia i odgazowania (np. zawór kulowy z korkiem z otworem wentylacyjnym).

**3.4.3.** Króćce systemu odwadniającego, odpowietrzającego oraz króćce impulsowe zaworu podziemnego powinny być wykonane następująco:

**3.4.3.1.** Grubościenny króciec (weldolet) przyspawany do obudowy.

**3.4.3.2.** Rura odprężna oraz rura impulsowa łączona na stałe do pierwszego zaworu włącznie - nie dopuszcza się połączeń rozłącznych.

**3.4.3.3.** Zawór odprężny oraz zawory impulsowe powinny być wyprowadzone na kolumnie, zespawane jednostronnie lub uszczelnione spoiną na gwincie wewnętrznym oraz zaślepione po drugiej stronie korkiem bezpieczeństwa na gwincie. Zawory powinny mieć wytrzymałość ciśnieniową nie niższą od wytrzymałości zaworu, na którym są zabudowane oraz powinny być przystosowane do otwarcia przy pełnej różnicy ciśnień.

**3.4.3.4.** Minimalna średnica systemu odwodnienia i odgazowania powinna być zgodna z poniższą tablicą:

DN zaworu	Średnica systemu odwodnienia i odgazowania
100 - 250	DN20
300 - 700	DN32
1000 - 1400	DN40

**3.4.3.5.** Trzpienie zaworów odprężającego oraz impulsowych powinny być zamknięte za pomocą szczelnych, bezpiecznych pokryw. Pokrywy powinny mieć wytrzymałość ciśnieniową zaworów oraz zapewniać bezpieczną obsługę w przypadku nieszczelności trzpienia zaworu.

**3.5.** System doszczelnienia kuli zaworu powinien spełniać poniższe wymagania:

**3.5.1.** Zawory kulowe o średnicy DN100 i większej powinny być wyposażone w system doszczelnienia uszczelnienia kuli zaworu. Każda strona uszczelnienia powinna mieć osobną instalację z dwoma króćcami do doszczelnienia.

**3.5.2.** Dla zabudowy podziemnej króćce doszczelniające powinny być wyprowadzone na kolumnę i zakończone zaworami odcinającymi zlokalizowanymi w kierunku poziomym oraz podwójnymi zaworami zwrotnymi z uniwersalną przyłączyką do wstrzykiwania szczeliwa  $\varnothing 22$  mm na końcówce.

**3.5.3.** W miejscach połączenia z korpusem zaworu należy zastosować dodatkowe zawory zwrotne.

**3.5.4.** Systemy doszczelnienia kuli zaworu, w tym przedłużone linie podawania szczeliwa, powinny być zaprojektowane tak, aby wytrzymywały maksymalne ciśnienie robocze urządzenia wtryskowego zalecanego przez Producenta armatury, nie mniejsze jednak niż 1,5 wartości ciśnienia znamionowego zaworu zgodnie z PN-EN 14141.

**3.5.5.** Wykonawca powinien oferować urządzenie wtryskowe do podawania szczeliwa wraz z masą uszczelniającą. Decyzja o dostarczeniu w/w urządzenia wraz z niezbędnymi końcówkami przyłączeniowymi należy do Zamawiającego.

**3.5.6.** Instalacja doszczelnienia kuli zaworu powinna być wykonana w całości jako spawana do pierwszego zaworu odcinającego włącznie.

**3.5.7.** System doszczelnienia powinien zapewniać równomierne rozprowadzenia szczeliwa po gniazdach zaworu.

**3.5.8.** Instalacja doszczelniająca, odwadniająca i odgazowująca armatury (przy zabudowie podziemnej), powinna wystawać ponad poziom terenu na wysokość ok. 60 – 80 cm.

**3.6.** Obudowa (z definicja zawarta wg PN-EN 736-2):

**3.6.1.** Wymaga się wykonania obudowy armatury z elementów kutech, walcowanych lub tłoczonych na gorąco z płyty (kucie matrycowe).

**3.6.2.** W zaworach z korpusem całkowicie spawanym wszelkie połączenia korpusu wykonane powinny być jako złącza spawane. Wykonanie głównych złączy spawanych korpusu powinno być wykonane za pomocą metod

zmechanizowanych lub półautomatycznych (nie dopuszcza się spawania ręcznego). Dopuszcza się spawanie ręczne napraw złączy oraz przyspawania dodatkowych elementów (np. króćców, uchwytów, czopów itp.).

**3.6.3.** Armatura o średnicy DN200 i większej powinna być wyposażona w uchwyty transportowe, stopę lub stopy podpierające.

**3.6.4.** Armatura podziemna powinna być przystosowana do posadowienia na płytach fundamentowych. Konstrukcja powinna zapewniać stabilne oparcie zaworu.

**3.6.5.** Armatura przewidziana do zabudowy w pozycji pionowej powinna posiadać odkręcane (demonutowalne) stopy, jeżeli ze względu na proces produkcji w zakładzie będą one niezbędne.

**3.6.6.** Materiał korpusu:

**3.6.6.1.** Powinien być zgodny z wymaganiami Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/68/UE z dnia 15 maja 2014 r. w sprawie harmonizacji ustawodawstw państw członkowskich odnoszących się do udostępniania na rynku urządzeń ciśnieniowych.

**3.6.6.2.** Powinien być zgodny z wymaganiami: PN-EN1594, PN-EN13942, PN-EN12569 oraz PN-EN1503-1.

**3.6.6.3.** Materiał końców do spawania (króćców przyłączeniowych) powinien spełniać wymagania PN-EN14141 normy PN-EN 13942.

**3.6.7.** Obudowa, w tym również kołnierz w wersji nadziemnej, powinny być wykonane ze stali całkowicie uspokojonej o umownej normatywnej granicy plastyczności:

**3.6.7.1.** Dla zaworów DN300 włącznie -  $Re \geq 240$  MPa.

**3.6.7.2.** Dla zaworów powyżej DN300 -  $Re \geq 290$  MPa.

Przez umowną normatywną granicę plastyczności Zamawiający uważa minimalną granicę plastyczności dla danego zakresu wymiarowego określoną w normie materiałowej lub normie wyrobu lub atście materiałowym.

**3.6.8.** Nie dopuszcza się naprawy materiałów kutych lub walcowanych (np. przez napawanie).

**3.6.9.** Naprawy złączy spawanych zaworu dopuszczone są wyłącznie w zakresie określonym w pkt 5.4 PN-EN14141:2013-11. Nie dopuszcza się naprawy spoin posiadających pęknięcia.

**3.7.** Kula zaworu.

**3.7.1.** Kula zaworu powinna być wykonana jako odkuwka (monolit), nie dopuszcza się kul spawanych lub drążonych. Nie dopuszcza się zastosowania kul naprawianych bądź regenerowanych. Powierzchnia kuli powinna być zabezpieczona poprzez chromowanie lub niklowanie, chyba, że Zamawiający wyraźnie wskaże jeden z dwóch powyższych sposobów zabezpieczenia w szczegółowej specyfikacji danego zamówienia. Minimalna grubość powłoki nie powinna być mniejsza niż 25  $\mu$ m, a jej twardość powinna wynosić  $HV > 850$

**3.7.2.** Dla konstrukcji zaworu, w którym kula jest podparta obustronnie na czopach, wymaga się zastosowania łożysk ślizgowych bez konieczności dodatkowego smarowania na etapie eksploatacji.

#### **4. Połączenie armatury z rurociągiem**

**4.1.** Wykonawca powinien oferować armaturę o długościach zabudowy:

**4.1.1.** Z przyłączami do spawania nie dłuższą niż wg PN-EN 13942.

**4.1.2.** Z przyłączami kołnierzowymi zgodnie z PN-EN 13942.

- 4.2.** Armatura powinna być wyposażona w przyłącza do przyspawania doczołowego/przeciwkołnierze zgodnie z wymaganiami PN-EN 12627. Własności wytrzymałościowe końców do spawania/przeciwkołnierzy powinny być zachowane zgodnie z wymaganiami:

**4.2.1.** Dla zaworów do DN150 włącznie –  $Re \geq 240 \text{ MPa}$ .

**4.2.2.** Dla zaworów powyżej DN150 do DN300 włącznie –  $Re \geq 290 \text{ MPa}$ .

**4.2.3.** Dla zaworów powyżej DN300 do DN400 włącznie –  $Re \geq 355 \text{ MPa}$ .

**4.2.4.** Dla zaworów powyżej DN400 do DN500 włącznie –  $Re \geq 415 \text{ MPa}$ .

**4.2.5.** Dla zaworów powyżej DN500 –  $Re \geq 450 \text{ MPa}$ .

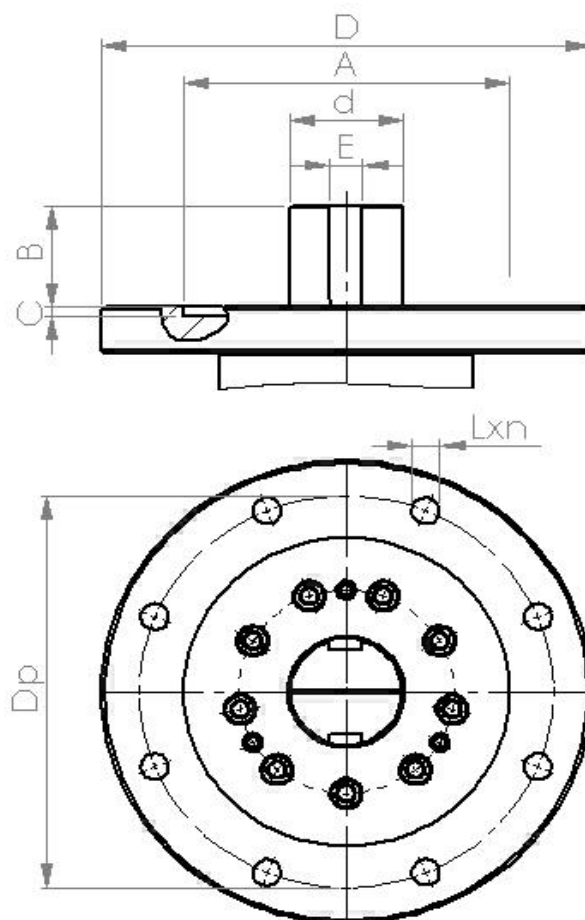
Przez umowną normatywną granicę plastyczności (Re) Zamawiający uważa minimalną granicę plastyczności dla danego zakresu wymiarowego określoną w normie materiałowej lub normie wyrobu lub atście materiałowym.

- 4.3.** Wykonawca powinien oferować armaturę przystosowaną do połączenia z określonymi przez Zamawiającego rodzajami rur (gatunek stali, średnica zewnętrzna, grubość ścianki).
- 4.4.** Wykonawca powinien określić szczegóły związane z montażem zaworu na rurociągu, w szczególności z maksymalną temperaturą jaka może wystąpić na obudowie armatury.
- 4.5.** Dla zaworów o średnicach DN200 i większych Wykonawca wraz z zaworami powinien przekazać pierścienie ze stali, z której wykonane są końce do spawania (w celu przeprowadzenia kwalifikacji technologii spawania lub weryfikacji posiadanej technologii spawania). Dla każdej średnicy zaworu kulowego DN200 i powyżej należy dostarczyć po dwa gotowe (tzn. obrobione mechanicznie do każdej z występujących grubości ścianki rury, z którą ma być zespawany zawór) pierścienie o długości minimum 350 mm przy uwzględnieniu następujących parametrów:
- 4.5.1.** gatunek materiału króćca,
- 4.5.2.** średnica zewnętrzna króćca,
- 4.5.3.** grubość ścianki króćca,
- 4.5.4.** na pierścienie należy przedstawić co najmniej świadectwo rodzaju 3.1 zgodnie z PN-EN 10204 (chyba, że Zamawiający określi inaczej w szczegółowej specyfikacji danego zamówienia).
- 4.6.** Na życzenie Zamawiającego, Wykonawca powinien zapewnić możliwość dostawy armatury z dospawanymi króćcami z rur według pkt 4.3.

## **5. Połączenie armatury z napędem**

- 5.1.** Zawory kulowe powinny być przystosowane do montażu napędów. Wykonawca powinien skonfigurować napęd z armaturą.
- 5.2.** Króćce przyłączeniowe napędów niepełnoobrotowych powinny być zgodne z PN-EN ISO 5211 oraz z poniżej zamieszczonym rysunkiem.





DN	d [mm]	Typ przyłącza
150	45	F-16
200	60	F-16
250, 300	80	F-25
350, 400, 500	110	F-30
600, 700, 800	160	F-40
900, 1000	200	F-48
1100, 1200	250	F-60

- 5.3.** Wykonawca powinien określić maksymalny moment obrotowy otwarcia/zamknięcia armatury. Napędy zaworów powinny być dobrane zgodnie z wymaganiami Wykonawcy zaworów.
- 5.4.** Wykonawca powinien określić maksymalny dopuszczalny moment, który można przyłożyć do trzpienia i powinien on być co najmniej dwukrotnie większy od maksymalnego momentu otwarcia/zamknięcia armatury.
- 5.5.** Konstrukcja armatury powinna zapewniać przeniesienie dodatkowych obciążeń związanych z napędami zainstalowanymi na kolumnach. Konstrukcja kolumny



powinna być sztywna, odporna na siły skrętne, obustronnie zakończona kotnierzami przyłączeniowymi.

- 5.6.** Napędy armatury powinny być wyposażone we wskaźniki położenia pokazujące otwarte i zamknięte pozycje elementu zamykającego, widoczne dla obsługi z każdej strony.
- 5.7.** Obudowy i przedłużenia trzpienia powinny być wyposażone w oznakowanie położenia pokazujące otwarte i zamknięte pozycje elementu zamykającego.
- 5.8.** Zawory lub napędy powinny posiadać ograniczniki skrajnych położenia elementu zamykającego zaworu.
- 5.9.** Ponadto układ napędowy armatury powinien spełniać wymagania pkt 7.20 PN-EN 13942:2012.
- 5.10.** Napędy i armatura powinny być dostarczone wraz z wyposażeniem do ich obsługi i serwisowania.
- 5.11.** Dla zaworów podziemnych montaż napędów na armaturze powinien być dokonany przez przedstawicieli Dostawcy zaworu.

## **6. Badania i testy**

- 6.1.** Badania nieniszczące materiału i złączy spawanych.
  - 6.1.1.** Badania nieniszczące powinny być prowadzone przez personel posiadający kwalifikacje 2 stopnia zgodnie z wymaganiami PN-EN ISO 9712 według instrukcji badań zatwierdzonych przez personel posiadający kwalifikacje 3 stopnia w danej metodzie badania.
  - 6.1.2.** Zakres badań nieniszczących materiału podstawowego:
    - 6.1.2.1.** Rury, które zostały już zwinięte z blachy, badanie należy wykonać wg EN ISO 10893-8 poz. U2 (dawniej PN-EN 10246-14)
    - 6.1.2.2.** Blachy przeznaczone do wytworzenia rury, np. zwiłki z blachy, badanie powinno być przeprowadzone wg PN-EN ISO 10893-9 poziom U2.
    - 6.1.2.3.** Dla zaworów o średnicy DN500 i powyżej odkuwki powinny posiadać 100% badań magnetyczno-proszkowych zgodnie z wymaganiami PN-EN 10228-1 - klasa jakości 2.
  - 6.1.3.** Zakres badań złączy spawanych:
    - 6.1.3.1.** Wszystkie złącza spawane korpusu armatury powinny być poddane badaniom wizualnym (VT – 100% złączy).
    - 6.1.3.2.** Wszystkie główne złącza spawane armatury (100% złączy) powinny być poddane co najmniej:
      - 6.1.3.2.1.** Badaniom radiograficznym (RT) zgodnie z wymaganiami pkt 5.5.2 PN-EN14141:2013-11 lub A11 PN-EN 13942:2012.  
lub
      - 6.1.3.2.2.** Badaniom ultradźwiękowym (UT) zgodnie z wymaganiami pkt 5.5.2 PN-EN14141:2013-11 lub A12 PN-EN 13942:2012.
    - 6.1.3.3.** Dopuszcza się, aby mniejsze odgałęzienia korpusu zaworu były poddane badaniom VT oraz magnetyczno-proszkowym (MT) lub penetracyjnym (PT) zgodnie z wymaganiami pkt 5.5.2 PN-EN14141:2013-11.
    - 6.1.3.4.** Badania UT końców do spawania powinny być wykonane zgodnie z wymaganiami pkt 5.5.5 PN-EN14141:2013-11.

**6.2. Badanie wytrzymałości i szczelności, próby działania:**

- 6.2.1.** Próba działania armatury F20 powinna być wykonana zgodnie z wymaganiami pkt B.1 PN-EN12266-2:2012.
- 6.2.2.** Sprawdzenia działania zaworów odwadniających, doszczelniających i odpowietrzających kulę powinny być wykonane zgodnie z wymaganiami pkt 5.1.7 PN-EN14141:2013-11.
- 6.2.3.** Badanie szczelności i wytrzymałości obudowy zaworu należy prowadzić zgodnie z wymaganiami pkt 5.6 PN-EN14141:2013-11. Ciśnienie próby wytrzymałości powinno być 1,5x większe od dopuszczalnego ciśnienia pracy armatury. Badania należy wykonać na kompletnie zmontowanej armaturze przed pokryciem jej powłoką ochronną.
- 6.2.4.** Badanie szczelności gniazd zaworu należy prowadzić zgodnie z wymaganiami pkt 5.8.1 PN-EN14141:2013-11. Dodatkowo badania należy przeprowadzić zgodnie z punktem B.11 Załącznika B PN-EN 13942:2012. Gniazda zaworu powinny wykazywać szczelność zamknięcia klasy A zgodnie z ISO 5208 przy niskich i wysokich ciśnieniach.
- 6.2.5.** Po badaniach wytrzymałości i szczelności zawory powinny być osuszone przed wysyłką i w miarę potrzeby nasmarowane.

**6.3. Pozostałe badania**

- 6.3.1.** Zawory powinny posiadać badania antystatyczne zgodnie z wymaganiami pkt B.5 PN-EN 13942:2012.
- 6.3.2.** Zawory powinny posiadać badania momentu obrotowego zgodnie z wymaganiami pkt B.6 PN-EN 13942:2012 dla każdego dostarczanego zaworu.
- 6.3.3.** Twardość złączy spawanych korpusu zaworu nie powinna przekraczać 280HV w spoinie, strefie wpływu ciepła i materiale podstawowym. Badanie twardości powinno być wykonane na etapie uznania technologii spawania
- 6.3.4.** Badania poliuretanowych powłok izolacyjnych części podziemnych należy wykonywać w zakresie określonym w Tablicy 5 PN-EN 10290, z uwzględnieniem poniższych wymagań doprecyzowujących:

**6.3.4.1.** W procesie kwalifikacji powłoki należy wykonać wszystkie badania.

W procesie produkcji należy wykonać badania oznaczone jako „dla każdego komponentu”, literą „c” oraz:

- A. Badanie elastyczności powłoki należy wykonać dla każdej partii materiałów, z których będzie wytwarzana powłoka. Badanie wykonać wg załącznika K ww., w sposób przedstawiony w rozdziale K3 – tak jak dla rur (Tablica K.1). Dopuszcza się wykonanie badania elastyczności powłoki według procedury K.3.1 załącznika K PN-EN 10290:2005.
- B. Badanie oporności właściwej powłoki należy wykonać dla każdej partii materiałów, z których będzie wytwarzana powłoka, wg załącznika F PN-EN 10290:2005 dla danej partii wyrobu bez wstrzymywania wytwarzania powłok w cyklu produkcyjnym. Dokument określający oporność właściwą powłoki próbki poddanej badaniom należy dołączyć do dokumentacji kurka.
- C. Badanie szczelności powłoki (wykrywanie nieciągłości) należy przeprowadzać metodą wg załącznika B PN-EN10290:2005, stosując napięcie probiercze 8 V/ $\mu$ m grubości (8 kV/mm), jednakże nie większe niż 20 kV. Jeśli na armaturze występować będą fragmenty powłoki o grubości  $\geq 4$  mm o łącznej powierzchni  $\geq 100$  cm<sup>2</sup>, to dodatkowo armaturę należy poddać badaniu szczelności metodą

elektrolityczną wg DIN 30677 część 2, punkt 4.2.2.2 i 5.4.2. Wyznaczona jednostkowa rezystancja przejścia nie powinna być mniejsza niż  $10^8 \Omega m^2$ .

- D. Badanie przylegania (odporności na usunięcie powłoki) zgodnie z załącznikiem D ww. normy powinno być wykonywane dla każdego zaworu o średnicy DN200 i powyżej.
- E. Pomiar grubości suchej warstwy powłoki należy wykonać dla każdego zaworu metodą nieniszczącą według załącznika A PN-EN10290, przy czym ilość punktów pomiarowych i ich rozmieszczenie należy dostosować w ten sposób, aby możliwa była wiarygodna ocena grubości, w tym kwalifikacja zaworu do ewentualnego badania szczelności powłoki metodą elektrolityczną.

## **7. Powłoki ochronne i zabezpieczenia**

### **7.1. Izolacja części podziemnych armatury (zawór, kolumna, wyposażenie i osprzęt):**

- 7.1.1.** Części podziemne zaworu do wysokości kolumny co najmniej 50 cm od powierzchni terenu, powinny być pokryte powłoką poliuretanową PUR wg PN-EN 10290, typu 3, o grubości wg punktów 7.1.5 i 7.1.6, oporności właściwej wg 7.1.12, z uwzględnieniem poniższych wymagań określonych w punktach 7.1.2 – 7.1.14, które są nadrzędne w stosunku do wymagań normy.
- 7.1.2.** Powłoką powinny być pokryte nie tylko części przenoszące obciążenia, ale również wszystkie pozostałe elementy metalowe takie jak: stopy, uszy, rurki, wsporniki rurek, osprzęt zaworu i inne.
- 7.1.3.** Wytwórca powłoki winien dysponować aktualnym certyfikatem zgodności powłoki z normą wystawionym przez uprawnioną notyfikowaną jednostkę certyfikującą.
- 7.1.4.** Powłoka powinna być, w okresie przechowywania (ekspozycji) na odkrytej przestrzeni, odporna/zabezpieczona na działanie UV i działanie czynników atmosferycznych przez okres min 2,5 roku dla części podziemnej, przez okres 15 lat dla części nadziemnej.
- 7.1.5.** Grubość powłoki nie powinna być mniejsza niż 2 mm. Na zewnętrznych krawędziach elementów dopuszcza się zmniejszenie grubości do 1,7 mm.
- 7.1.6.** Zaleca się, aby grubość powłoki nie była większa niż 3,5 mm.
- 7.1.7.** Przyłącza przeznaczone do przyspawania do rurociągu powinny być pozbawione powłoki poliuretanowej na długości 75 – 150 mm od końca. Wymaga się, aby były one pokryte powłoką ochrony czasowej (verniks).
- 7.1.8.** Powłoka powinna być wolna od nieciągłości (uszkodzeń, braków, kanatów/szczelin i in.), pęcherzy, pęknięć, zacieków, fałd, nadlań, sopli.
- 7.1.9.** Zamawiający dopuszcza występowanie w powłoce pojedynczego, dostarczonego na miejsce dostawy zaworu, nieszczelności jedynie w postaci porów, w ilości:
  - 7.1.9.1.** 1 nieszczelność dla zaworu o średnicy DN200 i poniżej.
  - 7.1.9.2.** 2 nieszczelności dla zaworu o średnicy powyżej DN200 do średnicy DN500 włącznie.
  - 7.1.9.3.** 3 nieszczelności dla zaworu o średnicy powyżej DN500.
- 7.1.10.** Zamawiający akceptuje w powłoce dostarczonego zaworu 4 wykonane uprzednio naprawy nieciągłości sięgających metalowej powierzchni, nie licząc w tym napraw powłoki uszkodzonej podczas badań niszczących oraz

nieszczelności wg pkt 7.1.9. oraz napraw uszkodzeń na elementach transportowych tj. na uszach i stopach powstałych podczas rozładunku.

- 7.1.11. Powłoka powinna być odporna na wielokrotne badania szczelności poroskopem wysokonapięciowym o napięciu wg 6.3.3.1 lit. C. W wyniku przeprowadzonych badań powłoka nie powinna ulec uszkodzeniom i degradacji.
- 7.1.12. Oporność właściwa powłoki po 100 dniach w 23° C +/- 2° C nie powinna być mniejsza niż 10<sup>8</sup> Ωm<sup>2</sup>, a po 30 dniach w maksymalnej temperaturze pracy +/- 2°C (dla typu 2 wg. PN EN 10290:2005) nie powinna być mniejsza niż 10<sup>5</sup> Ωm<sup>2</sup>.
- 7.1.13. Kolor armatury podziemnej (powyżej poziomu gruntu): RAL 8019, 8022, 9005, 9011, 9017.
- 7.1.14. Powłoka każdego zaworu powinna być udokumentowana dokumentem kontroli w postaci świadectwa odbioru 3.2 wg PN-EN 10204 dla zaworów o średnicy DN500 i powyżej. Dla każdego zaworu poniżej średnicy DN500 wymagane jest świadectwo odbioru 3.1 wg PN-EN 10204.
- 7.2. Zabezpieczenie części nadziemnych armatury (powyżej powłoki PUR):
  - 7.2.1. Przygotowanie powierzchni – czyszczenie strumieniowo ściernie. Wymagana klasa czystości powierzchni Sa 2½ (wg PN-EN ISO 8501-1).
  - 7.2.2. Wymagana powłoka malarska – system epoksydowo-poliuretanowy, o dużej zawartości części stałych, o dużej trwałości (co najmniej 25 lat): system C4.07 lub C4.11 wg PN-EN ISO 12944-5:2018.
  - 7.2.3. Sposób przygotowania i nałożenia poszczególnych warstw farb zgodnie z zatwierdzoną przez Zamawiającego (lub wskazaną przez GAZ-SYSTEM S.A. Jednostkę Inspekcyjną) „Instrukcją wykonania, czyszczenia i nakładania powłok ochronnych zewnętrznych”, opracowaną przez wykonawcę powłoki zgodnie z kartami technicznymi i instrukcjami producentów farb.
  - 7.2.4. Kolor armatury nadziemnej – RAL 1021 lub 1023.
- 7.3. Stopy armatury

Pomiędzy armaturą i betonowymi fundamentami należy projektować dwuwarstwowe przekładki izolacyjne: płyty tekstolitowo-szklane (TSE) od strony fundamentów oraz materiał bardziej miękki od strony armatury (np. płyta z miękkiego polietylenu lub PCV, twarda guma). Stopy kurków należy dodatkowo zabezpieczyć przed upływnością prądu.

**Dla zaworów o średnicy DN500 i powyżej wymagane jest fabryczne montowanie ślizgów/płóz w sposób opisany poniżej.**

Przytwierdzone do spodnich płaszczyzn stóp ślizgi/płózy wykonane powinny być z wytrzymałego, niehigroskopijnego materiału izolacyjnego (na przykład ze szklanego tekstolitu o grubości min 15 mm). Zaleca się mocowanie płóz przy użyciu wkrętów (śrub) o średnicy M10, przy czym łby wkrętów (schowane w płózie) powinny być zaizolowane kitem chemoutwardzalnym. Ślizgi/płózy powinny umożliwiać przesuwanie zaworu po płycie izolacyjnej na fundamencie podczas montażu układu w wykopie, a płaszczyzny styku pomiędzy ślizgami a stopami powinny być uszczelnione. Odpowiedni system izolacyjny powinien uzyskiwać adhezję zarówno do stopy jak i do płyty izolacyjnej oraz powinien zachowywać swoje własności izolacyjne i uszczelniające po zasypaniu w całym okresie użytkowania zaworu. Zastosowany system izolacyjny powinien być odporny na drgania wywołane pracą zaworu i napędu lub pulsacją ciśnienia w gazociągu. Dla zaworów o średnicy mniejszej niż

DN500 możliwe jest zastosowanie systemów izolacyjnych niewymagających ślizgów/płóz.

## **8. Dokumentacja odbiorowa**

- 8.1.** Kompletna dokumentacja dotycząca każdego zaworu kulowego (zgodnie z nr fabrycznym na tabliczce znamionowej) powinna zawierać poniżej wymienione świadectwa odbioru zgodnie z PN-EN 10204:
- 8.1.1.** Świadectwo 3.2 na zawór o średnicy DN500 i powyżej.
  - 8.1.2.** Świadectwo 3.1 na zawór o średnicy poniżej DN500.
  - 8.1.3.** Świadectwo 3.1 na napęd (oraz paszporty akumulatorów hydraulicznych i certyfikaty zaworów bezpieczeństwa - dotyczy napędów elektrohydraulicznych) – nie dotyczy napędów ręcznych.
  - 8.1.4.** Świadectwo 3.2 na izolację zewnętrzną podziemną zaworów o średnicy DN500 i powyżej.
  - 8.1.5.** Świadectwo 3.1 na izolację zewnętrzną podziemną dla zaworów o średnicy poniżej DN500.
  - 8.1.6.** Świadectwo 3.1 na izolację nadziemną.
  - 8.1.7.** Świadectwa 3.2 (atesty materiałowe) na elementy (części zaworu) zaworu kulowego o średnicy DN500 i powyżej:
    - elementy korpusu zaworu,
    - kula,
    - trzpień.
  - 8.1.8.** Świadectwa 3.1 (atesty materiałowe) na elementy (części zaworu) zaworu kulowego o średnicy poniżej DN500:
    - elementy korpusu zaworu,
    - kula,
    - trzpień.
  - 8.1.9.** Stalowe pierścienie (ze stali nierdzewnej) mają mieć zawsze Świadectwa 3.1.
  - 8.1.10.** Atest 2.2 na elementy złączne (śruby, nakrętki) również dla połączeń zawór - napęd.
  - 8.1.11.** Świadectwo 3.1 na przeciwkołnierze (dot. wersji kołnierzowej zaworu).
  - 8.1.12.** Świadectwo 3.1 na uszczelki międzykołnierzowe (dot. wersji kołnierzowej zaworu).
  - 8.1.13.** Świadectwo 3.1 na pierścienie dla potrzeb uznania technologii spawania (jeśli są one przedmiotem zamówienia).
  - 8.1.14.** Świadectwo pochodzenia.
  - 8.1.15.** DTR zaworu.
  - 8.1.16.** DTR napędu (dla każdego napędu).

Dopuszcza się możliwość określenia przez służby techniczne Zamawiającego innych wymagań w zakresie powyższych świadectw odbioru w szczegółowych specyfikacjach dla konkretnego zamówienia.

- 8.2.** Deklaracje zgodności zaworów i napędów z Dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/68/UE z dnia 15 maja 2014 r. w sprawie harmonizacji ustawodawstw państw członkowskich odnoszących się do udostępniania na rynku urządzeń ciśnieniowych.
- 8.3.** Certyfikat systemu zapewnienia jakości zgodnie z PN-EN ISO9001 w zakresie projektowania, wytwarzania, kontroli oraz serwisowania zaworów.
- 8.4.** Certyfikat systemu zapewnienia jakości w spawalnictwie zgodnie z PN-EN ISO3834-2 (pełne wymagania).
- 8.5.** Certyfikat potwierdzający spełnienie kryteriów odbioru na ognioodporność armatury zgodnie z wymaganiami PN-EN ISO10497.

- 8.6.** Certyfikat potwierdzający spełnienie wymagań PN-EN ISO 15848-1 „Armatura przemysłowa – Procedury pomiaru, badań i kwalifikacji dotyczące przecieków substancji szkodliwych - Część 1: System klasyfikacji i procedury kwalifikacji dla badań typu armatury” przy użyciu helu do badania szczelności trzpienia i korpusu zaworu.
- 8.7.** Wyniki badania odporności kurków na zanieczyszczenia, potwierdzone przez niezależną instytucję, zgodnie z punktem 2.2.
- 8.8.** Deklaracja zgodności Wykonawcy na wykonanie armatury zgodnie z wymaganiami PN-EN 13942, PN-EN14141.
- 8.9.** Rysunki konstrukcyjne (przekroje).
- 8.10.** Dokumentacja dostarczana w języku polskim - Instrukcje, DTR urządzeń, które winny zawierać: opisy i schematy podłączeń elektrycznych i mechanicznych, sterowanie, obsługę, sytuacje awaryjne i sposoby ich usunięcia, opis postępowania w trakcie awaryjnego odstawienia, dane techniczne dla każdego elementu, rysunki złożeniowe zawierające dane o materiałach, itp.
  - 8.10.1.** Instrukcje powinny również zawierać kryteria konserwacji, przedziały czasowe konserwacji, określone obiekty i elementy podlegające konserwacji, informacje o niezbędnych narzędziach i osprzęcie specjalnym, szybkozużywających się częściach zamiennych i materiałach eksploatacyjnych (wyroby gumowo-techniczne z wyszczególnieniem wymiarów i rodzaju materiału), szczegółowe instrukcje instalacyjne w ramach zakresów montażowych. A w szczególności informacje na temat: przygotowania zaworów kulowych do prób hydraulicznych oraz osuszania zaworów po próbach hydraulicznych.
- 8.11.** Dostawca powinien dołączyć zestaw dokumentacji technicznej po jednym egzemplarzu w języku polskim lub angielskim, jeden egzemplarz w języku oryginalnym w formie papierowej oraz po jednym egzemplarzu każdego dokumentu w formie elektronicznej (pliki doc., pdf. z funkcją wyszukiwania, jpg). Nie wymaga się tłumaczenia na język polski dokumentacji materiałowej (dot. analiz wytopu).
- 8.12.** Zawory powinny być wyposażone w tabliczkę identyfikacyjną/znamionową wg załącznika E PN-EN 13942:2012 umieszczoną na zewnętrznej, a w przypadku zabudowy podziemnej na nadziemnej części armatury. Tabliczka powinna być wykonana z materiału odpornego na uszkodzenia mechaniczne i wpływu warunków atmosferycznych (nie dopuszcza się naklejek) oraz powinna być przymocowana do armatury w sposób trwały (na przykład za pomocą nitów). Informacje zawarte na tabliczce znamionowej oraz innych tabliczkach (jeśli występują) powinny być w języku polskim.

## **9. Dostawa i magazynowanie**

- 9.1.** W przypadku dostawy zaworów w wersji kołnierzowej zawór powinien być dostarczony w komplecie z przykręconymi dwoma przeciwkołnierzami, elementami złącznymi (śruby, nakrętki, podkładki) przy czym uszczelki międzykołnierzowe należy dostarczyć oddzielnie.
- 9.2.** W przypadku zamówienia zaworów kulowych przewidzianych do zamontowania w pozycji pionowej (lub innej niż pozioma) Zamawiający umieści taką informację w opisie przedmiotu zamówienia. Wykonawca w takim przypadku musi przewidzieć zmiany dotyczące odwodnienia zaworu, mocowania zaworu, usytuowania i mocowania napędu i inne.
- 9.3.** Zawory kulowe, podziemne o średnicy DN500 i powyżej powinny być wyposażone w komplet fabrycznie montowanych ślizgów/płóz.

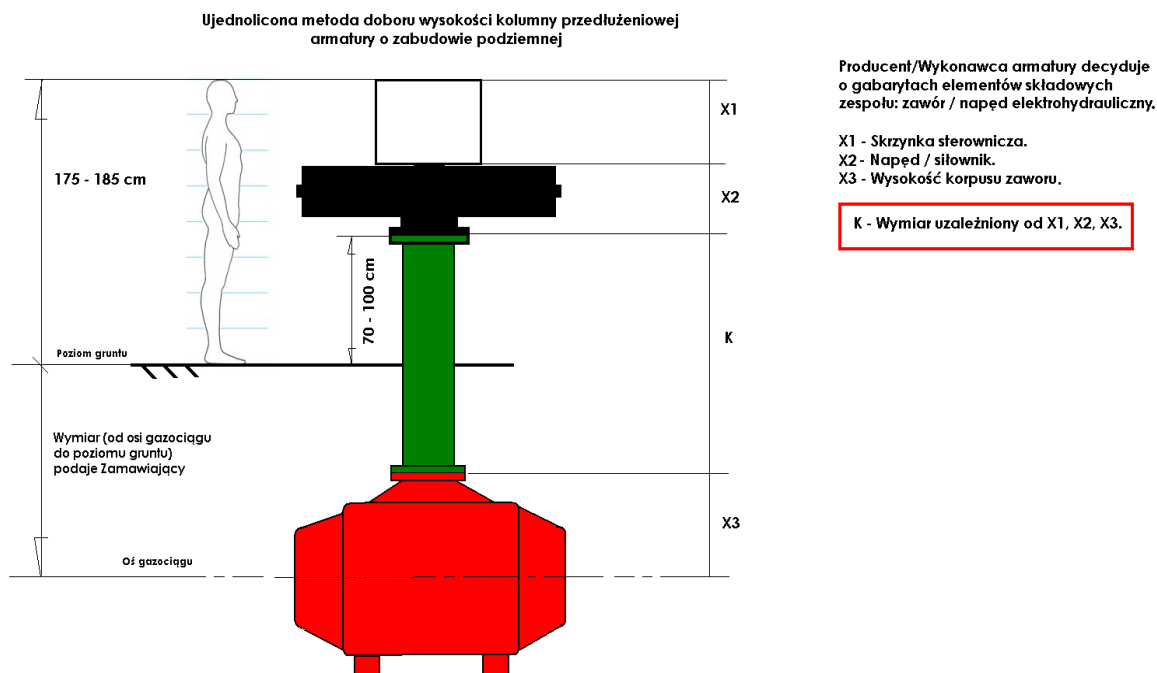


- 9.4.** Dostawca zaworów zobowiązany jest do dostarczenia pierścieni dla uznania technologii spawania (pkt. 4.5 i pkt 8.1.13.).
- 9.5.** Dostawca zobowiązany jest dostarczyć części zamienne i eksploatacyjne, które będą niezbędne do prawidłowej pracy zaworów i napędów przez okres 24 miesięcy. Części zamienne powinny być tej samej jakości co części należące do dostawy.
- 9.6.** Dostawca ma obowiązek zapewnić dostępność wszystkich niezbędnych części zamiennych i eksploatacyjnych przez okres co najmniej 10 lat.
- 9.7.** Otwarte szczeliny na pierścieniach gniazd zaworów kulowych należy w celu ochrony na czas transportu i składowania zakryć taśmą.
- 9.8.** Wymagania dotyczące personelu i urządzeń, w tym sposobu zabezpieczenia transportowanej armatury przed uszkodzeniem, winny być określone w sporządzonej przez Wykonawcę „Instrukcji załadunku, rozładunku i składowania armatury z napędami”.
- 9.9.** Za prawidłowy załadunek, zabezpieczenie armatury (z napędami) na czas transportu, transport i rozładunek w miejscu dostawy wskazanym przez Zamawiającego oraz za dobór pojazdów transportowych i dźwigów przeznaczonych do załadunku i rozładunku odpowiada Wykonawca.
- 9.10.** Przyłącza zaworów na czas transportu i magazynowania należy zabezpieczyć plastikowymi, ewentualnie drewnianymi zaślepkami. Kolumny zaworów dostarczanych bez zamontowanych napędów należy zabezpieczyć folią ochronną.
- 9.11.** Zawory powinny być dostarczone w pozycji otwartej. Należy zabezpieczyć wewnętrzne części systemu uszczelnienia zaworów przed wnikaniem zanieczyszczeń oraz wlot i wylot zaworu powinien być zastąpiony plastikowymi lub drewnianymi pokrywami (deklami). Na czas transportu i składowania należy zabezpieczyć zewnętrzne powłoki antykorozyjne przed uszkodzeniem.
- 9.12.** Zabrania się wkładania do środka armatury stalowych i ostrych części, które mogą ją uszkodzić. Czynności załadunkowe i rozładunkowe związane z przenoszeniem armatury przemysłowej, należy przeprowadzać używając zawiesi typu pasowego. Zawiesia należy dobrać odpowiednio do ciężaru armatury i sprawdzić przed zastosowaniem jakość oraz atest dopuszczający do pracy.
- 9.13.** Miejsce mocowania zawiesi powinno być wskazane przez Wykonawcę oraz oznaczone na armaturze, jak również naniesione w dokumentacji technicznej celem wyeliminowania potencjalnych uszkodzeń powierzchni zabezpieczenia antykorozyjnego, jak również elementów mechanicznych armatury i napędów w trakcie załadunku i rozładunku. Uchwyty napędu przewidziane są jedynie do montażu siłownika do kołnierza armatury, zabronione jest wykorzystywanie tych uchwytów do transportu/podnoszenia całości zespołu (armatura + napęd).
- 9.14.** W przypadku transportowania w jednym opakowaniu kilku zaworów, należy włożyć materiał zabezpieczający, który będzie chronił armaturę przed wzajemnym uszkodzeniem.
- 9.15.** Armatura powinna być dostarczana na drewnianych paletach lub w drewnianych skrzyniach. Palety/skrzynie powinny być przystosowane do przenoszenia obciążeń w czasie transportu, jak i długotrwałego składowania oraz zabezpieczać przed przypadkowym uszkodzeniem. Wykonawca określa właściwą pozycję ułożenia armatury w czasie transportu oraz określa pozycję ustawienia (pionowa/pozioma) na placu magazynowym.
- 9.16.** Wszystkie dostawy powinny być składowane w sposób zabezpieczający urządzenia przed stykaniem się z gruntem, negatywnym wpływem warunków atmosferycznych jak również wzajemnym uszkodzeniem. Magazynowanie armatury powinno odbywać się w oryginalnych opakowaniach.

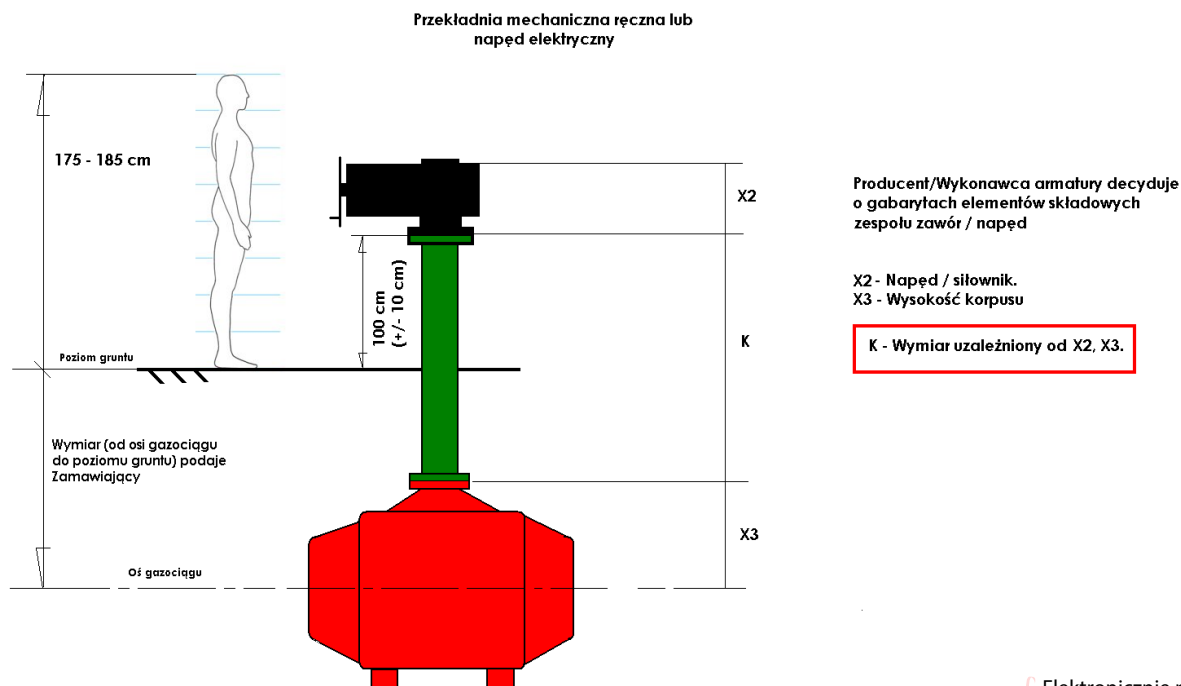


## 10. Rysunki poglądowe doboru wysokości kolumny przedłużeniowej armatury o zabudowie podziemnej

Rys. nr 1 – Dobór wysokości kolumny przedłużeniowej dla zespołu zawór + napęd elektrohydrauliczny.



Rys. nr 2 – Dobór wysokości kolumny przedłużeniowej dla zespołu zawór + napęd ręczny lub elektryczny.



Krawczak Piotr

Elektronicznie podpisany  
przez Krawczak Piotr  
Data: 2021.02.18 12:00:59  
+01'00'

## **Załącznik nr 3 – Zasuw klinowe**

### **Spis treści**

1. Wymagania dla wykonawcy zasuw klinowych.....	2
2. Wymagania dla zasuw klinowych.....	3
3. Technologia wykonania i konstrukcja zasuw klinowych.....	5
4. Materiały .....	6
5. Powłoki ochronne i zabezpieczenia .....	7
6. Badania i testy .....	8
7. Dokumentacja odbiorowa .....	10
8. Dostawa i magazynowanie .....	11
9. Dobór wysokości kolumny zasuw o zabudowie podziemnej.....	13

## **1. Wymagania dla wykonawcy zasuw klinowych**

- 1.1.** Wykonawca powinien posiadać wdrożony i certyfikowany system kompleksowego zapewnienia jakości zgodnie z PN-EN ISO9001, w zakresie projektowania, wytwarzania, kontroli oraz serwisu zasuw. Wymagana jest certyfikacja systemu przez niezależną jednostkę (stronę trzecią).
- 1.2.** Wykonawca powinien posiadać dopuszczenie do projektowania, wytwarzania i kontroli urządzeń ciśnieniowych zgodnie z wymaganiami Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/68/UE z dnia 15 maja 2014 r. w sprawie harmonizacji ustawodawstw państw członkowskich odnoszących się do udostępniania na rynku urządzeń ciśnieniowych.
- 1.3.** Wykonawca zasuw powinien posiadać certyfikowany system zapewnienia jakości w spawalnictwie (pełne wymagania) zgodnie z PN-EN ISO 3834-2.
- 1.4.** Laboratorium wykonujące badania niszczące i nieniszczące powinno posiadać akredytację zgodnie z wymaganiami PN-EN ISO/IEC 17025. Akceptację do prowadzenia badań uzyskują również laboratoria posiadające: świadectwo uznania lub świadectwo podwykonawstwa spełniania wymagań PN-EN ISO/IEC 17025 i będące podwykonawcami akredytowanych laboratoriów oraz posiadające świadectwo uznania laboratorium spełniające wymagania Warunków Technicznych Urzędu Dozoru Technicznego WUDT-LAB. Zamawiający dopuszcza również laboratoria badawcze posiadające akredytację w danej metodzie badawczej.
- 1.5.** Wykonawca powinien udzielić gwarancji na armaturę (wraz z napędem) na okres minimum 24 miesięcy, licząc od dnia dokonania odbioru przez Zamawiającego.
  - 1.5.1.** Wykonawca zasuw powinien zapewnić odpowiednie przeszkolenie personelu do obsługi armatury. Minimum 2 godziny zajęć teoretycznych w siedzibie Zamawiającego (Oddziały) i minimum 6 godzin zajęć praktycznych w miejscach zabudowy armatury. Jeżeli zamawiający posiada przeszkolony personel, może odstąpić od wymogu przeprowadzenia powyższych zajęć praktycznych.

Zajęcia praktyczne powinny co najmniej obejmować:

    - 1.5.1.1.** odwodnienie armatury,
    - 1.5.1.2.** doszczelnienie dławicy trzpienia,
    - 1.5.1.3.** pozycjonowanie zawieradła,
    - 1.5.1.4.** przesterowanie/uruchomienie napędu (praca automatyczna/praca ręczna),
    - 1.5.1.5.** czynności obsługowe napędu,
    - 1.5.1.6.** inne czynności zalecane przez Producenta na etapie eksploatacji armatury/napędu.
  - 1.5.2.** Uzyskanie uprawnień do przeprowadzenia dalszych szkoleń dla personelu obsługującego armaturę na okres nie krótszy niż 5 lat.
  - 1.5.3.** Uzyskanie uprawnień do nadzorowania procesu montażu armatury do instalacji oraz przygotowania do prób ciśnieniowych i rozruchu na okres nie krótszy niż 5 lat.
  - 1.5.4.** Uzyskanie uprawnień do przeprowadzania wyżej wymienionych czynności związanych z obsługą armatury podczas eksploatacji na okres nie krótszy niż 5 lat.
- 1.6.** Zamawiający zastrzega sobie możliwość inspekcji procesu wytwarzania na każdym etapie realizacji zamówienia.
- 1.7.** Wszelkie istotne czynności, mające wpływ na trwałość zasuwki powinny być wykonywane w oparciu o pisemne instrukcje i procedury. Dotyczy to w szczególności takich czynności jak: spawanie, nakładanie powłok galwanicznych, chemicznych

i malarskich, badania i próby. Na życzenie Zamawiającego, Wykonawca powinien umożliwić wgląd do takiej dokumentacji.

## **2. Wymagania dla zasuw klinowych**

- 2.1.** Armatura powinna spełniać wymagania w zakresie bezpieczeństwa i ochrony zdrowia dotyczące projektowania i wytwarzania urządzeń ciśnieniowych i zespołów urządzeń ciśnieniowych o najwyższym dopuszczalnym ciśnieniu większym od 0,5 bara, zgodnie z wymaganiami rozporządzenia Ministra Rozwoju z dnia 11 lipca 2016 r. w sprawie zasadniczych wymagań dla urządzeń ciśnieniowych i zespołów urządzeń ciśnieniowych (t.j. : Dz. U. z 2019 r., poz. 211 z późn. zm.), wdrażającego Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/68/UE z dnia 15 maja 2014 r. w sprawie harmonizacji ustawodawstw Państw Członkowskich odnoszących się do udostępniania na rynku urządzeń ciśnieniowych, a w szczególności:
  - 2.1.1.** Zasuwy powinny posiadać certyfikat zgodności potwierdzający wykonanie zasuw zgodnie z wymaganiami Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/68/UE z dnia 15 maja 2014 r.
  - 2.1.2.** Wykonawca powinien posiadać instrukcje montażu, uruchamiania, użytkowania oraz konserwacji urządzenia, których integralną część stanowią dokumenty techniczne, rysunki i diagramy niezbędne do pełnego zrozumienia w/w instrukcji.
- 2.2.** Klasa ciśnieniowa wg PN-EN 13942.
- 2.3.** Konstrukcja zasuw powinna być zgodna z wymaganiami PN-EN14141 i PN-EN 13942.
- 2.4.** Wykonawca dla oferowanych zasuw powinien posiadać pozytywne wyniki badań szczelności trzpienia i korpusu armatury przy użyciu helu (badanie typu) potwierdzające spełnienie wymagań PN-EN ISO 15848-1 „Armatura przemysłowa – Procedury pomiaru, badań i kwalifikacji dotyczące przecieków substancji szkodliwych - Część 1: System klasyfikacji i procedury kwalifikacji dla badań typu armatury” - potwierdzone Certyfikatem wystawionym przez niezależną instytucję certyfikującą. Badania powinny dotyczyć rodzaju/typu oferowanej armatury, a w szczególności zastosowanego systemu uszczelnień.
- 2.5.** Wymaga się, aby zasuw klinowe były wykonane w wersji konstrukcyjnej z trzpieniem niewznoszącym – to znaczy, że nagwintowany trzpień, którego obrót powoduje ruch zawieradła (klina) nie przemieszcza się względem korpusu zasuw. W szczególnych przypadkach w uzgodnieniu z GAZ-SYSTEM S.A. i tylko dla zabudowy nadziemnej dopuszcza się rozwiązanie konstrukcyjne z trzpieniem wznoszącym.
- 2.6.** Dopuszczalna różnica ciśnień – 8,4 MPa lub maksymalne ciśnienie robocze gazociągu (MOP) o ile zostanie określone w konkretnym zamówieniu.
- 2.7.** Zakres średnic nominalnych DN50 ÷ DN400.
- 2.8.** Czynnik roboczy – gaz ziemny grupy E lub Lw wg PN-C-04750.
- 2.9.** Temperatury pracy armatury -29°C do +60°C.
- 2.10.** Klasa szczelności zamknięcia „C” wg PN-EN12266-1.
- 2.11.** Dostarczana armatura musi posiadać mechanizm określający położenie zasuw w pozycjach pełnego otwarcia jak i pełnego zamknięcia. Dla zasuw o zabudowie nadziemnej mechanizm ten zlokalizowany powinien być na napędzie zasuw; dla zasuw o zabudowie podziemnej mechanizm ten zlokalizowany winien być na części nadziemnej kolumny zasuw lub na korpusie napędu.
- 2.12.** Armatura niewymagająca smarowania.
- 2.13.** Armatura powinna być w wersji bezobsługowej.
- 2.14.** Z możliwością ręcznego sterowania lub przy pomocy napędów elektrycznych.

- 2.15.** Dla zasuw o napędzie ręcznym, o średnicy DN200 i powyżej wymagane jest zastosowanie przekładni mechanicznej.
- 2.16.** Z określeniem maksymalnego momentu obrotowego lub siły parcia.
- 2.17.** Wykonawca powinien oferować zasuwę w wersjach zarówno kołnierzowej (zabudowa nadziemna) jak i z końcówkami do spawania (zabudowa podziemna) przystosowanymi do połączenia z rodzajami rur wg PN-EN ISO 3183.
- 2.18.** Wymaga się, aby w wersji kołnierzowej, o ile nie zostanie określone inaczej w konkretnym zamówieniu, dostarczyć również przeciwkołnierze owiercone typ 11 wraz z uszczelkami i kompletem elementów złącznych:
- 2.18.1.** Kołnierze - wg PN-EN 1759-1, w uzasadnionych przypadkach Zamawiający dopuszcza kołnierze wg PN-EN 1092-1+A1.
- 2.18.2.** Uszczelki - zgodne z ASME B16.20., w uzasadnionych przypadkach Zamawiający dopuszcza uszczelki wg PN-EN 1514-2.
- 2.18.3.** Zaleca się zastosowanie kołnierzy z przylgami B wg PN-EN 1759-1 lub przylgą B1 lub B2 wg PN-EN 1092-1 w zależności od klasy ciśnieniowej kołnierza. Kołnierze należy dodatkowo oznakować rodzajem przyłgi.
- 2.18.4.** Zaleca się zastosowanie uszczelek spiralnych (np. wg PN-EN 1514-2 lub wg PN-EN 12560-2), albo uszczelek metalowych rowkowanych z nakładkami (np. wg PN-EN 1514-6 lub PN-EN 12560-6). Wymiary uszczelek oraz sworzni powinny być dostosowane do rodzaju połączeń kołnierzowych. Wszelkie sworznie, nakrętki powinny być trwale oznaczone w sposób umożliwiający ich powiązanie z odpowiednim certyfikatem materiałowym. Dla układów rurowych o maksymalnym ciśnieniu roboczym do MOP 1,6 MPa należy stosować uszczelki zgodne z PN-EN 1514-1 lub PN-EN 12560-1.
- 2.18.5.** Elementy złączne – śruby, sworznie oraz nakrętki powinny spełniać wymagania PN-EN 1515-1, PN-EN 1515-2, PN-EN 1515-3, PN-ISO 8992, PN-EN 20898-2 i PN-EN ISO 4016 lub PN-EN ISO 898-1 oraz być wykonane w średnio dokładnej klasie wyrobu oznaczonej literą B. Do każdej partii sworzni, śrub i nakrętek należy wymagać od Dostawcy co najmniej atestu 2.2 zgodnie z PN-EN 10204 oraz niezbędne podkładowe sprężynujące. Długość sworzni lub śrub powinna uwzględniać stosowanie wszystkich elementów połączenia i zapewniać min. 1,5 zwoju gwintu wolnego nad nakrętką.
- 2.18.6.** Elementy złączne muszą być zabezpieczone przeciwkorozyjnie za pomocą metod galwanicznych.
- 2.18.7.** Dla armatury kołnierzowej wymaga się dostarczenia czterech podkładek koronkowych na każde przyłącze kołnierzowe.
- 2.18.8.** Przeciwkołnierze należy zabezpieczyć przeciwkorozyjnie. System malarski, zgodny z punktem 5.2., powinien być zastosowany na powierzchnię zewnętrzną przeciwkołnierza. Pozostałe powierzchnie powinny być pokryte powłoką ochrony czasowej tj. powierzchnia wewnętrzna, powierzchnia przyłgi oraz powierzchnia końca do spawania na min. 75mm od końca.
- 2.18.9.** Przeciwkołnierze wraz z kompletem elementów złącznych powinny być zamontowane na dostarczonej do odbioru zasuwie, przy czym uszczelki międzykołnierzowe należy dostarczyć oddzielnie.
- 2.19.** Zasuwy klinowe o zabudowie nadziemnej w zakresie średnic od DN100 do DN400 (włącznie) powinny być wyposażone w króćce drenażowe, usytuowane bezpośrednio w dolnej części korpusu zasuw, zabezpieczone konstrukcyjnie przed całkowitym wykręceniem (system bezpiecznego otwarcia) oraz króćce odciążenia gardzieli.

### 3. Technologia wykonania i konstrukcja zasuw klinowych

- 3.1. Konstrukcja zasuw powinna umożliwiać przenoszenie maksymalnych naprężeń wynikających z ciśnienia gazu, sił dynamicznych w czasie odgazowywania, zmian temperatur, sił zewnętrznych, zainstalowanego napędu i innych czynników.
- 3.2. Konstrukcja symetryczna (kierunek przepływu gazu dowolny).
- 3.3. Napęd ręczny lub elektryczny powinien być skonfigurowany z zasuwą. Króćce przyłączeniowe zgodne z PN-EN ISO 5210.
- 3.4. Wymiar przedłużonej kolumny/wrzeciona zasuw powinien być uzależniony od odległości osi gazociągu do poziomu gruntu, średniej wysokości obsługi (ok. 175 cm – 185 cm) oraz rodzaju napędu z uwzględnieniem wymiaru zamontowanego mechanizmu/panelu sterującego oraz korpusu zasuw. Sterowanie napędem powinno być wykonywane przez obsługę z poziomu gruntu bez konieczności używania podestów (patrz punkt 9).
- 3.5. Wykonawca musi oferować możliwość zamontowania kolumny przedłużającej trzpień zasuw do zabudowy podziemnej o długościach od 0,8 m do ok. 3,5 m. Konstrukcja kolumny powinna być sztywna, odporna na siły na nią działające, obustronnie zakończona kotłierzami przyłączeniowymi lub równoważnym stabilnym systemem łączącym zasuwę z napędem.
- 3.6. Gdy zasuw jest całkowicie otwarta, żadna z części wewnętrznych nie powinna zakłócać w sposób znaczący przepływu czynnika roboczego.
- 3.7. Zasuwy powinny być przystosowane do montażu w położeniu pionowym lub poziomym oraz w położeniach pośrednich (w odniesieniu do osi trzpienia zasuw).
- 3.8. Gwintowany trzpień zasuw powinien być wykonany ze stali nierdzewnej. Za nierdzewną uważa się stal posiadającą w swoim składzie chemicznym minimum 13% chromu.
- 3.9. Połączenia spawane korpusu powinny być wykonane za pomocą metod zmechanizowanych lub półautomatycznych.
- 3.10. Zasuwy powinny spełniać kryteria ognioodporności konstrukcji w oparciu o wytyczne zawarte w PN-EN ISO 10497, potwierdzające zdolność armatury do utrzymania ciśnienia podczas i po oddziaływaniu określonych warunków ogniowych.
- 3.11. Zasuwy o średnicach  $\geq DN150$  powinny być wyposażone w uchwyty transportowe i stopę lub stopy podpierające.
- 3.12. Armatura przewidziana do zabudowy w pozycji pionowej powinna posiadać odkręcane (demonutowalne) stopy, jeżeli ze względów na proces produkcji w zakładzie będą one niezbędne.
- 3.13. Powierzchnia uszczelniająca gniazda i klina zasuw klinowej powinna być napawana a następnie zeszlifowana. Wymagana twardość napawanego materiału powinna wynosić HRC 38÷60. Napawany materiał powinien być odporny na kawitację, korozję i erozję oraz zużycie ściernie występujące w trakcie zamykania i otwierania oraz regulacji/sterowania przepływem gazu ziemnego.
- 3.14. Wykonawca powinien oferować armaturę z przyłączami do spawania o długości zabudowy zgodnie z ETE SERIA 5 wg PN-EN 12982:2009.
- 3.15. Wykonawca powinien oferować armaturę z przyłączeniami kotłierzowymi o długości zabudowy odpowiadającej FTF SERIA 26 wg PN-EN 558:2017-04.
- 3.16. Dla zasuw o średnicach powyżej DN150 obrotowy trzpień zasuw powinien posiadać trzy niezależne poziomy uszczelnienia plus grafitowy pakiet ognioodporny.
- 3.17. Dla zasuw o średnicach mniejszych i równych DN150, obrotowy trzpień zasuw powinien posiadać minimum dwa niezależne poziomy uszczelnienia odpornych na wysokie ciśnienie plus grafitowy pakiet ognioodporny.
- 3.18. Uszczelnienie typu o-ring o przekroju „X”, Zamawiający traktuje jako jeden niezależny

poziom uszczelnienia trzpienia zasuw.

- 3.19.** Wszystkie uszczelnienia muszą być odporne na gwałtowne rozprężanie gazu (dekompresję) oraz relację ciśnienie-temperatura – należy uwzględnić temperaturę kruchości uszczelnień.
- 3.20.** Dopuszcza się, aby jeden z poziomów uszczelnienia trzpienia zasuw posiadał system mechanicznej kompensacji uszczelnienia.
- 3.21.** Trzpień zasuw wykonany ze stali nierdzewnej powinien posiadać gwint (trapezowy lub inny stosowany w ruchomych połączeniach roboczych) zewnętrzny jednokrotny lub dwukrotny.
- 3.22.** Trzpień niewznoszący powinien być w części kołnierzowej podparty systemem ograniczającym tarcie.
- 3.23.** Wykonawca musi jednoznacznie określić maksymalny moment rozruchowy, jaki może zostać przyłożony do trzpienia zasuw, którego wielkość powinna być, co najmniej dwa razy większy od maksymalnej siły parcia lub momentu obrotowego niezbędnego do otwarcia/zamknięcia zasuw.
- 3.24.** Zestaw (zasuwa + napęd) powinien być zabezpieczony przed uszkodzeniem, zabrudzeniem i korozją w czasie transportu i magazynowania.
- 3.25.** Częstotliwość wykonywania czynności obsługowych wymaganych przez Dostawcę armatury – nie częściej niż raz w roku.
- 3.26.** Armatura w części nadziemnej powinna posiadać element (zacisk) z otworem pod śrubę M10 do przyłączenia uziemienia/iskiennika. Element (zacisk) należy wskazać na rysunku konstrukcyjnym.

#### **4. Materiały**

- 4.1.** Obudowa (definicja wg PN-EN 736-2)) powinna być w pełni spawana ze stali kutej, walcowanej lub ze staliwa. Nie dopuszcza się wersji, w której jakiegokolwiek części obudowy zasuw są łączone przy użyciu elementów złącznych (śrub lub szpilek).
- 4.2.** Materiały użyte do wykonania wszystkich elementów zasuw muszą być odporne na gaz ziemny, zanieczyszczenia, kondensat gazu ziemnego, mieszaninę z metanolem, glikolem, olejem mineralnym, węglowodory aromatyczne, jak również muszą być odporne na gwałtowne rozprężanie gazu (dekompresję) oraz relację ciśnienie-temperatura (muszą uwzględniać temperaturę kruchości uszczelnień), jak również powinny uwzględniać wytyczne zawarte w Ustawie z dnia 19 czerwca 1997 r. o zakazie stosowania wyrobów zawierających azbest (t.j. Dz. U. z 2020, poz. 1680 z późn. zm.).
- 4.3.** Armatura powinna być wyposażona w przyłącza do przyspawania doczołowego/przeciwkołnierze zgodnie z wymaganiami PN-EN12627. Własności wytrzymałościowe końców do spawania powinny być zachowane zgodnie z wymaganiami:
  - 4.3.1.** Dla zasuw do DN150 włącznie –  $Re \geq 240$  MPa.
  - 4.3.2.** Dla zasuw powyżej DN150 do DN400 włącznie –  $Re \geq 355$  MPa.
  - 4.3.3.** Obudowa, w tym również kołnierz w wersji nadziemnej, powinien być wykonany ze staliwa lub stali całkowicie uspokojonej o umownej normatywnej granicy plastyczności ( $Re$ ) minimum 240 MPa. Przez umowną normatywną granicę plastyczności ( $Re$ ) Zamawiający uważa minimalną granicę plastyczności dla danego zakresu wymiarowego określoną w normie materiałowej lub normie wyrobu lub atście materiałowym.



## 5. Powłoki ochronne i zabezpieczenia

- 5.1.** Izolacja części podziemnych armatury (zasuwa, kolumna, wyposażenie i osprzęt):
- 5.1.1.** Części podziemne zasuwy do wysokości kolumny co najmniej 50 cm od powierzchni terenu, powinny być pokryte powłoką poliuretanową PUR wg PN-EN 10290, typu 2, o grubości wg punktów 5.1.5. i 5.1.6., oporności właściwej wg 5.1.12, z uwzględnieniem poniższych wymagań określonych w punktach 5.1.2. – 5.1.14., które są nadrzędne w stosunku do wymagań normy.
  - 5.1.2.** Powłoką powinny być pokryte nie tylko części przenoszące obciążenia, ale również wszystkie pozostałe elementy metalowe takie jak stopy, uszy, rurki, wsporniki rurek, osprzęt zasuwy i inne.
  - 5.1.3.** Wytwórca powłoki winien dysponować aktualnym certyfikatem zgodności powłoki z normą wystawionym przez uprawnioną notyfikowaną jednostkę certyfikującą.
  - 5.1.4.** Powłoka, w okresie przechowywania (ekspozycji) na odkrytej przestrzeni, powinna być odporna/zabezpieczona na działanie UV i działanie czynników atmosferycznych przez okres min 2,5 roku dla części podziemnej, przez okres 15 lat dla części nadziemnej.
  - 5.1.5.** Grubość powłoki nie powinna być mniejsza niż 2 mm. Na zewnętrznych krawędziach elementów dopuszcza się zmniejszenie grubości do 1,7 mm.
  - 5.1.6.** Zaleca się, aby grubość powłoki nie była większa niż 3,5 mm.
  - 5.1.7.** Przyłącza przeznaczone do przyspawania do rurociągu powinny być pozbawione powłoki poliuretanowej na długości 75 – 150 mm od końca. Wymaga się, aby były one pokryte powłoką ochrony czasowej (verniks).
  - 5.1.8.** Powłoka powinna być wolna od nieciągłości (uszkodzeń, braków, kanałów/szczelin i in.), pęcherzy, pęknięć, zacieków, fałd, nadlań, sopli.
  - 5.1.9.** Zamawiający dopuszcza występowanie w powłoce pojedynczej, dostarczonej na miejsce dostawy zasuwy, nieszczelności jedynie w postaci porów, w ilości:
    - 5.1.9.1.** 1 nieszczelność dla zasuwy o średnicy DN200 i poniżej.
    - 5.1.9.2.** 2 nieszczelności dla zasuwy o średnicy powyżej DN 200 do średnicy DN 400 włącznie.
  - 5.1.10.** Zamawiający akceptuje w powłoce dostarczonej zasuwy 4 wykonane uprzednio naprawy nieciągłości sięgających metalowej powierzchni, nie licząc w tym napraw powłoki uszkodzonej podczas badań niszczących oraz nieszczelności wg pkt 5.1.9. oraz napraw uszkodzeń na elementach transportowych tj. na uszach i stopach powstałych podczas rozładunku.
  - 5.1.11.** Powłoka powinna być odporna na wielokrotne badania szczelności poroskopem wysokonapięciowym o napięciu wg 6.3.3. lit. C. W wyniku przeprowadzonych badań powłoka nie powinna ulec uszkodzeniom i degradacji.
  - 5.1.12.** Oporność właściwa powłoki po 100 dniach w 23° C +/- 2° C nie powinna być mniejsza niż 10<sup>8</sup> Ωm<sup>2</sup>, a po 30 dniach w maksymalnej temperaturze pracy +/- °C (dla typu 2 wg. PN EN 10290:2005) nie powinna być mniejsza niż 10<sup>5</sup> Ωm<sup>2</sup>.
  - 5.1.13.** Kolor armatury podziemnej (powyżej poziomu gruntu): RAL 8019, 8022, 9005, 9011, 9017.
  - 5.1.14.** Powłoka każdej zasuwy powinna być udokumentowana dokumentem kontroli w postaci świadectwa odbioru 3.1 wg PN-EN 10204.

**5.2. Zabezpieczenie części nadziemnych armatury (powyżej powłoki PUR):**

**5.2.1.** Przygotowanie powierzchni należy przeprowadzić poprzez czyszczenie strumieniowo ściernie. Wymagana klasa czystości powierzchni Sa 2½ (wg PN-EN ISO 8501-1).

**5.2.2.** Wymagana powłoka malarska – system epoksydowo-poliuretanowy, o dużej zawartości części stałych, o dużej trwałości (co najmniej 25 lat): system C4.07 lub C4.11 wg PN-EN ISO 12944-5:2018.

**5.2.3.** Sposób przygotowania i nałożenia poszczególnych warstw farb zgodnie z zatwierdzoną przez GAZ-SYSTEM S.A. (lub wskazaną przez GAZ-SYSTEM S.A. Jednostkę Inspekcyjną) „Instrukcją wykonania, czyszczenia i nakładania powłok ochronnych zewnętrznych”, opracowaną przez wykonawcę powłoki zgodnie z kartami technicznymi i instrukcjami producentów farb.

**5.2.4.** Kolor armatury nadziemnej – RAL 1021 lub 1023.

**5.3.** Króćce zasuw należy zabezpieczyć plastikowymi lub drewnianymi pokrywami (deklami).

**5.4. Stopy armatury**

**5.4.1.** Pomiędzy armaturą i betonowymi fundamentami należy projektować dwuwarstwowe przekładki izolacyjne: płyty tekstolitowo-szklane (TSE) od strony fundamentów oraz materiał bardziej miękki od strony armatury (np. płyta z miękkiego polietylenu lub PCV, twarda guma). Stopy zasuw należy dodatkowo zabezpieczyć przed upływnością prądu.

Odpowiedni system izolacyjny stosowany przed lub po posadowieniu zasuwki powinien uzyskiwać adhezję zarówno do stopy jak i do płyty izolacyjnej i powinien zachowywać swoje właściwości izolacyjne i uszczelniające po zasypaniu w całym okresie użytkowania zasuwki. Zastosowany system izolacyjny powinien być odporny na drgania wywołane pracą zasuwki i napędu lub pulsacją ciśnienia w gazociągu.

## **6. Badania i testy**

**6.1. Badania nieniszczące materiału i złączy spawanych:**

**6.1.1.** Badania nieniszczące powinny być prowadzone przez personel posiadający kwalifikacje 2 stopnia zgodnie z wymaganiami PN-EN ISO 9712 według instrukcji badań zatwierdzonych przez personel posiadający kwalifikacje 3 stopnia w danej metodzie badania.

**6.1.2. Zakres badań nieniszczących materiału podstawowego:**

**6.1.2.1.** Rury, które zostały już zwinięte z blachy, badanie należy wykonać wg EN ISO 10893-8 poziom U2 (dawniej PN-EN 10246-14).

**6.1.2.2.** Blachy przeznaczone do wytworzenia rury, np. zwijka z blachy, badanie powinno być przeprowadzone wg PN- EN ISO 10893-9 poziom U2.

**6.1.3. Zakres badań złączy spawanych:**

**6.1.3.1.** Wszystkie złącza spawane korpusu armatury powinny być poddane badaniom wizualnym (VT – 100% złączy).

- 6.1.3.2.** Wszystkie główne złącza spawane armatury (100% złączy) powinny być poddane:
- 6.1.3.2.1.** Badaniom radiograficznym (RT) zgodnie z wymaganiami pkt 5.5.2 PN-EN14141:2013-11 lub A11 PN-EN13942:2012.
- lub
- 6.1.3.2.2.** Badaniom ultradźwiękowym (UT) zgodnie z wymaganiami pkt 5.5.2 PN-EN14141:2013-11 lub A12 PN-EN13942:2012.
- 6.1.3.3.** Dopuszcza się, aby mniejsze odgałęzienia korpusu zasuw były poddane badaniom VT oraz magnetyczno-proszkowemu (MT) lub penetracyjnemu (PT) zgodnie z wymaganiami pkt 5.5.2 PN-EN14141:2013-11.
- 6.1.3.4.** Badania UT końców do spawania powinny być wykonane zgodnie z wymaganiami pkt 5.5.5 PN-EN14141:2013-11.
- 6.2.** Badanie wytrzymałości i szczelności, próby działania:
- 6.2.1.** Próba działania armatury F20 powinna być wykonana zgodnie z wymaganiami pkt B.1 PN-EN12266-2:2012.
- 6.2.2.** Badanie szczelności i wytrzymałości obudowy zasuw należy prowadzić zgodnie z wymaganiami pkt 5.6 PN-EN14141:2013-11. Ciśnienie próby wytrzymałości powinno być 1,5x większe od dopuszczalnego ciśnienia pracy armatury. Badania należy wykonać na kompletnie zmontowanej armaturze przed pokryciem jej powłoką ochronną.
- 6.2.3.** Badanie szczelności gniazd zasuw należy prowadzić zgodnie z wymaganiami pkt 5.8.1 PN-EN14141:2013-11. Gniazda zasuw powinny wykazywać szczelność zamknięcia klasy C zgodnie z PN-EN12266-2:2007.
- 6.2.4.** Po badaniach wytrzymałości i szczelności zasuw powinny być osuszone i w miarę potrzeby nasmarowane.
- 6.2.5.** Wymagana próba funkcjonalna wg aneksu D PN-EN14141:2013.
- 6.3.** Pozostałe badania:
- 6.3.1.** Zasuw powinny posiadać badania antystatyczne zgodnie z wymaganiami pkt B.5 PN-EN1394:2012.
- 6.3.2.** Zasuw powinny posiadać badania momentu obrotowego zgodnie z wymaganiami pkt B6 PN-EN1394:2012.
- 6.3.3.** Badania poliuretanowych powłok izolacyjnych części podziemnych należy wykonywać w zakresie określonym w Tabelicy 5 wg PN-EN 10290, z uwzględnieniem poniższych wymagań doprecyzowujących:
- 6.3.3.1.** W procesie kwalifikacji powłoki należy wykonać wszystkie badania.
- W procesie produkcji należy wykonać badania oznaczone jako „dla każdego komponentu”, literą „c” oraz:
- A. Badanie elastyczności powłoki należy wykonać dla każdej partii materiałów,  
z których będzie wytwarzana powłoka. Badanie wykonać wg załącznika K ww. normy, w sposób przedstawiony w rozdziale K3 – tak jak dla rur (Tabela K.1). Dopuszcza się wykonanie badania elastyczności powłoki według procedury K.3.1 załącznika K PN-EN 10290.
- B. Badanie oporności właściwej powłoki należy wykonać dla każdej partii materiałów, z których będzie wytwarzana powłoka, wg załącznika F ww. normy.
- C. Badanie szczelności powłoki (wykrywanie nieciągłości) należy przeprowadzać metodą wg załącznika B PN-EN 10209, stosując napięcie

probiercze

8 V/ $\mu$ m grubości (8 kV/mm), jednakże nie większe niż 20 kV. Jeśli na armaturze występować będą fragmenty powłoki o grubości  $\geq 4$  mm o łącznej powierzchni  $\geq 100$  cm<sup>2</sup>, to dodatkowo armaturę należy poddać badaniu szczelności metodą elektrolityczną wg DIN 30677 część 2, pkt 4.2.2.2 i 5.4.2. Wyznaczona jednostkowa rezystancja przejścia nie powinna być mniejsza niż 10<sup>8</sup>  $\Omega$ m<sup>2</sup>.

D. Badanie przylegania (odporności na usunięcie powłoki) zgodnie z załącznikiem D ww. normy powinno być wykonywane dla każdej zasuwki o średnicy DN200 i powyżej.

E. Pomiar grubości suchej warstwy powłoki należy wykonać dla każdej zasuwki metodą nieniszczącą według załącznika A, przy czym ilość punktów pomiarowych i ich rozmieszczenie należy dostosować w ten sposób, aby możliwa była wiarygodna ocena grubości, w tym kwalifikacja zasuwki do ewentualnego badania szczelności powłoki metodą elektrolityczną.

## 7. Dokumentacja odbiorowa

**7.1.** Kompletna dokumentacja dotycząca każdej zasuwki (zgodnie z nr. fabrycznym na tabliczce znamionowej) powinna zawierać poniżej wymienione świadectwa odbioru zgodnie z PN-EN 10204:

**7.1.2.** Świadectwo 3.2 na zasuwę o średnicy powyżej DN200.

**7.1.3.** Świadectwo 3.1 na zasuwę o średnicy DN200 i poniżej.

**7.1.4.** Świadectwo 3.1 na napęd (nie dotyczy napędów ręcznych).

**7.1.5.** Świadectwo 3.1 na izolację zewnętrzną podziemną.

**7.1.6.** Świadectwo 3.1 na izolację nadziemną zasuwki.

**7.1.7.** Świadectwa 3.2 (atesty materiałowe) na elementy (części zasuwki) zasuwki o średnicy powyżej DN200:

- elementy korpusu zasuwki,
- trzpień (ze stali nierdzewnej).

**7.1.8.** Świadectwa 3.1 (atesty materiałowe) na elementy (części zasuwki) zasuwki o średnicy DN200 i poniżej:

- elementy korpusu zasuwki,
- trzpień (ze stali nierdzewnej).

**7.1.9.** Atest 2.2 elementy złączne (śruby, nakrętki) również dla połączeń zasuwki – napęd.

**7.1.10.** Świadectwo 3.1 na przeciwkołnierze (dot. wersji kołnierzowej zasuwki).

**7.1.11.** Świadectwo 3.1 na uszczelki międzykołnierzowe (dot. wersji kołnierzowej zasuwki).

**7.1.12.** Świadectwo 3.1 na pierścienie dla potrzeb uznania technologii spawania (jeśli są one przedmiotem zamówienia).

Dopuszcza się możliwość określenia przez służby techniczne Zamawiającego innych wymagań w zakresie powyższych świadectw odbioru w szczegółowych specyfikacjach dla konkretnego zamówienia.

**7.2.** Deklaracje zgodności zasuw i napędów z Dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/68/UE z dnia 15 maja 2014 r. w sprawie harmonizacji ustawodawstw państw członkowskich odnoszących się do udostępniania na rynku urządzeń ciśnieniowych

w zakresie zasuw, napędów i przeciwkołnierzy owierconych.

- 7.3. Certyfikat systemu zapewnienia jakości zgodnie z PN-EN ISO9001 w zakresie projektowania, wytwarzania, kontroli oraz serwisowania zasuw.
- 7.4. Certyfikat systemu zapewnienia jakości w spawalnictwie zgodnie z PN-EN ISO3834-2 (pełne wymagania).
- 7.5. Certyfikat potwierdzający spełnienie kryteriów odbioru na ognioodporność armatury zgodnie z wymaganiami PN-EN ISO10497.
- 7.6. Certyfikat potwierdzający spełnienie wymagań PN-EN ISO 15848-1 „Armatura przemysłowa – Procedury pomiaru, badań i kwalifikacji dotyczące przecieków substancji szkodliwych - Część 1: System klasyfikacji i procedury kwalifikacji dla badań typu armatury”.
- 7.7. Deklaracja zgodności Wykonawcy na wykonanie armatury zgodnie z wymaganiami PN-EN13942 i PN-EN14141.
- 7.8. Rysunki konstrukcyjne (przekroje).
- 7.9. DTR-ki (w j. polskim). Instrukcje, DTR urządzeń winny zawierać: Opisy i schematy połączeń elektrycznych i mechanicznych, sterowanie, obsługę, sytuacje awaryjne i sposoby ich usunięcia, opis postępowania w trakcie awaryjnego odstawienia, dane techniczne dla każdego elementu, rysunki złożeniowe zawierające dane o materiałach, itp.
- 7.10. Instrukcje powinny również zawierać kryteria konserwacji, przedziały czasowe konserwacji, określone obiekty i elementy podlegające konserwacji, informacje o niezbędnych narzędziach i osprzęcie specjalnym, szybkozużywających się częściach zamiennych i materiałach eksploatacyjnych (wyroby gumowo-techniczne z wyszczególnieniem wymiarów i rodzaju materiału), szczegółowe instrukcje instalacyjne w ramach zakresów montażowych.
- 7.11. Dostawca powinien dołączyć zestaw dokumentacji technicznej po jednym egzemplarzu w języku polskim lub angielskim, jeden egzemplarz w języku oryginalnym w formie papierowej oraz po jednym egzemplarzu każdego dokumentu w formie elektronicznej (pliki doc., pdf. z funkcją wyszukiwania, jpg). Nie wymaga się tłumaczenia na język polski dokumentacji materiałowej (dot. analiz wytopu).
- 7.12. Zasuwy powinny być wyposażone w tabliczkę identyfikacyjną/znamionową wg załącznika E PN-EN 13942:2012 umieszczoną na zewnętrznej, a w przypadku zabudowy podziemnej na nadziemnej części armatury. Tabliczka powinna być wykonana z materiału odpornego na uszkodzenia mechaniczne i wpływu warunków atmosferycznych (nie dopuszcza się naklejek) oraz powinna być przymocowana do armatury w sposób trwały (na przykład za pomocą nitów). Informacje zawarte na tabliczce znamionowej powinny być w języku polskim.

## **8. Dostawa i magazynowanie**

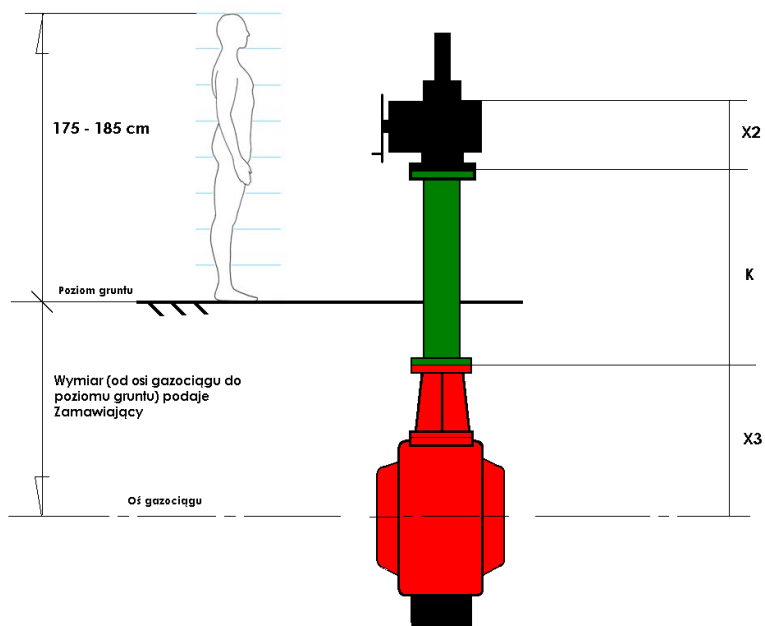
- 8.1. W przypadku dostawy zasuw w wersji kołnierzowej – zasuwą powinna być dostarczona w komplecie z przykręconymi dwoma przeciwkołnierzami, elementami złącznymi (śruby, nakrętki, podkładki) przy czym uszczelki międzykołnierzowe należy dostarczyć oddzielnie.
- 8.2. W przypadku zamówienia zasuw przewidzianych do zamontowania w pozycji pionowej (lub innej niż pozioma) należy taką informację zamieścić w opisie przedmiotu zamówienia. Wykonawca w takim przypadku musi przewidzieć zmiany dotyczące odwodnienia zasuw, mocowania zasuw, usytuowania i mocowania napędu i inne.
- 8.3. Dostawca zasuw zobowiązany jest do dostarczenia pierścieni dla uznania technologii spawania (co powinno być potwierdzone w konkretnym zamówieniu).
- 8.4. Dostawca zobowiązany jest dostarczyć części zamienne i eksploatacyjne, które będą

niezbędne do prawidłowej pracy zaworów i napędów przez okres 24 miesięcy. Części zamienne powinny być tej samej jakości, co części należące do dostawy.

- 8.5. Dostawca ma obowiązek zapewnić dostępność wszystkich niezbędnych części zamiennych i eksploatacyjnych przez okres, co najmniej 10 lat.
- 8.6. Wymagania dotyczące personelu i urządzeń w tym sposobu zabezpieczenia transportowanej armatury przed uszkodzeniem, winny być określone w sporządzonej przez Wykonawcę „**Instrukcji załadunku, rozładunku i składowania armatury z napędami**”.
- 8.7. Za prawidłowy załadunek, zabezpieczenie armatury przemysłowej (z napędami) na czas transportu, transport i rozładunek w miejscu dostawy wskazanym przez Zamawiającego oraz za dobór pojazdów transportowych i dźwigów przeznaczonych do załadunku i rozładunku odpowiada Wykonawca.
- 8.8. Króćce zasuw na czas transportu i magazynowania należy zabezpieczyć plastikowymi, ewentualnie drewnianymi zaślepkami. Kolumny zasuw dostarczanych bez zamontowanych napędów należy zabezpieczyć folią ochronną.
- 8.9. Na czas transportu i składowania należy zabezpieczyć zewnętrzne powłoki antykorozyjne przed uszkodzeniem. Zabrania się wkładania do środka armatury stalowych i ostrych części, które mogą ją uszkodzić.
- 8.10. Czynności załadunkowe i rozładunkowe związane z przenoszeniem armatury przemysłowej, należy przeprowadzać używając zawiesi typu pasowego. Zawiesia należy dobrać odpowiednio do ciężaru armatury i sprawdzić przed zastosowaniem jakość oraz atest dopuszczający do pracy.
- 8.11. Miejsce mocowania zawiesi powinno być wskazane przez Wykonawcę oraz oznaczone na armaturze jak również naniesione w dokumentacji technicznej, celem wyeliminowania potencjalnych uszkodzeń powierzchni zabezpieczenia antykorozyjnego jak również elementów mechanicznych armatury i napędów w trakcie załadunku i rozładunku. Uchwyty napędu przewidziane są jedynie do montażu siłownika do kołnierza armatury, zabronione jest wykorzystywanie tych uchwytów do transportu/podnoszenia całości zespołu (armatura + napęd).
- 8.12. W przypadku transportowania w jednym opakowaniu kilku zasuw, należy włożyć materiał zabezpieczający, który będzie chronił armaturę przed wzajemnym uszkodzeniem.
- 8.13. Armatura powinna być dostarczana na drewnianych paletach lub w drewnianych skrzyniach. Palety/skrzynie powinny być przystosowane do przenoszenia obciążeń w czasie transportu, jak i długotrwałego składowania oraz zabezpieczać przed przypadkowym uszkodzeniem. Wykonawca określa właściwą pozycję ułożenia armatury w czasie transportu oraz określa pozycję ustawienia (pionowa/pozioma) na placu magazynowym.
- 8.14. Wszystkie dostawy powinny być składowane w sposób zabezpieczający urządzenia przed stykaniem się z gruntem, negatywnym wpływem warunków atmosferycznych jak również wzajemnym uszkodzeniem. Magazynowanie armatury powinno odbywać się w oryginalnych opakowaniach.

## 9. Dobór wysokości kolumny zasuw o zabudowie podziemnej

Ujednolicona metoda doboru wysokości kolumny przedłużeniowej  
armatury o zabudowie podziemnej



Producent/Wykonawca armatury decyduje o gabarytach elementów składowych zespołu zasuw / napęd:

X2 - Napęd / silownik.

X3 - Wysokość korpusu zasuw.

K - Wymiar uzależniony od X2, X3.



## **Załącznik nr 4 – Napędy armatury**

### Spis treści

1. Wymagania ogólne.....	2
2. Napędy elektrohydrauliczne .....	4
3. Napędy elektryczne .....	6
4. Napędy ręczne .....	8
5. Wolnostojąca szafka sterownicza napędu elektrohydraulicznego.....	10
6. Napędy gazowe .....	10
7. Wolnostojąca szafka sterownicza napędu gazowego.....	13

## 1. Wymagania ogólne

- 1.1. Wykonawca powinien posiadać wdrożony i certyfikowany system kompleksowego zapewnienia jakości zgodnie PN-EN ISO9001, w zakresie projektowania, wytwarzania, kontroli oraz serwisowania napędów. Wymagana certyfikacja systemu przez niezależną jednostkę (stronę trzecią).
- 1.2. Za dobór i zespolenie napędu z armaturą odpowiada producent armatury.
- 1.3. Króćce przyłączeniowe napędów niepełnoobrotowych (zawory) powinny być zgodne z PN-EN ISO 5211.
- 1.4. Króćce przyłączeniowe napędów wieloobrotowych (zasuwy) powinny być zgodne z PN-EN ISO 5210.
- 1.5. Maksymalny moment (Nm), niezbędny do otwarcia bądź zamknięcia armatury w najmniej sprzyjającej konfiguracji ciśnień występującej w czasie eksploatacji, musi być mniejszy od momentu wytwarzanego przez zamontowany napęd. Maksymalny moment Nm obrotowy napędu musi być większy o minimum 30% od maksymalnego momentu obrotowego armatury.
- 1.6. Dopuszczalny czas otwarcia i zamknięcia armatury winien być określony i dobrany przed zamontowaniem napędu, celem wyeliminowania sytuacji prowadzącej do uszkodzenia (ukręcenia) trzpienia armatury.
- 1.7. Wykonawca armatury musi jednoznacznie określić maksymalny moment rozruchowy, jaki może zostać przyłożony do trzpienia armatury w celu jego otwarcia. Musi on być, co najmniej dwa razy większy od maksymalnego momentu obrotowego (w chwili ruszania) niezbędnego do otwarcia/zamknięcia armatury.
- 1.8. Wszystkie napędy armatury powinny być wyposażone w lokalne wskaźniki położenia pokazujące otwartą/zamkniętą pozycję organu zamykającego widoczne dla obsługi z każdej strony. W przypadku napędu ręcznego (sterowanie kluczem) na trzpieniu zaworu winien być nacięty rowek informujący o położeniu kuli zaworu.
- 1.9. Układ napędowy armatury powinien spełniać wymagania pkt 7.20 normy ISO14313:2007.
- 1.10. Napędy i armatura powinny być dostarczone wraz z niezbędnym wyposażeniem do ich obsługi i serwisowania.
- 1.11. Wszystkie odcinki hydraulicznej/gazowej instalacji sterującej i zasilającej powinny być wykonane ze stali nierdzewnej. Zaleca się stosowanie rur ciśnieniowych, bezszwowych ze stali kwasoodpornej o wytrzymałości na ciśnienie nie mniejsze niż 32 MPa.
- 1.12. Wszystkie elementy narażone na występujące czynniki korozyjne powinny być wykonane ze stali nierdzewnej (np. zbiornik oleju, szafka sterownicza). Za nierdzewną uważa się stal zawierającą minimum 13% chromu.
- 1.13. Napęd zaworów kulowych powinien posiadać możliwość ustawienia kąta nastaw kuli w zakresie od 87° do 93°.
- 1.14. Sygnał rozpoczęcia przesterowania zaworu powinien być widoczny lokalnie i zdalnie w przypadku przestawienia zaworu ponad 3%. Dla napędów do zaworów regulacyjnych dokładność wskazania na wyświetlaczu należy określić na poziomie min. 1%
- 1.15. Napęd lub armatura powinna posiadać regulowane, mechaniczne ograniczniki skrajnych położenia organu zamykającego.
- 1.16. Zabezpieczenie przed zmianą pozycji korpusu napędu względem korpusu armatury powinno być usytuowane pomiędzy kołnierzami przyłączeniowymi (np. klin lub bolec stabilizujący).
- 1.17. Każdy zawór, napęd oraz pompa hydrauliczna będąca częścią napędu elektrohydraulicznego powinny posiadać Dokumentację Techniczno-Ruchową (DTR). DTR powinna być dostarczona w języku polskim oraz 1 egzemplarz w języku oryginalnym, jeżeli

jest on inny niż polski. DTR powinna być dostarczona w formie papierowej w 2 egz. oraz w formie elektronicznej w 1 egzemplarzu (pliki pdf z funkcją wyszukiwania, doc.).

W szczególności DTR powinna zawierać:

- 1.17.1.** dane techniczne dla każdego elementu.
- 1.17.2.** rysunki konstrukcyjne, przekroje i wymiary napędów, rysunki zestawieniowe (przekroje) zawierające wykaz wszystkich części (w szczególności części zamiennych) oraz dane o materiałach.
- 1.17.3.** Opisy i schematy połączeń elektrycznych i mechanicznych.
- 1.17.4.** Opisy sterowania, opisy sytuacji awaryjnych oraz sposoby ich usunięcia.
- 1.17.5.** Opisy postępowania w trakcie awaryjnego odstawienia.
- 1.17.6.** Specyfikację techniczną stosowanych płynów hydraulicznych.
- 1.18.** Instrukcje konserwacji urządzeń winny być wyspecyfikowane oddzielnie dla branży elektrycznej, mechanicznej, automatyki.
- 1.19.** Dokumentacja techniczno-ruchowa (DTR) powinny również zawierać kryteria konserwacji, przedziały czasowe konserwacji, określone obiekty i elementy podlegające konserwacji, informacje o niezbędnych narzędziach i osprzęcie specjalnym, szybkozużywających się częściach zamiennych i materiałach eksploatacyjnych (wyroby gumowo-techniczne z wyszczególnieniem wymiarów i rodzaju materiału, typów płynów eksploatacyjnych, olejów, smarów, wraz z podaniem czasookresów ich wymiany), szczegółowe instrukcje instalacyjne w ramach zakresów montażowych.
- 1.20.** Wykonawca powinien udzielić gwarancji na napęd min. 24 miesiące licząc od dnia odbioru przez Zamawiającego (ale nie krócej jak na armaturę).
- 1.21.** Napędy powinny być przystosowane do ich magazynowania i eksploatacji na wolnym powietrzu, odporne na występujące w Polsce warunki atmosferyczne. Magazynowanie na wolnym powietrzu przed pierwszym montażem nie powinno wymagać doprowadzenia jakichkolwiek mediów, a w szczególności nie powinno być konieczności zasilania napędów przed ich pierwszym uruchomieniem.
- 1.22.** Zabezpieczenie przeciwkorozyjne:
  - 1.22.1.** Powierzchnie podlegające zabezpieczeniu przeciwkorozyjnemu muszą odpowiadać zaleceniom podanym w kartach technicznych producenta wyrobu oraz aprobatkach technicznych w zakresie stanu podłoża, temperatury oraz wilgotności.
  - 1.22.2.** Materiały użyte do przygotowania powierzchni powinny odpowiadać zaleceniom podanym w kartach technicznych zastosowanych zestawów przeciwkorozyjnych oraz muszą być zgodne z normami: PN-EN ISO 8504-2 oraz PN-EN ISO 8504-1.
  - 1.22.3.** Wymaga się, aby wsporniki (ramy) na których zamocowana jest skrzynka sterowania napędem były zabezpieczone przeciwkorozyjnie poprzez ocynkowanie ogniowe i następnie malowanie proszkowe. Opcjonalnie dopuszcza się wykonanie tych elementów ze stali nierdzewnej (posiadającej w składzie chemicznym min 13% chromu).
  - 1.22.4.** W przypadku wykonania wspornika (ramy) z materiału nierdzewnego, a przeznaczonego do montażu na korpusie napędu/zaworu wykonanego ze stali węglowej wymaga się odizolowania obydwóch gatunków stali w celu zapobiegnięcia wystąpienia korozji galwanicznej.
- 1.23.** Kompletny napęd powinien posiadać świadectwo odbioru 3.1 zgodnie z wymaganiami PN-EN10204 (ten wymóg nie dotyczy przekładni mechanicznych napędów ręcznych).
- 1.24.** Wykonawca/dostawca powinien być gotowy do dostarczenia napędów elektrohydraulicznych z zabudowanymi, odizolowanymi szafkami sterowniczymi i napędów elektrycznych fabrycznie odizolowanych od armatury. Wymagana rezystancja

izolacji – co najmniej 10 MΩ. Konkretnie napędy, które powinny spełniać to wymaganie zostaną wskazane w szczegółowej specyfikacji konkretnego zamówienia.

- 1.25. W okresie gwarancji prace eksploatacyjne na napędach nie mogą być ograniczane i wykonywane wyłącznie przez autoryzowany serwis Wykonawcy. Niniejszy wymóg nie może powodować utraty gwarancji.
- 1.26. Wszystkie informacje i opisy znajdujące się na napędzie powinny być również w języku polskim.
- 1.27. Wszystkie przepusty elektryczne powinny być wyposażone w dławiki kablowe wraz z korkami zaślepiającymi w wykonaniu przeciwwybuchowym odpowiednim do budowy napędu.
- 1.28. Zamawiający wymaga, aby w napędzie były wykonane 4 nacięcia pod klin (co 90°) tak, aby był możliwy montaż napędu w różnych pozycjach.

## 2. Napędy elektrohydrauliczne

- 2.1. Napęd powinien mieć możliwość zasilania z sieci elektroenergetycznej 3x400VAC (ewentualnie na odrębne żądanie 1x230VAC). W przypadku zasilania 3-fazowego napęd powinien być wyposażony w układ korekcji faz do zabezpieczenia właściwych kierunków obrotów silnika pompy.
- 2.2. Napęd powinien być wyposażony w akumulator ciśnienia wystarczający do min. 3-krotnej zmiany stanu zaworu przy braku zasilania elektrycznego pompy.
- 2.3. Ciśnienie w układzie hydrauliki powinno być kontrolowane za pomocą zainstalowanego manometru, na którym oznaczono minimalne i maksymalne ciśnienie robocze oleju.
- 2.4. Napęd powinien posiadać wewnętrzny układ logiczno-sterujący umożliwiający zmianę stanu na zamknięty lub otwarty tylko przez podanie zasilania i odpowiedniego sygnału otwarcia lub zamknięcia. Układ ten powinien zabezpieczać napęd przed przeciążeniem (ochrona silnika, automatyczne wyłączniki krańcowe, układ wykrywania zaniku fazy oraz korekcji faz) oraz umożliwiać zmianę momentu obrotowego w dopuszczalnym zakresie.
- 2.5. Obwody sterujące (elektrozawory, lokalne wskaźniki itp.) powinny być zasilane napięciem 24 V DC, przy czym źródłem zasilania mogą być zasilacze wewnętrzne i/lub zasilanie zewnętrzne w zależności od specyfikacji zamówienia. W przypadku, gdy źródłem zasilania będzie zasilanie zewnętrzne napęd musi posiadać osobne wejście kablowe dla zasilania gwarantowanego 24VDC dla obwodów sterujących i obwodów komunikacyjnych RS-485 i/lub ETH.
- 2.6. Napęd musi posiadać jedną dedykowaną szafkę sterowniczą, zawierającą wszystkie elementy pomocnicze. Zaleca się zabudowę szafy sterowniczej na korpusie napędu. Napędy z szafką sterowniczą powinny być samonośne, bez konieczności stosowania dodatkowych podparć napędu i szafki sterowniczej (przy zachowaniu wymaganej szczelności na trzpieniu). Zamawiający dopuszcza szafki sterownicze wolnostojące (patrz pkt. 5 i 7), co zostanie określone w szczegółowych specyfikacjach konkretnego zamówienia.
- 2.7. Korpusy napędów powinny być przystosowane do montażu szafy sterowniczej z zapewnieniem separacji elektrycznej (pomiędzy szafą a korpusem napędu).
- 2.8. Elementy ślizgowe napędu powinny być wykonane w sposób uniemożliwiający ich wzajemne zacieranie się, blokowanie, zakleszczenie itp.
- 2.9. Napęd powinien być wyposażony w sterowanie miejscowe przy napędzie za pomocą przycisków sterujących, a w przypadku całkowitego braku zasilania zarówno AC jak i DC, z wykorzystaniem bezpośredniego ręcznego oddziaływania na elektrozawory.
- 2.10. Napęd powinien posiadać awaryjne otwieranie/zamykanie zaworu realizowane za pomocą hydraulicznej pompki ręcznej.

- 2.11.** Hydrauliczna pompka ręczna i układ napędu powinny być tak skonstruowane, by powrót zasilania elektrycznego w trakcie awaryjnego otwierania/zamykania armatury nie powodował jakichkolwiek zmian położenia dźwigni ręcznej (bezpieczeństwo operatora) oraz nie powodował zmiany położenia armatury.
- 2.12.** Zbiornik oleju powinien być wyposażony w optyczny poziomowskaz określający minimalny i maksymalny poziom płynu hydraulicznego, bez potrzeby wykonywania dodatkowych operacji na napędzie (np. spuszczenia płynu z hydroakumulatorów).
- 2.13.** Napęd powinien być wyposażony w lokalny mechaniczny przełącznik trybu sterowania (lokalne/brak sterowania/zdalne).
- 2.14.** Napędy powinny być wyposażone w lokalny wyświetlacz LCD dla sygnalizacji jego stanu.
- 2.15.** Napęd powinien posiadać minimum następujące sygnalizacje w postaci styków bezpotencjałowych (wymagany osobny styk dla każdego z sygnałów), przy czym sygnalizacja tych stanów powinna działać także w przypadku braku głównego napięcia zasilającego napęd:
  - 2.15.1.** Otwarty.
  - 2.15.2.** Zamknięty.
  - 2.15.3.** Sterowanie zdalne z telemetrii.
  - 2.15.4.** Brak zasilania elektrycznego.
  - 2.15.5.** Awaria napędu.
  - 2.15.6.** Spadek ciśnienia oleju.
  - 2.15.7.** Za mała ilość oleju w zbiorniku.Nie dotyczy napędów wyposażonych w interfejs komunikacyjny Profibus/Modbus/Hart itp.
- 2.16.** Napęd powinien mieć możliwość dotarczenia interfejsu komunikacyjnego posiadającego standardowy protokół transmisji danych Profibus/Modbus/Hart itp. za pośrednictwem RS-485 i/lub ETH.
- 2.17.** W przypadku zastosowania Profibus DP należy skorzystać z możliwie najnowszej wersji standardu biorąc pod uwagę specyfikację urządzeń pracujących w sieci. Dostawca zobowiązany jest do dostarczenia plików GSD napędu odpowiadającym wersji zastosowanego standardu.
- 2.18.** Napęd powinien posiadać pomiar aktualnego stopnia przesterowania zaworu w postaci sygnału 4...20 mA.
- 2.19.** Zmiana stanu armatury z wykorzystaniem napędu gotowego do pracy nie powinna trwać dłużej niż 1 minutę, jeżeli w warunkach nie sprecyzowano inaczej.
- 2.20.** Otwarcie lub zamknięcie armatury z wykorzystaniem pompki ręcznej nie może trwać dłużej niż 30 minut.
- 2.21.** Hydroakulator powinien posiadać również tabliczkę znamionową, która będzie posiadać następujące informacje:
  - a) rok, typ hydroakumulatora
  - b) pojemność
  - c) dopuszczalne temperatury pracy
  - d) dopuszczalne ciśnienie pracy
  - e) typ adaptera.
- 2.22.** Konstrukcja akumulatorów hydraulicznych oraz cylindrów siłowników hydraulicznych napędu powinna gwarantować pełną szczelność (konstrukcja spawana lub skręcana).
- 2.23.** Wszystkie elementy sterujące muszą być zabezpieczone przed dostępem osób postronnych (odpowiednie zamknięcia i zabezpieczenia).
- 2.24.** Napęd powinien posiadać odpowiednie dopuszczenia do pracy w strefach zagrożonych wybuchem.
- 2.25.** Posiadać zabezpieczenie przed wpływami warunków atmosferycznych (praca w temperaturze od -29°C do + 60°C, stopień ochrony minimum IP 65).

- 2.26.** Wyłączniki krańcowe i przeciążenia napędu powinny być wykonane, jako hermetyczne.
- 2.27.** Napęd powinien być zabezpieczony przed kondensacją czynników korozyjnych. Jeśli w napędzie zastosowana będzie grzałka powinna być ona zasilana z zasilania podstawowego napędu.
- 2.28.** Napęd powinien posiadać możliwość ustawiania położenia mikrowyłączników krańcowych bez konieczności otwierania obudowy, a jedynie przy pomocy przycisków dostępnych na panelu operatorskim.
- 2.29.** Napęd powinien posiadać trwałe oznakowanie zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Rozwoju z dnia 6 czerwca 2016 r. w sprawie wymagań dla urządzeń i systemów ochronnych przeznaczonych do użytku w atmosferze potencjalnie wybuchowej (Dz. U. z 2016 r. poz. 817 z późn. zm.), a w szczególności: typ, rok produkcji, numer fabryczny, stopień ochrony, nazwa producenta, wielkość wytwarzanego momentu obrotowego (Nm).
- 2.30.** Jako minimum na tabliczce znamionowej należy umieścić:
- 2.30.1.** Nazwę producenta napędu.
  - 2.30.2.** Oznaczenie typu napędu elektrohydraulicznego.
  - 2.30.3.** Moment obrotowy wytwarzany przez dany napęd.
  - 2.30.4.** Maksymalne dopuszczalne obciążenie.
  - 2.30.5.** Typ urządzenia sterującego.
  - 2.30.6.** Napięcie zasilania energią elektryczną.
  - 2.30.7.** Ochronę przeciwwybuchową elementów mechanicznych / cecha.
  - 2.30.8.** Ochronę przeciwwybuchową elementów elektrycznych / cecha.
  - 2.30.9.** Numer seryjny.
  - 2.30.10.** Miesiąc i rok produkcji.
  - 2.30.11.** Temperaturę pracy.
- 2.31.** Oleje hydrauliczne stosowane w napędach armatury powinny spełniać przepisy ochrony środowiska.
- 2.32.** Dostawca zaworów z napędami elektrohydraulicznymi powinien dostarczyć jako załącznik do świadectwa 3.1 napędu **Świadectwo Jakości i kartę charakterystyki substancji niebezpiecznej dla** oleju hydraulicznego zawierające nazwę producenta, oznaczenie gatunku (nazwy) oleju hydraulicznego oraz jego podstawowe dane takie jak:
- 2.32.1.** Klasyfikacje oleju hydraulicznego wg DIN 51 524 cz. II i III lub ISO 6743/4.
  - 2.32.2.** Lepkość kinematyczna przy 40 st. C [mm<sup>2</sup>/s].
  - 2.32.3.** Gęstość w 15 st. C [kg/m<sup>3</sup>].
  - 2.32.4.** Temperatura zapłonu [st. C].
  - 2.32.5.** Temperatura płynięcia [st. C].
  - 2.32.6.** Wskaźnik lepkości.
- W DTR (Dokumentacji Techniczno-Ruchowej) napędu elektrohydraulicznego powinny być wskazane co najmniej dwa zamienniki oleju hydraulicznego w tym co najmniej jeden dostępny w Polsce. Zastosowanie zamienników nie może stanowić podstawy do utraty gwarancji ani żadnych innych roszczeń z tego tytułu. W DTR będzie również zawarta informacja o zestawie do ładowania hydroakumulatorów wraz z typem adapterów do podłączenia zestawu.
- 2.33.** Na wewnętrznej powierzchni drzwiczek skrzynki sterującej napędu elektrohydraulicznego należy zamieścić schemat hydrauliczny napędu wykonany w wersji wodoodpornej.

### 3. Napędy elektryczne

- 3.1.** Napęd powinien mieć możliwość zasilania z sieci elektroenergetycznej 3x400VAC (ewentualnie na odrębne żądanie 1x230VAC lub 24VDC).



- 3.2.** Napęd powinien być:
- 3.2.1.** Wyposażony w sterowanie miejscowe przy napędzie za pomocą przycisków sterujących. Przyciski wraz z wyświetlaczem powinny być zwrócone w kierunku obsługi.
  - 3.2.2.** Wyposażony w lokalny wskaźnik położenia.
  - 3.2.3.** Posiadać awaryjne otwieranie/zamykanie poprzez przekładnię z kołem ręcznym.
- 3.3.** Napęd powinien posiadać wewnętrzny układ logiczno-sterujący umożliwiający zmianę stanu (przesterowania na zamknięci lub otwarcie) armatury tylko przez podanie zasilania 0/24VDC i odpowiedniego sygnału otwarcia lub zamknięcia (osobny sygnał do otwarcia i do zamknięcia) oraz automatyczną korekcję faz. Układ ten powinien zabezpieczać napęd przed przeciążeniem (ochrona silnika, automatyczne wyłączniki krańcowe, układ wykrywania zaniku fazy oraz korekcji faz).
- 3.4.** Napęd powinien być wyposażony w lokalny mechaniczny przełącznik trybu sterowania (lokalne/brak sterowania/zdalne).
- 3.5.** Napędy powinien być wyposażony w lokalny wyświetlacz LCD dla sygnalizacji jego stanu.
- 3.6.** Napęd powinien posiadać minimum następujące sygnalizacje w postaci styków bezpotencjałowych (wymagany osobny styk dla każdego z sygnałów), przy czym sygnalizacja tych stanów powinna działać także w przypadku braku głównego napięcia zasilającego napęd:
- 3.6.1.** Otwarty
  - 3.6.2.** zamknięty.
  - 3.6.3.** Sterowanie zdalne z telemetrii.
  - 3.6.4.** Awaria/przeciążenie napędu.
  - 3.6.5.** Brak zasilania elektrycznego.
  - 3.6.6.** Napęd powinien posiadać - na żądanie - pomiary momentów obrotowych w trakcie zmiany stanu armatury w postaci sygnałów analogowych 4...20mA w stronę zamknij oraz otwórz.
  - 3.6.7.** Napęd powinien posiadać możliwość ustawienia wyłączników momentowych, aby w razie zwiększenia zapotrzebowania na moment obrotowy, np. w przypadku zużywania się armatury, napęd mógł na życzenie dysponować większym momentem obrotowym. Nadwyżka momentu obrotowego czerpana byłaby ze stosowania zapasu min. 30%, który napęd powinien posiadać, aby zapewnić niezawodną pracę armatury.
- Nie dotyczy napędów wyposażonych w interfejs komunikacyjny Profibus/Modbus/Hart itp.
- 3.7.** Napęd powinien posiadać – na odrębne żądanie - możliwość wyposażenia napędu w interfejs transmisji danych ze wskazaniem jednego ze standardowych protokołów (Profibus/Modbus/Hart itp.). Przy czym komunikacja powinna działać także w przypadku braku głównego napięcia zasilającego napęd.
- 3.8.** Napęd powinien posiadać pomiar aktualnego stopnia przesterowania zaworu w postaci sygnału 4...20 mA.
- 3.9.** Zmiana stanu armatury z wykorzystaniem napędu gotowego do pracy nie powinna trwać dłużej niż maksymalnie 180 sekund. Zamawiający może zastrzyć reżim czasowy napędów automatycznych w szczegółowych wytycznych. Zmiana stanu armatury z wykorzystaniem napędu z przekładnią mechaniczną z kołem ręcznym nie powinna trwać dłużej niż maksymalnie 180 sekund.
- 3.10.** Wszystkie elementy sterujące muszą być zabezpieczone przed dostępem osób postronnych (odpowiednie zamknięcia i zabezpieczenia, zdejmowane lub blokowane kółko ręczne).
- 3.11.** Posiadać odpowiednie dopuszczenia do pracy w strefach zagrożonych wybuchem.



- 3.12.** Posiadać zabezpieczenie przed wpływami warunków atmosferycznych (praca w temperaturze od -29°C do + 60°C, stopień ochrony obudowy minimum IP 65).
- 3.13.** Napędy wyposażone w moduł komunikacji bezprzewodowej (np. bluetooth) muszą posiadać możliwość blokady włączenia/wyłączenia tej funkcji.
- 3.14.** Wyłączniki krańcowe i przeciążenia napędu powinny być wykonane, jako hermetyczne – stopień ochrony min IP 54.
- 3.15.** Napęd powinien być zabezpieczony przed kondensacją czynników korozyjnych. Dla napędów instalowanych poza pomieszczeniami powinna istnieć możliwość zastosowania wewnętrznej grzałki antykondensacyjnej w wykonaniu przeciwwybuchowym lub powinien być zabezpieczony np. poprzez hermetyczną obudowę. Jeśli w napędzie zastosowana będzie grzałka powinna być ona zasilana z zasilania podstawowego napędu.
- 3.16.** Powinna istnieć możliwość ustawiania położenia mikrowyłączników krańcowych bez konieczności otwierania obudowy, a jedynie przy pomocy przycisków dostępnych na panelu operatorskim.
- 3.17.** Napęd powinien posiadać trwałe oznakowanie zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Rozwoju z dnia 6 czerwca 2016 r. w sprawie wymagań dla urządzeń i systemów ochronnych przeznaczonych do użytku w atmosferze potencjalnie wybuchowej (Dz.U. 2016 r. poz. 817 z późn. zm.), a w szczególności: typ, rok produkcji, numer fabryczny, stopień ochrony, nazwa producenta, wielkość wytwarzanego momentu obrotowego (Nm).
- 3.18.** Jako minimum na tabliczce znamionowej należy umieścić:
  - 3.18.1.** Oznaczenie typu napędu elektrycznego.
  - 3.18.2.** Moment obrotowy wytwarzany przez dany napęd.
  - 3.18.3.** Maksymalne dopuszczalne obciążenie.
  - 3.18.4.** Typ urządzenia sterującego.
  - 3.18.5.** Zasilanie w energię elektryczną.
  - 3.18.6.** Ochronę przeciwwybuchową elementów mechanicznych / cecha.
  - 3.18.7.** Ochronę przeciwwybuchową elementów elektrycznych / cecha.
  - 3.18.8.** Numer seryjny.
  - 3.18.9.** Miesiąc i rok produkcji.
  - 3.18.10.** Temperaturę pracy.
- 3.19.** Panel sterujący wraz z wyświetlaczem oraz przyciskami musi być umieszczony na pionowej płaszczyźnie obudowy napędu lub mieć możliwość montażu oddzielnie od obudowy napędu. Konkretnie napędy, które powinny mieć możliwość montażu panelu sterującego poza obudową napędu zostaną wskazane w szczegółowej specyfikacji konkretnego zamówienia.
- 3.20.** Zaleca się, aby napędy elektryczne posiadały możliwość softstart i softstop co powoduje spowolnienie pracy napędu w skrajnych położeniach.
- 3.21.** Napęd powinien posiadać przyłącze elektryczne, w których przepusty kablowe są zabudowane w bloku napędu, pokrywa przyłącza swobodnie demontowalna.
- 3.22.** Napęd (obudowa napędu) elektryczny musi być galwanicznie połączony z kolumną armatury.
- 3.23.** Panel sterujący musi być galwanicznie połączony z obudową napędu.

#### **4. Napędy ręczne**

- 4.1.** Należy dokonać doboru rodzaju napędu ręcznego w zależności od wielkości momentu obrotowego niezbędnego do otwarcia armatury.
- 4.2.** Zastosowanie napędu ręcznego otwieranego za pomocą klucza, pokrętła do armatury: ≤ DN100.

- 4.3.** Klucze do armatury powinny być jednoczęściowe lub winny składać się z głowicy dopasowanej do połączenia, trzpienia oraz przedłużki. Konstrukcja głowicy powinna umożliwiać zainstalowanie na stałe jej przedłużki.
- 4.4.** Maksymalna siła, jaką należy przyłożyć na pokrętło lub dźwignię w celu poruszenia zaworem nie powinna przekraczać 360 N, przy pełnej różnicy ciśnień.
- 4.5.** Długość ramienia klucza nie powinna być większa niż dwukrotna odległość od czoła do czoła armatury (dot.: przyłącza kołnierzewego) lub od końca do końca armatury (dot.: przyłącza do spawania).
- 4.6.** Średnica pokrętła armatury nie powinna być większa niż długość armatury. Szprychy pokrętła nie powinny wystawać poza jego średnicę (nie dotyczy armatury  $\leq$  DN40).
- 4.7.** Zastosowanie przekładni mechanicznej dla zaworów kulowych o średnicy DN150 i powyżej oraz zasuw klinowych o średnicy DN150 i powyżej.
- 4.8.** Przekładnia mechaniczna powinna być urządzeniem bezobsługowym, niewymagającym okresowej konserwacji.
- 4.9.** Elementy wewnętrzne przekładni powinny być zabezpieczone smarem na cały okres użytkowania.
- 4.10.** Zamknięcie lub otwarcie armatury powinno się odbywać za pomocą kółka ręcznego dostarczonego razem z przekładnią mechaniczną.
- 4.11.** Kierunek obrotu „Otwórz” oraz „Zamknij” powinien być oznaczony na kółku ręcznym.
- 4.12.** Kierunek „Zamknij”, winien być realizowany przez obrót kółka zgodnie z kierunkiem ruchu wskazówek zegara.
- 4.13.** Kierunek „Otwórz”, winien być realizowany przez obrót kółka przeciwny do kierunku ruchu wskazówek zegara.
- 4.14.** Wykonawca, po zamontowaniu ręcznej przekładni mechanicznej na zaworze kulowym, powinien za pomocą śrub zderzaków mechanicznych usytuowanych w korpusie przekładni, wyregulować zakres działania ( $0^\circ$  -  $90^\circ$ ).
- 4.15.** Zakres regulacji zderzaków krańcowych przekładni mechanicznej w przedziale od  $-5^\circ$  do  $95^\circ$  kąta obrotu.
- 4.16.** Mocowanie korpusu przekładni mechanicznej do kołnierza armatury lub kołnierza kolumny przedłużeniowej powinno być zrealizowane za pomocą śrub lub równoważnych elementów złącznych.
- 4.17.** Dopuszcza się, aby pokrętło wału wejściowego przekładni było wyposażone w ogranicznik momentu obrotowego.
- 4.18.** Tam, gdzie jest to wymagane, napędy ręczne należy wyposażyć w sygnalizatory położenia krańcowego umożliwiające podłączenie sygnalizacji do systemów wizualizacji. Sygnalizatory powinny być:
  - 4.18.1.** dostosowane do zabudowy w strefie zagrożenia wybuchem z cechą odpowiednią do miejsca zabudowy.
  - 4.18.2.** Zamontowane w taki sposób, aby była możliwość ich ustawiania.
  - 4.18.3.** Wykonane jako hermetyczne – stopień ochrony min. IP54.
  - 4.18.4.** Wyposażone w styki bezpotencjałowe do sygnalizacji położenia armatury (w pełni otwarty, w pełni zamknięty) umieszczone w jednej obudowie z dławicą kablową, tak aby umożliwić wyprowadzenia pojedynczego kabla zbiorczego dla obu sygnalizacji.
- 4.19.** Przekładnia ręczna musi posiadać blokadę przed niepożądaną możliwością przesterowania zaworu otwórz -zamknij.
- 4.20.** Wykonawca wraz z ofertą musi przedstawić parametry techniczne przekładni, w tym w szczególności:
  - 4.20.1.** Wielkość przełożenia przekładni (np. 40:1, 44:1, 48:1, ..., 60:1).
  - 4.20.2.** Ilość cykli otwarcia zamknięcia przy 75% obciążeniu.

- 4.20.3.** Zakres pracy (np. 90 st. +/- 5 stopni w obu położeniach).
- 4.20.4.** Rodzaj połączenia kołnierзовego przekładni mechanicznej.
- 4.20.5.** Max moment obrotowy.
- 4.20.6.** Max wymiar trzpienia armatury.
- 4.20.7.** Rodzaj zabezpieczenia przeciwkorozyjnego.
- 4.20.8.** Rodzaj/sposób nastawy napędu.
- 4.20.9.** Owiercenie.
- 4.20.10.** Materiał obudowy przekładni mechanicznej, stopień ochrony obudowy.

## **5. Wolnostojąca szafka sterownicza napędu elektrohydraulicznego**

Wymagania w zakresie wolnostojącej szafki sterowniczej napędu elektrohydraulicznego:

Zakres dostawy napędów elektrohydraulicznych w wersji z oddzielną szafką sterującą na jeden zawór obejmuje przynajmniej:

- 2 rury (odcinki proste) hydrauliczne ze stali nierdzewnej o długości min. 3 m każda,
- 2 szt. złączy izolacyjnych zabudowanych na zewnątrz szafki sterującej na stalowych przewodach hydraulicznych,
- komplet złączek hydraulicznych do mocowania przewodów hydraulicznych, wspornik (lub ramka, statyw) szafki sterującej, umożliwiający montaż szafki na fundamencie na wysokości umożliwiającej obsługę i serwisowanie, komplet śrub, podkładek i nakrętek do mocowania szafki sterującej ze wspornikiem. Przy czym konstrukcja wsporcza i fundament wchodzi w zakres dostawy napędu.

Akumulatory (zbiorniki ciśnieniowe) napędów elektrohydraulicznych powinny być zamontowane na konstrukcji wsporczej skrzynki sterującej.

Separacja elektryczna szafki sterującej od armatury może być realizowana wyłącznie za pomocą zastosowania złączek izolacyjnych (separatorów elektrycznych) umiejscowionych na zewnątrz szafki sterującej na stalowych przewodach hydraulicznych. Nie dopuszcza się separacji elektrycznej szafki sterującej od armatury za pomocą elastycznych przewodów hydraulicznych.

Producent napędu elektrycznego/elektrohydraulicznego jest zobowiązany do zadeklarowania (określenia np. w DTR) sposobu zapewnienia odizolowania uziemionych przewodów instalacji elektrycznej zasilającej od armatury/gazociągu.

Dodatkowo Wykonawca powinien dostarczyć dokumentację techniczną (w tym rysunek konstrukcyjny) wykonania fundamentu dla posadowienia szafki sterującej.

## **6. Napędy gazowe**

- 6.1.** Napęd powinien spełniać wymagania ogólne określone w rozdziale 1 niniejszego opracowania.
- 6.2.** Napęd powinien składać się z dwóch niezależnych systemów: systemu gazowego (cylinder gazowy) i hydraulicznego (cylinder olejowy).
  - 6.2.1.** System gazowy powinien być zasilany gazem lub w szczególnych przypadkach sprężonym powietrzem, przeznaczony do zdalnego i miejscowego sterowania położeniem armatury.
  - 6.2.2.** System hydrauliczny atmosferycznie zamknięty w oparciu o ręczną pompę olejową przeznaczony do pracy awaryjnej.
- 6.3.** Wybór typu napędu: dwustronnego lub jednostronnego działania należy określić w zależności od pełnionej przez zawór funkcji.

- 6.4.** Należy przewidzieć zasilanie gazem z dwóch stron zaworu. Układ zasilania należy wyposażyć w zawory odcinające.
- 6.5.** Układ zasilania napędu gazowego powinien zawierać minimum następujące elementy zabudowane w szafie sterowniczej:
  - a) zawory odcinające,
  - b) zawory zwrotne,
  - c) filtr gazu wysokiego ciśnienia,
  - d) manometry ciśnienia wejściowego,
  - e) regulator ciśnienia,
  - f) zawór bezpieczeństwa,
  - g) manometr ciśnienia wyjściowego,
  - h) rozpylacz medium sterującego (olejarka)
  - i) układ sterowania,
  - j) układ odpowietrzający.
- 6.6.** Układ sterowania napędu w zależności od wymagań szczegółowej specyfikacji konkretnego zamówienia należy zaprojektować w jednym z dwóch poniższych wariantów.
  - 6.6.1.** Układ mechanicznych rozdzielaczy sterowanych ręcznie. Wariant ten dotyczy obiektów, na których nie ma zapewnionego zasilania elektrycznego.
  - 6.6.2.** Układ elektromagnetycznych rozdzielaczy sterowanych zdalnie.
- 6.7.** W przypadku gdy Zamawiający wymaga zdalnego sterowania i monitorowania napędu należy spełnić poniższe wymagania.
  - 6.7.1.** Napęd powinien mieć możliwość zdalnego sterowania za pomocą zaworów elektromagnetycznych.
  - 6.7.2.** Napędy powinny być wyposażone w urządzenia (elektrozawory, sygnalizatory, lokalne wskaźniki itp.) przeznaczone do pracy przy napięciu 24 VDC lub innym wskazanym w szczegółowej specyfikacji konkretnego zamówienia.
  - 6.7.3.** Napęd powinien być wyposażony w sterowanie miejscowe przy napędzie za pomocą przycisków sterujących, a w przypadku całkowitego braku zasilania elektrycznego, z wykorzystaniem bezpośredniego ręcznego oddziaływania na elektrozawory.
  - 6.7.4.** Napęd powinien mieć możliwość dołączenia interfejsu komunikacyjnego posiadającego standardowy protokół transmisji danych Profibus/Modbus/Hart itp. za pośrednictwem RS-485 i/lub ETH.
  - 6.7.5.** Powinna istnieć możliwość zastosowania dodatkowych elementów umożliwiających sterowanie za pomocą magistrali komunikacyjnej.
  - 6.7.6.** W przypadku stosowania Profibus DP należy skorzystać z możliwie najnowszej wersji standardu biorąc pod uwagę specyfikację urządzeń pracujących w sieci. Dostawca zobowiązany jest do dostarczenia plików GSD napędu odpowiadającym wersji zastosowanego standardu.
  - 6.7.7.** Wyłączniki krańcowe napędu powinny być wykonane jako hermetyczne.
  - 6.7.8.** Napęd powinien posiadać możliwość ustawiania położenia wyłączników krańcowych.
- 6.8.** Zaleca się zabudowę szafy sterowniczej i szafy pompy ręcznej na korpusie napędu. Zamawiający dopuszcza szafki sterownicze wolnostojące, co zostanie określone w szczegółowych specyfikacjach konkretnego zamówienia.
- 6.9.** Korpusy napędów powinny być przystosowane do montażu szafy sterowniczej i szafy pompy ręcznej z zapewnieniem separacji elektrycznej (pomiędzy szafą, a korpusem napędu).
- 6.10.** Zderzaki krańcowe powinny być wykonane ze stali nierdzewnej.

- 6.11.** Obudowa szafki sterowniczej powinna być wykonana ze stali kwasoodpornej lub innego materiału odpornego na korozję bez stosowania powłok ochronnych.
- 6.12.** Elementy systemu gazowego napędu oraz systemu hydraulicznego powinny być wykonane z materiałów nie wchodzących w reakcję z gazem ziemnym.
- 6.13.** Elementy ślizgowe napędu powinny być wykonane w sposób uniemożliwiający ich wzajemne zacieranie się, blokowanie, zakleszczenie itp.
- 6.14.** Napęd powinien posiadać awaryjne otwieranie/zamykanie zaworu realizowane za pomocą hydraulicznej pompki ręcznej.
- 6.15.** Układ hydrauliczny ręcznej pompki awaryjnego otwierania wliczając cylinder olejowy powinien być niezależny od układu części gazowej napędu.
- 6.16.** Hydrauliczna pompka ręczna i układ napędu gazowego powinny być tak skonstruowane, by w trakcie awaryjnego otwierania/zamykania armatury układ gazowy nie powodował jakichkolwiek zmian położenia dźwigni ręcznej (bezpieczeństwo operatora) oraz nie powodował zmiany położenia armatury.
- 6.17.** Zmiana stanu armatury z wykorzystaniem napędu gotowego do pracy nie powinna trwać dłużej niż 1 minutę, jeżeli w warunkach nie sprecyzowano inaczej.
- 6.18.** Otwarcie lub zamknięcie armatury z wykorzystaniem pompki ręcznej nie może trwać dłużej niż 30 minut.
- 6.19.** Wszystkie elementy sterujące muszą być zabezpieczone przed dostępem osób postronnych (odpowiednie zamknięcia i zabezpieczenia).
- 6.20.** Napęd powinien posiadać odpowiednie dopuszczenia do pracy w strefach zagrożonych wybuchem.
- 6.21.** Napęd powinien posiadać zabezpieczenie przed wpływami warunków atmosferycznych (praca w temperaturze od -29°C do + 60°C, stopień ochrony minimum IP 65).
- 6.22.** Napęd powinien być zabezpieczony przed kondensacją czynników korozyjnych.
- 6.23.** Napęd powinien posiadać trwałe oznakowanie zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Rozwoju z dnia 6 czerwca 2016 r. w sprawie wymagań dla urządzeń i systemów ochronnych przeznaczonych do użytku w atmosferze potencjalnie wybuchowej (Dz. U. z 2016 r. poz. 817 z późn. zm.), a w szczególności: typ, rok produkcji, numer fabryczny, stopień ochrony, nazwa producenta, wielkość wytwarzanego momentu obrotowego (Nm).
- 6.24.** Jako minimum na tabliczce znamionowej należy umieścić:
  - 6.24.1.** Nazwę producenta napędu.
  - 6.24.2.** Oznaczenie typu napędu.
  - 6.24.3.** Moment obrotowy wytwarzany przez dany napęd.
  - 6.24.4.** Maksymalne dopuszczalne obciążenie.
  - 6.24.5.** Typ urządzenia sterującego.
  - 6.24.6.** Napięcie zasilania/sterowania.
  - 6.24.7.** Ochronę przeciwwybuchową elementów mechanicznych / cecha.
  - 6.24.8.** Ochronę przeciwwybuchową elementów elektrycznych / cecha.
  - 6.24.9.** Numer seryjny.
  - 6.24.10.** Miesiąc i rok produkcji.
  - 6.24.11.** Temperaturę pracy.
- 6.25.** Oleje hydrauliczne stosowane w napędach armatury powinny spełniać przepisy ochrony środowiska.
- 6.26.** Dostawca zaworów z napędami gazowymi powinien dostarczyć jako załącznik do świadectwa 3.1 napędu Świadectwo Jakości i kartę charakterystyki substancji niebezpiecznej dla oleju hydraulicznego zawierające nazwę producenta, oznaczenie gatunku (nazwy) oleju hydraulicznego oraz jego podstawowe dane takie jak:
  - 6.26.1.** Klasyfikacje oleju hydraulicznego wg DIN 51 524 cz. II i III lub ISO 6743/4.

**6.26.2.** Lepkość kinematyczna przy 40 st. C [mm<sup>2</sup>/s].

**6.26.3.** Gęstość w 15 st. C [kg/m<sup>3</sup>].

**6.26.4.** Temperatura zapłonu [st. C].

**6.26.5.** Temperatura płynięcia [st. C].

**6.26.6.** Wskaźnik lepkości.

W DTR (Dokumentacji Techniczno-Ruchowej) napędu powinny być wskazane co najmniej dwa zamienniki oleju hydraulicznego w tym co najmniej jeden dostępny w Polsce. Zastosowanie zamienników nie może stanowić podstawy do utraty gwarancji ani żadnych innych roszczeń z tego tytułu.

- 6.27.** Na wewnętrznej powierzchni drzwiczek skrzynki sterującej napędu gazowego należy zamieścić schemat pneumatyczny napędu z uwzględnieniem części hydraulicznej ręcznej pompy awaryjnego otwierania/zamykania wykonany w wersji wodoodpornej.

## **7. Wolnostojąca szafka sterownicza napędu gazowego**

- 7.1.** Zakres dostawy napędów gazowych w wersji z oddzielną szafką sterującą na jeden zawór obejmuje przynajmniej:
- a) rury gazowe ze stali nierdzewnej,
  - b) złącza izolacyjne zabudowane na zewnątrz szafki sterującej na stalowych przewodach gazowych,
  - c) komplet złączek do mocowania przewodów gazowych,
  - d) wspornik (lub ramka, statyw) szafki sterującej, umożliwiający montaż szafki na fundamencie na wysokości umożliwiającej obsługę i serwisowanie,
  - e) komplet śrub, podkładek i nakrętek do mocowania szafki sterującej ze wspornikiem.
- 7.2.** Separacja elektryczna szafki sterującej od armatury może być realizowana wyłącznie za pomocą zastosowania złączek izolacyjnych (separatorów elektrycznych) umiejscowionych na zewnątrz szafki sterującej na stalowych przewodach gazowych. Nie dopuszcza się separacji elektrycznej szafki sterującej od armatury za pomocą elastycznych przewodów gazowych.
- 7.3.** Producent napędu gazowego jest zobowiązany do zadeklarowania (określenia np. w DTR) sposobu zapewnienia odizolowania uziemionych przewodów instalacji elektrycznej od armatury/gazociągu.
- 7.4.** Dodatkowo Wykonawca powinien dostarczyć dokumentację techniczną (w tym rysunek konstrukcyjny) wykonania fundamentu dla posadowienia szafki sterującej.

**Krawczak  
Piotr**

Elektronicznie podpisany  
przez Krawczak Piotr  
Data: 2021.02.18  
12:02:00 +01'00'



## **Załącznik nr 5 – Wykonanie złączy spawanych**

### **Spis treści**

1. Wymagania ogólne.....	2
2. Wymagania w zakresie systemu zarządzania jakością .....	2
3. Wymagania dotyczące materiałów podstawowych.....	3
4. Wymagania dotyczące materiałów dodatkowych do spawania .....	4
5. Wymagania ogólne dotyczące spawania .....	5
6. Wymagania dotyczące technologii spawania .....	6
7. Badania i uznawanie technologii spawania .....	8
8. Wymagania dotyczące spawaczy oraz operatorów automatycznych urządzeń spawalniczych .....	10
9. Wymagania dotyczące urządzeń spawalniczych .....	11
10. Prowadzenie prac spawalniczych.....	11
11. Spawanie naprawcze .....	12
12. Połączenia przewodów elektrycznych instalacji ochrony katodowej .....	13
13. Wymagania kontroli jakości złączy spawanych .....	14
14. Badania niszczące produkcyjnych złączy spawanych .....	16
15. Tablice i rysunki .....	17



## 1. Wymagania ogólne

- 1.1. Niniejsze Wytyczne mają w szczególności zastosowanie do wykonywania złączy spawanych rur od DN500 do DN1000 i grubościach ścianki od 8 mm do 25 mm ze stali o granicy plastyczności minimum 485 MPa - przeznaczonych do rurociągowych systemów transportowych spełniających wymagania poziomu PSL2 na europejskie gazociągi lądowe do transportu gazu ziemnego według normy PN-EN ISO 3183 (lub równoważnej) oraz złączy spawanych tych rur z elementami kształtowymi, zwanymi dalej rozgałęzieniami i króćcami (ang. tie-in). Przedmiotowe wytyczne ponadto mają jedynie zastosowanie do nowobudowanych gazociągów przesyłowych/strategicznych, wymagania nie dotyczą wykonania prac spawalniczych przy przebudowie, remontach, prowadzonych na gazociągach DN 500 i powyżej z podanych materiałów.
  - 1.2. Najpóźniej 10 dni kalendarzowych przed rozpoczęciem spawania gazociągu Wykonawca jest zobowiązany do przedstawienia Inwestorowi do zaakceptowania:
    - 1.2.1. Planu Spawania lub Księgi Spawania.
    - 1.2.2. Systemu Kontroli i Zapewnienia Jakości Złączy Spawanych.
- Warunkiem dopuszczenia do prac jest akceptacja planu spawania przez WNI i Zamawiającego.
- 1.3. Wszystkie prace spawalnicze gazociągu Wykonawca musi prowadzić zgodnie z wymaganiami zaleceniami normy PN-EN 12732+A1 oraz niniejszymi wymaganiami.
  - 1.4. Wykonawca musi zapewnić całkowity dostęp do dokumentacji wykonania gazociągu przedstawicielom Inwestora oraz Nadzoru Inwestorskiego podczas trwania procesu inwestycyjnego. Wszelkie uwagi przedstawicieli Inwestora oraz Nadzoru Inwestorskiego muszą być weryfikowane na bieżąco.
  - 1.5. Inwestor zastrzega sobie prawo wymagania od Wykonawcy na jego koszt dodatkowych badań niszczących i nieniszczących w czasie produkcji gazociągu, gdy pojawi się wątpliwość co do kwalifikacji spawaczy i/lub operatorów i w przypadku zwiększonej wadliwości złączy spawanych oraz poprawności wykonania złączy spawanych w oparciu o wymagania zawarte w WPS.

## 2. Wymagania w zakresie systemu zarządzania jakością

- 2.1. Wykonawca złączy spawanych gazociągu, musi posiadać certyfikowany system zarządzania jakością według normy PN-EN ISO 9001 (lub równoważnej) w zakresie budowy sieci gazowych.
- 2.2. Wykonawca złączy spawanych musi posiadać uprawnienie, o którym mowa w art. 9 ust. 1 ustawy z dnia 21 grudnia 2000 r. o dozorze technicznym (t.j. Dz. U. z 2021 r. poz. 272 z późn. zm.) do wytwarzania rurociągów przesyłowych do gazu, nadane przez Prezesa Urzędu Dozoru Technicznego.
- 2.3. Wykonawca złączy spawanych gazociągów, musi posiadać certyfikowany system zarządzania jakością w zakresie bezpieczeństwa i higieny pracy oraz ochrony środowiska.
- 2.4. Wykonawca musi posiadać certyfikowany system zarządzania jakością w zakresie pełnych wymagań w spawalnictwie wg wymagań normy PN-EN 3834-2 (lub równoważnej).
- 2.5. Wykonawca musi zatrudniać spawaczy i/lub operatorów urządzeń spawalniczych, spełniających wymagania według normy PN-EN ISO 9606-1 oraz normy PN-EN ISO 14732, z aktualnymi uprawnieniami w zakresie spawanych materiałów rur, średnic rur gazociągu, grubości ścianki rur, urządzeń spawalniczych, metod spawania oraz pozycji spawania nadanymi przez Urząd Dozoru Technicznego

- 2.6.** Wykonawca musi zatrudniać personel nadzoru spawalniczego, nadzorujący jakość prowadzenia prac spawalniczych na budowie gazociągu, z uprawnieniami EWE (lub IWE) wg wymagań norm PN-EN ISO 14731 (lub równoważnych), z aktualnym certyfikatem kompetencji.
- Dodatkowo każda brygada spawania liniowego musi być nadzorowana przez nadzór spawalniczy posiadający uprawnienia min EWS lub równoważne.
- Dla brygad spawania montażowego dopuszcza się nadzór spawalniczy posiadający uprawnienia min. EWS, liczba personelu nadzoru spawalniczego spawania montażowego uzależniona jest od ilości brygad i rozległości w terenie prowadzonych prac.
- 2.7.** Laboratorium badań nieniszczących i niszczących Wykonawcy musi posiadać akredytację lub uznanie, zgodne z wymaganiami normy PN-EN ISO/IEC 17025 (lub równoważnej). Akceptację do prowadzenia badań nieniszczących i niszczących uzyskują laboratoria posiadające: świadectwa uznania lub świadectwo podwykonawstwa spełniania wymagań normy PN-EN ISO 17025 (lub równoważnej) i będące podwykonawcami akredytowanych laboratoriów. Zamawiający dopuszcza również laboratoria badawcze posiadające akredytację w danej metodzie badawczej. Laboratorium badawcze wykonujące badania niszczące i nieniszczące powinno spełniać wymagania ustawy o dozorze technicznym.
- 2.8.** Personel laboratorium badań nieniszczących oceniający jakość przebiegu procesu budowy/produkcji gazociągu, w tym złączy spawanych rur gazociągu, musi posiadać co najmniej uprawnienia drugiego stopnia w wykonywanej metodzie badań jakości, wg wymagań normy PN EN ISO 9712 i być zatrudniony przez niezależną od Wykonawcy firmę lub laboratorium badawcze nadzorujące jakość.
- 2.9.** Instrukcje badań nieniszczących złączy spawanych gazociągu musi być zaakceptowana przez osoby z uprawnieniami trzeciego stopnia, w danej metodzie badań nieniszczących, wg wymagań normy PN EN ISO 9712.

### **3. Wymagania dotyczące materiałów podstawowych**

- 3.1.** Rury gazociągu muszą być wykonane zgodnie z wymaganiami normy PN-EN ISO 3183 klasy PSL2 (lub normy równoważnej) oraz zgodnie z wymaganiami Inwestora.
- 3.2.** Pozostałe materiały niezbędne do wykonania gazociągu muszą spełniać następujące wymaganie: Równoważnik węgla  $CE_{IIW} \leq 0,43$  oraz  $CE_{PCM} \leq 0,25$ .
- 3.3.** Przygotowanie krawędzi rur do procesu spawania:
- 3.3.1.** Po procesie cięcia rur oraz w miejscach spawania króćców do rur muszą być przeprowadzone badania ultradźwiękowe – UT materiału rur, na obszarze o szerokości  $\geq 100$  mm od krawędzi rur/miejsc spawania króćców, w celu wykrycia ewentualnych rozwarstwień materiału rur.
- 3.3.2.** Do cięcia rur dopuszcza się wyłącznie proces cięcia za pomocą mechanicznych urządzeń skrawających (ucinarki orbitalne) lub łukiem plazmowym z następną obróbką mechaniczną. Po uzgodnieniu z Inwestorem dopuszcza się termiczne cięcie rur (acetylenowo-tlenowe) przy czym niezbędne jest wykonanie obróbki mechanicznej związanej z usunięciem strefy wpływu ciepła minimum 8 mm od krawędzi cięcia.
- 3.3.3.** Ukosowanie krawędzi rur do spawania złączy doczołowych zgodnie z wymaganiami WPS, musi być wykonane przez obróbkę za pomocą mechanicznych urządzeń skrawających z kontrolą kąta ukosowania. Dopuszcza się ukosowanie plazmowe z ręczną obróbką mechaniczną w celu usunięcia strefy wpływu ciepła.
- 3.3.4.** W przypadku cięcia rury na krótsze odcinki, należy przenieść stosowne oznaczenie rury, potwierdzone stemplem identyfikacyjnym pracownika kontroli jakości. Oznaczenie powinno być przeniesione na obydwa końce od wewnętrznej strony rury.

**3.3.5.** Zukosowane do spawania końce rur oraz powierzchnia wewnętrzna i zewnętrzna rur w odległości min 25 mm od krawędzi ukosowania, muszą być oczyszczone za pomocą stalowych szczotek obrotowych lub tarczy lamelowych do czystości metalicznej.

**3.3.6.** Zadziory, małe nierówności muszą być usunięte za pomocą szlifierek ręcznych.

#### **4. Wymagania dotyczące materiałów dodatkowych do spawania**

**4.1.** Materiały dodatkowe do spawania produkcyjnego i naprawczego złączy rur gazociągu, takie jak: elektrody otulone, druty lite, druty proszkowe osłonowe z rdzeniem topnikowym i z rdzeniem metalicznym, druty proszkowe samoosłonowe oraz topniki, muszą posiadać przynajmniej jedno dopuszczenie niezależnej jednostki klasyfikacyjnej, w zakresie grupy stali (parametrów  $R_e$ ,  $R_m$ ) rur budowanego gazociągu.

**4.2.** Do wykonywania złączy spawanych rur gazociągu, a w tym: produkcyjnych złączy doczołowych rur oraz złączy spawanych rur z rozgałęzieniami i króćcami, muszą być zastosowane wyłącznie certyfikowane materiały dodatkowe, zgodne w zakresie oznaczenia (typ, rodzaj oraz oznaczenie normatywne) z WPS.

**4.3.** Stopiwo materiałów dodatkowych dla złączy części liniowej musi spełniać wymagania normy PN-EN 12732+A1 oraz posiadać własności mechaniczne nie niższe od własności mechanicznych materiału rur gazociągu, a w szczególności granica plastyczności stopiwa nie może być niższa od maksymalnej rzeczywistej granicy plastyczności materiału spawanych/złączonych rur gazociągu. Dla warstwy graniowej dopuszcza się materiał o niższej granicy plastyczności niż rury zgodnie z wymaganiami normy PN-EN 12732+A1.

**4.4.** Do spawania złączy rur gazociągu dopuszczone mogą być wyłącznie materiały dodatkowe, których własności potwierdzone są świadectwem odbioru typ 3.2 lub 3.1 zgodnie z wymaganiami normy PN-EN 10204, plus dodatkowe badanie stopiwa (własności mechaniczne i skład chemiczny), które należy wykonać przy obecności przedstawiciela Nadzoru Inwestorskiego i/lub Inwestora. Zakres badań własności materiałów dodatkowych określone w świadectwie musi obejmować co najmniej:

**4.4.1.** Analizę składu chemicznego stopiwa określającą udział procentowy takich pierwiastków jak: C, Si, Mn, P, S, Cr, Ni, Mo, Cu, Nb/Ta, V, W, N, B, Ti,

**4.4.2.** Własności mechaniczne stopiwa: granica plastyczności, wytrzymałość na rozciąganie, wydłużenie. Minimalny stosunek granicy plastyczności do wytrzymałości na rozciąganie stopiwa materiału dodatkowego musi być w zakresie 0,8 do 0,945 w zależności od klasy stali, zgodnie z wymaganiami normy PN-EN ISO 3183,

**4.4.3.** Badania udarności stopiwa Charpy-V w temp.  $-29^{\circ}\text{C}$ . Minimalna wartość pracy łamania próbki Charpy-V stopiwa, jako średnia z trzech próbek, musi być  $\geq 47\text{ J}$ , przy czym co najmniej  $\geq 30\text{ J}$  dla pojedynczej próbki,

**4.4.4.** Określenie zawartości wodoru w stopiwie (dotyczy elektrod otulonych, drutów proszkowych osłonowych i samoosłonowych oraz topników). Wymagane jest zastosowanie materiałów dodatkowych niskowodorowych o zawartości wodoru w zakresie 2-5 ml  $\text{H}_2/100\text{ g}$  stopiwa, zgodnie z normą PN-EN ISO 3690

**4.5.** Materiały dodatkowe muszą być przechowywane w oryginalnych opakowaniach, zgodnie z zaleceniami producenta tych materiałów. Opakowanie powinno być jednoznacznie identyfikowane z certyfikatem odbioru (np. poprzez numer wytopu lub partii). Nie dopuszcza się materiałów dodatkowych z nieczytelnym oznakowaniem.

**4.6.** Elektrody otulone oraz druty spawalnicze: proszkowe osłonowe i proszkowe samoosłonowe, muszą być dostarczone w hermetycznych opakowaniach chroniących przed wilgocią. Elektrody otulone po wyjęciu z opakowania muszą być przechowywane w podgrzewanym

termosie. Dopuszcza się wyłącznie jednokrotne suszenie elektrod otulonych (po ich wystudzeniu).

- 4.7.** Elektrody otulone oraz druty spawalnicze po wyjęciu z oryginalnego opakowania, muszą być chronione lub przechowywane zgodnie z wymaganiami ich producenta, w taki sposób, aby zachowane były cechy użytkowe i/lub własności spawalnicze, a przede wszystkim musi być zapewniona dokładna ochrona przed wilgocią, z uwagi na zapewnienie zawartości wodoru w stopiowie  $\leq 5,0$  ml H<sub>2</sub>/100 g stopiwa.

## **5. Wymagania ogólne dotyczące spawania**

- 5.1.** Spawanie produkcyjne gazociągu może być rozpoczęte dopiero po zatwierdzeniu przez Inwestora kwalifikacji (dopuszczenia) spawaczy i operatorów oraz kwalifikacji (dopuszczenia) Instrukcji Technologicznych Spawania WPS dla procesów spawania produkcyjnego i naprawczego.
- 5.2.** Wykonawca jest zobowiązany do przechowywania na terenie budowy gazociągu danych dotyczących spawaczy i/lub operatorów i dokumentacji spawalniczej. Dane te muszą być dostępne na żądanie przedstawicieli Inwestora oraz Nadzoru Inwestorskiego.
- 5.3.** Warunki pogodowe - proces spawania produkcyjnego złączy rur gazociągu nie może być prowadzony, gdy warunki pogodowe mogą prowadzić do obniżenia jakości złączy spawanych. W każdym przypadku muszą być zastosowane namioty ochronne w których powinna być zapewniona stała temp. powietrza, powyżej 5°C oraz dokładna wentylacja namiotu, usuwająca dymy spawalnicze. W przypadku spawania metodą SSA każdy ze spawaczy dodatkowo musi być wyposażony w maskę spawalniczą z odciągami dymów spawalniczych.
- 5.4.** Każda rura gazociągu musi być ustawiona w taki sposób, aby zapewniona była współosiowość następnej rury spawanej doczołowo z rurą poprzednią.
- 5.5.** Przed ustawieniem i centrowaniem rur Wykonawca musi przeprowadzić badania wizualne powierzchni końców rur niepokrytych izolacją w celu wykrycia ewentualnych zadziorów, małych nierówności, nacięć lub wgnieceń. W przypadku gdy Wykonawca nie zgłosi żadnych wad powierzchni końców rur, ponosi odpowiedzialność za te wady wykryte po procesie spawania.
- 5.6.** W przypadku wykrycia przez Wykonawcę wad materiału rury w postaci rozwarstwień, odcinek rury zawierające te wady musi być wycięty, a koniec rury ponownie zukosowany.
- 5.7.** W przypadku przesunięcia wewnętrznych krawędzi łączonych rur gazociągu (ang. high-low), wynikającego z niecentryczności (nieokrągłości) rur na obwodzie złącza doczołowego rur, należy dokonać pasowania rur po obwodzie w celu zniwelowania przesunięcia. Dla rur o różnej grubości dopuszcza się przeprowadzenie obróbki mechanicznej grubszej ścianki rury, wyrównując przesunięcie ścianek łączonych rur. W przypadku konieczności podtoczenia ścianki na krawędzi rury dla wyrównania progu w rowku spawalniczym należy maksymalną wartość podtoczenia (ukosowania) uzgodnić z Nadzorem Autorskim i Zamawiającym przed rozpoczęciem procesu uznawania technologii. Ukosowanie krawędzi rury nie może pocenić grubości ścianki rury poniżej wartości obliczeniowej.
- 5.8.** Wymagane jest łagodne przejście pomiędzy łączonymi ściankami rur. Kąt ukosowania ścianki grubszej rury nie może być większy niż 15°. Obróbkę mechaniczną należy prowadzić z zastosowaniem mechanicznych urządzeń skrawających lub obróbki ścierniej.
- 5.9.** Do spawania liniowych złączy doczołowych rur gazociągu wymaga się zastosowania wewnętrznych urządzeń centrujących. W szczególnych przypadkach po uzgodnieniu z Inwestorem dopuszcza się zastosowanie centrownika zewnętrznego. Nie dopuszcza się zastosowania centrowników z podkładkami miedzianymi lub ceramicznymi formującymi grań spoiny. Wewnętrzne urządzenia centrujące muszą być wyposażone w odpowiednie

- zabezpieczenia (rolki prowadzące z tworzyw sztucznych lub z gumy), gwarantujące ochronę przed uszkodzeniem mechanicznym wewnętrznej warstwy epoksydowej rur.
- 5.10.** Do wykonania spoin montażowych zaleca się zastosowanie zewnętrznego urządzenia centrującego.
- 5.11.** Wzajemne przesunięcie szwów (złączy spawanych lub zgrzewanych) produkcyjnych rur gazociągu, w złączach doczołowych rur gazociągu nie może być mniejsze niż 100 mm.
- 5.12.** Zajarzenie łuku spawalniczego może być wykonane tylko w obszarze rowka złącza lub w obszarze lica poprzedniego ściegu spoiny, w żadnym przypadku na powierzchni spawanych rur. W przypadku stwierdzenia na powierzchni rury śladów po zajarzeniu łuku, obszar ten musi być usunięty przez szlifowanie ręczne, a następnie muszą być przeprowadzone badania magnetyczno – proszkowe, w celu wykrycia i usunięcia mikropęknięć. Szlifowanie nie może doprowadzić do pocienienia grubości ścianki rury, poniżej minimalnej wartości normowej.
- 5.13.** Zwolnienie wewnętrznego urządzenia centrującego spawanego złącza rur może nastąpić dopiero po wykonaniu w 100% ściegu graniowego, pod warunkiem wykonania pozostałych ściegów w tym samym dniu.
- 5.14.** W przypadku zastosowania wewnętrznego urządzenia centrującego nie dopuszcza się wykonywania spoin szepnych.
- 5.15.** W przypadku zastosowania zewnętrznego urządzenia centrującego dopuszcza się wykonywanie spoin pozostających w złączu o długości min. 60 mm i ilości obejmującej minimum 50% obwodu złącza. Parametry spawania muszą być identyczne jak parametry spawania ściegu graniowego zgodnie z WPS, wykonywane przez spawaczy o odpowiednich kwalifikacjach.
- 5.16.** Dla spoin montażowych pasowanych na centrowniku zewnętrznym dopuszcza się stosowanie elementów pośrednich ustalających, wykonanych z tego samego gatunku materiału co rury (zamiast spoin szepnych) wspawanych tylko do powierzchni rowka spawalniczego. Parametry spawania powinny być zbliżone (+/- 10%) jak parametry spawania ściegu graniowego zgodnie z WPS. Na etapie wykonywania ściegu graniowego wraz z postępem realizowanego przetopu należy elementy te usunąć przez wycięcie z rowka spawalniczego.
- 5.17.** Dopuszcza się miejscowe szlifowanie powierzchni lica w miejscach zachodzenia się początków i końców ściegów. Szlifowanie lica w celu korygowania wysokości jest zabronione.
- 5.18.** Zaleca się technikę automatycznego podgrzewania wstępnego oporowego lub prądami wysokiej częstotliwości. W przypadku złączy montażowych dopuszcza się zastosowanie palników z podwójną głowicą. W szczególnie uzasadnionych przypadkach po uzgodnieniu z Zamawiającym i WNI dopuszcza się zastosowanie systemów palników gazowych, zapewniających równomierne podgrzewanie obszaru złącza na całym jego obwodzie. Nie dopuszcza się miejscowego podgrzewania złącza rur za pomocą pojedynczych palników ręcznych. Podgrzewanie należy prowadzić jednocześnie na całym obwodzie złącza.

## **6. Wymagania dotyczące technologii spawania**

- 6.1.** Opracowane przez Wykonawcę technologie spawania produkcyjnego złączy rur gazociągu muszą być zgodne z wymogami i zaleceniami norm PN-EN-ISO15614-1 oraz PN-EN 12732+A1, z uwzględnieniem dodatkowych wymagań określonych w niniejszej Instrukcji.
- 6.2.** Dopuszcza się następujące metody spawania produkcyjnego gazociągu:
- 6.2.1.** Spawanie ręczne łukowe elektrodą otuloną niskowodorową – 111, do wykonania wypełnień i warstwy licowej, nie dopuszcza się do spawania ściegu graniowego.



- 6.2.2.** Spawanie ręczne łukowe elektrodą nietopliwą w osłonie gazu obojętnego – 141.
- 6.2.3.** Półautomatyczne i/lub automatyczne spawanie łukowe w osłonie gazowej 135,136, 138, drutem litym, drutem proszkowym topnikowym lub drutem proszkowym metalicznym.
- 6.2.4.** Półautomatycznie i/lub automatyczne spawanie łukowe drutem proszkowym topnikowym samoosłonowym 114.
- 6.3.** Wykonawca musi wykazać na podstawie wyników badań technologii spawania, że zarówno opracowana technologia spawania przedstawiona w WPS, jak i wyposażenie Wykonawcy w urządzenia i osprzęt spawalniczy pozwolą uzyskać złącza spawane rur gazociągu o wymaganej jakości. Wymaga się opracowania odrębnych Instrukcji technologicznych spawania WPS dla złączy doczołowych rur dla poszczególnych grubości ścianki oraz wykonanych z materiałów różniących się stanem dostawy i/lub własnościami mechanicznymi oraz instrukcji technologicznej spawania naprawczego złączy spawanych rur gazociągu zgodnie z Paragrafem 11.
- 6.4.** Nie dopuszcza się zmiany średnicy elektrody otulonej, drutu litego, drutu proszkowego osłonowego oraz drutu proszkowego samoosłonowego bez akceptacji Inwestora oraz Nadzoru Inwestorskiego.
- 6.5.** Instrukcja Technologiczna Spawania produkcyjnego i naprawczego WPS złączy rur gazociągu musi szczegółowo określać:
  - 6.5.1.** Wykonawcę.
  - 6.5.2.** Średnicę i grubość ścianki rur, rodzaj materiału podstawowego rur.
  - 6.5.3.** Typ, rodzaj i producent urządzenia spawalniczego stosowano do ręcznego, półautomatycznego lub zmechanizowanego spawania złączy rur.
  - 6.5.4.** Metodę i techniki spawania złączy rur.
  - 6.5.5.** Rodzaj, typ i producenta materiałów dodatkowych.
  - 6.5.6.** Średnicę materiałów dodatkowych stosownych do spawania poszczególnych warstw złączy rur.
  - 6.5.7.** Rodzaj zastosowanego urządzenia centrującego rury.
  - 6.5.8.** Wszystkie podstawowe parametry spawania złączy rur, decydujące o jakości procesu spawania.
  - 6.5.9.** Wymagany zakres energii liniowej spawania i/lub maksymalna dopuszczalna wartość energii liniowej spawania.
  - 6.5.10.** Zalecana liczba ściegów złączy rur dla spawania zmechanizowanego z przygotowaniem rowka spawalniczego na V wg wymagań podanych w Tablicy 2, warstwa licowa musi być wykonana min. 2 prostymi ściegami dla grubości do 14,5 mm włącznie lub 3 ściegami dla grubości powyżej 14,5 mm. W przypadku spawania ręcznego jako graniczną grubość należy przyjąć 18 mm. Przy zastosowaniu niestandardowych metod spawania np. ze specjalnym przygotowaniem rowka spawalniczego dopuszcza się inną ilość ściegów. Szczegóły w tym zakresie będą uzgodnione na etapie weryfikacji technologii spawania pWPS.
  - 6.5.11.** Minimalną i maksymalną temperaturę podgrzewania wstępnego spawanego złączy rur.
  - 6.5.12.** Minimalną i maksymalną temperaturę międzyściegową złączy spawanego rur.
  - 6.5.13.** Kierunek spawania.
  - 6.5.14.** Amplitudę oraz częstotliwość ruchu wahadłowego uchwytu palnika 135, 136, 138, 114 – dotyczy spawania zmechanizowanego.
  - 6.5.15.** Średnicę dyszy osłony gazowej w przypadku spawania 135,136, 138, 141.
  - 6.5.16.** Długość wolnego wylotu drutu litego i drutu proszkowego przy spawaniu 135, 136, 138 oraz drutu samoosłonowego przy spawaniu 114.
  - 6.5.17.** Ilość spawaczy jednocześnie wykonujących złącze.

## **7. Badania i uznawanie technologii spawania**

- 7.1.** Badania i uznawanie technologii spawania produkcyjnego i spawania naprawczego złączy rur gazociągu, należy przeprowadzić zgodnie z wymaganiami i zaleceniami norm: PN-EN 12732+A1 oraz PN-EN ISO 15614-1 oraz z uwzględnieniem dodatkowych wymagań określonych w niniejszej Instrukcji.
- 7.2.** Przed badaniami i uznaniem technologii spawania produkcyjnego i naprawczego złączy rur gazociągu należy uzgodnić wstępne Instrukcje Technologiczne Spawania pWPS z Inwestorem i/lub Nadzorem Inwestorskim.
- 7.3.** Wykonywanie spawanych złączy próbnych rur do badania i uznawania technologii spawania produkcyjnego i naprawczego złączy rur gazociągu oraz badania jakości złączy próbnych dla części liniowej, muszą być prowadzone w obecności przedstawicieli Nadzoru Inwestorskiego oraz Inwestora.
- 7.4.** Nie jest wymagane wykonywanie złączy próbnych dopuszczających uznaną technologię spawania, jeśli technologia ta była wykorzystywana już przy budowie przez GAZ-SYSTEM gazociągów o tej samej grubości ścianki, z tych samych materiałów podstawowych, przy użyciu tych samych materiałów dodatkowych do spawania oraz tych samych urządzeń spawalniczych i została potwierdzona badaniem złączy kontrolnych.
- 7.5.** Badania i uznanie technologii spawania dla części liniowej gazociągu ( $DN \geq 500$ ) (poza ZZU, śluzami, węzłami itp.) muszą być prowadzone na rurach przeznaczonych do produkcji gazociągu, a więc z tego samego materiału i o długości uzgodnionej z Inwestorem, lecz wtedy długość odcinków rur do spawania złączy próbnych musi być  $\geq 0,5$  m. Badanie i uznanie technologii wykonać na najgrubszej ściance rury występującej w ramach danego zadania, odrębnie dla każdej z metod spawania produkcyjnego i naprawczego w zakresie stosowania zgodnie z normą PN EN ISO 15614-1. Dla pozostałych grubości ścianek i średnic Wykonawca ma wykonać złącza dopuszczeniowe zgodnie z normą PN-EN ISO 15614-1 z uwzględnieniem wymagań co do badań z niniejszej Instrukcji. Złącza dopuszczeniowe należy wykonać w obecności przedstawiciela Nadzoru Inwestorskiego i Inwestora. Najpóźniej 14 dni przed rozpoczęciem prac spawalniczych Wykonawca przedstawi do zatwierdzenia dla Nadzoru Inwestorskiego i Inwestora instrukcje technologiczne spawania wraz z wynikami badań z uznania technologii i złączy dopuszczeniowych dla poszczególnych metod spawania i grubości rur. Warunkiem dopuszczenia do prac jest akceptacja instrukcji technologicznych spawania przez WNI i Zamawiającego.
- 7.6.** Badania i uznanie technologii spawania dla części technologicznej/obiektovej (układy ZZU, węzły, stacje śluz) poza częścią liniową – należy wykonać zgodnie z wymaganiami PN-EN 12732+A1 oraz PN-EN ISO 15614-1. Dla części liniowej wchodzącej w zakres zabudowy obiektu (spoiny na głównej nitce gazociągu związane z obiektem) badanie i uznanie technologii spawania należy przeprowadzić w zgodności ze spełnieniem wymagań pkt 7.14.
- 7.7.** W przypadku konieczności spawania złączy rur na części liniowej wykonanych z materiałów o różnych stanach dostawy wymagane są odrębne badania i uznawanie technologii spawania złączy rur, gdy nie mieszczą się w zakresie posiadanych kwalifikacji (WPQR). Za zgodą Inwestora dopuszcza się możliwość uznania instrukcji technologicznych spawania złączy mieszanych na podstawie uznania technologii spawania złączy jednorodnych. oraz wykonania uznania na innym zakresie wymiarowym rur zgodnym z zakresem wymiarowym umożliwiającym kwalifikowania wg normy PN-EN ISO 15614-1. W tym przypadku, jeżeli parametry spawania w tym energia liniowa różnią się o więcej niż 10% od wartości od uznanych i sprawdzonych na złączach próbnych dla jednego z tych materiałów



technologii spawania należy wykonać złącze próbne dla spawanych grubości ścianek na jednym z łączonych materiałów.

- 7.8.** Wartość energii liniowej spawania dla materiału rur z stali walcowanej termomechanicznie dla ściegu graniowego powinna mieścić się w granicach 0,9-1,3 kJ/mm, ściegu drugiego-gorącego i ściegów wypełniających 0,8-1,8 kJ/mm, a ściegów licowych 0,75-1,7 kJ/mm. Dopuszcza się inne zakresy energii liniowej spawania pod warunkiem spełnienia wymagań własności wytrzymałościowych oraz w szczególności udarność. W tym przypadku Inwestor może wymagać przeprowadzenia dodatkowych badań.
- 7.9.** Minimalna temp. podgrzewania wstępnego nie może być niższa niż 100°C Do pomiarów temperatury dopuszcza się wyłącznie termometry stykowe.
- 7.10.** Temperatura międzyściegowa dla złączy jednorodnych (grupa materiałowa 2.2) nie może przekraczać 150° C. Do pomiarów temperatury dopuszcza się wyłącznie termometry stykowe. Dopuszcza się inne zakresy temperatury międzyściegowej spawania dla złączy z grupą materiałową 3.1 (np. 2.2 z 3.1, 3.1 z 3.1) oraz ze specjalnym przygotowaniem rowka spawalniczego (innym niż V) pod warunkiem spełnienia wymagań własności wytrzymałościowych oraz w szczególności udarność. W tym przypadku Inwestor może wymagać przeprowadzenia dodatkowych badań.
- 7.11.** W przypadku spawania ręcznego oraz półautomatycznego, każdą warstwę złącza spawanego rur musi wykonywać min. 2 spawaczy jednocześnie z obu stron złącza rur.
- 7.12.** Ścieg graniowy złącza rur należy spawać metodą 141, 135.
- 7.13.** Odstęp w grani rowka spawalniczego i wysokość progu musi gwarantować właściwe wykonanie ściegu graniowego. Graniczna wartość odstępu w grani rowka spawalniczego nie może przekraczać 4 mm.
- 7.14.** Badanie uznaniowe własności spawanych złączy próbnych rur gazociągu.
  - 7.14.1.** Zakres badań jakości oraz poziomy akceptacji złączy muszą być zgodne z wymaganiami norm PN-EN 12732+A1 oraz PN-EN ISO 15614-1, z dodatkowym uwzględnieniem wymagań określonych przez Inwestora, Rys. 1 i 2, Tablice 3 i 4
  - 7.14.2.** Próbkę do badań niszczących złączy próbnych rur można pobrać dopiero po pozytywnym wyniku badań nieniszczących tych złączy, Tablica 3 Dopuszcza się wycinanie próbek z obszarów złącza spawanego rur bez wad (niezgodności spawalniczych).
  - 7.14.3.** Wyniki statycznej próby rozciągania uznaje się za pozytywny, gdy zerwanie złącza spawanego rur nastąpi w obszarze materiału rodzimego lub w obszarze spoiny, lecz wtedy wytrzymałość na rozciąganie spoiny musi być co najmniej 10% wyższa od normatywnej min. wytrzymałości materiału rodzimego.
  - 7.14.4.** Próbie gięcia złącza spawanego należy przeprowadzić zgodnie z wymogami norm PN-EN ISO 5173, z gięciem złącza od strony lica i od strony grani, trzpieniem gnącym o średnicy 4x grubości ścianki rury złącza spawanego. Dla złączy o grubości ścianki  $\geq 13,0$  mm zaleca się zastosowanie próby gięcia bocznego. Wyniki badań statycznej próby gięcia uznaje się za pozytywny, gdy przy kącie gięcia  $\geq 180^\circ$  nie wystąpią naderwania w obszarze złącza o długości  $\geq 3,0$  mm,
  - 7.14.5.** Badanie twardości HV10 złącza spawanego rur, rys. 1, muszą być wykonane zgodnie z wytycznymi zawartymi w pkt. 7.4.5 normy PN-EN ISO 15614-1: 2017. Twardość w obszarze metalu spoiny i SWC nie może przekroczyć 300 HV10.
  - 7.14.6.** Badania udarność Charpy-V muszą być przeprowadzone w temperaturze minus 29°C, a minimalna praca łamania pojedynczej próbki pełnowymiarowej Charpy-V nie może być mniejsza niż 30J, przy czym wartość średnia z badań udarność trzech próbek Charpy-V nie może być mniejsza niż 40J. Miejsca pobrania próbek ze złącza próbnego oraz usytuowanie karbu w poszczególnych obszarach złącza spawanego podano na rys. 2 i 3.

- 7.15.** Ponowne badania i uznawanie technologii spawania produkcyjnego i naprawczego złączy spawanych części liniowej gazociągu muszą być przeprowadzone przez Wykonawcę w następujących przypadkach:
- 7.15.1.** Zmiany gatunku materiału rur gazociągu na materiał z wyższej grupy materiałowej wg CEN ISO/TR 15608:2017.
  - 7.15.2.** Zmiany grubości ścianki i średnicy w przypadku zmiany zakresu na inne niż w normie PN-EN ISO 15614-1 będzie wymagała złącza dopuszczającego zgodnie z normą.
  - 7.15.3.** W przypadku zmiany producenta materiału dodatkowego na materiał o takim samym oznaczeniu normatywnym wymaga się wykonania dodatkowego złącza z zachowaniem tych samych parametrów jak w oryginalnym badaniu i wykonanie tylko badania udarności spoiny.
  - 7.15.4.** Zmiany technologii spawania.
  - 7.15.5.** Zwiększenia odstępu w grani złącza.
  - 7.15.6.** Przekroczenia poziomu energii liniowej spawania o 10% powyżej lub poniżej energii liniowej z uznania technologii spawania ujętej w protokole wykonania złącza.
  - 7.15.7.** Zmiany rodzaju prądu spawania i jego biegunowości: DC, DC modulowany, AC, AC modulowany oraz rodzaju gazu osłonowego, jak i przekroczenia wartości parametrów spawania: natężenia prądu, napięcia łuku, długości wolnego wylotu elektrody, natężenia przepływu gazu ochronnego oraz prędkości spawania o 10% poniżej lub powyżej zadanej wartości parametru.
  - 7.15.8.** Zmiany temp. podgrzewania wstępnego poza wielkości ustalone w WPS.
  - 7.15.9.** Zwiększenie temperatury międzysciegowej powyżej ustalone w WPS.
- 7.16.** Ponowne badania i uznawanie technologii spawania produkcyjnego i naprawczego pozostałych złączy spawanych gazociągu (niebędących częścią liniową gazociągu) należy wykonać zgodnie z wymogami norm PN-EN 12732+A1 oraz PN-EN ISO 15614-1.

## **8. Wymagania dotyczące spawaczy oraz operatorów automatycznych urządzeń spawalniczych**

- 8.1.** Procedurę dopuszczenia (kwalifikacji) spawaczy procesów spawania ręcznego, półautomatycznego oraz operatorów automatycznych urządzeń do spawania złączy rur gazociągu, przeprowadza Nadzór Spawalniczy Wykonawcy w obecności przedstawiciela Nadzoru Inwestorskiego i/lub Przedstawiciela GAZ-SYSTEM S.A. Wykonawca musi powiadomić Inwestora o terminie i miejscu wykonywania przez spawaczy i operatorów kwalifikacyjnych złączy spawanych.
- 8.2.** Dopuszczenie (kwalifikacja) spawaczy musi być przeprowadzone jako odrębne dopuszczenie do spawania różnych obszarów złącza (na długości min ½ obwodu złącza) zgodnie z Instrukcją Technologiczną Spawania WPS złączy produkcyjnych rur gazociągu:
  - 8.2.1.** Ściegu graniowego.
  - 8.2.2.** Ściegów wypełniających i licowych.
- 8.3.** Dopuszczenie (kwalifikacja) operatorów zmechanizowanych urządzeń spawalniczych musi być przeprowadzone zgodnie z Instrukcją Technologiczną Spawania WPS lub pWPS złączy produkcyjnych rur gazociągu.
- 8.4.** Każdy spawacz i operator, przed przystąpieniem do spawania rur gazociągu, musi wykazać umiejętność wykonania złączy spawanych o wymaganej jakości i w zakresie podstawowych parametrów spawania (zmiennych zasadniczych spawania) określonych w Instrukcjach Technologicznych Spawania WPS, na podstawie których spawacz lub operator mają wykonywać prace spawalnicze. Dopuszcza się uznanie kwalifikacji spawaczy i operatorów dla mniejszych grubości złączy, wykonanych na złączu

kwalifikacyjnym o większej grubości ścianki rury pod warunkiem zachowania tych samych metod spawania i zmiennych zasadniczych określonych w instrukcji WPS.

- 8.5.** Zakres badań jakości złączy dopuszczających spawaczy i operatorów do pracy spawalniczych - VT, RT, UT. Możliwe jest dopuszczenie spawaczy i operatorów w oparciu o wyniki badań uznania technologii spawania lub na podstawie udokumentowanych wyników badań NDT z spoin wykonanych na innych inwestycjach GAZ-SYSTEMU w okresie do czterech miesięcy od zakończenia spawania.
- 8.6.** Każdy spawacz i operator muszą posiadać na stanowisku roboczym gazociągu zamocowany w widocznym miejscu identyfikator zawierający:
- 8.6.1.** Imię i nazwisko.
  - 8.6.2.** Zdjęcie formatu paszportowego.
  - 8.6.3.** Nazwę i logo Wykonawcy.
  - 8.6.4.** Symbol uprawnień i zakres.
  - 8.6.5.** Nazwisko i podpis przedstawiciela nadzoru spawalniczego Wykonawcy i Inwestora.
- 8.7.** Nadzór Inwestorski ma obowiązek wycofania dopuszczenia dla danego spawacza lub operatora, gdy spawacz lub operator nie przestrzega parametrów spawania określonych w Instrukcji Technologicznej Spawania (WPS) lub gdy wadliwość złączy wykonanych przez spawacza – w odniesieniu do 100 kolejnych spoin przekracza wartość 5% w ujęciu ilościowym.
- W przypadku złączy montażowych (doczołowych wykonywanych ręcznie) - w odniesieniu do 20 kolejnych spoin przekracza 10% wadliwych złączy w ujęciu ilościowym. Przywrócenie do pracy spawacza jest możliwe po ponownym przeprowadzeniu procesu dopuszczenia do prac spawalniczych.

## **9. Wymagania dotyczące urządzeń spawalniczych**

- 9.1.** Zaleca się, alby urządzenia spawalnicze stosowane w badaniach technologii spawania oraz kwalifikacji spawaczy i operatorów były identyczne jak stosowane do prac spawalniczych i do spawania naprawczego.
- 9.2.** Urządzenia spawalnicze muszą posiadać aktualne badania potwierdzające spełnienie wymaganych parametrów technicznych.
- 9.3.** Urządzenia spawalnicze muszą zapewniać możliwość ciągłego monitorowania parametrów spawania, a w szczególności napięcia łuku i natężenia prądu lub możliwość blokady nastawy parametrów spawania. W uzasadnionych przypadkach GAZ-SYSTEM S.A. może wymagać ciągłej rejestracji parametrów spawania a w szczególności dotyczy to rejestracji parametrów wykonywania spoin gwarantowanych.

## **10. Prowadzenie prac spawalniczych**

- 10.1.** Dopuszczone do stosowania w produkcji/budowie gazociągu mogą być wyłącznie Instrukcje Technologiczne Spawania WPS zatwierdzone przez przedstawiciela Nadzoru Inwestorskiego, UDT i uznane przez Inwestora.
- 10.2.** Do spawania naprawczego ściegów wypełniających złączy spawanych gazociągu dopuszcza się technologię spawania ręcznego elektrodą otuloną metoda 111, z zastosowaniem materiałów spawalniczych gwarantujących zawartość wodoru w stopiwie <5,0 ml wodoru w 100 g stopiwa, określoną metodą glicerynową, metodę 141 (TIG) oraz technologię półautomatycznego spawania metodą 136. Do spawania naprawczego ściegu przetopowego dopuszcza się wyłącznie technologię 141 (TIG) oraz spawania półautomatycznego metodą 135.

- 10.3. Po wykonaniu każdego ściegu spoiny należy dokładnie usunąć z powierzchni lica ściegu i powierzchni rowka spawalniczego wszelkie zanieczyszczenia do czystej metalicznej powierzchni, bez jakichkolwiek śladów rozprysku łuku, żużla czy tlenków.
- 10.4. Przed rozpoczęciem spawania złączy rur gazociągu powierzchnia ścianki obu łączonych rur w odległości 25,0 mm od krawędzi rowka spawalniczego musi być oczyszczona do czystości metalicznej.
- 10.5. W przypadku przekroczenia czasu 15 minut pomiędzy wykonaniem ściegu graniowego, a rozpoczęciem spawania drugiego ściegu gorącego lub spadku temperatury spawanego złącza rur poniżej temperatury podgrzewania wstępnego, proces spawania złącza rur musi być przerwany. Następnie, po schłodzeniu złącza do temp. otoczenia, muszą być przeprowadzone badania jakości złącza za pomocą badań wizualnych i magnetyczno-proszkowych. W przypadku pozytywnego wyniku badań jakości złącza przeprowadzić dalsze spawanie złącza zgodnie z wymaganiami WPS. W przypadku wykrycia pęknięć złącze musi być wycięte, przy czym w przypadku pozostałych wad dopuszcza się spawania naprawcze za zgodą przedstawiciela Nadzoru Inwestorskiego.
- 10.6. Do czasu wykonania ściegu graniowego i gorącego spoiny wymagane jest, aby nie przemieszczać końca dospawanej rury. Wymaga się sztywnego podparcia końca rury przed rozpoczęciem procesu spawania. Do podparcia końca rury spawanej nie należy stosować kopców ziemnych.
- 10.7. Dopuszcza się przerwanie procesu spawania produkcyjnego tylko po wykonaniu 100% ściegu graniowego i 100% ściegu drugiego-gorącego. Proces spawania naprawczego wad złączy produkcyjnych gazociągu nie może być przerwany.
- 10.8. Temperatura podgrzewania wstępnego mierzona na powierzchni ścianki spawanych rur w odległości 50 mm od osi złącza nie może być niższa od temp. podgrzewania wstępnego ustalonej w WPS i nie może być wyższa niż o 30 °C od ustalonej w WPS.

## 11. Spawanie naprawcze

- 11.1. Proces spawania naprawczego nie może być przeprowadzony bez zgody Inwestora lub Nadzoru Inwestorskiego.
- 11.2. W przypadku gdy w złączach spawanych rur gazociągu wykryte zostaną niedopuszczalne niezgodności określone w niniejszym załączniku, muszą być one usunięte za pomocą jednej z metod: cięcie łukiem plazmowym, szlifowania lub frezowania.  
W przypadku gdy wykryte zostaną niezgodności wymagające naprawy, zajmujące łącznie ponad 20% długości złącza spawanego rur lub wady typu pęknięcia, całe złącze spawane musi być wycięte i wykonane ponownie. Wadliwe złącze należy wyciąć na szerokości min. 20 mm z obu stron spoiny i ponownie zukosować mechanicznie i przygotować do spawania zgodnie z wymaganiami WPS.
- 11.3. Wykonanie naprawy wadliwych złączy spawanych wymaga opracowania Instrukcji Technologicznej Spawania naprawczego WPS oraz kwalifikacji i zatrudnienia spawaczy posiadających uprawnienia do spawania w danej metodzie zgodnie z WPS.  
Temperatura podgrzewania wstępnego przed rozpoczęciem spawania pierwszego ściegu naprawianego obszaru złącza musi być o 50°C wyższa od wymaganej przy spawaniu złączy produkcyjnych gazociągu. Temperatura międzyściegowa może być do 30°C wyższa od podanej w punkcie 7.10. Wymagany jest szczegółowy raport z napraw złączy spawanych dla Nadzoru Inwestorskiego, nie rzadziej niż raz w tygodniu. Dopuszczalna jest tylko jednorazowa naprawa obszaru złącza spawanego w obszarze grani spoiny.
- 11.4. Spawanie naprawcze obszaru grani zaleca się prowadzić od strony drugiego ściegu gorącego.

- 11.5.** W przypadku naprawy złącza zawierającego wady w obszarze ponad obszarem ścięgu graniowego spoiny, dopuszcza się możliwość drugiej naprawy tego samego obszaru, gdy wada nie jest całkowicie usunięta lub wykryto nowe wady powstałe w procesie spawania naprawczego. Trzecia naprawa nie jest dopuszczalna i wymagane jest wycięcie całego złącza, chyba, że zgodę na kolejną naprawę wyda przedstawiciel Nadzoru Inwestorskiego.
- 11.6.** Nadzór spawalniczy Inwestora ma prawo wycofania dopuszczenia do prac spawalniczych gazociągu Instrukcji Technologicznej Spawania WPS, w przypadku nieprzestrzegania przez Wykonawcę parametrów spawania zgodnie z WPS lub przekroczenia dopuszczalnego poziomu wadliwości: 20% w przypadku pierwszych 100 złączy spawanych gazociąg. Dla kolejnych złączy dopuszczalny poziom wadliwości spoin określa Tablica 1.  
Przy przekroczeniu powyższych zakresów wadliwości Nadzór Inwestorski / Zamawiający może zwiększyć zakres badań nieniszczących w stosunku do zatwierdzonej dokumentacji jakościowej.

**Tablica 1.** Dopuszczalny poziom wadliwości spoin

DN	Dopuszczalny poziom wadliwości dla kolejnych spoin (powyżej 100 pierwszych złączy) w ujęciu ilościowym złączy w %
500	6
700	8
800	8
900	10
1000	12

- 11.7.** Dla spoin naprawczych minimalny zakres badań niszczących przy uznaniu technologii naprawy obejmuje badania w zakresie próby udarności, badań makroskopowych i twardości. Miejsce naprawy należy wykonać na godzinie trzeciej. W zależności od przyjętej metody naprawczej należy wykonać niezależne uznanie technologii dla naprawy na wskroś od strony lica zgodnie PN-EN ISO 15613, przy czym kryteria akceptacji wyników badań muszą być zgodne z wymaganiami punktu 7.14. Za zgodą inwestora możliwe jest uznanie technologii naprawy od strony grani zgodnie z powyższymi założeniami.

## **12. Połączenia przewodów elektrycznych instalacji ochrony katodowej**

- 12.1.** Przytwierdzenie przewodu elektrycznego instalacji ochrony katodowej do metalicznie czystej powierzchni ścianki rur gazociągu, należy wykonać metodą automatycznego lutowania twardego (pin brazing), w odległości co najmniej 150 mm do osi spoiny złącza.
- 12.2.** Należy opracować Instrukcję Technologiczną Automatycznego Lutowania Twardego BPS oraz przeprowadzić badania jakości złączy przewodu elektrycznego ze ścianką rury na podstawie badań mechanicznych, metalograficznych oraz pomiarów oporności elektrycznej, zgodnie z wymaganiami złącznika H normy PN-EN 12732+A1:2014.
- 12.3.** Nadtopienie ścianki rury lutem twardym w obszarze złącza przewodu elektrycznego ze ścianką rury musi być  $\leq 1,0$  mm, a głębokość dyfuzji miedzi lutowania twardego w głąb stali musi być  $\leq 0,5$  mm. Twardość w obszarze SWC złącza lutowanego przewodu elektrycznego ze ścianką rury nie może przekraczać 300 HV10. Rezystancja elektryczna złącza nie powinna być większa niż 0,1  $\Omega$ .



- 12.4.** W przypadku gdy produkcyjne złącze przewodu elektrycznego ze ścianką rury nie spełnia wymagań jakości określonych w BPS, należy wykonać nowe połączenie w innym miejscu, a wadliwe złącze usunąć, oczyścić do powierzchni metalicznej i sprawdzić jakość tego obszaru za pomocą badań magnetyczno – proszkowych oraz sprawdzić grubość ścianki rury, czy mieści się w określonej tolerancji według zaleceń Inwestora.
- 12.5.** Warunki pogodowe - proces lutowania twardego połączenia przewodów elektrycznych instalacji ochrony katodowej nie może być prowadzony, gdy warunki pogodowe mogą prowadzić do obniżenia jakości połączenia. W każdym przypadku muszą być zastosowane namioty ochronne w których powinna być zapewniona stała temp. powietrza, powyżej 5°C.

### **13.Wymagania kontroli jakości złączy spawanych**

- 13.1.** Zakres badań jakości złączy spawanych musi być zgodny z wymaganiami i zaleceniami normy PN-EN 12732+A1, z uwzględnieniem dodatkowych wymagań Inwestora. Zamawiający nie dopuszcza stosowania kryteriów odbioru jakości złączy spawanych opartych na wytycznych EPRG (Europejskiej Grupy Badawczej ds. Rurociągów) lub innych alternatywnych
- 13.1.1.** W przypadku spawania złączy doczołowych rur części liniowej gazociągu w pasie montażowy poza wykopem wykonywanych przy współudziale metod 135 i 136 - wymagane jest 100% badań wizualnych, 100% badań zmechanizowanych metodą TOFD oraz minimum 30% badań radiograficznych. W przypadku spawania złączy doczołowych rur części liniowej gazociągu w pasie montażowy poza wykopem wykonywanych wyłącznie metodami 111 i 141 wymagane jest 100% badań wizualnych, 100% badań radiograficznych oraz minimum 30% badań ultradźwiękowych. Ostateczny zakres badań zostanie uzgodniony i zatwierdzony przez GAZ-SYSTEM S.A. w dokumentach jakościowych w zależności od zastosowanej przez WRB technologii spawania. Po uzgodnieniu z Zamawiającym w określonych przypadkach dopuszczają się ręczne badanie ultradźwiękowe.
- 13.1.2.** Przy wykorzystaniu metody spawania 141/111 do spawania spoin montażowych wykonywanych w pasie montażowym poza wykopem, proponowany zakres badań przyjmujemy zgodnie z przedstawionym wykazem tj. 100% badań VT, 100% badań RT i 30% badań TOFD. Dla spoin montażowych wykonywanych w wykopie, proponowany wymagany zakres badań nieniszczący obejmuje przyjmujemy zgodnie z zapisami pkt. 13.1.2 zał. 5 do instrukcji PE-DY-I26, tj. 100 badań VT, 100% RT i 100% badań TOFD niezależnie od przyjętej metody spawania. Badania TOFD dla spoin montażowych wykonywanych w wykopie nie wchodzi w procentowy udział wtórnej metody objętościowej dla pozostałych spoin montażowych oraz liniowych.
- 13.1.3.** Przy ewentualnym wykorzystaniu metody spawania 141/136 lub 141/135 do spawania spoin montażowych poza wykopem wykonywanych w pasie montażowym, proponowany zakres badań przyjmujemy zgodnie z przedstawionym wykazem tj. 100% badań VT, 100% TOFD i 30% badań RT. Dla spoin montażowych wykonywanych w wykopie, proponowany zakres badań przyjmujemy zgodnie z zapisami pkt. 13.1.2 zał. 5 do instrukcji PE-DY-I26, tj. 100% badań VT, 100% badań TOFD i 100% badań RT. Badania RT dla spoin montażowych wykonywanych w wykopie wchodzi w procentowy udział wtórnej metody objętościowej dla pozostałych spoin montażowych oraz liniowych. Po uzgodnieniu z Zamawiającym w określonych przypadkach dopuszczają się ręczne badanie ultradźwiękowe.
- 13.1.4.** W przypadku spawania złączy doczołowych rur oraz innych elementów gazociągu w tym: części obiektowej j (układy ZZU, węzły, stacje śluz) - 100% badań wizualnych, 100% badań radiograficznych oraz minimum 30% badań ultradźwiękowych.

Dla zastosowania metody spawania 135 i 136 – należy wykonać 100% badań ultradźwiękowych, 100% badań wizualnych, oraz minimum 30% badań radiograficznych. Ostateczny zakres badań zostanie zatwierdzony w dokumentach jakościowych w zależności od zastosowanej technologii spawania.

- 13.1.5.** Wszystkie złącza gwarantowane (nie poddane próbie ciśnieniowej) muszą być w 100% poddane następującym badaniom nieniszczącym: wizualnym, magnetyczno-proszkowemu, radiograficznemu oraz ultradźwiękowemu TOFD+PA (główke mozaikowe). Spoin występujących pod przekroczeniami terenowymi należy poddać badaniom w zakresie 100% VT, 100%RT i 100%UT (TOFD+PA). Badania drugą metodą objętościową dla spoin gwarantowanych i spoin pod przekroczeniami nie wlicza się w zakres 30 % badań drugą metodą objętościową dla badań wskazanych w punktach 13.1.1-13.1.8
- 13.1.6.** Wszystkie złącza po naprawie muszą być w 100% poddane następującym badaniom nieniszczącym: wizualnym, radiograficznym oraz ultradźwiękowym. Technika badań złączy naprawianych powinna być taka sama jak dla złączy produkcyjnych. Po uzgodnieniu z Zamawiającym w określonych przypadkach dopuszcza się ręczne badanie ultradźwiękowe.
- 13.1.7.** W przypadku spawanych złączy króćców i odgałęzień rurowych gazociągu wymagane jest 100% badań wizualnych, magnetyczno – proszkowych lub penetracyjnych oraz 100% badań radiograficznych i/lub ultradźwiękowych. jeżeli ten zakres badań jest technicznie możliwy do wykonania.
- 13.1.8.** Przed procesem wycinania otworu w ściance rury gazociągu i również procesem spawania króćców i odgałęzień do rur gazociągu (ang. tie-in – wycinki gazociągu) należy wykonać badania ultradźwiękowe wycinanego obszaru ścianki rury, w celu potwierdzenia braku rozwarstwień w materiale rury, zgodnie z załącznikiem B normy PN-EN 12732+A1:2014.
- 13.2.** Kryteria akceptacji złączy spawanych rur gazociągu muszą być zgodnie z wymaganiami normy PN-EN 12732+A1:2014:
- Dla oceny badań radiologicznych wymagania określono w Tablicach G1 i G2
  - Dla oceny badań ultradźwiękowych zgodnie z wymaganiami normy PN-EN12732+A1:2014, przy czym nie dopuszcza się kryteriów zastępczych określonych zgodnie z pkt G3 normy PN-EN12732+A1:2014 oraz wymaganiami Inwestora.
- 13.3.** W protokołach z badań jakości złączy spawanych rur gazociągu muszą być opisane wszystkie rodzaje i poziomy niezgodności spawalniczych lub wskazania, w tym również dopuszczalne.
- 13.4.** Przed badaniami jakości wymaga się usunięcia wszelkich zanieczyszczeń powierzchni złącza typu żużel lub odpryski.
- 13.5.** Zaleca się badania wizualne jakości ściegu graniowego złączy spawanych króćców i odgałęzień, w szczególności dla średnic króćców i odgałęzień powyżej DN50.
- 13.6.** Badania ultradźwiękowe spawanych złączy produkcyjnych rur gazociągu muszą być prowadzone aparaturą z automatycznym zapisem wyników badania, a technologia badania UT musi zapewniać skanowanie całego przekroju złącza. W przypadku zastosowania metody TOFD wymagane są dodatkowe badanie uzupełniające metodą echa, zapewniające dokładne skanowanie całego przekroju złącza. Rozpoczęcie badań należy poprzedzić odbiorem wzorca do kalibracji urządzenia oraz pierwszą kalibracją urządzeń w obecności inspektora nadzoru zatwierdzającego technologię badań. Wzorzec kalibracyjny powinien umożliwiać wykrycie niezgodności spawalniczych zlokalizowanych w całym przekroju złącza włączając maksymalne dopuszczalne wartości wycieku w grani i nadlewu lica dla każdej badanej grubości złącza. Wzorzec kalibracyjny musi posiadać świadectwo pomiarowe wykonania preparowanych niezgodności.



- Wymagana jest kalibracja urządzeń, co 4 godziny pracy urządzenia lub co 15 złączy obwodowych. Jeżeli podczas kontroli kalibracji urządzenia okaże się, że wymagania nie są spełnione należy powtórzyć badania złączy przebadanych od czasu poprzedniej kalibracji.
- 13.7.** Badania radiograficzne spawanych złączy produkcyjnych (liniowych) rur gazociągu muszą być prowadzone metodą centryczną prześwietlania przez jedną ściankę. W badaniach wymagana jest technika klasy B (ulepszona) badania radiograficznego według wymagań normy PN-EN ISO 17636-1 lub PN EN ISO 17636-2. Badanie radiograficzne wg PN EN ISO 17636-1 należy przeprowadzić z zastosowaniem błony radiograficznej klasy C3 zgodnie z wymaganiami normy PN-EN ISO 11699. Dopuszcza się prześwietlanie złączy montażowych średnicy DN500 i powyżej przez dwie ścianki rury zgodnie z normą ISO17636-1 na błonach radiograficznych o czułości C4. Stosowanie błon klasy C4 wg PN-EN ISO 11699-1 jest dopuszczone dla badań spawanych złączy liniowych i instalacji towarzyszących od średnicy DN 500 do DN 1400 (spoiny montażowe/ wstawki, spoiny gwarantowane) - dla ekspozycji przez dwie ścianki
- podwójny obraz (Rys. 11, 12 wg PN-EN ISO 17636-1),
  - pojedynczy obraz (Rys. 13, 14 wg PN-EN ISO 17636-1).
- 13.8.** Stosowanie błon klasy C4 w powyższym przypadku nie może pogorszyć wymaganej kontrastu klasy B radiogramów (gęstość optyczna i wykrywalność wskaźnikowa IQI), wykonywanych z zastosowaniem tych samych parametrów techniki badania (klasa B).
- 13.9.** Błona radiograficzna powinna obejmować obszar złącza doczołowego rur o szerokości co najmniej 50 mm od osi złącza. Dopuszcza się prześwietlanie złączy montażowych przez dwie ścianki rury ISO17636-1 na błonach radiograficznych o większej czułości dla średnicy DN500 i powyżej.
- 13.10.** Dopuszcza się po uzgodnieniach z Zamawiającym i UDT wykonanie badań radiograficznych z zastosowaniem detektorów cyfrowych zgodnie z normą PN-EN ISO17636-2.
- 13.11.** Wzory protokołów badań jakości złączy spawanych rur gazociągu oraz instrukcje prowadzenia tych badań należy przed przystąpieniem do prac spawalniczych uzgodnić z Inwestorem/ Nadzorem Inwestorskim.
- 13.12.** Podczas wykonywania badań radiograficznych dla grubości prześwietlanej ścianki poniżej 14 mm dopuszcza się zastosowanie źródła promieniowania izotopowego Se zgodnie z normą PN EN ISO 17636-1 w konsekwencji w tym przypadku obniżenie wartości wykrywalności wskaźnikowej o jedną wartość pręcika mniej dla Se-75 w stosunku do określonej w tabeli B3 normy PN EN ISO 17636-1. Szczegóły w przedmiotowym zakresie zostaną uzgodnione podczas ustalenia planu kontroli badań.
- 13.13.** Dokumentację wykonania kontroli złączy spawanych gazociągu wraz z zapisem obrazu (UT) i z digitalizacji radiogramów (lub detektorów cyfrowych) należy zarchiwizować wg jednolitego systemu oznaczeń na cyfrowym nośniku danych dołączonym do dokumentacji odbiorowej. Zapis z elektronicznej digitalizacji radiogramów dla części liniowej gazociągu należy wykonać zgodnie z normą PN-EN 14096 na poziomie klasy DS – technika ulepszona.

#### **14. Badania niszczące produkcyjnych złączy spawanych**

- 14.1.** Do badań niszczących produkcyjnych złączy spawanych rur gazociągu, prowadzonych w celu oceny ich jakości, muszą być pobrane złącze dla każdej z zaakceptowanych technologii spawania, w ilości zgodnej z wymaganiami normy PN-EN 12732+A1. Minimalna liczba badanych spoin niezależnie od zastosowanej technologii w funkcji długości L gazociągu:  $1 < L < 10$  km - min. 2 złącza;  $10 < L < 50$  km - min. 3 złącza;  $L > 50$  km - min 3 złącza na pierwsze 50 km oraz na każde kolejne 30 km - 1 dodatkowe złącze. W przypadku odcinków poniżej 1 km długości nie ma wymogu wycinania spoiny

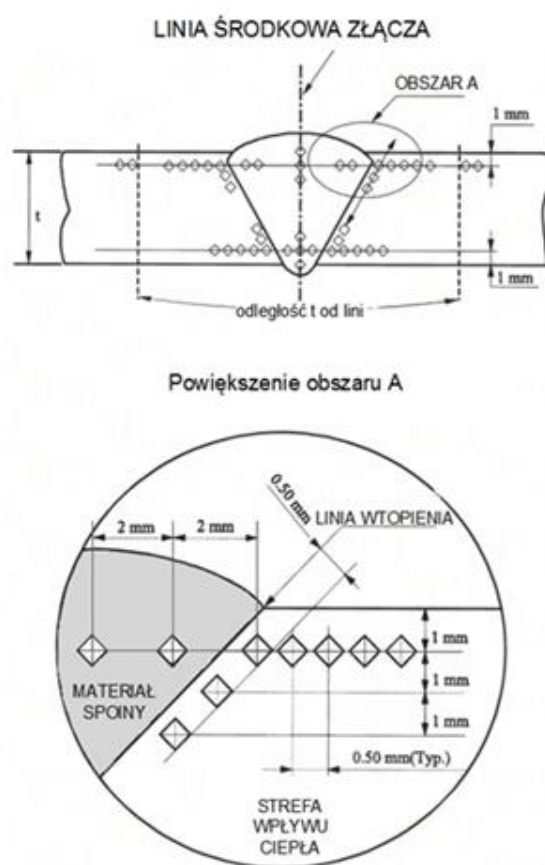
produkcyjnej. Zamiast tego należy wykonać próbne złącze przedprodukcyjne i poddać badaniom.

Zakres badań i kryteria akceptacji zgodnie z wymaganiami tablicy nr 3 i punktu 7.14.

- 14.2.** Pobranie złącza spawanego do badań niszczących musi być przeprowadzone po pozytywnych wynikach badań nieniszczących złącza, lecz przed próbą ciśnieniową, jeśli nie uzgodniono inaczej.
- 14.3.** Inwestor ma prawo wyboru produkcyjnego złącza spawanego rur gazociągu do badań niszczących.

## 15. Tablice i rysunki

Załącznik 3. Badanie Twardości metodą Vickersa (obciążenie 98,1 N)



**Rys. 1.** Rozkład punktów pomiaru twardości HV10 złącza spawanego, Tablica 3.

**Tablica 2.** Zalecana liczba ściągów do wykonania złącza doczołowego rur gazociągu przy ukosowaniu rowka spawalniczego na  $V 60^\circ$

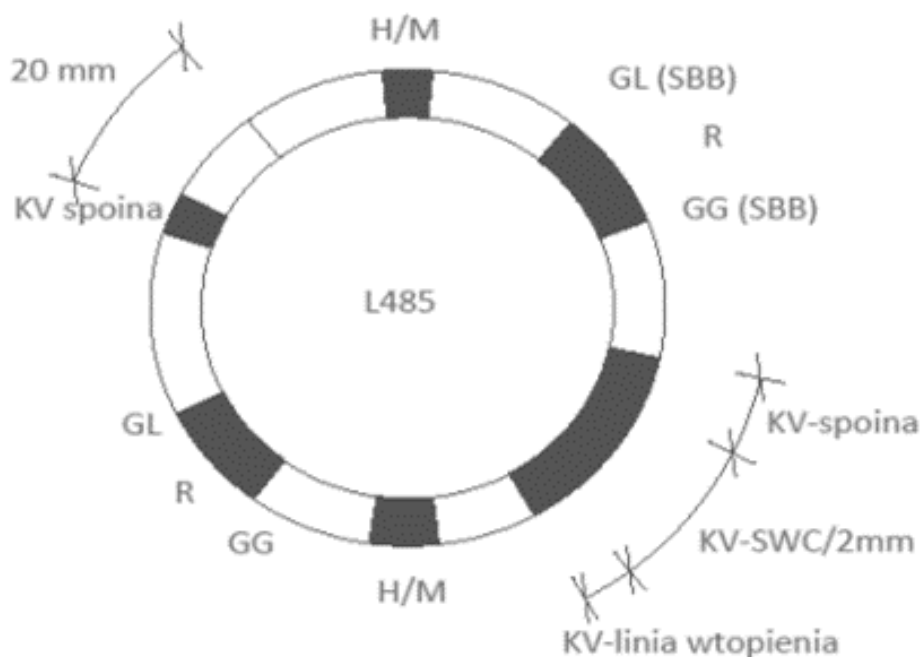
Zewnętrzna średnica rury/ grubość ścianki [mm]	Zalecana liczba ściągów spoiny czołowej złącza
508/8,0	4
508/12,5	5
711/11,0	5
711/12,5	5

711/17,5	8
1016/14,2	7
1016/16,0	8
1016/22,2	12
1016/25,0	14

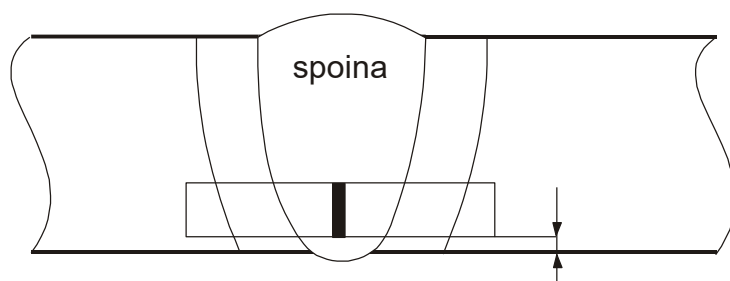
**Tablica 3.** Badania niszczące złączy próbnych wymagane w celu kwalifikacji Instrukcji Technologicznej Spawania WPS, rys. 2 i 3

Zewnętrzna średnica rury/ grubość ścianki [mm]	Rodzaj badań i liczba próbek złącza							
	Statyczna próba rozciągania	Statyczna próba gięcia*	Udarność Charpy-V			Badania makroskopowe	Badania twardości HV10	Sumaryczna liczba próbek
			spoina	SWC	LW			
508/8,0	6	12	6	6	3	2	2	37
508/12,5	6	12	6	6	3	2	2	37
711/11,0	6	12	6	6	3	2	2	37
711/12,5	6	12	6	6	3	2	2	37
711/17,5	6	6	6	6	3	2	2	31
1016/14,2	6	6	6	6	3	2	2	31
1016/16,0	6	6	6	6	3	2	2	31
1016/22,2	6	6	9	6	3	2	2	34
1016/25,0	6	6	9	6	3	2	2	34

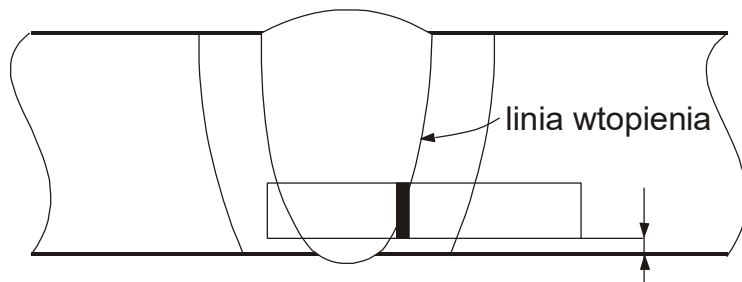
Uwagi: w przypadku złączy spawanych rur o grubości ścianki powyżej 13mm w miejsce statycznej próby gięcia poprzecznego złącza od strony lica i od strony grani (TFBB i TRBB) zaleca się tę samą liczbę prób statycznego gięcia bocznego złącza (SBB), rys. 2



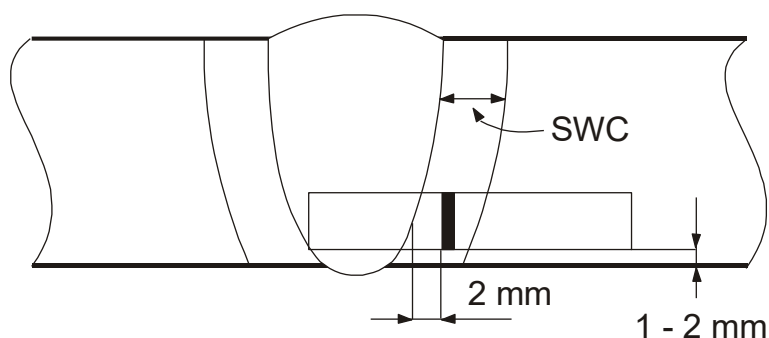
**Rys. 2.** Schemat położenia obszarów pobierania próbek do badań doczołowego złącza próbnego rur gazociągu ze stali L485, Tablica 2, rys. 2. R – statyczna próba rozciągania, GL – statyczna próba gięcia od strony lica, GG – statyczna próba gięcia od strony grani, H/M – badania makroskopowe i pomiary twardości, KV – badania udarności Charpy-V.



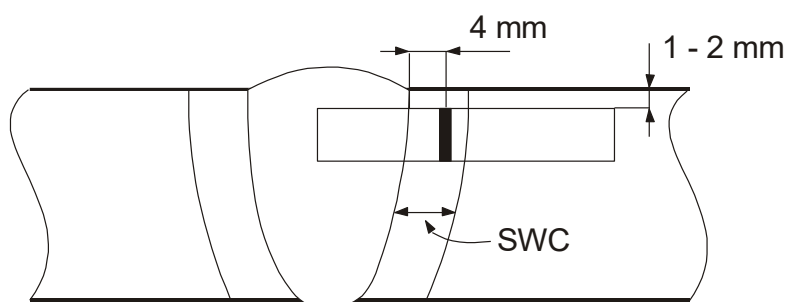
a. karb w obszarze metalu spoiny



b. karb w obszarze linii wtopienia ściegu graniowego i ściegu drugiego - gorącego



c. karb w obszarze SWC ściegu graniowego i ściegu drugiego - gorącego



d. karb w obszarze SWC ściegów wypełniających i licowych

**Rys. 3.** Położenie obszaru pobierania próbek do badań udarności Charpy-V oraz usytuowanie karbu w spawanych złączach próbnych do kwalifikacji Instrukcji Technologicznej Spawania WPS.

**Tablica 4.** Kryteria akceptacji (dopuszczalności wad – niezgodności spawalniczych) próbnych złączy spawanych rur do badań kwalifikacyjnych Instrukcji Technologicznych Spawania WPS na podstawie badań wizualnych, penetracyjnych lub magnetyczno-proszkowych oraz badań rentgenowskich i ultradźwiękowych (oznaczenie według normy PN-EN ISO 5817)

Oznaczenie PN-EN ISO 5817	Opis niezgodności spawalniczej	Wymiar graniczny niezgodności
NIEZGODNOŚCI SPAWALNICZE POWIERZCHNIOWE		
100	Pęknięcia	nie dopuszcza się
104	Pęknięcia w kraterach	nie dopuszcza się
2017	Pory powierzchniowe łoża i gniazdo porowatości	nie dopuszcza się
2025	Zakończenie krateru	nie dopuszcza się
401, 4013	Przyklejenie wychodzące na zewnątrz łoża i grani	nie dopuszcza się
4021	Niepełny przetop grani	nie dopuszcza się
504	Wyciek ściegu graniowego	$h \leq 1,0 \text{ mm} + 0,1b$ , lecz max 2,0 mm
502	Nadlew spoiny	dla $T \leq 12,5 \text{ mm}$ – max 2,0 mm dla $T \geq 12,5 \text{ mm}$ – max 3,0 mm

505	Niewłaściwy brzeg spoiny	$\alpha \geq 150^\circ$
506	Nawis lica spoiny	nie dopuszcza się
511	Wklęsnięcie lica spoiny	nie dopuszcza się
510	Przepalenie	nie dopuszcza się
5011 i 5012	Podtopienie lica	max 0,5 mm, lecz sumaryczna długość podtopień musi być $\leq 50$ mm na 300 mm długości złącza
5013	Podtopienie grani	max 0,5 mm, lecz sumaryczna długość podtopień musi być $\leq 50$ mm na 300 mm długości złącza
515	Wklęsnięcie grani	głębokość max 0,5 mm, o sumarycznej długości $\leq 25\%$ długości złącza
516	Porowatość grani	nie dopuszcza się
517	Niewłaściwe ponowne rozpoczęcie spawania	nie dopuszcza się
602	Rozprysk	nie dopuszcza się
507	Przesunięcie liniowe (high-low)	max 2,0 mm
NIEZGODNOŚCI SPAWALNICZE WEWNĘTRZNE		
100	Pęknięcia	nie dopuszcza się
1001	Mikropęknięcia	nie dopuszcza się
2011, 2012	Pęcherz gazowy	wg wymagań dla poziomu B normy PN-EN ISO 5817 Tablica 1
2013	Gniazdo pęcherzy (skupisko porowatości)	
2014	Łańcuch pęcherzy	
2016	Pęcherz kanalikowy	
3011	Wtrącenia linowe żużla	
3012	Wtrącenia zwarte żużla	
304	Wtrącenie metaliczne inne niż miedź	
3042	Wtrącenie miedzi	nie dopuszcza się
4011, 4012	Przyklejenia wewnętrzne brzegowe i międzywarstwowe	nie dopuszcza się
AKUMULACJA NIEZGODNOŚCI SPAWALNICZYCH - WADY WIELOKROTNE		
-	Wady kuliste	wg wymagań dla poziomu B normy PN-EN ISO 5817 Tablica 1,
-	Wady podłużne	



Kryteria oceny jakości złączy spawanych produkcyjnych i naprawczych rur gazociągu, na podstawie badań wizualnych, penetracyjnych lub magnetyczno-proszkowych oraz badań radiograficznych i/lub ultradźwiękowych powinny spełniać wymagania poziomu jakości B z normy PN-EN ISO 5817, poza przesunięciem liniowym (high-low) dla spoin montażowych, dla rur ciętych oraz połączeń rura-łuk lub łuk-łuk max 3 mm oraz niezgodnościami wielokrotnymi gdzie sumaryczna długość niezgodności  $\leq 25$  mm na 300 mm długości złącza, lecz  $\leq 5\%$  całkowitej długości złącza. Jeśli niezgodności wielokrotne są większe to wymagane wycięcie złącza.

## **Załącznik nr 6 – Załadunek, transport, rozładunek i składowanie rur stalowych**

### **Spis treści**

1. Wymagania ogólne .....	2
2. Wymagania dotyczące personelu i urządzeń.....	2
3. Załadunek i rozładunek rur izolowanych.....	2
4. Wymagania dotyczące miejsca składowania.....	2
5. Składowanie rur izolowanych .....	3
6. Wymagania dodatkowe .....	4

## **1. Wymagania ogólne**

Producent i Dostawca rur z izolacją antykorozyjną powinien zagwarantować właściwe wykonanie odpowiednich zabezpieczeń antykorozyjnych rur oraz załadunek i podstawowe zabezpieczenie rur na czas transportu

## **2. Wymagania dotyczące personelu i urządzeń**

- 2.1.** Wszelkie prace przeładunkowe i składowanie winno być prowadzone przez właściwie przeszkolony personel z użyciem sprzętu gwarantującego bezpieczne wykonanie tych prac.
- 2.2.** Cały personel zaangażowany w operację związaną z załadunkiem i rozładunkiem winien być przeszkolony w zakresie przepisów Bezpieczeństwa i Higieny Pracy oraz w zakresie rodzaju rozładowywanego materiału jak i zaznajomiony z niniejszymi Wytycznymi.
- 2.3.** Personel obsługujący wszelkiego rodzaju urządzenia dźwigowe i pomocnicze powinien posiadać odpowiednie uprawnienia i przeszkolenie w zakresie obsługi tych urządzeń.
- 2.4.** Zaangażowani w operację załadunku i wyładunku pracownicy winni stosować odpowiednie środki ochrony osobistej.

## **3. Załadunek i rozładunek rur izolowanych**

- 3.1.** Załadunek i rozładunek rur ze środków transportu winien się odbywać z wykorzystaniem zawiesi pasowych lub specjalistycznych urządzeń do podnoszenia rur wykorzystujących podciśnienie.
- 3.2.** Zamawiający nie dopuszcza podnoszenia i transportu rur przy pomocy zawiesi hakowych, chyba że sposób podnoszenia i transportu rur przy ich pomocy został uzgodniony z Zamawiającym w dodatkowej instrukcji.
- 3.3.** Dopuszcza się także stosowanie innych sposobów załadunku i rozładunku, lecz konieczne jest w tym wypadku potwierdzenie przez dostawcę rur oraz Jednostkę Inspekcyjną, że sposób ten umożliwia dokonanie wszystkich operacji w sposób zapewniający bezpieczeństwo oraz niepowodujący jakichkolwiek uszkodzeń rury.
- 3.4.** W czasie załadunku bądź rozładunku wszystkie operacje należy wykonywać ostrożnie, unikając uderzeń, otarć bądź gwałtownych przeciążeń w trakcie przemieszczania rur.
- 3.5.** Zabrania się wkładania stalowych i ostrych elementów do środka rury, które mogą uszkodzić ukosowane końce rury.
- 3.6.** Zabrania się bezpośredniego stosowania lin stalowych albo innych urządzeń mogących uszkodzić powłokę i końcówki rur.
- 3.7.** Nie należy przenosić rur na pojedynczym zawieszaniu czy nylonowym pasie.
- 3.8.** Należy zadbać o właściwe wyważenie ciężaru rury tak, aby lina stalowa lub pas nylonowy nie wyslizgnął się.
- 3.9.** Podczas transportu rury powinny być odpowiednio uchwycone, aby wykluczyć ich przemieszczanie, a w szczególności w momentach ruszania lub zatrzymywania się pojazdu.

## **4. Wymagania dotyczące miejsca składowania**

- 4.1.** Przy wyborze miejsca składowania należy uwzględnić możliwości dojazdu środków transportu, wykonania wszelkich operacji związanych z rozładunkiem, kwestie BHP oraz zapewnienie spełnienia wymagań niniejszych Wytycznych.

- 4.2.** Dla wybranego miejsca składowania należy przeprowadzić wszelkie niezbędne analizy dotyczące oddziaływania środowiskowego. Oddziaływanie środowiskowe nie powinno być trwałe.
- 4.3.** Podstawową zasadą jest układanie rur tak, aby uniemożliwić ich kontakt z podłożem.
- 4.4.** W zależności od warunków gruntowych, przed składowaniem należy dokonać przygotowania podłoża w odpowiedni sposób.
- 4.5.** Stan podłoża jest klasyfikowany jako jeden z trzech różnych typów podłoża:
  - 4.5.1.** Typ 1 – podłoże betonowe.
  - 4.5.2.** Typ 2 – podłoże utwardzone i płaskie.
  - 4.5.3.** Typ 3 – podłoże luźne, trawiaste i wilgotne.
- 4.6.** Na obszarach składowania należy dokonać odpowiednie czynności przygotowawcze. W razie konieczności, podłoże obszaru składowania należy wyrównać i usunąć z niego przeszkody przy użyciu odpowiedniego sprzętu i materiałów.
- 4.7.** W przypadku podłoża typu 2 lub 3 teren należy przystosować przy użyciu właściwych dla danego podłoża narzędzi i materiałów, przy czym podłoże typu 3 należy doprowadzić do stanu jak podłoże typu 2.
- 4.8.** Zabrania się składować rury na podłożu typu 3 bez odrębnego pozwolenia Zamawiającego. W przypadku wyboru miejsca składowania typu 3 należy je przystosować przy użyciu właściwych dla danego podłoża narzędzi i materiałów.
- 4.9.** Każde miejsce składowania powinno zostać dopuszczone do wykorzystania przez Jednostkę Inspekcyjną odbioru rur lub przez uprawnionych przedstawicieli Zamawiającego.
- 4.10.** Obszar, na którym przechowywane są rury musi mieć właściwe parametry hydrogeologiczne, aby zapobiec destabilizacji podłoża.
- 4.11.** Obszar składowania rur powinien być odpowiednio chroniony, zabezpieczony, odpowiednią taśmą ostrzegawczą i tablicami, przed wejściem osób postronnych.
- 4.12.** Rury powinny być składowane w taki sposób, aby umożliwić swobodny dostęp sprzętu i urządzeń koniecznych do prawidłowego załadunku, rozładunku i/lub przenoszenia rur oraz zapewnić dostęp personelu Jednostki Inspekcyjnej.
- 4.13.** Obszar składowania powinien znajdować się w miejscu umożliwiającym swobodny dojazd za pomocą wymaganego środka transportu.
- 4.14.** Drogi dojazdowe powinny być utwardzone i w odpowiedni sposób zabezpieczone. Szczególną uwagę, na jakość dróg dojazdowych należy zwrócić w okresie zimowym (konieczne jest ich odśnieżenie i zabezpieczenie drogi tak, aby uniemożliwić poślizg samochodów).

## **5. Składowanie rur izolowanych**

- 5.1.** Rury izolowane należy składować w odpowiednio zabezpieczonych stertach w układzie prostokątno-równoległym.
- 5.2.** Rury powinny spoczywać na równym podłożu, równolegle, bez krzyżowania się.
- 5.3.** Najniższa warstwa w przyłomie powinna być oparta na belkach drewnianych o szerokości nie mniejszej niż 100 mm i grubości 250 mm (lub o wymiarach, które zostaną ustalone w zależności od twardości i struktury podłoża, lecz zapewniających niestykanie się powierzchni rury z podłożem), ułożonych w równych odległościach w kierunku poprzecznym do wzdłużnej osi rur.
- 5.4.** Dwie skrajne belki powinny być rozmieszczone w odległości min. 1,5 razy większej od średnicy rur od końców rur, max. 1,5 metra od ich krawędzi.
- 5.5.** Rury o długości w przedziale 8-12 m należy oprzeć w min. 4 punktach, a w przedziale 12-18 m min. 5 punktach.

- 5.6. Kolejne warstwy należy układać na belkach pośrednich o szerokości nie mniejszej niż 100 mm i grubości nie mniejszej niż 50 mm zabezpieczonych 4 klinami.
- 5.7. Podkładki klinowe należy przybić do belek drewnianych, co najmniej trzema gwoździami odpowiedniej długości.
- 5.8. Główki gwoździ mocujących kliny do belek należy zagłębić w drewnie tak, aby nie wystawały poza zarys klina.
- 5.9. Wysokość ułożonych w ten sposób stert powinna zapewniać stabilność stosu i bezpieczeństwo. Wysokość składowania i ilość warstw określa dostawca rur.
- 5.10. Przy odpowiednich warunkach podłoża dopuszcza się składowanie rur w pryzmach - piramidach po opracowaniu szczegółowej instrukcji składowania przez dostawcę rur.

## 6. Wymagania dodatkowe

- 6.1. W zależności od potrzeb, rury z izolacją antykorozyjną na potrzeby transportu i składowania należy zabezpieczać dodatkowo spinając pryzmy taśmą poliestrową. W celu dodatkowego zabezpieczenia przed wzdłużnym i poprzecznym przesuwaniem poszczególnych rur w trakcie transportu na plac budowy, należy poszczególne warstwy rur oddzielić pasami miękkiej gumy lub podobnego materiału.
- 6.2. Dostawca rur może także zabezpieczyć ładunek pasami z regulowanym naciąganiem (nie ma konieczności w tym wypadku stosowania rozdzielających pasów miękkiej gumy lub podobnego materiału). Naciąg pasów i stabilność ładunku muszą być podczas transportu okresowo sprawdzane.
- 6.3. Rury składowane na placu budowy jak również podczas transportu muszą być zabezpieczone z dwóch stron odpowiednimi, nieuszkodzonymi kołpakami plastikowymi lub w inny sposób zabezpieczający miejsca rowka spawalniczego/ukosowane końce przed korozją i uszkodzeniem jak również wnętrze rur przed działaniem czynników atmosferycznych. Unikać kontaktu części polietylenowych rur ze smarami, olejami, rozpuszczalnikami.
- 6.4. Sprzęt przeładunkowy powinien posiadać odpowiednie dopuszczenia niezależnych jednostek inspekcyjnych.

## **Załącznik nr 7 łuki rurowe wykonywane metodą nagrzewania indukcyjnego**

### Spis treści

1. Wymagania dla łuków .....	2
2. Wymagania w zakresie badań łuków (NDT i niszczące) .....	4
3. Kwalifikacja metod wytwarzania łuków .....	5
4. Wymagania dla powłok ochronnych łuków podziemnych i nadziemnych .....	6
5. Transport, składowanie i odbiór łuków .....	9
6. Dokumenty odbioru łuków .....	9
7. Zalecenia .....	10



## 1. Wymagania dla łuków

- 1.1. Instrukcja określa wymagania techniczne dla łuków rurowych klasy B wykonywanych metodą nagrzewania indukcyjnego zgodnie z PN-EN14870-1:2011 „Przemysł naftowy i gazowniczy. Część 1: Łuki rurowe wykonywane metodą nagrzewania indukcyjnego” o średnicy od DN500 do DN1200 oraz promieniach gięcia 5xDZ (w uzasadnionych przypadkach, po konsultacji z GAZ-SYSTEM S.A, dopuszcza się promienie gięcia w zakresie 3xDZ – 7xDZ) ze stali gatunku L485ME oraz L485QE klasy PSL-2 przeznaczonych na realizację zadań inwestycyjnych w GAZ-SYSTEM S.A.
- 1.2. Do wytwarzania łuków wymaga się zastosowania rur stalowych ze szwem wzdłużnym SAWL lub COWL dla rurociągowych systemów transportowych – spełniających wymagania poziomu PSL 2 na europejskie gazociągi lądowe do transportu gazu ziemnego wg PN-EN ISO 3183 oraz wymagania Załącznika nr 1 do Instrukcji PE-DY-I26 „Rury stalowe do rurociągowych systemów transportowych – wymagania Operatora Gazociągów przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.” przy uwzględnieniu wymagań zapisanych poniżej. Do wytwarzania łuków dopuszcza się rury, które mają jedną lub dwie spoiny wzdłużne, umiejscowione w obszarze obojętnym na gięcie (górze/dół łuku w przekroju poprzecznym) - dla łuków indukcyjnie giętych o średnicy DN900 i powyżej oraz jedną spoinę wzdłużną umiejscowioną w obszarze obojętnym na gięcie - dla pozostałych łuków.
- 1.3. Do wytwarzania łuków nie dopuszcza się rur, które:
  - 1.3.1 Miały naprawiane spoiny wzdłużne.
  - 1.3.2 Miały naprawiane korpusy.
  - 1.3.3 Posiadają spoinę obwodową.
- 1.4. Niedopuszczalna jest naprawa spoiny wzdłużnej po wytworzeniu łuku.
- 1.5. Do wytwarzania łuków dopuszcza się rury, które:
  - 1.5.1. Mają tolerancję kształtów zgodnie z PN-EN ISO 3183.
- 1.6. Na powierzchni rury wyjściowej oraz w trakcie produkcji nie dopuszczalne są zanieczyszczenia metalami o niskiej temperaturze topnienia takimi jak miedź, mosiądz lub aluminium.
- 1.7. W przypadku, gdy dla zapewnienia właściwości mechanicznych stali wskazanych przez Zamawiającego istnieje konieczność poddania łuku obróbce cieplnej, Dostawca we własnym zakresie dobierze odpowiedni jej rodzaj i przedstawi ją Zamawiającemu do akceptacji.
- 1.8. Równoważniki węgla wyznaczone przy użyciu formuły zgodnie z API 5L wydanie 46 punkt 9.2.4 oraz 9.2.5 powinny przyjąć odpowiednio wartości:  $CE_{IIW} \leq 0,43$  oraz  $CE_{PCM} \leq 0,25$ .
- 1.9. Maksymalna zawartość pierwiastków nie powinna być wyższa niż:
  - siarki  $\leq 0,008\%$ ,
  - fosforu  $\leq 0,015\%$ ,co powinno być potwierdzone atestem materiałowym rury (lub blachy, z której wytworzono rurę), z której wytworzono łuk.
- 1.10. Zaleca się, aby łuki były dostarczane w wersji bez prostek. Jeżeli w konkretnym zamówieniu istnieje potrzeba dostarczenia łuków z prostkami to długość prostki powinna wynosić od min. 0,5 m do max. 1,0 m co zostanie określone w opisie konkretnego przedmiotu zamówienia.

- 1.11.** Nadlewy lica spoiny - na powierzchni zewnętrznej – na obydwu końcach każdego łuku powinny być usunięte mechanicznie na długości 140 mm (+/- 10 mm) mierząc od końca łuku.
- 1.12.** Niedopuszczalne są wszelkie naprawy jakiegokolwiek części łuku oraz odcinków przylegających (prostek – jeśli występują) metodą spawania.
- 1.13.** Minimalne średnice wewnętrzne dla łuków w wersji 3xDZ umożliwiające przeprowadzenie tłokowania danej średnicy określono w poniższej tabeli. Dla większych promieni gięcia, zaleca się przyjąć średnice minimalne zgodnie z poniższą tabelą lub uzgodnić z Zamawiającym.

Średnica nominalna DN w mm	Minimalna średnica wewnętrzna w mm
500	470
700	665
1000	960
1200	1150

- 1.14.** Poziom magnetyzmu szczątkowego nie może przekraczać poziomu wynikającego z PN-EN 14870-1:2011 punkt 10.5.7
- 1.15.** Tolerancje średnicy i owalność łuku zgodnie z Tabelą 4 PN-EN14870-1:2011 z uwzględnieniem dodatkowych wymagań:
- 1.15.1.** Wymagane jest wykonanie rur z odchyłkami średnicy zewnętrznej zgodnie z tabelą A3 PN-EN ISO 3183:2020.
- 1.15.2.** Wymagane jest wykonanie końców łuków o owalności (odchyłka przekroju kołowego – out-of-roundness) nie większej niż 1,0 % (w odniesieniu do średnicy wewnętrznej rury) i korpusu łuku o owalności nie większej niż 2,5%. Dla łuku 3D dopuszcza się owalność korpusu łuku nie większą niż 3,0%. Dopuszcza się zwiększenie średnicy zewnętrznej łuku dla spełnienia wymagań owalności i minimalnej średnicy wewnętrznej.
- 1.16.** Ukosowanie końców łuków zgodnie z API 5L wydanie 46 punkt 9.12.5.2. Dopuszcza się inny sposób ukosowania końców, który zostanie określony w szczegółowych specyfikacjach konkretnego zamówienia. Ukosowanie musi być dostosowane do rury, z którą będzie połączony łuk.
- 1.17.** Łuki muszą być wyprodukowane przez producenta posiadającego:
- 1.17.1.** Certyfikat Systemu Zarządzania Jakością w zakresie wytwarzania stalowych łuków rurowych.
- 1.17.2.** Uprawnienie Urzędu Dozoru Technicznego do wytwarzania stalowych łuków rurowych, jeżeli obowiązuje prawo tego wymaga.
- 1.17.3.** Producent blach przeznaczonych na wytwarzanie rur powinien posiadać Certyfikat Systemu Zarządzania Jakością. Producent rur SAWL lub COWL powinien posiadać Certyfikat Systemu Zarządzania Jakością oraz Certyfikat Systemu Zarządzania Jakością w spawalnictwie wg PN-EN ISO 3834-2 (wymagania pełne) lub równoważny.
- 1.17.4.** Zatwierdzonej technologii gięcia łuków przez akredytowaną jednostkę inspekcyjną.

- 1.18. Każdy łuk powinien być w sposób trwały oznakowany na powierzchni zewnętrznej zgodnie z pkt 4.7. Oznakowanie powinno umożliwiać jednoznaczną identyfikację łuku z dokumentami odbioru (w szczególności z świadectwem odbioru blachy i rury).
- 1.19. Przed przystąpieniem do wytwarzania łuków Wykonawca jest zobowiązany przeprowadzić kwalifikację metod wytwarzania zgodnie z pkt 3.
- 1.20. Łuki powinny być przystosowane do prób hydraulicznych specjalnych gazociągów, wywołujących przekroczenie granicy plastyczności materiału.
- 1.21. Spoina powinna być w strefie obojętnej na gięcie lub max 150 mm od strefy obojętnej w kierunku strefy ściskanej.

## **2. Wymagania w zakresie badań łuków (NDT i niszczące).**

- 2.1. Wykonywanie wszystkich czynności związanych z badaniami nieniszczącymi powinno być potwierdzane przez wykwalifikowany i kompetentny personel stopnia drugiego wg PN-EN ISO 9712.
- 2.2. Wykonywanie badań nieniszczących powinno nastąpić w oparciu o szczegółowe instrukcje zaakceptowane przez personel posiadający uprawnienia trzeciego stopnia wg PN-EN ISO 9712.
- 2.3. Jednostka wykonująca badania powinna mieć ustalenia zapewniające niezależność kierownictwa i personelu badań i kontroli jakości od jakichkolwiek komercyjnych, finansowych lub innych nacisków i wpływów wewnętrznych oraz zewnętrznych, które mogłyby niekorzystnie wpływać, na jakość ich pracy, a w szczególności na wyniki ich ocen.
- 2.4. Laboratorium wykonujące badania niszczące i nieniszczące powinno posiadać akredytację zgodnie z wymaganiami PN-EN ISO/IEC 17025. Akceptację do prowadzenia badań uzyskują również laboratoria posiadające: świadectwo uznania lub świadectwo podwykonawstwa spełniania wymagań normy PN-EN ISO/IEC 17025 i będące podwykonawcami akredytowanych laboratoriów oraz posiadające świadectwo uznania laboratorium spełniające wymagania Warunków Technicznych Urzędu Dozoru Technicznego WUDT-LAB. Zamawiający dopuszcza również laboratoria badawcze posiadające akredytację w danej metodzie badawczej.
- 2.5. Zakres badań nieniszczących łuków należy przeprowadzać zgodnie z wymaganiami PN-EN 14870-1:2011 tabela 2, z uwzględnieniem dodatkowych wymagań dla badania MT korpusu każdego łuku po stronie zewnętrznej - zgodnie z wymaganiami pkt 10.5.5. (ISO 10893-5 poziom akceptacji M3) przedmiotowej normy. Badania NDT przywołane w tabeli 2 PN-EN 14870-1:2011 należy wykonać zgodnie z wymaganiami norm ISO 10893-8, 10, 11 poziom akceptacji U2, alternatywnie dla badania RT (zamiast UT) wg ISO 10893-6 lub ISO 10893-7 zgodnie z punktem A.7.5.6 według kryteriów akceptacji A.7.5.6.4 EN ISO 3183:2020.
- 2.6. Należy prowadzić zapis przebiegu lub wyników badań nieniszczących łuków.
- 2.7. Dla łuków produkcyjnych wykonanych ze stali walcowanej termomechanicznie L485ME oraz dla łuków wykonanych ze stali L485QE poddanych obróbce cieplnej wymagane jest wykonanie dodatkowych badań rozciągania i uderzeniowości próbki pobranej z końca łuku dla każdego wytopu i wsadu do pieca (po procesie obróbki cieplnej łuku). Warunki badania zgodnie z punktem 3.6.
- 2.8. Wykonawca łuków giętych za pomocą grzania indukcyjnego jest zobowiązany do przeprowadzenia ciśnieniowej próby wodnej do ciśnienia wywołującego w ścianie łuku naprężenia równe co najmniej 95% minimalnej umownej granicy plastyczności

w czasie min. 10 min. dla każdej z dostarczonych partii wytopów, lecz nie mniej jak jeden łuk na 100 sztuk dostarczonych. Próbę należy wykonać na łuku o największym kącie gięcia z zamówionych łuków.

### 3. Kwalifikacja metod wytwarzania łuków

- 3.1. Dostawca na żądanie Zamawiającego jest zobowiązany do umożliwienia przeprowadzenia audytu przedprodukcyjnego przez upoważnionych przedstawicieli Zamawiającego w celu potwierdzenia spełnienia niniejszych wymagań w procesie produkcji przedmiotu zamówienia. W ramach audytu Dostawca zapozna upoważnionych przedstawicieli Zamawiającego ze szczegółami procesu wytwarzania przedmiotu zamówienia.
- 3.2. Zamawiający zastrzega sobie możliwość przeprowadzenia inspekcji procesu wytwarzania, badań oraz odbioru łuków, przez upoważnionych przedstawicieli na każdym etapie realizacji zamówienia. W szczególności, w obustronnie uzgodnionym czasie, upoważniony przedstawiciel Zamawiającego będzie miał swobodny dostęp do wszystkich miejsc wraz z wglądem do całej dokumentacji produkcyjnej, w których:
  - 3.2.1. Są realizowane procesy wytwarzania łuków oraz ich izolowania zewnętrznego i wewnętrznego.
  - 3.2.2. Przeprowadzane są badania w trakcie produkcji.
  - 3.2.3. Przeprowadzane są laboratoryjne badania materiałów (próbek) pobranych z wytwarzanych łuków.
  - 3.2.4. Są składowane łuki, zarówno w magazynie u producenta jak i na wskazanym przez Zamawiającego miejscu, gdzie następuje ich ostateczny odbiór.
  - 3.2.5. Następuje załadunek i rozładunek łuków.
- 3.3. Upoważnione przez Zamawiającego osoby będą uprawnione do badania, dokonywania inspekcji, mierzenia i wykonywania prób materiałów i wykonawstwa oraz do sprawdzenia wszelkich urządzeń wykorzystywanych w procesie produkcji i badania wytwarzanych łuków. Osoby te będą także upoważnione do sprawdzania postępu produkcji łuków.
- 3.4. Wykonawca zapewni upoważnionym przedstawicielom Zamawiającego pełną swobodę w wykonywaniu tych czynności, włącznie z udostępnieniem urządzeń, zezwoleń oraz sprzętu bezpieczeństwa. Żadne takie działanie nie zwolni Wykonawcy z żadnego zobowiązania lub odpowiedzialności.
- 3.5. Przed przystąpieniem do produkcji łuków należy przeprowadzić kwalifikację technologii wytwarzania łuków (MPS) zgodnie z przedstawionym przez producenta łuków oraz zatwierdzonym przez upoważnionych przedstawicieli GAZ-SYSTEM „**Planem produkcji i inspekcji – Manufacturing and Inspection Plan**”.
- 3.6. W zakresie kwalifikacji technologii gięcia, wymaga się przeprowadzenia badań zgodnie z wymaganiami określonymi w tablicy 3 PN-EN14870-1:2011 (po gięciu i obróbce cieplnej).
  - 3.6.1 Praca łamania materiału rodzimego powinna być sprawdzona wg Tablicy G.2 API 5L wydanie 46 w temperaturze -29°C.
  - 3.6.2 Badania pracy łamania szwu rury i strefy wpływu ciepła wg pkt. A.4.4.2 PN-EN ISO 3183:2020 powinna być sprawdzona w temperaturze -20°C. Wymagana praca łamania min 40J. Pozostałe warunki badań powinny być takie jak dla materiału rodzimego.
  - 3.6.3 Badanie na rozciąganie zgodnie z EN 3183:2020 tabela A.2

- 3.6.4** Badanie twardości nie powinno przekraczać 300 HV zgodnie z punktem 10.4.4.2 PN EN 14870-1:2011.

#### **4. Wymagania dla powłok ochronnych łuków podziemnych i nadziemnych**

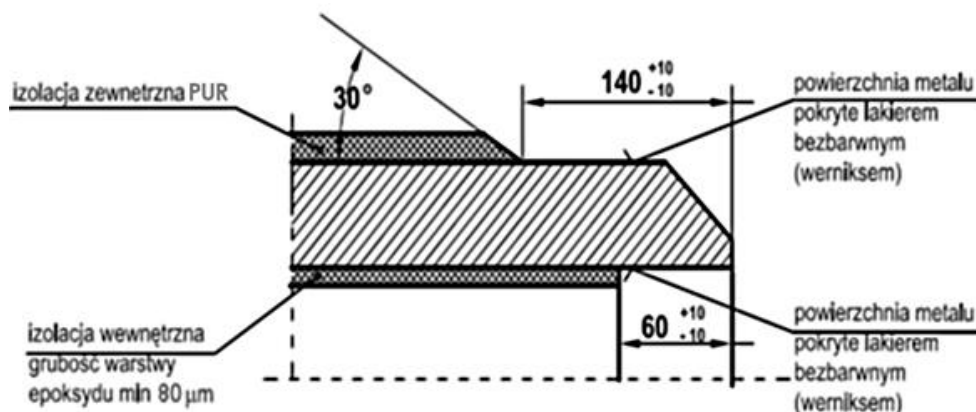
##### **4.1. Zewnętrzna powłoka łuków do zabudowy podziemnej:**

- 4.1.1.** Łuki przewidziane do zabudowy podziemnej powinny być pokryte powłoką poliuretanową PUR wg PN-EN 10290 typu 3 o grubości według pkt 4.1.4 i 4.1.5 oraz o oporności właściwej według pkt 4.1.10, z uwzględnieniem poniższych wymagań określonych w pkt 4.1.2 – 4.1.16, które są nadrzędne w stosunku do wymagań normy.
- 4.1.2.** Wytwórca powłoki winien dysponować aktualnym certyfikatem zgodności powłoki z normą wystawionym przez uprawnioną notyfikowaną jednostkę certyfikującą.
- 4.1.3.** Powłoka powinna być, w okresie przechowywania (ekspozycji) na odkrytej przestrzeni, odporna/zabezpieczona na działanie UV i czynników atmosferycznych przez okres min 2,5 roku dla części podziemnej i przez okres 15 lat dla części nadziemnej.
- 4.1.4.** Grubość powłoki nie powinna być mniejsza niż określona w PN-EN 10290.
- 4.1.5.** Końce łuków przeznaczone do przyspawania do rurociągu powinny być pozbawione powłoki poliuretanowej na długości 140 mm +/- 10 mm od końca łuku. Wymaga się, aby były one pokryte powłoką ochrony czasowej (verniks).
- 4.1.6.** Powłoka powinna być wolna od nieciągłości (uszkodzeń, braków, kanałów/szczelin i in.), pęcherzy, pęknięć, zacieków, fałd, nadlań, sopli.
- 4.1.7.** Zamawiający dopuszcza występowanie w powłoce dostarczonej na miejsce dostawy łuków nieszczelności jedynie w postaci porów, w ilości do 3 nieszczelności – podlegających naprawie.
- 4.1.8.** Powłoka powinna być odporna na wielokrotne badania szczelności poroskopem wysokonapięciowym o napięciu wg 4.1.12. W wyniku przeprowadzonych badań powłoka nie powinna ulec uszkodzeniom i degradacji.
- 4.1.9.** Oporność właściwa powłoki po 100 dniach w temperaturze 23°C +/- 2°C nie powinna być mniejsza niż  $10^8 \Omega m^2$ , a po 30 dniach w maksymalnej temperaturze pracy +/- 2°C (dla typu 2 wg. PN EN 10290:2005) nie powinna być mniejsza niż  $10^5 \Omega m^2$ .
- 4.1.10.** W procesie produkcji badanie oporności właściwej powłoki należy wykonać dla każdej partii materiałów, z których będzie wytwarzana powłoka, wg załącznika F PN-EN 10290:2005.
- 4.1.11.** W procesie produkcji badanie szczelności powłoki (wykrywanie nieciągłości) należy przeprowadzać metodą wg załącznika B PN-EN 10290, stosując napięcie probiercze 8 V/ $\mu m$  grubości (8 kV/mm), jednakże nie większe niż 20 kV.
- 4.1.12.** W procesie produkcji badanie elastyczności i oporności właściwej powłoki powinno być przeprowadzane w przypadku każdej partii materiałów tworzących powłokę.
- 4.1.13.** W procesie produkcji badanie przylegania – odporności na usunięcie, powinno być wykonywane dla każdego łuku wg. załącznika D PN EN 10290:2005.
- 4.1.14.** Kolor zewnętrznej powłoki łuku podziemnego (poniżej poziomu gruntu): czarny RAL 8022 lub RAL 9005 lub RAL 9011 lub RAL 9017.



- 4.1.15.** Powłoka zewnętrzna każdego łuku o średnicy DN500 i powyżej powinna być udokumentowana dokumentem kontroli w postaci świadectwa odbioru 3.2 wg PN-EN 10204.
- 4.2.** Zewnętrzna powłoka łuków przewidzianych do zabudowy nadziemnej powinna być zabezpieczona tymczasową powłoką ochrony przeciw korozyjnej.
- 4.3.** Powłoka wewnętrzna łuków.
- 4.3.1.** Jeżeli zamawiający nie określił w zamówieniu inaczej, wewnętrzne powierzchnie należy malować epoksydem (procentowa zawartość cząstek stałych na poziomie min. 68%) o grubości min 80µm wg PN-EN 10301. Powierzchnie wewnętrzne końcówek łuków na długości 60 mm +/- 10 mm mają być niemalowane. Przed nałożeniem powłoki epoksydowej należy zapewnić przygotowanie podłoża zgodnie z wymaganiami PN-EN ISO 8501-1 - stopień Sa 2½. Parametry jakościowe malowania wewnętrznego powinny odpowiadać co najmniej wartościom określonym w PN-EN 10301.
- 4.3.2.** Powłoka wewnętrzna każdego łuku DN500 i powyżej powinna być udokumentowana dokumentem kontroli w postaci świadectwa odbioru 3.1 wg PN-EN 10204.

Rysunek nr. 1: Szczegół ukosowania powłok końca łuku



- 4.3.3.** Końce łuków niepokryte izolacją zewnętrzną i wewnętrzną powinny być pomalowane lakierem chroniącym przed korozją oraz na czas transportu i składowania zabezpieczone przy pomocy kołpaków (zaślepek z tworzyw sztucznych lub drewna). Zaślepki powinny umożliwiać podnoszenie łuków za pomocą zawiesi hakowych bez ich zdejmowania. Zastosowane zaślepki mają w sposób trwały zabezpieczać rury przed dostaniem się zanieczyszczeń oraz chronić sfazowane końce łuków.
- 4.4.** Badania poliuretanowych zewnętrznych powłok izolacyjnych łuków do zabudowy podziemnej.
- Badania należy wykonywać w zakresie określonym w Tablicy 5 PN-EN 10290, z uwzględnieniem poniższych wymagań doprecyzowujących. W procesie kwalifikacji powłoki należy wykonać wszystkie badania. W procesie produkcji należy wykonać badania oznaczone jako „dla każdego komponentu”, literą „c” oraz:
- 4.4.1.** Badanie elastyczności powłoki należy wykonać dla każdej partii materiałów, z których będzie wytwarzana powłoka. Badanie wykonać wg załącznika K

ww. normy, w sposób przedstawiony w rozdziale K3 – tak jak dla rur (Tablica K.1). Dopuszcza się wykonanie badania elastyczności powłoki według procedury K.3.1 załącznika K PN-EN 10290.

- 4.4.2.** Badanie oporności właściwej powłoki należy wykonać dla każdej partii materiałów, z których będzie wytwarzana powłoka, wg załącznika F EN 10290 dla danej partii wyrobu bez wstrzymywania wytwarzania powłok w cyklu produkcyjnym. Dokument określający oporność właściwą powłoki próbki poddanej badaniom należy dołączyć do dokumentacji łuku.
- 4.4.3.** Badanie szczelności powłoki (wykrywanie nieciągłości) przeprowadzać metodą wg załącznika B PN-EN10290, stosując napięcie probiercze 8 V/ $\mu$ m grubości (8 kV/mm), jednakże nie większe niż 20 kV. Jeśli na łuku występować będą fragmenty powłoki o grubości  $\geq 4$  mm o łącznej powierzchni  $\geq 100$  cm<sup>2</sup>, to dodatkowo łuki należy poddać badaniu szczelności metodą elektrolityczną wg DIN 30677 część 2, pkt 4.2.2.2 i 5.4.2. Wyznaczona jednostkowa rezystancja przejścia nie powinna być mniejsza niż 10<sup>8</sup>  $\Omega$ m<sup>2</sup>.
- 4.4.4.** Badanie przylegania (odporności na usunięcie powłoki) zgodnie z załącznikiem D ww. normy powinno być wykonywane dla każdego łuku o średnicy DN 500 i powyżej.
- 4.4.5.** Pomiar grubości suchej warstwy powłoki należy wykonać dla każdego łuku metodą nieniszczącą według załącznika A PN-EN10290, przy czym ilość punktów pomiarowych i ich rozmieszczenie należy dostosować w ten sposób, aby możliwa była wiarygodna ocena grubości.
- 4.5.** Wymagania w zakresie napraw uszkodzeń powłoki zewnętrznej lub wewnętrznej
- 4.5.1.** Zamawiający dopuszcza naprawy uszkodzeń izolacji zewnętrznej jedynie w zakładzie producenta wytwarzającego powłokę lub w miejscu dostawy po uprzedniej kwalifikacji uszkodzeń przez upoważnionych przedstawicieli Zamawiającego, przy czym wszelkie naprawy powinny być odpowiednio udokumentowane.
- 4.5.2.** Łuki, na których zostaną wykonane jakiegokolwiek nieautoryzowane działania związane z naprawą izolacji zewnętrznej, w innych miejscach niż wymienione powyżej, nie będą odbierane przez Zamawiającego.
- 4.5.3.** Wykonawca wytwarzający izolacje zewnętrzną i wewnętrzną opracuje i dostarczy Zamawiającemu do akceptacji „Instrukcję naprawy wad izolacji zewnętrznej i wewnętrznej łuków stalowych”. Materiały naprawcze powinny być zgodne z nałożoną powłoką fabryczną. Instrukcja powinno zawierać opis uszkodzeń i technologii ich naprawy.
- 4.6.** Na powłoce zewnętrznej łuku powinny się znajdować następujące oznaczenia: średnica zewnętrzna x grubość ścianki rury, gatunek stali, nazwa lub kod producenta rury, promień łuku i kąt gięcia nazwa, kod producenta łuku, rodzaj powłoki zewnętrznej, nazwa lub kod wytwórcy powłoki oraz napis GAZ-SYSTEM.  
Przykład:  
**IB/PN-EN14870-1/L485QQ-PSL2/711x17,5-XXXX/R=6m/430°-YYYY/ZZZ/GAZ-SYSTEM**  
gdzie: **IB** – Induction Bend **L485** (gatunek stali) - klasa **QQ** – rodzaj dostawy stali (QE lub ME), **PSL-2** XXXX – nazwa lub kod producenta rury, **YYYY** - nazwa lub kod producenta łuku **ZZZ** - nazwa lub kod wytwórcy **powłoki** zewnętrznej. Oznaczenie należy wykonać metodą szablonu lub nadruku i zapewnić jego czytelność i trwałość. Wysokość znaków minimum 2,5cm. Oznaczenie należy nanieść w obszarze osi obojętnej.



## 5. Transport, składowanie i odbiór łuków

- 5.1. Ostateczny odbiór łuków z udziałem przedstawiciela Dostawcy będzie przeprowadzony w miejscu składowania wskazanym przez Zamawiającego (na placu składowym).
- 5.2. Podczas transportu i przeładunku należy zapewnić szczególne środki ostrożności w celu zapobieżenia uszkodzeniom izolacji zewnętrznej i wewnętrznej oraz materiału łuków:
  - 5.2.1. Podczas transportu i składowania należy zapewnić odpowiednie środki, aby uniknąć niekontrolowanego przemieszczania łuków.
  - 5.2.2. Wykonawca opracuje i uzgodni z GAZ-SYSTEM „**Instrukcję załadunku, rozładunku i składowania**” uwzględniającą przekazane przez Zamawiającego wymagania w tym zakresie. Wykonawca dostarczy łuki zgodnie z w/w instrukcją uzgodnioną z GAZ-SYSTEM.
  - 5.2.3. Wykonawca zabezpieczy łuki poprzez zastosowanie odpowiednich materiałów niezbędnych do prawidłowego składowania łuków na wolnym powietrzu przez okres co najmniej 12 miesięcy. Składowanie powinno odbywać się zgodnie zatwierdzoną przez GAZ-SYSTEM S.A. „**Instrukcją załadunku, rozładunku i składowania**”.
  - 5.2.4. „**Instrukcja załadunku, rozładunku i składowania**” powinna zawierać zasady zabezpieczenia i składowania łuków na wolnym powietrzu w okresie od 12 do 24 miesięcy. Instrukcja powinna opisywać czynności zabezpieczenia oraz zastosowane materiały.

## 6. Dokumenty odbioru łuków

- 6.1. Wykonawca jest zobowiązany do wystawienia deklaracji zgodności łuków z PN-EN 14870-1:2011.
- 6.2. Dla każdego łuku Wykonawca jest zobowiązany wystawić i dostarczyć świadectwo odbioru rodzaj 3.2 wg PN-EN 10204, które powinno:
  - 6.2.1. Być zgodne z wymaganiami PN-EN 14870-1:2011, z uwzględnieniem niniejszych wymagań (Informacja powinna być umieszczona na świadectwie odbioru).
  - 6.2.2. Zawierać informację w zakresie własności mechanicznych, składu chemicznego oraz technologii wytopu stali.
  - 6.2.3. Określać zakres i rodzaj przeprowadzonych badań nieniszczących oraz niszczących, wraz z poziomami akceptacji wg stosownych norm i przepisów.
  - 6.2.4. Określać zakres i rodzaj obróbki cieplnej.
  - 6.2.5. Określać rodzaj prowadzonych prób ciśnieniowych wraz z podaniem wartości ciśnienia próby i czasu trwania próby.
- 6.3. Dla każdego łuku Wykonawca jest zobowiązany dostarczyć świadectwo odbioru rodzaju 3.1 dla blachy (taśmy stalowej) wg PN-EN10204.
- 6.4. Dla każdego łuku Wykonawca jest zobowiązany dostarczyć świadectwo odbioru rodzaju 3.2 dla rur, z których wykonano łuki wg PN-EN10204.
- 6.5. Dla każdego pojedynczego świadectwa odbioru rodzaju 3.2 dla łuków należy dołączyć odpowiadające świadectwo odbioru rodzaju 3.2 i 3.1 wg PN-EN10204 dla powłok ochronnych.
- 6.6. Wymaga się dostarczenia świadectwa odbioru w języku polskim lub angielskim.

## 7. Zalecenia

Przy zamawianiu łuków - w opisie przedmiotu konkretnego zamówienia - wymaga się wykonanie zestawienia łuków zgodnie z poniżej zamieszczoną (przykładową) tabelą, która stanowi jedynie wzór prawidłowego wykonania zestawienia.

Zestawienie łuków rurowych o średnicy DN500 i powyżej (norma PN-EN 14870-1) dla gazociągu DN1000, MOP=8,4 MPa relacji Lwówek-Odolanów <b>(wzór)</b>												
No	Ilość w sztukach	Średnica nominalna łuku DN	Łuk - gatunek stali	Minimalna grubość ścianki rury z której zostanie wytworzony łuk w (mm)	Promień gięcia łuku w (mm)	Kąt gięcia w stopniach (°)	Długość prośki w (m) na końcach łuku	Łuk do zabudowy podziemnej (p) lub nadziemnej (n) lub bez izolacji	Izolacja wewnętrzna	Ciężar jednego łuku w (kg)	Średnica zewnętrzna rury do której będzie spawany łuk w (mm)	Grubość ścianki rury do której będzie spawany łuk w (mm)
1	4	DN1000	L485ME	25,0	6096	90°	nie dotyczy	p	tak	5 820	1016	22,2/14,2
2	2	DN1000	L485ME	17,5	6096	45°	1	n	tak	2 650	1016	14,2
3	8	DN700	L485QE	22,2	3555	45°	0,8	n	nie	1 050	711	17,5
4	3	DN500	L485ME	14,2	3048	60°	nie dotyczy	p	nie	173	508	12,5/8,8
5	2	DN500	L485ME	14,2	3048	60°	0,5	bez izolacji	tak	225	508	12,5

Krawczak Piotr

Elektronicznie podpisany przez  
Krawczak Piotr  
Data: 2021.02.18 12:03:21 +01'00'

## **Załącznik nr 8 - Kształtki rurowe - łuki, trójniki i zwężki - typu B w zakresie średnic DN500 – DN1200**

### Spis treści

1. Wymagania dla kształtek .....	2
2. Wymagania w zakresie badań kształtek (NDT i niszczące) .....	3
3. Kwalifikacja metod wytwarzania kształtek .....	5
4. Wymagania dla powłok ochronnych kształtek podziemnych i nadziemnych .....	6
5. Transport, składowanie i odbiór kształtek .....	9
6. Dokumenty odbioru kształtek .....	9
7. Zalecenia .....	10

## 1. Wymagania dla kształtek

- 1.1. Instrukcja określa wymagania techniczne dla kształtek rurowych zgodnie z PN-EN 10253-2:2010 „Kształtki rurowe do przyspawania doczołowego. Część 2 Stale niestopowe i stale ferrytyczne ze specjalnymi wymaganiami dotyczącymi kontroli” o średnicy od DN500 do DN1200 typu B (do przyspawania doczołowego stosowane przy pełnym ciśnieniu roboczym) ze stali gatunku L485ME oraz L485QE klasy PSL-2 wg PN-EN ISO 3183 przeznaczonych na realizację zadań inwestycyjnych w GAZ-SYSTEM S.A.
- 1.2. W przypadku, gdy wymagane jest zastosowanie kształtki, której wymiary nie są zgodne z wymiarami określonymi w PN-EN 10253-2 (a w szczególności dotyczy to grubości ścianek trójnika, średnicy zewnętrznej i wewnętrznej trójnika, średnicy szyjki trójnika) projektant powinien sporządzić szczegółowy rysunek takiej kształtki, tak aby wszystkie ewentualne odstępstwa od normy określić w jednoznaczny sposób. Rysunek konstrukcyjny nienormatywnej kształtki powinien uwzględnić fazowanie końców króćców kształtek, tak aby mogły być połączone spoinami obwodowymi z odpowiednimi rurami. W przypadku stali innej niż wymienionej w tabelach 3, 4, 6, 7 i 9 PN-EN 10253-2:2010, wymaga się wykonania analizy wytrzymałościowej według specyfikacji. Jeżeli trójnik ma być poddany badaniom przy użyciu tłoków, to w takim przypadku projektant powinien wykonać szczegółowy rysunek konstrukcyjny trójnika wraz z prowadnicą tłoka (odpowiednie zabezpieczenie szyjki trójnika zapobiegające zakleszczeniu tłoka).
- 1.3. Do wytwarzania kształtek wymaga się zastosowania rur wykonanych z blach spełniających wymagania poziomu PSL 2 na europejskie gazociągi lądowe do transportu gazu ziemnego wg PN-EN ISO 3183 z uwzględnieniem dodatkowych wymagań określonych poniżej. Do produkcji kształtek dopuszcza się wykorzystanie rur: SMLS, SAWL i COWL klasy PSL2 wg PN-EN ISO 3183.
- 1.4. Dopuszcza się wykonanie kształtek z jedną spoiną wzdłużną.
- 1.5. Dla kolan DN900 i powyżej dopuszcza się wykonanie z dwiema spoinami wzdłużnymi.
- 1.6. Do wytwarzania kształtek nie dopuszcza się rur, które:
  - 1.6.1. Miały naprawiane spoiny wzdłużne.
  - 1.6.2. Miały naprawiane korpus rury.
  - 1.6.3. Posiadają spoinę obwodową.
- 1.7. Niedopuszczalna jest naprawa spoiny wzdłużnej po wytworzeniu kształtek.
- 1.8. Na powierzchni rury wyjściowej i w trakcie produkcji nie dopuszczalne są zanieczyszczenia metalami o niskiej temperaturze topnienia takimi jak miedź, mosiądz lub aluminium.
- 1.9. Każdą wytworzoną kształtkę należy poddać odpowiedniej obróbce cieplnej.
- 1.10. Skład chemiczny stali nie powinien przekraczać wartości określonych w załączniku M PN-EN ISO 3183:2013, z uwzględnieniem poniższych wartości (dla analizy wytopowej oraz analizy kontrolnej):

Gatunek stali	C	Mo	Si	Mn	P	S	Cr	Ni	Cu	CE <sub>IIW</sub>	CE <sub>Pcm</sub>
L485QE	0,18	0,10	0,45	1,80	0,015	0,010	0,30	0,30	0,25	0,43	
L485ME	0,12	0,35	0,45	1,70	0,015	0,010	0,30	0,50	0,25		0,21

V+Ti+Nb≤0,15%

- 1.11. Nadlewy lica spoiny - na powierzchni zewnętrznej – na obydwu końcach każdej kształtki powinny być usunięte mechanicznie na długości 140 mm +/- 10 mm mierząc od końca kształtki.
- 1.12. Dopuszcza się wykonanie kształtek poprzez: gięcie, kucie matrycowe, walcowanie.
- 1.13. W przypadku trójników ze szwem – wyjściowe odgałęzienie powinno być umieszczone dokładnie naprzeciw złącza wzdłużnego. Nie dopuszcza się wykonania trójników ze spawanymi odgałęzieniami.

- 1.14. Wszelkie złącza spawane powinny być wykonane jako dwustronne z pełnym przetopem.
- 1.15. W przypadku, gdy złącze spawane jest poddawane obróbce plastycznej, niezbędne jest przeprowadzenie odprężania, przed wykonaniem obróbki.
- 1.16. Minimalne średnice wewnętrzne części przelotowej dla trójników umożliwiające przeprowadzenie tłokowania powinny spełniać poniższe wymagania:

Średnica nominalna DN w mm	Minimalna średnica wewnętrzna w mm
500	470
700	665
1000	960
1200	1150

- 1.17. Tolerancje średnicy i owalność kształtek:
- 1.17.1. Tolerancja średnicy zewnętrznej końców do przyspawania kształtek  $\pm 2$  mm.
- 1.17.2. Wymagane jest wykonanie końców do przyspawania kształtek o owalności (odchyłka przekroju kołowego – out-of-roundness) nie większej niż 1,0 %.
- 1.17.3. Pozostałe tolerancje zgodnie z wymaganiami PN-EN10253-2.
- 1.18. Ukosowanie końców kształtek należy wykonać zgodnie z API 5L wydanie 46 punkt 9.12.5.2. Dopuszcza się inny sposób ukosowania końców, który zostanie określony w szczegółowych specyfikacjach konkretnego zamówienia Ukosowanie należy dostosować do rury, z którą będzie połączona kształtka.
- 1.19. Kształtki powinny być wyprodukowane przez producenta posiadającego:
- 1.19.1. Certyfikat zarządzania jakością w zakresie wykonania połączeń spawanych wg PN-EN ISO 3834-2 (pełne wymagania jakości) lub równoważne – o ile ma zastosowanie.
- 1.19.2. Uprawnienie Urzędu Dozoru Technicznego do wytwarzania kształtek stalowych, jeżeli obowiązujące prawo tego wymaga.
- 1.19.3. Producent blach oraz producent rur powinien posiadać Certyfikat Systemu Zarządzania Jakością.
- 1.19.4. Zatwierdzoną technologię spawania oraz obróbki plastycznej przez akredytowaną jednostkę inspekcyjną.

## 2. Wymagania w zakresie badań kształtek (NDT i niszczące).

- 2.1. Wykonywanie wszystkich czynności związanych z badaniami nieniszczącymi powinno być potwierdzane przez wykwalifikowany i kompetentny personel stopnia drugiego wg PN-EN ISO 9712.
- 2.2. Wykonywanie badań nieniszczących powinno nastąpić w oparciu o szczegółowe instrukcje zaakceptowane przez personel posiadający uprawnienia trzeciego stopnia wg PN-EN ISO 9712.
- 2.3. Laboratorium wykonujące badania niszczące i nieniszczące powinno posiadać akredytację zgodnie z wymaganiami PN-EN ISO/IEC 17025. Akceptację do prowadzenia badań uzyskują również laboratoria posiadające: świadectwo uznania lub świadectwo podwykonawstwa spełniania wymagań PN-EN ISO/IEC 17025 i będące podwykonawcami akredytowanych laboratoriów oraz posiadające świadectwo uznania laboratorium spełniające wymagania Warunków Technicznych Urzędu Dozoru Technicznego WUDT-LAB. Zamawiający dopuszcza również laboratoria badawcze posiadające akredytację w danej metodzie badawczej.

## 2.4. Zakres badań i kontroli.

Rodzaj kontroli i badania	Warunki wykonania	Ilość	Uwagi
Analiza wytopu	PN-EN ISO 3183:2020	1 na wytop	
Analiza kontrolna (wyrobu)	PN-EN ISO 3183:2020	1 na wytop	
Próba rozciągania materiału podstawowego	PN-EN ISO 3183:2020 tabela A.2 badanie punkt A.7.4.1	1 na partię badawczą	Po kształtowaniu i obróbce cieplnej gotowego wyrobu
Próba rozciągania złącza spawanego	PN-EN ISO 3183:2020 wyznaczenie jedynie Rm zgodnie z punktem A.7.4.1	1 na partię badawczą	Po kształtowaniu i obróbce cieplnej gotowego wyrobu
Próba udarności materiału podstawowego	Wg Tablicy G2 API 5L wydanie 46	1 na partię badawczą	Po kształtowaniu i obróbce cieplnej w temp. minus 29°C gotowego wyrobu
Próba udarności złącza spawanego (spoina + SWC)	Wg. punktu A4.4.2. (min 40J) 3 PN-EN ISO 3183:2020	1 na partię badawczą	Po kształtowaniu i obróbce cieplnej w temp. minus 29°C gotowego wyrobu
Próba zginania złącza spawanego	PN-EN ISO 3183:2020 punkt A7.4.4.	1 na partię badawczą	Po kształtowaniu i obróbce cieplnej gotowego wyrobu
Próba DWT materiału podstawowego (jeżeli brak jest potwierdzenia wykonania badania w certyfikacie materiału podstawowego)	PN-EN ISO 3183:2020	1 na partię badawczą	W temp. 0°C
Próba twardości	PN-EN 10253-2:2010 punkt 14.4 od 178 HV10 (Rm=570 MPa) do 237 HV10 (Rm=760 MPa)	Każda kształtka	Po kształtowaniu i obróbce cieplnej gotowego wyrobu
<b>BADANIA NDT</b>			
Magnetyzm szczątkowy na końcach kształtek	PN-EN ISO 3183:2013	Każda kształtka	
Identyfikacja materiału	PN-EN 10253-2:2010	Każda kształtka	
Sprawdzenie wymiarów	PN-EN 10253-2:2010	Każda kształtka	
Kontrola wymiarów	PN-EN 10253-2:2010	Każda kształtka	
Kontrola blachy na rozwarstwienia	U2 wg ISO 10893-9:2011, dopuszcza się wskazania o długości nie przekraczającej 6 mm i powierzchni nie przekraczającej 100 mm <sup>2</sup>	100% powierzchni	Przed kształtowaniem i obróbką cieplną
Badania UT złączy spawanych lub RT	U2 wg ISO 10893-9:2011	100% złączy	Po kształtowaniu i obróbce cieplnej
Badania RT złączy spawanych lub UT	ISO 10893-6:2019 lub ISO 10893-7:2019 kryteria akceptacji punkt A.7.5.6.4 a)-c) EN ISO 3183:2020	100% złączy, klasa B	Po kształtowaniu i obróbce cieplnej
Badania MT ścianki trójników	PN EN 10893-5:2011 poziom akceptacji M3	Obszar odkształcenia określony wg PN-EN 10253-2:2010	Po kształtowaniu i obróbce cieplnej
Badania MT końców do spawania	PN N ISO 10893-5:2011 poziom akceptacji M2p	Końce do spawania	Po kształtowaniu i obróbce cieplnej

Próba ciśnieniowa	min. ciśnienia 95% umownej granicy plastyczności większej ze średnic kształtki.	1 na partię badawczą	Próba hydrauliczna min. 30 min.
-------------------	---	----------------------	---------------------------------

Partia badawcza – powinna się składać z kształtek tego samego typu, o takich samych określonych wymiarach, pochodzących z tego samego procesu produkcyjnego (dla kształtek spawanych w tej samej technologii spawania), z tego samego wytopu i tego samego procesu obróbki cieplnej.

- 2.5. Należy prowadzić zapis przebiegu lub wyników badań nieniszczących i niszczących oraz obróbki cieplnej, które powinny być załącznikiem do dokumentów jakościowych odbioru.
- 2.6. Tolerancja określonych wartości nominalnych temperatury wygrzewania i czasu wygrzewania musi wynosić odpowiednio  $\pm 15^{\circ}\text{C}$  i  $\pm 20\%$ .

### 3. Kwalifikacja metod wytwarzania kształtek

- 3.1. Dostawca na żądanie Zamawiającego jest zobowiązany do umożliwienia przeprowadzenia audytu przedprodukcyjnego przez upoważnionych przedstawicieli Zamawiającego w celu potwierdzenia spełnienia niniejszych wymagań w procesie produkcji przedmiotu zamówienia. W ramach audytu Dostawca zapozna upoważnionych przedstawicieli Zamawiającego ze szczegółami procesu wytwarzania przedmiotu zamówienia.
- 3.2. Zamawiający zastrzega sobie możliwość przeprowadzenia inspekcji procesu wytwarzania, badań oraz odbioru kształtek, przez upoważnionych przedstawicieli, na każdym etapie realizacji zamówienia. W szczególności, w obustronnie uzgodnionym czasie, upoważniony przedstawiciel Zamawiającego będzie miał swobodny dostęp do wszystkich miejsc wraz z wglądem do całej dokumentacji produkcyjnej, w których:
  - 3.2.1. Są realizowane procesy wytwarzania kształtek oraz ich izolowania zewnętrznego i wewnętrznego.
  - 3.2.2. Przeprowadzane są badania w trakcie produkcji.
  - 3.2.3. Przeprowadzane są laboratoryjne badania materiałów (próbek) pobranych z wytwarzanych kształtek.
  - 3.2.4. Są składowane kształtki zarówno w magazynie u producenta jak i na wskazanym przez Zamawiającego miejscu, gdzie następuje ich ostateczny odbiór.
  - 3.2.5. Następuje załadunek i rozładunek kształtek.
- 3.3. Upoważnione przez Zamawiającego osoby będą uprawnione do badania, dokonywania inspekcji, mierzenia i wykonywania prób materiałów i wykonawstwa oraz do sprawdzenia wszelkich urządzeń wykorzystywanych w procesie produkcji i badania wytwarzanych kształtek. Osoby te będą także upoważnione do sprawdzania postępu produkcji kształtek.
- 3.4. Wykonawca zapewni upoważnionym przedstawicielom Zamawiającego pełną swobodę w wykonywaniu tych czynności, włącznie z udostępnieniem urządzeń, zezwoleń oraz sprzętu bezpieczeństwa. Takie działania nie zwalniają Wykonawcy z żadnego zobowiązania lub odpowiedzialności.
- 3.5. Przed przystąpieniem do produkcji kształtek należy przeprowadzić kwalifikację technologii wytwarzania kształtek (MPS) zgodnie z przedstawionym przez producenta kształtek oraz zatwierdzonym przez upoważnionych przedstawicieli GAZ-SYSTEM „**Planem produkcji i inspekcji**” (**Manufacturing and Inspection Plan**), który powinien zawierać m.in.:
  - 3.5.1. Dla materiału początkowego:
    - 3.5.1.1. Nazwa producenta.
    - 3.5.1.2. Proces wytwarzania stali (stan dostawy).
    - 3.5.1.3. Gatunek stali.
    - 3.5.1.4. Kształt i wymiary produktu.
    - 3.5.1.5. Skład chemiczny, włącznie ze szwem (jeżeli dotyczy).



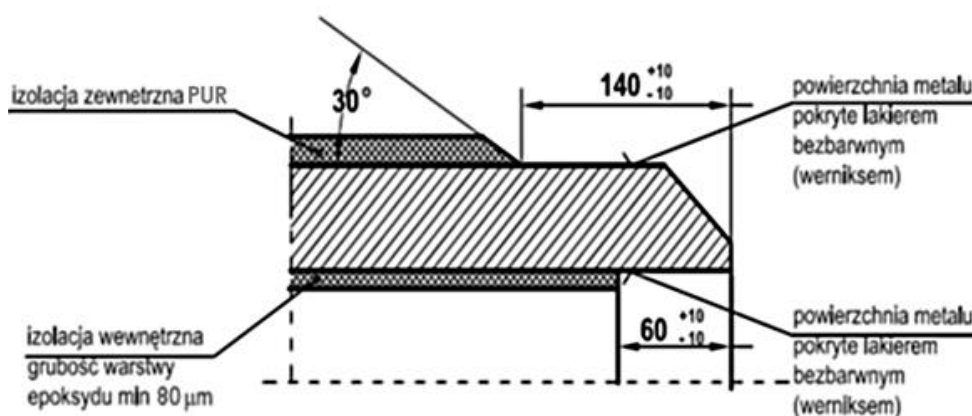
- 3.5.1.6. Specyfikacja procedury spawania WPS (jeśli dotyczy).
      - 3.5.2. Dla wytwarzania kształtki:
        - 3.5.2.1. Procedura kształtowania (obróbki plastycznej).
        - 3.5.2.2. Specyfikacja procedury spawania WPS.
        - 3.5.2.3. Procedura obróbki cieplnej włącznie z cyklami cieplnymi.
        - 3.5.2.4. Wymagania odnośnie maszyn.
        - 3.5.2.5. Wymagania odnośnie kontroli i badań.
        - 3.5.2.6. Identyfikowalność.
    - 3.5.3. Dla obróbki cieplnej:
      - 3.5.3.1. Harmonogram ogrzewania.
      - 3.5.3.2. Temperatura wygrzewania.
      - 3.5.3.3. Czas wygrzewania.
      - 3.5.3.4. Harmonogram chłodzenia.
      - 3.5.3.5. Temperatura chłodzenia.
      - 3.5.3.6. Czynnik chłodzący, włącznie z początkową i końcową temperaturą czynnika.

#### 4. Wymagania dla powłok ochronnych kształtek podziemnych i nadziemnych

- 4.1.** Zewnętrzna powłoka kształtek do zabudowy podziemnej:
- 4.1.1.** Kształtki przewidziane do zabudowy podziemnej powinny być pokryte powłoką poliuretanową PUR wg PN-EN 10290 typu 3 o grubości według pkt 4.1.4 oraz o oporności właściwej według pkt 4.1.9, z uwzględnieniem poniższych wymagań określonych w pkt 4.1.2 – 4.1.15, które są nadrzędne w stosunku do wymagań normy.
  - 4.1.2.** Wytwórca powłoki winien dysponować aktualnym certyfikatem zgodności powłoki z normą wystawionym przez uprawnioną notyfikowaną jednostkę certyfikującą.
  - 4.1.3.** Powłoka powinna być, w okresie przechowywania (ekspozycji) na odkrytej przestrzeni, odporna/zabezpieczona na działanie UV i działanie czynników atmosferycznych przez okres min 2,5 roku dla części podziemnej, przez okres 15 lat dla części nadziemnej.
  - 4.1.4.** Grubość powłoki nie powinna być mniejsza niż 1,5 mm.
  - 4.1.5.** Końce kształtek przeznaczone do przyspawania do rurociągu powinny być pozbawione powłoki poliuretanowej na długości 140 mm +/- 10 mm od końca kształtki. Wymaga się, aby były one pokryte powłoką ochrony czasowej (verniks).
  - 4.1.6.** Powłoka powinna być wolna od nieciągłości (uszkodzeń, braków, kanałów/szczelin i in.), pęcherzy, pęknięć, zacieków, fałd, nadlań, sopli.
  - 4.1.7.** Zamawiający dopuszcza występowanie w powłoce, dostarczonej na miejsce dostawy kształtki, nieszczelności jedynie w postaci porów, w ilości do 3 nieszczelności – podlegających naprawie.
  - 4.1.8.** Powłoka powinna być odporna na wielokrotne badania szczelności poroskopem wysokonapięciowym o napięciu wg 4.1.11. W wyniku przeprowadzonych badań powłoka nie powinna ulec uszkodzeniom i degradacji.
  - 4.1.9.** Oporność właściwa powłoki po 100 dniach w temperaturze 23 °C +/- 2 °C nie powinna być mniejsza niż  $10^8 \Omega m^2$ , a po 30 dniach w maksymalnej temperaturze pracy +/- 2°C (dla typu 2 wg PN EN 10290:2005) nie powinna być mniejsza niż  $10^5 \Omega m^2$ .

- 4.1.10.** W procesie produkcji badanie oporności właściwej powłoki należy wykonać dla każdej partii materiałów, z których będzie wytwarzana powłoka, wg załącznika F PN-EN 10290:2005.
- 4.1.11.** W procesie produkcji badanie szczelności powłoki (wykrywanie nieciągłości) należy przeprowadzać metodą wg załącznika B PN-EN 10290, stosując napięcie probiercze 8 V/ $\mu$ m grubości (8 kV/mm), jednakże nie większe niż 20 kV.
- 4.1.12.** W procesie produkcji badanie elastyczności i oporności właściwej powłoki powinno być przeprowadzane w przypadku każdej partii materiałów tworzących powłokę.
- 4.1.13.** W procesie produkcji badanie przylegania – odporności na usunięcie, powinno być wykonywane dla każdej kształtki wg. załącznika D PN EN 10290:2005.
- 4.1.14.** Kolor zewnętrznej powłoki kształtki podziemnej (poniżej poziomu gruntu): czarny RAL 8022 lub RAL 9005 lub RAL 9011 lub RAL 9017.
- 4.1.15.** Powłoka zewnętrzna każdej kształtki o średnicy DN500 i powyżej powinna być udokumentowana dokumentem kontroli w postaci świadectwa odbioru 3.2 wg PN-EN 10204 lub 3.1 dla kształtek o średnicy mniejszej niż DN500.
- 4.2.** Zewnętrzna powierzchnia, niemalowanych kształtek przewidzianych do zabudowy nadziemnej powinna być zabezpieczona łatwousuwalną, tymczasową powłoką ochrony przeciwkorozyjnej.
- 4.3.** Powłoka wewnętrzna kształtek.
- 4.3.1.** Wewnętrzne powierzchnie należy malować epoksydem (procentowa zawartość cząstek stałych na poziomie min. 68%) o grubości min 80 $\mu$ m wg PN-EN 10301. Powierzchnie wewnętrzne końcówek kształtek na długości 60 mm  $\pm$  10 mm mają być niemalowane. Przed nałożeniem powłoki epoksydowej należy zapewnić przygotowanie podłoża zgodnie z wymaganiami PN-EN ISO 8501-1 stopień czystości Sa 2½. Parametry jakościowe malowania wewnętrznego powinny odpowiadać co najmniej wartościom określonym w PN-EN 10301.
- 4.3.2.** Powłoka wewnętrzna każdej kształtki DN500 i powyżej powinna być udokumentowana dokumentem kontroli w postaci świadectwa odbioru 3.1 wg PN-EN 10204.

Rysunek nr. 1: Szczegół ukosowania powłok końca kształtki



- 4.3.3.** Końce kształtek niepokryte izolacją zewnętrzną i wewnętrzną powinny być pomalowane lakierem chroniącym przed korozją oraz zabezpieczone przy pomocy kołpaków (zaślepek z tworzyw sztucznych lub drewna). Zaśleпки powinny umożliwiać

podnoszenie kształtek za pomocą zawiesi hakowych, bez ich zdejmowania. Zastosowane zaślepki mają w sposób trwały zabezpieczać kształtki przed dostaniem się zanieczyszczeń oraz chronić sfazowane końce kształtek.

**4.5.** Badania poliuretanowych zewnętrznych powłok izolacyjnych kształtek do zabudowy podziemnej.

Badania należy wykonywać w zakresie określonym w Tablicy 5 PN-EN 10290, z uwzględnieniem poniższych wymagań doprecyzowujących. W procesie kwalifikacji powłoki należy wykonać wszystkie badania. W procesie produkcji należy wykonać badania oznaczone jako „dla każdego komponentu”, literą „c” oraz:

**4.5.1.** Badanie elastyczności powłoki należy wykonać dla każdej partii materiałów, z których będzie wytwarzana powłoka. Badanie wykonać wg załącznika K ww. normy, w sposób przedstawiony w rozdziale K3 – tak jak dla rur (Tablica K.1). Dopuszcza się wykonanie badania elastyczności powłoki według procedury K.3.1 załącznika K PN-EN 10290.

**4.5.2.** Badanie oporności właściwej powłoki należy wykonać dla każdej partii materiałów, z których będzie wytwarzana powłoka, wg załącznika F EN 10290 dla danej partii wyrobu bez wstrzymywania wytwarzania powłok w cyklu produkcyjnym. Dokument określający oporność właściwą powłoki próbki poddanej badaniom należy dołączyć do dokumentacji kształtki.

**4.5.3.** Badanie szczelności powłoki (wykrywanie nieciągłości) przeprowadzać metodą wg załącznika B PN-EN10290, stosując napięcie probiercze 8 V/ $\mu\text{m}$  grubości (8 kV/mm), jednakże nie większe niż 20 kV. Jeśli na kształtce występować będą fragmenty powłoki o grubości  $\geq 4$  mm o łącznej powierzchni  $\geq 100$  cm<sup>2</sup>, to dodatkowo kształtkę należy poddać badaniu szczelności metodą elektrolityczną wg DIN 30677 część 2, pkt 4.2.2.2 i 5.4.2. Wyznaczona jednostkowa rezystancja przejścia nie powinna być mniejsza niż  $10^8$   $\Omega\text{m}^2$ .

**4.5.4.** Badanie przylegania (odporności na usunięcie powłoki) zgodnie z załącznikiem D ww. normy powinno być wykonywane dla każdej kształtki o średnicy DN500 i powyżej.

**4.5.5.** Pomiar grubości suchej warstwy powłoki należy wykonać dla każdego zaworu metodą nieniszczącą według załącznika A PN-EN10290, przy czym ilość punktów pomiarowych i ich rozmieszczenie należy dostosować w ten sposób, aby możliwa była wiarygodna ocena grubości, w tym kwalifikacja kształtki do ewentualnego badania szczelności powłoki metodą elektrolityczną.

**4.6.** Wymagania w zakresie napraw uszkodzeń powłoki zewnętrznej lub wewnętrznej.

**4.6.1.** Zamawiający dopuszcza naprawy uszkodzeń izolacji zewnętrznej jedynie w zakładzie producenta wytwarzającego powłokę lub w miejscu dostawy po uprzedniej kwalifikacji uszkodzeń przez upoważnionych przedstawicieli Zamawiającego, przy czym wszelkie naprawy powinny być odpowiednio udokumentowane.

**4.6.2.** Kształtki, na których zostaną wykonane jakiegokolwiek nieautoryzowane działania związane z naprawą izolacji zewnętrznej w innych miejscach niż wymienione powyżej, nie będą odbierane przez Zamawiającego.

**4.6.3.** Wykonawca wytwarzający izolacje zewnętrzną i wewnętrzną opracuje i dostarczy Zamawiającemu do akceptacji „Instrukcję naprawy wad izolacji zewnętrznej i wewnętrznej kształtek- stalowych”. Materiały naprawcze powinny być zgodne z nałożoną powłoką fabryczną. Instrukcja powinna zawierać opis uszkodzeń i technologii ich naprawy.

## 5. Transport, składowanie i odbiór kształtek

- 5.1. Ostateczny odbiór kształtek, z udziałem przedstawiciela Wykonawcy, będzie przeprowadzony w miejscu składowania wskazanym przez Zamawiającego.
- 5.2. Podczas transportu i przeładunku należy zapewnić szczególne środki ostrożności w celu zapobieżenia uszkodzeniom izolacji zewnętrznej i wewnętrznej oraz materiału kształtek:
  - 5.2.1. Podczas transportu i składowania należy zapewnić odpowiednie środki, aby uniknąć niekontrolowanego przemieszczania kształtek,
  - 5.2.2. Wykonawca opracuje i uzgodni z GAZ-SYSTEM „**Instrukcję załadunku, rozładunku i składowania**” uwzględniającą przekazane przez Zamawiającego wymagania w tym zakresie. Wykonawca dostarczy kształtki zgodnie z w/w instrukcją uzgodnioną z GAZ-SYSTEM,
  - 5.2.3. Wykonawca zabezpieczy kształtki poprzez zastosowanie odpowiednich materiałów niezbędnych do prawidłowego składowania kształtek na wolnym powietrzu przez okres, co najmniej 12 miesięcy. Składowanie powinno odbywać się zgodnie z zatwierdzoną przez GAZ-SYSTEM S.A. „**Instrukcją załadunku, rozładunku i składowania**”.
  - 5.2.4. „**Instrukcja załadunku, rozładunku i składowania**” powinna zawierać zasady zabezpieczenia i składowania kształtek na wolnym powietrzu w okresie ok 12 do 24 miesięcy. Instrukcja powinna opisywać czynności zabezpieczenia oraz zastosowane materiały.
- 5.3. Końce kształtek na czas transportu i składowania i powinny być zabezpieczone przy pomocy kołpaków (zaślepek z tworzyw sztucznych).
- 5.4. Kształtki powinny być umieszczone i trwale związane z paletami umożliwiającymi ich przemieszczanie za pomocą wózków widłowych. Oznakowanie identyfikacyjne kształtek powinno być dostępne bez ściągania ich z palety.

## 6. Dokumenty odbioru kształtek

- 6.1. Wykonawca jest zobowiązany do wystawienia deklaracji zgodności kształtek z PN-EN 10253-2.
- 6.2. Dla każdej kształtki Wykonawca jest zobowiązany wystawić i dostarczyć wymagane świadectwo odbioru wg PN-EN10204, które powinno:
  - 6.2.1. Być zgodne z wymaganiami PN-EN 10253-2, z uwzględnieniem niniejszych wymagań (Informacja powinna być umieszczona na świadectwie odbioru).
  - 6.2.2. Zawierać informację w zakresie własności mechanicznych, składu chemicznego oraz technologii wytopu stali.
  - 6.2.3. Określać zakres i rodzaj przeprowadzonych badań nieniszczących oraz niszczących, wraz z poziomami akceptacji wg stosownych norm i przepisów oraz podaniem wyników.
  - 6.2.4. Określać zakres i rodzaj obróbki cieplnej, wraz z wykresami czasu i temperatury.
  - 6.2.5. Określać rodzaj prowadzonych prób ciśnieniowych wraz z podaniem wartości ciśnienia próby i czasu trwania próby – jeśli dotyczy.
- 6.3. Dla każdej kształtki Wykonawca jest zobowiązany dostarczyć świadectwo odbioru rodzaju 3.1 dla blachy (taśmy stalowej) lub odkuwki wg PN-EN10204.
- 6.4. Dla każdej kształtki DN500 i większej Wykonawca jest zobowiązany dostarczyć świadectwo odbioru rodzaju 3.2 dla rur, z których wykonano kształtki wg PN-EN10204.

- 6.5.** Dla każdego pojedynczego świadectwa odbioru rodzaju 3.2 dla kształtek należy dołączyć odpowiadające świadectwa odbioru rodzaju 3.2 lub 3.1 wg PN-EN10204 dla powłok ochronnych.
- 6.6.** Wymaga się dostarczenia świadectwa odbioru dla kształtek oraz dla powłok ochronnych wg PN-EN10204 w języku polskim lub angielskim.

## 7. Zalecenia

Przy zamawianiu kształtek, w opisie przedmiotu konkretnego zamówienia, wymaga się wykonania zestawienia kształtek (oddzielnie trójniki, zwężki, łuki) zgodnie z poniżej zamieszczonymi (wzorcowymi) tablicami, które stanowią tylko przykład. Dla rozwiązań nietypowych nie ujętych w tabelach PN-EN 10253-2 typ B określenia minimalnej grubości ścianki kształtki dokonuje Producent na podstawie możliwości produkcyjnych, a następnie uzyskuje akceptację Zamawiającego.

**Tablica 1**

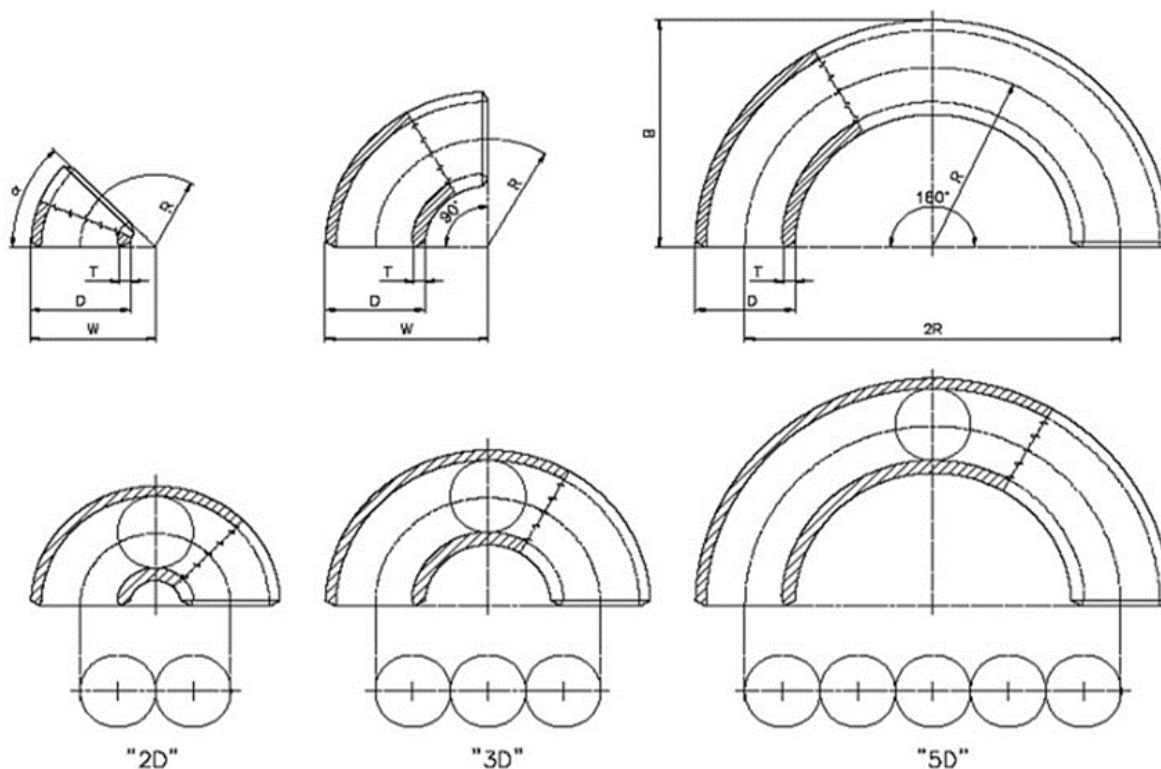
Zestawienie trójników rurowych o średnicy DN500 i powyżej typ B (norma PN-EN 10253-2) dla gazociągu DN1000, MOP=8,4 MPa relacji Lwówek-Odolanów (wzór)														
No	ilość w sztukach	średnica nominalna trójnika DN	średnica nominalna odgałęzienia trójnika DN <sub>1</sub>	Trójnik - gatunek stali	Minimalna grubość ścianki rury z której zostanie wyworzony trójnik w (mm)	Minimalna grubość ścianki rury odgałęzienia (mm)	Trójnik do zabudowy podziemnej (p) lub nadziemnej (n) lub bez izolacji	Izolacja wewnętrzna	Ciężar jednego trójnika w (kg)	średnica zewnętrzna rury do której będzie spawany króciec DN trójnika w (mm)	Grubość ścianki rury do której będzie spawany króciec DN trójnika w (mm)	średnica zewnętrzna rury do której będzie spawany króciec DN <sub>1</sub> trójnika w (mm)	Grubość ścianki rury do której będzie spawany króciec DN <sub>1</sub> trójnika w (mm)	Prowadnice tłoka
1	4	DN1000	DN500	L485ME	25,0	12,5	p	tak	915	1016	22,2	508	12,5	tak
2	2	DN1000	DN1000	L485ME	30,0	22,2	n	tak	1 095	1016	16,0	1016	16,0	tak
3	8	DN700	DN200	L485QE	22,2	17,5	n	nie	380	711	17,5	219,1	6,3	nie
4	3	DN500	DN150	L485ME	14,2	7,1	p	nie	132	508	12,5	168,3	5,6	nie
5	2	DN500	DN500	L485ME	17,5	8,8	bez izolacji	tak	160	508	12,5	508	12,5	tak

**Tablica 2**

Zestawienie węzłów rurowych symetrycznych o średnicy DN500 i powyżej typ B (norma PN-EN 10253-2) dla gazociągu DN1000, MOP=8,4 MPa relacji Lwówek-Odolanów (wzór)											
Nr	Ilość w sztukach	Średnica nominalna węzła DN/DN <sub>1</sub>	Węzeł - gatunek stali	Minimalna grubość ścianki rury z której zostanie wytworzona węzeł w (mm)	Węzeł do zabudowy podziemnej (p) lub nadziemnej (n) lub bez izolacji	Izolacja wewnętrzna	Ciepota jednej węzła w (kg)	Średnica zewnętrzna rury do której będzie spawany króciec DN węzła w (mm)	Grubość ścianki rury do której będzie spawany króciec DN węzła w (mm)	Średnica zewnętrzna rury do której będzie spawany króciec DN <sub>1</sub> węzła w (mm)	Grubość ścianki rury do której będzie spawany króciec DN <sub>1</sub> węzła w (mm)
1	4	1000/700	L485ME	22,2	p	tak	620	1016	16,0	711	17,5
2	2	700/500	L485ME	17,5	n	tak	150	711	12,5	508	12,5
3	8	500/300	L485QE	14,2	bez izolacji	nie	62	508	12,5	323,9	7,1

Tablica 3





**Zestawienie łuków rurowych (hamburskich) o średnicy DN500 i powyżej typ B (norma PN-EN 10253-2) dla gazociągu DN1000, MOP=8,4 MPa relacji Lwówek-Odolanów (wzór)**

No	Ilość w sztukach	Średnica nominalna łuku DN	Łuk - gatunek stali	Minimalna grubość ścianki rury z której zostanie wytworzony łuk w (mm)	Odmiana łuku	Kąt gięcia w stopniach (°)	Łuk do zabudowy podziemnej (p) lub nadziemnej (n) lub bez izolacji	Izolacja wewnętrzna	Cieężar jednego łuku w (kg)	Średnica zewnętrzna rury do której będzie spawany łuk w (mm)	Grubość ścianki rury do której będzie spawany łuk w (mm)
1	4	DN1000	L485ME	25,0	5D	90°	p	tak	2 820	1016	22,2/17,5
2	2	DN1000	L485ME	22,2	3D	45°	n	tak	852	1016	14,2
3	8	DN700	L485QE	17,5	5D	45°	bez izolacji	nie	455	711	17,5
4	3	DN500	L485ME	14,2	3D	60°	p	nie	382	508	12,5

Krawczak Piotr

Elektronicznie podpisany przez  
Krawczak Piotr  
Data: 2021.02.18 12:04:13 +01'00'



## **Załącznik nr 9 – Rury stalowe – osłonowe**

### Spis treści

1. Wymagania ogólne dla stalowych rur osłonowych .....	2
2. Wymagania w zakresie badań nieniszczących rur .....	2
3. Izolacja i zabezpieczenia rur osłonowych .....	2
4. Transport, składowanie i odbiór rur .....	3
5. Wymagania w zakresie napraw uszkodzeń powłoki zewnętrznej lub wewnętrznej .....	3
6. Dokumenty odbioru rur osłonowych .....	4
7. Zalecenia .....	4

## 1. Wymagania ogólne dla stalowych rur osłonowych

- 1.1. Wymagania dotyczą stalowych rur osłonowych stosowanych przy budowie oraz zabezpieczeniu gazociągów przesyłowych o średnicy DN500 i powyżej.
- 1.2. Wymaga się zastosowania stalowych rur wg normy PN-EN 10219-1/ PN-EN 10219-2 lub innych po uzgodnieniu z GAZ-SYSTEM S.A.
- 1.3. Wymagania w zakresie wytwarzania rur:
  - 1.3.1. Rury muszą być wyprodukowane przez Producenta posiadającego Certyfikat Systemu Zarządzania Jakością w spawalnictwie wg PN-EN ISO 3834-2 (wymagania pełne) lub równoważny.
  - 1.3.2. Na rury zaleca się stosowanie gatunków stali **S275J2H** lub **S355J2H** lub **S460NH** lub **S460 MH**.
  - 1.3.3. Dopuszcza się dostawy rur ze złączami obwodowymi – nie więcej niż dwa na jedną rurę.
  - 1.3.4. Dopuszcza się rury z dwoma szwami wzdłużnymi.
  - 1.3.5. Nadlewy lica spoiny - na powierzchni zewnętrznej – na obydwu końcach każdej rury powinny być usunięte mechanicznie na długości 140 mm (+/- 10 mm) mierząc od końca rury.
  - 1.3.6. Sztanga rury nie powinna być dłuższa niż 16m (+/-0,5m).
  - 1.3.7. Każda rura powinna być w sposób trwały oznakowana na powierzchni zewnętrznej oraz po stronie wewnętrznej (przy każdym końcu rury). Oznakowanie powinno umożliwiać jednoznaczną identyfikację rury z dokumentem odbioru.
- 1.4. Zaleca się stosowania następujących średnic rur osłonowych.

Średnica gazociągu	Średnica zewnętrzna rury osłonowej
DN500	DN700
DN700	DN900
DN1000	DN1200

## 2. Wymagania w zakresie badań nieniszczących rur

- 2.1. Badania nieniszczące należy wykonywać z normą PN-EN 10219.

## 3. Izolacja i zabezpieczenia rur osłonowych

- 3.1. Rury osłonowe powinny posiadać izolację zewnętrzną zgodnie z wymogami normy PN-EN ISO 21809-1 „Przemysł naftowy i gazowniczy – Powłoki rurociągów podziemnych i podmorskich stosowanych w rurociągowych systemach transportowych – Powłoki poliolefinowe (3-warstwowe PE i 3-warstwowe PP)” w klasach izolacji **3LPE-B3** lub **3LPP-C3**.
  - 3.1.1. Wymagane są zabezpieczenia fazowanych końców rur przed uszkodzeniami mechanicznymi.
  - 3.1.2. Końce rur niepokryte izolacją zewnętrzną powinny być pomalowane lakierem chroniącym przed korozją oraz zabezpieczone przy pomocy kołpaków (zaślepek z tworzyw sztucznych). Zaśleпки z tworzyw sztucznych umożliwiające podnoszenie rur za pomocą zawiesi hakowych, bez ich zdejmowania. Zastosowane zaślepki mają w sposób trwały zabezpieczać rury przed dostaniem się zanieczyszczeń oraz chronić końce rur.
  - 3.1.3. Na powłoce zewnętrznej rury osłonowej powinny się znajdować następujące oznaczenia: nazwa lub kod producenta stali, średnica zewnętrzna x grubość ścianki rury, gatunek stali, nazwa lub kod Producenta rury, rodzaj i klasa powłoki zewnętrznej

nazwa lub kod aplikatora (wytwórcy powłoki), jeśli jest inny, niż Producent rury, oraz napis GAZ-SYSTEM.

*Przykład - XXXX 1219x20 S355J2H YYYY 3LPPC3 ZZZZ GAZ-SYSTEM*

gdzie: **XXXX** – nazwa lub kod Producenta stali, **YYYY** - nazwa lub kod Producenta rury  
**ZZZZ** - nazwa lub kod wytwórcy powłoki zewnętrznej

Oznaczenia powinny być wykonane, w co najmniej dwóch miejscach na korpusie rury, na przeciwległych końcach. Oznaczenie należy wykonać metodą szablonu lub nadruku i zapewnić jego czytelność i trwałość.

Po stronie wewnętrznej na dwóch końcach rury należy nanieść oznaczenia: numer wytopu, numer rury, długość rury, średnica zewnętrzna, grubość ścianki, gatunek stali.

- 3.1.4.** Wykonawca powłok zewnętrznych musi posiadać Certyfikat Systemu Zarządzania Jakością w zakresie wykonania izolacji. Zamawiający wymaga przedstawienia tego certyfikatu dla przedmiotu Zamówienia w każdym Zamówieniu.

#### **4. Transport, składowanie i odbiór rur**

- 4.1.** Ostateczny odbiór rur, z udziałem przedstawiciela Wykonawcy, będzie przeprowadzony w miejscu składowania wskazanym przez Zamawiającego (placu składowym).
- 4.2.** Podczas transportu i przeładunku należy zapewnić szczególne środki ostrożności w celu zapobieżenia uszkodzeniom izolacji zewnętrznej oraz materiału rur:
- 4.2.1.** Podczas transportu i składowania należy zapewnić odpowiednie środki, aby uniknąć niekontrolowanego przemieszczania rur,
- 4.2.2.** Wykonawca opracuje i uzgodni z Zamawiającym „Instrukcję Załadunku, Transportu, Rozładunku i Składowania Rur” uwzględniającą przekazane przez Zamawiającego wymagania w tym zakresie. Wykonawca dostarczy rury zgodnie z w/w instrukcją uzgodnioną z Zamawiającym,
- 4.2.3.** Wykonawca zapewni odpowiednie materiały niezbędne do prawidłowego składowania rur przez okres, co najmniej 4 miesięcy oraz dokona ich składowania zgodnie z „Instrukcją Załadunku, Transportu, Rozładunku i Składowania Rur”.

#### **5. Wymagania w zakresie napraw uszkodzeń powłoki zewnętrznej**

- 5.1.** Zamawiający dopuszcza naprawy uszkodzeń izolacji zewnętrznej jedynie w zakładzie Producenta wytwarzającego powłokę lub w miejscu dostawy po uprzedniej kwalifikacji uszkodzeń przez upoważnionych przedstawicieli Zamawiającego, przy czym wszelkie naprawy muszą być odpowiednio udokumentowane.
- 5.2.** Rury, na których zostaną wykonane jakiegokolwiek nieautoryzowane działania związane z naprawą izolacji zewnętrznej w innych miejscach, niż powyżej wymienionych, nie będą odbierane przez Zamawiającego.
- 5.3.** Wykonawca wytwarzający izolacje zewnętrzną opracuje i dostarczy Zamawiającemu do akceptacji „Instrukcję naprawy uszkodzeń izolacji zewnętrznej i wewnętrznej rur stalowych”. Materiały naprawcze powinny być zgodne z nałożoną powłoką fabryczną. Opracowanie musi zawierać opis uszkodzeń i technologii ich naprawy przy uwzględnieniu co najmniej poniższych zapisów. Uszkodzenia izolacji zewnętrznej są dzielone na:
- 5.3.1.** Uszkodzenia drobne (niedoskonałości):
- Za uszkodzenia drobne (niedoskonałości) uznaje się wszystkie uszkodzenia niepowodujące przebicia izolacji podczas badania poroskopem (holiday test) lub uszkodzenia, w których nie została przerwana pierwsza warstwa izolacji, a kolejna warstwa nie jest widoczna podczas kontroli wizualnej. Wszystkie uszkodzenia tego typu będą klasyfikowane przez inspektora GAZ-SYSTEM S.A. (lub inspektora firmy odbiorowej odbierającej rury w imieniu GAZ-SYSTEM S.A.). Uszkodzenia drobne (niedoskonałości)

mogą zostać usunięte poprzez wygładzenie, a po wygładzeniu wymagane jest ponowne przeprowadzenie badań poroskopem oraz badań grubości zewnętrznej warstwy izolacji, która nie może być mniejsza niż przewidziana w niniejszych wymaganiach. W przypadku, gdy izolacja zewnętrzna po wygładzeniu posiada minimalną wymaganą grubość naprawa nie jest konieczna.

Po wykonaniu naprawy uszkodzeń drobnych (niedoskonałości) zostanie sporządzony przez Dostawcę rur odpowiedni protokół podpisany przez Dostawcę oraz inspektora GAZ-SYSTEM S.A. (lub inspektora firmy odbiorowej odbierającej rury w imieniu GAZ-SYSTEM S.A.) dokonującego odbioru.

### 5.3.2. Uszkodzenia istotne (wady):

Za uszkodzenia istotne (wady) uznaje się wszystkie uszkodzenia powodujące przebicie izolacji podczas badania poroskopem (holiday test) lub uszkodzenia, w których została przerwana pierwsza warstwa izolacji a kolejna warstwa jest widoczna podczas kontroli wizualnej.

Zamawiający dopuszcza naprawy uszkodzeń istotnych (wad) powłok zewnętrznych izolacji na rurach stanowiących nie więcej niż 20% ilości rur w partii dostarczonej do miejsca dostawy. Powierzchnia pojedynczego, naprawianego uszkodzenia istotnego (wady) nie może być większa niż 10 cm<sup>2</sup>,

## 6. Dokumenty odbioru rur osłonowych

- 6.1. Wykonawca jest zobowiązany do wystawienia deklaracji zgodności rur z normą PN-EN 10219.
- 6.2. Dla każdej partii rur Wykonawca jest zobowiązany wystawić i dostarczyć świadectwo odbioru rodzaju 3.1.
- 6.3. Dla każdej partii rur Wykonawca jest zobowiązany dostarczyć świadectwo odbioru rodzaju 3.1 dla blachy (taśmy stalowej) oraz powłok ochronnych wg PN-EN10204.
- 6.4. Dla każdego pojedynczego świadectwa odbioru rodzaju 3.1 dla rur należy dołączyć odpowiadające świadectwo odbioru rodzaju 3.1 wg PN-EN10204 dla powłok ochronnych.
- 6.5. Wymaga się dostarczenia świadectwa odbioru w języku polskim.

## 7. Zalecenia

Przy zamawianiu stalowych rur osłonowych - w opisie przedmiotu konkretnego zamówienia - wymaga się wykonanie zestawienia rur zgodnie z poniżej zamieszczoną (przykładową) tabelą.

Zestawienie stalowych rur osłonowych (według PN-EN 10219) dla gazociągu DN1000, MOP=8,4 MPa relacji .....(wzór)								
No	Zastosowanie	Średnica zewnętrzna	Grubość ścianki w (mm)	Gatunek stali	Długość jednej sztangy w (m)	Całkowita długość rur w (m)	Izolacja zewnętrzna rury	Izolacja wewnętrzna rury
1	Rura osłonowa	914 mm	16	S275J2H	12,0	658,5	3LPE-B3	epoksyd
2	Rura osłonowa	1219 mm	20	S355J2H	10,5	107,5	3LPP 8mm	epoksyd
3	Rura osłonowa	1219 mm	16	S355J2H	10,5	30,5	3LPP-C3	epoksyd
4								

Po uzyskaniu zgody GAZ-SYSTEM S.A. dopuszcza się stosowanie stalowych rur osłonowych, wytworzonych zgodnie z wymaganiami normy PN-EN ISO 3183.

Krawczak Piotr

Elektronicznie podpisany przez  
Krawczak Piotr  
Data: 2021.02.18 12:04:47 +01'00'

## **Załącznik nr 10 – Powłoki laminatowe na rurach stalowych wykorzystywane przy technice HDD**

### Spis treści

1. Wymagania ogólne .....	2
2. Wymagania szczegółowe.....	2

## 1. Wymagania ogólne

- 1.1. Wykonawca powłok laminatowych musi posiadać Certyfikat Systemu Zarządzania Jakością w zakresie wykonania laminatu.
- 1.2. Wykonawca powłok laminatowych musi posiadać możliwość oznakowania powłoki laminatowej znakiem budowlanym, zgodnie z obowiązującymi przepisami.

## 2. Wymagania szczegółowe

- 2.1. Wykonawca powinien zapewnić wykonanie powłoki laminatowej zgodnie z wymaganiami przedmiotowego załącznika.
- 2.2. Zaleca się wykonywanie powłoki laminatowej w sposób zmechanizowany (przy użyciu obrotników w zamkniętej hali produkcyjnej) w warunkach fabrycznych.
- 2.3. Dopuszcza się wykonanie powłoki laminowanej metodą próżniową.
- 2.4. Celem zwiększenia odporności laminatu na ścinanie międzywarstwowe dopuszcza się zastosowanie tkanin przestrzennych trójwymiarowych.
- 2.5. Przed rozpoczęciem produkcji Wykonawca powinien dostarczyć Zamawiającemu procedurę powlekania (dane dotyczące głównych cech procesu wytwarzania) i badań – dokument pod nazwą „Technologia wytwarzania oraz kontroli i badań powłoki laminatowej” (Plan Produkcji i Inspekcji – Manufacturing and Inspection Plan). Powinna ona w szczególności uwzględniać:
  - sposób przygotowania powierzchni izolacji antykorozyjnej do uzyskania odpowiednich parametrów powłoki laminatowej,
  - temperaturę w momencie nakładania,
  - wilgotność powietrza w momencie nakładania,
  - temperaturę punktu rosy w momencie nakładania,
  - kryteria klasyfikowania materiałów powłokowych,
  - nazwy handlowe użytych materiałów,
  - podstawowe dane dotyczące procedury nakładania laminatu,
  - wytyczne dotyczące kompatybilnej technologii zabezpieczania złączy spawanych,
  - technologię napraw powłoki,
  - właściwości włókien wzmacniających oraz osnowy polimerowej, proponowanych do wytworzenia powłoki laminowanej.
- 2.6. Zewnętrzna powierzchnia izolacji na rurze stalowej do nałożenia na niej laminatu.
  - 2.6.1. Zewnętrzna powierzchnia izolacji na rurze stalowej do nałożenia na niej laminatu powinna być sucha i wolna od zanieczyszczeń.
  - 2.6.2. Powierzchnia powinna zostać przygotowana w taki sposób, aby umożliwić uzyskanie parametrów dla nałożonego laminatu zgodnie z **Tabelą 1**, a jednocześnie wykluczyć powstanie uszkodzeń na izolacji antykorozyjnej.
- 2.7. Parametry produkcyjne.
  - 2.7.1. Minimalna temperatura otoczenia 5°C.
  - 2.7.2. Maksymalna wilgotność powietrza 80%.
  - 2.7.3. Temperatura rury powyżej 3°C od temperatury punktu rosy.
- 2.8. Parametry jakościowe.
  - 2.8.1. Parametry jakościowe laminatu powinny być zgodne z wymaganiami Tabeli 1.

Tabela 1 – parametry jakościowe laminatu

Wymagania			
Rodzaj badania	Metoda badania	Częstotliwość badania	Wymagania
Ocena wizualna	Wizualnie	Każda rura	Powłoka jednolita, bez pęcherzy i uszkodzeń.
Grubość powłoki laminatowej	Zgodnie z pkt 2.9.1	Każda rura	Min. 5 mm
Szczelność powłoki antykorozyjnej przed nałożeniem laminatu	Zgodnie z pkt 2.9.2	Każda rura	Brak porów przy napięciu 25kV
Odporność powłoki laminatowej na uderzenia	Zgodnie z pkt 2.9.3	1 raz na partię żywicy	E≥50J
Elastyczność powłoki laminatowej	Zgodnie z PN-EN ISO 14125 (ewentualnie z EN-ISO 178)	1 raz na typ powłoki	Min. 100 MPa
Twardość Shore'a D	Zgodnie z PN-ISO 868	Każda rura	Min. 60
Odporność na wgniatanie	Zgodnie z pkt 2.9.4	1 raz na typ powłoki	Max. 0,1mm
Ocena przekroju powłoki po utwardzeniu	Wizualnie	1 raz na partię żywicy	Powłoka w przekroju jednolita, bez oznak rozwarstwień i delaminacji.
Wytrzymałość powłoki na żłobienie	Zgodnie z CSA Standard Z245.20-10	1 raz na typ powłoki	Brak uszkodzenia izolacji antykorozyjnej.
Wytrzymałość na zrywanie	Zgodnie z PN-EN ISO 527-2	1 raz na partię żywicy	Min. 25 MPa
Wytrzymałość powłoki laminatowej na ścinanie	Zgodnie ze standardem DVGW GW 340	1 raz na typ powłoki	Min. 1,2 MPa
Przyczepność powłoki laminatowej do izolacji antykorozyjnej	Zgodnie z pkt 2.9.5	1 raz na partię żywicy (średnia z 4 próbek)	Min. 1 MPa



**2.9. Sposób przeprowadzania badań.**

**2.9.1. Grubość powłoki laminatowej.**

Badanie powinno polegać na wykonaniu dwunastu pomiarów na jednej rurze (po 4 pozycje na obu końcach i w środku rury). Pomiar powinien być przeprowadzony metodą nieniszczącą (np. za pomocą miernika wykorzystującego indukcję magnetyczną). Wynikiem pomiaru powinna być różnica pomiędzy sumaryczną grubością (laminat + izolacja), a grubością izolacji antykorozyjnej zmierzoną na końcach wolnych od laminatu, na tych samych pozycjach.

**2.9.2. Szczelność powłoki przed nałożeniem laminatu.**

Szczelność powłoki powinna zostać sprawdzona na całej jej powierzchni, za pomocą ręcznego poroskopu wysokonapięciowego. Napięcie kontrolne powinno wynosić min. 25kV.

**2.9.3. Odporność powłoki laminatowej na uderzenia.**

Badanie powinno zostać przeprowadzone za pomocą młota udarowego, z bijakiem o średnicy kuli 25 mm i wadze 2,5 kg.

Należy wykonać 10 uderzeń młotem udarowym w odległości ok. 50 mm od siebie, w temperaturze 23°C ( $\pm 3^{\circ}\text{C}$ ). Wysokość opadania młota 1,5 m – energia uderzenia min. 50J. Po wykonaniu uderzeń powłoka powinna zostać sprawdzona w tych miejscach, za pomocą ręcznego poroskopu wysokonapięciowego.

**2.9.4. Odporność na wgniatanie.**

Badanie powinno być wykonywane w temperaturze 23°C ( $\pm 3^{\circ}\text{C}$ ), na wyciętej próbce laminatu, na której ustawiono wgłębnik cylindryczny o powierzchni przekroju poprzecznego 2,5 mm<sup>2</sup>, obciążony masą 2,5 kg. Czas trwania badania 24 h.

**2.9.5. Przyczepność powłoki laminatowej do izolacji antykorozyjnej.**

Badanie powinno być wykonywane w temperaturze 23°C ( $\pm 3^{\circ}\text{C}$ ), na wycinku laminatu o minimalnych wymiarach 2x2 cm, na który został naklejony uchwyt badawczy. Badanie powinno zostać przeprowadzone za pomocą ręcznego dynamometru, a kierunek działania siły powinien być prostopadły do osi rury.

**2.10. Wymagania dotyczące tkaniny szklanej.**

**2.10.1. Typ szkła – E.**

**2.10.2.** Gramatura nominalna 600 g/m<sup>2</sup> warstwy podstawowe - wytrzymałość właściwa nie mniejsza niż 55 daN/cm.

**2.10.3.** Gramatura nominalna 320 g/m<sup>2</sup> dla warstw zewnętrznych - wytrzymałość właściwa nie mniejsza niż 31 daN/cm.

**2.11. Atest higieniczny.**

Wykonawca powinien zgodnie z wymogami BHP oraz ochrony środowiska, powinien posiadać atest higieniczny na wykonywaną powłokę.

**2.12. Końce wolne od laminatu na odcinku 250 mm od końca rury.**

**2.13. Opis zgodny z opisem izolacji antykorozyjnej uzupełniony o zapis dotyczący laminatu szklano-żywicznego, grubość 5 mm.**

Na powłoce zewnętrznej rury pokrytej laminatem szklano-żywicznym powinny się znajdować następujące oznaczenia: nazwa lub kod producenta stali, średnica zewnętrzna x grubość ścianki rury, gatunek stali, nazwa lub kod producenta rury, rodzaj i klasa powłoki zewnętrznej nazwa lub kod aplikatora (wytwórcy powłoki), jeśli jest inny, niż producent rury, grubość warstwy laminatu szklano-żywicznego, wytwórca laminatu oraz napis GAZ-SYSTEM.

Przykład - **XXXX** 813x12,5 L485ME **YYYY** 3LPP C3 **ZZZZ** laminat-5 mm **WWW** GAZ-SYSTEM, gdzie: **XXXX** – nazwa lub kod producenta stali, **YYYY** - nazwa lub kod producenta rury

**ZZZZ** - nazwa lub kod wytwórcy powłoki zewnętrznej, **WWW**- nazwa lub kod wytwórcy laminatu.

Oznaczenie powinny być wykonane w co najmniej dwóch miejscach na korpusie rury, na przeciwległych końcach. Oznaczenie należy wykonać metodą szablonu bądź nadruku i zapewnić jego czytelność i trwałość.

**Dodatkowo należy wykonać oznaczenie kierunku wprowadzania rury z laminatem do przewiertu (strzałka o grubości min. 5 cm w co najmniej 3 miejscach na długości rury).**

- 2.14.** Dokumentem potwierdzającym zgodność wykonanego laminatu z wymaganiami jest świadectwo 3.1. zgodnie z normą PN-EN 10204:2006 wystawione przez producenta laminatu.
- 2.15.** Producent laminatu powinien przedstawić do zatwierdzenia technologie wykonania laminatu złączy spawanych wykonywanych w warunkach polowych.
- 2.16.** Zaleca się, żeby producent laminatu zabezpieczył połączenie spawane na placu budowy. W uzasadnionych przypadkach przekazać Wykonawcy Robót Budowlanych odpowiednie ilości materiałów do izolacji połączeń spawanych.



**OPERATOR GAZOCIĄGÓW PRZESYŁOWYCH**

# **SYSTEM EKSPLOATACJI SIECI PRZESYŁOWEJ**

## **PROCEDURA P.02.O.03**

### **Odbiór zadań remontowych i inwestycyjnych obiektów sieci przesyłowej**

**Andrzej  
Kolasa** Elektronicznie  
podpisany przez  
Andrzej Kolasa  
Data: 2021.04.15  
07:32:16 +02'00'

Wydanie VI  
Obowiązuje od 15.04.2021 roku

**Tabela zmian**

Lp.	Nr wydania	Strona / punkt	Treść		Data zmiany/ przeglądu	Uwagi
			przed zmianą	po zmianie		
1	2	3	4	5	6	7
1.	IV	cała procedura	-----	-----	21.08.2020	Dostosowanie procedury SESP do systemu EAM
2.	IV	5.8.2	Bezpośrednio po dokonaniu Odbioru końcowego/Odbioru jednoetapowego (max. do 30 dni) Inspektor nadzoru zobowiązany jest do przekazania kompletnej dokumentacji odbiorowej (oryginały lub kopie z potwierdzeniem Kierownika Budowy „za zgodność z oryginałem”) w wersji papierowej i elektronicznej (PDF) do Działu Technicznego właściwego Oddziału. Z przekazania dokumentacji sporządzany jest protokół, którego wzór stanowi załącznik nr Z.P.02.O.03-08 do niniejszej procedury.	Bezpośrednio po dokonaniu Odbioru końcowego/Odbioru jednoetapowego (max. do 30 dni) Inspektor nadzoru zobowiązany jest do przekazania kompletnej dokumentacji odbiorowej (oryginały lub kopie potwierdzone „za zgodność z oryginałem”) i podpisane przez Kierownika Budowy bądź osobę upoważnioną ze strony Wykonawcy) w wersji papierowej i elektronicznej (PDF) do Działu Technicznego właściwego Oddziału. Z przekazania dokumentacji sporządzany jest protokół, którego wzór stanowi załącznik nr Z.P.02.O.03-08 do niniejszej procedury.	26.08.2020	Wniosek o zmianę 8/2020. Zaopiniowany w Oddziałach. Zaakceptowany przez Dyrektora PE.
3.	IV	Z.P.02.O.03-05	-----	Data i czas rozruchu technologicznego: - początek rozruchu technologicznego dnia: ..... , godzina: ..... - koniec rozruchu technologicznego dnia: ..... , godzina: .....	26.08.2020	Wniosek o zmianę 9/2020. Zaopiniowany w Oddziałach. Zaakceptowany przez Dyrektora PE.
4.	IV	Z.P.02.O.03-06	Załączniki: 1. Zgłoszenie Kierownika budowy, 2. Oświadczenie Inspektora nadzoru, 3. Protokół odbioru technicznego, 4. Protokół nagazowania i/lub rozruchu technologicznego. 5. Wykaz przekazanej dokumentacji odbiorowej.	Załączniki: 1. Zgłoszenie Kierownika budowy, 2. Oświadczenie Inspektora nadzoru, 3. Protokół odbioru technicznego – kopia (dotyczy podmiotu zewnętrznego), 4. Protokół nagazowania i/lub rozruchu technologicznego– kopia (dotyczy podmiotu zewnętrznego), 5. Wykaz przekazanej dokumentacji odbiorowej.	26.08.2020	Wniosek o zmianę 10/2020. Zaopiniowany w Oddziałach. Zaakceptowany przez Dyrektora PE.

5.	V	Z.P.02.O.03-09	W dokumentacja formalno-prawna: 3. Oryginały wszystkich decyzji administracyjnych uzyskanych w procesie projektowania (np. decyzja środowiskowa, pozwolenia wodno-prawne, decyzje drogowe). W dokumentacja technologiczna: 19. Protokół z pomiarów hałasu. W branża ochrona środowiska: wszystkie zapisy	W dokumentacja formalno-prawna: 3. Oryginały wszystkich decyzji administracyjnych z wyłączeniem dokumentów formalno-prawnych dotyczących branży ochrony środowiska. W dokumentacja technologiczna: wykreślono pkt 19. W branża ochrona środowiska: zgodnie z załącznikiem nr Z.P.02.O.03-09	10.12.2020	Wniosek o zmianę 15/2020. Zaopiniowany w Oddziałach. Zaakceptowany przez Dyrektora PE.
6.	VI	Cała procedura			15.04.2021	Wniosek o zmianę 3/2021

**Spis treści**

1	Cel Procedury .....	5
2	Przedmiot i zakres procedury .....	5
3	Definicje .....	5
4	Odpowiedzialność i uprawnienia .....	6
5	Opis postępowania .....	6
5.1	Wymagania ogólne .....	6
5.2	Próby (wytrzymałości, szczelności, próby specjalne) .....	6
5.3	Odbiór techniczny obiektu sieci przesyłowej .....	7
5.4	Wymagania dotyczące dokumentacji Odbioru technicznego .....	8
5.5	Nagazowanie i/lub rozruch technologiczny .....	8
5.6	Odbiór końcowy obiektu sieci przesyłowej .....	9
5.7	Odbiór końcowy jednoetapowy .....	11
5.8	Wymagania dot. dokumentacji Odbioru końcowego/Odbioru jednoetapowego ....	12
5.9	Współpraca Inspektora nadzoru ze służbami eksploatacyjnymi .....	12
5.10	Wymagania BHP dla zadań odbieranych w terenie .....	13
6	Informacje dodatkowe .....	13
7	Dokumenty związane i powołane .....	13
7.1	Procedury i instrukcje .....	13
8	Załączniki .....	13

## 1 Cel Procedury

Celem procedury jest wprowadzenie we wszystkich Oddziałach GAZ– SYSTEM jednolitych zasad postępowania w trakcie odbiorów zadań remontowych i inwestycyjnych obiektów sieci przesyłowej tak, aby proces ten był prowadzony w sposób technicznie poprawny, odpowiednio dokumentowany oraz zgodny z obowiązującymi przepisami i wiedzą techniczną.

## 2 Przedmiot i zakres procedury

Przedmiotem procedury jest realizacja i dokumentowanie odbiorów zadań remontowych i inwestycyjnych wykonywanych na obiektach sieci przesyłowej. Obowiązuje ona jednostki organizacyjne GAZ-SYSTEM S.A. biorące udział w odbiorach zadań remontowych i inwestycyjnych, a także Wykonawców wykonujących usługi na rzecz GAZ-SYSTEM S.A.

## 3 Definicje

W niniejszej procedurze mają zastosowanie określenia i zwroty zawarte w procedurze **P.02.O.01 „Warunki techniczne eksploatacji sieci przesyłowej”** oraz:

<b>Dział eksploatujący</b>	Dział Eksploatacji Obiektów, Dział Eksploatacji Sieci, Dział Pomiarów i Automatyki zgodnie ze schematem organizacyjnym Oddziału.
<b>Dokumentacja wykonawcza</b>	dokumentacja projektowa, która została ostatecznie zatwierdzona przez inwestora
<b>Komórka Realizująca Zadanie (KRZ)</b>	dział odpowiedzialny za realizację zadania remontowego lub inwestycyjnego
<b>Obiekt sieci gazowej</b>	gazociągi, stacje gazowe, tłocznie gazu wraz z instalacjami oraz infrastrukturą towarzyszącą
<b>Osoba merytoryczna</b>	pracownik wskazany przez Kierownika Komórki Realizującej Zadanie jako opiekun zadania/osoba odpowiedzialna.
<b>Odbiór dwuetapowy</b>	odbiór zadań wymagających nagazowania i/lub rozruchu technologicznego składający się z odbioru technicznego i odbioru końcowego
<b>Odbiór końcowy jednoetapowy</b>	odbiór zadań nie wymagających odbioru dwuetapowego
<b>Odbiór techniczny</b>	Element odbioru dwuetapowego
<b>Służba BHP</b>	pracownicy Zespołu ds. BHP w Dziale HSE- Pionu Eksploatacji
<b>Wykonawca</b>	firma zewnętrzna lub komórka organizacyjna Oddziału wykonująca zadanie remontowe lub inwestycyjne na sieci przesyłowej GAZ-SYSTEM S.A.



## 4 Odpowiedzialność i uprawnienia

Odpowiedzialność za nadzór nad przestrzeganiem postanowień niniejszej procedury ponosi Dyrektor Pionu Eksploatacji GAZ-SYSTEM S.A.

Dyrektorzy, kadra kierownicza oraz pracownicy GAZ-SYSTEM S.A. a także Wykonawcy wykonujący usługi na rzecz GAZ-SYSTEM zależnie od zakresu swoich uprawnień, odpowiedzialni są za postępowanie zgodne z postanowieniami niniejszej procedury.

## 5 Opis postępowania

### 5.1 Wymagania ogólne

#### 5.1.1 Rodzaje odbiorów:

- Odbiór końcowy jednoetapowy,
- Odbiór dwuetapowy.

#### 5.1.2 W zależności od specyfiki zadania remontowego lub inwestycyjnego Kierownik KRZ ustala rodzaj odbioru.

#### 5.1.3 Elementy Odbioru dwuetapowego:

- Odbiór techniczny poprzedzony pozytywnie przeprowadzonymi próbami ciśnieniowymi.
- Odbiór końcowy poprzedzony pozytywnie przeprowadzonym nagazowaniem i/lub rozruchem technologicznym.

#### 5.1.4 Do momentu pozytywnego odbioru końcowego odpowiedzialnym za obiekt w zakresie realizowanych robót jest Wykonawca.

### 5.2 Próby (wytrzymałości, szczelności, próby specjalne)

#### 5.2.1 Próba przeprowadzana jest przez Wykonawcę.

#### 5.2.2 Wykonawca, przed przeprowadzeniem każdej próby, powinien uzyskać pozytywną opinię inwestora w zakresie przedłożonej dokumentacji spawalniczej po wykonanym montażu.

#### 5.2.3 Kierownik budowy/ Kierownik robót uzgadnia projekt techniczno-organizacyjny (PTO) próby z inspektorem nadzoru i właściwą jednostką dozoru technicznego (jeśli dotyczy).

#### 5.2.4 Kierownik budowy/ Kierownik robót pisemnie zgłasza, a Inspektor nadzoru pisemnie oświadcza, że obiekt sieci przesyłowej gotowy jest do przeprowadzenia próby. Wzór zgłoszenia stanowi załącznik nr Z.P.02.O.03-01 do niniejszej procedury, z kolei wzór oświadczenia stanowi załącznik nr Z.P.02.O.03-02 do niniejszej procedury.

#### 5.2.5 Inspektor nadzoru koordynuje działania w zakresie uzgodnienia składu uczestników próby oraz powiadamia uczestników o miejscu i terminie przeprowadzenia próby.

#### 5.2.6 W przeprowadzeniu próby uczestniczą, co najmniej:

1. Wykonawca próby,
2. Kierownik budowy / Kierownik robót
3. Inspektor nadzoru,

#### 5.2.7 Protokół z próby sporządza Wykonawca. Wzór protokołu stanowi załącznik nr Z.P.02.O.03-03 do niniejszej procedury.

#### 5.2.8 Podpisany protokół z pozytywnego wykonania próby jest warunkiem przystąpienia do Odbioru technicznego.

**5.3 Odbiór techniczny obiektu sieci przesyłowej**

- 5.3.1 Kierownik budowy/ Kierownik robót pisemnie zgłasza, a Inspektor nadzoru pisemnie oświadcza, że obiekt sieci przesyłowej gotowy jest do Odbioru technicznego. Wzór zgłoszenia stanowi załącznik nr Z.P.02.O.03-01 do niniejszej procedury. Wzór oświadczenia stanowi załącznik nr Z.P.02.O.03-02 do niniejszej procedury.
- 5.3.2 Oświadczenie Inspektora nadzoru i zgłoszenie Kierownika budowy/ Kierownika robót są warunkiem niezbędnym przystąpienia do Odbioru technicznego i stanowią załączniki do protokołu z Odbioru technicznego.
- 5.3.3 W skład Komisji Odbioru technicznego wchodzi: Przewodniczący, Inspektor nadzoru, przedstawiciel/e Działu/ów eksploatującego/ych, przedstawiciel z zakresu ochrony środowiska Oddziału, ochrony przeciwpożarowej Oddziału, przedstawiciel/e Pionu Eksploatacji (w tym Służby BHP) oraz Pionu Inwestycji. Przedstawiciel Pionu/Działu, przesyła drogą mailową do Osoby merytorycznej, potwierdzenie udziału w Komisji odbioru.
- 5.3.4 W zależności od zakresu zadania, konieczność udziału w Komisji przedstawicieli Pionu Eksploatacji (w tym Służby BHP) oraz Pionu Inwestycji, a także Działu eksploatującego szczególnie w zakresie ochrony środowiska oraz w zakresie ochrony przeciwpożarowej. Osoba merytoryczna uzgadnia drogą mailową. Mail z podaniem szczegółowego zakresu odbioru powinien być wysłany do zainteresowanych jednostek nie później niż 3 dni robocze przed powołaniem Komisji Odbioru. Brak wskazania przedstawicieli przedmiotowych jednostek organizacyjnych do Komisji skutkuje powołaniem Komisji Odbioru bez przedstawicieli tych jednostek.
- 5.3.5 Podczas Odbioru technicznego służby eksploatacyjne powinny być reprezentowane przez przedstawiciela Działu eksploatującego.
- 5.3.6 Przewodniczącym Komisji Odbioru technicznego jest przedstawiciel Działu eksploatującego. Dopuszcza się, na podstawie decyzji Dyrektora Oddziału/ Zastępcy Dyrektora Oddziału, aby Przewodniczącym Komisji był przedstawiciel innego działu.
- 5.3.7 Odbiór techniczny odbywa się przy udziale Kierownika budowy/ Kierownika robót.
- 5.3.8 Na podstawie zgłoszenia Kierownika budowy/ Kierownika robót, oświadczenia Inspektora nadzoru na wniosek Kierownika KRZ (pismo w SEOD) Dyrektor Oddziału/ Zastępca Dyrektora Oddziału powołuje Komisję Odbioru technicznego oraz w razie potrzeby podkomisje branżowe.
- 5.3.9 Powołanie Komisji Odbioru technicznego odbywa się w systemie elektronicznego obiegu dokumentów (SEOD). Pismo w SEOD ze wskazaniem miejsca i terminu odbioru akceptuje Dyrektor Oddziału/ Zastępca Dyrektora Oddziału. Pismo do wiadomości otrzymują wszyscy członkowie Komisji. Osoba merytoryczna powiadamia Wykonawcę o miejscu i terminie odbioru.
- 5.3.10 W przypadku nieobecności, członek Komisji w porozumieniu z Przewodniczącym Komisji, może wyznaczyć do pracy w komisji swojego zastępcę.
- 5.3.11 Przewodniczący Komisji upoważniony jest do zmiany miejsca i terminu odbioru, w przypadku wystąpienia sytuacji mających wpływ na prawidłowy przebieg odbioru.
- 5.3.12 Data i godzina rozpoczęcia Odbioru technicznego powinna być podana do wiadomości wszystkim członkom Komisji odbiorowej z wyprzedzeniem przynajmniej 7 dni kalendarzowych.
- 5.3.13 Z Odbioru technicznego sporządzany jest protokół, którego wzór stanowi załącznik nr Z.P.02.O.03-04 do niniejszej procedury. Protokół sporządza Inspektor nadzoru.
- 5.3.14 W przypadku stwierdzenia przez Komisję odbioru, wad nieistotnych, Komisja sporządza wykaz tych wad, wyznacza termin na ich usunięcie, dokonuje odbioru i podpisuje protokół (część A).

- 5.3.15 Po usunięciu wad nieistotnych, o ile wystąpiły, Komisja (skład zmniejszony: Przewodniczący, Kierownik budowy/ Kierownik robót, Inspektor nadzoru) zbiera się ponownie w wyznaczonym nowym terminie, stwierdza ich usunięcie i podpisuje protokół (część D).
- 5.3.16 W przypadku stwierdzenia przez Komisję, że obiekt nie spełnia wymagań dokumentacji wykonawczej w stopniu umożliwiającym przekazanie obiektu do nagazowania i/ lub rozruchu technologicznego. Komisja odmawia odbioru, sporządza wykaz wad istotnych, wyznacza termin na ich usunięcie i podpisuje protokół (część B).
- 5.3.17 Po usunięciu wad istotnych, o ile wystąpiły, Komisja (skład zmniejszony: Przewodniczący, Kierownik budowy/ Kierownik robót, Inspektor nadzoru, członkowie Komisji zgłaszający wadę) zbiera się ponownie w wyznaczonym nowym terminie, dokonuje odbioru i podpisuje protokół (część C).
- 5.3.18 Jeśli zadanie remontowe/ inwestycyjne wymagało powołania podkomisji branżowych Komisja Odbioru technicznego bierze pod uwagę ich opinie. Opinie podkomisji branżowych stanowią załączniki do protokołu Odbioru technicznego.

#### **5.4 Wymagania dotyczące dokumentacji Odbioru technicznego**

- 5.4.1 Dokumentacja w zakresie odbioru technicznego powinna być udostępniona przez Inspektora Nadzoru wszystkim członkom Komisji w formie elektronicznej na 7 dni kalendarzowych przed terminem odbioru - wskazanie ścieżki dostępu (Osoba merytoryczna). Za kompletność przekazanej Komisji dokumentacji do Odbioru technicznego odpowiada Inspektor Nadzoru.
- 5.4.2 Na dokumentację odbiorową składają się wszystkie projekty, karty technologiczne, karty zmian oraz certyfikaty, atesty, deklaracje zgodności, dopuszczenia na armaturę, urządzenia, rury, kształtki, materiały izolacyjne, protokoły z badań, prób i sprawdzeń, DTR-ki, itp.
- 5.4.3 Wszelkie zmiany w trakcie realizacji zadania powinny być zamieszczone w projektach wykonawczych, podpisane i sklasyfikowane jako istotne lub nieistotne przez Kierownika budowy/Kierownika robót/ Projektanta oraz zatwierdzone przez Inspektora nadzoru. Wykonawca prac powinien sporządzić zestawienie zmian dokonanych podczas ich realizacji oraz załączyć część rysunkową obrazującą dokonane zmiany, z odnośnikiem do odpowiedniego rysunku i odwrotnie. W projekcie powinna być odnotowana zmiana z podaniem odpowiedniego odwołania do dokumentacji powykonawczej.
- 5.4.4 Dokumentacja przygotowana do Odbioru technicznego powinna być zestawiona branżami i posiadać spis treści (zestawienie dokumentacji).
- 5.4.5 Wytyczne dotyczące zestawienia poszczególnych branż w dokumentacji określa załącznik nr Z.P.02.O.03-09 do niniejszej procedury.

#### **5.5 Nagazowanie i/lub rozruch technologiczny**

- 5.5.1 Kierownik budowy/ Kierownik robót pisemnie zgłasza, a Inspektor nadzoru pisemnie oświadcza, że obiekt sieci przesyłowej gotowy jest do nagazowania i/lub rozruchu technologicznego. Wzór zgłoszenia stanowi załącznik nr Z.P.02.O.03-01 do niniejszej procedury. Wzór oświadczenia stanowi załącznik nr Z.P.02.O.03-02 do niniejszej procedury.
- 5.5.2 Warunkiem przekazania obiektu sieci przesyłowej do nagazowania i/lub rozruchu technologicznego jest pozytywny Odbiór techniczny oraz wykonanie spoin gwarantowanych potwierdzonych pozytywnymi wynikami badań NDT (jeżeli dotyczy).
- 5.5.3 Nagazowanie i/lub rozruch technologiczny przeprowadzane są przez Wykonawcę przy udziale przedstawicieli Działu eksploatującego GAZ-SYSTEM S.A.

- 5.5.4 Osoba merytoryczna koordynuje działania w zakresie uzgodnienia składu uczestników nagazowania i/lub rozruchu technologicznego oraz powiadamia uczestników o miejscu i terminie nagazowania i/lub rozruchu technologicznego.
- 5.5.5 W przeprowadzeniu nagazowania i/lub rozruchu technologicznego uczestniczą:
1. Wykonawca,
  2. Inspektor nadzoru,
  3. Kierownik budowy/ Kierownik robót,
  4. Przedstawiciel Działu eksploatującego.
- 5.5.6 Protokół z nagazowania i/lub rozruchu technologicznego sporządza Wykonawca (wzór protokołu stanowi załącznik nr Z.P.02.O.03-05 do niniejszej procedury).
- 5.5.7 Protokół z przeprowadzonego nagazowania i/lub rozruchu technologicznego podpisany jest przez: Wykonawcę, Kierownika budowy/ Kierownika robót, Inspektora nadzoru, przedstawiciela Działu eksploatującego.
- 5.5.8 Podpisany protokół z pozytywnie przeprowadzonego nagazowania i/lub rozruchu technologicznego jest warunkiem umożliwiającym dokonanie zgłoszenia gotowości do Odbioru końcowego.

**5.6 Odbiór końcowy obiektu sieci przesyłowej**

- 5.6.1 Kierownik budowy/ Kierownik robót pisemnie zgłasza, a Inspektor nadzoru pisemnie oświadcza, że obiekt sieci przesyłowej gotowy jest do Odbioru końcowego. Wzór zgłoszenia stanowi załącznik nr Z.P.02.O.03-01 do niniejszej procedury. Wzór oświadczenia stanowi załącznik nr Z.P.02.O.03-02 do niniejszej procedury.
- 5.6.2 Oświadczenie Inspektora nadzoru i zgłoszenie Kierownika budowy/ Kierownika robót są warunkiem niezbędnym przystąpienia do Odbioru końcowego i stanowią załączniki do protokołu z Odbioru końcowego.
- 5.6.3 Przed Odbiorem końcowym Wykonawca powinien uzyskać decyzję właściwego organu dozoru technicznego zezwalającą na eksploatację obiektu, jeżeli jest wymagana. Wniosek o decyzję powinien być uzgodniony z Inspektorem Nadzoru.
- 5.6.4 W skład Komisji Odbioru końcowego wchodzi: Przewodniczący, Inspektor nadzoru, przedstawiciel/e Działu/ów eksploatującego/ych, przedstawiciel z zakresu ochrony środowiska Oddziału oraz ochrony przeciwpożarowej Oddziału i przedstawiciel/e Pionu Eksploatacji (w tym Służby BHP) oraz Pionu Inwestycji. Przedstawiciel Pionu/Działu, przesyła drogą mailową do osoby merytorycznej, potwierdzenie udziału w Komisji odbioru.
- 5.6.5 W zależności od zakresu zadania, konieczność udziału w Komisji przedstawicieli Pionu Eksploatacji (w tym Służby BHP) oraz Pionu Inwestycji, a także Działu eksploatującego szczególnie w zakresie ochrony środowiska oraz w zakresie ochrony przeciwpożarowej Osoba merytoryczna uzgadnia drogą mailową. Mail z podaniem szczegółowego zakresu odbioru powinien być wysłany do zainteresowanych jednostek/ komórek nie później niż 3 dni robocze przed powołaniem Komisji odbioru. Brak wskazania przedstawicieli przedmiotowych jednostek organizacyjnych do komisji skutkuje powołaniem Komisji odbioru bez przedstawicieli tych jednostek.
- 5.6.6 Przewodniczącym Komisji Odbioru końcowego jest Przedstawiciel Działu eksploatującego. Dopuszcza się na podstawie decyzji Dyrektora Oddziału, aby Przewodniczącym Komisji był przedstawiciel innego działu.
- 5.6.7 Odbiór końcowy odbywa się przy udziale Kierownika budowy/ Kierownika robót.
- 5.6.8 Na podstawie zgłoszenia Kierownika budowy/ Kierownika robót, oświadczenia Inspektora nadzoru na wniosek Kierownika KRZ (pismo w SEOD) Dyrektor Oddziału/

- Zastępca Dyrektora Oddziału powołuje Komisję Odbioru końcowego oraz, w razie potrzeby, podkomisje branżowe.
- 5.6.9 Powołanie Komisji Odbioru końcowego odbywa się w systemie elektronicznego obiegu dokumentów (SEOD). Pismo w SEOD ze wskazaniem miejsca i terminu odbioru akceptuje Dyrektor Oddziału/ Zastępca Dyrektora Oddziału. Pismo do wiadomości otrzymują wszyscy członkowie Komisji. Osoba merytoryczna powiadamia Wykonawcę o miejscu i terminie odbioru.
- 5.6.10 W przypadku nieobecności członków Komisji w porozumieniu z Przewodniczącym Komisji może wyznaczyć do pracy w komisji swojego zastępcę.
- 5.6.11 Przewodniczący Komisji upoważniony jest do zmiany miejsca i terminu odbioru w przypadku wystąpienia sytuacji mających wpływ na prawidłowy przebieg odbioru.
- 5.6.12 Kompletna dokumentacja powykonawcza do Odbioru końcowego powinna być udostępniona przez Inspektora Nadzoru/ przedstawiciela KRZ wszystkim członkom Komisji w formie elektronicznej, na co najmniej 7 dni kalendarzowych przed odbiorem poprzez wskazanie ścieżki dostępu. Dokumentacja powinna zostać dostarczona nie później niż przy zgłoszeniu Kierownika budowy/ Kierownika robót gotowości do Odbioru końcowego. Za kompletność przekazanej Komisji dokumentacji odpowiada Inspektor Nadzoru.
- 5.6.13 Miejsce, data i godzina rozpoczęcia Odbioru końcowego powinna być podana do wiadomości wszystkich członków Komisji odbiorowej z wyprzedzeniem przynajmniej 7 dni kalendarzowych.
- 5.6.14 Z Odbioru końcowego sporządzany jest protokół, którego wzór stanowi załącznik nr Z.P.02.O.03-06 do niniejszej procedury. Protokół sporządza Inspektor nadzoru.
- 5.6.15 W przypadku stwierdzenia przez Komisję Odbioru końcowego, iż obiekt zawiera wady istotne, uniemożliwiające bezpieczne użytkowanie (eksploatację) obiektu zgodnie z jego przeznaczeniem, Komisja odmawia odbioru, sporządza wykaz tych wad, podpisuje protokół (część A). Nowy termin odbioru końcowego Przewodniczący wyznacza po ponownym oświadczeniu Inspektora Nadzoru i zgłoszeniu do odbioru przez Kierownika budowy/ Kierownika robót.
- 5.6.16 Po usunięciu wad istotnych, o ile wystąpiły, Komisja odbioru zbiera się ponownie w wyznaczonym nowym terminie, dokonuje odbioru i podpisuje protokół (część A).
- 5.6.17 W przypadku stwierdzenia przez Komisję Odbioru końcowego, iż obiekt odpowiada dokumentacji wykonawczej i nadaje się do eksploatacji zgodnie z jego przeznaczeniem, jednak zawiera wady nieistotne Komisja dokonuje odbioru końcowego sporządza wykaz wad nieistotnych, podpisuje protokół. W protokole Komisja wskaże termin na usunięcie przedmiotowych wad.
- 5.6.18 Za potwierdzenie usunięcia wad nieistotnych odpowiedzialni są Inspektor nadzoru przy udziale Kierownika budowy/ Kierownika robót, Przewodniczący Komisji, członkowie Komisji zgłaszający wady nieistotne. Potwierdzenie usunięcia wad zostanie dokonane w terminie 7 dni roboczych od zgłoszenia przez Kierownika budowy/ Kierownika robót o ich usunięciu.
- 5.6.19 Usunięcie wad nieistotnych powinno zostać potwierdzone notatką, stanowiącą załącznik do protokołu, podpisaną przez osoby przywołane w punkcie 5.6.18 przekazaną do Osoby merytorycznej.
- 5.6.20 Jeśli zadanie remontowe/inwestycyjne wymaga powołania podkomisji branżowych Komisja Odbioru końcowego bierze pod uwagę ich opinie. Opinie podkomisji branżowych stanowią załączniki do protokołu Odbioru końcowego. Po usunięciu wad istotnych, o ile wystąpiły, Komisja zbiera się ponownie w wyznaczonym nowym terminie, dokonuje odbioru i podpisuje protokół (część A).



- 5.6.21 Przekazanie do eksploatacji odbywa się bezpośrednio po zakończonym Odbiorze końcowym bez wad istotnych.
- 5.6.22 Warunkiem dokonania odbioru końcowego z wynikiem pozytywnym jest uzyskanie przez Wykonawcę decyzji pozwolenia na użytkowanie (jeżeli była wymagana) lub zaświadczenia o niewniesieniu sprzeciwu do zawiadomienia o zakończeniu robót - dotyczy robót realizowanych w trybie pozwolenia na budowę-

**5.7 Odbiór końcowy jednoetapowy**

- 5.7.1 Kierownik budowy/ Kierownik robót pisemnie zgłasza, a Inspektor nadzoru pisemnie oświadcza, że obiekt sieci przesyłowej gotowy jest do Odbioru jednoetapowego. Wzór zgłoszenia stanowi załącznik nr Z.P.02.O.03-01 do niniejszej procedury. Wzór oświadczenia stanowi załącznik nr Z.P.02.O.03-02 do niniejszej procedury.
- 5.7.2 Oświadczenie Inspektora nadzoru i zgłoszenie Kierownika budowy/ Kierownika robót są niezbędnym warunkiem Odbioru końcowego jednoetapowego i stanowią załączniki do protokołu.
- 5.7.3 W skład Komisji Odbioru końcowego jednoetapowego wchodzi: Przewodniczący, Inspektor nadzoru, przedstawiciel/e Działu/ów eksploatującego/ych, przedstawiciel z zakresu ochrony środowiska Oddziału oraz ochrony przeciwpożarowej Oddziału i przedstawiciel/e Pionu Eksploatacji (w tym Służby BHP) oraz Pionu Inwestycji. Przedstawiciel Pionu/Działu, przesyła drogą mailową do osoby merytorycznej, potwierdzenie udziału w Komisji odbioru.
- 5.7.4 W zależności od zakresu zadania, konieczność udziału w Komisji przedstawicieli Pionu Eksploatacji ( w tym Służby BHP) oraz Pionu Inwestycji, a także Działu eksploatującego szczególnie w zakresie ochrony środowiska oraz w zakresie ochrony przeciwpożarowej. Osoba merytoryczna uzgadnia drogą mailową. Mail z podaniem szczegółowego zakresu odbioru powinien być wysłany do zainteresowanych jednostek/ komórek nie później niż 3 dni robocze przed powołaniem Komisji odbioru. Brak wskazania przedstawicieli przedmiotowych jednostek organizacyjnych do komisji skutkuje powołaniem Komisji odbioru bez przedstawicieli tych jednostek.
- .
- 5.7.5 Powołanie składu Komisji Odbioru końcowego jednoetapowego odbywa się analogicznie, jak Komisji odbioru końcowego.
- 5.7.6 Kompletna dokumentacja odbiorowa do Odbioru końcowego jednoetapowego powinna być udostępniona przez Inspektora Nadzoru wszystkim członkom Komisji w formie elektronicznej, na co najmniej 7 dni kalendarzowych przed odbiorem - wskazanie ścieżki dostępu. Dokumentacja powinna zostać dostarczona nie później niż wystąpienie osoby merytorycznej do jednostek/ komórek organizacyjnych o wskazanie członków Komisji odbioru. Za kompletność przekazanej Komisji dokumentacji odpowiada Inspektor Nadzoru.
- 5.7.7 Z Odbioru końcowego jednoetapowego sporządzany jest protokół, którego wzór stanowi załącznik nr Z.P.02.O.03-07 do niniejszej procedury. Protokół sporządza Inspektor nadzoru.
- 5.7.8 W przypadku stwierdzenia przez Komisję Odbioru końcowego jednoetapowego, iż obiekt zawiera wady istotne, uniemożliwiające bezpieczne użytkowanie (eksploatację) obiektu zgodnie z jego przeznaczeniem, Komisja odmawia odbioru, sporządza wykaz tych wad, podpisuje protokół (część A). Wykaz wad (notatka) może stanowić odrębny załącznik do protokołu. Nowy termin Odbioru końcowego jednoetapowego Przewodniczący wyznacza po ponownym oświadczeniu Inspektora Nadzoru i zgłoszeniu do odbioru przez Kierownika budowy/ Kierownika robót.

- 5.7.9 Po usunięciu wad istotnych, o ile wystąpiły, Komisja odbioru zbiera się ponownie w wyznaczonym nowym terminie, dokonuje odbioru i podpisuje protokół (część A).
- 5.7.10 W przypadku stwierdzenia przez Komisję Odbioru końcowego jednoetapowego, iż obiekt odpowiada dokumentacji wykonawczej i nadaje się do eksploatacji zgodnie z jego przeznaczeniem, jednak zawiera wady nieistotne, Komisja dokonuje odbioru końcowego, sporządza wykaz wad nieistotnych. W protokole Komisja wskaże termin na usunięcie przedmiotowych wad.
- 5.7.11 Za potwierdzenie usunięcia wad nieistotnych odpowiedzialni są Inspektor nadzoru przy udziale Kierownika budowy/ Kierownika robót, Przewodniczący Komisji, członkowie Komisji zgłaszający wady nieistotne. Potwierdzenie usunięcia wad zostanie dokonane w terminie 7 dni roboczych od zgłoszenia przez Kierownika budowy/ Kierownika robót o ich usunięciu.
- 5.7.12 Usunięcie wad nieistotnych powinno zostać potwierdzone notatką, stanowiącą załącznik do protokołu, podpisaną przez osoby przywołane w punkcie 5.7.11, przekazaną do Osoby merytorycznej
- 5.7.13 Przekazanie do eksploatacji odbywa się bezpośrednio po Odbiorze końcowym jednoetapowym bez wad istotnych.

## **5.8 Wymagania dot. dokumentacji Odbioru końcowego/Odbioru końcowego jednoetapowego**

- 5.8.1 Dokumentacja przygotowana do Odbioru końcowego/Odbioru końcowego jednoetapowego powinna być zestawiona branżami, posiadać ponumerowane poszczególne dokumenty oraz spis treści (zestawienie dokumentacji). Wykaz dokumentów odbiorowych podany jest w załączniku nr Z.P.02.O.03-09 do niniejszej procedury. Wykaz dokumentów odbiorowych zawartych w załączniku nr Z.P.02.O.03-09 stanowi listę otwartą, którą w zależności od zakresu zadania należy rozszerzyć lub zawęzić.
- 5.8.2 Bezpośrednio po dokonaniu Odbioru końcowego/Odbioru końcowego jednoetapowego (max. do 30 dni) Inspektor nadzoru zobowiązany jest do przekazania kompletnej dokumentacji odbiorowej (oryginały lub kopie potwierdzone „za zgodność z oryginałem” i podpisane przez Kierownika budowy/ Kierownika robót bądź osobę upoważnioną ze strony Wykonawcy) w wersji papierowej oraz elektronicznej (PDF) i w formie edytowalnej (wykazy, zestawienia, schematy, księga rurociągów, zestawienie atestów materiałowych w Excel z odniesieniem hiperłączy do atestów) do Działu Technicznego właściwego Oddziału. Za kompletność przekazywanej dokumentacji odbiorowej odpowiada Inspektor Nadzoru. Z przekazania dokumentacji sporządzany jest protokół, którego wzór stanowi załącznik nr Z.P.02.O.03-08 do niniejszej procedury.
- 5.8.3 Kopię (skany) protokołów z odbiorów jak i aktualizację danych należy wprowadzić w systemie EAM.

## **5.9 Współpraca Inspektora nadzoru ze służbami eksploatacyjnymi**

Jeżeli w procesie odbioru zadań remontowych lub inwestycyjnych zaistnieje potrzeba wsparcia Inspektora nadzoru przez pracowników działów eksploatujących to niniejsza procedura dopuszcza taką możliwość. Współpraca może dotyczyć czynności specjalistycznych związanych z odbiorem.

Udział pracowników działów eksploatujących w czynnościach odbiorowych nie zdejmuje odpowiedzialności z Inspektora nadzoru.

Zasady współpracy w powyższym zakresie powinny być regulowane wewnętrznie w Oddziałach.



### 5.10 Wymagania BHP dla zadań odbieranych w terenie

5.10.1 Wszyscy członkowie Komisji odbiorowej zobowiązani są do stosowania:

- obuwia ochronnego z noskiem utwardzonym,
- odzieży ochronnej zakrywającej kończyny górne i dolne (w przypadku, gdy odbiór odbywa się na czynnym obiekcie sieci gazowej wymagana jest odzież trudnopalna antyelektrostatyczna),
- hełmu ochronnego,
- innych środków adekwatnych do zagrożeń.

5.10.2 Pracownicy GAZ-SYSTEM S.A. zobowiązani są do stosowania środków ochronnych zgodnie z otrzymanym lub wypożyczonym sortem odzieżowym.

5.10.3 Za weryfikację wyposażenia członków Komisji w środki ochrony indywidualnej oraz dopuszczenie do wejścia na obiekt odpowiada Przewodniczący Komisji odbiorowej.

5.10.4 W przypadku, gdy odbiór odbywa się na czynnym obiekcie sieci gazowej Przewodniczący Komisji odbiorowej zobowiązany jest zapewnić ciągły pomiar stężenia metanu i tlenu.

## 6 W trakcie pracy komisji odbiorowej na obiekcie nie dopuszcza się realizacji innych robót. Informacje dodatkowe

Wszelkie zmiany do niniejszej procedury należy wprowadzać zgodnie z zasadami opisanymi w procedurze **P.01.001 „Procedury i instrukcje – forma oraz zawartość”**.

Skuteczność działań opisanych w niniejszej procedurze oraz kontrolę przestrzegania procedury prowadzi się w drodze audytów wewnętrznych zgodnie z procedurą **P.01.002 „Audyt wewnętrzny SESP”**.

## 7 Dokumenty związane i powołane

### 7.1 Procedury i instrukcje

P.01.001	Procedury i instrukcje – forma oraz zawartość
P.01.002	Audyt wewnętrzny SESP

## 8 Załączniki

Z.P.02.O.03-01 –	Wzór „Zgłoszenia Kierownika budowy/ Kierownika robót”.
Z.P.02.O.03-02 –	Wzór „Oświadczenia Inspektora nadzoru”.
Z.P.02.O.03-03 –	Wzór „Protokołu z przeprowadzenia próby wytrzymałości/ szczelności/ specjalnej”.
Z.P.02.O.03-04 –	Wzór „Protokołu z Odbioru technicznego”.
Z.P.02.O.03-05 –	Wzór „Protokołu z nagazowania i/lub rozruchu technologicznego”.
Z.P.02.O.03-06 –	Wzór „Protokołu z Odbioru końcowego”.
Z.P.02.O.03-07 –	Wzór „Protokołu z Odbioru jednoetapowego”.
Z.P.02.O.03-08 –	Wzór „Protokołu z przekazania dokumentacji odbiorowej do Działu Technicznego”.
Z.P.02.O.03-09 –	Wykaz dokumentów odbiorowych.

## Zgłoszenie Kierownika budowy/Kierownika robót\*

**Umowa nr:**

**z dnia:**

**Objekt:**

Investor:

**Wykonawca prac:**

Zakres zadania:

[illegible]

## ZGŁOSZENIE

Zgłaszam obiekt sieci przesyłowej do przeprowadzenia:

- Próby: wytrzymałości/szczelności/specjalnej\*,
- Odbioru technicznego\*,
- Nagazowania i/lub rozruchu\*,
- Odbioru końcowego\*,
- Odbioru końcowego jednoetapowego\*.

Oświadczam, że przedmiot odbioru został wykonany zgodnie z dokumentacją wykonawczą.

**Kierownik budowy/ Kierownik robót\*:**

.....

(imię i nazwisko)                      (data)                      (podpis)

\* - niepotrzebne skreślić

**Oświadczenie Inspektora nadzoru****Umowa nr:****z dnia:****Obiekt:****Inwestor:****Wykonawca prac:**

Zakres zadania:

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

**OŚWIADCZENIE**

Oświadczam, że obiekt sieci przesyłowej jest gotowy do przeprowadzenia:

- Próby: wytrzymałości/szczelności/specjalnej\*,
- Odbioru technicznego,
- Nagazowania i/lub rozruchu technologicznego, (spoiny gwarantowane wykonano prawidłowo w dniu .....)\*\*
- Odbioru końcowego,
- Odbioru końcowego jednoetapowego.\*

**Inspektor nadzoru:** .....  
(imię i nazwisko) (data) (podpis)

\* - niepotrzebne skreślić

\*\* - jeżeli dotyczy

Oddział w .....	Protokół Nr..... z przeprowadzenia próby wytrzymałości/ szczelności/specjalnej*	Data:
Umowa nr:	z dnia:	PSP:
Obiekt:		
Inwestor:		Wykonawca:

Opis instalacji poddawanej próbom:

.....  
 .....  
 .....  
 .....

Zgłoszenie Kierownika budowy/ Kierownika robót z dnia .....

Oświadczenie Inspektora nadzoru z dnia .....

**W przeprowadzeniu próby udział wzięli:**

1. Wykonawca próby .....  
(imię i nazwisko)
2. Kierownik budowy/ Kierownik robót .....  
(imię i nazwisko)
3. Inspektor nadzoru .....  
(imię i nazwisko)
4. Inne osoby: .....  
(imię i nazwisko)
5. Inne osoby: .....  
(imię i nazwisko)

Dane techniczne obiektu sieci przesyłowej poddawanego próbie są elementem projektu (PTO) próby.

.....  
 .....  
 .....  
 .....

Informacje dotyczące przebiegu próby wytrzymałości/szczelności/specjalnej \*:

	Próba wytrzymałości *	Próba szczelności*	Próba specjalna*
Data i godzina rozpoczęcia próby			
Data i godzina zakończenia próby			
Czas trwania próby [h]			
Ciśnienie początkowe próby [MPa]			
Ciśnienie końcowe próby [MPa]			
Spadek ciśnienia [MPa]			
Dopuszczalny spadek ciśnienia [MPa]			
Czynnik użyty do próby			

Manometr rejestrujący klasy ..... typ ..... nr fabryczny .....

Manometr precyzyjny klasy ..... typ ..... nr fabryczny .....

### Uwaga !

Manometry i rejestratory stosowane podczas prób, powinny być wzorcowane nie rzadziej niż 1 raz na 2 lata. Spełnienie niniejszego wymogu powinno być potwierdzone świadectwem wzorcowania.

Przebieg próby wytrzymałości/szczelności/specjalnej\*

Data i godzina odczytu	Manometr precyzyjny [MPa]	Temperatura gruntu [°C]	Temperatura powietrza [°C]	UWAGI

Próba ..... wytrzymałości/szczelności/specjalnej\* ..... zakończona ..... wynikiem  
pozytywnym/negatywnym\*. Obiekt sieci przesyłowej dopuszcza /nie dopuszcza\* się do  
Odbioru technicznego.

Podpisy uczestników przeprowadzenia próby:

1. Wykonawca próby - .....

2. Kierownik budowy/ Kierownik robót\* - .....

3. Inspektor nadzoru - .....

4. ....

- .....

5. ....

- .....

Załączniki:

1. Dopuszczenie do próby wydane przez Inspektora dozoru technicznego\*
2. Zapis manometru rejestrującego z przebiegu próby wytrzymałości/specjalnej \*,
3. Zapis manometru rejestrującego z przebiegu próby szczelności,
4. Świadectwo wzorcowania manometru rejestrującego,
5. Świadectwo wzorcowania manometru precyzyjnego,
6. Zapisy liczbowe ze wskazań przyrządów dokonane podczas trwania próby,
7. Schemat odcinka poddanego próbie na planie zagospodarowania obiektu sieci przesyłowej,
8. Obliczenia rzeczywistego spadku ciśnienia,
9. Zgłoszenie Kierownika budowy/ Kierownika robót\*,
10. Oświadczenie Inspektora nadzoru.

\* **niepotrzebne skreślić**

Oddział w .....	Protokół z Odbioru technicznego		Data:
Umowa nr:	z dnia:	Nr PSP:	
Obiekt:			
Inwestor:		Wykonawca:	

Zakres zadania:

.....

.....

.....

.....

.....

Zgłoszenie Kierownika budowy/ Kierownika robót\* z dnia .....

Oświadczenie Inspektora nadzoru z dnia .....

**Skład Komisji:**

- |  |                            |
|--|----------------------------|
| 1. Przewodniczący  | .....<br>(imię i nazwisko) |
| 2. Inspektor nadzoru   | .....<br>(imię i nazwisko) |
| 3. Przedstawiciel Działu eksploatującego                     | .....<br>(imię i nazwisko) |
| 4. Przedstawiciel Pionu Eksploatacji                         | .....<br>(imię i nazwisko) |
| 5. Przedstawiciel Pionu Inwestycji                           | .....<br>(imię i nazwisko) |
| 6. Przedstawiciel Służby BHP                                 | .....<br>(imię i nazwisko) |
| 7. Przedstawiciel Oddziału<br>(ds. ochrony środowiska)       | .....<br>(imię i nazwisko) |
| 8. Przedstawiciel Oddziału<br>(ds. ochrony przeciwpożarowej) | .....<br>(imię i nazwisko) |
| 9. Inni członkowie Komisji /wg. potrzeb/                     | .....<br>(imię i nazwisko) |



Odbiór techniczny odbył się przy udziale  
Kierownika budowy/ Kierownika robót\*

.....  
(imię i nazwisko)

Komisja dokonała przeglądu obiektu sieci przesyłowej oraz sprawdzenia dokumentów niezbędnych do dokonania Odbioru technicznego.

Obiekt sieci przesyłowej będący przedmiotem Odbioru technicznego:

**A. spełnia** wymagania dokumentacji wykonawczej w stopniu umożliwiającym przekazanie obiektu do nagazowania i/lub rozruchu technologicznego.

**(część A – przekreślić (nie wypełniać) w przypadku, gdy zaistniała sytuacja z części B)**

Komisja stwierdza, że obiekt sieci przesyłowej będący przedmiotem Odbioru technicznego **spełnia** wymagania dokumentacji wykonawczej w stopniu umożliwiającym przekazanie go do nagazowania i/lub rozruchu technologicznego. Warunkiem przekazania obiektu sieci przesyłowej do nagazowania i/lub rozruchu technologicznego jest wykonanie spoin gwarantowanych\*\*.

**Komisja stwierdza/nie stwierdza\* n/w wady nieistotne.**

.....  
.....  
.....  
.....  
.....  
.....

Wyznaczony termin do usunięcia wad nieistotnych (jeżeli wystąpiły): .....

**Czynności odbioru zakończono w dniu:** .....

**Podpisy członków Komisji:**

1. Przewodniczący .....
2. Inspektor nadzoru .....
3. Przedstawiciel Działu eksploatującego .....
4. Przedstawiciel Pionu Eksploatacji .....
5. Przedstawiciel Pionu Inwestycji .....
6. Przedstawiciel Służb BHP. ....
7. Przedstawiciel Oddziału  
(ds. ochrony środowiska) .....

8. Przedstawiciel Oddziału .....  
(ds. ochrony przeciwpożarowej)
9. Inni członkowie Komisji /wg. potrzeb/ .....
- Kierownik budowy/ Kierownik robót\* .....

**B. nie spełnia** wymagań dokumentacji wykonawczej w stopniu umożliwiającym przekazanie obiektu do nagazowania i/ lub rozruchu technologicznego.

**Komisja odmawia odbioru technicznego obiektu sieci przesyłowej, wskutek stwierdzenia następujących wad istotnych:**

(część B - wypełnić w przypadku wystąpienia wad istotnych; przekreślić (nie wypełniać) w przypadku zaistnienia sytuacji z części A)

.....  
.....  
.....  
.....

Wyznaczony termin do usunięcia wad istotnych : .....

**Podpisy członków Komisji:**

1. Przewodniczący .....
2. Inspektor nadzoru .....
3. Przedstawiciel Działu eksploatującego .....
4. Przedstawiciel Pionu Eksploatacji .....
5. Przedstawiciel Pionu Inwestycji .....
6. Przedstawiciel Służby BHP. ....
7. Przedstawiciel Oddziału .....  
(ds. ochrony środowiska)
8. Przedstawiciel Oddziału .....  
(ds. ochrony przeciwpożarowej)
9. ....  
(Imię, nazwisko, zakres/funkcja)
10. ....  
(Imię, nazwisko, zakres/funkcja)

Kierownik budowy/ Kierownik robót\* .....

### C. Usunięcie wad istotnych

Wady istotne usunięto w dniu: .....

Komisja stwierdza, że obiekt sieci przesyłowej będący przedmiotem Odbioru technicznego **spełnia** wymagania dokumentacji wykonawczej w stopniu umożliwiającym przekazanie go do nagazowania i/lub rozruchu technologicznego. Warunkiem przekazania obiektu sieci przesyłowej do nagazowania i/lub rozruchu technologicznego jest wykonanie spoin gwarantowanych\*\*.

Czynności odbioru zakończono w dniu: .....

#### **Podpisy członków Komisji, stwierdzających usunięcie wad istotnych:**

1. Przewodniczący .....
2. Inspektor nadzoru .....
3. Zgłaszający wadę .....
4. Zgłaszający wadę .....
5. Zgłaszający wadę .....

Kierownik budowy/ Kierownik robót\* .....

### D. Usunięcie wad nieistotnych (dot. części A i B)

Wady nieistotne usunięto w dniu: .....

Komisja stwierdza usunięcie wad nieistotnych.

1. Przewodniczący .....
  2. Inspektor nadzoru .....
- Kierownik budowy/ Kierownik robót\* .....

#### **Załączniki:**

1. Zgłoszenie Kierownika budowy/Kierownika robót\*,
2. Oświadczenie Inspektora nadzoru,

3. Wykaz przekazanych dokumentów odbiorowych,
4. Notatki z posiedzeń komisji branżowych,
5. ....

\* - niepotrzebne skreślić,

**Załącznik nr Z.P.02.O.03-05**

Oddział w .....	Protokół Nr..... z nagazowania i/lub rozruchu technologicznego	Data:
Umowa nr:	z dnia:	
Obiekt:		
Inwestor:	Wykonawca:	

Zakres zadania:

.....  
.....  
.....  
.....

Zgłoszenie Kierownika budowy/ Kierownika robót\* z dnia .....

Oświadczenie Inspektora nadzoru z dnia .....

Spoiny gwarantowane wykonano w dniu .....

.....  
podpis Inspektora nadzoru

**Data i czas nagazowania:**

- początek nagazowania dnia: ....., godzina: .....

- koniec nagazowania dnia: ....., godzina: .....

**Data i czas rozruchu technologicznego:**

- początek rozruchu technologicznego dnia: ....., godzina: .....

- koniec rozruchu technologicznego dnia: ....., godzina: .....

**Ciśnienie:**

- na początku nagazowania ..... [MPa]

- na końcu nagazowania ..... [MPa]

**Ilość zużytego gazu:** ..... [m<sup>3</sup>]**W nagazowaniu i/lub rozruchu technologicznym udział wzięli:**

1. Wykonawca

.....  
(imię i nazwisko)

2. Kierownik budowy/ Kierownika robót\* .....  
(imię i nazwisko)
3. Inspektor nadzoru .....  
(imię i nazwisko)
4. Przedstawiciel Działu eksploatującego .....  
(imię i nazwisko)
5. ....  
(imię i nazwisko)

Nagazowania i/lub rozruchu technologicznego dokonano na podstawie polecenia wykonania pracy gazoniebezpiecznej: nr..... wydanego przez .....z dnia .....

Z czynności nagazowania i/lub rozruchu technologicznego sporządzono następujące dokumenty:

1. ....
2. ....
3. ....

Nagazowanie i/lub rozruch technologiczny obiektu sieci przesyłowej przeprowadzono z wynikiem pozytywnym/negatywnym\*.

\* niepotrzebne skreślić

**Uwagi:**

.....  
.....

**Podpisy uczestników nagazowania i/lub rozruchu technologicznego:**

1. Wykonawca - .....
2. Kierownik budowy/ Kierownika robót\* - .....
3. Inspektor nadzoru - .....
4. Przedstawiciel Działu eksploatującego - .....

**Załączniki:**

1. Zgłoszenie Kierownika budowy/ Kierownika robót,
2. Oświadczenie Inspektora nadzoru.

\* niepotrzebne skreślić

Oddział w .....	Protokół Nr..... z Odbioru końcowego		Data:
Umowa nr:	z dnia:	Nr PSP:	
Obiekt:			
Inwestor:		Wykonawca:	

Zakres zadania:

.....

.....

.....

.....

.....

Zgłoszenie Kierownika budowy/ Kierownika robót\* z dnia .....

Oświadczenie Inspektora nadzoru z dnia .....

## Skład Komisji:

1. Przewodniczący .....  
(imię i nazwisko)
2. Inspektor nadzoru .....  
(imię i nazwisko)
3. Przedstawiciel Działu eksploatującego .....  
(imię i nazwisko)
4. Przedstawiciel Pionu Eksploatacji .....  
(imię i nazwisko)
5. Przedstawiciel Pionu Inwestycji .....  
(imię i nazwisko)
6. Przedstawiciel Służby BHP .....  
(imię i nazwisko)
7. Przedstawiciel Oddziału  
(ds. ochrony środowiska) .....  
(imię i nazwisko)
8. Przedstawiciel Oddziału  
(ds. ochrony przeciwpożarowej) .....  
(imię i nazwisko)
9. Inni członkowie Komisji /wg. potrzeb/ .....  
(imię i nazwisko)



Odbiór końcowy odbył się przy udziale  
Kierownika budowy/Kierownika robót\*

.....  
(imie i nazwisko)

Komisja dokonała przeglądu obiektu sieci przesyłowej i skompletowanej dokumentacji odbiorowej.

**A.** Komisja stwierdza, że obiekt sieci przesyłowej będący przedmiotem odbioru:

☐\* odpowiada dokumentacji wykonawczej i nadaje się do eksploatacji

☐ \* odpowiada dokumentacji wykonawczej i nadaje się do eksploatacji, jednak zawiera wady nieistotne.

☐\* nie odpowiada dokumentacji wykonawczej i nie nadaje się do eksploatacji - Komisja odmawia odbioru końcowego obiektu sieci przesyłowej, wskutek stwierdzenia poniższych wad istotnych

\* właściwe zaznaczyć

Uwagi:

(wypełnić w przypadku, gdy obiekt nie nadaje się do eksploatacji – wady istotne i/lub nadaje się do eksploatacji jednak zwiera wady nieistotne)

[illegible]

**Podpisy członków Komisji:**

1. Przewodniczący .....
2. Inspektor nadzoru .....
3. Przedstawiciel Działu eksploatującego .....
4. Przedstawiciel Pionu Eksploatacji .....
5. Przedstawiciel Pionu Inwestycji .....

6. Przedstawiciel Służby BHP. ....

7. Przedstawiciel Oddziału .....  
(ds. ochrony środowiska)

8. Przedstawiciel Oddziału .....  
(ds. ochrony przeciwpożarowej)

9. Inni członkowie Komisji /wg. potrzeb/ .....

Kierownik budowy/ Kierownika robót\* .....

**B. Przekazanie do eksploatacji.**

Przekazał do eksploatacji dnia: .....  
(Kierownik KRZ)

Przyjął do eksploatacji dnia: .....  
(Kierownik Działu eksploatującego)

**Załączniki:**

1. Zgłoszenie Kierownika budowy/ Kierownika robót\*,
2. Oświadczenie Inspektora nadzoru,
3. Wykaz przekazanej dokumentacji odbiorowej.
4. ....

Oddział w .....	Protokół Nr..... z Odbioru końcowego jednetapowego		Data:
Umowa nr:	z dnia:	Nr PSP:	
Obiekt:			
Inwestor:		Wykonawca:	

Zakres zadania:

.....

.....

.....

.....

.....

Zgłoszenie Kierownika budowy/ Kierownika robót\* z dnia .....

Oświadczenie Inspektora nadzoru z dnia .....

## **Skład Komisji:**

1. Przewodniczący .....  
(imię i nazwisko)
2. Inspektor nadzoru .....  
(imię i nazwisko)
3. Przedstawiciel Działu eksploatującego .....  
(imię i nazwisko)
4. Przedstawiciel Pionu Eksploatacji .....  
(imię i nazwisko)
5. Przedstawiciel Pionu Inwestycji .....  
(imię i nazwisko)
6. Przedstawiciel Służby BHP .....  
(imię i nazwisko)
7. Przedstawiciel Oddziału  
(ds. ochrony środowiska) .....  
(imię i nazwisko)
8. Przedstawiciel Oddziału  
(ds. ochrony przeciwpożarowej) .....  
(imię i nazwisko)

9. Inni członkowie Komisji /wg. potrzeb/

(imie i nazwisko)

Odbiór końcowy jednoetapowy odbył się przy udziale Kierownika budowy/Kierownika robót\*

(imie i nazwisko)

Komisja dokonała przeglądu obiektu sieci przesyłowej i skompletowanej dokumentacji odbiorowej.

**A.** Komisja stwierdza, że obiekt sieci przesyłowej będący przedmiotem odbioru jednoetapowego:

☐\* odpowiada dokumentacji wykonawczej i nadaje się do eksploatacji

☐\* zawiera wady nieistotne, lecz odpowiada dokumentacji wykonawczej i nadaje się do eksploatacji

☐\* nie odpowiada dokumentacji wykonawczej i nie nadaje się do eksploatacji - Komisja odmawia odbioru końcowego obiektu sieci przesyłowej, wskutek stwierdzenia poniższych wad istotnych

\* właściwe zaznaczyć

(wypełniać w przypadku, gdy obiekt nie nadaje się do eksploatacji – wady istotne i/lub nadaje się do eksploatacji jednak zawiera wady nieistotne)

This image shows a full page of white paper with horizontal dotted lines, typical of notebook paper. The lines are evenly spaced and run across the width of the page. There are no margins, text, or other markings present.

**Podpisy członków Komisji:**

1. Przewodniczący .....
2. Inspektor nadzoru .....
3. Przedstawiciel Działu eksploatującego .....

4. Przedstawiciel Pionu Eksploatacji .....
5. Przedstawiciel Pionu Inwestycji .....
6. Przedstawiciel Służby BHP. ....
7. Przedstawiciel Oddziału .....  
(ds. ochrony środowiska)
8. Przedstawiciel Oddziału .....  
(ds. ochrony przeciwpożarowej)
9. Inni członkowie Komisji /wg. potrzeb/ .....
- Kierownik budowy/ Kierownik robót .....

**B. Przekazanie do eksploatacji.**

Przekazał do eksploatacji dnia: .....  
(Kierownik KRZ)

Przyjął do eksploatacji dnia: .....  
(Kierownik Działu eksploatującego)

**Załączniki:**

1. Zgłoszenie Kierownika budowy/ Kierownika robót,
2. Oświadczenie Inspektora nadzoru,
3. Wykaz przekazanej dokumentacji odbiorowej.

<b>Oddział w</b> .....	<b>Protokół z przekazania dokumentacji odbiorowej do Działu Technicznego</b>	<b>Data:</b>
<b>Umowa nr:</b>	<b>z dnia:</b>	
<b>Obiekt:</b>		
<b>Inwestor:</b>	<b>Wykonawca:</b>	

Dokumentacja dotyczy:

.....  
.....  
.....

Dokumentacja zawiera: wg załączonego spisu dokumentacji.

Dokumentację przekazuje Inspektor nadzoru i potwierdza jej kompletność

:.....

(imię i nazwisko, pieczęć)

Dokumentację (w wersji oryginalnej) przekazano do Działu Technicznego w celu archiwizacji  
w dniu: .....

Dokumentację przyjął:

.....  
(imię i nazwisko, pieczęć)

**UWAGA:** PROTOKÓŁ PRZEKAZANIA DOKUMENTACJI SPORZĄDZONO W DWÓCH JEDNOBRZMIĄCYCH EGZEMPLARZACH PO JEDNYM DLA KAŻDEJ ZE STRON (PRZEKAZUJĄCY I PRZYJMUJĄCY). DOKUMENTACJA UWAŻANA JEST ZA FAKTYCZNIE PRZEKAZANĄ PO UZYSKANIU WSZYSTKICH WYMAGANYCH PODPISÓW.

**Załącznik:**

Spis dokumentacji

**Wykaz dokumentów odbiorowych****UWAGA:**

**Wykaz dokumentów odbiorowych stanowi listę otwartą, którą w zależności od zakresu zadania należy rozszerzyć lub zawęzić.**

**Dokumenty należy posegregować wg następujących zbiorów:**

**Dokumentacja formalno-prawna:**

1. Pozwolenie na budowę (oryginał lub kopia potwierdzona za zgodność z oryginałem), jeżeli było wymagane.
2. Pozwolenie na użytkowanie lub zgłoszenie do urzędu o zakończeniu budowy (jeśli było wymagane i jeśli urząd nie wniósł w terminie ustawowym sprzeciwu).
3. Oryginały wszystkich decyzji administracyjnych z wyłączeniem dokumentów formalno-prawnych dotyczących branży ochrony środowiska.
4. Dziennik budowy.
5. Akt notarialny lub inny dokument regulujący stosunek prawny do zajętego trwale terenu pod urządzenie i obiekty budowlane.
6. Kopie pism skierowane do właściwych urzędów i firm, powiadamiające o rozpoczęciu robót budowlanych, jeżeli były wymagane w pozwoleniu na budowę.
7. Korespondencja z urzędami terenowej administracji budowlanej.
8. Decyzje administracyjne dotyczące trwałego wyłączenia terenu z produkcji leśnej.
9. Oświadczenia właścicieli o doprowadzeniu ich nieruchomości do stanu przed rozpoczęciem prac.
10. Zgody właścicieli gruntów na budowę.
11. Protokoły przyjęcia nieruchomości w ponowne użytkowanie bez roszczeń
12. Projekty budowlane (Projekt Techniczny, Projekt architektoniczno-budowlany, Projekt zagospodarowania terenu), projekt wykonawczy (w podziale na branże) z wykazem zmian oraz z wprowadzonymi zmianami/ kwalifikacją odstąpienia od projektu budowlanego i wykonawczego wraz z uwzględnieniem zmian dokonanych przez Projektanta i potwierdzonych przez Inspektora nadzoru. W projekcie powinny być zawarte wymagane przepisami prawa uzgodnienia.
13. Karta technologiczna –zawierające informacje o przedmiocie remontu lub inwestycji poszczególnych odcinków gazociągów przesyłowych, obiektów systemu, nowych punktów wejścia i wyjścia, podłączenia nowych odcinków gazowych, wyłączeń, unieczynnienie, likwidacji elementów sieci przesyłowej oraz aktualizacja parametrów obiektów technologicznych (z odwzorowaniem graficznym)
14. Instrukcja eksploatacji zawierająca opis techniczny, charakterystykę techniczną (np.: przepustowość, ciśnienie wejściowe, ciśnienie wyjściowe, schemat całości obiektu z wskazaniem zamontowanej armatury i urządzeń). Schematy każdego z pomieszczeń osobno z wyróżnieniem armatury odcinającej.
15. Plan trasy gazociągu z naniesionymi zmianami powykonawczymi z opisem zmian (wraz z rozmieszczeniem zabudowanej/zmodernizowanej/ zlikwidowanej infrastruktury).
16. Schemat obiektu technologicznego z opisem średnic, kierunków przepływu gazu, nazwą obiektu, urządzeń, armatury (numeracja charakterystyczna dla każdego z obiektów zestawionych z numeracją wg. PE-DY-I02 i producentem);
17. Oświadczenia kierowników robót.
18. Oświadczenie kierownika budowy o zgodności wykonania obiektu budowlanego z projektem i warunkami pozwolenia na budowę, przepisami i obowiązującymi normami.
19. Oświadczenie kierownika budowy o doprowadzeniu do należytego stanu i porządku terenu budowy.
20. Wykaz i kserokopie uprawnień Wykonawcy, podwykonawców i kadry w zakresie:



- wykonawstwa sieci i obiektów sieci gazowych,
  - wykonawstwa prac spawalniczych,
  - wykonawcy badań prac spawalniczych,
  - nadzoru i wykonania prac budowlanych,
  - nadzoru i wykonania robót elektrycznych.
21. Wykaz wraz z dokumentacją jakościową, tj. świadectwa odbioru, protokoły odbioru, zaświadczenia, atesty, certyfikaty na znak bezpieczeństwa, deklaracje zgodności z PN lub aprobatami technicznymi dla wyrobów zastosowanych do budowy (rury, armatura, kształtki, złącza izolujące, materiały izolacyjne i inne).
  22. DTR urządzeń i armatury zainstalowanej na obiekcie.
  23. Dokumentacja niezbędna do rejestracji urządzeń technicznych podlegających dozorowi technicznemu.
  24. Protokoły poświadczające rejestrację urządzeń technicznych podlegających dozorowi technicznemu.
  25. Decyzja zezwalająca na eksploatację właściwego organu dozoru technicznego.
  26. Gwarancja obiektu.
  27. Polecenia prac gazoniebezpiecznych / niebezpiecznych/ pomocniczych (jeżeli było wymagane).

**Branża budowlana:**

1. Protokół kontroli dna i profilu podłużnego wykopu.
2. Protokół kontroli ułożenia gazociągu w wykopie.
3. Protokół kontroli ułożenia gazociągu w rurze ochronnej, przejściowej i ostonowej.
4. Protokół kontroli montażu obciążników.
5. Protokół odbioru skrzyżowań gazociągu z instalacjami podziemnymi.
6. Protokół kontroli zasypki gazociągu.
7. Protokół kontroli umocnienia brzegu cieku wodnego.
8. Protokół odbioru odbudowy systemów melioracyjnych.
9. Protokół kontroli wykonania oznakowania trasy.
10. Protokół kontroli odbudowy dróg.
11. Protokół kontroli rekultywacji terenów rolniczych.
12. Protokół zwrotu terenów leśnych zajętych czasowo pod budowę.
13. Protokół odbioru prac malarskich.
14. Profile geodezyjne
15. Szkice geodezyjne w odniesieniu do projektu/projektów wykonawczych, zawierające nazwę remontu lub inwestycji, poszczególnych odcinków gazociągów przesyłowych, obiektów systemu, nowych punktów wejścia i wyjścia, podłączenia nowych odcinków gazowych, wyłączeń, unieczynnienie, likwidacji elementów sieci przesyłowej
16. Inwentaryzacja geodezyjna obiektu oraz innych urządzeń towarzyszących budowie np. kabli telemetrycznych, sygnalizacyjnych, ochrony katodowej. Inwentaryzacja geodezyjna powinna być wykonana zgodnie ze Standardem Danych Przestrzennych GAZ-SYSTEM S.A. w formie cyfrowej i analogowej.
17. Dokumentacja fotograficzna wraz z opisem dla wszystkich prac zanikowych w tym zabudowywanych lub likwidowanych króćców do wstrzymań hermetycznych.

**Branża technologiczna:**

1. Protokoły badań kwalifikowania technologii spawania WPAR.
2. Instrukcje technologiczne spawania WPS.
3. Plan spawania
4. Schemat spoin
5. Schemat zabudowanych elementów zgodny z wykazem atestów materiałowych
6. Dziennik robót spawalniczych
7. Dziennik spoin gwarantowanych

8. Dziennik poprawek spoin.
9. Monitoring spoin z obliczeniem energii liniowej spawania
10. Wyniki badań połączeń spawanych metodami nieniszczącymi (wizualne, penetracyjne, ultradźwiękowe, radiologiczne) – orzeczenia, radiogramy lub wersje digitalizowane,
11. Protokół odbioru materiałów spawalniczych.
12. Raporty z badań złączy spawanych - schematy zespołów technologicznych z naniesioną numeracją spoin.
13. Księga rurociągu z określonym pikietarzem spoin.
14. Protokół kontroli gięcia łuków (na zimno, indukcyjnie).
15. Protokół kontroli połączeń skręcanych i izolacji dielektrycznej
16. Protokół szczelności instalacji c.o. podgrzewania gazu.
17. Protokół próby szczelności instalacji gazowej zasilania kotłowni.
18. Projekt techniczno organizacyjny wykonania próby szczelności/ wytrzymałości/ specjalnej
19. Protokół z badania dokumentacji techniczno-spawalniczej do próby przez jednostkę notyfikowaną
20. Dokumentacja spawalniczo-jakościowa służąca do prób
21. Protokół z próby szczelności.
22. Protokół z próby wytrzymałości.
23. Protokół z próby specjalnej.
24. Protokół z testów funkcjonalnych zabudowanej armatury i napędów w tym sprawdzenie osuszenia po próbach i szczelności międzykulowej armatury
25. Protokół z Odbioru technicznego (wraz z załącznikami)
26. Protokół z nagazowania i/lub rozruchu technologicznego.
27. Protokół z Odbioru końcowego lub odbioru końcowego jednoetapowego (wraz z załącznikami)
28. Protokół z pomiarów wibracji agregatu.
29. Protokół z pomiarów gwarancyjnych agregatu.
30. Protokół z oczyszczenia wnętrza gazociągu.
31. Protokół z osuszenia gazociągu.
32. Protokół z czyszczenia i badania gazociągu tłokiem.

**Branża elektryczna:**

1. Protokół z badania rezystancji izolacji przewodów, kabli elektrycznych.
2. Protokół z badań rezystancji uziemienia.
3. Protokół badania skuteczności zabezpieczenia przeciwporażeniowego obiektu.
4. Protokół z przeprowadzenia badań natężenia oświetlenia w pomieszczeniach.
5. Protokół Odbioru technicznego instalacji elektrycznych i odgromowych.
6. Schematy instalacji elektrycznej i odgromowej.

**Branża ochrona przeciwkorozyjna:**

1. Protokół ze sprawdzenia odizolowania przewodu gazowego od rur ochronnych.
2. Protokół odbioru złącza izolującego.
3. Protokół z przeprowadzenia odbioru powłok malarskich rurociągów i konstrukcji naziemnych.
4. Protokół z badania izolacji gazociągu po zasypaniu.
5. Karta technologiczna izolowania oraz pokryć malarskich.
6. Dziennik prac izolacyjnych.
7. Protokół Odbioru technicznego urządzeń ochrony katodowej/ urządzeń zabezpieczających przed działaniem prądu przemiennego z załącznikami.
8. Protokół z przeprowadzenia rozruchu urządzeń ochrony przeciwkorozyjnej zamontowanych.

**Branża systemy nadrzędne (AKPiA, telemetria, sterowanie):**

1. Protokół Odbioru technicznego instalacji telemechaniki, aparatury kontrolno-pomiarowej, automatyki oraz kabla telemetrycznego z załącznikami.
2. Protokół ze sprawdzenia działania układów pomiarowo – rozliczeniowych.
3. Protokół z przeprowadzenia odbioru instalacji detekcji i gaszenia pożaru.
4. Protokół z przeprowadzenia odbioru instalacji detekcji metanu.
5. Protokół z przeprowadzenia odbioru instalacji elektronicznej ochrony obiektu.
6. Protokół z przeprowadzenia odbioru systemów sterowania UCS, SCS, ESD.
7. Protokół z przeprowadzenia odbioru i rozruchu układów transmisji danych.

**Branża ochrona środowiska**

1. Dokumentacja związana z uzyskaniem decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach (np. wnioski wraz z załącznikami, uzgodnienia, decyzja ostateczna).
2. Dokumentacja związana z realizacją wymagań wynikających z decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach (np. plan zadań ochrony środowiska, program gospodarki odpadami wraz z protokołami kontroli, plan nadzoru, raport końcowy z nadzoru przyrodniczego, program monitoringu przedinwestycyjnego, inwestycyjnego, raporty z przeprowadzonego monitoringu przedinwestycyjnego, inwestycyjnego, zezwolenia na czynności podlegające zakazom, uzgodnienia z organem ustanawiającym np.: pomnik przyrody, stanowisko dokumentacyjne, użytek ekologiczny lub zespół przyrodniczo-krajobrazowy, zezwolenia na odstępstwa od zakazów obowiązujących w strefach ochronnych).
3. Dokumentacja z przeprowadzonej oceny zanieczyszczeń powierzchni ziemi (np. wyniki badań, sprawozdanie).
4. Dokumentacja związana z emisją gazów lub pyłów wprowadzanych do powietrza (np.: wnioski, operat ochrony powietrza, raport początkowy, pozwolenie zintegrowane, pozwolenie na emisję, zgłoszenie na emisję).
5. Dokumentacja związana z usuwaniem drzew lub krzewów (w szczególności: wnioski, operat dendrologiczny, zezwolenie, potwierdzenie uiszczenia opłaty za wycinkę drzew lub krzewów, potwierdzenie wykonania nasadzeń zastępczych, umowy związane z realizacją wymagań zezwolenia).
6. Dokumentacja związana z uzyskiwaniem zgód wodnoprawnych (np. ocena wodnoprawna, wnioski, operat wodnoprawny, uzgodnienia, decyzja ostateczna).
7. Decyzja zwalniająca od zakazu wykonywania czynności w pobliżu wałów przeciwpowodziowych.
8. Dokumentacja związana z realizacją wymagań wynikających z uzyskanych zgód wodnoprawnych (np. sprawozdanie o ilości: pobranych wód, odprowadzanych wód z wykopów, odprowadzanych wód po przeprowadzonych próbach hydraulicznych lub wprowadzanych ściekach, z uwzględnieniem czasu wykonywania tych czynności oraz warunków określonych w pozwoleniu wodnoprawnym, wyniki badań jakości wód i ścieków, kopie dokumentacji dotyczącej prawnej kontroli metrologicznej wszystkich używanych przyrządów pomiarowych).
9. Potwierdzenie przekazania ścieków uprawnionym podmiotom.
10. Kopie Karty Urządzenia lub/i Karty Systemu Ochrony Przeciwpowodziowej dla zainstalowanego urządzenia zawierającego w układzie chłodniczym co najmniej 3 kg substancji kontrolowanych lub co najmniej 5 ton ekwiwalentu CO<sub>2</sub> fluorowanych gazów cieplarnianych – czynnika chłodniczego.
11. Protokoły z kontroli przeprowadzonych przez organ lub jednostkę uprawnioną do przeprowadzenia kontroli w zakresie przestrzegania przepisów ochrony środowiska.
12. Informację o nadanym Wykonawcy numerze rejestrowym w bazie danych BDO.
13. Decyzje administracyjne Wykonawcy w zakresie gospodarowania odpadami (np. zezwolenia na zbieranie, przetwarzanie odpadów).

14. Kopię umowy Wykonawcy z odbiorcą odpadów niebezpiecznych i innych niż niebezpieczne oraz umowy/deklaracji na gospodarowanie odpadami komunalnymi i serwis sanitarny.
15. Karty przekazania odpadów wytworzonych w wyniku realizacji zadania.
16. Oświadczenie Wykonawcy o zagospodarowaniu odpadów wytworzonych podczas realizacji zadania.
17. Oświadczenie Wykonawcy potwierdzające przekazanie odpadów osobie fizycznej.
18. Wyniki z przeprowadzonych pomiarów hałasu do środowiska z instalacji lub urządzeń.
19. Wyniki z przeprowadzonych pomiarów hałasu w środowisku pracy.
20. Zgłoszenie do WIOŚ przed planowanym terminem oddania do użytkowania nowo zbudowanego lub przebudowanego obiektu budowlanego wraz z dokumentacją z kontroli.



# SYSTEM EKSPLOATACJI SIECI PRZESYŁOWEJ

## PROCEDURA P.02.O.02

### Procedura organizacji prac przy urządzeniach energetycznych

Wydanie XI

Obowiązuje od 01.04.2022 roku

## Tabela zmian


Niniejsza procedura zastępuje procedurę P.02.O.02 wyd. IX w całości i stanowi jej kolejne wydanie.

Lp.	Nr wydania	Strona / punkt	Treść		Data zmiany/ przeglądu	Uwagi
			przed zmianą	po zmianie		
1	2	3	4	5	6	7
1	IX	cała procedura	---	---	09.03.2021	Dokonano zmiany wydania na podstawie wniosku nr 2/2021.
2	X	cała procedura	---	---	01.04.2022	Dokonano zmiany w ramach realizacji zaleceń powypadkowych.

## Spis treści

1	Cel Procedury .....	5
2	Przedmiot i zakres procedury .....	5
3	Definicje .....	5
4	Odpowiedzialność i uprawnienia .....	9
4.1	Kierownicy Jednostek organizacyjnych: .....	9
4.2	Odpowiedzialni za eksploatację .....	9
5	Zasady organizacji prac .....	10
5.1	Kwalifikacja prac .....	10
5.2	Podstawy wykonywania prac .....	10
5.3	Pozostałe wymagania .....	10
6	Prace eksploatacyjne .....	11
6.1	Wymagania .....	11
7	Prace nietypowe .....	13
7.1	Wymagania .....	13
7.2	Osoby funkcyjne .....	14
7.3	Czynności przygotowawcze .....	15
7.4	Rozpoczęcie i realizacja prac .....	17
7.5	Zakończenie prac .....	20
8	Prace wykonywane przez Wykonawców zewnętrznych .....	20
8.1	Wymagania .....	20
9	Prace pomocnicze .....	23
9.1	Wymagania .....	23
10	Dokumentowanie .....	23
10.1	Wymagania .....	23
10.2	Ewidencjonowanie poleceń pisemnych w systemie EAM .....	26
11	Wymagania bezpieczeństwa i higieny pracy, ochrony przeciwpożarowej i ochrony środowiska .....	26
11.1	Wybrane zasady .....	26
11.2	Środki ochronne i narzędzia pracy .....	28
11.3	Prace wymagające użycia sprzętu zmechanizowanego .....	28
11.4	Uprawnienia przedstawicieli służby BHP w GAZ-SYSTEM .....	29
12	Informacje dodatkowe .....	29
13	Dokumenty związane i powołane .....	29
13.1	Procedury i instrukcje .....	29



	<p>Procedura organizacji prac przy urządzeniach energetycznych</p>
<p>Procedura nr P.02.O.02</p>	

14	Załączniki .....	30
----	------------------	----

## 1 Cel Procedury

Celem procedury jest wprowadzenie we wszystkich Oddziałach Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. uniwersalnych zasad postępowania przy bezpiecznej organizacji prac przy Urządzeniach energetycznych.

## 2 Przedmiot i zakres procedury

Przedmiotem procedury są zasady bezpiecznej organizacji prac przy Urządzeniach energetycznych, które wykonuje się w związku z eksploatacją Obiektów sieci przesyłowej, prowadzonej przez Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. Procedura obowiązuje wszystkie jednostki organizacyjne powołane do eksploatacji sieci przesyłowej w ramach Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A., a także Wykonawców zewnętrznych, którym zlecane jest bezpośrednie prowadzenie eksploatacji sieci w imieniu tych jednostek. Postanowienia niniejszej procedury można stosować również przy organizacji prac polegających na budowie, remoncie lub modernizacji Obiektów sieci przesyłowej lub ich części, zgodnie z jej treścią.

Postanowienia niniejszej procedury, w szczególności:

- 1) wypełniają wymagania przez rozporządzenie Ministra Energii z dnia 28.08.2019 r. w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy przy urządzeniach energetycznych (Dz.U. 2019 poz. 1830, z późn. zm.) zawartość instrukcji organizacji bezpiecznej pracy,
- 2) ustalają szczegółowe wykazy Prac gazoniebezpiecznych i niebezpiecznych: eksploatacyjnych, nietypowych i awaryjnych w rozumieniu rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 28.12.2009 r. w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy przy budowie i eksploatacji sieci gazowych oraz uruchamianiu instalacji gazowych gazu ziemnego (Dz.U. 2010 nr 2 poz. 6),
- 3) ustalają wykaz Prac pomocniczych przy Urządzeniach energetycznych w rozumieniu obowiązującego rozporządzenia w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy przy Urządzeniach energetycznych,
- 4) regulują kwestie prowadzenia prac na podstawie poleceń pisemnych, wprowadzając podział uprawnień i odpowiedzialności osób uczestniczących przy ich organizacji i wykonywaniu.

## 3 Definicje

W niniejszej procedurze stosuje się określenia i zwroty zawarte w procedurze P.02.O.01 „Warunki techniczne eksploatacji sieci przesyłowej” oraz:

Atmosfera wybuchowa	Mieszanina z powietrzem w warunkach atmosferycznych substancji palnych w postaci gazów, par, mgieł lub pyłów, w której po wystąpieniu zapłonu spalanie rozprzestrzenia się na całą niespaloną mieszaninę.
Czynności łączeniowe	Czynności wykonywane ręcznie lub automatycznie, których celem jest zmiana stanu pracy Urządzenia energetycznego, np. manewrowanie armaturą zaporową, sterowanie aparatami elektrycznymi.
Dopuszczający	Osoba upoważniona, wyznaczona przez Poleceniodawcę do wykonywania czynności związanych z dopuszczeniem do prac na podstawie polecenia pisemnego, w zakresie przygotowania, przekazania i likwidacji Strefy pracy oraz zakończenia pracy,

	<p>posiadająca ważne Świadectwo kwalifikacyjne na stanowisku eksploatacji i dozoru*.</p> <p>*może nie dotyczyć (w zakresie upoważnienia i Świadectwa kwalifikacyjnego) prac, przy których zagrożenia nie pochodzą od Urządzenia energetycznego.</p>
Inspektor nadzoru	Pracownik GAZ-SYSTEM lub innego pracodawcy, posiadający uprawnienia budowlane odpowiednie do zakresu nadzorowanych robót.
Instrukcja wykonania pracy	Instrukcja, która szczegółowo opisuje czynności oraz sposób przygotowania Strefy pracy i wykonania w niej pracy prowadzonej na podstawie polecenia pisemnego, stanowi załącznik do polecenia pisemnego.
Instrukcja zabezpieczeń	Instrukcja, która szczegółowo opisuje zagrożenia oraz środki techniczne, organizacyjne i ochronne niezbędne do bezpiecznego przygotowania Strefy pracy i wykonania w niej pracy, stanowi załącznik do pisemnego polecenia pracy.
Kierujący zespołem	<p>Osoba upoważniona, wyznaczona do kierowania Zespołem wykonawczym:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>– przez Poleceniodawcę w przypadku pracy organizowanej na podstawie polecenia pisemnego,</li><li>lub</li><li>– przez Poleceniodawcę lub Odpowiedzialnego za eksploatację lub Wykonawcę zewnętrznego w przypadku pracy organizowanej bez polecenia pisemnego,</li></ul> <p>posiadająca umiejętności zawodowe w zakresie wykonywanej pracy oraz ważne Świadectwa kwalifikacyjne na stanowiskach eksploatacji i dozoru*.</p> <p>*może nie dotyczyć (w zakresie upoważnienia i Świadectwa kwalifikacyjnego) prac, przy których zagrożenia nie pochodzą od Urządzenia energetycznego.</p>
Koordynator	Osoba wyznaczona przez Odpowiedzialnego za eksploatację w porozumieniu z Poleceniodawcami lub w drodze porozumienia pracodawców, która w szczególności zapewnia współpracę Kierujących zespołami, w przypadku równoczesnego wykonywania wzajemnie powiązanych prac lub prac równocześnie wykonywanych w tym samym miejscu przez różne Zespoły wykonawcze pracowników tego samego pracodawcy lub różnych pracodawców, posiadająca ważne Świadectwo kwalifikacyjne na stanowisku dozoru.
Koordynujący	<p>Osoba upoważniona, wyznaczona przez Poleceniodawcę do koordynacji prac określonych w poleceniu pisemnym, związanych z ruchem Urządzeń energetycznych, posiadająca ważne Świadectwo kwalifikacyjne na stanowisku dozoru*.</p> <p>*może nie dotyczyć (w zakresie upoważnienia i Świadectwa kwalifikacyjnego) prac, przy których zagrożenia nie pochodzą od Urządzenia energetycznego.</p>

Nadzorujący prace	Osoba wyznaczona przez Odpowiedzialnego za eksploatację, sprawująca w szczególności, zależnie od potrzeb, stały lub doraźny nadzór nad bezpieczeństwem Urządzeń energetycznych sieci przesyłowej, podczas prac wykonywanych przez Wykonawców zewnętrznych bez polecenia pisemnego, posiadająca ważne Świadectwo kwalifikacyjne na stanowisku dozoru.
Nieplanowana przerwa w pracy	Nieplanowana przerwa w realizacji pracy, spowodowana wystąpieniem nieprzewidzianej sytuacji, niewymagająca ponownego dopuszczenia do pracy, jeżeli nie stwierdza się pogorszenia zabezpieczenia Strefy pracy oraz warunków bezpiecznego wykonania pracy.
ODG	Oddziałowa Dyspozycja Gazu.
Odpowiedzialny za eksploatację	Osoba upoważniona, odpowiedzialna za eksploatację Obiektów sieci przesyłowej, posiadająca ważne Świadectwo kwalifikacyjne na stanowisku dozoru.
Operator sieci gazowej, GAZ-SYSTEM	Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A., właściciel sieci przesyłowej gazu ziemnego, pełniący rolę pracodawcy dla zatrudnionych przez siebie pracowników wykonujących prace przy Urządzeniach energetycznych.
Osoba upoważniona	Osoba uprawniona, wyznaczona pisemnie przez pracodawcę do wykonywania określonych czynności lub prac.
Osoba uprawniona	Osoba posiadająca ważne świadectwo kwalifikacyjne uzyskane na podstawie obowiązującej ustawy prawo energetyczne.
Poleceniodawca	<p>Osoba upoważniona, wyznaczona przez pracodawcę do wydawania poleceń pisemnych wykonania pracy, posiadająca ważne Świadectwo kwalifikacyjne na stanowisku dozoru*.</p> <p>*może nie dotyczyć (w zakresie upoważnienia i Świadectwa kwalifikacyjnego) prac, przy których zagrożenia nie pochodzą od Urządzenia energetycznego.</p>
Prace gazoniebezpieczne	Prace szczególnie niebezpieczne w rozumieniu ogólnych przepisów bezpieczeństwa i higieny pracy, wykonywane przy urządzeniach, instalacjach i sieciach gazowych, napełnianych lub napełnianych gazem ziemnym oraz opróżnianych z gazu ziemnego, podczas których może dojść do wypływu gazu ziemnego powodującego zagrożenie dla zdrowia lub życia ludzkiego, wybuchu lub pożaru.
Prace niebezpieczne	Inne prace szczególnie niebezpieczne w rozumieniu ogólnych przepisów bezpieczeństwa i higieny pracy oraz przepisów prawa budowlanego, niewymienione w definicji Prac gazoniebezpiecznych, przy wykonywaniu których istnieje duże zagrożenie wypadkiem.
Prace eksploatacyjne	Prace wykonywane przy Urządzeniach energetycznych, w zależności od grupy, opisane w instrukcjach stanowiskowych

	<p>oraz eksploatacji, prowadzone przez pracowników wyznaczonych, z zachowaniem zasad bezpieczeństwa i wymagań ochrony środowiska, w zakresie:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) obsługi, mające wpływ na zmiany stanów i parametrów pracy obsługiwanych Urządzeń energetycznych,</li> <li>b) konserwacji, związane z zabezpieczeniem i utrzymaniem wymaganego stanu technicznego Urządzeń energetycznych,</li> <li>c) remontów Urządzeń energetycznych związanych zarówno z usuwaniem usterek i awarii jak i z określonymi w Instrukcjach eksploatacji pracami polegającymi na odtworzeniu ich pierwotnego stanu technicznego, np. po określonym okresie pracy, w celu doprowadzenia ich do wymaganego stanu technicznego,</li> <li>d) montażu, niezbędne do instalowania i przyłączania Urządzeń energetycznych,</li> <li>e) kontrolno-pomiarowym, niezbędne do dokonania oceny stanu technicznego, parametrów eksploatacyjnych, jakości regulacji i sprawności energetycznej Urządzeń energetycznych.</li> </ul>
Prace pomocnicze przy urządzeniach energetycznych (Prace pomocnicze)	Prace niebędące Pracami eksploatacyjnymi przy Urządzeniach energetycznych, przy wykonywaniu których nie występują zagrożenia od Urządzenia energetycznego, do których zalicza się w szczególności prace: budowlane, malarskie, porządkowe, pielęgnacyjne, transportowe oraz związane z obsługą sprzętu zmechanizowanego.
Strefa pracy	Odpowiednio przygotowane miejsce lub stanowisko pracy w zakresie niezbędnym do bezpiecznego wykonywania prac.
Strefa zagrożenia wybuchem	Przestrzeń, w której może występować Atmosfera wybuchowa.
Środki ochronne	Urządzenia lub wyposażenie ochrony zbiorowej lub indywidualnej, służące likwidacji bądź ograniczeniu zagrożeń, zapewnieniu asekuracji, łączności oraz inne techniczne lub organizacyjne środki ochrony stosowane w celu ograniczenia ryzyka zawodowego.
Świadectwo kwalifikacyjne	Dokument uprawniający do zajmowania się w określonym w nim zakresie eksploatacją odpowiedniej grupy i odpowiednimi rodzajami urządzeń, instalacji i sieci energetycznych na stanowisku eksploatacji lub dozoru.
Urządzenia energetyczne,	Urządzenia, instalacje i sieci, w rozumieniu przepisów prawa energetycznego, stosowane w technicznych procesach wytwarzania, przetwarzania, przesyłania, dystrybucji, magazynowania oraz użytkowania paliw lub energii. W GAZ-SYSTEM w szczególności: gazociągi, stacje gazowe, węzły, tłocznie gazu (tłocznie gazu mogą się składać z większej liczby

Urządzeń energetycznych) wykorzystywane w celu realizacji usługi przesyłu.

Zespół wykonawczy Minimum dwie osoby wykonujące prace.

## 4 Odpowiedzialność i uprawnienia

### 4.1 Kierownicy Jednostek organizacyjnych:

#### 4.1.1 Dyrektor w Pionie Eksploatacji zatwierdza wykazy:

- 4.1.1.1 Prac gazoniebezpiecznych/niebezpiecznych eksploatacyjnych,
- 4.1.1.2 Prac gazoniebezpiecznych/niebezpiecznych nietypowych,
- 4.1.1.3 Prac gazoniebezpiecznych/niebezpiecznych awaryjnych,
- 4.1.1.4 Prac pomocniczych przy Urządzeniach energetycznych.

#### 4.1.2 Dyrektorzy lub Zastępcy Dyrektorów (posiadający pełnomocnictwo pracodawcy) w Oddziałach zatwierdzają:

- a) - wykazy osób upoważnionych do wykonywania prac eksploatacyjnych z uwzględnieniem zakresu upoważnienia,
- b) - Instrukcje eksploatacji Urządzeń energetycznych,
- c) - wykazy osób funkcyjnych organizujących prace na podstawie polecenia pisemnego, zatrudnionych przez GAZ-SYSTEM, oraz przyjmują je w przypadku zatrudnionych przez Wykonawców zewnętrznych (wykaz zatwierdza działający w imieniu Wykonawcy),

Ujęcie osoby w zatwierdzonym (i przyjętym, jeżeli dotyczy) wykazie upoważnia ją do wykonywania określonych w poleceniach czynności lub prac.

### 4.2 Odpowiedzialni za eksploatację

4.2.1 Odpowiedzialnymi za eksploatację w zakresie podległych obiektów sieci przesyłowej w Oddziałach są: Zastępca Dyrektora z obszaru eksploatacji, Kierownik Działu Eksploatacji Sieci, Zastępca Kierownika Działu Eksploatacji Sieci, Kierownik Działu Eksploatacji Obiektów, Kierownicy Terenowych Jednostek Eksploatacji, Zastępcy Kierowników Terenowych Jednostek Eksploatacji II stopnia, Starsi Mistrzowie zastępujący Kierowników Terenowych Jednostek Eksploatacji I stopnia, Kierownicy Tłoczni Gazu, Starsi Mistrzowie-Koordynatorzy zastępujący kierowników Tłoczni Gazu. Odpowiedzialnych za eksploatację z innych jednostek organizacyjnych wyznacza się poprzez ujęcie w wykazie osób funkcyjnych.

#### 4.2.2 Odpowiedzialni za eksploatację:

- 4.2.2.1 zapoznają się z niniejszą procedurą oraz zapewniają, aby podlegli im pracownicy zostali zaznajomieni z jej treścią,
- 4.2.2.2 zapewniają obowiązujące Instrukcje eksploatacji dla prowadzenia prac, w szczególności poprzez coroczne rewizje aktualności ich zapisów,
- 4.2.2.3 decydują o podstawie wykonywania prac (dokonują kwalifikacji prac), kierując się możliwymi do wystąpienia zagrożeniami dla zdrowia lub życia ludzkiego,
- 4.2.2.4 sprawują nadzór nad dokumentacją eksploatacyjną, w szczególności nad sposobem rejestrowania, wydawania, przekazywania, obiegu i przechowywania poleceń pisemnych,
- 4.2.2.5 wykonują inne czynności opisane w niniejszej procedurze.

## 5 Zasady organizacji prac

### 5.1 Kwalifikacja prac

5.1.1 Ze względu na możliwe ryzyko wystąpienia zagrożenia w związku z wykonywaniem pracy, prace opisane w niniejszej procedurze dzieli się na:

5.1.1.1 Prace szczególnie niebezpieczne:

5.1.1.1.1 Prace gazoniebezpieczne:

- prace eksploatacyjne,
- prace nietypowe,
- prace awaryjne,

5.1.1.1.2 Prace niebezpieczne:

- prace eksploatacyjne,
- prace nietypowe,
- prace awaryjne,

5.1.1.2 Prace pomocnicze.

### 5.2 Podstawy wykonywania prac

5.2.1 Prace gazoniebezpieczne eksploatacyjne i niebezpieczne eksploatacyjne wykonuje się na podstawie polecenia pisemnego sporządzanego na okres nie dłuższy niż 1 rok, w którym przywołana jest w szczególności Instrukcja eksploatacji z załącznikami takimi jak: inne instrukcje, DTR, itp.

5.2.2 Prace gazoniebezpieczne nietypowe i niebezpieczne nietypowe wykonuje się na podstawie polecenia pisemnego, w którym przywołana jest w szczególności Instrukcja wykonania pracy.

5.2.3 Prace awaryjne wykonuje się na podstawie polecenia ustnego, uwzględniając zasady i wymagania opisane w procedurze P.02.O.04 „Postępowanie w przypadku wystąpienia awarii”.

5.2.4 Prace pomocnicze, jeżeli z uwagi na występujące przy ich wykonaniu zagrożenia inne niż od Urządzeń energetycznych, nie są kwalifikowane jako szczególnie niebezpieczne (np. prace pożarowo niebezpieczne, prace na wysokości) wykonuje się na podstawie polecenia ustnego.

5.2.5 Prace gazoniebezpieczne i niebezpieczne: eksploatacyjne, nietypowe i awaryjne oraz Prace pomocnicze określają wykazy stanowiące kolejno załączniki nr Z.P.02.O.02-07, Z.P.02.O.02-08, Z.P.02.O.02-09 i Z.P.02.O.02-10 do niniejszej procedury.

### 5.3 Pozostałe wymagania

5.3.1 Prace gazoniebezpieczne i niebezpieczne wykonuje Zespół wykonawczy, złożony z co najmniej dwóch osób, w celu zapewnienia asekuracji.

5.3.2 Dopuszczalne jest wykonywanie przez jednego pracownika prac polegających na pobieraniu w wyznaczonych punktach sieci gazowej próbek paliwa gazowego, pod warunkiem, że maksymalne ciśnienie robocze (MOP) w sieci gazowej jest mniejsze lub równe 0,5 MPa.

5.3.3 Prace w zakresie obsługi i kontrolno-pomiarowym mogą być wykonywane przez jedną osobę, jeżeli:

- takie postanowienie wprowadza odpowiednia Instrukcja eksploatacji, oraz
- prowadzi się je na terenie Obiektu sieci przesyłowej, w którym zapewnia się na stałe brygadę zajmującą się eksploatacją Urządzeń, niezależnie czy pracuje ona jedno czy wielozmianowo, w szczególności w tłoczniach i węzłach, oraz
- pracownik wykonujący prace jest wyposażony w środki łączności, urządzenia detekcji metanu i tlenu, czujnik bezruchu i inne środki niezbędne w celu



bezpiecznego wykonania samodzielnej pracy, oraz za pomocą środków łączności utrzymuje stały kontakt z drugim pracownikiem dozorującym jego pracę.

Uwaga: Warunkiem rozpoczęcia pracy jest przeprowadzenie prób funkcjonalnych środków łączności z wynikiem pozytywnym.

- 5.3.4 W przypadku wykonywania prac związanych z wejściem na teren Obiektu sieci przesyłowej (takich jak: ZUZ, stacje gazowe) bez stałej obsługi wykonujący prace powiadamiają właściwą komórkę ODG o rozpoczęciu i zakończeniu prac, przy czym jeżeli prace odbywają się dłużej niż przez jeden dzień, powiadomienia czyni się każdego dnia. W przypadku prac prowadzonych w tym samym dniu na terenie więcej niż jednego Obiektu sieci przesyłowej zgłasza się do odpowiedniej komórki ODG każde rozpoczęcie i zakończenie prac na terenie każdego Obiektu oraz każde wejście i wyjście z terenu każdego Obiektu. W przypadku gazociągów brygada zgłasza przed rozpoczęciem prac do ODG trasę ze wskazaniem obiektów, na których realizowane będą prace.
- 5.3.5 Jeżeli Odpowiedzialny za eksploatację nie postanowi inaczej, za powiadamiającego, o którym mowa w pkt 5.3.4, uznaje się Kierującego zespołem lub Nadzorującego prace w przypadku, gdy pracę wykonuje Wykonawca zewnętrzny.
- 5.3.6 Szczegółowe zasady koordynacji i organizacji prac ustala Odpowiedzialny za eksploatację.
- 5.3.7 Wybrane zasady postępowania w przypadku prac wykonywanych przez Wykonawcę zewnętrznego opisano w pkt 8.
- 5.3.8 Osobami wykonującymi pracę na polecenie ustne kieruje Kierujący zespołem. Należy uznać, że Kierującym zespołem jest również osoba, która wykonuje samodzielnie pracę, jeżeli występuje taka okoliczność (patrz pkt 5.3.2 i 5.3.3).
- 5.3.9 Wyznaczenie przez Odpowiedzialnego za eksploatację osób do wykonywania określonych prac oznacza jednocześnie wydanie przez Odpowiedzialnego za eksploatację polecenia ustnego wykonania pracy.
- 5.3.10 Operatorzy sprzętu zmechanizowanego uczestniczący w pracach szczególnie niebezpiecznych pod nadzorem Kierującego zespołem mogą nie posiadać Świadectwa kwalifikacyjnego.

## 6 Prace eksploatacyjne

### 6.1 Wymagania

- 6.1.1 Prace eksploatacyjne, z wyjątkiem opisanym w punkcie 6.1.5 mogą być wykonywane tylko przez upoważnionych pracowników GAZ-SYSTEM.
- 6.1.2 Zlecając zakres prac eksploatacyjnych Wykonawcy zewnętrznemu postępujemy jak w przypadku prac nietypowych.
- 6.1.3 Decyzję o odpowiednim zakwalifikowaniu prac eksploatacyjnych podejmuje Odpowiedzialny za eksploatację, biorąc pod uwagę wymagania niniejszej procedury.
- 6.1.4 Usuwanie usterek kwalifikuje się jako prace eksploatacyjne, jeżeli zakres pracy potrzebny do usunięcia usterki opisany jest w Instrukcji eksploatacji lub jej załącznikach.
- 6.1.5 Dopuszcza się udział w Pracach eksploatacyjnych osób niebędących Osobami uprawnionymi:
- a) w celu przyuczenia do zawodu z uwzględnieniem przepisów w sprawie zatrudnienia młodocianych,
  - b) reprezentujące organy nadzoru np. UDT,
  - c) prowadzące specjalistyczne prace serwisowe,

wyłącznie pod nadzorem Kierującego zespołem wyznaczonego przez Poleceniodawcę.

- 6.1.6 Przygotowanie urządzeń ciśnieniowych do rewizji wewnętrznej lub próby ciśnieniowej, jeżeli Odpowiedzialny za eksploatację nie postanowi inaczej, realizuje się w ramach prac eksploatacyjnych. Praca jednostki dozoru technicznego odbywa się pod nadzorem Kierującego zespołem, który przygotował urządzenia do czynności dozorowych.
- 6.1.7 Instrukcje eksploatacji, na podstawie których wykonuje się prace przy Urządzeniach energetycznych, muszą być dokumentami zawierającymi w szczególności:
- a) charakterystykę Urządzenia energetycznego lub grup Urządzeń energetycznych,
  - b) opis w niezbędnym zakresie układów automatyki, pomiarów, sygnalizacji, zabezpieczeń i sterowań,
  - c) zestaw rysunków, schematów i wykresów z opisami, zgodnymi z obowiązującym nazewnictwem w języku polskim,
  - d) opis czynności związanych z uruchomieniem, obsługą w czasie pracy i zatrzymaniem Urządzenia energetycznego w warunkach normalnej pracy tego urządzenia,
  - e) zasady postępowania w razie awarii oraz zakłóceń w pracy Urządzenia energetycznego lub grup Urządzeń energetycznych,
  - f) opisy prac w zakresie eksploatacji Urządzenia energetycznego, okresy ich przeprowadzania oraz warunki i kryteria uznawania Urządzenia energetycznego jako przydatnych do dalszej eksploatacji w wyniku ich wykonania,
  - g) wymagania w zakresie bezpieczeństwa i higieny pracy oraz przepisów przeciwpożarowych dla danego Urządzenia energetycznego lub grupy Urządzeń energetycznych,
  - h) identyfikację zagrożeń dla zdrowia i życia ludzkiego oraz środowiska naturalnego związanych z eksploatacją danego Urządzenia energetycznego lub grupy Urządzeń energetycznych oraz zasady postępowania pozwalające na eliminację podanych zagrożeń,
  - i) organizację prowadzenia prac eksploatacyjnych,
  - j) wymagania dotyczące Środków ochronnych, określone w odrębnych przepisach prawa,
  - k) wymagania kwalifikacyjne dla osób zajmujących się eksploatacją danego Urządzenia energetycznego lub grupy Urządzeń energetycznych, określone w odrębnych przepisach prawa.
- 6.1.8 Warunkiem wykonywania prac na podstawie Instrukcji eksploatacji jest aktualność ich treści, ze szczególnym uwzględnieniem opisu bezpiecznej organizacji pracy. Jeżeli w instrukcji nie ma ww. opisu, pracę należy zakwalifikować jako nietypową.
- 6.1.9 Prace eksploatacyjne szczególnie niebezpieczne wykonuje się na podstawie polecenia pisemnego, sporządzonego na okres nie dłuższy niż 1 rok zgodnie z zasadami opisanymi w rozdziale 7 „Prace nietypowe”.
- 6.1.10 Polecenie pisemne, o którym mowa w punkcie 6.1.9 sporządza się dla:
- grupy Urządzeń energetycznych (gazociągi, stacje gazowe, węzły) na obszarze działania komórki organizacyjnej, łącznie czynności z uwzględnieniem występujących zagrożeń i stosowanych środków ochrony,
  - Urządzeń energetycznych tłoczni gazu, łącznie czynności z uwzględnieniem występujących zagrożeń i stosowanych środków ochrony.

Dopuszcza się dodatkowy podział poleceń z uwagi na branżę.

- 6.1.11 Zmiany do polecenia prac eksploatacyjnych - szczególnie niebezpiecznych dokonuje się zgodnie z zasadami opisanymi w rozdziale 7 „Prace nietypowe”.
- 6.1.12 Jeżeli w danym dniu w zakresie prac eksploatacyjnych szczególnie niebezpiecznych nie występują Czynności łączeniowe, nie trzeba wyłączać Urządzenia energetycznego lub części Urządzenia energetycznego z ruchu oraz do wykonania pracy nie trzeba usuwać czynników stwarzających zagrożenie, takich jak: napięcie, ciśnienie, woda, gaz, temperatura, można nie wyznaczać w tym dniu Koordynującego i Dopuszczającego, a Kierujący zespołem realizuje czynności opisane w punktach: 7.4.1.5, 7.5.1.1, z wyjątkiem komunikacji z Dopuszczającym.
- 6.1.13 Jeżeli w danym dniu prace nie zostały zakwalifikowane jak w punkcie 6.1.12, to Koordynujący realizuje czynności opisane w punktach: 7.4.1.3, 7.5.1.3, Dopuszczający realizuje czynności opisane w punktach: 7.4.1.4, 7.5.1.2, Kierujący zespołem realizuje czynności opisane w punktach: 7.4.1.5, 7.5.1.1.
- 6.1.14 Dodatkowo każdego dnia pracy, przed jej rozpoczęciem przy każdym Urządzeniu energetycznym, Dopuszczający określa występujące w danym dniu zagrożenia i środki ochrony wypełniając listy wyboru w Diennej karcie pracy szczególnie niebezpiecznej (załącznik nr Z.P.02.O.02-21). W oparciu o sporządzaną listę przekazuje informacje Kierującemu zespołem, Kierujący zespołem prowadzi instruktaż w zakresie określonym w punkcie 7.4.1.5 d), e) członkom zespołu dobranym zgodnie z punktem 7.4.1.5 b). Jeżeli na dany dzień pracy nie wyznaczono Dopuszczającego, występujące w danym dniu zagrożenia i środki ochrony określa Kierujący zespołem. Przeprowadzenie instruktażu Dopuszczający, jeżeli został wyznaczony, Kierujący zespołem, członkowie Zespołu wykonawczego potwierdzają podpisem złożonym na Diennej karcie pracy szczególnie niebezpiecznej.
- 6.1.15 Czynności łączeniowe i prace obsługowe w tłoczniach i węzłach ze stałą obsadą wykonuje się na podstawie poleceń ustnych potwierdzonych wpisem do książki ruchu obiektu. Książka powinna zawierać zapisy dotyczące wszystkich poleconych prac obsługowych i czynności łączeniowych z podaniem zakresu czynności, daty i godziny rozpoczęcia i zakończenia oraz podpisami wydającego jak i wykonującego polecenie. Jeżeli polecenie zostało wydane za pośrednictwem środków łączności przez wydającego polecenie znajdującego się na terenie obiektu, to wydający polecenie wpisuje ten fakt do książki potwierdzając podpisem, a wykonujący potwierdza podpisem tylko po wykonaniu czynności. Jeżeli polecenie zostało wydane za pośrednictwem środków łączności przez wydającego polecenie nieznajdującego się na terenie obiektu, to wykonujący polecenie wpisuje ten fakt do książki potwierdzając podpisem.

## 7 Prace nietypowe

### 7.1 Wymagania

- 7.1.1 Bez względu na rodzaj pracy, prace wykonuje się na podstawie polecenia pisemnego, jeżeli:
- 7.1.1.1 są równocześnie wykonywane w tym samym miejscu przez różne Zespoły wykonawcze,
  - 7.1.1.2 są wykonywane przez Zespół wykonawczy i pozostają powiązane z pracami innego Zespołu wykonawczego, który wykonuje je w tym samym czasie,
  - 7.1.1.3 są wykonywane w tej samej Strefie pracy jednocześnie przez pracowników zatrudnionych przez różnych pracodawców, w szczególności przez GAZ-SYSTEM i Wykonawcę zewnętrznego,

7.1.1.4 stwarzają możliwość wystąpienia szczególnego zagrożenia dla zdrowia lub życia ludzkiego w rozumieniu obowiązującego rozporządzenia w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy przy Urządzeniach energetycznych, między innymi prace:

- a) wewnętrzz zbiorników, kanałów, urządzeń technicznych,
- b) niebezpieczne pod względem pożarowym, wykonywane w strefach zagrożenia wybuchem,
- c) z zakresu konserwacji, remontów, montażu, kontrolno-pomiarowe, wykonywane:
  - 1) w pobliżu nieosłoniętych urządzeń elektroenergetycznych lub ich części, znajdujących się pod napięciem, z zachowaniem minimalnych odstępów w powietrzu wyznaczających zewnętrzne granice Strefy pracy,
  - 2) przy urządzeniach elektroenergetycznych odłączonych od napięcia, lecz uziemionych w taki sposób, że żadne z uziemień nie jest widoczne z miejsca wykonywania pracy,
  - 3) przy urządzeniach elektroenergetycznych znajdujących się pod napięciem, z wyłączeniem prac wykonywanych stale w ustalonych Strefach pracy na podstawie Instrukcji eksploatacji,
  - 4) przy urządzeniach elektroenergetycznych wymagających użycia sprzętu zmechanizowanego, niezależnie czy są one pod napięciem czy pozbawione napięcia, osłonięte lub nie, oraz czy prace wykonuje się stale czy okazjonalnie,
- d) na wysokości powyżej 1 m nad poziomem podłogi lub powierzchni terenu,
- e) na głębokości poniżej 1 m pod poziomem podłogi lub powierzchni terenu,
- f) związane z identyfikacją i przecinaniem kabli lub przewodów elektroenergetycznych,
- g) na rurociągach wody, sprężonych gazów, cieczy o nadciśnieniu roboczym równym 50 kPa lub większym, wymagających demontażu armatury lub odcinka rurociągu albo naruszenia podpór i zawiesi rurociągów,

7.1.1.5 taki wymóg określi Odpowiedzialny za eksploatację, biorąc pod uwagę skomplikowanie pracy i towarzyszące jej zagrożenia.

7.1.2 Podczas wykonywania pracy zabronione jest:

- a) rozszerzanie pracy poza zakres i strefę pracy określone w poleceniu pisemnym,
- b) dokonywanie zmian w zastosowanych zabezpieczeniach, z wyjątkiem przypadków przewidzianych w pisemnym poleceniu wykonania określonych prac.

7.2 Osoby funkcyjne

7.2.1 Wyróżnia się następujące osoby funkcyjne mogące uczestniczyć w procesie organizacji i wykonywania prac na podstawie polecenia pisemnego:

7.2.1.1 Odpowiedzialny za eksploatację,

7.2.1.2 Poleceniodawca,

7.2.1.3 Koordynujący,

7.2.1.4 Dopuszczający,

7.2.1.5 Kierujący zespołem,

7.2.1.6 Koordynator,

7.2.1.7 Inspektor nadzoru.

7.2.2 W każdym poleceniu pisemnym musi być wyznaczony obligatoryjnie: Poleceniodawca, Dopuszczający i Kierujący zespołem.

7.2.3 W procesie organizacji i wykonywania prac może nie uczestniczyć:

- Koordynujący, jeżeli nie istnieje potrzeba skoordynowania przez Koordynującego wykonania prac związanych z ruchem Urządzeń energetycznych;

- Inspektor nadzoru, jeżeli nie ma potrzeby pełnienia czynności nadzoru w związku z wykonywaniem robót budowlanych w rozumieniu prawa budowlanego.
- 7.2.4 Osobami funkcyjnymi mogą być wyłącznie osoby wymienione w aktualnych w dniu wykonywania pracy w wykazach osób funkcyjnych organizujących prace na podstawie polecenia pisemnego, zgodnie z ich zakresami upoważnień i terminami obowiązywania Świadectw kwalifikacyjnych, z zastrzeżeniem pkt 7.2.5.
- 7.2.5 W wykazach osób funkcyjnych organizujących prace na podstawie polecenia pisemnego nie wymienia się:
- 7.2.5.1 Koordynatorów – których wyznacza Odpowiedzialny za eksploatację w określonych przypadkach (patrz definicja Koordynatora),
- 7.2.5.2 Inspektorów nadzoru – którzy są delegowani do pełnienia czynności nadzoru w związku z wykonywaniem robót budowlanych w rozumieniu prawa budowlanego,
- 7.2.5.3 Poleceniodawców, Koordynujących, Dopuszczających i Kierujących zespołami, w przypadkach gdy są oni pracownikami zatrudnionymi przez Wykonawców zewnętrznych, którym polecono organizację Pracy pomocniczej, od których nie wymaga się posiadania ważnych Świadectw kwalifikacyjnych.
- 7.2.6 Przy wykonywaniu prac na polecenie pisemne zabrania się łączenia więcej niż dwóch funkcji jednocześnie. Łączeniu nie mogą podlegać funkcje Dopuszczającego i Kierującego zespołem, z wyjątkiem technologii prac pod napięciem.
- 7.2.7 Dopuszcza się m.in. łączenie funkcji Koordynującego i Koordynatora, kiedy wyznacza się Koordynatora, tj. w przypadku równoczesnego wykonywania wzajemnie powiązanych prac lub prac równocześnie wykonywanych w tym samym miejscu przez różne Zespoły wykonawcze pracowników tego samego pracodawcy lub różnych pracodawców. Wówczas Poleceniodawca w porozumieniu z Odpowiedzialnym za eksploatację może wskazać jako Koordynatora jednego z Koordynujących, o których mowa w poleceniach pisemnych sporządzonych na okoliczność pracy każdego z Zespołów wykonawczych.
- 7.2.8 W przypadku skorzystania z dopuszczenia, o którym mowa w pkt 7.2.7, należy zapewnić organizację prac pozwalającą na bezkolizyjne wypełnianie przez osobę pełniącą różne funkcje obowiązków, za które odpowiada zarówno Koordynujący w zakresie pracy opisanej we właściwym poleceniu jak i Koordynator w odniesieniu do prac wykonywanych przez wszystkie Zespoły wykonawcze.
- 7.3 Czynności przygotowawcze
- 7.3.1 Wydanie polecenia pisemnego
- 7.3.1.1 Odpowiedzialny za eksploatację:
- wybiera Poleceniodawcę spośród Osób upoważnionych (tylko jeżeli prace są realizowane przez pracowników GAZ-SYSTEM),
  - uzgadnia polecenie pisemne.
- 7.3.1.2 Poleceniodawca, w uzgodnieniu z Odpowiedzialnym za eksploatację, jeżeli to konieczne:
- wyznacza osoby funkcyjne uczestniczące przy organizacji i wykonywaniu prac,
  - zapewnia ustalenie zakresu prac, w uzgodnieniu z Inspektorem nadzoru w przypadku gdy wykonuje się roboty budowlane w rozumieniu prawa budowlanego, oraz opracowanie instrukcji ich wykonania, a następnie załącza ją do polecenia,
  - zapewnia opracowanie lub przygotowanie szkicu sytuacyjnego miejsca pracy lub schematu instalacji, w szczególności schematu technologicznego urządzeń z zaznaczonym miejscem odcięcia dopływu gazu w przypadku Pracy gazoniebezpiecznej,



- d) zapewnia określenie Strefy pracy,
  - e) zapewnia uzgodnienie i opracowanie harmonogramu prac,
  - f) zapewnia określenie Środków ochronnych niezbędnych do zachowania bezpiecznego przygotowania Strefy pracy i wykonania poleconych w niej prac, wynikających z zagrożeń w niej występujących i w jej pobliżu, oraz opracowanie Instrukcji zabezpieczeń, którą po pozytywnej opinii (patrz pkt 7.3.1.2.1 i 7.3.1.2.2) załącza do polecenia,
  - g) wyznacza terminy rozpoczęcia i zakończenia prac oraz przerw w czasie ich wykonywania wraz z warunkami wznowienia prac po przerwie, jeżeli przewiduje się przerwy w pracy,
  - h) w przypadku Pracy gazoniebezpiecznej zapewnia uzgodnienie polecenia pracy z odpowiednią komórką Oddziałowej Dyspozycji Gazu:
    - co najmniej 5 dni przed planowanym terminem rozpoczęcia prac, jeżeli wykonywanie prac nie będzie skutkowało przerwą w usługach przesyłu paliwa gazowego,
    - co najmniej 45 dni przed planowanym terminem rozpoczęcia prac, jeżeli wykonywanie prac będzie skutkowało przerwą w usługach przesyłu paliwa gazowego, informując ją o zamierzeniu upustu gazu do atmosfery, oraz podając dane parametryzujące upust – w decyzji ODG pozostaje wystanie zamówienia NOTAM do Polskiej Agencji Żeglugi Powietrznej,Uwaga: W porozumieniu z właściwą komórką ODG dopuszcza się uzgodnienie polecenia Pracy gazoniebezpiecznej w krótszym czasie, biorąc pod uwagę powyższe szczególne przypadki.
  - i) wydaje polecenie pisemne, po uzgodnieniu z Odpowiedzialnym za eksploatację,
- 7.3.1.2.1 oraz w przypadku gdy pracodawcą Poleceniodawcy jest GAZ-SYSTEM:
- a) zapewnia uzgodnienie dokumentacji prac w zakresie bezpieczeństwa i higieny pracy oraz ochrony przeciwpożarowej z osobami wyznaczonymi z Działu HSE w Pionie Eksploatacji, o których mowa w wykazie osób upoważnionych do opiniowania dokumentacji prac prowadzonym przez wyżej wymienioną komórkę,
  - b) zapewnia współpracę ze stronami trzecimi, w przypadku gdy planowane do wykonania prace oddziałują lub mogą oddziaływać na urządzenia, obiekty lub nieruchomości, których właścicielem nie jest GAZ-SYSTEM, lub gdy wynika to z obowiązujących przepisów prawa,
- 7.3.1.2.2 oraz w przypadku gdy pracodawcą Poleceniodawcy jest Wykonawca zewnętrzny:
- a) zapewnia uzgodnienie polecenia pisemnego z komórką organizacyjną odpowiedzialną za eksploatację w czasie co najmniej 5 dni przed terminem rozpoczęcia prac, chyba że Odpowiedzialny za eksploatację postanowi inaczej,
  - b) zapewnia uzgodnienie dokumentacji prac w zakresie bezpieczeństwa i higieny pracy oraz ochrony przeciwpożarowej z osobami odpowiedzialnymi za te obszary u Wykonawcy zewnętrznego oraz z osobami wyznaczonymi z Działu HSE w Pionie Eksploatacji w GAZ-SYSTEM, o których mowa w pkt 7.3.1.2.1,
  - c) zapewnia współpracę ze stronami trzecimi, w przypadku gdy planowane do wykonania prace oddziałują lub mogą oddziaływać na urządzenia, obiekty lub nieruchomości, których właścicielem nie jest GAZ-SYSTEM, lub gdy wynika to z obowiązujących przepisów prawa, chyba że Odpowiedzialny za eksploatację, po uzgodnieniu z Wykonawcą zewnętrznym, weźmie obowiązek współpracy na siebie.
- 7.3.1.3 Inspektor nadzoru:
- a) potwierdza podpisem zakres oraz harmonogram prac do wykonania, określony w poleceniu, w przypadku gdy wykonuje się roboty budowlane w rozumieniu prawa budowlanego.

- 7.3.1.4 Poleceniodawca może wyznaczyć więcej niż jednego Koordynującego, Dopuszczającego i Kierującego zespołem.
- 7.3.1.5 Poleceniodawca, zapewniając określenie zakresu prac i opracowanie instrukcji ich wykonania, może wskazać:
- na wiele rodzajów prac, np. na Prace zarówno gazoniebezpieczne jak i niebezpieczne, eksploatacyjne i nietypowe, pod warunkiem że są one ze sobą wzajemnie powiązane i występują w jednym ciągu zdarzeń,
  - na ten sam rodzaj pracy wykonywany przez Zespół wykonawczy kolejno w innych Strefach pracy, pod warunkiem że pracuje on w tym samym czasie tylko w jednej Strefie, a warunki bezpiecznego wykonania pracy są takie same we wszystkich Strefach pracy.
- 7.4 Rozpoczęcie i realizacja prac
- 7.4.1.1 Odpowiedzialny za eksploatację:
- zatwierdza zmiany w poleceniu pracy,
  - ma prawo kontrolować przebieg pracy,
  - ma prawo wstrzymać wykonywanie pracy.
- 7.4.1.2 Poleceniodawca:
- przyjmuje meldunek od Koordynującego lub Dopuszczającego, jeżeli Koordynujący nie został wyznaczony (patrz pkt 7.2.3), o rozpoczęciu pracy,
  - uzgadnia, we współpracy z Odpowiedzialnym za eksploatację i właściwą komórką ODG, zmiany w poleceniu pracy, jeżeli Dopuszczający, w szczególności na wniosek Kierującego zespołem, sygnalizuje takie potrzeby, np. wyraża zgodę na Nieplanowane przerwy w pracy,
  - ma prawo kontrolować przebieg pracy,
  - ma prawo wstrzymać wykonywanie pracy,
  - zatwierdza zmiany składu Zespołu wykonawczego podpisując arkusz składu Zespołu wykonawczego, który stanowi załącznik nr Z.P.02.O.02-03 do niniejszej procedury,
  - wprowadza zmiany w poleceniu pracy, po zatwierdzeniu ich przez Odpowiedzialnego za eksploatację, poprzez wypełnienie arkusza zmian, który stanowi załącznik nr Z.P.02.O.02-06, lub uzupełnienie punktu 12 we wzorze polecenia w załączniku nr Z.P.02.O.02-16 do niniejszej procedury, konsultując potrzebę ich wprowadzenia z osobami funkcyjnymi wyznaczonymi do organizacji pracy. W przypadku wykonywania Pracy gazoniebezpiecznej i potrzeby zmiany mającej wpływ na realizację usługi przesyłu lub zmiany związanej z terminami realizacji pracy, Poleceniodawca uzgadnia ją również z właściwą komórką ODG.
- 7.4.1.3 Koordynujący, w porozumieniu z odpowiednią komórką ODG w przypadku Prac gazoniebezpiecznych:
- określa zakres oraz kolejność wykonywania Czynności łączeniowych, związanych z przygotowaniem Strefy pracy, jeżeli wymaga tego bezpieczeństwo lub technologia wykonywania prac,
  - wydaje Dopuszczającemu zezwolenie na przygotowanie i przekazanie Strefy pracy,
  - ustala kolejność prowadzenia, przerywania, wznowienia lub zakończenia prac,
  - powiadamia Poleceniodawcę o rozpoczęciu pracy, po uzyskaniu zgłoszenia od Dopuszczającego,
  - ma prawo kontrolować przebieg pracy,
  - ma prawo wstrzymać wykonywanie pracy.
- 7.4.1.4 Dopuszczający:



## 7.4.1.4.1 w zakresie przygotowania i przekazania Strefy pracy:

- a) uzyskuje zezwolenie od Koordynującego na dokonanie Czynności łączeniowych, jeżeli należy je podjąć,
- b) zapewnia wyłączenie Urządzeń energetycznych z ruchu, jeżeli wymaga tego bezpieczeństwo lub technologia wykonywania prac, oraz zabezpieczenie tych Urządzeń przed przypadkowym uruchomieniem lub doprowadzeniem czynników stwarzających zagrożenie,
- c) zapewnia zastosowanie wymaganych zabezpieczeń na wyłączonych Urządzeniach energetycznych oraz sprawdza, czy zostały usunięte czynniki stwarzające zagrożenie, takie jak: napięcie, ciśnienie, woda, gaz, temperatura,
- d) zapewnia oznaczenie Strefy pracy znakami bezpieczeństwa,
- e) zapoznaje w sposób udokumentowany Kierującego zespołem z zagrożeniami występującymi w Strefie pracy i w jej bezpośrednim sąsiedztwie,
- f) powiadamia Poleceniodawcę o potrzebach zmian w poleceniu pisemnym, w szczególności sygnalizowanych przez Kierującego zespołem, na przykład związanych z techniką wykonywania pracy, w tym mających wpływ na sposób przygotowania Strefy pracy.

## 7.4.1.4.2 w zakresie dopuszczenia do pracy:

- a) sprawdza poprawność przygotowania Strefy pracy,
- b) wskazuje Kierującemu zespołem Strefę pracy,
- c) udziela Kierującemu zespołem instruktażu o zagrożeniach w Strefie pracy i w jej pobliżu,
- d) potwierdza na piśmie dopuszczenie do pracy,
- e) zgłasza Koordynującemu lub Poleceniodawcy, jeżeli Koordynujący nie został wyznaczony (patrz pkt 7.2.3), rozpoczęcie pracy,
- f) ma prawo kontrolować przebieg pracy, po dopuszczeniu do jej wykonywania,
- g) ma prawo wstrzymać wykonywanie pracy.

## 7.4.1.5 Kierujący zespołem:

- a) posiada polecenie pisemne,
- b) sprawdza czy osoby wyznaczone do wykonania pracy są wpisane w arkuszu składu Zespołu wykonawczego, zatwierdzonego przez Poleceniodawcę,
- c) przygotowuje Strefę pracy i przejmuje ją, jeżeli Dopuszczający uzna jej przygotowanie za właściwe,
- d) udziela Zespołowi wykonawczemu instruktażu o sposobie wykonywania pracy, biorąc pod uwagę wymagania Instrukcji wykonania pracy, określając w szczególności rolę każdego z członków Zespołu w czasie pracy oraz kolejność podejmowanych czynności,
- e) zapoznaje, w sposób udokumentowany, każdego z członków Zespołu wykonawczego z występującymi zagrożeniami w Strefie pracy i w jej bezpośrednim sąsiedztwie oraz z metodami bezpiecznego wykonywania pracy, biorąc pod uwagę wymagania Instrukcji zabezpieczeń,
- f) wprowadza Zespół wykonawczy do Strefy pracy,
- g) egzekwuje od każdego członka Zespołu stosowanie właściwych środków ochrony indywidualnej, odzieży i obuwia roboczego oraz narzędzi i sprzętu,
- h) zapewnia wykonanie pracy w sposób bezpieczny,
- i) ma prawo wstrzymać wykonywanie pracy,
- j) współpracuje z Koordynatorem oraz z Kierującymi pracami innych Zespołów wykonawczych, jeżeli w tym samym czasie wykonują oni prace powiązane z powierzoną mu do wykonania pracą lub pracują z nim w tym samym miejscu,

- k) powiadamia, w przypadku Pracy gazoniebezpiecznej, jeżeli nie wyznaczono koordynatora lub koordynującego, odpowiednią komórkę ODG o gotowości do rozpoczęcia pracy, oraz rozpoczyna ją, jeżeli pracownik ODG nie postanowi inaczej,
- l) zgłasza Dopuszczającemu rozpoczęcie pracy,
- m) powiadamia Dopuszczającego w szczególności o potrzebach Nieplanowanych przerw w pracy, czy konieczności zmiany sposobu przygotowania Strefy pracy w związku z zamiarem zmiany techniki wykonywania pracy.

7.4.1.6 Koordynator:

- a) zapewnia współpracę Kierujących zespołami w przypadku równoczesnego wykonywania wzajemnie powiązanych prac,
- b) sprawuje nadzór nad bezpieczeństwem i higieną pracy wszystkich pracowników różnych Zespołów wykonawczych równocześnie wykonujących prace w tym samym miejscu,
- c) nadzoruje realizację prac, biorąc pod uwagę wymagania Instrukcji wykonania prac i ustalony harmonogram prac,
- d) wskazuje środki łączności pomiędzy Zespołami i pracownikami oraz sposoby alarmowania w sytuacji zaistnienia zagrożenia lub awarii,
- e) ma prawo wstrzymać wykonywanie pracy lub żądać zmiany ich przebiegu, jeżeli prowadzi się je w sposób nieprawidłowy.

7.4.1.7 Inspektor nadzoru:

- a) pełni funkcje zgodnie z posiadanymi uprawnieniami na budowie poprzez sprawowanie kontroli zgodności jej realizacji z projektem budowlanym, zasadami wiedzy technicznej, przepisami prawa oraz pozwoleniem na budowę, jeżeli zostało wydane,
- b) kontroluje kierownika budowy w zakresie koordynacji działań zapewniających przestrzeganie podczas wykonywania robót budowlanych zasad określonych w planie bezpieczeństwa i ochrony zdrowia na budowie, jeżeli został sporządzony na mocy prawa budowlanego,
- c) ma prawo wydawać kierownikowi budowy lub kierownikowi robót polecenia, potwierdzone wpisem do dziennika budowy (jeżeli został wydany), dotyczące w szczególności: usunięcia zauważonych nieprawidłowości lub zagrożeń, wykonania prób lub badań, także wymagających odkrycia robót lub elementów zakrytych, przedstawienia ekspertyz w zakresie prowadzonych robót budowlanych i dowodów dopuszczenia do stosowania w budownictwie odpowiednich wyrobów budowlanych oraz urządzeń technicznych,
- d) ma prawo żądać od kierownika budowy lub kierownika robót wykonania poprawy jakości zrealizowanych robót bądź ich ponownego wykonania, a także wstrzymania dalszych robót budowlanych, w przypadku gdy ich kontynuacja może wywołać zagrożenie bądź spowodować istotną niezgodność z warunkami projektu lub pozwolenia na budowę.

7.4.1.8 Osoby wykonujące pracę (członkowie Zespołu wykonawczego):

- a) posiadają ważne i odpowiednie kwalifikacje i uprawnienia w zakresie realizowanych prac,
- b) są Osobami uprawnionymi, jeżeli je wykonują przy Urządzeniach energetycznych, chyba że prowadzą oni Prace pomocnicze lub prace, o których mowa w pkt 6.1.5,
- c) stosują środki ochrony indywidualnej lub zbiorowej odpowiednio dobrane do rodzaju wykonywanej pracy,
- d) zostają zapoznani z dokumentacją prac przez Kierującego zespołem,
- e) sygnalizują Kierującemu zespołem wszelkie potrzeby związane z wykonywaną pracą.

## 7.5 Zakończenie prac

### 7.5.1.1 Kierujący zespołem:

- a) sprawdza, czy praca została zakończona, Zespół wykonawczy opuścił Strefę pracy, sprzęt, narzędzia, Środki ochronne oraz zbędne materiały i odpady wytworzone przy jej realizacji zostały usunięte ze Strefy pracy,
- b) zgłasza Dopuszczającemu zakończenie pracy,
- c) powiadamia, w przypadku Pracy gazoniebezpiecznej, jeżeli nie wyznaczono koordynatora lub koordynującego, odpowiednią komórkę ODG o zakończeniu pracy,
- d) zwraca Poleceniodawcy, po zakończeniu pracy, polecenie pisemne.

### 7.5.1.2 Dopuszczający:

- a) zapewnia usunięcie Środków ochronnych, po uzyskaniu zezwolenia od Koordynującego, użytych do przygotowania Strefy pracy i jej zabezpieczenia,
- b) informuje Koordynującego lub Poleceniodawcę, jeżeli Koordynujący nie został wyznaczony (patrz pkt 7.2.3), o zakończeniu pracy,
- c) zapewnia uruchomienie Urządzeń, po uzyskaniu zezwolenia od Koordynującego, jeżeli w związku z wykonywaniem przy nich pracy wyłączono je z ruchu.

### 7.5.1.3 Koordynujący, w porozumieniu z odpowiednią komórką ODG w przypadku Prac gazoniebezpiecznych:

- a) wydaje Dopuszczającemu zezwolenie na likwidację Strefy pracy,
- b) powiadamia Poleceniodawcę o zakończeniu pracy, po uzyskaniu zgłoszenia od Dopuszczającego,
- c) wydaje Dopuszczającemu zezwolenie na uruchomienie Urządzeń energetycznych, przy których była wykonywana praca, jeżeli w związku z jej wykonywaniem Urządzenia te były wyłączone z ruchu.

### 7.5.1.4 Poleceniodawca:

- a) powiadamia Odpowiedzialnego za eksploatację o zakończeniu pracy, po uzyskaniu zgłoszenia od Koordynującego lub Dopuszczającego, jeżeli Koordynujący nie został wyznaczony (patrz pkt 7.2.3),
- b) przekazuje Odpowiedzialnemu za eksploatację polecenie pracy, w formie oryginału lub kopii oznaczonej przez siebie „za zgodność z oryginałem”.

### 7.5.1.5 Odpowiedzialny za eksploatację:

- a) przyjmuje od Poleceniodawcy meldunek o zakończeniu pracy,
- b) przechowuje polecenie pracy po jej zakończeniu, a w przypadku gdy pracodawcą Poleceniodawcy nie jest GAZ-SYSTEM, przechowuje przygotowaną i oznaczoną przez Poleceniodawcę „za zgodność z oryginałem” kopię polecenia pisemnego.

## 8 Prace wykonywane przez Wykonawców zewnętrznych

### 8.1 Wymagania

8.1.1 Wykonawcy zewnętrzni, realizujący prace przy Urządzeniach energetycznych, wykonują je na podstawie polecenia pisemnego i Instrukcji wykonania pracy zgodnie z zasadami opisanymi w rozdziale 7 „Prace nietypowe” niniejszej procedury. Jeżeli prace realizuje się bez polecenia pisemnego, Odpowiedzialny za eksploatację wyznacza Nadzorującego prace i obliuguje Wykonawcę zewnętrznego do organizacji pracy w sposób bezpieczny, adekwatnie do zaleceń wydawanych przez Nadzorującego prace.

8.1.2 Odpowiedzialny za eksploatację może wyznaczyć, w związku z pracami wykonywanymi przez Wykonawcę zewnętrznego, będącymi robotami budowlanymi w strefie kontrolowanej gazociągu lub przy innej infrastrukturze należącej do GAZ-

SYSTEM, na cały przebieg tych prac lub ich określonej część, Nadzorującego prace sprawującego, zależnie od potrzeb, stały lub doraźny nadzór nad eksploatacją Urządzeń energetycznych, ze względu na ryzyko wystąpienia okoliczności lub czynników mogących mieć negatywny wpływ na realizację usługi przesyłu.

Uwaga: Możliwość wyznaczenia Nadzorującego prace powinna wynikać z warunków technicznych wydanych na piśmie na okoliczność robót podejmowanych przez Wykonawcę zewnętrznego. Odpowiedzialny za eksploatację, opiniując dokumentację wykonania prac, może zastrzec wykonywanie tych robót na podstawie polecenia pisemnego jako Prace pomocnicze (patrz załącznik nr Z.P.02.O.02-10).

- 8.1.3 Rola Nadzorującego prace wyznaczonego na okoliczność prac Wykonawcy zewnętrznego, bez polecenia pisemnego, polega w szczególności na:
- a) sprawdzeniu przygotowania Strefy pracy dla wykonujących ją pracowników, z uwzględnieniem zagrożeń związanych ze znajdujących się w jej pobliżu Urządzeń energetycznych,
  - b) zapoznaniu, w sposób udokumentowany, zgodnie z pkt 8.1.4, każdego z wykonujących pracę z występującymi w Strefie pracy i w jej bezpośrednim sąsiedztwie zagrożeniami od Urządzeń energetycznych,
  - c) określeniu dopuszczalnych rodzajów używanych maszyn i urządzeń dla zapewnienia bezpieczeństwa Urządzeń energetycznych,
  - d) egzekwowaniu wykonywania pracy wyłącznie w jej Strefie, jeżeli sprawuje on stały nadzór.
- 8.1.4 Nadzorujący prace, przed rozpoczęciem pracy, wymaga od realizujących ją w imieniu Wykonawcy złożenia podpisów w oświadczeniu poświadczającym poinformowanie o występujących zagrożeniach oraz zasadach bezpiecznego prowadzenia i wykonania prac (wzór oświadczenia stanowi załącznik nr Z.P.02.O.02-14 do niniejszej procedury). Wzór oświadczenia stanowi załącznik do protokołu dokumentującego wykonanie czynności, jeżeli ma zastosowanie.
- 8.1.5 Załącznikiem do oświadczenia, o którym mowa w pkt 8.1.4, może być broszura informacyjna sporządzona według wzoru stanowiącego załącznik nr 1 do regulacji wewnętrznej PE-EK-W01 pn. „Wytyczne w zakresie wymagań bezpieczeństwa pracy i ochrony zdrowia dla Wykonawców oraz Gości w Operatorze Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.". W przypadku gdy ma ona zastosowanie wypełnia się jej część I, zaś dowody na zapoznanie się z jej treścią w postaci podpisów wykonujących pracę zbiera się w ww. oświadczeniu.
- 8.1.6 Pracę na podstawie polecenia pisemnego organizują (osoby funkcyjne) i wykonują (członkowie Zespołu wykonawczego) pracownicy zatrudnieni przez tego samego pracodawcę, z zastrzeżeniem pkt 8.1.7 i 8.1.9.
- 8.1.7 Jeżeli czynności, których wykonanie lub zapewnienie wykonania przypisuje się Koordynującemu i Dopuszczającemu, wymagają podjęcia przez nich złożonych działań, np. ze względu na konieczność wykonania skomplikowanych Czynności łączeniowych w celu przygotowania Strefy pracy lub zastosowania wielostopniowych zabezpieczeń na wyłączonych urządzeniach, wtedy:
- 8.1.7.1 wykonanie pracy polegającej na przygotowaniu, przekazaniu i likwidacji Strefy pracy, celem późniejszej pracy w niej pracowników z ramienia Wykonawcy zewnętrznego, odbywa się na podstawie odrębnego polecenia pisemnego, w którym wskazuje się wyłącznie osoby z ramienia GAZ-SYSTEM,
  - 8.1.7.2 w poleceniu pisemnym Wykonawcy zewnętrznego nie wskazuje się Koordynującego i Dopuszczającego, a w miejscach na ich podpisy i adnotacje należy umieścić informację: „miejsce pracy przygotowane/zlikwidowane przez pracowników GAZ-

SYSTEM na podstawie polecenia pisemnego nr ...", kopiując jej treść lub formułując inną, o podobnym brzmieniu.

Uwaga: Decyzję o przyjęciu powyższej ścieżki postępowania podejmuje Odpowiedzialny za eksploatację.

- 8.1.8 Z uwagi na charakter pracy możliwe są również prace wykonywane przez pracowników Wykonawcy zewnętrznego, na przykład przy wyłączonym odcinku gazociągu, następujące po zastosowaniu metody hermetycznej przez pracowników GAZ-SYSTEM celem wstrzymania przepływu przez odcinek gazociągu.
- 8.1.9 W przypadku gdy w tej samej Strefie pracy pracę na podstawie polecenia pisemnego ma wykonywać Zespół wykonawczy, w skład którego wchodzi pracownicy zatrudnieni przez różnych pracodawców: GAZ-SYSTEM i Wykonawcy zewnętrznego, spisuje się porozumienie między pracodawcami określające pracodawcę odpowiedzialnego za organizację pracy oraz zasady i warunki jej wykonywania. Wzór porozumienia stanowi załącznik nr Z.P.02.O.02-18 do niniejszej procedury. Podpisane porozumienie załącza się do polecenia pisemnego.
- 8.1.10 W przypadku gdy wzajemnie powiązane prace lub prace w tym samym miejscu na podstawie poleceń pisemnych mają równocześnie wykonywać różne Zespoły wykonawcze, w skład których wchodzi pracownicy zatrudnieni przez różnych pracodawców: GAZ-SYSTEM i Wykonawcy zewnętrznego, spisuje się porozumienie między pracodawcami określające Koordynatora sprawującego nadzór nad bezpieczeństwem i higieną pracy wszystkich pracowników. Wzór porozumienia stanowi załącznik nr Z.P.02.O.02-19 do niniejszej procedury. Podpisane porozumienie załącza się do poleceń pisemnych.
- 8.1.11 Informacje o wyznaczeniu Koordynatora, o którym mowa w pkt 8.1.10, zawiera się w każdym z poleceń pisemnych.
- 8.1.12 W imieniu GAZ-SYSTEM w przypadkach, o których mowa w pkt 8.1.9 i 8.1.10, działa Dyrektor w Oddziale lub jego Zastępca, jeżeli posiadane przez nich pełnomocnictwa pozwalają na składanie oświadczeń wobec osób trzecich. W imieniu Wykonawcy zewnętrznego działa reprezentująca go osoba, na podstawie zapisów umowy lub zlecenia regulującego kwestię przedmiotu pracy Wykonawcy.
- 8.1.13 Poleceniodawcami, Koordynującymi, Dopuszczającymi i Kierującymi zespołami z ramienia Wykonawcy zewnętrznego mogą być wyłącznie osoby odpowiednio figurujące w wykazie osób funkcyjnych organizujących prace na podstawie polecenia pisemnego, zatwierdzonym przez działającego w imieniu Wykonawcy zewnętrznego i przyjętym do akceptacji przez Dyrektora (lub jego odpowiednio upoważnionego Zastępcę) w Oddziale GAZ-SYSTEM, z zastrzeżeniem pkt 7.2.5.
- 8.1.14 Podpisany przez działającego w imieniu Wykonawcy zewnętrznego wykaz osób funkcyjnych organizujących prace na podstawie polecenia pisemnego należy uznawać za wystarczający na dowód upoważnienia przez Wykonawcę zatrudnianych przez niego pracowników do wykonywania w jego imieniu określonych czynności lub prac.
- 8.1.15 W przypadku gdy polecenie pisemne sporządza Wykonawca zewnętrzny, obliuguje się Wykonawcę do uzgodnienia polecenia pisemnego z właściwą komórką organizacyjną Oddziału odpowiedzialną za eksploatację.
- 8.1.16 W przypadku prac wykonywanych przez Wykonawców zewnętrznych (lub siłami własnymi) w ramach zadań budowlanych, w związku z prowadzonymi robotami budowlanymi w celu budowy nowych obiektów budowlanych, sposób i podstawę organizacji pracy ustala wykonujący pracę, uwzględniając rolę Inspektora nadzoru, chyba że właściwa umowa stanowi inaczej, oraz stosując wzory poleceń pisemnych,



o których mowa w niniejszej procedurze, jeżeli prace planuje się wykonywać przy istniejących Urządzeniach energetycznych.

## 9 Prace pomocnicze

### 9.1 Wymagania

- 9.1.1 Wykonujący Pracę pomocniczą mogą nie być Osobami uprawnionymi.
- 9.1.2 Wykonujący Pracę pomocniczą, jeżeli odrębne przepisy tego wymagają, muszą posiadać ważne i odpowiednie kwalifikacje i uprawnienia w zakresie realizowanych prac (inne niż świadectwa kwalifikacyjne).
- 9.1.3 W przypadku gdy Prace pomocnicze, bez polecenia pisemnego, wykonują:
  - pracownicy zatrudnieni przez GAZ-SYSTEM niebędący Osobami uprawnionymi, lub
  - pracownicy zatrudnieni przez Wykonawcę zewnętrznego,Odpowiedzialny za eksploatację wyznacza Nadzorującego prace, którego rola jest tożsama z jej opisem w pkt 8.1.3.
- 9.1.4 Osoby funkcyjne organizujące Pracę pomocniczą na podstawie polecenia pisemnego mogą nie być Osobami upoważnionymi i Osobami uprawnionymi.
- 9.1.5 Usuwanie usterek kwalifikuje się jako prace pomocniczą, jeżeli w zakresie pracy potrzebnym do usunięcia usterki nie występują zagrożenia od Urządzenia energetycznego lub z uwagi na występujące zagrożenia inne niż od Urządzenia energetycznego nie należy jej zakwalifikować jako pracy szczególnie niebezpiecznej.
- 9.1.6 Pracę pomocniczą w zakresie kontroli trasy gazociągu z powietrza wykonuje się na podstawie polecenia stanowiącego załącznik nr Z.I.02.G.01.01-02 do instrukcji I.02.G.01.01 „Kontrola trasy gazociągu z powietrza”.

## 10 Dokumentowanie

### 10.1 Wymagania

- 10.1.1 Polecenie pisemne wydaje się na określonym formularzu (wzór formularza stanowi załącznik nr Z.P.02.O.02-01 do niniejszej procedury), z zastrzeżeniem pkt 10.1.2, oraz numeruje się według przyjętego wzorca:

*X\_Y\_G lub N lub P\_E lub N\_R*

gdzie:

X – symbol komórki organizacyjnej (zgodnie z Regulaminem organizacyjnym Spółki) prowadzącej eksploatację danego Obiektu sieci przesyłowej,

Y – numer kolejny polecenia wydanego w danej komórce organizacyjnej w roku kalendarzowym,

G lub N lub P – Praca gazoniebezpieczna lub niebezpieczna lub pomocnicza,

E lub N – praca eksploatacyjna lub nietypowa (w przypadku Pracy gazoniebezpiecznej lub niebezpiecznej),

R – rok kalendarzowy,

np.: GDJ\_3\_G\_N\_2022.

- 10.1.2 W przypadku gdy wydaje się polecenie pisemne na wiele rodzajów prac, np. na Prace zarówno gazoniebezpieczne jak i niebezpieczne, w numerze polecenia należy uwzględnić tylko jeden rodzaj pracy, przyjmując arbitralnie, że:

- 10.1.2.1 wskazuje się na Prace gazoniebezpieczne, jeżeli występują również Prace niebezpieczne i/lub pomocnicze,
- 10.1.2.2 wskazuje się na Prace niebezpieczne, jeżeli wykonuje się także Prace pomocnicze,
- 10.1.2.3 wskazuje się na prace nietypowe, jeżeli występują również prace eksploatacyjne.
- 10.1.3 Jeżeli planuje się na podstawie polecenia pisemnego wykonywać prace niebędące pracami szczególnie niebezpiecznymi (patrz pkt 5.1.1), w numerze polecenia należy wskazać na prace eksploatacyjne (część E lub N wzorca numeru polecenia) oraz na:
- 10.1.3.1 Prace gazoniebezpieczne, jeżeli praca odbywa się przy sieciach, instalacjach i urządzeniach gazowych,
- 10.1.3.2 Prace niebezpieczne, jeżeli praca odbywa się przy sieciach, instalacjach i urządzeniach innych niż gazowe.
- 10.1.4 Pracę pomocniczą w zakresie kontroli trasy gazociągu z powietrza numerując polecenie jak dla Pracy pomocniczej.
- 10.1.5 Dopuszcza się zastosowanie wzoru polecenia pisemnego stanowiącego załącznik nr Z.P.02.O.02-16 do niniejszej procedury w przypadku organizacji prac przy urządzeniach grupy 1 w rozumieniu obowiązującego rozporządzenia w sprawie szczegółowych zasad stwierdzania posiadania kwalifikacji przez osoby zajmujące się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci.
- 10.1.6 Wyróżnia się następujące załączniki do polecenia pisemnego stanowiącego załącznik nr Z.P.02.O.02-01 do niniejszej procedury:
- 10.1.6.1 Instrukcja wykonania prac lub Instrukcja eksploatacyjna
- 10.1.6.2 szkic sytuacyjny miejsca pracy lub schemat instalacji, w szczególności schemat technologiczny urządzeń z zaznaczonym miejscem odcięcia dopływu gazu w przypadku Pracy gazoniebezpiecznej, który może zawierać się w Instrukcji wykonania prac,
- 10.1.6.3 harmonogram prac (w przypadku gdy wyznacza się Koordynatora, wymaga się, aby harmonogram został uzgodniony i podpisany przez wszystkich Poleceniodawców wydających polecenia),
- 10.1.6.4 Instrukcja zabezpieczeń, której wzór stanowi załącznik nr Z.P.02.O.02-02 do niniejszej procedury,
- 10.1.6.5 arkusz składu Zespołu wykonawczego, którego wzór stanowi załącznik nr Z.P.02.O.02-03 do niniejszej procedury,
- 10.1.6.6 arkusz do odnotowywania pomiarów stężeń metanu i tlenu w miejscu pracy, którego wzór stanowi załącznik nr Z.P.02.O.02-04 do niniejszej procedury, właściwy do zastosowania w przypadku Prac gazoniebezpiecznych oraz w strefach zagrożenia wybuchem (niedokumentowanych zleceniem w systemie EAM) lub w przypadku gdy wynika to z Instrukcji zabezpieczeń,
- 10.1.6.7 arkusz meldunków o Nieplanowanych przerwach w realizacji pracy, którego wzór stanowi załącznik nr Z.P.02.O.02-05 do niniejszej procedury,
- 10.1.6.8 arkusz zmian w poleceniu pracy, którego wzór stanowi załącznik nr Z.P.02.O.02-06 do niniejszej procedury,
- 10.1.6.9 świadectwo kalibracji urządzenia do pomiarów stężenia metanu i tlenu (w przypadku prac wykonywanych przez Wykonawców zewnętrznych),
- 10.1.6.10 dzienna karta pracy szczególnie niebezpiecznej, której wzór stanowi załącznik nr Z.P.02.O.02-21 do niniejszej procedury.
- 10.1.7 Oddziałowe Dyspozycje Gazu prowadzą rejestr pisemnych poleceń Prac gazoniebezpiecznych wykonywanych przez pracowników GAZ-SYSTEM i Wykonawców



zewnętrznych, zgodnie ze wzorem w załączniku nr Z.P.02.O.02-12 do niniejszej procedury, przy pomocy aplikacji komputerowej TelNote (z uwzględnieniem wszystkich danych zawartych we wzorze rejestru), nadając każdemu poleceniu numer ODG, niezależny od wzorca, o którym mowa w pkt 10.1.1.

10.1.8 Komórki organizacyjne odpowiedzialne za eksploatację prowadzą:

10.1.8.1 rejestry pisemnych poleceń prac wykonywanych przez pracowników GAZ-SYSTEM i Wykonawców zewnętrznych, zgodnie ze wzorem w załączniku nr Z.P.02.O.02-12 do niniejszej procedury,

Uwaga: W przypadku gdy na podstawie niniejszej procedury polecenie pisemne opracowuje i wydaje Wykonawca zewnętrzny, numerując je według własnych zasad, wymaga się również nadania mu numeru zgodnie z pkt 10.1.1, przez komórkę organizacyjną odpowiedzialną za eksploatację Urządzeń energetycznych, przy których Wykonawca zewnętrzny wykonuje prace.

10.1.8.2 rejestry wykonanych, bez polecenia pisemnego, prac przez Wykonawców zewnętrznych, zgodnie ze wzorem w załączniku nr Z.P.02.O.02-17 do niniejszej procedury (nie dotyczy robót, o których mowa w pkt 8.1.2).

10.1.9 Koordynatorzy ds. Systemu Eksploatacji Sieci Przesyłowej w Oddziałach, na podstawie informacji przygotowywanych i przekazywanych przez kierowników komórek organizacyjnych odpowiedzialnych za eksploatację, archiwizują i aktualizują wykazy osób funkcyjnych organizujących prace na podstawie polecenia pisemnego, właściwych w danym Oddziale. Wzór wykazu stanowi załącznik nr Z.P.02.O.02-11 do niniejszej procedury.

10.1.10 Postanowienie, o którym mowa w pkt 10.1.9, stosuje się również w przypadku wykazów przekazanych przez Wykonawców zewnętrznych, które archiwizują Koordynatorzy ds. SESP.

10.1.11 Zatwierdzone i przyjęte przez Dyrektorów (lub ich odpowiednio upoważnionych Zastępców) w Oddziałach wykazy osób funkcyjnych organizujących prace na podstawie polecenia pisemnego Koordynatorzy ds. SESP wprowadzają do Repozytorium EAM.

Uwaga: Przyjęty do stosowania w danym Oddziale wykaz obowiązuje we wszystkich Oddziałach.

10.1.12 Kierownicy komórek organizacyjnych odpowiedzialnych za eksploatację aktualizują i archiwizują w Repozytorium EAM wykazy osób upoważnionych do wykonywania prac eksploatacyjnych przy Urządzeniach energetycznych. Wzór wykazu stanowi załącznik nr Z.P.02.O.02-20 do niniejszej procedury.

10.1.13 Dział HSE w Pionie Eksploatacji prowadzi wykaz osób upoważnionych do opiniowania dokumentacji składającej się na polecenie pisemne w zakresie bezpieczeństwa i higieny pracy oraz ochrony przeciwpożarowej, który zatwierdza Zastępca Dyrektora w Pionie Eksploatacji odpowiedzialny za obszar BHP i ppoż., i udostępnia każdą jego nowo zatwierdzoną wersję Koordynatorom ds. SESP w Oddziałach. Poza tym w Dziale HSE w Pionie Eksploatacji prowadzi się rejestr opiniowanej dokumentacji, zgodnie ze wzorem w załączniku nr Z.P.02.O.02-13 do niniejszej procedury.

10.1.14 Polecenia pisemne związane z pracami (robotami) budowlanymi przechowuje się wraz z pozostałą dokumentacją odbiorową. W rejestrach pisemnych poleceń prac, o których mowa w załączniku nr Z.P.02.O.02-12 do niniejszej procedury, wykazuje się wyłącznie te polecenia, które wydano w oparciu o wzory stanowiące załączniki nr Z.P.02.O.02-01 i Z.P.02.O.02-16 do niniejszej procedury.

10.1.15 Wykonane prace dokumentuje się na podstawie wymagań zawartych w procedurach i instrukcjach SESP. Jeżeli wykonano prace, których nie opisuje żadna procedura lub instrukcja SESP, należy je udokumentować w sposób umożliwiający co najmniej

określenie: daty, miejsca, zakresu zrealizowanych czynności oraz osób wykonujących te prace (nie dotyczy robót, o których mowa w pkt 8.1.2).

10.1.16 Polecenia pisemne, inne niż wymienione w pkt 10.1.14, przechowywane są w komórkach organizacyjnych Oddziałów odpowiedzialnych za eksploatację przez 2 lata od momentu zakończenia sprawy, a następnie przekazuje się je do filii archiwum zakładowego na zasadach określonych w instrukcji kancelaryjnej obowiązującej w GAZ-SYSTEM.

10.2 Ewidencjonowanie poleceń pisemnych w systemie EAM

10.2.1 Odpowiedzialny za eksploatację odpowiada za ewidencjonowanie pisemnych poleceń prac w postaci skanów w Repozytorium EAM.

10.2.2 Ewidencjonowanie skanów pisemnych poleceń prac w Repozytorium EAM polega na:

- a) wprowadzeniu, przed rozpoczęciem prac, do Repozytorium EAM skanu zatwierdzonego polecenia pracy, jako kolejnego zasobu wersjonowanego, oraz podaniu wymaganych przez aplikację atrybutów opisujących polecenie,
- b) aktualizacji skanu polecenia, jeśli wystąpiły zmiany w jego treści, przez wprowadzenie kolejnej wersji zasobu,
- c) niezwłocznym wprowadzeniu, po zakończeniu prac (a w przypadku poleceń prac wydanych przez Poleceniodawców ze strony Wykonawców zewnętrznych po otrzymaniu przez Odpowiedzialnego za eksploatację kompletnej kopii polecenia), skanu zatwierdzonego polecenia z meldunkiem o przebiegu i zakończeniu prac, jako kolejnej wersji zasobu,

10.2.3 Pisemne polecenia wykonania prac gromadzi się w Repozytorium EAM w postaci zasobów wersjonowanych, co oznacza możliwość odwzorowania historii życia dokumentu.

10.2.4 Dienne karty pracy stanowią integralną część dokumentacji czynności eksploatacyjnej. Skan kompletu kart musi zostać załączony do zlecenia (dokument rodzaju ZDE) najpóźniej w dniu zamknięcia technicznego zlecenia.

10.2.5 Szczegóły techniczne dotyczące ewidencjonowania skanów poleceń pisemnych zawarte są w filmach instruktażowych dostępnych w Repozytorium EAM.

## 11 Wymagania bezpieczeństwa i higieny pracy, ochrony przeciwpożarowej i ochrony środowiska

### 11.1 Wybrane zasady

W czasie prowadzenia prac należy przestrzegać wymagań dotyczących bezpieczeństwa i higieny pracy, ochrony ppoż. i ochrony środowiska, określonych we właściwych dokumentach odniesienia, w zależności od podstawy wykonywania pracy, w szczególności w Instrukcjach eksploatacji i Instrukcjach zabezpieczeń, oraz zgodnie z poniższymi warunkami:

- a) przy prowadzeniu w pomieszczeniach prac z użyciem otwartego ognia prace przerywa się przy stężeniu gazu ziemnego przekraczającym 10% dolnej granicy wybuchowości (DGW),
- b) w przypadku stwierdzenia w wykopie stężenia gazu ziemnego powyżej 40% DGW należy przerwać prace, ewakuować pracowników ze strefy zagrożenia oraz podjąć działania zabezpieczające i naprawcze,
- c) prace spawalnicze wykonują osoby posiadające odpowiednie uprawnienia, wydane na podstawie odrębnych przepisów,
- d) pracownicy realizujący prace legitymują się, na miejscu jej wykonywania, dokumentami potwierdzającymi posiadanie uprawnień niezbędnych przy

wykonywaniu określonych czynności, jeżeli takie uprawnienia są wymagane przepisami prawa,

- e) pracowników wykonujących roboty ziemne przeszkala się w zakresie bezpieczeństwa i higieny pracy pod względem zagrożeń występujących przy tych robotach oraz postępowania na wypadek uszkodzenia uzbrojenia podziemnego,
- f) o ile zachodzi taka konieczność, w zależności od podstawy wykonywania pracy i oceny zagrożenia, właściwa komórka ODG lub Odpowiedzialny za eksploatację powiadamia o Pracy gazoniebezpiecznej odpowiednie jednostki samorządu terytorialnego odpowiedzialne za zarządzanie kryzysowe oraz policję i straż pożarną,
- g) przed przystąpieniem do wykonania robót ziemnych ustala się usytuowanie uzbrojenia podziemnego w strefie prowadzenia prac; wymiary wykopu określa się w zależności od charakteru planowanych prac oraz liczby przebywających w nim osób, a ściany wykopu o głębokości większej niż 1 m zabezpiecza się przed obsunięciem,
- h) przed przystąpieniem do prac w miejscach zagrożonych obecnością gazu ziemnego wykonuje się pomiary stężeń metanu i tlenu, a w czasie ich wykonywania prowadzi się pomiar w sposób ciągły,  
Uwaga: Wyniki pomiarów wpisuje się do arkusza stanowiącego załącznik nr Z.P.02.O.02-04 do niniejszej procedury co najmniej za każdym razem rozpoczęcia nowego pomiaru i w sytuacji pojawienia się stężenia stanowiącego odstępstwo od stanu normalnego (bezpiecznego).
- i) pracowników wykonujących prace stwarzające zagrożenie powstania pożaru wyposaża się w odpowiednie urządzenia przeciwpożarowe,
- j) prace prowadzi się przy zapewnieniu odpowiedniego oświetlenia stanowisk pracy,
- k) przed rozpoczęciem prac polegających na demontażu metalowych elementów sieci gazowej napełnionej gazem ziemnym wykonuje się połączenia zapewniające ciągłość elektryczną; w przypadku zastosowania w sieci gazowej ochrony katodowej należy ją wyłączyć przed rozpoczęciem prac, również prac spawalniczych,
- l) w przypadku zagrożenia wystąpienia metanu (ponad 2% metanu w powietrzu) lub niedoboru tlenu (poniżej 18% tlenu w powietrzu) podczas prowadzenia prac, w szczególności w: wykopach, kanałach, zbiornikach, studzienkach, stosuje się odpowiednie do zagrożeń środki ochrony indywidualnej oraz sprzęt służący do asekuracji lub ewakuacji z zagrożonego obszaru (np. szelki bezpieczeństwa połączone z liną asekuracyjną),
- m) montaż rurowych elementów sieci gazowej powinien odbywać się w sposób niedopuszczający do niekontrolowanego przemieszczania się rur, sprzętu, urządzeń oraz skarp i zabezpieczeń wykopu; nie dopuszcza się przebywania pracowników w wykopie podczas opuszczania do niego rurowych elementów sieci gazowej, a podczas napełniania elementów sieci gazowej gazem ziemnym pozostałe prace z nimi związane wstrzymuje się,
- n) wylot przewodu odpowietrzającego odcinek sieci gazowej wyprowadza się poza strefę przebywania osób na wysokość co najmniej 3 m nad poziom terenu oraz odpowiednio obciąża i utwierdza; dla wylotu przewodu odpowietrzającego odcinek sieci gazowej lub wylotu kolumny upustowej wyznacza się strefy lub strefę zagrożenia wybuchem; nie dopuszcza się odpowietrzania i opróżniania elementów sieci gazowej podczas wyładowań atmosferycznych; zasięg Stref zagrożenia wybuchem, które powstają podczas wykonywania prac związanych z odgazowywaniem, można wyznaczać w oparciu o dane zawarte w załączniku nr Z.P.02.O.02-15 do niniejszej procedury; zasięg wyznaczonych Stref zagrożenia wybuchem przedstawia się graficznie, np. w oparciu o narzędzie informatyczne,

- o) w przypadku prac polegających na odgazowywaniu konieczne jest zapewnienie stałego nadzoru,
- p) w razie zaistnienia nieprzewidzianych zagrożeń prace przerywa się, a pracowników wycofuje się ze Strefy pracy; o ponownym przystąpieniu do prac decyduje Nadzorujący prace, Kierujący zespołem lub Dopuszczający, w zależności od przyjętej podstawy i organizacji ich wykonywania,
- q) przy wykonywaniu prac zabrania się:
  - wykonywać je poza poleconym zakresem i ustaloną Strefą pracy,
  - zmieniać położenia napędów, aparatury i armatury odcinającej, użytej do przygotowania Strefy pracy, usuwać ogrodzenia, osłony, bariery, zaślepki i tablice ostrzegawcze, jeżeli nie wynika to z technologii wykonania prac,
- r) w razie konieczności opuszczenia Strefy pracy, utworzonej na podstawie pisemnego polecenia pracy, przez Kierującego zespołem prace przerywa się, a Kierujący zespołem wycofuje Zespół wykonawczy ze Strefy pracy (informację o Nieplanowanej przerwie w pracy odnotowuje się w arkuszu meldunków o Nieplanowanych przerwach w realizacji pracy/we właściwym punkcie wzoru polecenia).

#### 11.2 Środki ochronne i narzędzia pracy

11.2.1 Pracowników wykonujących pracę wyposaża się w niezbędne Środki ochronne i narzędzia pracy, dostosowane do jej rodzaju i warunków.

11.2.2 Sprzęt ochronny, środki ochrony indywidualnej i zbiorowej oraz narzędzia pracy używane w czasie wykonywania pracy muszą posiadać odpowiednią dokumentację dopuszczającą do użytkowania, w szczególności deklaracje zgodności (CE) i instrukcje eksploatacji wydane na podstawie odrębnych przepisów prawa.

11.2.3 Środki ochronne i narzędzia pracy przechowuje się w miejscach wyznaczonych, w warunkach zapewniających utrzymanie ich w pełnej sprawności, oraz poddaje okresowym sprawdzeniom, zgodnie z zaleceniami producenta i obowiązującymi przepisami prawa.

11.2.4 Rozdzielenie elektroenergetyczne średniego napięcia wyposaża się w elektroizolacyjny sprzęt ochronny, zgodnie z wymaganiami dokumentacji projektowej i zaleceniami Odpowiedzialnego za eksploatację. Do elektroizolacyjnego sprzętu ochronnego zalicza się między innymi: buty, kalosze i rękawice, dywaniki, uzgadniacze faz, drążki, uziemiacze, chwytaki manewrowe i kleszcze do bezpieczników, akustyczno-optyczne wskaźniki napięcia.

11.2.5 Zabrania się używania uszkodzonych, niesprawnych, nieoznakowanych lub nieposiadających ważnych sprawdzeń okresowych środków ochronnych i narzędzi pracy.

11.2.6 Stan techniczny środków ochronnych i narzędzi pracy sprawdza się każdorazowo przed użyciem.

#### 11.3 Prace wymagające użycia sprzętu zmechanizowanego

11.3.1 Do wykonywania prac przy urządzeniach elektroenergetycznych wymagających użycia sprzętu zmechanizowanego przystępuje się na podstawie polecenia pisemnego, uwzględniającego w szczególności:

11.3.1.1 organizację Strefy pracy, zapewniającą między innymi:

- 11.3.1.1.1 zachowanie minimalnych odstępów od nieosłoniętych urządzeń elektroenergetycznych lub ich części znajdujących się pod napięciem, wyznaczających zewnętrzne granice Strefy pracy, o których mowa w obowiązującym rozporządzeniu w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy przy Urządzeniach energetycznych, z uwzględnieniem Odstępów ergonomicznych,
- 11.3.1.1.2 zachowanie minimalnych odległości od przewodów napowietrznych linii elektroenergetycznych, jeżeli występują, mając na uwadze największy możliwy obszar pracy przy użyciu sprzętu zmechanizowanego,
- 11.3.1.1.3 technologię dla prac:
- pod napięciem, lub
  - w pobliżu napięcia, lub
  - przy wyłączonym napięciu.
- 11.3.1.2 wymagania dla sprzętu zmechanizowanego, w szczególności podestów ruchomych, żurawi samojezdnych, koparek i innych urządzeń ruchomych,
- 11.3.1.3 kwalifikacje i uprawnienia dla operatorów sprzętu zmechanizowanego,
- 11.3.1.4 wymagania dotyczące stosowania sygnałów ręcznych i komunikatów słownych w ramach określonych manewrów.
- 11.4 Uprawnienia przedstawicieli służby BHP w GAZ-SYSTEM
- 11.4.1 Przedstawiciele służby BHP są uprawnieni do:
- a) prowadzenia kontroli prac pod względem warunków bezpieczeństwa i higieny pracy oraz warunków ochrony przeciwpożarowej, w szczególności poprzez doraźny przegląd sprzętu i urządzeń przeciwpożarowych używanych w Strefie pracy,
  - b) wystąpienia, w szczególności do Kierującego zespołem, o usunięcie stwierdzonych zagrożeń wypadkowych i szkodliwości zawodowych oraz uchybień w zakresie bezpieczeństwa i higieny pracy,
  - c) polecenia, w szczególności Kierującemu zespołem, niezwłocznego wstrzymania pracy maszyny lub innego urządzenia technicznego w razie wystąpienia bezpośredniego zagrożenia życia lub zdrowia pracownika albo innych osób,
  - d) niezwłocznego odsunięcia od pracy pracownika, który swoim zachowaniem lub sposobem wykonywania pracy stwarza bezpośrednie zagrożenie dla zdrowia lub życia własnego albo innych osób,
  - e) wnioskowania, w szczególności do Kierującego zespołem, o niezwłoczne wstrzymanie pracy w przypadku stwierdzenia bezpośredniego zagrożenia dla zdrowia lub życia pracowników albo innych osób, mienia lub środowiska naturalnego.

## 12 Informacje dodatkowe

Wszelkie zmiany do niniejszej procedury mogą być wprowadzone zgodnie z procedurą P.01.001 „Procedury i instrukcje – forma oraz zawartość”.

Skuteczność działań opisanych w niniejszej procedurze oraz kontrolę przestrzegania procedury prowadzi się w drodze audytów wewnętrznych zgodnie z procedurą P.01.002 „Audyt wewnętrzny SESP”.

## 13 Dokumenty związane i powołane

### 13.1 Procedury i instrukcje

- P.01.001 „Procedury i instrukcje - forma oraz zawartość”  
P.01.002 „Audyt wewnętrzny SESP”  
P.02.O.01 „Warunki techniczne eksploatacji sieci przesyłowej”



P.02.O.04 „Postępowanie w przypadku wystąpienia awarii  
PE-EK-W01 „Wytyczne w zakresie wymagań bezpieczeństwa pracy i ochrony zdrowia dla Wykonawców oraz Gości w Operatorze Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.”  
Instrukcje eksploatacji zawarte w Systemie Eksploatacji Sieci Przesyłowej

## 14 Załączniki

Z.P.02.O.02-01	Polecenie pisemne wykonania pracy
Z.P.02.O.02-02	Instrukcja zabezpieczeń
Z.P.02.O.02-03	Arkusz składu Zespołu wykonawczego
Z.P.02.O.02-04	Arkusz do odnotowania pomiarów stężenia metanu i tlenu w miejscu pracy
Z.P.02.O.02-05	Arkusz meldunków o Nieplanowanych przerwach w realizacji pracy
Z.P.02.O.02-06	Arkusz zmian w poleceniu pracy
Z.P.02.O.02-07	Wykaz Prac gazoniebezpiecznych/niebezpiecznych eksploatacyjnych
Z.P.02.O.02-08	Wykaz Prac gazoniebezpiecznych/niebezpiecznych nietypowych
Z.P.02.O.02-09	Wykaz Prac gazoniebezpiecznych/niebezpiecznych awaryjnych
Z.P.02.O.02-10	Wykaz Prac pomocniczych przy Urządzeniach energetycznych
Z.P.02.O.02-11	Wykaz osób funkcyjnych organizujących prace na podstawie polecenia pisemnego
Z.P.02.O.02-12	Rejestr pisemnych poleceń prac
Z.P.02.O.02-13	Rejestr opiniowanej dokumentacji składającej się na pisemne polecenia prac
Z.P.02.O.02-14	Oświadczenia Wykonawcy zewnętrznego
Z.P.02.O.02-15	Zasięg stref zagrożenia wybuchem od rur upustowych
Z.P.02.O.02-16	Polecenie wykonania pracy przy urządzeniach elektroenergetycznych
Z.P.02.O.02-17	Rejestr prac wykonanych przez Wykonawców zewnętrznych bez polecenia pisemnego
Z.P.02.O.02-18	Porozumienie ustalające pracodawcę odpowiedzialnego za organizację pracy oraz zasady i warunki wykonywania pracy na podstawie polecenia pisemnego
Z.P.02.O.02-19	Porozumienie wyznaczające Koordynatora
Z.P.02.O.02-20	Wykaz osób upoważnionych do wykonywania prac eksploatacyjnych przy Urządzeniach energetycznych
Z.P.02.O.02-21	Dzienna karta pracy szczególnie niebezpiecznej – Załącznik znajduje się w oddzielnym pliku .xls

Załącznik Nr Z.P.02.O.02-01

.....  
Wykonawca pracy

POLECENIE PISEMNE WYKONANIA PRACY

z dnia .....

Rejestr	Nr polecenia w rejestrze	Data wprowadzenia do rejestru
Komórki organizacyjnej odpowiedzialnej za eksploatację		
ODG**		
Wykonawcy zewnętrznego**		

I. Opis pracy oraz osoby uczestniczące przy jej organizacji i wykonaniu

1. Rodzaj pracy i forma jej wykonania:

Rodzaj pracy			Forma wykonania pracy		
gazonebezpieczna eksploatacyjna*	niebezpieczna eksploatacyjna*	pomocnicza*	GAZ-SYSTEM*	Wykonawca zewnętrzny*	GAZ-SYSTEM + Wykonawca zewnętrzny*
gazonebezpieczna nietypowa*	niebezpieczna nietypowa*				

2. Miejsce pracy (obiekt, instalacja, urządzenie):

.....  
.....

3. Krótki opis pracy:

.....  
.....

4. Instrukcja wykonania pracy (należy wskazać odpowiedni załącznik do polecenia pisemnego i przywołać właściwą Instrukcję eksploatacji Urządzenia energetycznego/grup Urządzeń energetycznych lub właściwy dokument SESP, jeżeli ma zastosowanie):

.....



- .....
5. Opis i sposób zamknięcia dopływu gazu i oznakowania armatury gazowej (w przypadku prac gazoniebezpiecznych wymagających zamknięcia dopływu gazu):
- .....
- .....

6. Planowana data i godzina rozpoczęcia pracy: ....., godz. ....

7. Planowana data i godzina zakończenia pracy: ....., godz. ....

8. Osoby biorące udział przy organizacji i wykonaniu pracy:

Poleceniodawca:

.....  
(imię i nazwisko)

Koordynujący\*\*\*:

.....  
(imię i nazwisko)

Dopuszczający:

.....  
(imię i nazwisko)

Kierujący zespołem:

.....  
(imię i nazwisko)

Koordinator\*\*\*:

.....  
(imię i nazwisko)

Inspektor nadzoru\*\*\*:

.....  
(imię i nazwisko)

9. Prace uzgodniono z ODG (w przypadku pracy gazoniebezpiecznej)\*\*:

.....  
(imię i nazwisko) (data, podpis)

10. Prace uzgodniono z Działem Inwestycji i Remontów (w przypadku robót budowlanych)\*\*:

.....  
(imię i nazwisko Inspektora nadzoru)

.....  
(data, podpis)

11. Wykaz numerów telefonów

Pogotowie ratunkowe	999/112
Państwowa Straż Pożarna	998/112
Policja	997/112
ODG	
Gazowe Pogotowie Techniczne	
Poleceniodawca	
Odpowiedzialny za eksploatację	
Koordynujący***	
Dopuszczający	
Kierujący zespołem	
Koordinator***	
Inspektor nadzoru***	
Służba BHP wykonawcy zewnętrznego**	
Służba BHP GAZ-SYSTEM	

12. Załączniki do polecenia (zaznaczyć właściwe):

- ☐ Instrukcja wykonania pracy
- ☐ Instrukcja eksploatacji
- ☐ Szkic sytuacyjny miejsca pracy lub schemat instalacji, w szczególności schemat technologiczny urządzeń z zaznaczonym miejscem odcięcia dopływu gazu w przypadku pracy gazoniebezpiecznej (może zawierać się w Instrukcji wykonania pracy)
- ☐ Instrukcja zabezpieczeń
- ☐ Harmonogram prac
- ☐ Arkusz składu Zespołu wykonawczego
- ☐ Arkusz do odnotowania pomiarów stężeń metanu i tlenu w miejscu pracy (właściwy do zastosowania w przypadku pracy gazoniebezpiecznej lub w przypadku gdy wynika to z Instrukcji zabezpieczeń)
- ☐ Arkusz meldunków o Nieplanowanych przerwach w realizacji pracy
- ☐ Arkusz zmian w poleceniu pracy
- ☐ Świadectwo kalibracji urządzenia do pomiarów stężenia metanu i tlenu (w przypadku prac wykonywanych przez wykonawców zewnętrznych)
- ☐ Dienne karty pracy szczególnie niebezpiecznej
- ☐ Inne załączniki (wymienić):.....

Polecenie sporządził:

.....  
(imię i nazwisko Poleceniodawcy)

.....  
(data, podpis)

Polecenie uzgodnił:

.....  
(imię i nazwisko Odpowiedzialnego za eksploatację) (data, podpis)

## 13. Oświadczenia pracowników (wypełnić przed rozpoczęciem pracy)

Oświadczam, że zapoznałem się z poleceniem i jestem przygotowany do wykonania poleconych mi czynności lub prac:

Koordynujący\*\*\*:

.....  
(imię i nazwisko) (data, podpis)

Dopuszczający:

.....  
(imię i nazwisko) (data, podpis)

Kierujący zespołem:

.....  
(imię i nazwisko) (data, podpis)

## 14. Informacje o rozpoczęciu prac

Zezwalam na przygotowanie i przekazanie strefy pracy w  
dniu ..... o godz. ....\*\*

.....  
(podpis Koordynującego)

Dopuszczam do pracy w strefie pracy w dniu ..... o  
godz. ....

Zapoznałem Kierującego zespołem z zagrożeniami  
występującymi w Strefie pracy i w jej bezpośrednim  
sąsiedztwie.

.....  
(podpis Dopuszczającego)

Rozpaczynam prace w przekazanej mi strefie pracy w  
dniu ..... o godz. ....

Zostałem zapoznany przez Dopuszczającego z  
zagrożeniami występującymi w Strefie pracy i w jej  
bezpśrednim sąsiedztwie.

.....  
(podpis Kierującego zespołem)

## II. Meldunek o przebiegu i zakończeniu pracy

## 1. Informacje o zakończeniu prac

Zgłaszam zakończenie pracy w dniu ..... o godz.

.....

.....  
(podpis Kierującego zespołem)Zezwalam na usunięcie strefy pracy w dniu ..... o  
godz. ....\*\*.....  
(podpis Koordynującego)

Zgłaszam usunięcie strefy pracy w dniu ..... o godz.

.....

.....  
(podpis Dopuszczającego)

## 2. Prace wykonano w pełnym zakresie: tak/nie\*

## 3. Przyczyny nierozpoczęcia prac/niewykonania pełnego zakresu prac\*, \*\*: .....

.....

## 4. O zakończeniu prac powiadomił\*\*:

.....  
(imię i nazwisko Kierującego zespołem)

ODG w dniu ....., o godz. ....

zgłoszenie przyjął:

.....  
(imię i nazwisko dyspozytora ODG przyjmującego zgłoszenie)

## 5. Opis podjętych działań w celu wykonania pełnego zakresu prac (wypełnić w przypadku wykonania niepełnego zakresu prac)\*\*: .....

.....

## 6. Meldunek o zakończeniu prac przyjęli:

Poleceniodawca:	Odpowiedzialny za eksploatację:
          ..... (data, imię i nazwisko, podpis)	          ..... (data, imię i nazwisko, podpis)

\* - niepotrzebne skreślić,

\*\* - uzupełnić, jeżeli dotyczy,

\*\*\* - jeżeli wyznaczono.

Załącznik do polecenia nr ..... z dnia .....

## Instrukcja zabezpieczeń

## Część I – informacje podstawowe

## 1. Zagrożenia



- ☐ Wybuch/pożar mieszaniny gazu ziemnego
- ☐ Wybuch/pożar innego niż gaz ziemny środka palnego



- ☐ Praca w strefach zagrożenia wybuchem



- ☐ Rozszczelnienie instalacji znajdującej się pod wysokim ciśnieniem



- ☐ Wyparcie tlenu z przestrzeni pracy przez gaz ziemny



- ☐ Praca na wysokości - upadek z wysokości
- ☐ Potknięcie poślizgnięcie – upadek na tym samym poziomie



- ☐ Kontakt z płomieniem bądź elementami o wysokiej temperaturze



- ☐ Kontakt z substancjami lub mieszaninami chemicznymi:  
ciecze - pyły – gazy – aerozole



- ☐ Zagrożenia środowiskowe: atak ze strony zwierząt – ukąszenia przez owady – oddziaływanie roślin (np. barszcz Sosnowskiego)



- ☐ Kontakt z wirującymi częściami maszyn i elementami będącymi w ruchu – ostrymi elementami



- ☐ Wypadki komunikacyjne w tym w ramach transportu wewnętrznego



- ☐ Porażenie prądem elektrycznym



- ☐ Hałas i drgania w środowisku pracy
- ☐ Praca w wykopach - obsunięcie ścian/ szalunków
- ☐ Promieniowanie UV - VIS - IR
- ☐ Promieniowanie jonizujące
- ☐ Przenoszenie ciężkich elementów w ramach ręcznych prac transportowych
- inne ☐ .....

## 2. Środki łączności

Środki łączności	Warunki użycia

## 3. Wykaz sprzętu technicznego

Maszyny, urządzenia techniczne, narzędzia i elektronarzędzia	Warunki użycia



4. Wykaz sprzętu do pomiaru środowiska pracy

☐CH<sub>4</sub> ☐O<sub>2</sub> ☐H<sub>2</sub>S ☐CO ☐Dozymetr

Przyrządy do pomiaru stężenia metanu	Ilość	Miejsce wykonywania pomiarów	Częstotliwość pomiarów stężenia metanu

Przyrządy do pomiaru stężenia tlenu	Ilość	Miejsce wykonywania pomiarów	Częstotliwość pomiarów stężenia tlenu

5. Wykaz zabezpieczającego sprzętu BHP

- |  |   |  |
|--|---|--|
| <input type="checkbox"/> Apteczka pierwszej pomocy   | <input type="checkbox"/> Letnie                           | <input type="checkbox"/> Zimowe        |
| <input type="checkbox"/> Ubrania ochronne i obuwie   | <input type="checkbox"/> Antyprzecięciowe                 | <input type="checkbox"/> Spawalnicze   |
| <input type="checkbox"/> Ubrania ochronne i obuwie   | <input type="checkbox"/> antyelektrostatyczne             | <input type="checkbox"/> antytermiczne |
| <input type="checkbox"/> Rękawice: <input type="checkbox"/> ochronne <input type="checkbox"/> antyelektrostatyczne <input type="checkbox"/> antywibracyjne | <input type="checkbox"/> przeciwchemiczne/antybiologiczne |  |
| <input type="checkbox"/> Kombinezony multiochronne   | <input type="checkbox"/> Maski/półmaski filtrujące        |  |
| <input type="checkbox"/> Maski/półmaski filtrująco-pochłaniające   | <input type="checkbox"/> Aparaty powietrzne               |  |
| <input type="checkbox"/> Hełm ochronny <input type="checkbox"/> Hełm pilarza   | <input type="checkbox"/> Czapka wzmocniona                |  |
| <input type="checkbox"/> Okulary ochronne <input type="checkbox"/> Gogle   | <input type="checkbox"/> Przyłbica poliwęglanowa          |  |
| <input type="checkbox"/> Przyłbica siatkowa <input type="checkbox"/> Przyłbica spawalnicza   | <input type="checkbox"/> Sprzęt asekuracyjny              |  |
| <input type="checkbox"/> Kotwienie <input type="checkbox"/> Uziemienie   | <input type="checkbox"/> Sprzęt elektroizolacyjny         |  |

Uwagi dot. stosowania środków ochrony (np. ilość sztuk, jakich sytuacji lub zakresu prac dotyczą)

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

Środki ochrony indywidualnej i zbiorowej	Warunki użycia

## 6. Wykaz sprzętu ppoż.

☐ Gaśnica śniegowa☐ Gaśnica proszkowa☐ Koc gaśniczy

Inne .....

Uwagi:

.....  
.....  
.....

Podręczny sprzęt gaśniczy	Ilość

O rozmieszczeniu sprzętu ppoż. decyduje Kierujący zespołem. Sprzęt ppoż. musi być umieszczony w miejscu prowadzenia prac.

## 7. Sposób oznakowania i zabezpieczenia miejsca wykonania prac

☐ Tablice ostrzegawcze☐ Tablice informacyjne☐ Taśmy ostrzegawcze☐ Zapory☐ Oświetlenie☐ Ekrany/bariery☐ Trwałe zabezpieczenie odcięć☐ Oznakowanie odcięć☐ Podwójne odcięcie☐ Otwarcie przestrzeni w podwójnych odcięciach☐ Odgazowanie obiektu technologicznego w całości

Uwagi:

.....  
.....

## 8. Dodatkowe wymagania

.....  
.....

Opracował Poleceniodawca:

Zaopiniował:

Służba BHP wykonawcy zewnętrznego

.....  
(data, imię i nazwisko, podpis)

.....  
(data, imię i nazwisko, podpis)

Służba BHP GAZ-SYSTEM

.....  
(data, imię i nazwisko, podpis)

## Część II – informacje uzupełniające Instrukcji zabezpieczeń

Uzupełnienie Instrukcji zabezpieczeń bezpośrednio przed wykonywaną pracą

Lp.	Osoba wyznaczona do wykonywania pomiarów stężeń metanu i tlenu

Dodatkowe uwagi:

.....

.....

.....

.....

Kierujący zespołem:

.....

(data, imię i nazwisko, podpis)

Załącznik Nr Z.P.02.O.02-03

Załącznik do polecenia nr ..... z dnia .....

## Arkusz składu Zespołu wykonawczego

w dniach od ..... do .....  
(wypełnić przed rozpoczęciem pracy)

Podpisując niniejszy arkusz pracownicy będący członkami zespołu poświadczają, że zapoznali się z poleceniem, zostali poinformowani o występujących zagrożeniach, zasadach bezpiecznego prowadzenia i wykonania pracy oraz zostali zapoznani z indywidualnymi zadaniami podczas wykonywanej pracy. Kierujący zespołem poświadczają, że przekazał powyżej wymienione informacje członkom zespołu. Poleceniodawca zatwierdza wpisanych na listę członków zespołu przed prowadzonym instruktażem.

Lp.	Imię i nazwisko członka zespołu	Data i podpis Poleceniodawcy	Data i podpis członka zespołu	Imię i nazwisko Kierującego zespołem	Data i podpis Kierującego zespołem
1	2	3	4	5	6

Stosując arkusz do poleceń sporządzanych na prace eksploatacyjne szczególnie niebezpieczne należy: powtórzyć poświadczane w nim czynności w przypadku zmiany treści Instrukcji eksploatacyjnej, zaktualizować w przypadku zmiany składu Zespołu wykonawczego.

Załącznik Nr Z.P.02.O.02-04

Załącznik do polecenia nr ..... z dnia .....

Arkusz do odnotowywania pomiarów stężeń metanu i tlenu w miejscu pracy

Przed rozpoczęciem prac dokonać pomiaru i wpisać do tabeli wartości stężeń metanu i tlenu.  
W przypadku przekroczeń progów alarmowych należy wpisać do tabeli kolejne wartości.  
Należy prowadzić pomiar ciągły w czasie prowadzenia prac.

Data	Godzina	Miejsce pomiaru	Stężenie metanu [%]	Stężenie tlenu [%]	Imię i nazwisko wykonującego pomiar	Podpis

Pomiar stężenia metanu wykonano urządzeniem typ: ....., nr: .....

Pomiar stężenia tlenu wykonano urządzeniem typ: ....., nr: .....

Uwagi:

.....

.....

.....

.....

Załącznik do polecenia nr ..... z dnia .....

Arkusz meldunków o Nieplanowanych przerwach w realizacji pracy

Nie wymaga się ponownego dopuszczenia do pracy po przerwie, jeżeli w czasie trwania przerwy nie zostało stwierdzone pogorszenie zabezpieczenia strefy pracy oraz warunków bezpiecznego wykonania pracy.

Lp.	Data/godz. przerwania pracy	Data/godz. wznowienia pracy	Imię i nazwisko dyspozytora przyjmującego zgłoszenie*	Podpis Koordynującego**	Podpis Dopuszczającego	Podpis Kierującego zespół	Podpis Poleceniodawcy
1	2	3	4	5	6	7	8

\* - w przypadku pracy gazoniebezpiecznej,

\*\* - jeżeli został wyznaczony



Załącznik Nr Z.P.02.O.02-06

Załącznik do polecenia nr ..... z dnia .....

(nr polecenia w rejestrze ODG .....)\*

## Arkusz zmian w poleceniu pracy

Lp.	Zakres zmiany: osoba funkcyjna, termin.	Data i godz. wprowadzenia zmiany	Zmianę wprowadził (imię i nazwisko)	Podpis Poleceniodawcy	Podpis Odpowiedzialnego za eksploatację
1	2	3	4	5	6

\* - wpisać, jeżeli dotyczy.

Wykaz prac gazoniebezpiecznych/niebezpiecznych eksploatacyjnych

Lp.	Numer dokumentu	Prace gazoniebezpieczne
1	I.02.G.01.02	Kontrola trasy i części nadziemnych gazociągu
2	-	Kontrola uproszczona trasy i części nadziemnych gazociągu*
3	I.02.G.01.02	Dywanowa kontrola szczelności gazociągu
4	I.02.S.01.03	Pobieranie próbek gazu
5	I.02.S.01.01	Kontrola stacji gazowej/węzła przesyłowego
6	-	Kontrola uproszczona stacji gazowej/węzła przesyłowego*
7	I.02.S.01.02	Przegląd, konserwacja i regulacja układów technologicznych**
8	I.02.S.01.02	Zmiana pracy ciągów redukcyjnych
9	I.02.S.01.02	Regulacja parametrów pracy urządzeń
10	P.02.O.07	Eksploatacja urządzeń ciśnieniowych podległych przepisom UDT (dotyczy przygotowania do rewizji wewnętrznej lub próby ciśnieniowej urządzeń gazowych)
11	P.02.O.08	Opróżnianie odwadniaczy i transport kondensatu
12	P.02.O.15	Obsługa instalacji wykrywania i gaszenia pożaru (dotyczy pomieszczeń technologicznych, w których występuje strefa zagrożenia wybuchem)
13	P.02.O.15	Przegląd instalacji wykrywania i gaszenia pożaru (dotyczy pomieszczeń technologicznych, w których występuje strefa zagrożenia wybuchem)
14	P.02.O.18	Konserwacja części nadziemnych gazociągu
15	P.02.O.20	Przegląd/konserwacja urządzeń transportu bliskiego (dotyczy pomieszczeń technologicznych, w których występuje strefa zagrożenia wybuchem)
16	P.02.O.21	Przegląd/ konserwacja/ sprawdzenie szczelności zamknięcia/ sprawdzenie działania armatury / zmiana położenia armatury (zamknij/otwórz)
17	P.02.O.21	Przegląd/ konserwacja/ sprawdzenie szczelności zamknięcia/ sprawdzenie działania napędów i armatury / zmiana położenia napędów i armatury (zamknij/otwórz)
18	P.02.O.24	Wymiana/montaż urządzenia pomiarowego
19	P.02.O.24	Sprawdzenie pełne układu pomiarowo-rozliczeniowego
20	P.02.O.24	Przegląd i konserwacja AKP, instalacji i urządzeń teletransmisyjnych oraz obwodów sygnalizacji i sterowania
21	P.02.O.24	Włączenie/ wyłączenie/ przełączenie układu/ciągu pomiarowego
22	P.02.O.24	Sprawdzenie poprawności pracy układu pomiarowego do pomiaru temperatury punktu rosy wody i/lub węglowodorów
23	P.02.O.24	Przegląd chromatografów procesowych i/lub urządzeń do badania jakości gazu
24	P.02.O.24	Kontrola metrologiczna chromatografu procesowego

25	P.02.O.25	Przegląd / kontrola instalacji i urządzeń elektrycznych nn w zakresie instalacji w strefach zagrożenia wybuchem i urządzeń w wykonaniu przeciwwybuchowym (kontrola wzrokowe i szczegółowe)
26	P.02.O.25	Kontrola szczegółowa urządzeń w wykonaniu przeciwwybuchowym w zakresie AKPiA
27	P.02.O.27	Obsługa systemu detekcji gazu wybuchowego
28	P.02.O.27	Przegląd systemu detekcji gazu wybuchowego
29	P.02.O.28	Obsługa kanalizacji sanitarnej, deszczowej i teletechnicznej (dotyczy miejsc, w których występuje strefa zagrożenia wybuchem lub ryzyko niedoboru tlenu)
30	P.02.O.28	Przegląd kanalizacji deszczowej, sanitarnej i teletechnicznej (dotyczy miejsc, w których występuje strefa zagrożenia wybuchem lub ryzyko niedoboru tlenu)
31	P.02.O.29	Obsługa instalacji klimatyzacji i wentylacji (dotyczy pomieszczeń technologicznych, w których występuje strefa zagrożenia wybuchem)
32	P.02.O.29	Przegląd systemu klimatyzacji i wentylacji mechanicznej (dotyczy pomieszczeń technologicznych, w których występuje strefa zagrożenia wybuchem)
33	I.02.T.01.01	Obsługa agregatu sprężarkowego
34	I.02.T.01.02	Obsługa instalacji technologicznych tłoczni i osuszalni gazu
35	I.02.T.01.03	Obsługa instalacji pomocniczych tłoczni i osuszalni gazu
36	I.02.T.01.04	Obsługa systemu sterowania i nadzoru (dotyczy pomieszczeń technologicznych, w których występuje strefa zagrożenia wybuchem)
37	I.02.T.01.06	Przegląd układu chłodzenia agregatów sprężarkowych
* - zgodnie z Programem eksploatacji systemu przesyłowego w czasie zagrożenia koronawirusem,		
** - z uwzględnieniem pkt 5.1.1 procedury P.02.O.07 oraz pkt 5.1.6 instrukcji I.02.S.01.02.		
Lp.	Numer dokumentu	Prace niebezpieczne
	I.02.G.01.03	Badanie i pomiar posadowienia gazociągu
38	P.02.O.07	Eksploatacja urządzeń ciśnieniowych podległych przepisom UDT (dotyczy prób ciśnieniowych)
39	P.02.O.15	Obsługa instalacji wykrywania i gaszenia pożaru (dotyczy pomieszczeń technologicznych, w których nie występuje strefa zagrożenia wybuchem)
40	P.02.O.15	Przegląd instalacji wykrywania i gaszenia pożaru (dotyczy pomieszczeń technologicznych, w których nie występuje strefa zagrożenia wybuchem)
41	P.02.O.17	Przegląd i konserwacja kotłowni, automatyki kotłowni i instalacji grzewczej
42	P.02.O.20	Przegląd/konserwacja urządzeń transportu bliskiego (dotyczy pomieszczeń technologicznych, w których nie występuje strefa zagrożenia wybuchem)
43	P.02.O.25	Przegląd / kontrola instalacji i urządzeń elektrycznych nn w zakresie: – linii kablowych nn,

		<ul style="list-style-type: none"> <li>– instalacji i rozdzielni elektrycznych,</li> <li>– urządzeń oświetlenia ogólnego,</li> <li>– urządzeń awaryjnego oświetlenia ewakuacyjnego,</li> <li>– baterii akumulatorów wolnostojących,</li> <li>– prostowników, falowników i UPS,</li> <li>– silników elektrycznych nn,</li> <li>– baterii kondensatorów do kompensacji mocy biernej,</li> <li>– konserwacji urządzeń zasilających, skrzynek energetycznych i szafek przetwornikowych</li> </ul>
44	P.02.O.25	Przegląd instalacji odgromowych i uziemiających
45	P.02.O.25	Oględziny (kontrola) agregatów prądotwórczych
46	P.02.O.25	Przegląd agregatów prądotwórczych
47	P.02.O.25	Kontrola (obsługa) baterii akumulatorów na łodziach
48	P.02.O.28	Obsługa kanalizacji sanitarnej, deszczowej i teletechnicznej (dotyczy miejsc, w których nie występuje strefa zagrożenia wybuchem lub ryzyko niedoboru tlenu)
49	P.02.O.28	Przegląd kanalizacji deszczowej, sanitarnej i teletechnicznej (dotyczy miejsc, w których nie występuje strefa zagrożenia wybuchem lub ryzyko niedoboru tlenu)
50	P.02.O.29	Obsługa instalacji klimatyzacji i wentylacji (dotyczy pomieszczeń technologicznych, w których nie występuje strefa zagrożenia wybuchem)
51	P.02.O.29	Przegląd systemu klimatyzacji i wentylacji mechanicznej (dotyczy pomieszczeń technologicznych, w których nie występuje strefa zagrożenia wybuchem)
52	P.02.O.34	Przeglądy i konserwacje linii optotelekomunikacyjnych
53	I.02.O.30.01	Pomiary dla oceny ochrony przeciwkorozyjnej
54	I.02.O.30.01	Pomiary intensywne
55	I.02.O.30.01	Pomiary korozymetryczne
56	I.02.T.01.04	Obsługa systemu sterowania i nadzoru (dotyczy pomieszczeń technologicznych, w których nie występuje strefa zagrożenia wybuchem)
57	I.02.T.01.05	Czynności łączeniowe instalacji i sieci elektroenergetycznych
58	I.02.T.01.05	Sprawdzenie nastaw zabezpieczeń rozdzielni elektroenergetycznych
59	I.02.T.01.10	Przegląd systemu łączności

Wykaz prac gazoniebezpiecznych/niebezpiecznych nietypowych

Prace gazoniebezpieczne		
Czynności opisane procedurami i instrukcjami SESP		
Lp.	Nr procedury/ instrukcji	Rodzaj/zakres czynności
1	I.02.G.01.04	Czyszczenie gazociągu tłokami
2	P.02.O.01	Pomiar bezpośredni podstawowych parametrów rur
3	P.02.O.03	Nagazowanie i/lub rozruch technologiczny obiektu
4	P.02.O.16	Uruchomienie oraz wyłączenie obiektu sieci przesyłowej
5	I.02.T.01.06	Przegląd agregatu sprężarkowego
6	I.02.T.01.07	Przegląd instalacji technologicznych tłoczni oraz pomiarowni gazu
7	I.02.T.01.08	Przegląd instalacji technologicznej osuszalni gazu
8	I.02.T.01.09	Przegląd systemu sterowania i nadzoru (dotyczy pomieszczeń technologicznych, w których występuje strefa zagrożenia wybuchem)
9	I.02.T.01.11	Przegląd instalacji sprężonego powietrza
10	I.02.T.01.12	Przegląd instalacji olejowej
11	I.02.T.01.15	Przegląd systemu azotowania
Czynności nieopisane procedurami i instrukcjami SESP		
Lp.	Rodzaj/zakres czynności	
12	Prace w zakresie demontażu i montażu armatury gazowej na odprężonym gazociągu	
13	<p>Prace przy czynnych urządzeniach gazowych w sieci przesyłowej, związane w szczególności z:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– odgazowaniem, odpowietrzaniem, nagazowaniem i sprawdzaniem szczelności,</li> <li>– montażem i podłączaniem do czynnej sieci przesyłowej rezerwowych układów zasilania oraz układów obejściowych, w tym wykonywanych metodą hermetyczną,</li> <li>– odłączaniem i demontażem rezerwowych układów zasilania oraz układów obejściowych,</li> <li>– montażem i demontażem urządzeń i układów technologicznych na czynnych obiektach gazowych, z wykonaniem podłączenia do czynnej sieci przesyłowej, jak również bez wykonania podłączenia (w tym prace przygotowawcze),</li> <li>– montażem i demontażem urządzeń i układów technologicznych nawianialni gazu,</li> <li>– montażem i demontażem rur upustowych i wydmuchowych,</li> <li>– wymianą i naprawą izolacji rurociągów,</li> <li>– montażem i demontażem kotłów grzewczych wraz z odłączeniem/podłączeniem do czynnej sieci gazowej,</li> <li>– pracami spawalniczymi i uszczelniającymi</li> </ul>	

14	Przebudowy, włączenia, odłączenia, przetłoczenia czynnej części liniowej gazociągów wraz z wykonaniem tymczasowych obejść, a w szczególności: – wstrzymanie/ przywrócenie przepływu gazu na zespołach technologicznych, – wstrzymanie/ przywrócenie przepływu gazu wykonywane metodą hermetyczną (TDW), – montaż i demontaż zamknięć króćców TDW, urządzeń zamykających i obejść Prace spawalnicze i montażowe przy czynnych gazociągach i zespołach technologicznych	
15	Odgazowanie, odpowietrzanie, nagazowanie części liniowej gazociągów i zespołów technologicznych Montaż rur wydmuchowych i upustowych do czynnej sieci gazowej	
16	Prace przy czynnej części liniowej gazociągów przesyłowych i zespołach technologicznych, związane w szczególności z montażem i demontażem armatury i orurowania Prace spawalnicze i montażowe wykonywane przy czynnych gazociągach i zespołach technologicznych	
17	Diagnostyka gazociągu tłokami	
Prace niebezpieczne		
Czynności opisane procedurami i instrukcjami SESP		
Lp.	Nr procedury/ instrukcji	Rodzaj/zakres czynności
18	P.02.O.23	Przegląd instalacji i sieci wodociągowej przeciwpożarowej
19	P.02.O.25	Przegląd/ kontrola instalacji i urządzeń elektrycznych nn w zakresie: – prób instalacji rezerwowego, awaryjnego i gwarantowanego zasilania, – przeglądu przeciwpożarowego wyłącznika prądu*
20	P.02.O.25	Przegląd/ kontrola instalacji i urządzeń elektrycznych SN*
* - Odpowiedzialny za eksploatację może zdecydować, że czynność realizuje się jako pracę niebezpieczną eksploatacyjną, na podstawie Instrukcji eksploatacji		
Czynności nieopisane procedurami i instrukcjami SESP		
Lp.	Rodzaj/zakres czynności	
21	Prace z użyciem otwartego ognia, cięciem, związane z wytwarzaniem iskier mechanicznych, spawaniem, lutowaniem, napawaniem, zgrzewaniem i cięciem termicznym, w pobliżu unieczynnionych i pozbawionych nośników energii urządzeń energetycznych, lecz z nimi niezwiązane*	
22	Transport, załadunek i rozładunek rur stalowych o średnicy zewnętrznej większej niż 150 mm lub o ciężarze większym niż 100 kg i rur w wiązках*	
23	Załadunek i rozładunek elementów o masie większej niż 300 kg*	
24	Badania radiograficzne złączy spawanych gazociągów	
25	Opuszczanie do wykopu gazociągów o średnicy zewnętrznej większej niż 200 mm*	
26	Wykonywanie przekroczeń gazociągów nad przeszkodami terenowymi*	
27	Prace prowadzone w zbiornikach i kanałach, wewnątrz urządzeń technologicznych oraz w studzienkach instalacyjnych*	

28	Wykonywanie wykopów o ścianach pionowych bez rozparcia o głębokości większej niż 1,5 m oraz wykopów o bezpiecznym nachyleniu ścian o głębokości większej niż 3,0 m*
29	Prace lokalizacyjne i wykopowe w terenie silnie uzbrojonym*
30	Próby szczelności i wytrzymałości gazociągów o maksymalnym ciśnieniu roboczym (MOP) większym niż 0,5 MPa*
31	Prace w bliskiej odległości od nieosłoniętych kabli, przewodów i urządzeń elektroenergetycznych lub ich części znajdujących się pod napięciem
32	Prace związane z czyszczeniem tłokiem gazociągów opróżnionych z gazu ziemnego*
33	Prace związane z identyfikowaniem i przecinaniem kabli i przewodów elektroenergetycznych
34	Prace związane z likwidacją obiektu sieci gazowej
* - Odpowiedzialny za eksploatację może kwalifikować i organizować czynność jako pracę pomocniczą, biorąc pod uwagę charakter i zakres pracy	



## Wykaz prac gazoniebezpiecznych/niebezpiecznych awaryjnych

Prace gazoniebezpieczne/niebezpieczne awaryjne to wszystkie prace przy Urządzeniach energetycznych podejmowane w celu ratowania zdrowia lub życia ludzi, mienia lub środowiska, dlatego wymagające natychmiastowej interwencji, w szczególności polegające na:

- zabezpieczaniu urządzeń i usuwaniu zagrożeń powstałych w wyniku: klęsk żywiołowych, aktów wandalizmu, działalności osób trzecich,
- usuwaniu awarii zaistniałych w sieci przesyłowej.

Wykaz prac pomocniczych przy Urządzeniach energetycznych

Czynności opisane procedurami i instrukcjami SESP		
Lp.	Numer dokumentu	Rodzaj/zakres czynności
1	I.02.G.01.01	Kontrola trasy gazociągu z powietrza*
2	I.02.G.01.02	Kontrola trasy i części nadziemnej gazociągu przy użyciu BSP
3	I.02.G.01.05	Wycinka drzew, krzewów i samosiejek**
4	I.02.G.01.06	Badania i pomiary kolumn inklinometrycznych
5	P.02.O.14	Ocena stanu technicznego obiektu przesyłowego
6	P.02.O.17	Czyszczenie przewodów spalinowych i wentylacyjnych
7	P.02.O.18	Konserwacja obiektu technologicznego
8	P.02.O.22	Prace porządkowo-pielęgnacyjne na terenach obiektów gazowych
9	P.02.O.24	Synchronizacja liczników przelicznik – gazomierz
10	P.02.O.25	Oględziny urządzeń spawalniczych
11	P.02.O.25	Okresowa kontrola (przegląd) i walidacja sprzętu spawalniczego
12	P.02.O.32	Kontrola okresowa obiektu budowlanego
13	P.02.O.32	Kontrola bezpiecznego użytkowania
14	I.02.T.01.13	Przegląd ujęcia wody wraz ze stacją uzdatniania i sieciami wodnymi
15	I.02.T.01.14	Przegląd oczyszczalni ścieków
<i>* - czynność wykonuje się na podstawie polecenia stanowiącego załącznik nr Z.I.02.G.01.01-02 do instrukcji I.02.G.01.01,</i>		
<i>** - czynność należy wykonywać na podstawie polecenia pisemnego, jako pracę szczególnie niebezpieczną, jeżeli dotyczy wycinki drzew.</i>		
Czynności nieopisane procedurami i instrukcjami SESP		
Lp.	Rodzaj/zakres czynności	
16	Prace ziemne wykonywane w strefie kontrolowanej czynnego gazociągu, w odległości 6 m i mniejszej od osi gazociągu, przy użyciu maszyn lub sprzętu mechanicznego, wymagające odkrywkę gazociągu, w szczególności roboty ziemne związane z budową obcych urządzeń energetycznych*	
17	Prace przy urządzeniach budowlanych związanych z użytkowanym obiektem gazowym	
18	Prace przy urządzeniach melioracji wodnej	
19	Montaż i demontaż rusztowań i platform roboczych	
20	Kontrole stanowisk pracy wykonywane przez komórki odpowiedzialne za bezpieczeństwo i higienę pracy oraz ochronę przeciwpożarową	
21	Prace transportowe na terenie obiektów gazowych	
22	Prace na wysokościach większych niż 2 m wykonywane ze składanych pomostów stałych i ruchomych oraz rusztowań	
23	Prace na dachach budynków	
<i>* - Odpowiedzialny za eksploatację może kwalifikować i organizować czynność jako pracę gazoniebezpieczną, biorąc pod uwagę charakter i zakres pracy.</i>		

Wykaz osób funkcyjnych organizujących prace na podstawie polecenia pisemnego

.....  
(nazwa firmy/jednostki organizacyjnej)

Lp.	Imię i nazwisko	Zakres upoważnienia*	Zakres świadectwa kwalifikacyjnego					
			Numer	Grupa urządzeń (1/2/3)	Stanowisko (D/E)	Punkty (1÷10)	Czynności (O, K, R, M, K-P)	Data ważności

Legenda:

Informacje o świadectwach kwalifikacyjnych należy podawać na podstawie obowiązującego rozporządzenia w sprawie szczegółowych zasad stwierdzania posiadania kwalifikacji przez osoby zajmujące się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci

Osoby funkcyjne: OzE – Odpowiedzialny za eksploatację (W oddziałach tylko osoby zajmujące stanowiska wskazane w punkcie 4.2.1), P – Poleceniodawca, K – Koordynujący, D – Dopuszczający, KZ – Kierujący zespołem

Stanowiska: D – dozór, E – eksploatacja

Czynności ze świadectw: O – obsługi, K – konserwacji, R – remontów, M – montażu, K-P – kontrolno-pomiarowym

Zatwierdził  
W imieniu Wykonawcy zewnętrznego:

.....  
(data, imię i nazwisko, podpis)

Zatwierdził/Przyjął\*\*  
Dyrektor Oddziału GAZ-SYSTEM  
(lub Zastępca Dyrektora):

.....  
(data, imię i nazwisko, podpis)

\* - Odpowiedzialny za eksploatację (OzE)/Poleceniodawca (P)/Koordynujący (K)/Dopuszczający (D)/Kierujący zespołem (KZ),

\*\* - niewłaściwe skreślić; „zatwierdził”, jeżeli wykaz dotyczy pracowników GAZ-SYSTEM, zaś „przyjął”, jeżeli wykaz dotyczy pracowników wykonawcy zewnętrznego.

## Rejestr pisemnych poleceń prac

Lp.	Nr w rejestrze ODG*	Nr polecenia	Poleceniodawca	Nazwa obiektu	Praca gazoniebezpieczna/ niebezpieczna** nietypową***	Praca gazoniebezpieczna/ niebezpieczna** eksploatacyjna***	Praca pomocnicza	Praca niebędąca pracą szczególnie niebezpieczną	Uzgodniony termin rozpoczęcia prac	Uzgodniony termin zakończenia prac	Termin rozpoczęcia prac	Termin zakończenia prac	Firma wykonująca prace	Zakres prac
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

\* - uzupełnić w przypadku prac gazoniebezpiecznych,

\*\* - wybrać właściwe,

\*\*\* - z uwzględnieniem pkt 10.1.2 –10.1.4 procedury P.02.O.02.

## Rejestr opiniowanej dokumentacji składającej się na pisemne polecenia prac

Lp.	Rodzaj prac	Komórka organizacyjna	Numer polecenia według SESP	Dzień wydania polecenia	Numer polecenia Wykonawcy zewnętrznego	Nazwa Wykonawcy zew.	Data opinii	Opiniujący ze służby BHP GAZ-SYSTEM
1								
2								
3								

### Oświadczenie wykonawcy zewnętrznego

Niniejszym oświadczam, że zostałem/am poinformowany/a o występujących zagrożeniach oraz zasadach bezpiecznego prowadzenia i wykonania prac przy lub w bezpośredniej bliskości Urządzeń energetycznych sieci przesyłowej GAZ-SYSTEM S.A.

*Poniższe oświadczenie wypełnia się w przypadku sporządzenia broszury informacyjnej na podstawie regulacji wewnętrznej PE-EK-W01 pn. „Wytyczne w zakresie wymagań bezpieczeństwa pracy i ochrony zdrowia dla Wykonawców oraz Gości w Operatorze Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.” lub wykreśla się, jeżeli nie ma ono zastosowania:*

Niniejszym oświadczam, że zapoznałem/am się z broszurą informacyjną dołączoną do niniejszego Oświadczenia i zobowiązuję się respektować jej postanowienia w czasie wykonywania powierzonej mi pracy na terenie obiektu sieci przesyłowej..... (należy wpisać nazwę obiektu).

*Poniższe oświadczenie wypełnia się w przypadku pracy wykonywanej na podstawie Instrukcji eksploatacji lub wykreśla się, jeżeli nie ma ono zastosowania:*

Niniejszym oświadczam, że zapoznałem/am się z Instrukcją eksploatacji pn. .... (należy podać atrybuty charakteryzujące odpowiednią instrukcję, np. nazwę, numer, datę wydania itp.) i zobowiązuję się respektować jej postanowienia w czasie wykonywania powierzonej mi pracy eksploatacyjnej na terenie obiektu sieci przesyłowej ..... (należy wpisać nazwę obiektu).

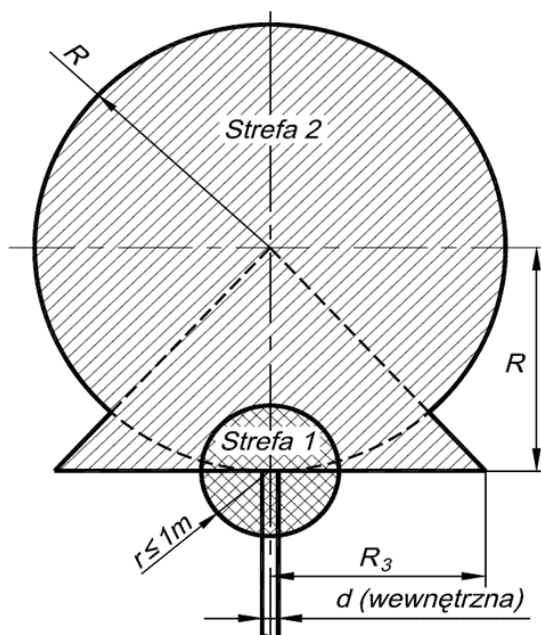
Lp.	Imię i nazwisko	Nazwa firmy (wykonawcy zewnętrznego)	Podpis

Załączniki:

1. ....



## Zasięg stref zagrożenia wybuchem od rur upustowych



Rysunek 1. Graficzne przedstawienie stref zagrożenia wybuchem od rury upustowej z zaznaczeniem wymiarów zasięgu strefy

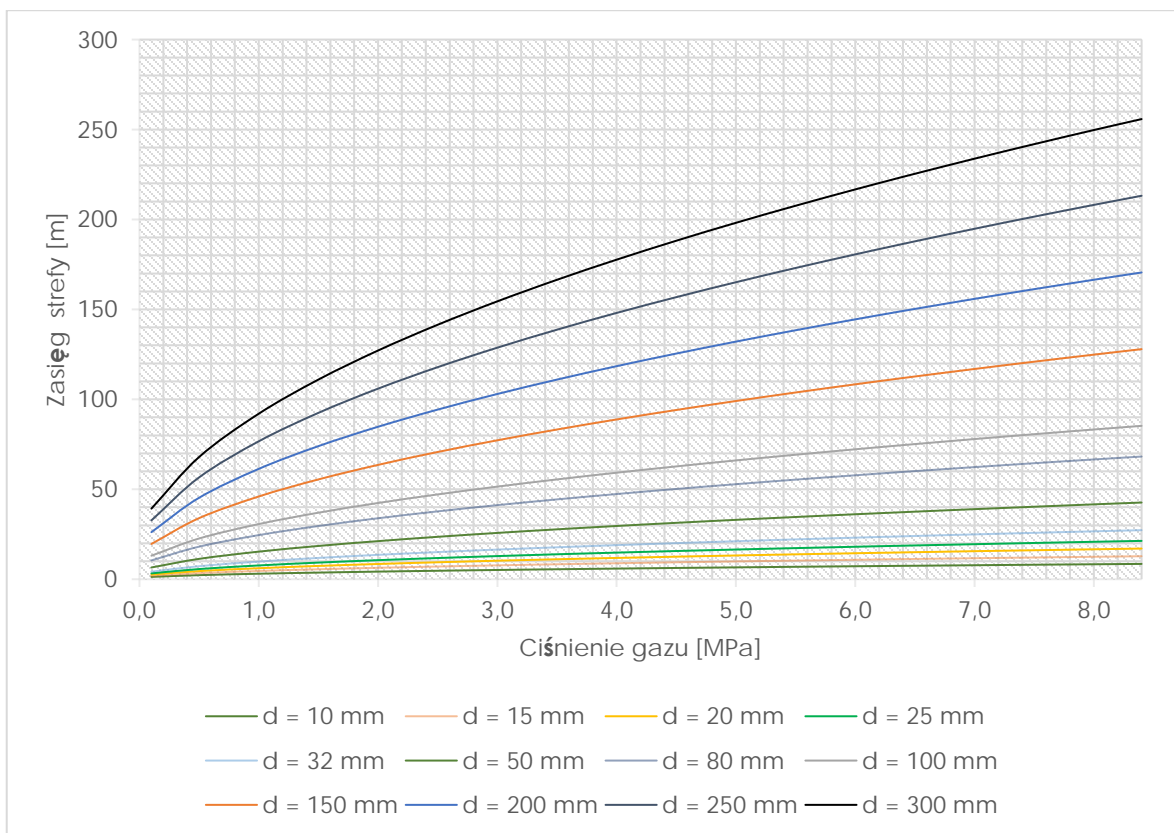
W tabeli poniżej zestawiono wartości wskazanego na powyższym schemacie zasięgu  $R$  w odniesieniu do różnych średnic rur oraz ciśnienia gazu w miejscu emisji (przyjąć ciśnienie gazu, z jakim prowadzony jest upust).

Tabela 1. Zestawienie zasięgu  $R$  stref zagrożenia wybuchem od rur upustowych w zależności od ciśnienia gazu i średnicy źródła emisji

Zasięg $R$ [m] w zależności od ciśnienia gazu i średnicy źródła emisji												
Ciśnienie gazu $p$ [MPa]	Średnica nominalna rury upustowej (źródła emisji) $d$ [mm]											
	10	15	20	25	32	50	80	100	150	200	250	300
0,1	1,31	1,96	2,62	3,27	4,19	6,54	10,46	13,08	19,62	26,16	32,70	39,24
0,5	2,27	3,40	4,53	5,66	7,25	11,33	18,12	22,65	33,98	45,31	56,63	67,96
1,0	3,07	4,60	6,13	7,67	9,82	15,34	24,54	30,67	46,01	61,35	76,68	92,02
1,5	3,70	5,55	7,40	9,25	11,84	18,50	29,59	36,99	55,49	73,99	92,48	110,98
2,0	4,24	6,36	8,48	10,60	13,56	21,19	33,90	42,38	63,57	84,76	105,95	127,14

2,5	4,72	7,07	9,43	11,79	15,09	23,58	37,73	47,16	70,74	94,31	117,89	141,47
3,0	5,15	7,72	10,30	12,87	16,48	25,75	41,19	51,49	77,24	102,98	128,73	154,48
3,5	5,55	8,32	11,10	13,87	17,76	27,74	44,39	55,49	83,23	110,98	138,72	166,47
4,0	5,92	8,88	11,84	14,80	18,95	29,61	47,37	59,22	88,83	118,44	148,04	177,65
4,5	6,27	9,41	12,54	15,68	20,07	31,36	50,18	62,72	94,09	125,45	156,81	188,17
5,0	6,60	9,91	13,21	16,51	21,13	33,02	52,84	66,05	99,07	132,09	165,11	198,14
5,5	6,92	10,38	13,84	17,30	22,15	34,60	55,37	69,21	103,81	138,41	173,02	207,62
6,0	7,22	10,83	14,45	18,06	23,11	36,12	57,78	72,23	108,35	144,46	180,58	216,69
6,3	7,40	11,10	14,80	18,50	23,68	36,99	59,19	73,99	110,98	147,97	184,96	221,96
6,5	7,51	11,27	15,03	18,78	24,04	37,57	60,11	75,13	112,70	150,27	187,83	225,40
7,0	7,79	11,69	15,59	19,48	24,94	38,96	62,34	77,93	116,89	155,85	194,82	233,78
7,5	8,06	12,09	16,12	20,16	25,80	40,31	64,50	80,62	120,94	161,25	201,56	241,87
8,0	8,32	12,49	16,65	20,81	26,63	41,62	66,59	83,23	124,85	166,47	208,09	249,70
8,4	8,53	12,79	17,05	21,32	27,28	42,63	68,21	85,26	127,90	170,53	213,16	255,79

Wartości zasięgu R stref zagrożenia wybuchem można również odczytywać dla poszczególnych średnic rur z poniższego wykresu.



Rysunek 2. Zasięg R stref zagrożenia wybuchem od rur upustowych w zależności od ciśnienia gazu i średnicy źródła emisji

W poniższej tabeli zestawiono wartości zasięgu  $R_3$  ( $R_3$  nie zależy od ciśnienia) w odniesieniu do różnych wartości średnic rur.

Tabela 2. Zestawienie zasięgu  $R_3$  stref zagrożenia wybuchem od rur upustowych w zależności od średnicy źródła emisji.

Śred- nica d [mm]	10	15	20	25	32	50	80	100	150	200	250	300
Za- sięg $R_3$ [m]	1,75	2,63	3,50	4,38	5,60	8,75	14,00	17,50	26,25	35,00	43,75	52,50

Załącznik Nr Z.P.02.O.02-16.....  
Wykonawca pracy

POLECENIE WYKONANIA PRACY  
PRZY URZĄDZENIACH ELEKTROENERGETYCZNYCH  
z dnia .....

Rejestr	Nr polecenia w rejestrze	Data wprowadzenia do rejestru
Komórki organizacyjnej odpowiedzialnej za eksploatację		
Wykonawcy zewnętrznego**		

1. Ja ..... (imię i nazwisko Poleceniodawcy), niżej podpisany, Kierującemu zespołem pracowników ..... (imię i nazwisko) wraz z jego członkami:

1) ..... (imię i nazwisko)

2) ..... (imię i nazwisko)

3) ..... (imię i nazwisko)

polecam wykonać następujące prace:

.....  
.....

w obiekcie ..... (nazwa obiektu) przy urządzeniach:

.....  
.....

2. Planowana data i godzina rozpoczęcia pracy: ....., godz. ....

3. Planowana data i godzina zakończenia pracy: ....., godz. ....

4. Zakres i harmonogram prac do wykonania:

.....  
.....

5. Zasady i warunki organizacji strefy pracy, bezpiecznego wykonania pracy oraz wymagania zabezpieczenia przeciwpożarowego:

.....

6. Wymagane środki zabezpieczające:

7. Numery lub oznaczenia załączników\*: .....

8. Osoby biorące udział przy organizacji i wykonaniu pracy:

Poleceniodawca:

.....  
(imię i nazwisko)

Koordynujący:

.....  
(imię i nazwisko)

Dopuszczający:

.....  
(imię i nazwisko)

Kierujący zespołem:

.....  
(imię i nazwisko)

Koordinator\*\*\*:

.....  
(imię i nazwisko)

Inspektor nadzoru\*\*\*:

.....  
(imię i nazwisko)

9. Wykaz numerów telefonów

Pogotowie ratunkowe	999/112
Państwowa Straż Pożarna	998/112
Policja	997/112
Poleceniodawca	
Odpowiedzialny za eksploatację	
Koordynujący	
Dopuszczający	
Kierujący zespołem	
Koordinator***	
Inspektor nadzoru***	
Służba BHP wykonawcy zewnętrznego**	

Służba BHP GAZ-SYSTEM

Polecenie sporządził:

.....  
(imię i nazwisko Poleceniodawcy).....  
(data, podpis)

Polecenie uzgodnił:

.....  
(imię i nazwisko Odpowiedzialnego za eksploatację).....  
(data, podpis).....  
(imię i nazwisko opiniującego  
ze służby BHP GAZ-SYSTEM).....  
(data, podpis).....  
(imię i nazwisko opiniującego  
ze służby BHP wykonawcy zewnętrznego)\*\*.....  
(data, podpis)\*\*

## 10. Oświadczenia pracowników (wypełnić przed rozpoczęciem pracy):

Oświadczam, że zapoznałem się z poleceniem i jestem przygotowany do wykonania poleconych mi czynności lub prac:

Koordynujący:

.....  
(imię i nazwisko).....  
(data, podpis)

Dopuszczający:

.....  
(imię i nazwisko).....  
(data, podpis)

Kierujący zespołem:

.....  
(imię i nazwisko) (data, podpis)

Członek zespołu:

.....  
(imię i nazwisko) (data, podpis)

Członek zespołu:

.....  
(imię i nazwisko) (data, podpis)

Członek zespołu:

.....  
(imię i nazwisko) (data, podpis)

## 11. Informacje o rozpoczęciu prac:

Zezwalam na przygotowanie i przekazanie strefy pracy w  
dniu ..... o godz. .........  
(podpis Koordynującego)Dopuszczam do pracy w przygotowanej przeze mnie  
strefie pracy w dniu ..... o godz. ....Zapoznałem Kierującego zespołem z zagrożeniami  
występującymi w Strefie pracy i w jej bezpośrednim  
sąsiedztwie......  
(podpis Dopuszczającego)Rozpaczynam prace w przekazanej mi strefie pracy w  
dniu ..... o godz. ....Zostałem zapoznany przez Dopuszczającego z  
zagrożeniami występującymi w Strefie pracy i w jej  
bezpśrednim sąsiedztwie......  
(podpis Kierującego zespołem)



## 12. Zmiany w poleceniu:

.....  
.....

Poleceniodawca:

Odpowiedzialny za eksploatację:

.....  
(data, imię i nazwisko, podpis) (data, imię i nazwisko, podpis)

## 13. Nieplanowane przerwy w realizacji prac:

Lp.	Data/godz. przerwania pracy	Data/godz. wznowienia pracy	Podpis Koordynującego	Podpis Dopuszczającego	Podpis Kierującego zespołem	Podpis Poleceniodawcy
1	2	3	4	5	6	7

## 14. Informacje o zakończeniu prac:

Zgłaszam zakończenie pracy w dniu ..... o godz.

.....

.....  
(podpis Kierującego zespołem)

Zezwalam na usunięcie strefy pracy w dniu ..... o  
godz. ....

.....  
(podpis Koordynującego)

Zgłaszam usunięcie strefy pracy w dniu ..... o godz.

.....

.....  
(podpis Dopuszczającego)

## 15. Prace wykonano w pełnym zakresie: tak/nie\*

## 16. Przyczyny nierozpoczęcia prac/niewykonania pełnego zakresu prac\*,\*\*:

.....  
.....

17. Opis podjętych działań w celu wykonania pełnego zakresu prac (wypełnić w przypadku wykonania niepełnego zakresu prac)\*\*:

.....  
.....

18. O zakończeniu prac powiadomił:

.....  
(imię i nazwisko Poleceniodawcy)

Odpowiedzialnego za eksploatację w dniu ....., o godz. ....

zgłoszenie przyjął:

.....  
(imię i nazwisko Odpowiedzialnego za eksploatację)

\* - niepotrzebne skreślić,

\*\* - uzupełnić, jeżeli dotyczy,

\*\*\* - jeżeli wyznaczono.

Rejestr prac wykonanych przez wykonawców zewnętrzn~~ę~~ych bez polecenia  
pisemnego

Lp.	Nadzorujący prace	Nazwa obiektu	Praca gazoniebezpieczna/ niebezpieczna* eksploatacyjna	Praca pomocnicza	Praca niebędąca pracą szczególnie niebezpieczną	Termin rozpoczęcia prac	Termin zakończenia prac	Firma wykonująca prace	Zakres prac
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

\* - wybrać właściwe.

Porozumienie  
ustalające pracodawcę odpowiedzialnego za organizację pracy oraz  
zasady i warunki wykonywania pracy na podstawie polecenia pisemnego  
z dnia ...

Zważywszy, że planuje się w tej samej strefie pracy wykonywać pracę na podstawie polecenia pisemnego przez Zespół wykonawczy, w skład którego wejdą pracownicy zatrudnieni przez różnych pracodawców: Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. i ... (wpisać pełną nazwę wykonawcy zewnętrznego),

Strony:

1. Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A., Oddział w ..., ul. ..., -... ..., w imieniu której działa Pani/Pan\* ...,

oraz

2. ..., ul. ..., -... ... (dalej jako „wykonawca zewnętrzny”) (wpisać pełną nazwę i adres wykonawcy zewnętrznego), w imieniu której działa Pani/Pan\* ...,

mając na uwadze aktualne przepisy prawa, a w szczególności obowiązujące rozporządzenia:

- w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy przy budowie i eksploatacji sieci gazowych oraz uruchamianiu instalacji gazowych gazu ziemnego,
- w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy przy urządzeniach energetycznych,
- w sprawie ogólnych przepisów bezpieczeństwa i higieny pracy,
- w sprawie minimalnych wymagań, dotyczących bezpieczeństwa i higieny pracy, związanych z możliwością wystąpienia w miejscu pracy atmosfery wybuchowej,

ustalają, że dla niniejszej pracy:

Krótki opis pracy:	
Lokalizacja:	
Termin:	
Podstawa formalna:	

pracodawcą odpowiedzialnym za organizację pracy jest:

..... (wpisać pełną nazwę pracodawcy, np. GAZ-SYSTEM S.A.)

Pracodawca jest zobowiązany do wystawienia polecenia pisemnego, przestrzegając zasady i warunki wykonywania pracy określone w procedurze P.02.O.02 pn. „Procedura organizacji prac przy urządzeniach energetycznych” wydanej przez Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.

Dodatkowe ustalenia:

.....  
.....  
.....  
.....

W imieniu GAZ-SYSTEM S.A.:

W imieniu Wykonawcy zewnętrznego:

.....  
(data, imię i nazwisko, podpis)

.....  
(data, imię i nazwisko, podpis)

\* - niepotrzebne skreślić.

Załącznik Nr Z.P.02.O.02-19Porozumienie  
wyznaczające Koordynatora

z dnia ...

Zważywszy, że planuje się równocześnie wykonywać wzajemnie powiązane prace/prace w tym samym miejscu\* na podstawie poleceń pisemnych przez różne zespoły wykonawcze, w skład których wejdą pracownicy zatrudnieni przez różnych pracodawców: Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. i ... (wpisać pełną nazwę wykonawcy zewnętrznego),

Strony:

1. Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A., Oddział w ..., ul. ..., -... ..., w imieniu której działa Pani/Pan\* ...,

oraz

2. ..., ul. ..., -... ... (dalej jako „wykonawca zewnętrzny”) (wpisać pełną nazwę i adres wykonawcy zewnętrznego), w imieniu której działa Pani/Pan\* ...,

mając na uwadze art. 208 ustawy Kodeks pracy (tj. Dz.U. 2020 poz. 1320 z późn. zm.),

ustalają, że dla niniejszej pracy:

Krótki opis pracy pierwszego zespołu wykonawczego:	
Krótki opis pracy drugiego zespołu wykonawczego:	
Lokalizacja:	
Termin:	
Podstawa formalna:	

Koordynatorem sprawującym nadzór nad bezpieczeństwem i higieną pracy wszystkich pracowników jest:

Pani/Pan\* ... zatrudniona/y przez ..... (wpisać pełną nazwę pracodawcy, np. GAZ-SYSTEM S.A.)

Wyznaczenie Koordynatora nie zwalnia poszczególnych pracodawców z obowiązku zapewnienia bezpieczeństwa i higieny pracy zatrudnionym przez nich pracownikom.

Prace na podstawie poleceń pisemnych realizuje się, przestrzegając zasad i warunków wykonywania prac określonych w procedurze P.02.O.02 pn. „Procedura organizacji prac przy urządzeniach energetycznych” wydanej przez Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.

Dodatkowe ustalenia:

.....

.....

.....

.....

W imieniu GAZ-SYSTEM S.A.:

W imieniu wykonawcy zewnętrznego:

.....  
(data, imię i nazwisko, podpis)

.....  
(data, imię i nazwisko, podpis)

\* - niepotrzebne skreśli



Wykaz osób upoważnionych do wykonywania prac eksploatacyjnych przy Urządzeniach energetycznych

.....  
(nazwa komórki organizacyjnej organizacyjnej)











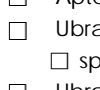
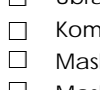







Lp.	Imię i nazwisko osoby upoważnionej	Urządzenie energetyczne *	Ograniczenia upoważnienia **

Kierownik komórki organizacyjnej:

.....  
(data, imię i nazwisko, podpis)Zatwierdził  
Dyrektor Oddziału GAZ-SYSTEM  
(lub Zastępca Dyrektora):.....  
(data, imię i nazwisko, podpis)

\* Można wpisać grupę Urządzeń energetycznych.

\*\* Jeżeli występuje należy wpisać ograniczenie w stosunku do branży lub zakresu prac.

	Wydanie XI		kwiecień 2022		Załącznik nr Z.P.02.O.02-21	
	DZIENNA KARTA PRACY SZCZEGÓLNIE NIEBEZPIECZNEJ					
	NUMER POLECENIA				DATA	
NAZWA OBIEKTU				NR ZLECENIA		
ZAKRES PRACY						
Podstawa realizacji prac (należy wskazać konkretne punkty Procedury/instrukcji SESP, Instrukcji eksploatacji/DTR)						
Uwaga! W przypadku braku podstawy do realizacji prac konieczne jest opracowanie Polecenia na prace nietypowe						
A WYSTĘPUJĄCE ZAGROŻENIA (zaznaczyć właściwe na podstawie instrukcji zabezpieczeń i zakresy prac)						
<div><div><div><input type="checkbox"/> Wybuch/pożar mieszaniny gazu ziemnego</div><div><input type="checkbox"/> Wybuch/pożar innego niż gaz ziemny środka palnego</div><div><input type="checkbox"/> Praca w strefach zagrożenia wybuchem</div><div><input type="checkbox"/> Rozszczelnienie instalacji znajdującej się pod wysokim ciśnieniem</div><div><input type="checkbox"/> Wyparcie tlenu z przestrzeni pracy przez gaz ziemny</div><div><input type="checkbox"/> Praca na wysokości - upadek z wysokości</div><div><input type="checkbox"/> Potknięcie poślizgnięcie – upadek na tym samym poziomie</div><div><input type="checkbox"/> Kontakt z płomieniem bądź elementami o wysokiej temperaturze</div><div><input type="checkbox"/> Kontakt z substancjami lub mieszaninami chemicznymi: ciecze - pyły – gazy – aerozole</div><div><input type="checkbox"/> Zagrożenia środowiskowe: atak ze strony zwierząt – ukąszenia przez owady – oddziaływanie roślin (np. barszcz Sosnowskiego)</div><div><input type="checkbox"/> Praca z dużym wydatkiem energetycznym pow. 1500 kcal</div></div><div><div><input type="checkbox"/> Kontakt z wirującymi częściami maszyn i elementami będącymi w ruchu – ostrymi elementami</div><div><input type="checkbox"/> Wypadki komunikacyjne</div><div><input type="checkbox"/> Porażenie prądem elektrycznym</div><div><input type="checkbox"/> Hałas i drgania w środowisku pracy</div><div><input type="checkbox"/> Praca w wykopach- obsunięcie ścian/ szalunków</div><div><input type="checkbox"/> Promieniowanie UV - VIS - IR</div><div><input type="checkbox"/> Promieniowanie jonizujące</div><div><input type="checkbox"/> .....</div><div><input type="checkbox"/> .....</div><div><input type="checkbox"/> .....</div></div></div>						
B ŚRODKI OCHRONY I ELEMENTY ZABEZPIECZAJĄCE ADEKWATNE DO WYSTĘPUJĄCYCH ZAGROŻEŃ						
<div><div><div><input type="checkbox"/> Apteczka I pomocy</div><div><input type="checkbox"/> Ubranie ochronne i obuwie: <input type="checkbox"/> etnie <input type="checkbox"/> imowe</div><div><input type="checkbox"/> spawalnicze <input type="checkbox"/> antyprzecięciowe</div><div><input type="checkbox"/> Ubranie ochronne i obuwie: antyprzecięciowe</div><div><input type="checkbox"/> Kombinezony multiochronne</div><div><input type="checkbox"/> Maski/półmaski filtrujące</div><div><input type="checkbox"/> Maski/półmaski filtrująco pochłaniające</div><div><input type="checkbox"/> Aparaty powietrzne</div><div><input type="checkbox"/> Detektor przenośny:<div><input type="checkbox"/> CH<sub>4</sub><input type="checkbox"/> O<sub>2</sub><input type="checkbox"/> H<sub>2</sub>S <input type="checkbox"/> CO <input type="checkbox"/> inne:.....</div></div><div><input type="checkbox"/> Dozometr</div><div><input type="checkbox"/> Sorbent/ neutralizator</div><div><input type="checkbox"/> Oznakowanie/tablice – ostrzegawcze – informacyjne - zakazu</div><div><input type="checkbox"/> Ekrany/bariery: przeciwhałasowe – przeciw promieniowaniu świetlnemu</div><div><input type="checkbox"/> Środki PPOŻ: gaśnica śniegowa szt.... – gaśnica proszkowa szt.... - koc gaśniczy szt....</div></div><div><div><input type="checkbox"/> Hełm ochronny</div><div><input type="checkbox"/> Hełm pilarza</div><div><input type="checkbox"/> Czapka wzmocniona</div><div><input type="checkbox"/> Okulary ochronne</div><div><input type="checkbox"/> Gogle</div><div><input type="checkbox"/> Przyłbica poliwęglanowa</div><div><input type="checkbox"/> Przyłbica siatkowa</div><div><input type="checkbox"/> Przyłbica spawalnicza</div><div><input type="checkbox"/> Sprzęt asekuracyjny</div><div><input type="checkbox"/> Kotwienie</div><div><input type="checkbox"/> Uziemienie</div><div><input type="checkbox"/> Sprzęt elektroizolacyjny</div></div><div><div><input type="checkbox"/> Trwałe zabezpieczenie odcięć</div><div><input type="checkbox"/> Oznakowanie odcięć</div><div><input type="checkbox"/> Podwójne odcięcie</div><div><input type="checkbox"/> Otwarcie przestrzeni w podwójnych odcięciach</div><div><input type="checkbox"/> Odgazowanie obiektu technologicznego w całości</div><div><input type="checkbox"/> Bariery wygradzające – taśmy ostrzegawcze</div><div><input type="checkbox"/> Rękawice: <input type="checkbox"/> ochronne <input type="checkbox"/> antyelektrostatyczne<div><input type="checkbox"/> antytermiczne <input type="checkbox"/> antywibracyjne</div><div><input type="checkbox"/> przeciwchemiczne/antybiologiczne</div></div><div><input type="checkbox"/> .....</div><div><input type="checkbox"/> .....</div><div><input type="checkbox"/> .....</div><div><input type="checkbox"/> .....</div><div><input type="checkbox"/> .....</div><div><input type="checkbox"/> .....</div></div></div>						
Uwagi:						
KOORDYNUJĄCY (jeśli został wyznaczony)		Rolę Koordynującego pełni .....				
DOPUSZCZAJĄCY (jeśli został wyznaczony)		Zapoznałem Kierującego zespołem z zagrożeniami występującymi w Strefie pracy i w jej bezpośrednim sąsiedztwie				
		IMIĘ I NAZWISKO		PODPIS		
KIERUJĄCY ZESPOŁEM		Przed rozpoczęciem prac udzieliłem: pracownikom wykonującym pracę, instruktażu w zakresie zasad bezpiecznego wykonania pracy, pouczyłem o sposobach postępowania w sytuacjach zagrożenia i awaryjnych. Zapoznałem członków Zespołu z obowiązującymi zasadami realizacji prac w strefie pracy i w jej bezpośrednim sąsiedztwie oraz z metodami bezpiecznego wykonywania pracy.				
		IMIĘ I NAZWISKO		PODPIS		
ZESPÓŁ OSÓB DO WYKONANIA PRACY		Przeczytałem i zrozumiałem treść pozwolenia pisemnego. Potwierdzam znajomość wymagań i obowiązujących zasad wykonania pracy oraz zobowiązuje się postępować zgodnie z nimi. Zostałem zapoznany z występującymi zagrożeniami w strefie pracy i w jej bezpośrednim sąsiedztwie oraz z indywidualnymi zadaniami podczas wykonywania pracy.				
		IMIĘ I NAZWISKO		PODPIS		
<input type="checkbox"/> dodatkowa lista osób w załączeniu						

# **STANOWISKO WSPÓLNE**

**GŁÓWNEGO INSPEKTORA NADZORU BUDOWLANEGO**

**I**

**PREZESA URZĘDU DOZORU TECHNICZNEGO**

**WARSZAWA, 25 CZERWCA 2007 ROKU**

**STANOWISKO WSPÓLNE**  
**GŁÓWNEGO INSPEKTORA NADZORU BUDOWLANEGO**  
**I**  
**PREZESA URZĘDU DOZORU TECHNICZNEGO**

W związku z licznymi pytaniami dotyczącymi zakresu kompetencji organów nadzoru budowlanego oraz Urzędu Dozoru Technicznego w procesie oddawania do użytkowania obiektów budowlanych, jakimi są sieci gazowe uzgodniono:

1. Sieci gazowe (rurociągi przesyłowe), jako budowle w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (t.j. Dz. U. z 2006r. Nr 156, poz. 1118 z późn. zm.) budowane są na podstawie pozwolenia na budowę, natomiast przystąpienie do użytkowania następuje na podstawie zawiadomienia o zakończeniu budowy i zamiarze przystąpienia do użytkowania. Wynika to z faktu zaliczenia tych obiektów do kategorii XXVI, a więc obiektów niewymienionych w ustawie Prawo budowlane, jako oddawane do użytkowania na podstawie decyzji o pozwoleniu na użytkowanie.

2.1. W konsekwencji powyższego uregulowania ustawowego, proces legalnego przystąpienia do użytkowania wybudowanej sieci gazowej ogranicza się do dostarczenia do właściwego miejscowo powiatowego inspektora nadzoru budowlanego dokumentacji powykonawczej wraz z niezbędnymi dokumentami potwierdzającymi prawidłowość wykonania oddawanego do użytkowania obiektu budowlanego. Jednym z tych dokumentów jest protokół sporządzany przez Urząd Dozoru Technicznego.

2.2. Protokoły sporządzane przez UDT są potwierdzeniem prawidłowości wykonania gazociągu, jako urządzenia ciśnieniowego. Są one sporządzane po przeprowadzeniu badań technicznych urządzeń objętych formą dozoru technicznego pełnego i ograniczonego.

Dla urządzeń objętych formą dozoru technicznego uproszczonego nie przeprowadza się takich badań i protokoły nie są sporządzane.

2.3. Protokół UDT nie podlega weryfikacji ze strony nadzoru budowlanego, a jedynie wymagane jest skontrolowanie przez nadzór budowlany, czy załączony protokół UDT zawiera pozytywny wynik przeprowadzonych badań. W przypadku stwierdzenia, że wynik badań jest negatywny, organ nadzoru budowlanego będzie miał podstawę do wydania decyzji o sprzeciwie, co w konsekwencji prowadzi do zakazu przystąpienia do użytkowania obiektu do czasu usunięcia stwierdzonych nieprawidłowości.

3.1. W związku z powyższym, w zakresie oddawania do użytkowania i eksploatacji rurociągów przesyłowych, każdy z wymienionych wyżej podmiotów działa w swoim zakresie w opisanym w niniejszym dokumencie sposób, odpowiednio do prawa powszechnie obowiązującego.

3.2. Oznacza to, że inwestor, który wybudował rurociąg, przed złożeniem do organu nadzoru budowlanego zawiadomienia o zakończeniu budowy i zamiarze przystąpienia do użytkowania, ma obowiązek uzyskać odpowiedni protokół kontroli UDT. Brak tego dokumentu, jak również negatywny wynik badań potwierdzony tym protokołem, będzie stanowił podstawę do wniesienia sprzeciwu przez organ nadzoru budowlanego.

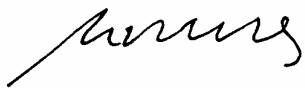
4. Niniejszy dokument sporządzono w czterech jednobrzmiących egzemplarzach po dwa dla każdej ze Stron.

Załączniki:

1. zawartość protokołów UDT:
  1. a) przy pierwszej decyzji zezwalającej;
  1. b) po badaniu,
2. wykaz rodzajów rurociągów podlegających dozorowi technicznemu z podziałem na różne formy dozoru.

---

GINB



MAREK NAGLEWSKI

---

---

PREZES UDT



MAREK WALCZAK

Warszawa, 25 czerwca 2007 r.

**ZAŁĄCZNIKI**

**DO STANOWISKA WSPÓLNEGO**

**GŁÓWNEGO INSPEKTORA NADZORU BUDOWLANEGO**

**I**

**PREZESA URZĘDU DOZORU TECHNICZNEGO**

**25 czerwca 2007 r.**

URZĄD DOZORU TECHNICZNEGO Oddział w.....		Lp.	
		<b>Protokół</b> czynności poprzedzających wydanie pierwszej decyzji zezwalającej na eksploatację	
Data .....			
Eksploatujący ..... Lokalizacja urządzenia: ..... ..... .....		Urządzenie (rodzaj, typ): ..... ..... Wytwórca ..... Numer fabr. / rok budowy ..... Numer ewidencyjny ..... Pojemność / długość*) ..... Pow. ogrzew. / moc*) .....	
<b>Parametry urządzenia</b>			
Przestrzeń			Ziarnistość karbidu [mm]
Ciśnienie dopuszczalne / próbne *) [MPa]			Ładunek karbidu [kg]
Temp. dopuszczalna [°C]			Najwyższa wydajność m <sup>3</sup> /h]
Czynnik roboczy			Masa netto ładunku zbiornika [kg]
1. Wymagania odniesienia: rozp. MGPIPS z 9.07.2003 (Dz. U. Nr 135, poz. 1259), procedura T.C. 6/2			
2. Zakres i wynik czynności:			
2.1. Sprawdzenie kompletności i odpowiedniości dokumentacji: wynik <b>pozytywny/negatywny</b> *)			
2.2. Identyfikacja urządzenia - sprawdzenie stanu technicznego i oznakowania: wynik <b>pozytywny/negatywny</b> *)			
2.3. Sprawdzenie zgodności wyposażenia z przedłożoną dokumentacją: wynik <b>pozytywny/negatywny</b> *)			
2.4. Badania odbiorcze: <b>wykonano/nie wykonano/nie dotyczy</b> *) wynik <b>pozytywny/negatywny</b> *)			
3. Uwagi, zalecenia, niezgodności, wyposażenie pomiarowo-badawcze			
.....			
.....			
.....			
.....			
.....			
.....			
.....			
.....			
.....			
.....			
4. Termin następnego badania:			
<input type="checkbox"/> rewizja wewnętrzna ..... <input type="checkbox"/> próba ciśnieniowa / szczelności *) ..... <input type="checkbox"/> rewizja zewnętrzna w roku ..... <input type="checkbox"/> kontrolne nie później niż w roku .....			
Na uzasadniony wniosek eksploatującego rewizja wewnętrzna lub próba ciśnieniowa / próba szczelności mogą być przeprowadzone przed wyznaczonym terminem, zgodnie z wymaganiami odniesie			
5. Potwierdzenie odbioru protokołu (eksploatujący lub osoba upoważniona)		6. Pieczęć i podpis inspektora	
..... Niniejszy protokół może być powielany nie inaczej niż w całości, za zgodą eksploatującego i Urzędu Dozoru Technicznego.			

\*) niepotrzebne skreślić



\*) niepotrzebne skreślić

**Wykaz rodzajów rurociągów podlegających dozorowi technicznemu z  
podziałem na różne formy dozoru technicznego.**

L.p.	Rodzaj rurociągu <sup>1)</sup>		Zakres wymiarowy (parametry: PS, DN)	Forma dozoru technicznego	Uwagi
1.	przesyłowe <sup>2),5)</sup>	gazy, pary, ciecze <sup>3)</sup>	25<DN≤100 i 0,05 MPa < MOP ≤ 0,5 MPa	uproszczony	Dla gazu ziemnego DN≤ 200 lub MOP≤1,6MPa
			25<DN≤100 i MOP>0,5MPa lub 100<DN≤350 i MOP > 0,05 MPa i MOP x DN ≤ 350 MPa	ograniczony	Dla gazu ziemnego DN>200 i MOP>1,6MPa
			DN>350 i MOP > 0,05 MPa lub 100<DN<350 i MOP x DN > 350 MPa	pełny	Dla gazu ziemnego stosuje się odpowiednio do parametrów technicznych albo dozór uproszczony albo ograniczony
		ciecze <sup>4)</sup>	0,05 MPa < MOP ≤ 1,0 MPa i MOP x DN > 200 MPa	ograniczony	
			DN>25 i MOP > 1,0 MPa i MOP x DN> 200 MPa	pełny	
2.	technologiczne <sup>2)</sup>	gazy, pary, ciecze <sup>3)</sup>	PS > 0,5 bar i 25<DN≤100 i PS x DN≤ 1000 bar	ograniczony	
			PS > 0,5 bar i DN > 100 lub 25 < DN ≤ 100 i PS x DN > 1000 bar	pełny	
		ciecze <sup>4)</sup>	0,5 bar < PS ≤ 10 bar i PS x DN > 2000 bar	ograniczony	
			DN>25 i PS > 10 bar i PS x DN > 2000 bar	pełny	
3.	pary łączące kocioł z turbogeneratorem	DN>32 lub PS ≤16 bar lub PS x DN ≤ 3500 bar	ograniczony		
		DN>32 i PS > 16 bar i PS x DN > 3500 bar	pełny		
4.	technologiczne acetyleny		wszystkie	pełny	

1) rodzaj rurociągu według rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 16 lipca 2002 r. w sprawie rodzajów urządzeń technicznych podlegających dozorowi technicznemu (Dz. U. Nr 120, poz. 1021, z późn. zm.);

2) przesyłowe i technologiczne, w części stanowiącej urządzenia techniczne w rozumieniu przepisów o dozorze technicznym, przeznaczone do materiałów niebezpiecznych o właściwościach trujących, żrących lub palnych, wytworzone lub przebudowane po 1 lipca 2001 r.;

3) ciecze o nadciśnieniu pary w najwyższej dopuszczalnej temperaturze wyższym niż 0,5 bara;

4) ciecze o nadciśnieniu pary w najwyższej dopuszczalnej temperaturze niższym niż 0,5 bara;

5) formy dozoru technicznego dla rurociągów przesyłowych gazu ziemnego podano w uwagach.

## WARUNKI TECHNICZNE

uzgodnione w dniu 28 listopada 2019 r. pomiędzy:

**Spółką Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. z siedzibą w Warszawie**, adres: 02-337 Warszawa, ul. Mszczonowska 4, wpisaną do Rejestru Przedsiębiorców Krajowego Rejestru Przedsiębiorców prowadzonego przez Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy XII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego pod numerem KRS 0000264771, REGON 015716698, posiadającą NIP 527-243-20-41, o kapitale zakładowym: 3 771 990 842 zł wpłaconym w całości, zwaną dalej „GAZ-SYSTEM”, reprezentowaną na mocy udzielonego pełnomocnictwa Nr Z/P/125/16 z dnia 4 marca 2016 roku przez:

Pana Michała Piotrowskiego – Dyrektora Pionu Eksploatacji

oraz

**Urzędem Dozoru Technicznego z siedzibą w Warszawie**, ul. Szczęśliwicka 34, NIP 522-000-46-17, REGON 017196300, zwanym dalej „UDT”, reprezentowanym przez:

Pana Jacka Kocięckiego – Dyrektora Departamentu Techniki.

Zważywszy, że UDT oraz GAZ-SYSTEM wyrazili wolę szczegółowego uregulowania i określenia wymagań w zakresie projektowania, budowy (również w zakresie materiałów i elementów stosowanych do budowy), naprawy lub modernizacji oraz innych kwestii na etapie eksploatacji oraz działając na podstawie art. 8 ust. 7 w związku z art. 8 ust. 6 ustawy z dnia 21 grudnia 2000 r. o dozorcze technicznym (Dz. U. z 2019 r. poz. 667), UDT oraz GAZ-SYSTEM zgodnie postanowili o uzgodnieniu poniższych Warunków Technicznych („Warunki Techniczne”).

### Wstęp:

Celem niniejszych Warunków Technicznych jest ustalenie jednolitego stanowiska uzgodnionego pomiędzy UDT oraz GAZ-SYSTEM w zakresie projektowania, budowy (również w zakresie materiałów i elementów stosowanych do budowy), naprawy lub modernizacji oraz eksploatacji sieci gazowej należącej do GAZ-SYSTEM, w tym elementami przesyłowymi i technologicznymi.

Przez użyte w niniejszych Warunkach Technicznych określenia rozumie się:

- rurociągi przesyłowe - wszystkie gazociągi oraz stacje gazowe oddające paliwo gazowe do systemów dystrybucyjnych, węzły gazowe, stacje rozdzielcze zlokalizowane wewnątrz systemu.
- elementy technologiczne - tłocznie gazu lub stacje gazowe oddające paliwo gazowe bezpośrednio do instalacji technologicznych odbiorcy.
- przebudowa rurociągu przesyłowego – przebudowa całego rurociągu przesyłowego, wytworzonego do dnia 16 lipca 2002 r., pomiędzy armaturą odcinającą określoną w dniu poprzedzającym przebudowę podlega pod dozór uproszczony lub ograniczony w zależności od DN i MOP. Dla gazociągów wybudowanych przed dniem 16.07.2002 przebudowa w rozumieniu ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. - Prawo Budowlane odcinków krótszych niż między armaturą zaporową podlega uzgodnieniu dokumentacji i podlega pod dozór uproszczony bez

względem na wartość parametrów DN i MOP. W pozostałych przypadkach wymiana krótszych odcinków gazociągów nie podlega pod dozór techniczny.

Granicą pomiędzy rurociągiem przesyłowym a tłocznia lub stacją gazową oddającą paliwo gazowe bezpośrednio do instalacji technologicznych odbiorcy jest pierwszy zawór na terenie tłoczni lub stacji.

#### **Zakres Warunków Technicznych:**

Zgodnie z poniższym Spisem treści.

#### **Spis treści:**

#### **Część I. Wymagania na etapie projektowania, budowy (również w zakresie materiałów i elementów stosowanych do budowy).**

1. Wymagania dotyczące wykonawcy dokumentacji projektowej.
2. Zakres dokumentacji projektowej do uzgodnienia z UDT.
3. Odstępstwa uzyskiwane na etapie projektowania (jeśli takie są uzyskiwane).
4. Wymagania w zakresie dostawy rur.
5. Wymagania w zakresie dostawy armatury.
6. Wymagania w sprawie świadectw odbioru.
7. Wymagania dla wykonawców robót budowlanych, w tym dla nadzoru prac spawainicznych i kontroli złączy spawanych.

#### **Część II. Wymagania na etapie eksploatacji.**

8. Wymagania na etapie uzyskania zezwolenia na eksploatację i na etapie eksploatacji.

#### **Część III. Zasady sprawowania dozoru technicznego.**

9. Formy dozoru.
10. Sposób sprawowania dozoru technicznego na etapie eksploatacji nad rurociągami przesyłowymi o średnicy  $DN > 200$  i  $MOP > 1,6$  MPa i obiektami sieci gazowej innymi niż gazociągi, gdy w danym obiekcie występuje element o średnicy powyżej  $DN200$  gdzie  $MOP > 1,6$  MPa.
11. Wymagania - naprawa lub modernizacja.
12. Wymagania - usuwanie awarii.

#### **Część IV. Postanowienia końcowe i przejściowe.**

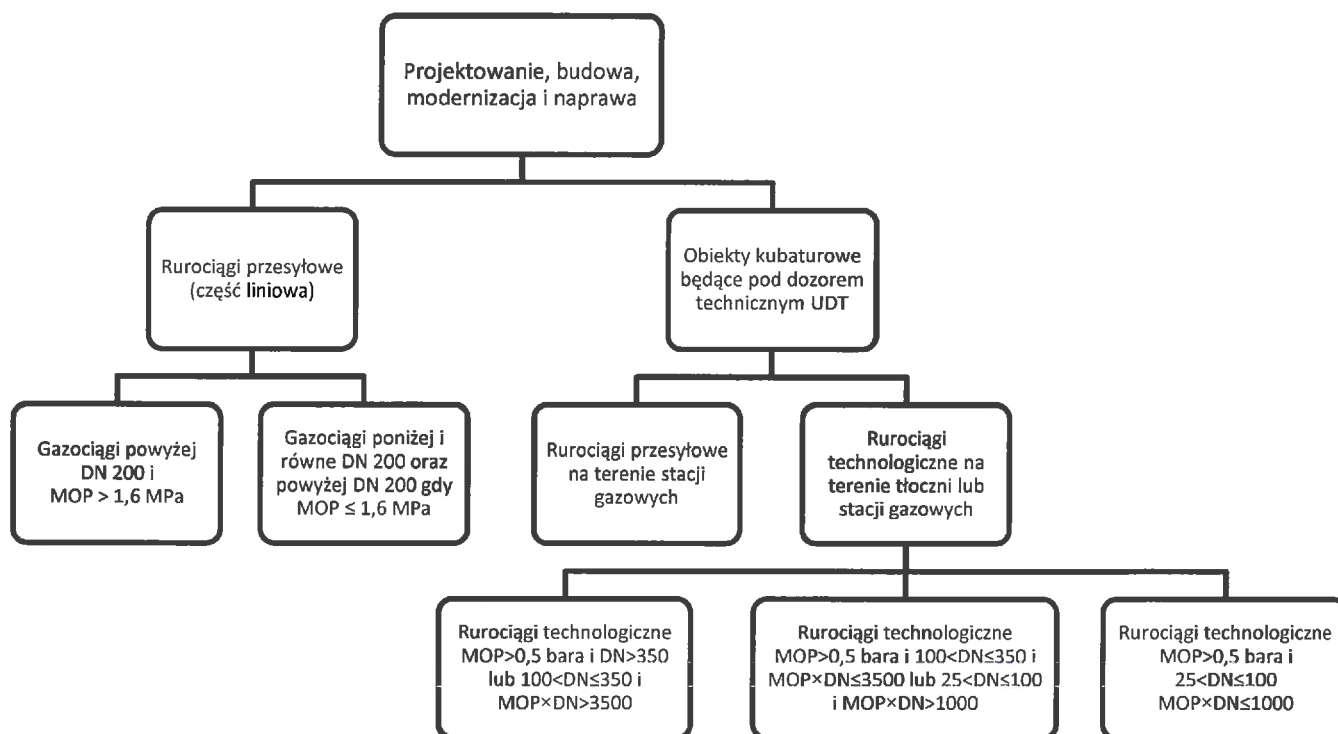
13. Postanowienia końcowe i przejściowe.

#### **Część V. Załączniki**

Załącznik nr 1 – Zakres czynności dozoru technicznego związanych z badaniami gazociągów przesyłowych budowanych przez Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.

Załącznik nr 2 – Dane ewidencyjne rurociągu przesyłowego.

**Część I. Wymagania na etapie projektowania, budowy (również w zakresie materiałów i elementów stosowanych do budowy).**



**1. Wymagania dotyczące wykonawcy dokumentacji projektowej.**

1.1 Rurociągi oraz ich elementy należy projektować zgodnie z aktualnym poziomem bezpieczeństwa i rozwiązaniami technicznymi, w oparciu o obowiązujące normy, przepisy i specyfikacje techniczne.

1.2 Wykonawca dokumentacji projektowej musi dysponować projektantami (projektantem) posiadającymi uprawnienia budowlane do projektowania bez ograniczeń w specjalności instalacyjnej w zakresie sieci gazowych.

1.3 Projektowanie sieci gazowych o maksymalnym ciśnieniu roboczym MOP powyżej 1,6 MPa należy w szczególności wykonywać zgodnie z następującymi przepisami:

- ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane (Dz. U. z 2019 r. poz. 1186, z późn. zm.),
- ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz.U. z 2019 r. poz. 755, z późn. zm.),
- ustawy z dnia 21 grudnia 2000 r. o dozorcze technicznym (Dz. U. z 2019 r. poz. 667),
- rozporządzenia Ministra Rozwoju z dnia 11 lipca 2016 r. w sprawie wymagań dla urządzeń ciśnieniowych i zespołów urządzeń ciśnieniowych (Dz.U. z 2019 r. poz. 211),
- rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 26 kwietnia 2013 r., w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie (Dz.U. 2013 r. poz. 640),

- rozporządzenia Ministra Transportu, Budownictwa i Gospodarki Morskiej z dnia 25 kwietnia 2012 r. w sprawie szczegółowego zakresu i formy projektu budowlanego (Dz. U. z 2018 r. poz. 1935),
- rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 28 grudnia 2009 r. w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy przy budowie i eksploatacji sieci gazowych oraz uruchamianiu instalacji gazowych gazu ziemnego (Dz. U. z 2010 r. Nr 2, poz. 6),
- rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 7 grudnia 2012 r. w sprawie rodzajów urządzeń technicznych podlegających dozorowi technicznemu (Dz. U. z 2012 r. poz. 1468),
- dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/68/UE z dnia 15 maja 2014 r. w sprawie harmonizacji ustawodawstw państw członkowskich odnoszących się do udostępniania na rynku urządzeń ciśnieniowych (Dz. U. UE. L 189 z 27.06.2014 r., str. 164),  
oraz
- Polskiej Normy PN-EN 1594 „Infrastruktura gazowa – Rurociągi o maksymalnym ciśnieniu roboczym powyżej 16 bar – Wymagania funkcjonalne”.

W przypadkach szczególnych i za zgodą Gaz-System dopuszcza się stosowanie innych metod obliczeń, niż zawarte w normie PN-EN 1594.

## 2. Zakres dokumentacji projektowej do uzgodnienia z UDT.

2.1 Zakres dokumentacji projektowej do uzgodnienia z UDT gazociągu będącego w myśl niniejszych Warunków Technicznych rurociągiem przesyłowym o średnicy powyżej DN 200 i MOP > 1,6 MPa.

2.1.1 Dokumentacja techniczna rurociągu przesyłowego, przedkładana do uzgodnienia UDT, zawiera:

- 1) opis techniczny rurociągu przesyłowego, określający jego początek i koniec, przebieg w terenie z wyszczególnieniem miejsc i obiektów charakterystycznych, informujący o fizykochemicznych właściwościach transportowanego materiału, oraz parametrach obliczeniowych, maksymalnych roboczych, maksymalnych przypadkowych i próbnych, oraz o sposobie oznakowania rurociągu przesyłowego;
- 2) schemat przebiegu rurociągu przesyłowego z podaniem wymiarów charakterystycznych dla jego przebiegu, konstrukcji i zabudowy, oznaczeniem elementów rurociągu przesyłowego oraz punktów nadzorowanych, a także rysunki konstrukcyjne tych elementów rurociągu przesyłowego, których konstrukcja lub wymiary nie są określone w uzgodnionych specyfikacjach technicznych;
- 3) obliczenia wytrzymałościowe elementów rurociągu przesyłowego, obejmujące w szczególności: obliczenia grubości ścianek elementów ciśnieniowych, inne obliczenia wytrzymałościowe, wynikające z analizy obciążeń działających na rurociąg przesyłowy i przyjętego rozwiązania konstrukcyjnego oraz obliczenia określone wymaganiami uzgodnionych specyfikacji technicznych;
- 4) wykaz materiałów i elementów rurociągu przesyłowego, z wyodrębnieniem osprzętu zabezpieczającego, oraz wyposażenia ciśnieniowego, z uzgodnionych specyfikacji technicznych, właściwości charakterystycznych oraz rodzaju dokumentów kontroli;
- 5) dane techniczne ochrony przeciwkorozyjnej z określeniem przyjętego rozwiązania ochrony elektrochemicznej, rodzajów powłok ochronnych i ich parametrów



- technicznych, ze szczególnym uwzględnieniem sposobu spajania/przyłączania przewodów elektrycznych do ścianek ciśnieniowych rurociągu przesyłowego;
- 6) dane techniczne izolacji termicznej z określeniem rodzajów materiałów izolacyjnych i ich parametrów technicznych, jeżeli została przewidziana;
  - 7) specyfikacje techniczne wykonania i odbioru rurociągu przesyłowego, z określeniem metod i zakresów badań oraz kryteriów akceptacji ich wyników, ze wskazaniem przyjętych lub uzgodnionych specyfikacji technicznych.
  - 8) Plan próby ciśnieniowej specjalnej (stresowej) lub tężnej próby szczelności i wytrzymałości, w zależności jakie rodzaje prób zostaną zaproponowane przez Projektanta.
- 2.2. Zakres dokumentacji projektowej do uzgodnienia z UDT gazociągu będącego w myśl niniejszych warunków technicznych rurociągiem przesyłowym o średnicy poniżej lub równej DN 200 oraz dla średnicy powyżej DN 200 gdy  $MOP \leq 1,6$  MPa.

Dokumentacja techniczna przedstawiona do uzgodnienia z UDT powinna zawierać wszystkie elementy zgodnie z punktem 2.1.1. poza próbą specjalną (stresową). Rurociągi poniżej DN 200 oraz powyżej DN 200, gdy  $MOP \leq 1,6$  MPa powinny podlegać wyłącznie próbie wytrzymałości i szczelności, o której mowa w § 34 ust. 2 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 26 kwietnia 2013 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie.

Za dokumentację techniczną uważa się również standaryzowane branżowe rozwiązania techniczne w zakresie projektowania i wytwarzania, uzgodnione z właściwym organem dozoru technicznego.

- 2.3. Zakres dokumentacji projektowej do uzgodnienia z UDT dla obiektów kubaturowych.
- 2.3.1. Dla obiektów kubaturowych zawierających rurociągi przesyłowe (stacje gazowe oddające paliwo gazowe do sieci dystrybucyjnych, węzły gazowe, stacje rozdzielcze zlokalizowane wewnątrz systemu) dokumentacja techniczna przedstawiona do uzgodnienia z UDT powinna zawierać:
- 1) wyszczególnienie materiałów i urządzeń,
  - 2) schematy technologiczne obiektu,
  - 3) obliczenia wytrzymałościowe zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 26 kwietnia 2013 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie oraz Polską Normą PN-EN 1594, uwzględniającą stabilność posadowienia gazociągu, inne metody obliczeń, niż zawarte w w/w normie (w szczególnych przypadkach za zgodą Gaz-System),
  - 4) specyfikacje techniczne wykonania i odbioru (w tym wymagania dla materiałów, kształtek, słuz nadawczych i odbiorczych tłoka, i armatury),
  - 5) plan prób wytrzymałości i szczelności, o których mowa w § 34 ust. 2 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 26 kwietnia 2013 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie, należy prowadzić w oparciu o następujące specyfikacje:
    - a) Polską Normę PN-EN 12327,



- b) obliczenia dopuszczalnych spadków ciśnienia mogą być prowadzone w oparciu o wymagania PN-92/M-34503, jeżeli zostanie wykonana odpowiednia analiza techniczna stosowalności.

2.3.2. Dla obiektów kubaturowych zawierających rurociągi technologiczne dokumentacja techniczna powinna zawierać:

- 1) deklarację zgodności, wystawioną przez wytwarzającego rurociąg technologiczny lub jego upoważnionego przedstawiciela, zgodną z przepisami rozporządzenia Ministra Rozwoju z dnia 11 lipca 2016 r. w sprawie wymagań dla urządzeń ciśnieniowych i zespołów urządzeń ciśnieniowych, lub informację o dopuszczalnych parametrach, zastosowanych materiałach, kwalifikowanych technologiach wykonania oraz o zastosowanych normach i specyfikacjach projektowych, informacje umożliwiające ocenę doboru urządzeń zabezpieczających, informację dotyczącą montażu, uruchomienia, użytkowania i konserwacji, łącznie z czynnościami wykonywanymi przez eksploatującego, określenie rodzajów i metod badań rurociągu przed jego oddaniem do eksploatacji, powykonawczą dokumentację techniczną połączeń wykonanych przez eksploatującego, zawierającą w szczególności informacje dotyczące wykonania i zbadania połączeń nierozłącznych przez kwalifikowany personel oraz rysunki położenia rurociągu.
- 2) dokumentację techniczną rurociągu technologicznego i jego elementów określoną przez wytwórcę lub jego upoważnionego przedstawiciela,
- 3) dokumentację techniczną połączeń rurociągu technologicznego z innymi urządzeniami ciśnieniowymi, jeżeli połączenia te nie są objęte deklaracją zgodności,
- 4) instrukcję eksploatacji rurociągu technologicznego,
- 5) instrukcję rozruchu rurociągu technologicznego, jeżeli rozruch jest przewidziany w dokumentacji technicznej, a nie jest wykonywany przez wytwórcę.

### 3. Odstępstwa uzyskiwane na etapie projektowania (jeśli takie są uzyskiwane)

Informacja o uzyskanych odstępstwach będzie każdorazowo zgłaszana do UDT na bieżąco w trakcie procesu projektowania

### 4. Wymagania w zakresie dostawy rur.

- 4.1 Producent musi posiadać certyfikowany system zarządzania jakością wg Polskiej Normy PN-EN ISO 9001 lub równoważny w zakresie wytwarzania rur stalowych.
- 4.2 Producent rur musi posiadać system zapewnienia jakości w spawalnictwie wg Polskiej Normy PN-EN ISO 3834-2: (wymagania pełne) – nie dotyczy dostawcy rur bez szwu.
- 4.3 Rury powinny być wytwarzane zgodnie z Polską Normą PN-EN ISO 3183 (nie dotyczy układów technologicznych).

- 4.4 Wytwórca rur powinien spełniać wymagania określone w przepisach ustawy z dnia 21 grudnia 2000 r. o dozorcze technicznym (nie dotyczy układów technologicznych).

**5. Wymagania w zakresie dostawy armatury.**

- 5.1 Wykonawca armatury dla DN 100 i powyżej zabudowanej na rurociągu przesyłowym, musi posiadać certyfikowany system zarządzania jakością wg Polskiej Normy PN-EN ISO 9001 lub równoważny.
- 5.2 Wykonawca armatury dla średnic DN 100 i powyżej w zakresie projektowania, wytwarzania i kontroli urządzeń ciśnieniowych powinien spełniać wymagania dyrektywy ciśnieniowej 2014/68/UE w zakresie projektowania, wytwarzania i kontroli urządzeń.
- 5.3 Wykonawca armatury dla średnic DN 100 i powyżej powinien posiadać system zapewnienia jakości w spawalnictwie wg Polskiej Normy PN-EN ISO 3834-2 (wymagania pełne).
- 5.4 Konstrukcja armatury powinna być zgodna z wymaganiami Polskiej Normy PN-EN 14141.

**6. Wymagania w sprawie świadectw odbioru.**

- 6.1. Minimalne wymagania w zakresie świadectw odbioru określona jest w Polskiej Normie PN-EN 1594.
- 6.2. Materiały lub elementy rurociągu przesyłowego powinny być wytwarzane zgodnie z uprawnieniem do ich wytwarzania, wydanym przez UDT oraz dokumentowane świadectwem kontroli określonym w warunkach uprawnienia (np. świadectwo 3.1 wg Polskiej Normy PN-EN 10204: 2006) lub ocenie zgodności w przypadku układów technologicznych podlegających OZ.
- 6.3. W jednostkowych przypadkach zakupu materiałów lub elementów, UDT może wykonać badania sprawdzające dla potwierdzenia zgodności dokumentów odbioru z rzeczywistym stanem materiałów lub elementów.
- 6.4. Materiały przeznaczone do wytwarzania rurociągów oraz ich elementów powinny być dostarczane z dokumentami potwierdzającymi przeprowadzenie badań określonych w uprawnieniu do ich wytwarzania, jeżeli stanowią gotowe elementy gazociągu.
- 6.5. Materiały przeznaczone do wytwarzania rurociągów oraz ich elementów powinny być oznakowane w sposób zapewniający ich identyfikację i przyporządkowanie do odpowiedniego dokumentu kontroli (świadectwa odbioru).

**7. Wymagania dla wykonawców robót budowlanych, w tym dla nadzoru prac spawalniczych i kontroli złączy spawanych.**

- 7.1 Wymagania ogólne.

- 7.1.1. Rurociągi oraz ich elementy należy wykonywać zgodnie z aktualnym poziomem bezpieczeństwa i rozwiązaniami technicznymi, w oparciu o obowiązujące normy, przepisy i specyfikacje techniczne.
- 7.1.2. Wykonawca winien posiadać uprawnienie, o którym mowa w art. 9 ust. 1 ustawy z dnia 21 grudnia 2000 r. o dozorze technicznym do wytwarzania rurociągów przesyłowych, nadane przez Prezesa Urzędu Dozoru Technicznego.
- 7.2 Wymagania w zakresie prac spawalniczych.
- 7.2.1. Wykonawca musi spełniać wymagania dotyczące jakości w zakresie pełnych wymagań w spawalnictwie wg wymagań Polskiej Normy PN-EN ISO 3834-2 lub równoważnych.
- 7.2.2. Wykonawca musi zatrudniać spawaczy lub operatorów urządzeń spawalniczych, spełniających wymagania wg Polskich Norm: PN-EN ISO 9606-1 oraz PN-EN ISO 14732, z aktualnymi uprawnieniami w zakresie spawanych materiałów rur, średnic rurociągu przesyłowego, grubości ścianki rur, urządzeń spawalniczych, metod spawania oraz pozycji spawania, nadanymi przez jednostkę dozoru technicznego.
- 7.2.3. Wykonawca musi zatrudniać personel nadzoru spawalniczego zgodnie z wymaganiami Polskiej Normy PN-EN 12732.
- 7.2.4. Wykonawca prac spawalniczych powinien posiadać uznaną technologię spawania (WPQR) według Polskiej Normy PN-EN ISO 15614-1 lub Polskich Norm ją poprzedzających jeśli uznanie było w takiej samej formie wydane, lub automatycznego lutowania twardego (WPQR) według Polskiej Normy PN-EN 12732, zatwierdzoną przez UDT.
- 7.2.5. Wykonawca musi zatrudniać lutowaczy i/lub operatorów urządzeń, wykonujących połączenia „kabel – rura” spełniających wymagania wg Polskich Norm: PN-EN ISO 13585 i/lub PN-EN ISO 14732:2014-01
- 7.3 Weryfikacja UDT na etapie budowy dla części liniowej powyżej DN 200 i MOP > 1,6 MPa i dla części obiektowej, gdy na danym obiekcie występuje element powyżej DN200 gdzie MOP > 1,6 MPa.
- 7.3.1 Zakres czynności UDT na etapie budowy wykonywany jest zgodnie ustawą z dnia 21 grudnia 2000 r. o dozorze technicznym i obejmuje:
- 1) weryfikację materiałów wykorzystanych do budowy części technologicznej (ciśnieniowej),
  - 2) sprawdzenie kwalifikacji spawaczy,
  - 3) sprawdzenie (kwalifikowanie) technologii spawania,
  - 4) sprawdzenie (kwalifikowanie) przeróbki plastycznej,
  - 5) sprawdzenie (kwalifikowanie) obróbki cieplnej,
  - 6) sprawdzenie uprawnień wykonawców i stosowanego systemu jakości,

7) zatwierdzenie technologii wykonania prób ciśnieniowych (w tym próby specjalnej).

7.3.2 Podczas budowy, inspektor UDT wykonuje czynności w zakresie i zgodnie z przyjętym planem jakościowym lub załącznikiem do niniejszych Warunków Technicznych. W technicznie uzasadnionych przypadkach, za zgodą inwestora, możliwy jest udział inspektora UDT w celu przeprowadzenia dodatkowych czynności. Zakres czynności zostanie wcześniej przekazany do wiadomości inwestorowi.

7.4 Wymagania dla nadzoru prac spawalniczych i kontroli złączy spawanych:

- wymagania zgodnie z normą PN-EN 12732+A1:2014-09,
- laboratoria badawcze wykonujące badania niszczące i nieniszczące powinny spełniać wymagania ustawy o dozorcze technicznym.

## **Część II. Wymagania na etapie eksploatacji.**

### **8. Wymagania na etapie uzyskania zezwolenia na eksploatację i na etapie eksploatacji.**

8.1. Eksploatację prowadzi się w oparciu o Instrukcję eksploatacji, która odnosi się do bezpiecznego użytkowania przez monitorowanie stanu technicznego, właściwą konserwację oraz niezwłoczne i skuteczne postępowanie na wypadek awarii.

8.2. UDT oraz GAZ-SYSTEM uzgadniają warunki, dotyczące jednolitego trybu i zasad postępowania, w zakresie wymagań dotyczących:

- 1) dokumentacji, w tym w szczególności instrukcji eksploatacji rurociągów przesyłowych podlegających dozorowi technicznemu,
- 2) formy i zakresu sprawowania dozoru technicznego nad rurociągami przesyłowymi na etapie ich eksploatacji, przy uwzględnieniu czynności i częstotliwości wykonywania dozoru technicznego.

8.3. Ogólne wymagania, które należy wziąć pod uwagę przy tworzeniu instrukcji eksploatacji.

8.3.1 Eksploatacja to działania zmierzające do utrzymania obiektu w stanie zapewniającym realizację wymaganych funkcji, w sposób ciągły i niezawodny przy spełnieniu wymagań co do:

- 1) bezpieczeństwa konstrukcji – nośność i stateczność,
- 2) bezpieczeństwa pożarowego,
- 3) bezpieczeństwa użytkowania  
– przy spełnieniu wymagań higienicznych i ochrony środowiska (w tym hałas, drgania).

8.3.2 Działania eksploatacyjne powinny być ukierunkowane na:

- 1) monitoring stanu technicznego konstrukcji i elementów zapewniających funkcjonalność obiektu – kontrola i badania powłok układów rurowych, zarówno zasadniczych jak i ochronnych, kontrola szczelności, monitoring korozyjności, kontrola urządzeń,

- 2) czynności zapewniające zachowanie odpowiedniego stanu, niezawodności i ciągłości funkcjonowania włącznie z właściwą estetyką obiektu, w tym kontrole bhp i ppoż,
- 3) działania awaryjne zapewniające szybkie i skuteczne podjęcie interwencji zmierzające do zabezpieczenia, a następnie usunięcia skutków awarii i nieprzewidzianych zdarzeń – plany awaryjne.

#### 8.4. Wymagania przy wydawaniu decyzji zezwalających na eksploatację.

8.4.1. Dla rurociągów przesyłowych objętych dozorem technicznym ograniczonym, po zakończeniu wytwarzania rurociągu przesyłowego, wytwarzający przedkłada organowi właściwej jednostki dozoru technicznego oświadczenie o zakończeniu prac, świadectwa przeprowadzonych badań i dokumenty kontroli, w szczególności:

- 1) wykaz świadectw kwalifikacyjnych osób wykonujących i kontrolujących czynności spajania, przeróbki plastycznej lub obróbki cieplnej;
- 2) wykaz uzgodnionych instrukcji technologicznych spajania, obróbki cieplnej lub przeróbki plastycznej;
- 3) kopie świadectwa uznania laboratorium, wykaz certyfikatów personelu wykonującego badania oraz protokoły przeprowadzonych badań nieniszczących i niszczących, wraz z oceną ich wyników;
- 4) dane dotyczące dziennika przeprowadzonych prac spajania;
- 5) księgę rurociągu;
- 6) wykaz dokumentów kontroli materiałów i elementów rurociągu;
- 7) wykaz protokołów kontroli wykonanych operacji technologicznych obróbki cieplnej lub przeróbki plastycznej;
- 8) protokoły cząstkowych ciśnieniowych prób wytrzymałości i szczelności, jeżeli były przeprowadzone;
- 9) świadectwa badań:
  - a) zastosowanych powłok ochronnych i izolacyjnych,
  - b) ochrony elektrochemicznej i jej połączeń spajanych ze ścianką ciśnieniową rurociągu przesyłowego;
- 10) wykaz zmian w dokumentacji technicznej i uzgodnień z organem właściwej jednostki dozoru technicznego, dokonanych w toku wytwarzania rurociągu przesyłowego;
- 11) wypełnioną kartę ewidencyjną rurociągu przesyłowego,
- 12) instrukcję eksploatacji rurociągu przesyłowego, zatwierdzoną przez GAZ-SYSTEM, zawierającą co najmniej:
  - a) charakterystykę rurociągu przesyłowego poprzez określenie warunków pracy i parametrów roboczych rurociągu przesyłowego i jego wyposażenia, z określeniem wartości granicznych tych parametrów lub dopuszczalnych odstępstw,
  - b) instrukcję sterowania, obsługi i konserwacji rurociągu przesyłowego, ze wskazaniem osób odpowiedzialnych i kwalifikowanego personelu, odnoszące się do warunków normalnego użytkowania, zapobiegania awariom i niebezpiecznym uszkodzeniom z oszacowaniem prawdopodobieństwa ich wystąpienia,



- c) określenie przyrządów pomiarowych, sprzętu i narzędzi do obsługi i konserwacji w normalnych warunkach użytkowania oraz w przypadku awarii,
  - d) instrukcję postępowania w przypadku wystąpienia awarii, niebezpiecznego uszkodzenia, pożaru lub naruszenia integralności rurociągu przesyłowego – plan awaryjny, z opisem środków służących likwidacji skutków tych zdarzeń i przywróceniu bezpiecznego użytkowania, ze wskazaniem osób odpowiedzialnych za kierowanie działaniami,
  - e) sposoby informowania o zagrożeniach w toku eksploatacji rurociągu przesyłowego oraz alarmowania w przypadku awarii, niebezpiecznego uszkodzenia, pożaru lub naruszenia integralności rurociągu przesyłowego, instytucji odpowiedzialnych za bezpieczeństwo publiczne, techniczne i środowiskowe oraz współpracę z mediami,
  - f) wykaz przedsiębiorstw lub osób wykonujących naprawy poawaryjne, po wystąpieniu niebezpiecznego uszkodzenia oraz planowane, jeżeli zostali ustalen;
- 13) w przypadku istotnych zmian w eksploatacji rurociągu należy zmienić/ zaktualizować instrukcję eksploatacji w uzgodnieniu z UDT;
  - 14) programy badań wykonywanych przez eksploatującego/ operatora oraz zakres i częstotliwość kontroli bieżącego stanu technicznego rurociągu przesyłowego oraz jego trasy;
  - 15) instrukcje trwałego wyłączenia rurociągu przesyłowego z eksploatacji, określające sposób demontażu lub takiego zabezpieczenia pozostawionych elementów rurociągu przesyłowego, aby nie stanowiły zagrożenia dla życia lub zdrowia ludzkiego oraz mienia i środowiska;
  - 16) określenie sposobu ewidencji pracy rurociągu przesyłowego oraz rodzaju ewidencjonowanych warunków pracy i parametrów.
- 8.4.2 W ramach postępowania w sprawie wydania decyzji zezwalającej na eksploatację gazociągu przesyłowego instrukcja, o której mowa powyżej, wymaga uprzedniego zatwierdzenia przez GAZ-SYSTEM.
- 8.4.3 Decyzja zezwalająca na eksploatację rurociągu przesyłowego wydawana jest po przeprowadzeniu badania odbiorczego z wynikiem pozytywnym, w zakresie obejmującym:
- 1) sprawdzenie kompletności i prawidłowości dokumentów dołączonych do wniosku o wydanie decyzji zezwalającej na eksploatację;
  - 2) sprawdzenie, czy wszystkie elementy rurociągu zainstalowane są zgodnie z dokumentacją projektową uzgodnioną z UDT;
  - 3) sprawdzenie zgodności nastaw osprzętu ciśnieniowego, w szczególności zabezpieczającego.

### Część III. Zasady sprawowania dozoru technicznego.

#### 9. Formy dozoru.

- Rurociągi przesyłowe DN > 200 i MOP > 1,6 MPa – dozór **ograniczony**,

- Rurociągi przesyłowe  $DN \leq 200$  oraz  $DN > 200$  gdy  $MOP \leq 1,6$  MPa – dozór **uproszczony**,
- Rurociągi technologiczne  $MOP > 0,5$  bar i  $DN > 350$  lub  $100 < DN \leq 350$  i  $MOP \times DN > 3500$  – dozór **pełny**,
- Rurociągi technologiczne  $MOP > 0,5$  bara i  $100 < DN \leq 350$  i  $MOP \times DN \leq 3500$  lub  $25 < DN \leq 100$  i  $MOP \times DN > 1000$  – dozór **pełny**,
- Rurociągi technologiczne  $MOP > 0,5$  bara i  $25 < DN \leq 100$   $MOP \times DN \leq 1000$  – dozór **ograniczony**.

**10. Sposób sprawowania dozoru technicznego na etapie eksploatacji nad rurociągami przesyłowymi o średnicy  $DN > 200$  i  $MOP > 1,6$  MPa i obiektami sieci gazowej innymi niż gazociągi, gdy w danym obiekcie występuje element o średnicy powyżej  $DN200$  gdzie  $MOP > 1,6$  MPa.**

- 10.1 Sprawowanie dozoru technicznego przez UDT na etapie eksploatacji rurociągu obejmuje:
- 1) w przypadku rurociągów przesyłowych objętych dozorem technicznym ograniczonym – weryfikacja dokumentacji eksploatacyjnej oraz w przypadku wątpliwości doraźne badania techniczne kontrolne uzgodnione w zakresie i terminie pomiędzy Gaz-System i UDT, wykonywane są przez UDT co najmniej raz na 24 miesiące,
  - 2) doraźne badania techniczne eksploatacyjne, na wniosek eksploatującego/ operatora, wykonywane są w przypadku:
    - a) zmiany nastaw osprzętu zabezpieczającego, parametrów lub warunków pracy rurociągu przesyłowego, w odniesieniu do określonych w uzgodnionej dokumentacji technicznej, karcie ewidencyjnej lub uzgodnionych instrukcjach eksploatacji,
    - b) uzgodnienia naprawy lub modernizacji,
    - c) stanu technicznego rurociągu przesyłowego, budzącego zastrzeżenia;
  - 3) badania techniczne tłokami pomiarowymi w ramach badań okresowych i doraźnych kontrolnych, w przypadku rurociągów przesyłowych przystosowanych konstrukcyjnie do takich badań, wykonywane przez eksploatującego/operatora rurociągu przesyłowego, przy udziale UDT; UDT wyznacza termin tych badań z podaniem roku:
    - a) pierwsze badanie tłokiem pomiarowym – inteligentnym przeprowadza się przed rozpoczęciem eksploatacji rurociągu przesyłowego lub w okresie nie dłuższym niż 24 miesiące od rozpoczęcia eksploatacji, w celu ustalenia stanu początkowego rurociągu przesyłowego,
    - b) kolejne badania tłokiem przeprowadza się nie rzadziej niż co 10 lat, jeżeli nie wystąpiła potrzeba przeprowadzenia wcześniejszego badania, wynikająca z oceny wyników stanu technicznego rurociągu przesyłowego, awarii lub niebezpiecznego uszkodzenia;
  - 4) badania doraźne stanu technicznego rurociągu, w przypadku stwierdzenia istotnych odchyleń od normalnych warunków pracy gazociągu;
  - 5) udział inspektora UDT w diagnostyce rurociągu przesyłowego tłokami pomiarowymi;
  - 6) przekazywanie przez GAZ-SYSTEM do UDT informacji dotyczących:
    - a) niebezpiecznego uszkodzenia rurociągu lub nieszczęśliwego wypadku w rozumieniu przepisów o dozorze technicznym,
    - b) zmiany dopuszczalnych parametrów pracy rurociągu;
    - c) zmiany eksploatującego,



- d) wyłączenia lub likwidacji rurociągu przesyłowego.
- 7) sposób sprawowania dozoru technicznego na etapie eksploatacji nad rurociągami przesyłowymi objętych dozorem technicznym uproszczonym:
  - a) UDT nie wykonuje badań kontrolnych,
  - b) UDT wykonuje badania doraźne na pisemny wniosek eksploatującego,
  - c) UDT wykonuje badania po awariach i niebezpiecznych uszkodzeniach.

## 11. Wymagania - naprawa lub modernizacja.

- 11.1 Wniosek o uzgodnienie naprawy lub modernizacji powinien zawierać co najmniej:
- 1) określenie zakresu naprawy lub modernizacji, jak również wymagania techniczne przygotowania do jej przeprowadzenia;
  - 2) wymagania bezpieczeństwa naprawy lub modernizacji,
  - 3) instrukcje technologiczne naprawy lub modernizacji, w szczególności instrukcje technologiczne spajania, obróbki cieplnej i przeróbki plastycznej, jeżeli takie technologie będą zastosowane;
  - 4) wykaz elementów rurociągu przesyłowego wymienianych podczas naprawy lub modernizacji;
  - 5) rodzaj i zakres prób oraz doraźnych badań technicznych po naprawie lub modernizacji rurociągu przesyłowego; w przypadkach szczególnych, gdy naprawa lub modernizacja odbywa się bez przerwy w użytkowaniu rurociągu przesyłowego, jego użytkowanie należy rozpocząć bezpośrednio po naprawie lub modernizacji; badania złączy spawanych wykonuje się jako wstępne, niezwłocznie po naprawie lub modernizacji oraz powtarza po czasie nie krótszym niż 24 godziny od zakończenia spawania;
  - 6) zasady udokumentowania naprawy lub modernizacji rurociągu przesyłowego.

Wniosek o uzgodnienie modernizacji powinien zawierać wszystkie informacje jak dla nowobudowanego gazociągu.

## 12. Wymagania - usuwanie awarii.

- 12.1. W przypadku awarii eksploatujący niezwłocznie przystępuje do zabezpieczenia miejsca awarii i jej usunięcia. Eksploatujący przekazuje niezwłocznie do UDT informację z opisem zakresu prac oraz zastosowanych technologii, w tym:
- 1) wykaz materiałów i elementów zastosowanych do usunięcia awarii, z dokumentami ich kontroli;
  - 2) wykaz zatwierdzonych przez UDT instrukcji technologicznych, zastosowanych podczas usuwania awarii, zgodnie z posiadanym uprawnieniem lub karty technologiczne zastosowanych technologii, w celu ich weryfikacji i zatwierdzenia oraz kopie zaświadczeń kwalifikacyjnych osób wykonujących połączenia nierozłączne w przypadku nieuprawnionego naprawiającego;
  - 3) wykaz zaświadczeń kwalifikacyjnych osób wykonujących połączenia nierozłączne z kopiami tych zaświadczeń, w przypadku nieuprawnionego naprawiającego;

- 4) rodzaje i zakres badań po naprawie, z określeniem kryteriów ich akceptacji;
- 5) dane laboratorium wykonującego badania nieniszczące z kopiami świadectw kwalifikacyjnych osób wykonujących badania, w przypadku badań wykonanych przez laboratorium nie mające uznania UDT.

12.2 Po usunięciu awarii - wykonaniu naprawy poawaryjnej, obiekt poddawany jest doraźnym badaniom technicznym, wykonywanym przez inspektora UDT. Rodzaj i zakres badań ustalany jest z eksploatującym w zależności od zakresu naprawy poawaryjnej i ewentualnych skutków awarii mogących mieć wpływ na stan techniczny.

#### Część IV

### 13. Postanowienia końcowe i przejściowe.

- 13.1 GAZ-SYSTEM zapewnia, iż eksploatacja gazociągów przesyłowych objętych dozorem technicznym, jest zgodna z zasadami i trybem postępowania, określonymi w przepisach, procedurach i instrukcjach Systemu Eksploatacji Sieci Przesyłowej.
- 13.2 Z dniem wejścia w życie niniejszych Warunków Technicznych tracą moc:
  - 1) Warunki Techniczne obowiązujące od 15 lipca 2013 r.;
  - 2) Wytyczne w sprawie warunków technicznych dozoru technicznego dla gazociągów przesyłowych podlegających dozorowi technicznemu, uzgodnione w dniu 29 kwietnia 2015 r.;
  - 3) Notatka z dnia 25 kwietnia 2016 r. w sprawie „Weryfikacji podległości urządzeń ciśnieniowych pod UDT”.
- 13.3 Rurociągi przesyłowe powyżej średnicy DN 200 i ciśnienia MOP 1,6 MPa i technologiczne, dla których rozpoczęto projektowanie przed wejściem w życie niniejszych warunków technicznych, mogą być wykonywane według poprzednich wymagań.
- 13.4 Niniejsze Warunki Techniczne tracą ważność z dniem wejścia w życie przepisów wykonawczych w sprawie warunków technicznych dozoru technicznego w zakresie dotyczącym rurociągów przesyłowych wydanych na podstawie w art. 8 ust. 4 ustawy 21 grudnia 2000 r. o dozorze technicznym.
- 13.5 Uzgodnienia w zakresie projektów należy wykonywać we właściwym terenie Oddziału/Biurze UDT.
- 13.6 Przypadki urządzeń ciśnieniowych nie posiadających pełnej dokumentacji, będą konsultowane na bieżąco pomiędzy GAZ-SYSTEM, a przedstawicielami UDT. Minimalnym wymaganiem jest możliwość identyfikacji urządzenia poprzez jego fabryczną tabliczkę znamionową oraz wyposażenie go w instrukcję eksploatacji. Urządzenia te należy zgłaszać w najbliższych terenie Oddziałach/Biurach UDT, celem rejestracji i sprawowania nad nimi dozoru technicznego. Dla urządzeń wyprodukowanych po 1.05.2004 r. wymagana jest deklaracja CE.

- 13.7 Urządzenia ciśnieniowe, które nie spełniają kryteriów określonych w punkcie 13.6 powyżej, powinny być wymienione na identyfikowalne w sposób określony w tym punkcie.
- 13.8 W przypadku kilku współpracujących zbiorników ciśnieniowych w napędach armatury, pomimo ich wspólnej zabudowy w napędzie, każdy zbiornik ciśnieniowy powinien być odrębnie zgłoszony do właściwego terenowo Oddziału/Biura UDT.
- 13.9 Urządzenia ciśnieniowe, takie jak stałe zbiorniki ciśnieniowe stanowiące konstrukcyjnie jedną całość (połączone nierozłącznie) z rurociągami pracującymi w ruchu ciągłym, lub połączeniami rozłącznymi, jednak bez możliwości ich odłączenia na czas badań, na wniosek GAZ-SYSTEM mogą być badane według programu badań zastępczych w zakresach i metodami właściwymi dla urządzeń pracujących w ruchu ciągłym.
- 13.10 Przy kwalifikowaniu rodzaju urządzenia ciśnieniowego należy uwzględnić, że urządzenie jest zbiornikiem, jeżeli jego charakterystycznymi parametrami konstrukcyjnymi są ciśnienie „p” oraz objętość „V”, lub rurociągiem, jeżeli jego charakterystycznymi parametrami konstrukcyjnymi są ciśnienie „p” oraz wymiar nominalny „DN”.
- 13.11 Urządzenia takie jak np. komory nadania lub odbioru tłoków, odwadniacze, zbiorniki antypulsacyjne należy traktować jako stałe zbiorniki ciśnieniowe, jeżeli w toku eksploatacji rurociągu, komory są zamknięte armaturą zaporową i może wystąpić zagrożenie wzrostu ciśnienia w komorach powyżej ciśnienia w rurociągu.
- 13.12 Rurociągi liniowe wraz z osprzętem ciśnieniowym (armaturą) na nich zabudowanym, do którego należy zaliczyć zespoły zaporowe i zaporowo-upustowe, zespoły odgałęźne i zespoły komór nadania lub odbioru tłoków, kwalifikuje się jako rurociągi przesyłowe.
- 13.13 Przez obiekty kubaturowe rozumie się wszystkie tłocznie, stacje gazowe, węzły, oraz obiekty wewnętrzny systemu inne niż wymienione w punkcie 13.12 powyżej.
- 13.14 Obiekty sieci gazowej kwalifikuje się jako odrębne urządzenia ciśnieniowe, jeżeli różnią się ciśnieniem MOP.
- 13.15 W stacji gazowej o układzie rurowym  $MOP > 1,6$  MPa od pierwszej spoiny łączącej ZZU wejściowe z gazociągami na wejściu do ostatniej spoiny łączącej ZZU wyjściowe stacji z gazociągami na wyjściu stacji lub do reduktora pomimo, iż większość elementów układu rurowego będzie miała średnicę  $DN \leq 200$  wystąpią miejscowo elementy o średnicy DN250, ustala się dla całego układu rurowego formę dozoru ograniczoną, z umowną granicą zmiany formy dozoru.

Niniejsze Warunki Techniczne zostały sporządzone w dwóch jednobrzmiących egzemplarzach, po jednym dla UDT oraz GAZ-SYSTEM i wchodzi w życie z dniem 1 grudnia 2019 r.



URZĄD DOZORU  
TECHNICZNEGO



Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-  
SYSTEM S.A.:

Urząd Dozoru Technicznego:

Pion Eksploatacji  
Dyrektor

*Michał Piotrowski*

Michał Piotrowski

DEPARTAMENT TECHNIKI  
DYREKTOR

*Jacek Kociński*

WYDZIAŁ LEGISLACJI I POSTĘPOWAŃ  
KIEROWNIK

*Zofia Szafraniec*  
Zofia Szafraniec

Dariusz Dąbkowski  
Radca Prawnny

*Dariusz Dąbkowski*  
WA-6875

Strona 16 z 22

**Czynności Inspekcyjne**

Nr	Czynność inspekcyjna	Częstość wykonywania czynności inspekcyjnych	Sposób przeprowadzenia inspekcji	Protokół/ dokument
1	Weryfikacja dokumentacji projektowej gazociągu przesyłowego			
1.1	Dobór materiałów rur, kształtek i armatury. Obliczenia wytrzymałościowe grubości ścianek rur i kształtek uwzględniających stabilność posadowienia gazociągu.		Punkt Zatrzymania	Sprawozdanie zatwierdzające wykonane przez Inspektora UDT
1.2	Dokumentacja techniczno-technologiczna wykonania – technologia wykonania, dobór parametrów, badania, kryteria akceptacji wyników.			
1.3	Warunki Techniczne Wykonania i Odbioru – w szczególności w zakresie: <ul style="list-style-type: none"><li>wymagań dla rur ,kształtek, śluz nadawczych i odbiorczych tłoka oraz armatury,</li><li>wymagań dotyczących prac spawalniczych,</li><li>opisu prób ciśnieniowych.</li></ul>			
2	Weryfikacja Wykonawcy wytwarzającego gazociąg			
2.1	Weryfikacja uprawnień do wytwarzania rurociągów przesyłowych do gazów nadanych przez UDT.		Monitorowanie	Potwierdzenie wykonania – Inspektor UDT (odnotowanie w planie badań i odbiorów)
2.2	Weryfikacja dokumentów potwierdzających posiadanie odpowiednich uprawnień przez operatorów automatów spawalniczych oraz spawaczy ręcznych.		Monitorowanie	
2.3	Weryfikacja dokumentów potwierdzających posiadanie odpowiednich uprawnień przez personel nadzoru spawalniczego zgodnie z Certyfikatem Zarządzania Jakością w spawalnictwie.		Przegląd	
2.4	Weryfikacja uprawnień nadanych do wytwarzania łuków giętych na zimno nadanych przez UDT.		Monitorowanie	
2.5	Udział w charakterze obserwatora przy wykonywaniu łuków giętych na zimno.		Kontrola obserwacyjna	
2.6	Weryfikacja dokumentów potwierdzających posiadanie odpowiednich uprawnień przez personel wykonujący badania nieniszczące.		Przegląd	
2.7	Uznanie laboratorium zgodnie z art. 9 ustawy o dozorcze technicznym do wykonywania badań (w ramach uprawnienia wytwarzającego).		Monitorowanie	

**Zakres czynności dozoru technicznego związany z badaniami gazociągów przesyłowych budowanych przez Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. (nie dotyczy modernizacji, przebudowy, remontów, napraw istniejącej sieci przesyłowej oraz nowo budowanych gazociągów przyłączeniowych o średnicy nominalnej DN200 i poniżej).**

**Definicje:**

**Punkt Zatrzymania – Hold Point**

Planowana czynność (kontrolna lub badanie), która jest wykonywana przez inspektora UDT lub w obecności Inspektora UDT. Prowadzenie kolejnych etapów budowy gazociągu przesyłowego możliwe jest jedynie w przypadku pozytywnego wyniku czynności odbiorowej, produkcyjnej, kontrolnej lub badania potwierdzonego odpowiednim protokołem/sprawozdaniem zatwierdzonym przez Inspektora UDT. O osiągnięciu każdego punktu zatrzymania UDT zostanie pisemnie powiadomiony w uzgodnionym - z Operatorem Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. lub Wykonawcą gazociągu - terminie.

**Kontrola Obserwacyjna – Witness Point**

Planowana czynność (kontrolna lub badanie), która może być przeprowadzone przy udziale inspektora UDT pod warunkiem, że UDT zostanie zawiadomiony w uzgodnionym – z Operatorem Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. lub Wykonawcą gazociągu – terminie.

**Monitorowanie – Monitoring**

Działalność kontrolna prowadzona przez Inspektora UDT – w dowolnym terminie, w trakcie budowy gazociągu przesyłowego, według jego uznania - polegająca na okresowym, nadzorowaniu prawidłowości wykonywania operacji technologicznych lub kontrolnych związanych przede wszystkim z wykonawstwem prac spawalniczych.

**Przegląd - Review**

Działalność kontrolna inspektora UDT polegająca na przeglądzie i sprawdzeniu dokumentów jakości (świadectw, atestów, protokołów kontroli, badań i odbioru) potwierdzających, że użyte materiały, operacje technologiczne, kontrole, badania zostały przeprowadzone zgodnie z zatwierdzoną przez UDT dokumentacją projektową i technologiczną.





URZĄD DOZORU  
TECHNICZNEGO



Nr	Czynność inspekcyjna	Częstość wykonywania czynności inspekcyjnych	Sposób przeprowadzenia inspekcji	Protokół/ dokument
3	Procesy technologiczne i badania w zakresie prac spawalniczych			
3.1	Udział w charakterze obserwatora przy wykonywaniu złączy obwodowych rur – spawanie zmechanizowane, ręczne, naprawcze.		Monitorowanie	Potwierdzenie wykonania – Inspektor UDT (odnotowanie w planie badań i odbiorów)
3.2	Zatwierdzenie technologii zmechanizowanego spawania złączy obwodowych rur (WPQR).		Punkt Zatrzymania	
3.3	Zatwierdzenie technologii ręcznego spawania złączy obwodowych rur (WPQR).		Punkt zatrzymania	
3.4	Zatwierdzenie technologii naprawy wad złączy spawanych (WPQR).		Punkt zatrzymania	
3.5	Zatwierdzenie technologii automatycznego lutowania twardego „pin-brazing” przyłączy kablowych do gazociągu.		Punkt zatrzymania	
3.6	Weryfikacja instrukcji wykonania badań nieniszczących.		Przegląd	
3.7	Zapisy przebiegu lub wyników badań nieniszczących spoin obwodowych gazociągu – badania odbiorcze – zgodność wykonania z WTWiO.		Przegląd	
4	Weryfikacja rur, kształtek oraz innych materiałów użytych do budowy gazociągu			
4.1	Weryfikacja uprawnień do wytwarzania rur nadanych przez UDT.	dla każdej dostawy partii rur	Monitorowanie	Potwierdzenie wykonania – Inspektor UDT (odnotowanie w planie badań i odbiorów)
4.2	Kontrola świadectwa odbioru dla każdej partii rur	dla każdej dostawy partii rur	Przegląd	
4.3	Weryfikacja uprawnień do wytwarzania rur, kształtek (w tym łuków wytwarzanych za pomocą grzania indukcyjnego, trójników, zwężek) nadanych przez UDT.	dla każdej dostawy partii kształtek danego rodzaju	Monitorowanie	
4.4	Kontrola świadectwa odbioru dla każdej kształtki.	dla każdej dostawy partii kształtek danego rodzaju	Przegląd	





URZĄD DOZORU  
TECHNICZNEGO



Nr	Czynność inspekcyjna	Częstość wykonywania czynności inspekcyjnych	Sposób przeprowadzenia inspekcji	Protokół/ dokument
5	Nadzór nad próbami ciśnieniowymi			
5.1.	Weryfikacja zgodności wykonania gazociągu zgodnie z zatwierdzoną przez UDT dokumentacją techniczną.		Punkt zatrzymania	Protokół sporządza Inspektor UDT
5.2	Uzgodnienie technologii wykonania prób ciśnieniowych (w tym próby specjalnej) przedstawionej przez Wykonawcę.		Punkt Zatrzymania	
5.3	Weryfikacja wzorcowania urządzeń zastosowanych do przeprowadzenia próby.		Przegląd	
5.4	Próby ciśnieniowe.		Punkt Zatrzymania	
6	Decyzja			
6.1	Wydanie przez UDT decyzji zezwalającej na eksploatację.			Decyzja UDT

**DANE EWIDENCYJNE RUROCIĄGU PRZESYŁOWEGO**

**1. DANE RUROCIĄGU**

**1.1 Nazwa rurociągu:**

wymiar nominalny DN, maksymalne ciśnienie robocze MOP

**1.2 Dane dotyczące początku i końca rurociągu:**

miejscowość, km

**1.3 Dane dotyczące rurociągów odgałęźnych:**

miejscowość, km rurociągu, wymiar nominalny DN, rodzaj elementu rozgraniczającego

**1.4 Lokalizacja przejść i skrzyżowań z infrastrukturą terenu i obiektami przyrody:**

- a) z liniami kolejowymi - miejscowość, km rurociągu, długość skrzyżowania,
- b) z autostradami, drogami ekspresowymi i krajowymi - miejscowość, km rurociągu, długość skrzyżowania,
- c) ze szlakami wodnymi żeglownymi - miejscowość, km rurociągu, długość skrzyżowania,
- d) z pasami startowymi na lotniskach - miejscowość, km rurociągu, długość skrzyżowania,
- e) z rurociągami - miejscowość, km rurociągu, długość skrzyżowania,
- f) z liniami i kablami energetycznymi - miejscowość, km rurociągu, długość skrzyżowania,
- g) z kablami telekomunikacyjnymi - miejscowość, km od początku, długość skrzyżowania,
- h) odstonięte przęsła na mostach i estakadach - miejscowość, km rurociągu, długość przęsła,
- i) obiekty przyrody - miejscowość, km rurociągu, długość przejścia,
- k) inne przejścia i skrzyżowania szczególne - określić rodzaj - miejscowość, km rurociągu, długość,

**1.5 Grubość ścianki rury przewodowej:**

km rurociągu, grubość w mm,

**1.6 Maksymalne ciśnienie przypadkowe, ciśnienie obliczeniowe i ciśnienia prób:**

w [MPa], dla poszczególnych odcinków od początku rurociągu,

**1.7 Materiał transportowany:**

podstawowe właściwości fizykochemiczne

**1.8 Projektowany znamionowy strumień płynu w rurociągu:**

w [m<sup>3</sup>/h]

**1.9 Temperatury - robocza i obliczeniowa:**

maksymalna w [°C], minimalna w [°C]

**1.10 Materiały rur przewodowych:**

- a) nazwa wytwarzającego, adres, telefon / telefax, numer decyzji uprawniającej,
- b) miejsce wbudowania od początku rurociągu w km, rodzaj materiału, nr Polskiej Normy lub specyfikacji technicznej,

**1.11 Lokalizacja armatury zaporowo-upustowej i osprzętu zabezpieczającego:**



rodzaj, typ armatury lub osprzętu, miejscowość, km rurociągu,

**1.12 Lokalizacja aparatury kontrolno-pomiarowej:**

rodzaj, typ aparatury, miejscowość, km rurociągu,

**1.13 Powłoki ochronne lub izolacyjne (jeżeli występują):**

typ, rodzaj, grubość, km rurociągu,

**1.14 Ochrona elektrochemiczna:**

rodzaj, lokalizacja obiektów w km rurociągu,

**1.15 Komory nadania i odbioru tłoków (jeżeli występują):**

lokalizacja w km rurociągu,

**2. WYTWARZANIE RUROCIĄGU**

**2.1 Nazwa wytwarzającego:**

adres, telefon/ telefax, nr decyzji uprawniającej do wytwarzania, rodzaj robót w km rurociągu,

**2.2 Nazwa organu wydającej decyzję pozwolenie na budowę:**

adres, telefon, telefax,

**2.3 Nazwa jednostki badawczej:**

adres, telefon/ telefax, nr dokumentu uznania do badań, rodzaj i zakres badań w km rurociągu,

**2.4 Badania nieniszczące złączy:**

miejsce badania w km rurociągu, metoda badania, stosowana Polska Norma lub specyfikacja techniczna, sposób dokumentowania, miejsce archiwizowania,

**2.5 Badania obróbki cieplnej i przeróbki plastycznej (jeżeli dotyczą):**

rodzaj, zakres, lokalizacja w km rurociągu,

**2.6 Badania specjalne:**

rodzaj, zakres, lokalizacja w km rurociągu,

**3. EKSPLOATACJA RUROCIĄGU**

**3.1 Dane eksploatującego/operatora rurociągu:**

adres, telefon / fax,  
wykaz osób odpowiedzialnych za eksploatację,  
wykaz osób odpowiedzialnych za podejmowanie działań w przypadku awarii rurociągu,  
adres, telefon, fax,

**3.2 Badania odbiorcze - próba ciśnieniowa rurociągu:**

odcinek badany w km rurociągu, stosowana specyfikacja techniczna, rodzaj próby, rodzaj płynu, ciśnienie, instrukcja próby,

**3.3 Ustalona forma dozoru:**

**3.4 Liczba punktów nadzorowanych rurociągu:**

**3.5 Wykaz procedur i instrukcji eksploatacyjnych:**



Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. Oddział w Świerklanach

## WYMAGANIA DLA DOKUMENTACJI PROJEKTOWEJ/ODBIOROWEJ(POWYKONAWCZEJ) W WERSJI ELEKTRONICZNEJ PRZEKAZYWANEJ NA ETAPIE UZGODNIENIA ORAZ ZAKOŃCZENIA REALIZACJI UMOWY

### 1. WYMAGANIA DLA NOŚNIKA ELEKTRONICZNEGO

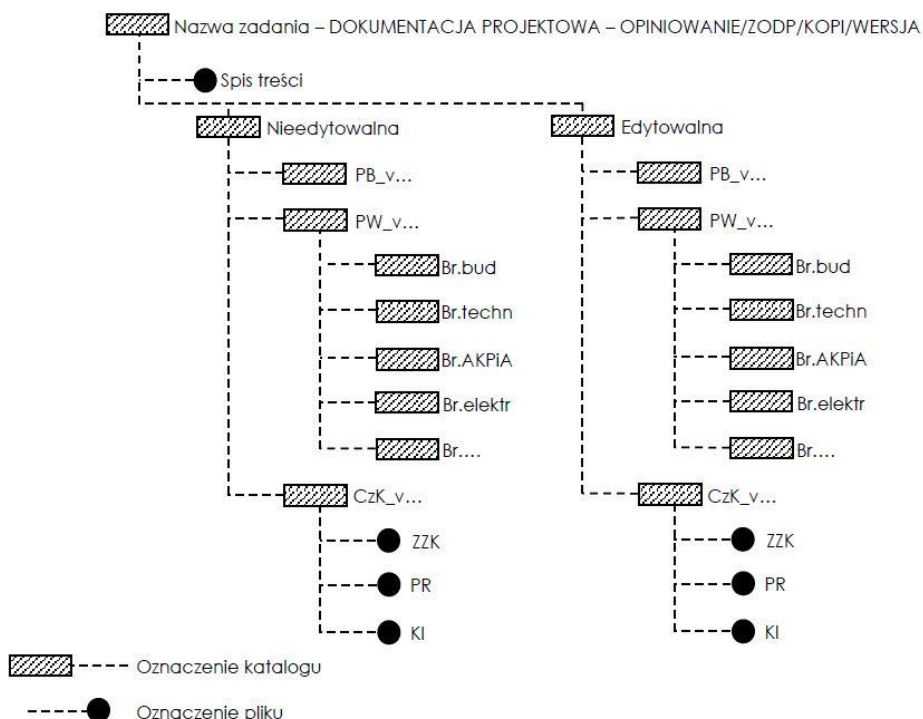
- 1.1 Dokumentacja powinna zostać naniesiona na płytę CD/DVD
- 1.2 Płyta CD/DVD powinna zostać opisana w sposób trwały i czytelny (preferowane są nadruki, naklejki, płyty z funkcją wypalania napisów itp.) z następującymi danymi:
  - 1.2.1 Pełna nazwa zadania
  - 1.2.2 Numer umowy zadania wraz z datą zawarcia umowy
  - 1.2.3 Nazwę wykonawcy dokumentacji
  - 1.2.4 Miesiąc i rok opracowania dokumentacji
  - 1.2.5 Opis zawartości płyty z następującym wyszczególnieniem
    - 1.2.5.1 Rodzaj zapisu – Dokumentacja projektowa w wersji edytowalnej, Dokumentacja projektowa w wersji nieedytowalnej, Dokumentacja powykonawcza
    - 1.2.5.2 Określenie typu dokumentacji - projekt budowlany (PB), wykonawczy (PW), program funkcjonalno-użytkowy (PFU), część kosztowa (CZK), studium wykonalności (SW), koncepcje (K), specyfikacja techniczna wykonania i odbioru robót budowlanych (STWiORB).
- 1.3 Każda płyta CD/DVD powinna zostać dostarczona wraz z pojedynczą koszulką zabezpieczającą (koszulka powinna umożliwiać jej wpicie do segregatora oraz powinna uniemożliwiać wypadnięcie z niej płyty). Nie dopuszcza się innej formy opakowania płyty CD/DVD.

### 2. WYMAGANIA DLA DOKUMENTACJI PROJEKTOWEJ SKŁADANEJ NA ETAPIE UZGODNIENIA TECHNICZNEGO – OPINIOWANIE, Rada Techniczna, ZODP, KOPI.

- 2.1 Dokumentacja projektowa w wersji elektronicznej powinna zostać umieszczona na jednej płycie CD/DVD. W przypadku, kiedy zawartość dokumentacji projektowej nie zmieści się na jednej płycie CD/DVD należy każdą płytę odpowiednio opisać zgodnie z wymaganiami określonymi w punkcie 1.2 z dodaniem informacji o ilości płyt i ich kolejności (np. dokumentacja projektowa została zapisana na trzech płytach to każdą płytę należy odpowiednio opisać 1/3, 2/3, 3/3).
- 2.2 Dokumentacja składana na etapie uzgodnienia technicznego powinna zostać dostarczona w wersji nieedytowalnej i powinna składać się z poniższych odrębnych opracowań:
  - 2.2.1 Spis treści  
*Plik w formacie Excel. Dla każdej pozycji w spisie treści należy przypisać hiperłącze do odpowiedniego pliku PDF.*
  - 2.2.2 Projekt budowlany (o ile zajdzie taka potrzeba)
  - 2.2.3 Projekt Wykonawczy
    - 2.2.3.1 Branża budowlana
    - 2.2.3.2 Branża technologiczna
    - 2.2.3.3 Branża AKPiA i telemetria
    - 2.2.3.4 Branża elektryczna wraz z ochroną katodową
    - 2.2.3.5 Inne branże w zależności od potrzeb
  - 2.2.4 Część kosztowa (Zbiorcze Zestawienie Kosztów – ZZK, Przedmiar Robót, Kosztorys Inwestorski)
- 2.3 Dokumentacja składana na etapie uzgodnienia technicznego powinna zostać wykonana w następujący sposób:
  - 2.3.1 Każde z w/w opracowań powinno zostać zeskanowane w jeden odrębny plik PDF o wielkości maksymalnie 38MB
  - 2.3.2 Dopuszczalne jest dzielenie poszczególnych opracowań na części (część opisowa, rysunki i schematy, dokumenty itp.). Wtedy poszczególne części stanowią podkatalogi katalogu głównego danej branży, które zawierają odpowiednie pliki PDF (część opisowa, rysunki i schematy, dokumenty itp.)
  - 2.3.3 Dopuszczalne jest dzielenie poszczególnych plików PDF w celu zachowania maksymalnej wielkości pojedynczego pliku PDF to jest 38MB. Dla w/w przypadków należy dokonać odpowiedniej modyfikacji spisu treści i powiązań hiperłączy (np. dla pliku PDF projektu budowlanego powstaną trzy pliki PDF 1/3,

2/3, 3/3 – dla każdego pliku PDF należy stworzyć w spisie treści odpowiednią pozycję i powiązać ją przez hiperłącze z danym plikiem PDF 1/3, 2/3, 3/3).

- 2.3.4 Plik PDF powinien umożliwiać wyszukiwanie wyrazów poprzez funkcję ZNAJDŹ
- 2.3.5 Zawartość pliku PDF musi być czytelna, zeskanowana w odpowiedniej ostrości, należy zwrócić uwagę na czytelność pieczętek i podpisów.
- 2.3.6 Wszelkie mapy, rysunki powinny mieć orientację poziomą, tak aby nie wymagały obracania w celu odczytania legendy.
- 2.3.7 Plik PDF powinien powstać na bazie zeskanowanej dokumentacji projektowej z podpisami, zeskanowanych dokumentów papierowych, które występowały tylko w wersji papierowej lub z plików, które już były dokumentami PDF (decyzje, oświadczenia, uzgodnienia, rysunki, atesty, aprobaty, protokoły, instrukcje itp.)
- 2.3.8 Plik PDF powinien zostać zapisany lub zeskanowany w rozdzielczości 300 DPI
- 2.3.9 Dokumentację składaną na etapie uzgodnienia technicznego należy dostarczyć według poniższej struktury katalogów:



- 2.3.10 Nazwy plików PDF należy tworzyć wg schematu:

**Nazwa branży – DDMRRRR – dok. proj.pdf**

- 2.3.11 Wymaga się dostarczenia dokumentacji elektronicznej składanej na etapie uzgodnienia technicznego w 1 egzemplarzu.

### 3. WYMAGANIA DLA DOKUMENTACJI PROJEKTOWEJ SKŁADANEJ NA ETAPIE ZAKOŃCZENIA REALIZACJI UMOWY

- 3.1 Dokumentacja projektowa w wersji elektronicznej powinna zostać umieszczona na jednej płycie CD/DVD. W przypadku, kiedy zawartość dokumentacji projektowej nie zmieści się na jednej płycie CD/DVD należy każdą płytę odpowiednio opisać zgodnie z wymaganiami określonymi w punkcie 1.2 z dodaniem informacji o ilości płyt i ich kolejności (np. dokumentacja projektowa została zapisana na trzech płytach to każdą płytę należy odpowiednio opisać 1/3, 2/3, 3/3).
- 3.2 Dokumentacja projektowa składana na etapie zakończenia realizacji umowy powinna składać się z poniższych odrębnych katalogów i/lub plików:
  - 3.2.1 Dokumentacji projektowej w wersji edytowalnej z podziałem na odrębne katalogi i/lub pliki:
    - 3.2.1.1 Projekt budowlany (o ile zajdzie taka potrzeba)
    - 3.2.1.2 Projekt Wykonawczy
      - 3.2.1.2.1 Branża budowlana
      - 3.2.1.2.2 Branża technologiczna,
      - 3.2.1.2.3 Branża AKPiA i telemetria,
      - 3.2.1.2.4 Branża elektryczna wraz z ochroną katodową,
      - 3.2.1.2.5 Inne branże w zależności od potrzeb.
    - 3.2.1.3 Część kosztowa (Zbiórce Zestawienie Kosztów – ZZK, Przedmiar Robót, Kosztorys Inwestorski) plik typu XLS(X) dla ZZK oraz pliki w preferowanym oprogramowaniu „NORMA” dla kosztorysu inwestorskiego i przedmiaru robót.
  - 3.2.2 Dokumentacji projektowej w wersji nieedytowalnej z podziałem na odrębne katalogi i/lub pliki:

#### 3.2.2.1 Spis treści

Plik w formacie Excel. Dla każdej pozycji w spisie treści należy przypisać hipertączę do odpowiedniego pliku PDF.

#### 3.2.2.2 Projekt budowlany (o ile zajdzie taka potrzeba)

#### 3.2.2.3 Projekt Wykonawczy

##### 3.3.3.3.1 Branża budowlana

##### 3.3.3.3.2 Branża technologiczna

##### 3.3.3.3.3 Branża AKPiA i telemetria

##### 3.3.3.3.4 Branża elektryczna wraz z ochroną katodową

##### 3.3.3.3.5 Inne branże w zależności od potrzeb

#### 3.2.2.4 Część kosztowa (Zbiórce Zestawienie Kosztów – ZZK, Przedmiar Robót, Kosztorys Inwestorski)

#### 3.2.2.5 Dokumenty formalne

### 3.3 Dokumentacja projektowa składana na etapie zakończenia realizacji umowy w wersji nieedytowalnej powinna zostać wykonana w następujący sposób:

3.3.1 Każde z w/w opracowań dla dokumentacji nieedytowalnej powinno zostać zeskanowane w jeden odrębny plik PDF o wielkości maksymalnie 38MB

3.3.2 Dopuszczalne jest dzielenie poszczególnych opracowań na części (część opisowa, rysunki i schematy, dokumenty formalne itp.). Wtedy poszczególne części stanowią podkatalogi katalogu głównego danej branży, które zawierają odpowiednie pliki PDF dla dokumentacji nieedytowalnej lub pliki typu DOC(X), XLS(X), DWG itp. dla dokumentacji edytowalnej (część opisowa, rysunki i schematy, dokumenty itp.)

3.3.3 Dopuszczalne jest dzielenie poszczególnych plików PDF w celu zachowania maksymalnej wielkości pojedynczego pliku PDF to jest 38MB. Dla w/w przypadków należy dokonać odpowiedniej modyfikacji spisu treści i powiązań hipertączy (np. dla pliku PDF projektu budowlanego powstaną trzy pliki PDF 1/3, 2/3, 3/3 – dla każdego pliku PDF należy stworzyć w spisie treści odpowiednią pozycję i powiązać ją przez hipertączę z danym plikiem PDF 1/3, 2/3, 3/3).

3.3.4 Plik PDF powinien umożliwiać wyszukiwanie wyrazów poprzez funkcję ZNAJDŹ

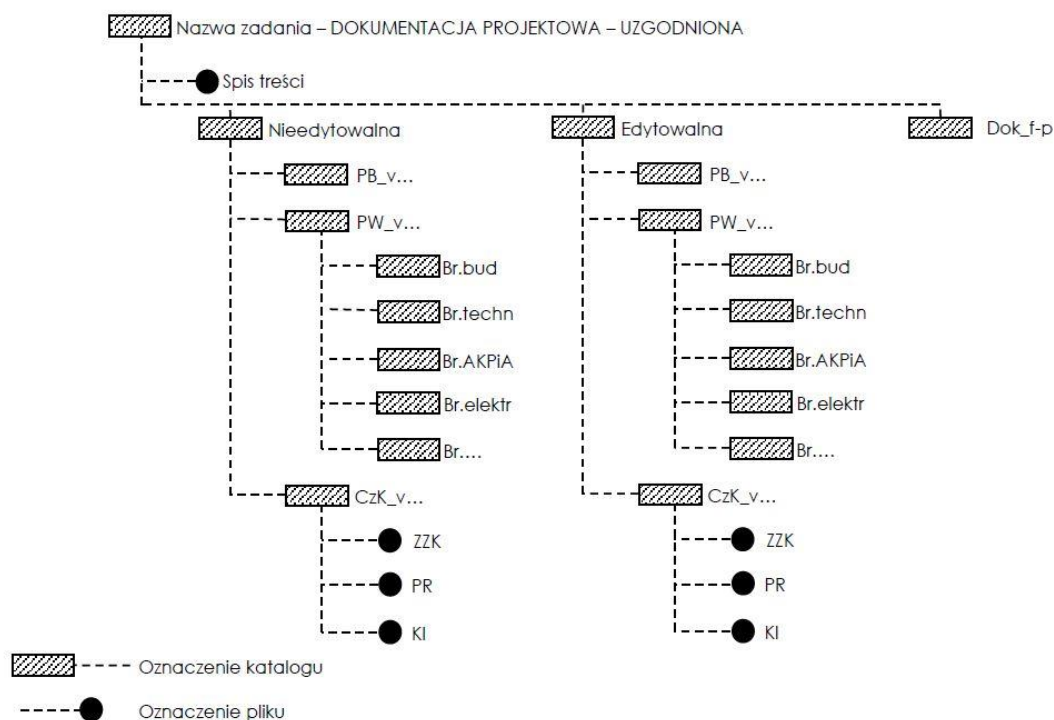
3.3.5 Zawartość pliku PDF musi być czytelna, zeskanowana w odpowiedniej ostrości, należy zwrócić uwagę na czytelność pieczętek i podpisów.

3.3.6 Wszelkie mapy, rysunki powinny mieć orientację poziomą, tak aby nie wymagały obracania w celu odczytania legendy.

3.3.7 Pliki PDF powinny powstać na bazie zeskanowanej dokumentacji projektowej z podpisami, zeskanowanych dokumentów papierowych, które występowały tylko w wersji papierowej lub z plików, które już były dokumentami PDF (decyzje, oświadczenia, uzgodnienia, rysunki, atesty, aprobaty, protokoły, instrukcje itp.)

3.3.8 Plik PDF powinien zostać zapisany lub zeskanowany w rozdzielczości 300 DPI

3.3.9 Dokumentację składaną na etapie zakończenia realizacji umowy należy dostarczyć według poniższej struktury katalogów:



3.3.10 Nazwy plików PDF dla dokumentacji nieedytowalnej lub plików typu DOC(X), XLS(X), DWG itp. dla dokumentacji edytowalnej należy tworzyć wg schematu:

**Nazwa branży – DDMMRRRR – dok. proj.pdf**

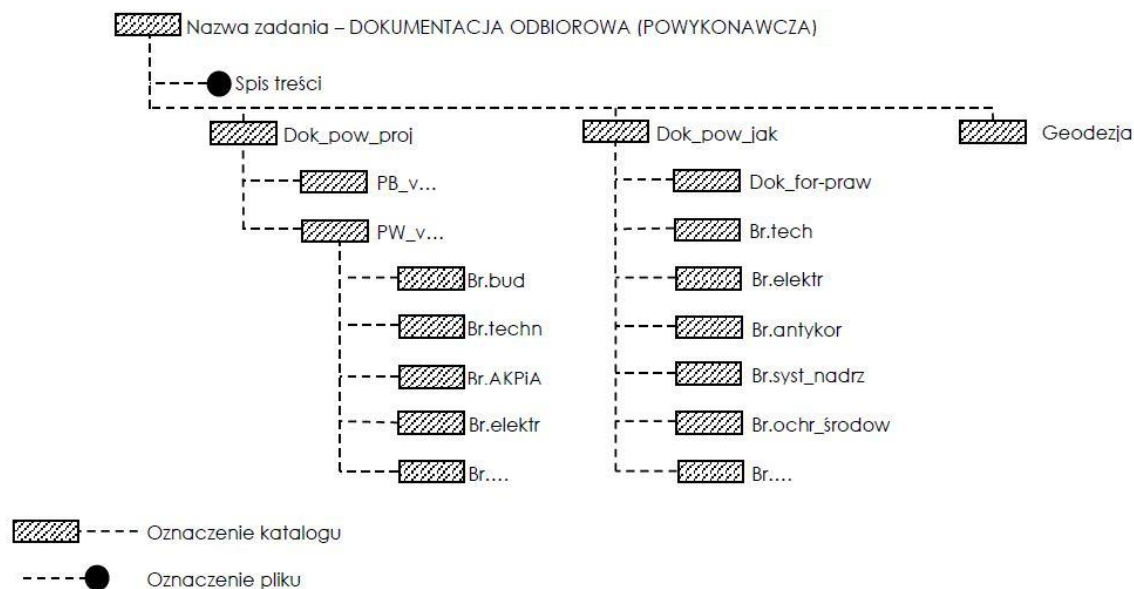


**3.3.11** Wymaga się dostarczenia dokumentacji elektronicznej składanej na etapie zakończenia realizacji umowy w 2 egzemplarzach.

#### **4. WYMAGANIA DLA DOKUMENTACJI ODBIOROWEJ (POWYKONAWCZEJ) PRZEKAZYWANEJ NA ETAPIE ODBIORU TECHNICZNEGO, ODBIORU KOŃCOWEGO ORAZ NA ETAPIE ZAKOŃCZENIA REALIZACJI UMOWY**

- 4.1.** Dokumentacja odbiorowa powinna zostać opracowana z uwzględnieniem zapisów dokumentu pn. „System Eksploatacji Sieci Przesyłowej - Procedura P.02.O.03 - „Odbiór zadań remontowych i inwestycyjnych obiektów sieci przesyłowej”.
- 4.2** Dokumentacja projektowa w wersji elektronicznej powinna zostać umieszczona na jednej płycie CD/DVD. W przypadku, kiedy zawartość dokumentacji projektowej nie zmieści się na jednej płycie CD/DVD należy każdą płytę odpowiednio opisać zgodnie z wymaganiami określonymi w punkcie 1.2 z dodaniem informacji o ilości płyt i ich kolejności (np. dokumentacja projektowa została zapisana na trzech płytach to każdą płytę należy odpowiednio opisać 1/3, 2/3, 3/3).
- 4.3** Dokumentacja odbiorowa (powykonawcza) powinna zostać dostarczona w wersji nieedytowalnej i powinna składać się z poniższych odrębnych opracowań:
  - 4.3.1** Spis treści  
*Plik w formacie Excel. Dla każdej pozycji w spisie treści należy przypisać hiperłącze do odpowiedniego pliku PDF.*
  - 4.3.2** Projekt budowlany zawierający wszystkie zmiany wprowadzone do przedmiotowego projektu na etapie realizacji robót budowlanych (o ile zajdzie taka potrzeba)
  - 4.3.3** Projekt wykonawczy zawierający wszystkie zmiany wprowadzone do przedmiotowego projektu na etapie realizacji robót budowlanych (o ile zajdzie taka potrzeba)
  - 4.3.4** Dokumentacja odbiorowa (powykonawcza)
    - 4.3.4.1** Dokumentacja formalno – prawna
    - 4.3.4.2** Branża budowlana
    - 4.3.4.3** Branża technologiczna
    - 4.3.4.4** Branża elektryczna
    - 4.3.4.5** Branża ochrona przeciwkorozyjna
    - 4.3.4.6** Branża systemy nadrzędne (AKPiA, telemetria, sterowanie)
    - 4.3.4.7** Branża ochrona środowiska
    - 4.3.4.8** Inne branże w zależności od potrzeb
- 4.4** Dokumentacja odbiorowa (powykonawcza) powinna zostać wykonana w następujący sposób:
  - 4.4.1** Każde z w/w opracowań powinno zostać zeskanowane w jeden odrębny plik PDF o wielkości maksymalnie 60MB
  - 4.4.2** Dopuszczalne jest dzielenie poszczególnych opracowań na części (część opisowa, rysunki i schematy, dokumenty itp.). Wtedy poszczególne części stanowią podkatalogi katalogu głównego danej branży, które zawierają odpowiednie pliki PDF (część opisowa, rysunki i schematy, dokumenty itp.)
  - 4.4.3** Dopuszczalne jest dzielenie poszczególnych plików PDF w celu zachowania maksymalnej wielkości pojedynczego pliku PDF to jest 60MB. Dla w/w przypadków należy dokonać odpowiedniej modyfikacji spisu treści i powiązań hiperłączy (np. dla pliku PDF projektu budowlanego powstaną trzy pliki PDF 1/3, 2/3, 3/3 – dla każdego pliku PDF należy stworzyć w spisie treści odpowiednią pozycję i powiązać ją przez hiperłącze z danym plikiem PDF 1/3, 2/3, 3/3).
  - 4.4.4** Plik PDF powinien umożliwiać wyszukiwanie wyrazów poprzez funkcję ZNAJDŹ
  - 4.4.5** Zawartość pliku PDF musi być czytelna, zeskanowana w odpowiedniej ostrości, należy zwrócić uwagę na czytelność pieczętek i podpisów.
  - 4.4.6** Wszelkie mapy, rysunki powinny mieć orientację poziomą, tak aby nie wymagały obracania w celu odczytania legendy.
  - 4.4.7** Plik PDF powinien powstać na bazie zeskanowanej dokumentacji projektowej z podpisami, naniesionymi zmianami, zeskanowanych dokumentów papierowych, które występowały tylko w wersji papierowej lub z plików, które już były dokumentami PDF (decyzje, oświadczenia, uzgodnienia, rysunki, atesty, aprobaty, protokoły, instrukcje itp.)
  - 4.4.8** Plik PDF powinien zostać zapisany lub zeskanowany w rozdzielczości 300 DPI
  - 4.4.9** Dokumentację odbiorową (powykonawczą) należy dostarczyć według poniższej struktury katalogów:





**4.4.10** Nazwy plików PDF należy tworzyć wg schematu:

**Nazwa branży – DDMMRRRR – dok. pow.pdf**

**4.4.11** Wymaga się dostarczenia dokumentacji elektronicznej odbiorowej (powykonawczej) w 3 egzemplarzach.

Opracował: Dział SDL Świerklany

**WYMAGANIA TECHNICZNE W ZAKRESIE PROJEKTOWANIA WŁĄCZEŃ Z ZASTOSOWANIEM TECHNOLOGII HERMETYCZNYCH.**

1. Zastosowanie technologii włączy hermetycznych bezpostojowych (TDW) wymaga doboru elementów kształtowych w zakresie:
  - typ kształtki (fitting LOR do stopowania, fitting LOR pod bypass, fitting przyłączeniowy HOTTAP, króciec upustowy, króciec balonowy)
  - średnica nominalna
  - gatunek materiału
  - grubości ścianki
  - rodzaj zastosowania dodatkowego elementu wzmacniającego dla króćców (np. nakładka lub weldolet)
2. Elementy należy wyszczególnić w tabeli zastosowanych materiałów określając:
  - a) dla elementów typu fitting pełno obwodowy (LOR do stopowania, LOR pod bypass, przyłączeniowy HOTTAP) oraz króciec TOR:
    - nazwa elementu np. fitting STOPPLE LOR
    - wielkość nominalna np. DN500
    - klasa ciśnieniowa np. ANSI600 (lbs600)
    - gatunek materiału np. P355NL1
  - b) dla elementów pozostałych, króciec balonowy typ „kołnierzowy”, nakładka wzmacniająca lub pełno obwodowa, weldolet:
    - nazwa elementu np. króciec balonowy
    - wymiary geometryczne
    - grubość ścianki materiałów
    - klasa ciśnieniowa (kołnierz, weldolet) np. ANSI600 (lbs600)
    - gatunek materiału np. P355NL1
3. Zastosowane elementy kształtowe technologii hermetycznej należy przedstawić szczegółowo na rysunku zestawieniowym budowanego obiektu z umiejscowieniem na sieci gazowej oraz z podaniem wymiarów odległości pomiędzy przyjętymi do zabudowy elementami.
4. Należy przedstawić szczegółowe rozwiązania konstrukcyjne dla elementów kształtowych wraz dodatkowymi elementami wzmacniającymi (króciec upustowy, balonowy lub pod tymczasowy bypass).
5. Powyższy dobór elementów musi być potwierdzony stosownymi obliczeniami. Obliczenia należy przeprowadzać wg. standardów ASME B31.8/ B31.4 lub warunków technicznych WUDT-UC WO-O.

6. Szczegółowe rozwiązania konstrukcyjne i obliczenia nie dotyczą przyjętych katalogowych elementów kształtowych producenta tzw. fittingi dwudzielne pełno obwodowe (np. LOR do stopowania, LOR pod bypass, fitting przyłączeniowy HOTTAP), króciec TOR. Należy jednak załączyć do projektu odpowiednie rysunki konstrukcyjne (od wytwórcy/dostawcy) dla każdego dobranego rodzaju i typu kształtki.
7. włączenie obiektu przewiduje się metodą „tradycyjną”, to należy zaprojektować króciec upustowy, balonowy zgodnie z wymogami podanymi w powyższych punktach (pkt. 1, 2, 3, 4, 5) dotyczących technologii hermetycznej bezpostojowej (TDW).
8. Elementy typu weldolet dopuszcza się do zastosowania o ile wymagania w zakresie obliczeń są spełnione na gazociągach o średnicy nominalnej  $\geq$  DN200 i grubości ścianki  $\geq$  6,3 mm potwierdzonych pomiarami rzeczywistymi rury.



---

**Instrukcja**

**w zakresie wymagań dokumentacji projektu  
inwestycyjnego dla zadań inwestycyjnych  
o wartości poniżej 5 mln PLN**

PI-II-I01

A handwritten signature in black ink, appearing to be 'G. J.', is written over a horizontal line. To the right of the signature is a blue ink mark, possibly a stamp or another signature.

## Spis treści

Definicje i skróty .....	3
Cel Instrukcji.....	4
Przedmiot .....	4
Zakres stosowania .....	4
Paragraf 1 .....	4
Przegląd dokumentacji projektu inwestycyjnego .....	4
Paragraf 2 .....	5
Dokumentacja projektu inwestycyjnego podlegająca opiniowaniu na posiedzeniu Komisji Oceny Projektu Inwestycyjnego KOPI, jeśli w projekcie występuje .....	5
Paragraf 3 .....	5
Uszczegółowione wymagania dla dokumentacji projektu inwestycyjnego, dotyczące obszarów krytycznych z punktu widzenia realizacji procesu inwestycyjnego, jeśli w projekcie występują .....	5
Przepisy przejściowe i końcowe .....	5
Załączniki .....	6

## **Definicje i skróty**

**Dokumentacja projektu inwestycyjnego** - zbiór dokumentów, w którym podany jest sposób rozwiązywania zagadnień technicznych, ekonomicznych i organizacyjnych oraz koszt wykonania projektowanego obiektu, jego części lub pojedynczego urządzenia. Poza podaniem wszystkich szczegółów wykonania obiektu, stanowi podstawę do ustalenia i zatwierdzenia środków materialnych i finansowych oraz środków, sił i innych elementów niezbędnych do realizacji inwestycji. Na podstawie dokumentacji projektu inwestycyjnego przeprowadza się również analizę i kontrolę prawidłowości technicznej inwestycji, ekonomiczności zużycia i środków finansowych, a następnie kontrolę działalności eksploatacyjnej obiektu.

**Kierownik Projektu** - osoba odpowiedzialna za prowadzenie Projektu inwestycyjnego w sposób, który maksymalizuje prawdopodobieństwo osiągnięcia sukcesu. W przypadku projektów inwestycyjnych nieobjętych Metodyką GazStep – funkcję Kierownika Projektu może pełnić opiekun projektu.

**Komisja Oceny Projektu Inwestycyjnego (KOPI)** - zespół osób zwoływany przez pracownika Działu Przygotowania i Monitoringu za zgodą Dyrektora Pionu Inwestycji do przeprowadzenia opiniowania dokumentacji projektu inwestycyjnego. W skład zespołu wchodzi przedstawiciele jednostek organizacyjnych Spółki, na zasadach wewnętrznych tych jednostek.

**Opiniowanie dokumentacji projektu inwestycyjnego** – działania polegające na szerokim opiniowaniu (w sensie udziału jednostek organizacyjnych Spółki) dokumentacji projektu inwestycyjnego przez Komisję Oceny Projektu Inwestycyjnego KOPI. Opiniowanie jest ostatnim etapem weryfikacji dokumentacji i należy go przeprowadzić po Przeglądzie dokumentacji projektu inwestycyjnego z udziałem projektanta oraz jednostek organizacyjnych Spółki.

**Projekt inwestycyjny (Zadanie inwestycyjne)** - zespół działań i zdarzeń, mający możliwy do zdefiniowania w czasie, początek związany najczęściej z rozpoczęciem ponoszenia nakładów finansowych lub nakładów pracy oraz koniec, w którym zrealizowano wszystkie przedmioty dostaw. W ramach zadania inwestycyjnego wyróżnia się zadania, mające na celu wytworzenie środka trwałego lub zwiększenie wartości istniejącego. Zadanie inwestycyjne może obejmować prowadzenie robót o szerokim zakresie na pojedynczym obiekcie lub na wielu obiektach o małym zakresie robót (np. modernizacja telemetrii na stacjach).

**Projektant** – osoba posiadająca uprawnienia budowlane do projektowania w odpowiedniej specjalności. Wykonawca i dostawca kompletnej dokumentacji projektu inwestycyjnego.

**Projekt wstępny** - zbiór dokumentów określający główne wielobranżowe założenia techniczne, technologiczne, ekonomiczne, biznesowe, formalno - prawne stanowiące podstawę do opracowania Projektu Budowlanego lub Projektów Wykonawczych.

**Przegląd dokumentacji projektu inwestycyjnego** – działania polegające na sprawdzeniu dokumentacji przed jej ostatecznym przesłaniem do opiniowania na posiedzeniu KOPI. Przegląd polega na sprawdzeniu poprawności zastosowania rozwiązań technicznych, ekonomicznych, biznesowych w odniesieniu do zapisów SIWZ.

**Specyfikacja Istotnych Warunków Zamówienia (SIWZ)** - specyfikacja istotnych warunków zamówienia w rozumieniu Ustawy z dnia 29 stycznia 2004 Prawo Zamówień Publicznych (tj. Dz.

U. z 2017 poz. 1579 z późn. zm) oraz postanowień Regulaminu udzielania zamówień w Operatorze Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.

**Spółka/ GAZ-SYSTEM S.A.** - Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.

**Struktura dokumentacji projektowej** – usystematyzowany wykaz (spis) zawartości dokumentacji projektu inwestycyjnego, uwzględniający wymagany przez Zamawiającego zakres projektu inwestycyjnego.

### **Cel Instrukcji**

Celem niniejszego dokumentu jest zdefiniowanie minimalnych wymagań w zakresie zawartości i opracowania dokumentacji projektu inwestycyjnego.

### **Przedmiot**

Przedmiotem niniejszej regulacji jest określenie wykazu dokumentacji projektu inwestycyjnego, która podlega przeglądowi i opiniowaniu, oraz sprecyzowanie wymagań, które należy stosować przy projektowaniu infrastruktury systemu przesyłowego.

### **Zakres stosowania**

Instrukcja obowiązuje wszystkich pracowników zaangażowanych w proces przygotowania dokumentacji projektu inwestycyjnego o wartości poniżej 5 mln PLN na rzecz GAZ-SYSTEM S.A oraz dostawców dokumentacji projektowej.

Ww. wartość zadania inwestycyjnego to wartość ogólna netto, pierwotnie zgłoszona do Planu Inwestycyjnego.

### **Paragraf 1**

#### **Przegląd dokumentacji projektu inwestycyjnego**

1. Do przeglądu należy przedstawić następujące dokumenty:
  - 1.1. Projekt wstępny – a jeżeli nie jest zlecony - proponowane przez Projektanta rozwiązania techniczne w zakresie branż występujących w zadaniu i schematy technologiczne. Konieczność opracowania Projektu wstępnego zostaje podjęta na etapie opracowania Warunków Technicznych. Minimalny zalecany zakres Projektu wstępnego dla projektu inwestycyjnego liniowego został określony w Załączniku nr 2,
  - 1.2. Program funkcjonalno – użytkowy,
  - 1.3. Projekt Budowlany,
  - 1.4. Projekt Wykonawczy,
  - 1.5. Część kosztowa,
  - 1.6. Specyfikacja techniczna wykonania i odbioru robót budowlanych, instrukcja prac przetwórczych,
  - 1.7. Inna dokumentacja, nie wymieniona powyżej, wskazana przez Kierownika Projektu, istotna z punktu widzenia realizacji projektu inwestycyjnego.





## Paragraf 2

### **Dokumentacja projektu inwestycyjnego podlegająca opiniowaniu na posiedzeniu Komisji Oceny Projektu Inwestycyjnego KOPI, jeśli w projekcie występuje**

1. Projekt Wstępny - jeżeli jego wykonanie będzie konieczne. Decyzja o konieczności opracowania Projektu wstępnego zostaje podjęta na etapie opracowania Warunków Technicznych.
2. Program Funkcjonalno – Użytkowy,
3. Projekt Budowlany,
4. Projekt Wykonawczy,
5. Część kosztowa,
6. Specyfikacja techniczna wykonania i odbioru robót budowlanych, instrukcja prac przetłaczniowych,
7. Dokumentacja nie wymieniona powyżej – cały zakres zgodnie z umową z Projektantem.

## Paragraf 3

### **Uszczegółowione wymagania dla dokumentacji projektu inwestycyjnego, dotyczące obszarów krytycznych z punktu widzenia realizacji procesu inwestycyjnego, jeśli w projekcie występują**

Uszczegółowione wymagania dla dokumentacji projektu inwestycyjnego w zakresie formy i treści zostały przedstawione w następujących dokumentach:

1. Wykaz dokumentacji w sprawie ocen oddziaływania na środowisko zawiera Załącznik nr 1.
2. Minimalny zalecany zakres Projektu wstępnego dla części liniowej zawiera Załącznik nr 2. Projektant nie jest zwolniony z obowiązku opracowania innych dokumentów i opracowań, które okażą się niezbędne do wykonania z punktu widzenia realizacji zadania.
3. Wymagania dla dokumentacji projektu inwestycyjnego zawiera Załącznik nr 3.
4. Wymagania dotyczące opracowania dokumentacji geologicznej zawiera Załącznik nr 4.
5. Wymagania dotyczące opracowania projektu odwodnień wykopów budowlanych zawiera Załącznik nr 5.
6. Wymagania projektowe w zakresie przewiertów HDD zawiera Załącznik nr 6.
7. Szablon zbiorczego zestawienia kosztów z uwzględnieniem modeli środków trwałych zawiera Załącznik nr 7.


## Przepisy przejściowe i końcowe

1. Za wdrożenie niniejszej instrukcji w poszczególnych Jednostkach Organizacyjnych Spółki jest odpowiedzialny Dyrektor Pionu/Oddziału.
2. Ewentualne uwagi do treści niniejszej regulacji należy zgłaszać do Właściciela Regulacji którym jest Dyrektor w Pionie Inwestycji.
3. Przedmiotowa instrukcja wchodzi w życie z dniem 10.01.2018 r.
4. Przedmiotowa instrukcja jest obowiązująca dla dokumentacji projektów inwestycyjnych, dla których proces wyboru wykonawcy dokumentacji projektu inwestycyjnego rozpoczęto po wejściu w życie niniejszej Instrukcji.

5. Dla projektów inwestycyjnych, dla których proces wyboru wykonawcy dokumentacji projektu inwestycyjnego rozpoczął się przed wejściem w życie niniejszej regulacji zaleca się stosować wymagania w niej opisane, o ile nie stoi to w sprzeczności z obowiązującymi postanowieniami Umowy.
6. Przedmiotowa instrukcja powinna stanowić załącznik do SIWZ dla zamówień dotyczących dokumentacji projektowej dla projektów inwestycyjnych o wartości poniżej 5 mln PLN.

### Załączniki

- Załącznik nr 1 - Wykaz dokumentacji w sprawie ocen oddziaływania na środowisko
- Załącznik nr 2 - Minimalny zalecany zakres Projektu wstępnego dla części liniowej gazociągów
- Załącznik nr 3 - Wymagania dla dokumentacji projektu inwestycyjnego
- Załącznik nr 4 - Wymagania dotyczące opracowania dokumentacji geologicznej
- Załącznik nr 5 - Wymagania dotyczące opracowania projektu odwodnień wykopów budowlanych.
- Załącznik nr 6 - Wymagania projektowe w zakresie przewiertów HDD
- Załącznik nr 7 Szablon zbiorczego zestawienia kosztów z uwzględnieniem modeli środków trwałych.

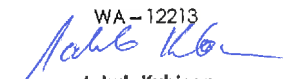
  
**Pion Inwestycji**  
Dyrektor  
**Piotr Kurzawa**

Sprawdzono pod względem  
formalno-prawnym

  
18.12.2014r.

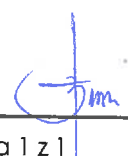
**Radca Prawny**

WA – 12213

  
**Jakub Kubiesa**

**Załącznik nr 1 - Wykaz dokumentacji w sprawie ocen oddziaływania na środowisko**

- o Raport z inwentaryzacji i waloryzacji przyrodniczej, o ile była przeprowadzona, wraz z ewentualnymi uzupełnieniami,
- o projekt Karty Informacyjnej Przedsięwzięcia przygotowany zgodnie z art. 62a *Ustawy o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie (...)* wraz z ewentualnymi uzupełnieniami,
- o projekt Raportu o oddziaływaniu na środowisko, o ile jest wymagany, przygotowany zgodnie z art. 66 ustawy o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie (...) wraz z ewentualnymi uzupełnieniami,
- o projekt wniosku o wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach,
- o projekt decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach (jeśli zostanie udostępniony).



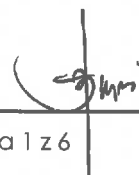
Załącznik nr 2 - Minimalny zalecany zakres Projektu wstępnego dla części liniowej

Lp	Minimalny zalecany zakres Projektu wstępnego dla części liniowej
I. PROJEKT WSTĘPNY - CZĘŚĆ LINIOWA	
Projekt Wstępny powinien zawierać w szczególności:	
1.1	Opis uwarunkowań formalno – prawnych realizacji inwestycji, normy, standardy, opracowania, itp.
1.2	Opis rekomendowanej trasy gazociągu.
1.3	Wykaz działek inwestycyjnych.
1.4	Określenie liczby i lokalizacji ZZU
1.5	Ustalenie klas lokalizacji gazociągu.
1.6	Tabelaryczne zestawienie długości gazociągu w poszczególnych klasach lokalizacji.
1.7	Wyznaczenie stref zagrożenia wybuchem.
1.8	Schemat blokowy połączenia gazociągu z systemem przesyłowym wraz z pokazaniem ilości ZZU oraz innych obiektów towarzyszących, skrzyżowań gazociągu z infrastrukturą podziemną.
1.9	Wstępny schemat technologiczny.
1.10	Ryzyka i utrudnienia realizacyjne - wyspecyfikowane w formie tabelarycznej z podziałem na odcinki na trasie projektowanego gazociągu, stanowiące szczególne ryzyko wykonawcze. Analiza ryzyk wraz ze sposobem ich obniżenia. Analiz należy przedstawić dla wszystkich wariantów trasy.
1.11	Schemat pasa montażowego dla odcinków podlegających rekultywacji na terenach leśnych dla różnych przypadków prowadzenia trasy.
1.12	Schemat pasa montażowego dla odcinków podlegających rekultywacji na terenach rolnych dla różnych przypadków prowadzenia trasy.
1.13	Schemat pasa montażowego dla odcinków wymagających prowadzenia prac odwodnieniowych.
1.14	Analiza trasy gazociągu pod kątem lokalizacji miejsc przeznaczonych dla bezwykopowych metod realizacji inwestycji.
1.15	Kolizje planowanego przedsięwzięcia z obszarami podlegającymi ochronie na podstawie ustawy o ochronie przyrody - tabelaryczne zestawienie miejsc.
1.16	Kolizje planowanego przedsięwzięcia z infrastrukturą powierzchniową i podziemną - tabelaryczne zestawienie.
1.17	Wstępny opis warunków geotechnicznych posadowienia oraz warunków gruntowo - wodnych wraz z określeniem miejsc lokalizacji otworów wiertniczych dla obszarów trudnych z punktu widzenia realizacji inwestycji (metody bezwykopowe, inne)
1.18	Dokumentacja badań podłoża gruntowego dla obszarów trudnych z uwzględnieniem przekroczeń bezwykopowych
1.19	Analiza trasy gazociągu pod kątem głębokości występowania zwierciadła wody gruntowej, identyfikacja obszarów trudnych wymagających odwodnienia - tabelaryczne zestawienie oraz graficzne przedstawienie odcinków gazociągu wymagających odwodnienia. Wskazanie miejsca zrzutu wody pochodzącej z odwodnienia.
1.20	Informacje nt. ochrony zabytków, miejsc archeologicznych na trasie gazociągu.
1.21	Informacje dotyczące ewentualnej eksploatacji górniczej, w tym identyfikacja i graficzna prezentacja na trasie gazociągu koncesji wydobywczych i złóż zalegania kruszyw budowlanych (np. piasku, żwiru, itd.), występowania miejsc czynnych i potencjalnych osuwisk.
1.22	Opis proponowanych rozwiązań w branży budowlanej, konstrukcyjnej, drogowej, AKPiA, elektrycznej, teletechnicznej, melioracyjnej, hydrotechnicznej, antykorozyjnej, p. poż. i inne wymagane.
1.23	Wstępny przedmiar robót.
1.24	Wstępne zestawienie kosztów dla wszystkich wariantów trasy.
Część rysunkowa:	
1.25	Wstępny plan zagospodarowania terenu.
1.26	Mapy topograficzne z naniesioną trasą projektowanego gazociągu określające głębokość posadowienia rurociągu, położenie zwierciadła wód podziemnych. Mapy z identyfikacją terenów zalewowych, osuwiskowych, terenów zmeliorowanych, chronionych przyrodniczo wraz z określonymi i zaznaczonymi odcinkami wymagającymi prowadzenia prac odwodnieniowych oraz miejsc przeznaczonych do zastosowania technologii bezwykopowych.
1.27	Część rysunkową przedstawiającą ogólne rozwiązania techniczne w branży budowlanej, konstrukcyjnej, AKPiA, elektrycznej, teletechnicznej, drogowej, melioracyjnej, p. poż. i inne.
II. ANALIZA WYKONALNOŚCI PRZEJŚĆ BEZWYKOPOWYCH - CZĘŚĆ LINIOWA	
2.1	Techniczna i ekonomiczna analiza wykonalności metod bezwykopowych. Rekomendacja wyboru technologii.

### **Załącznik nr 3 – Wymagania dla dokumentacji projektu inwestycyjnego**

#### **I. Wymagania ogólne**

1. Niniejszy załącznik stanowi uszczegółowienie wymagań dla dokumentacji projektu inwestycyjnego dla obszarów uznanych jako krytyczne z punktu widzenia realizacji zadania.
2. Przy opracowaniu dokumentacji projektowej w zakresie formy i treści należy uwzględnić minimalne wymagania określone w *Instrukcji w zakresie wymagań do projektowania infrastruktury systemu przesyłowego Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.* Projektant nie jest zwolniony z obowiązku opracowania dodatkowej dokumentacji niewymienionej w *Instrukcji w zakresie wymagań do projektowania infrastruktury systemu przesyłowego Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.*, której opracowanie będzie niezbędne ze względu na specyfikę zadania. Elementy dokumentacji projektowej niewymienione w *Instrukcji w zakresie wymagań do projektowania infrastruktury systemu przesyłowego Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.*, których opracowanie będzie niezbędne ze względu na specyfikę zadania powinny być opracowane zgodnie z wymaganiami norm przywołanych bezpośrednio lub w sposób pośredni wynikający z innych dokumentów, przepisów, Warunków Technicznych oraz OPZ.
3. Gazociągi należy projektować w bezpiecznej odległości od istniejącej infrastruktury. Należy udokumentować i uzasadnić brak negatywnego oddziaływania okresu budowy i eksploatacji nowego gazociągu na infrastrukturę sąsiednią. W stosunku do istniejących gazociągów należy przyjąć zasadę, aby pas montażowy nie nachodził na gazociąg eksploatowany. W przypadkach szczególnych i uzasadnionych należy dopuścić zbliżenia do istniejącego gazociągu. Dla w/w sytuacji należy opracować szczegółowe projekty wykonawcze identyfikujące ryzyka realizacyjne wraz ze sposobem ich obsługi.
4. Dokumentacja powinna zawierać niezbędne z punktu realizacji zadania rysunki pomocnicze a w szczególności:
  - 4.1. przekroje poprzeczne trasy gazociągu dla wszystkich charakterystycznych punktów trasy z planem zagospodarowania pasa montażowego,
  - 4.2. rozwiązania konstrukcyjne dla obciążników, słupków oznacznikowych, ogrodzeń i innych elementów powtarzalnych zabudowanych na trasie gazociągu,
  - 4.3. rozwiązania konstrukcyjne komór (nadawcza i odbiorcza), zabezpieczających ścianek szczelnych, szalunków itp.
  - 4.4. dokumentacja projektowa prób ciśnieniowych projektowanych obiektów
5. Dokumentacja powinna zawierać tabelaryczne zestawienia materiałowe z podziałem na:
  - 5.1. Rury przewodowe z podaniem podstawowych danych (normy wymiarowe, materiałowe, rodzaj materiału, grubość ścianki, rodzaj izolacji) oraz długości poszczególnych odcinków rur na podstawie wyliczeń projektanta odnoszących się do każdego kilometra trasy,
  - 5.2. Rury przewodowe przeznaczone do montażu metodami bezwykopowymi z podaniem podstawowych danych (normy wymiarowe, materiałowe, rodzaj materiału, grubość ścianki, rodzaj izolacji) z wyszczególnieniem miejsca zabudowy i dodatkowych zabezpieczeń zewnętrznych,

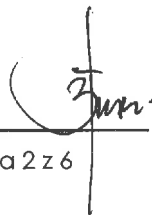




- 5.3.** Rury ochronne dla każdego przejścia bezwykopowego oddzielnie (z podaniem miejsca zabudowy), sposobu zabezpieczenia (wewnętrznego, zewnętrznego),
- 5.4.** Łuki zimnogięte z wyszczególnieniem miejsca zabudowy (kilometraż trasy), określeniem wartości kątowej, ilości elementów łuku oraz wskazaniem sposobu zabudowy (pionowy, poziomy),
- 5.5.** Łuki indukcyjne dobrane do rzeczywistych wartości kątowych (zestawienie jak wyżej),
- 5.6.** Obciążniki z wyszczególnieniem rodzaju (pierścieniowe, siodłowe), miejsca zabudowy (zakres od do), rozstawu oraz ilości,
- 5.7.** Pozostałe komponenty rurociągowe i inne elementy gazociągu jak monobloki, kompensatory itp. Informacje jw.

oraz

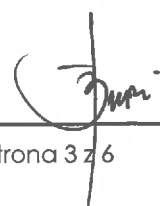
- 6.** Tabelaryczne zestawienia przeznaczonych do zastosowania technologii bezwykopowych (HDD/Direct Pipe, mikrotunele, przeciski/przewierty) z podaniem lokalizacji, kilometrażu wraz z określeniem rodzajem rury przewiertowej (norma wymiarowa, materiałowa, rodzaj izolacji) oraz długością przekroczenia,
- 7.** Tabelaryczne zestawienie miejsc występowania komór przeciskowych (nadawcze, odbiorcze) z podaniem ich wymiarów i lokalizacji przyporządkowane do danego przejścia bezwykopowego,
- 8.** Tabelaryczne zestawienie miejsc skrzyżowań z określeniem długości skrzyżowania, średnicy, rodzaju i długości rury osłonowej na gazociągu z podziałem na skrzyżowania projektowanego gazociągu z:
  - 8.1.** Istniejącymi gazociągami,
  - 8.2.** Rowami i ciekami z podaniem znaku Decyzji wodnoprawnej na przekroczenie i odbudowę cieku,
  - 8.3.** Drogami z podaniem znaku Decyzji na umieszczenie urządzenia,
  - 8.4.** Torami kolejowymi z podaniem decyzji na umieszczenie urządzenia,
  - 8.5.** Liniami napowietrznymi wraz z niezbędnymi uzgodnieniami,
  - 8.6.** Pozostałą infrastrukturą (kable, wodociągi, kanalizacje i inne) wraz z odniesieniem do uzgodnień.
- 9.** Tabelaryczne zestawienie miejsc zabudowy ścianek szczelnych,  
Tabelaryczne zestawienie miejsc terenów zmeliorowanych, podmokłych (nr miejsca, kilometraż od – do),
- 10.** Tabelaryczne zestawienie miejsc odcinków trasy gazociągu wymagających odwodnienia (kilometraż od – do). Do każdego odcinka należy przywołać stosowną Decyzję wodnoprawną na odprowadzenie wody z odwodnienia wykopów. Całość w formie osobnego opracowania,
- 11.** Tabelaryczne zestawienie miejsc stabilizacji dna wykopu,
- 12.** Tabelaryczne zestawienie miejsc stref bezpiecznego prowadzenia robót z podaniem zakresu oraz przyczyny wprowadzenia strefy,
- 13.** tabelaryczne zestawienie miejsc stref ręcznego prowadzenia robót z podaniem zakresu,
- 14.** tabelaryczne zestawienie miejsc terenów osuwiskowych wymagających zastosowania konstrukcji zabezpieczających,
- 15.** tabelaryczne zestawienie miejsc terenów szkód górniczych.
- 16.** Ponad to rysunki szczegółowe dla skrzyżowań wykonanych:
  - 16.1.** przeciskiem/przewiertem



- 16.2. w technologii HDD/ Direct Pipe
- 16.3. mikrotunelingiem
- 16.4. inną metodą.
- 17. rysunki pomocnicze:
  - 17.1. przekroje poprzeczne trasy gazociągu dla wszystkich charakterystycznych punktów trasy z planem zagospodarowania pasa montażowego,
  - 17.2. rozwiązania konstrukcyjne dla obciążników, słupków oznacznikowych, ogrodzeń i innych elementów powtarzalnych zabudowanych na trasie gazociągu,
  - 17.3. rozwiązania konstrukcyjne komór (nadawcza i odbiorcza), zabezpieczających ścianek szczelnych, szalunków itp.
- 18. **Karta zmian.** Wprowadzenie karty zmian - Projektant ma obowiązek wniesienia zmian do projektu uwzględniających uwagi Zamawiającego zgłoszone na etapie uzgadniania (konsultacji) dokumentacji projektowej jak również wynikłych z wizji w terenie. Wszystkie zmiany wniesione do dokumentacji powinny być zawarte w karcie zmian umieszczonej na początku dokumentacji projektowej i powinny być opatrzone lokalizacją wprowadzonej zmiany, kolejnym nr rewizji i krótkim opisem. Numer kolejnej rewizji winien być odwzorowany na rysunku.

## II. Wymagania szczegółowe - część liniowa

- 1. Trasa projektowanego gazociągu na mapie sytuacyjnej wraz z profilem powinna na jednym arkuszu zawierać co najmniej:
  - 1.1. Plan sytuacyjny projektowanego odcinka gazociągu zawierający w szczególności: przebieg trasy gazociągu z oznaczeniem km trasy, szerokość pasa montażowego, szerokość strefy kontrolowanej, zakres Decyzji lokalizacyjnej, zakres Decyzji Środowiskowej, linie rozgraniczające teren ustalone DL (podział nieruchomości), nr PZ, zakres terenów zdrenowanych, zakres terenów do odwodnienia, miejsc kolizyjnych w szczególności z gazociągami, napowietrznymi liniami energetycznymi, otwory badań geologicznych, zakres ścianek szczelnych, drogi technologiczne i dojazdowe niezbędne do zachowania komunikacji wzdłuż trasy, miejsca występowania stanowisk archeologicznych, miejsca występowania osuwisk, miejsca występowania szkód górniczych, odniesienia do opracowań szczegółowych.
  - 1.2. Na planie sytuacyjnym należy umieścić:
    - 1.2.1. Mapę poglądową z orientacją arkuszy
    - 1.2.2. Legendę oznaczeń skrótów i symboli naniesionych na mapy projektowe
    - 1.2.3. Oznaczenia geologiczne
    - 1.2.4. Zastosowane klasy materiałowe
    - 1.2.5. Odnośniki do rysunków szczegółowych i objętych odrębnym opracowaniem
    - 1.2.6. Wszystkie inne informacje dotyczące projektowanego gazociągu, które nie zostały zawarte w tabelkach i opisach.
  - 1.3. Profil podłużny projektowanego odcinka gazociągu powinien zawierać w szczególności tabelkę rysunkową zawierającą:
    - 1.3.1. Rzędność terenu istniejącego
    - 1.3.2. Rzędność osi gazociągu
    - 1.3.3. Przykrycie gazociągu



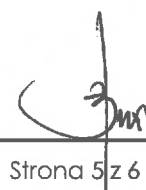


- 1.3.4. Rodzaj zabudowanych rur, grubość ścianki, rodzaj izolacji z wyraźnym zaznaczeniem zakresu występowania z przypisaniem km (klasy materiałowe)
- 1.3.5. Klasa lokalizacji gazociągu
- 1.3.6. Kąty poziome i kąty pionowe z naniesieniem rzeczywistej długością projektowanych łuków na profilu
- 1.3.7. Odległości między Pz z podaniem domiarów do miejsc charakterystycznych (łuki, monobloki, obciążniki itp.). Podane odległości i domiary powinny umożliwić bezproblemowe opracowanie planu rozwózki rur.
- 1.3.8. Punkty załamań (Pz nr),
- 1.3.9. Zakres zabudowy obciążników,
- 1.3.10. Strefy wykonania robót ziemnych mechaniczne/ręczne,
- 1.3.11. Kilometraż/hektometraż,
- 1.4. Profile geotechniczne wzdłuż projektowanej trasy gazociągu
- 1.5. Profile geotechniczne z naniesionymi wynikami badań geofizycznych i wierceń wraz z naniesioną projektowaną trajektorią przejścia bezwykopowego
  - 1.5.1. W części rysunkowej profilu należy zaznaczyć:
    - 1.5.1.1. Otwory badawcze z podaniem podstawowych parametrów (zwierciadło wody spodziewanej, rodzaje gruntów zalegających na określonych głębokościach, ogólna głębokość otworu badawczego),
    - 1.5.1.2. Uzbrojenia gazociągu (monobloki, odgałęzienia, przyłącza ochrony katodowej, słupki oznacznikowe, zabezpieczenia gazociągu),
    - 1.5.1.3. Strefy bezpiecznego prowadzenia robót z podaniem zakresu,
    - 1.5.1.4. Profil podłużny projektowanego odcinka gazociągu z wynikami badań podłoża gruntowego z oznaczeniem gruntów złożonych i skomplikowanych. Obok profilu podłużnego powinna znaleźć się legenda nawiązująca do przedmiotowego profilu. Legenda powinna zawierać zestawienie oznaczeń skrótowych gruntów występujących w otworach badawczych wraz z pełnym nazewnictwem gruntu (w celu szybkiej weryfikacji występujących gruntów – bez konieczności szukania dokumentacji geologicznej).
- 1.6. Rozwiązania konstrukcyjne zabezpieczeń osuwiskowych, umocnień skarp itp.
- 1.7. Rozwiązania technologiczne odbudowy cieków i umocnień brzegowych
- 1.8. Rozwiązania konstrukcyjne dla wykonania gazociągu na terenach szkód górniczych.
- 1.9. Optymalizacja trajektorii przejścia bezwykopowego na podstawie przeprowadzonych badań geofizycznych oraz wierceń.
- 2. Pozostałe elementy dokumentacji projektowej nie wymienione powyżej powinny być zgodne z wymaganiami norm, przepisów, warunków technicznych, OPZ.

### III. Wymagania szczegółowe - część obiektowa

- 1. Dokumentacja techniczna w branży architektoniczno – konstrukcyjnej powinna zawierać w szczególności:
  - 1.1. Projekt konstrukcji budynku/kontenera wraz z opisem elementów konstrukcyjnych i architektonicznych wchodzących w zakres zamierzenia budowlanego

- (np.: fundamenty, konstrukcje wsporcze, podesty, podpory pod rury i urządzenia, obudowy, ogrodzenie, malowanie)
- 1.2. Parametry, założenia i obliczenia dla wentylacji budynków, kontenerów, m. in. określenie wymaganej kubatury dla pomieszczeń zagrożonych wybuchem (jeżeli występują)
  - 1.3. Projekt planu zagospodarowania z planem fundamentów, ogrodzenia, chodników, dróg wewnętrznych, wjazdu na stację oraz jego powiązania z drogami publicznymi
  - 1.4. Rzuty poziome i pionowe w skali 1:50 lub 1:100 z podaniem wszystkich wymiarów, domiarów
  - 1.5. W stosunku do obudów – rozmieszczenie otworów wentylacyjnych, szczegóły elewacji, widoków obudowy oraz kolorystykę ścian elewacyjnych, stolarki itp.
  - 1.6. Elementy konstrukcyjne, np. rysunki zbrojenia fundamentów, rysunki szalunkowe fundamentów, rysunki podpór pod rury i urządzenia, rysunki zbrojenia
  - 1.7. Zagospodarowanie terenu z dokładnym rozmieszczeniem elementów budowlanych oraz technologicznych wraz określeniem szczegółowych warunków i miejsc podłączenia, posadowienia
  - 1.8. Wykaz stali.
2. Dokumentacja techniczna w branży pomiarów i automatyki powinna zawierać w szczególności:
- 2.1. Opis techniczny
  - 2.2. Zasilanie w energię elektryczną wraz z obliczeniami bilansu mocy dla układu zasilania i podtrzymania zasilania 24VDC
  - 2.3. Karty doboru urządzeń AKPiA
  - 2.4. Rysunki lokalizacji i rozmieszczenia urządzeń AKPiA
  - 2.5. Lista sygnałów wejść i wyjść
  - 2.6. Lista kablowa AKPiA
  - 2.7. Schemat P&ID
  - 2.8. Rysunki zestawieniowe układów pomiarowych z podaniem głównych wymiarów
  - 2.9. Rysunki montażowe urządzeń automatyki pomiarowej i wykonawczej
  - 2.10. Rysunki i schematy obwodowe AKPiA i telemetrii oraz zasilania AKPiA i telemetrii, m. in. określające sposób połączeń pomiędzy współpracującymi urządzeniami pomiarowymi i teletransmisyjnymi
  - 2.11. Rysunek określający sposób prowadzenia instalacji pomiarowych, w tym trasy kabli pomiarowych i rurek impulsowych
  - 2.12. Rysunki przedstawiające szczegółową aranżację urządzeń w kontenerze AKP
  - 2.13. Lista sygnałów wprowadzona do sterownika PLC.
3. Dokumentacja techniczna w branży drogowej powinna zawierać w szczególności:
- 3.1. Opis techniczny
  - 3.2. Rozwiązania komunikacyjne, w tym powiązanie dojazdu z siecią dróg publicznych (sposób włączenia i jego rozwiązanie uzgodnione z instytucją zarządzającą drogą)
  - 3.3. Dobór konstrukcji i nawierzchni w zależności od wskazań Zamawiającego lub przewidywanego obciążenia ruchem, założonego okresu eksploatacji i warunków gruntowo – wodnych
  - 3.4. Plan sytuacyjno - wysokościowy z lokalizacją projektowanych dróg
  - 3.5. Szczegóły konstrukcyjne (rzuty i przekroje)
  - 3.6. Rysunki wykonawcze, które będą zawierały:



- 3.6.1. wpisanie projektowanego układu dróg w istniejące ukształtowanie terenu oraz posadowienie innych elementów zagospodarowania obiektu
        - 3.6.2. rozwiązania geometryczne dróg i placów wewnętrznych, umożliwiające obsługę komunikacyjną obiektów technologicznych
        - 3.6.3. ciągi piesze i place technologiczne
        - 3.6.4. dojazdy pożarowe (jeżeli dotyczy)
        - 3.6.5. ukształtowanie nawierzchni – spadki i pochylenia dla odprowadzenia wód opadowych
        - 3.6.6. odległości/wymiary od innych elementów zagospodarowania.
      - 3.7. Rozwiązania wysokościowe powinny podawać na planie zagospodarowania projektowane rzędne wysokościowe w miejscach charakterystycznych i winny być uzupełnione w miarę potrzeb przekrojami i planami warstwicowymi.
      - 3.8. Plan tyczenia.
    - 4. Dokumentacja techniczna w branży elektrycznej powinna zawierać w szczególności:
      - 4.1. Założenia i podstawy opracowania projektu (dane do projektu, protokoły ustaleń) oraz powiązania z dokumentacją wykonawczą innych branż.
      - 4.2. Dokumenty formalno - prawne w zakresie branży elektrycznej (odpisy, kserokopie – protokołu ZUD, pozwoleń, warunków technicznych, warunków przyłączenia itp.)
      - 4.3. Opis systemu zasilania, uziemień, ochrony przeciwporażeniowej i przeciwpożarowej i wybuchowej
      - 4.4. Szczegółowy opis techniczny układów elektrycznych z podziałem na poszczególne instalacje (np. zasilanie różnych poziomów napięciowych, siła, sterowanie, sygnalizacja, zabezpieczenia, pomiary, oświetlenie terenu i pomieszczeń, gniazda, przeciwporażeniowa, przeciwprzepięciowa, wyrównawcza, uziemień, itd.), obliczenia lub wyniki obliczeń doboru aparatury i kabli oraz wytyczne montażowe (dotyczą sposobu montażu rozdzielni, materiałów instalacyjnych i osprzętu, kabli, itp.)
      - 4.5. Bilans mocy dla całego obiektu i poszczególnych rozdzielnic.
      - 4.6. Zestawienie kabli (różnych poziomów napięciowych, np. siłowych, sterowniczych, sygnalizacyjnych, pomiarowych itd.)
      - 4.7. Zestawienie materiałów (w tym specyfikacje aparatury)
      - 4.8. Plan sieci elektrycznych
      - 4.9. Schemat zasilania
      - 4.10. Schemat główny elektryczny zasilania
      - 4.11. Schematy zasadnicze rozdzielni
      - 4.12. Schematy obwodów sterowania, sygnalizacji, zabezpieczenia, pomiaru
      - 4.13. Schematy montażowe aparatów i połączeń
      - 4.14. Rysunki elewacji i wnętrza szaf, skrzynek i tablic
      - 4.15. Plany rozmieszczenia szaf, skrzynek i tablic
      - 4.16. Plany rozprowadzenia tras kablowych
      - 4.17. Plany instalacji uziemiającej i piorunochronowej.

## **Załącznik nr 4 – Wymagania dotyczące opracowania dokumentacji geologicznej**

### **Geologia w ustawach**

#### Ustawa prawo budowlane

1. Projekt budowlany powinien zawierać w zależności od potrzeb, wyniki badań geologiczno - inżynierskich oraz geotechniczne warunki posadowienia obiektów budowlanych.
2. Zasady ustalania geotechnicznych warunków posadowienia określa – Rozporządzenie Ministra Transportu, Budownictwa i Gospodarki Morskiej z 25 kwietnia 2012 roku (Dz. U. 2012 poz. 463) w sprawie ustalania geotechnicznych warunków posadowienia obiektów budowlanych.

Ustalenie geotechnicznych warunków posadowienia polega na:

- zaliczeniu obiektu budowlanego do odpowiedniej kategorii geotechnicznej,
  - zaprojektowaniu odwodnień budowlanych,
  - przygotowaniu oceny przydatności gruntów stosowanych w budowlach ziemnych,
  - zaprojektowaniu barier lub ekranów uszczelniających,
  - określeniu nośności, przemieszczeń i ogólnej stateczności podłoża gruntowego,
  - ustaleniu wzajemnego oddziaływania obiektu budowlanego i podłoża gruntowego w różnych fazach budowy i eksploatacji, a także wzajemnego oddziaływania obiektu budowlanego z obiektami sąsiadującymi,
  - ocenie stateczności zboczy, skarp wykopów i nasypów,
  - wyborze metody wzmacniania podłoża gruntowego i stabilizacji zboczy, skarp, wykopów i nasypów,
  - ocenie wzajemnego oddziaływania wód gruntowych i obiektu budowlanego,
  - ocenie stopnia zanieczyszczenia podłoża gruntowego i doboru metody oczyszczania gruntów.
3. Kategorię geotechniczną całego obiektu budowlanego lub jego poszczególnych części określa projektant na podstawie badań geotechnicznych gruntu, których zakres uzgadnia z wykonawcą specjalistycznych robót geotechnicznych.
  4. Geotechniczne warunki posadowienia ustala się w oparciu o bieżące wyniki badań geotechnicznych gruntu, analizę danych archiwalnych, w tym analizę i ocenę dokumentacji geotechnicznej, geologiczno - inżynierskiej i hydrogeologicznej, obserwacji geodezyjnych zachowania się obiektów sąsiednich oraz innych danych dotyczących podłoża badanego terenu i jego otoczenia.

#### Ustawa prawo geologiczne i górnicze

1. Wyniki prac geologicznych, wraz z ich interpretacją, określeniem stopnia zamierzonego celu wraz z uzasadnieniem, przedstawia się w dokumentacji geologicznej. Dokumentację geologiczną stanowią następujące rodzaje dokumentacji:
  - 1.1. Hydrogeologiczna
  - 1.2. Geologiczno - inżynierska.

Szczegółowe wymagania dotyczące dokumentacji hydrogeologicznej i geologiczno - inżynierskiej określa Rozporządzenie Ministra Środowiska w sprawie dokumentacji

hydrogeologicznej i dokumentacji geologiczno - inżynierskiej z dnia 18 listopada 2016 r. (Dz.U. z 2016 r. poz. 2033).

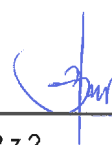
2. Prace geologiczne z zastosowaniem robót geologicznych mogą być wykonywane tylko na podstawie projektu robót geologicznych. Zawartość projektu robót geologicznych określa – Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 20 grudnia 2011 roku w sprawie szczegółowych wymagań dotyczących projektu robót geologicznych, w tym robót, których wykonanie wymaga uzyskania koncesji (Dz. U. 2011 nr 288, poz. 1696) oraz Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 1 lipca 2015 roku zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych wymagań dotyczących projektu robót geologicznych, w tym robót, których wykonanie wymaga uzyskania koncesji (Dz. U. 2015 poz. 964).

Ustalenie wymaganych do wykonania w ramach projektu budowlanego opracowań geologicznych i geotechnicznych zgodnie z w/w przepisami prawa powinno zostać przedstawione w opinii geotechnicznej. Po stwierdzeniu innych od przyjętych w badaniach warunków geotechnicznych gruntu projektant obiektu budowlanego zmienia jego kategorię geotechniczną. W zależności od kategorii geotechnicznej i stopnia złożoności podłoża należy wykonać:

1. W przypadku obiektów budowlanych wszystkich kategorii geotechnicznych należy opracować opinię geotechniczną.
2. W przypadku obiektów budowlanych drugiej i trzeciej kategorii geotechnicznej należy opracować dodatkowo dokumentację badań podłoża gruntowego i projekt geotechniczny.
3. W przypadku obiektów budowlanych trzeciej kategorii geotechnicznej oraz w złożonych warunkach gruntowych drugiej kategorii należy wykonać dodatkowo dokumentację geologiczno - inżynierską, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 9 czerwca 2011 r. – Prawo geologiczne i górnicze (tj. Dz. U. 2017 poz. 2126 z późn. zm.).

**Na dokumentację geologiczną składa się w zależności od kategorii geotechnicznej poniższe dokumenty:**

- I. **OPINIA GEOTECHNICZNA**
- II. **PROJEKT ROBÓT GEOLOGICZNYCH**
- III. **DOKUMENTACJA BADAŃ PODŁOŻA GRUNTOWEGO**
- IV. **PROJEKT GEOTECHNICZNY**
- V. **DOKUMENTACJA GEOLOGICZNA – INŻYNIERSKA**
- VI. **DOKUMENTACJA HYDROGEOLOGICZNA (w przypadku prowadzenia odwodnień wykopów otworami wiertniczymi).**





## **Załącznik nr 5 – Wymagania dotyczące opracowania projektu odwodnień wykopów budowlanych**

### Układ edycyjny dokumentacji

#### SPIS TREŚCI

1. Cel i zakres opracowania
  - 1.1. Podstawa formalna
  - 1.2. Podstawowe akty prawne
    - 1.2.1. Ustawa z dn. 27.04.2001 r. Prawo ochrony środowiska (tj. Dz. U. 2017r. poz. 519) z późniejszymi zmianami,
    - 1.2.2. Ustawa z dn. 16.04. 2004 r. o ochronie przyrody (tj. Dz.U. 2016r. poz. 2134) z późniejszymi zmianami,
    - 1.2.3. Ustawa z dnia 9 czerwca 2011 r. Prawo geologiczne i górnicze (tekst jednolity Dz. U. z 2017r. poz. 2126 z późn. zm.),
    - 1.2.4. Ustawa z dn. 18.07.2001 r. - Prawo wodne (tekst jednolity: Dz. U. 2017r. poz. 1121) z późniejszymi zmianami.
    - 1.2.5. Rozporządzenie Ministra Środowiska w sprawie warunków, jakie należy spełnić przy wprowadzaniu ścieków do wód lub do ziemi, oraz w sprawie substancji szczególnie szkodliwych dla środowiska wodnego z dnia 18 listopada 2014r. (Dz.U. z 2014 r. poz. 1800).
  - 1.1. Literatura, w szczególności:
    - 1.1.1. Szczegółowa Mapa Geologiczna Polski w skali 1:50 000
    - 1.1.2. Mapa Hydrogeologiczna Polski w skali 1:50 000
    - 1.1.3. Mapa Głównych Zbiorników Wód Podziemnych, PIG, 2015 r.
2. Charakterystyka planowanej inwestycji
  - 2.1. Obecny stan zagospodarowania terenu i lokalizacja projektowanych prac
  - 2.2. Charakterystyka inwestycji
  - 2.3. Roboty ziemne
3. Stan prawny nieruchomości usytuowanych w zasięgu oddziaływania projektowanych prac
4. Charakterystyka przyrodnicza terenu planowanego przedsięwzięcia
5. Położenie fizyczno - geograficzne i morfologia terenu
6. Charakterystyka warunków gruntowo - wodnych, określenie współczynnika filtracji dla przyjętego odcinka odwodnienia
7. Wody powierzchniowe
8. Warunki podziemne
9. Obszary chronione na podstawie ustawy o ochronie przyrody
10. Projektowane odwodnienie wykopów - wybór rozwiązań technicznych
  - 10.1. Schemat obliczeniowy
  - 10.2. Obliczenia ilości wody odprowadzanej w czasie odwodniania wykopów
  - 10.3. Ocena możliwości odbioru wody pochodzącej z odwodnienia przez system okolicznych rowów i zbiorników wodnych.
11. Uwagi końcowe
12. Postępowanie w przypadku wystąpienia awarii

### 13. Wpływ poboru wody i jej odprowadzania na środowisko.

#### Spis załączników

1. Lokalizacja projektowanych prac, skala 1:10 000
2. Wycinek Mapy hydrogeologicznej Polski z przebiegiem trasy projektowanego gazociągu
3. Wycinek Szczegółowej Mapy Geologicznej Polski z przebiegiem trasy projektowanego gazociągu
4. Profil podłużny projektowanego gazociągu z określonymi warunkami gruntowo – wodnymi, tj. określonym poziomem występowania zwierciadła wody gruntowej
5. Plan sytuacyjny z pokazaną lokalizacją oraz szczegółami zabudowy instalacji odwodnień budowlanych.

#### Szczegółowe wymagania dla dokumentacji odwodnień obiektów budowlanych

1. Dane przyjęte do obliczeń ilości wody pochodzącej z odwodnienia należy przedstawić w formie tabeli. Tabela powinna zawierać następujące dane:
  - 1.1. Długość odcinka wykopu podlegającego odwodnieniu w /km/
  - 1.2. Sposób odwodnienia
  - 1.3. Rodzaj prac ziemnych np. wykop otwarty
  - 1.4. Długość wykopu w /m/
  - 1.5. Rzędna terenu w m.n.p.m
  - 1.6. Rzędna posadowienia gazociągu w m.n.p.m.
  - 1.7. Rzędna zwierciadła wody w m.n.p.m
  - 1.8. Rzędna obniżonego zwierciadła wody w m.n.p.m
  - 1.9. Rzędna spągu warstwy wodonośnej w m.n.p.m
  - 1.10. Wysokość słupa wody w warstwie wodonośnej w /m/
  - 1.11. Wysokość obniżonego zwierciadła wody w /m/
  - 1.12. Depresja w /m/
  - 1.13. Współczynnik filtracji w m/d
  - 1.14. Litologia warstwy zawodnionej.
2. Do obliczenia ilości wody pochodzącej z odwodnień budowlanych należy przyjąć wzory odpowiednie do warunków hydrogeologicznych, dynamiki wód podziemnych oraz założonego schematu obliczeniowego.
3. Wyniki obliczeń należy przedstawić w formie tabeli. Tabela powinna zawierać następujące dane:
  - 3.1. Odcinek odwadnianego wykopu w /km/
  - 3.2. Sposób odwodnienia
  - 3.3. Rodzaj prac ziemnych
  - 3.4. Długość wykopu
  - 3.5. Wysokość słupa wody w warstwie wodonośnej w /m/
  - 3.6. Wysokość obniżonego zwierciadła wody
  - 3.7. Depresja w /m/
  - 3.8. Zasięg leja depresji
  - 3.9. Współczynnik filtracji w /m/d/ dla przyjętego odcinka odwodnienia



- 3.10.** Bilans wodny - obliczenie wielkości dopływu wody do wykopu, obliczenie wielkości osiadania gruntu, stateczność skarp w świetle robot odwodnieniowych wytyczne zabezpieczenia
- 3.11.** Wydajność pojedynczego igłofiltru, igłostudni, studni depresyjnej, studni próżniowych, odwodnień liniowych
- 3.12.** Określenie ilości igłofiltrów, igłostudni, studni depresyjnych, studni próżniowych na odwadnianym odcinku
- 3.13.** Określenie rozstawu igłofiltrów, igłostudni, studni depresyjnych, studni próżniowych
- 3.14.** Określenie długości odwodnienia liniowego
- 3.15.** Dobór obsypki filtracyjnej (jeżeli będzie niezbędna)
- 3.16.** Zasady instalowania igłofiltrów (opis + rysunek szczegółowy przedstawiający głębokość wbicia igłofiltru; szczegół wykonania odwodnienia liniowego)
- 3.17.** Odprowadzenie wody do odbiorników - opis i szczegóły przyjętych rozwiązań technicznych
- 3.18.** Odwodnienie dróg oraz ochrona obiektów towarzyszących przed szkodliwym działaniem wód gruntowych
- 3.19.** Założenia do STWiORB - opis przyjętych rozwiązań technicznych w zakresie monitoringu robot budowlanych w odniesieniu do obniżonego zwierciadła wody gruntowej - osiadanie gruntu i jego wpływ na sąsiednie obiekty budowlane oraz bezpieczeństwo robot budowlanych.



## **Załącznik nr 6 – Wymagania projektowe w zakresie przewiertów HDD**

### **Rozdział I**

#### **Postanowienia ogólne**

Przy projektowaniu należy opierać się na dyrektywie technicznej DCA „*Technische Richtlinien des DCA, 4 wydanie – 2015*”. Podane poniżej wymagania są uzupełnieniem lub zaostreniem tych podanych w wymienionych wytycznych, jak również obejmują obszary, które nie zostały opisane w wytycznych DCA.

Decyzję o projektowaniu odcinka gazociągu z wykorzystaniem technologii HDD należy podjąć przed rozpoczęciem procedur związanych z dokumentacją formalno - prawną, niezbędną do uzyskania pozwolenia na budowę. Spowodowane jest to między innymi koniecznością zapewnienia miejsca na park maszynowy oraz na odcinek rurociągu przygotowany do wprowadzenia do otworu wiertniczego. Na etapie przygotowania dokumentacji projektowej konieczne jest przeprowadzenie analizy topograficznej, środowiskowej, finansowej oraz wstępnego rozpoznania warunków geologicznych.

Podstawowe wymagania w zakresie projektów wstępnego, budowlanego i wykonawczego powinny być zawarte w warunkach technicznych do projektowania.

### **Rozdział II**

#### **Wymagania dodatkowe dla projektu budowlanego (PB)**

##### **2.1 Wymagania formalno - prawne**

###### **2.1.1 Pozwolenie wodno - prawne**

Należy oprócz wymagań podanych w warunkach technicznych do projektowania wskazać miejsca poboru lub zabezpieczyć inny dostęp do wody dla potrzeb wykonania przewiertu oraz sposób utylizacji zużytej płuczki wiertniczej lub miejsce jej zrzutu oraz uzyskać stosowne pozwolenia, w tym wodno - prawne, jeżeli jest to wymagane prawem.

###### **2.1.2 Dostęp do terenu**

W projekcie budowlanym, oprócz wymagań podanych w warunkach technicznych do projektowania, należy uwzględnić dodatkowo:

- a) wskazać i uzyskać wymagane zgody pod drogę dojazdową do placu budowy od strony maszynowej i wyjściowej oraz uzyskać dostęp do terenu,
- b) uzyskać wymagane zgody właścicieli gruntów w celu rozmieszczenia parku maszynowego i odcinka gazociągu przewidzianego do wciągnięcia,
- c) zabezpieczyć teren obok przewiertu zasadniczego dla przewiertu pod światłowód, jeżeli jest on przewidziany przez Zamawiającego,
- d) zapewnić dostęp do terenu w celu ułożenia kabla do pętli pomiarowej weryfikującej położenie przewodu wiertniczego,

- e) uzyskać zgody właścicieli na wejście w teren w celu wykonania odwiertów geotechnicznych i badań geofizycznych.

W przypadku braku rurociągu pod światłowód należy zabezpieczyć miejsce dla położenia czasowego rurociągu rewersu płuczki między punktem wyjścia i wejścia przewiertu wraz ze sposobem ich utwardzenia.

## 2.2 Plan zagospodarowania terenu

Plan dla projektu przekroczenia metodą HDD, oprócz wymagań podanych w warunkach technicznych do projektowania, powinien być wykonany na mapie w skali 1:500 lub 1:1000 oraz zawierać dodatkowo co najmniej następujące dane:

- a) drogi dojazdowe,
- b) miejsca przeznaczone na rozstawienie parku maszynowego na potrzeby HDD,
- c) miejsca składowania rur, materiałów oraz urobku wiertniczego,
- d) teren, na którym będzie ułożony rurociąg przed wciągnięciem do otworu przewiertu,
- e) wstępna długość projektowanego przewiertu,
- f) łuki poziome,
- g) odległości do budynków w pobliżu planowanego przewiertu,
- h) topografię w odległości od 5 do 20 m od w odniesieniu do osi przewiertu,
- i) współrzędne punktów wejścia i wyjścia przewiertu odniesione do odpowiedniego systemu współrzędnych zgodnego z Załącznikiem nr 4 do Instrukcji PE-DY-I02,
- j) trasa osi przewiertu z liniami siatki np. co 10 m, jak również punkty przecięcia sekcji,
- k) informacje dotyczące promienia poziomego dla każdej sekcji,
- l) zaznaczenie miejsc, w których będą wykonywane odwierty i badania geofizyczne,
- m) wskazanie przeszkód, jak istniejące rurociągi, fundamenty, itp. oraz określenie ich odległości od planowanego przewiertu,
- n) naniesiona róża wiatrów.

## 2.3 Badania geotechniczne i geologiczne - inżynierskie gruntu przed pracami projektowymi przewiertu HDD

Rodzaje badań, które należy wykonać do określania warunków geologicznych:

- a) wiercenia badawcze,
- b) sondowania dynamiczne i/lub statyczne (np. SD, SPT, CPT, CPTU),
- c) badania geofizyczne (np. georadar lub tomografia elektrooporowa).

Na podstawie wykonanych badań powinny być określone następujące parametry (dla warstw występujących w korytarzu projektowanej trajektorii wiercenia. Wykonywanie szczegółowych badań dla warstw zalegających na powierzchni należy uwzględnić jako dodatkowe koszty):

- a) stopień zagęszczenia – dla gruntów sypkich (niespoistych),
- b) stopień plastyczności i granice Atterberga – dla gruntów spoistych,
- c) wytrzymałość na ścinanie bez odpływu na dole i na górze warstwy,
- d) wilgotność naturalna,
- e) skład granulometryczny,

- f) gęstość objętościowa szkieletu gruntowego,
- g) gęstość objętościowa gruntu całkowicie nasyconego wodą,
- h) spójność,
- i) kąta tarcia wewnętrznego,
- j) zawartość części organicznych,
- k) edometryczny moduł ściśliwości pierwotnej i wtórnej,
- l) moduły odkształcenia  $E_{top}$  i  $E_{bottom}$ ,
- m) współczynnik Poissona,
- n) wytrzymałość na ściskanie  $R_c$  – dla litych skał,
- o) wskaźnik spękań RQD,
- p) wskaźnik jakości masywu skalnego RMR,
- q) badanie aktywności warstw ilastych.

Należy określić głębokość występowania nawierconego i ustabilizowanego zwierciadła wód podziemnych jak również strefy sączeń.

## 2.4 Badania geotechniczne

Przed rozpoczęciem badań należy dokonać analizy dostępnych materiałów archiwalnych w tym między innymi:

- a) map geologicznych, hydrogeologicznych, geośrodowiskowych,
- b) dokumentacji geologiczno - inżynierskich,
- c) opracowań geotechnicznych

wraz z przeprowadzeniem wizji terenowej i wykonaniem kartowania geologiczno - inżynierskiego. Istniejące materiały archiwalne i dokonane wizje terenu posłużą do oceny gruntów i warunków hydrogeologicznych w rejonie projektowanego przewiertu HDD.

Dla szczegółowego określenia warunków gruntowo - wodnych wraz z podaniem parametrów charakterystycznych należy wykonać odwierty badawcze, w odstępach co 50 - 100 metrów wzdłuż trasy projektowanego przewiertu HDD, w odległości co najmniej 10 m od osi projektowanego przewiertu, jednak nie większej niż 50 m, raz z jednej, raz z drugiej strony.

W przypadku przekroczeń cieków wodnych, których szerokość jest mniejsza niż 50 m należy wykonać wiercenia po obu jego brzegach. W przypadku przekroczeń cieków wodnych o szerokości powyżej 50 m należy wykonać dodatkowo otwór w dnie cieku wodnego lub zbiornika wodnego. W przypadku braku możliwości technicznych należy ustalić układ warstw z wykorzystaniem innych metod, np. geofizycznych.

Głębokość otworu powinna być ustalona na 10 m poniżej poziomu planowanego profilu przewiertu dla przewiertów o długości > 500 m lub 5 m dla przewiertów o długości ≤ 500 m.

Zaleca się wykonanie wierceń pełno - rdzeniowych dla aktywnych formacji ilastych (m. in. w łach trzeciorzędowych, zwietrzałych łupkach, łowcach) w celu oceny stopnia ich aktywności. Pobrane próbki gruntów należy badać zgodnie z normą PN-EN 1997-2 Eurokod 7, których celem jest określenie rodzaju gruntu, jego wizualnych cech fizycznych, domieszek oraz oznaczenia stopnia plastyczności. Urobek z osadów czwartorzędowych oraz rdzeń z gruntów

skalistych będą przechowywane w skrzynkach drewnianych o długości 1 m. Należy go zabezpieczyć przed dodatkowym zawilgoceniem, a także nie należy dopuścić do jego wyschnięcia lub zamrożenia. Uzyskany materiał będzie miał pełną dokumentację fotograficzną. Skrzynki z urobkiem i rdzeniami zostaną zdeponowane w miejscu wskazanym przez Zamawiającego i dostępne dla wykonawcy przewiertu w trakcie jego realizacji. Wymagany uzysk rdzenia dla gruntów skalistych oraz ilastych nie powinien być mniejszy od 85% ze względu na konieczność szczegółowego rozpoznania i dokumentowania przewiercanych gruntów. W przypadku braku możliwości uzysku rdzenia w zakładanej wielkości 85%, nadzór geologiczny w wyjątkowych przypadkach może przyjąć mniejszy uzysk rdzenia.

Dla określenia właściwości fizyko – mechanicznych rozpoznanych gruntów i skał, należy wytypować próbki reprezentatywne z pobranych rdzeni jak również próbki 1 i 2 klasy z osadów czwartorzędowych i w oparciu o normę PN-EN 1997-2 Eurokod 7 wykonać badania laboratoryjne.

Oprócz wierceń badawczych, dla szczegółowego rozpoznania parametrów wytrzymałościowych i odkształceniowych gruntów w stanie naturalnym „in situ” należy wykonać sondowanie podłoża poprzez sondowania dynamiczne i/lub statyczne (np. SD, SPT, CPT, CPTU).

Badania penetracyjne należy rozplanować w pobliżu odwiertów geotechnicznych, w razie konieczności w odstępach pomiędzy nimi. Głębokość badań penetracyjnych powinna być taka sama, jak dla wierceń geotechnicznych w celu umożliwienia porównania uzyskanych parametrów gruntu dla różnych warstw.

Rodzaj badań geotechnicznych stosowany dla rozpoznania geologii dla celów projektowania przewiertu HDD musi być uzależniony od rodzaju występującego gruntu z uwzględnieniem 3 podstawowych formacji:

- a) grunty sypkie – np. piaski, żwiry,
- b) grunty spoiste (kohezyjne) – np. pyły, gliny, iły,
- c) lite skały.

Warunki gruntowo - wodne pod projektowane przewiertu HDD należy dokumentować w formie geotechnicznych warunków posadowienia obiektów budowlanych. Dokumentacja geologiczno - inżynierska powinna spełniać wymagania Rozporządzenia Ministra Transportu, Budownictwa i Gospodarki Morskiej z dnia 27 kwietnia 2012 r. (Dz. U. z 2012 roku poz. 463).

Po zakończeniu prac terenowych i badawczych należy zinterpretować otrzymane wyniki na podstawie opracowanego raportu, zawierającego między innymi szczegółowy profil geologiczny wzdłuż całego planowanego przebiegu przewiertu, dokładny opis umożliwiający interpretację wyników badań przez projektantów i późniejszych wykonawców robót budowlanych w zakresie przewiertu HDD, podanie klasyfikacji gruntów. W raporcie należy szczegółowo opisać oddziaływanie warunków geologicznych na projektowaną infrastrukturę gazową, jak również przeprowadzić analizę ryzyk, w której zostaną uwzględnione parametry, które mogą lub będą oddziaływać na wykonanie otworu wiertniczego i późniejszego wprowadzenia rurociągu do otworu, stopień ich istotności (prawdopodobieństwo

wystąpienia), skutki wystąpienia danego ryzyka oraz działania mające wpływ na minimalizację ryzyk.

### **2.5 Uzgodnienie z Zamawiającym w zakresie wycinania drzew i krzewów**

Szerokość pasa wycinki drzew i krzewów (lub planowane odstępstwo od przepisów w przedmiotowym zakresie) należy uzgodnić z Zamawiającym.

Odcinek gazociągu układany z wykorzystaniem przewierć HDD powinien zostać zaprojektowany poniżej poziomu systemu korzeniowego drzew.

## **Rozdział III**

### **Wymagania dodatkowe dla projektu wykonawczego (PW)**

#### **3.1 Parametry cechujące przewiert**

W projekcie wykonawczym oprócz wymagań podanych w warunkach technicznych do projektowania należy dodatkowo określić:

- a) punkt wejścia „HDD”,
- b) kąt wejścia „HDD” znajdujący się w zakresie  $60^\circ \div 150^\circ$ ,
- c) punkt wyjścia „HDD”,
- d) kąt wyjścia „HDD” znajdujący się w zakresie  $60^\circ \div 150^\circ$ ,
- e) minimalną długość pierwszego i ostatniego odcinka prostoliniowego,
- f) całkowitą długość przewiertu,
- g) minimalny dopuszczalny promień przewiertu R,
- h) promienie krzywizny poszczególnych odcinków przewiertu R,
- i) kąty nachylenia odcinków prostoliniowych,
- j) minimalne przykrycie przewiertu,
- k) średnicę przewiertu, liczbę marszy poszerzających,
- l) przebieg trasy odcinka HDD wg podziału administracyjnego, podając między innymi miejscowość, gminę i powiat punktów wejścia i wyjścia HDD, orientacyjny kilometr gazociągu i kilometr przekroczenia rzeki.

#### **3.2 Promień przewiertu**

Promień przewiertu należy obliczyć z wykorzystaniem wzoru uwzględniającego statą uzależnioną od charakterystyki gruntu, zgodnie z wytycznymi DCA [1]:

$$R_{projektowe} = C \times \sqrt{D_a \times s}$$

przy czym:

$R_{projektowe}$  – projektowany promień [m],

C – współczynnik charakterystyczny gruntu [-],

$D_a$  – średnica zewnętrzna rury [mm].



s – grubość ścianki rury [mm].

Wartości współczynnika charakterystycznego gruntu, uzależnione od wyników badań penetracyjnych, podane zostały w tabeli nr 1:

Właściwości gruntu	CPT	SPT	Moduł sprężystości (E <sub>s</sub> )	Współczynnik gruntu
	q <sub>c</sub> [MPa]	N <sub>30</sub> (uderzenia/30 cm)	[MPa]	[-]
Piaski, bardzo zagęszczone	>20	>50	100 ÷ 200	8500
Piaski, średnio zagęszczone	10 ÷ 20	25 ÷ 50	50 ÷ 100	9400
Piaski o niskiej gęstości	5 ÷ 10	10 ÷ 25	20 ÷ 50	10200
Łł spoisty	> 2	>8	10 ÷ 25	10500
Łł o średniej spoistości	1 ÷ 2	2 ÷ 8	5 ÷ 10	11500
Łł o niskiej spoistości	<1	<2	0 ÷ 5	12500

Źródło [1].

Otrzymany promień powinien być równy lub większy od wartości uzyskanej ze wzoru podanego poniżej, zgodnego z DVGW G 463 [2]:

$$R_{min} = 206 \times \frac{S}{K} \times D_a$$

przy czym:

R<sub>min</sub> – minimalny dopuszczalny promień ugięcia [m],

S – współczynnik bezpieczeństwa,

K - minimalna granica plastyczności [N/mm<sup>2</sup>],

D<sub>a</sub> – zewnętrzna średnica rury [mm].

Promień osi przewiertu może być zmieniony na etapie rozwiercania otworu pilotowego.

W przypadku, gdy oś przewiertu będzie zakrzywiona w płaszczyznach pionowej i poziomej, należy obliczyć tzw. „wspólny” promień ugięcia:



$$R_{comb} = \sqrt{\frac{R_h^2 \times R_v^2}{R_h^2 + R_v^2}}$$

$R_{comb}$  – wspólny promień gięcia [m],

$R_h$  – promień gięcia w poziomie [m],

$R_v$  – promień gięcia w pionie [m].

„Wspólny” promień gięcia powinien spełniać wymagania w zakresie minimalnego dopuszczalnego promienia gięcia.

Promień osi przewierci może być zmieniony na etapie rozwiercania otworu pilotowego, jednakże powinien spełniać on wymagania dotyczące jego minimalnej wartości.

### 3.3 Minimalna długość pierwszego lub ostatniego odcinka prostoliniowego

W pierwszym lub ostatnim odcinku przewierci zaleca się unikać projektowania odcinków zakrzywionych, ponieważ grunt położony płytko pod powierzchnią terenu nie jest sprzyjający dla takich odcinków (z uwagi na mniejszą zwięźłość). Długość pierwszego i ostatniego odcinka prostoliniowego uzależniona jest od średnicy rozwiercanego otworu, ciężaru i sztywności narzędzi wiertniczych. W zależności od średnicy rozwiercanego otworu, należy uwzględnić zastosowanie sztywnych narzędzi wiertniczych oraz zaprojektować dłuższe odcinki prostoliniowe. Dla dużych średnic zaleca się odcinki prostoliniowe o długości w zakresie 10 ÷ 20 m, dla mniejszych około 5 m. Zaleca się, aby dla średnic DN 700 i powyżej przyjmować odcinek prostoliniowy min 30 metrów. Ostateczne przyjęcie długości tych odcinków należy potwierdzić stosowanymi obliczeniami i analizami.

### 3.4 Minimalne i maksymalne przykrycie przewierci HDD

Należy określić minimalne przykrycie przekroczenia (drogi, tory kolejowe, rzeki, jeziora, cieków wodne, przy czym dla cieku wodnego, rzeki lub jeziora przykrycie liczone jest od jego dna). Minimalne przykrycie powinno być równe co najmniej średnicy zewnętrznej rurociągu pomnożonej przez współczynnik 10 ÷ 15, jednak nie mniej niż 5 m.

Minimalna i maksymalna głębokość posadowienia rurociągu względem jego osi jest uzależniona od rodzaju rurociągu, warunków geotechnicznych, odległości od istniejących elementów infrastruktury podziemnej oraz czynników środowiskowych. W przypadku projektowania rurociągu pod dnem rzeki należy wziąć pod uwagę pogłębianie się koryta rzeki, erozję dna, ryzyko przebicia płynu wiertniczego do rzeki, ryzyko wypływu płynu wiertniczego poza otwór wiertniczy w obszarach o szczególnych walorach środowiskowych. Czasem konieczne jest wbudowanie rurociągu głębiej, w celu uniknięcia przejścia przez niesprzyjające warstwy gruntu (np. warstwy żwiru, otoczaki) lub w celu ominięcia przeszkód będących pozostałościami po działalności człowieka (stare lub istniejące fundamenty budowli, itp.). Przy określaniu minimalnej głębokości posadowienia rurociągów należy również dążyć do zmniejszenia ryzyka podniesienia się terenu nad wykonywanym przewierciem oraz zmniejszenia ryzyka osiadania obiektów znajdujących się w pobliżu przewierci. W przypadku budowy rurociągów o większych średnicach, gdzie często stosuje się systemy sterownia z transmisją

danych drogą kablową, maksymalna głębokość przewiertu jest ograniczona wytrzymałością na wyboczenie budowanych rurociągów.

Głębokość posadowienia przewiertu powinna potwierdzać analiza ciśnień wgłębnych dla wiercenia pilotowego.

### 3.5 Średnica przewiertu

Średnica przewiertu uzależniona jest od rodzaju gruntu. W zależności od rodzaju gruntu: stabilny lub niestabilny, przyjmuje się wartość przewiertu równą średnicy rury pomnożoną odpowiednio przez współczynnik 1.2 lub 1.5.

### 3.6 „Overbend”

Promień ugięcia rurociągu w miejscu jego wprowadzenia do otworu (łuki pod jakim będzie ulegać zakrzywieniu rurociąg w trakcie jego przeciągania do odwiertu z poziomu rolek, w wyniku którego rurociąg po przegięciu uzyska kąt wyjściowy profilu przewiertu) zostały ukazane w załączniku nr 4 do wytycznych technicznych DCA. Minimalny promień promieni ugięcia rurociągu wylicza się z wykorzystaniem poniższego wzoru [1]:

$$R_{min} = 134 \times \frac{D_a}{K}$$

$R_{min}$  – minimalny dopuszczalny promień ugięcia [m].

$D_a$  – zewnętrzna średnica rury [mm].

$K$  – minimalna granica plastyczności [N/mm<sup>2</sup>].

W sytuacji gdzie zaprojektowany zostanie wysoki kąt wyjścia (przewyższający zastosowanie standardowych dźwigów bocznych) lub wielopłaszczyznowy overbend konieczne jest zaprojektowanie konstrukcji podpierającej łuk. Projekt powinien uwzględniać topografię terenu, punkty podparcia rurociągu oraz sposób podparcia (rolki, pasy rolkowe tzw. zawiesia rolkowe). Dodatkowo należy określić wysokość podnoszenia łuku oraz udźwig zastosowanych urządzeń dźwigowych wraz z wymaganą ich ilością.

## 3.7 Wymagane plany sytuacyjne i przekroje wzdłużne projektowanego gazociągu

### 3.7.1 Przekrój wzdłużny

Do projektu wykonawczego należy załączyć przekrój wzdłużny przewiertu HDD w skali 1:100/100 lub 1:250/250, który oprócz wymagań podanych w warunkach technicznych do projektowania, będzie zawierał dodatkowo co najmniej następujące dane/szczegóły:

- a) punkt wejścia i wyjścia przewiertu przeliczony do obowiązującego systemu odniesienia i układem wysokościowym,
- b) profile i poziomu gruntu wzdłuż przekroczenia ze zwymiarowanymi ważnymi punktami referencyjnymi, powiązanych z odpowiednim systemem odniesienia i układem wysokościowym,
- c) punkty odniesienia równoległe do zaprojektowanej trasy HDD,

- d) poziom wody i profile dna rzeki z zakresem pływu z informacjami dotyczącymi zakresu przyptywu i odpływu,
- e) kąty wejścia i wyjścia przewierci,
- f) profil wiercenia ukazujący wymiary lub linie siatki rozmieszczone co 10 m oraz punkt końcowy przewierci HDD,
- g) promień krzywej pionowej dla każdej sekcji,
- h) promień wspólny dla każdej sekcji,
- i) długość poziomą przewierci (po trasie gazociągu) i całkowitą długość przewierci (po osi przewierci),
- j) przykrycie rurociągu w miejscach krytycznych jak: pod drogami, torami kolejowymi, jeziorami lub rzekami.
- k) Ciągły profil geotechniczny opracowany na podstawie badań geofizycznych

### 3.7.2 Plan szczegółowy przewierci

Plan dla projektu HDD powinien oprócz wymagań podanych w warunkach technicznych do projektowania, zawierać dodatkowo co najmniej następujące dane:

- a) topografię w odległości od 5 do 20 m od w odniesieniu do osi przewierci,
- b) punkty odniesienia równoległe do przekroju wzdłużnego,
- c) współrzędne punktów wejścia i wyjścia przewierci odniesione do odpowiedniego systemu odniesienia,
- d) trasa osi przewierci z liniami siatki np. co 10 m, jak również punkty przecięcia sekcji,
- e) informacje dotyczące promienia poziomego dla każdej sekcji,
- f) zaznaczenie miejsc badania georadarem i odwiertów,
- g) zaznaczenie istniejących przeszkód, jak istniejące rurociągu, fundamenty, itp.
- h) naniesiona róża wiatrów.

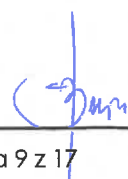
### 3.7.3 Przekrój poprzeczny

Przekrój poprzeczny przewierci w skali 1:100/100 lub 1:250/250 powinien oprócz wymagań podanych w warunkach technicznych do projektowania, zawierać dodatkowo co najmniej następujące informacje:

- a) końcowa średnica przewierci,
- b) grubość ścianki rury, rodzaj powłoki, inne zastosowane zabezpieczenia, informacje o poszczególnych warstwach powłoki i ich grubościach,
- c) klasyfikacja gruntu w obrębie przewierci.

### 3.7.4 Plan szczegółowy zaplecza do wykonania przewierci

- a) umiejscowienie i rozmiary istotnych elementów systemu do przewierć HDD, jak wiertnia, kabina sterująca, źródło zasilania, wysokociśnieniowa pompa/pompy płuczkowe, system sporządzania i oczyszczania płuczek wiertniczych, sposób wywozu urobku, zaplecze socjalne
- b) wymiary oraz masa urządzeń i wyposażenia,
- c) typ i metoda prowadzenia wiertni,
- d) umiejscowienie i wielkość dołów z urobkiem,



- e) lokalizacja powierzchni do składowania (płyny wiernicze, rury),
- f) drogi dojazdowe.

### 3.7.5 „Overbend” i odcinek ugięcia gazociągu

Należy wykonać rysunek techniczny łuku „Overbend” i obszaru wygięcia rurociągu zawierający co najmniej następujące dane:

- a) pozycja i odległości pomiędzy podporami rolkowymi,
- b) promień łuku „overbend”.
- c) maksymalna wysokość łuku „overbend”.

### 3.8 Wymagania projektowe w zakresie biernej ochrony przed korozją odcinka gazociągu

Układy rurowe układane techniką przeciągania w przewiertach kierowanych (HDD) w zależności od wyników rozpoznania geologicznego, należy izolować:

- trójwarstwowymi powłokami polietylenowymi 3LPE klasy B3 wg PN-EN ISO 21809-1 z dodatkową, odpowiednią do występujących warunków osłoną całego układu rurowego. Powłoki osłonowe z materiałów kompozytowych dedykowanych do HDD, np. z laminatu epoksydowo - szklanego,
- trójwarstwowymi powłokami polietylenowymi 3LPE z HDPE, klasy B wg PN-EN ISO 21809-1, lecz o grubości nie mniejszej niż 8 mm,
- trójwarstwowymi powłokami polipropylenowymi 3LPP klasy C wg PN-EN ISO 21809-1, lecz o grubości nie mniejszej niż 6 mm.

Powłoki izolacyjne na połączeniach spawanych rur powinny być tak wykonane i zabezpieczone, aby nie następowało ścinanie tych powłok podczas przeciągania układu.

W tabeli nr 2 przedstawiono przykładowe sposoby zabezpieczenia układów rurowych układanych techniką HDD w zależności od zastosowanej izolacji fabrycznej rur.

Lp.	Rodzaj powłoki rur	Powłoki na połączeniach spawanych	Dodatkowe powłoki osłonowe układu rurowego lub jego elementów
1	Trójwarstwowe powłoki polietylenowe 3LPE klasy B3 wg PN-EN ISO 21809-1	Opaski termokurczliwe na podkładzie epoksydowym, klasy C wg PN-EN 12068 lub 2B wg ISO 21809-3.	Odpowiednia do występujących warunków osłona całego układu rurowego. Powłoki osłonowe z materiałów kompozytowych dedykowane dla HDD, np. z laminatu epoksydowo-szklanego.
2	Trójwarstwowe powłoki polietylenowymi 3LPE z HDPE	Opaski termokurczliwe na podkładzie epoksydowym, klasy C wg PN-EN 12068 lub 2B wg ISO 21809-3. Opaski zabezpieczone żywicą na	Odpowiednia do występujących warunków

		krawędziach, dedykowane do HDD. Opaski termokurczliwe na podkładzie epoksydowym, klasy C wg PN-EN 12068 lub 2B wg ISO 21809-3.	ośłona zabezpieczająca całe opaski wraz z krawędziami na połączeniach spawanych. Powłoki ostonowe z materiałów kompozytowych dedykowane dla HDD.
3	Trójwarstwowe powłoki polipropylenowe 3LPP, klasy C wg PN-EN ISO 21809-1, lecz o grubości nie mniejszej niż 6 mm	Opaski termokurczliwe na podkładzie epoksydowym właściwym dla polipropylenu (PP), klasy C wg PN-EN 12068 lub 2B albo 2C wg ISO 21809-3. Opaski zabezpieczone żywicą na krawędziach, dedykowane do HDD.  Powłoki polipropylenowe (PP) klasy 5C wg ISO 21809-3 nakładane techniką wtryskiwania do formy na warstwę epoksydu.  Powłoki z poliuretanu, pokryte polipropylenową opaską zgrzaną z izolacją fabryczną (powłoki PUPP).	

W dokumentacji projektowej należy zamieścić referencje wystawione dla producenta danej powłoki, potwierdzające poprawne zabezpieczenie antykorozyjne podczas i po ułożeniu gazociągu z wykorzystaniem metody bezwykopowej HDD.

### 3.9 Obliczenia wytrzymałościowe

W projekcie wykonawczym oprócz wymagań podanych w warunkach technicznych do projektowania, należy zamieścić dodatkowo odpowiednie obliczenia wytrzymałościowe w zakresie:

- naprężeń działających na gazociąg podczas wprowadzania do otworu przewiertu, potwierdzając że nie przekraczają one dopuszczalnych limitów,
- w zakresie odpowiedniej mocy wiertni i wyposażenia niezbędnej do wciągnięcia gazociągu osiągając pozycję końcową.

#### 3.9.1 Obliczenie siły ciągu

Należy obliczyć siłę ciągu dla głowicy i wiertni.

Siła ciągu na głowicy niezbędna do pokonania siły tarcia podpór rolkowych uzależniona jest od:

- masy rury z uwzględnieniem powłok, dodatkowych powłok ochronnych (jeżeli dotyczy), systemu obciążenia (balastu),
- rodzaju i geometrii podpór rolkowych,
- rodzaju i stanu powierzchni podpór rolkowych,
- promienia „overbend”,



- e) długości odcinka rurociągu znajdującego się na podporach rolkowych,
- f) stan podparcia rolkowego (smarowanie etc.).

Siła niezbędna do pokonania siły tarcia w otworze wiertniczym uzależniona jest od:

- a) siły tarcia pomiędzy powierzchnią rury i płynem wiertniczym,
- b) siły tarcia pomiędzy rurą i ścianą otworu wiertniczego,
- c) złożonego promienia otworu wiertniczego.

Znając minimalną siłę ciągu na głowicy należy obliczyć siłę ciągu na wiertni, określić jej wielkość oraz kotwiczenia.

Obliczenia związane z siłami ciągu należy wykonać w oparciu o metody podane przez AGA (American Gas Association).

Podczas obliczeń zaleca się uwzględnić przede wszystkim następujące przypadki:

- a) gazociąg w całości znajduje się na rolkach (rozpoczęcie operacji wciągania),
- b) gazociąg znajduje się w połowie w otworze wiertniczym,
- c) gazociąg znajduje się prawie w całości w otworze wiertniczym (zakończenie operacji wciągania).

Należy przyjąć największą uzyskaną wartość do dalszych analiz.

### 3.9.2 Obliczenie naprężeń powstających w gazociągu

Należy obliczyć naprężenia powstające w ścianie gazociągu podczas operacji wciągania. Należy uwzględnić w obliczeniach następujące obliczenia:

- a) naprężenie wzdlużne,
- b) naprężenie promieniowe (uwzględniające promień przewiertu),
- c) naprężenie obwodowe.

Należy również obliczyć naprężenie występujące w gazociągu po jego ułożeniu w otworze wiertniczym podczas eksploatacji, uwzględniając naprężenia wywołane wewnętrznym ciśnieniem gazu.

### 3.10 Płuczka wiertnicza

Płuczka wiertnicza stosowana jest w celu transportu urobku i oczyszczania otworu przewiertu, stabilizacji ścian otworu, smarowanie i chłodzenie, zabezpieczenie przed korozją. Powinna ona spełniać zasadnicze wymagania stawiane w wytycznych DCA. Na podstawie badań geologicznych w projekcie wykonawczym należy określić następujące parametry:

- a) typ płuczki wiertniczej (np. bentonitowa, inhibitowana, polimerowa),
- b) gęstość [g/cm<sup>3</sup>],
- c) lepkość [mPa\*s],
- d) wartość pH,
- e) całkowita objętość płuczki [m<sup>3</sup>], współczynnik utraty płynu  $f_k$ , którego wartość jest z zakresu  $1,05 \div 2,2$ , uzależniona od warunków gruntowych.

**UWAGA: przy pełnej cyrkulacji płuczki i użyciu systemów recyklingu rzeczywisty współczynnik utraty płynu może wynosić 2,1 – 2,6. Nie należy mylić przedmiotowego współczynnika z współczynnikiem płukania otworu (stosunek zwiercina/płuczka wiertnicza), który w przypadku wiercenia w formacjach twardych może wynosić nawet 0,01.**

Całkowitą ilość płuczki szacuje się z wykorzystując następujący wzór [1]:

$$V_B = \frac{\pi \times d_A^2}{4} \times L_B \times f_k$$

przy czym:

$V_B$  – objętość płuczki,

$d_A$  – końcowa średnica otworu wiertniczego,

$L_B$  – długość przewiertu,

$f_k$  – współczynnik utraty płynu.

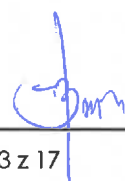
### 3.11 Obliczenie ciśnień w otworze wiertniczym

Warunkiem koniecznym dla prawidłowego przebiegu wiercenia jest zachowanie odpowiednich proporcji pomiędzy parametrami reologicznymi płynu wiertniczego, wydatkiem jego tłoczenia, wymiarami rozwiercanego otworu oraz geomechanicznymi właściwościami przewiercanej formacji. W celu zabezpieczenia nieorurowanej ściany otworu wiertniczego przed erozyjnym działaniem płynu wiertniczego należy zapewnić laminarność przepływu przetłaczanego płynu (dotyczy formacji miękkich; nie dotyczy formacji zwięzłych typu, np. granit) oraz utrzymać w przestrzeni pierścieniowej ciśnienie, którego wartość nie przekracza wartości ciśnienia gruntów i skał stanowiących nadkład.

Należy na etapie projektowania uwzględnić, że pomiędzy maksymalnym dopuszczalnym ciśnieniem w otworze wiertniczym a minimalnym ciśnieniem musi być zachowana znacząca różnica. Minimalne ciśnienie w otworze wiertniczym zależne jest głównie od długości, głębokości, średnicy przewiertu, ciężaru płynu wiertniczego i natężenia przepływu płynu wiertniczego. W przypadku, gdy na podstawie analizy ciśnień w otworze wiertniczym stwierdzi się, że ciśnienia te uniemożliwiają „pomyślnego” przeprowadzenia wiercenia, trajektorię przewiertu należy przeprojektować lub wskazać na działania umożliwiające bezpieczne wykonanie przewiertu przy minimalnym ryzyku niepowodzenia.

W celu obliczenia ciśnień w otworze wiertniczym zaleca się wykorzystać model opracowany w Instytucie Delft (Delft Geotechnics). Dopuszcza się możliwość wykorzystania innych modeli, które umożliwiają dokonanie analizy ciśnień w otworze wiertniczym, np. tych wykorzystanych w systemach D-Geo Pipeline lub HDD Designer.

Analizę ciśnień w otworze wiertniczym należy wykonać uwzględniając parametry reologiczne płynu niezbędnego do oczyszczania otworu z zwiercin i dla potwierdzonych warunków geologicznych. Należy uwzględnić wielkość generowanych zwiercin i minimalne parametry reologiczne.





Maksymalne i minimalne ciśnienie w otworze wiertniczym należy obliczyć w charakterystycznych punktach trajektorii przewiertu dla ustalonego współczynnika bezpieczeństwa w każdym analizowanym punkcie:

$$WB = \frac{p_{max}}{p_{min}}$$

W przypadku, gdy trajektoria przewiertu przechodzi przez warstwy piasków, zaleca się, aby przyjmować współczynnik bezpieczeństwa 1,5 w celu zapewnienia, że strefa plastyczna nie przekracza 2/3 wysokości piasku nad otworem wiertniczym. W przypadku wiercenia w glinach zaleca się przyjmować współczynnik bezpieczeństwa 2 w celu zapewnienia, że plastyczna strefa nie przekracza połowy wysokości gruntu nad przewiertem. W przypadku glin zaleca się przyjęcie wyższy współczynnik bezpieczeństwa, ponieważ spójność gruntu może się z czasem obniżyć, z uwagi na jego deformowanie i rozmiękczenie za pomocą płynu wiertniczego podawanego pod ciśnieniem.

Należy zwrócić uwagę, że podczas suszy grunty gliniaste mogą wysychać i pękać od powierzchni na znaczące głębokości. Jeżeli strefa plastyczna powstała wokół rozwierconego otworu przecina takie pęknięcie, to będzie ona stanowić drogę wycieku płynu na powierzchnię terenu. W takim przypadku obliczenie  $p_{max}$  nie ma zastosowania.

### 3.12 Uwzględnienie osiadania gruntu

W przypadku wykonywania przewiertu w sąsiedztwie obiektów infrastruktury, które mogłyby być uszkodzone przez wystąpienie ewentualnych osiadań (np. budynków, autostrad, torów kolejowych, rurociągów itp.) przed wykonaniem instalacji należy obliczyć wielkości osiadania terenu znajdującego się nad projektowanym otworem wiertniczym. Ryzyko wystąpienia osiadania wzrasta wraz ze zwiększeniem średnicy wybudowanego rurociągu szczególnie w przypadkach, gdzie wymagane jest wykonanie kilku marszów poszerzających oraz w przypadku występowania trudnych warunków geotechnicznych. Potencjalne problemy mogą wystąpić w gruntach ściśliwych, piaskach i żwirach o niewielkim zróżnicowaniu wielkości ziaren i przy wysokim poziomie zwierciadła wód gruntowych.

### 3.13 Wymagania w zakresie personelu i sprzętu

W projekcie wykonawczym oprócz wymagań podanych w warunkach technicznych do projektowania, należy dodatkowo uwzględnić wymagania dotyczące personelu i urządzeń.

#### 3.13.1 Personel (wymagania do umieszczenia w projekcie wykonawczym)

Osoby prowadzące prace wiertnicze zarówno podczas prac geologicznych powinny posiadać odpowiednie przygotowanie (uprawnienia operatorów maszyn do robót ziemnych – zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 20 września 2001r w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy podczas eksploatacji maszyn i innych urządzeń technicznych do robót ziemnych, budowlanych i drogowych) i doświadczenie w zakresie robót o podobnym zakresie i charakterze.

Firma wykonująca prace budowlane powinna posiadać odpowiednie referencje w zakresie wykonywania przewiertów.

### **3.13.2 Urządzenia**

Urządzenia wykorzystywane w realizacji przewiertów HDD powinny być zgodne z europejskimi dyrektywami dotyczącymi maszyn i krajowymi regulacjami wprowadzającymi europejskie wymagania. Na urządzenia powinna być wystawiona deklaracja zgodności i znak CE.

### **3.14 Plan prac związanych z wykonaniem przewiertu HDD**

W projekcie wykonawczym przewiertu HDD należy uwzględnić między innymi poniższe etapy prowadzenia prac:

- a) przygotowanie terenu budowy,
- b) konstrukcja niezbędnych zespołów urządzeń i rozstawienie parku maszyn,
- c) wiercenie pilotowe,
- d) operacje związane z powiększaniem średnicy przewiertu,
- e) operacja wciągnięcia odcinka rurociągu,
- f) prace związane ze sprawdzeniem ułożonego odcinka,
- g) prace porządkowe terenu budowy,
- h) rekultywacja terenu,
- i) wykorzystanie personelu i sprzętu.

### **3.15. Wymagane podstawowe czynności do wykonania podczas HDD (do uwzględnienia w projekcie wykonawczym w wymaganiach dotyczących prac budowlanych)**

#### **3.15.1. Czynności przed rozpoczęciem wprowadzenia gazociągu do otworu**

Przed rozpoczęciem wciągania odcinka gazociągu do otworu przewiertu należy wykonać poniższe czynności:

- a) wykonanie dokumentacji fotograficznej terenu sąsiadującego z przewiertem przed rozpoczęciem prac,
- b) wykonanie przewiertu pilotażowego,
- c) sprawdzenie połączeń spawanych odcinka gazociągu,
- d) sprawdzenie szczelności odcinka gazociągu z wykorzystaniem prób ciśnieniowych,
- e) sprawdzenie izolacji fabrycznych i wykonanych na budowie,
- f) sprawdzenie dodatkowe powłok ochronnych na połączeniach spawanych,
- g) oględziny odcinka rurociągu,
- h) oględziny konstrukcji „overbend”, czyli łuku wygięcia gazociągu w trakcie jego wprowadzania do otworu (promień, wysokość, długość, dystans),
- i) sprawdzenie siły projektowej głowicy ciągnącej i połączenia z wiertnicą,
- j) zabezpieczenie urządzeń wciągających,
- k) możliwość składowania urobku podczas wciągania rury oraz możliwość deponowania płuczki wypartej przez rurociąg,
- l) możliwości w zakresie komunikacji i transferu danych,
- m) stabilność i możliwości obciążeniowe podkładów rolkowych pod odcinkiem gazociągu,
- n) sprawdzenie maszyn i wyposażenia,
- o) przygotowanie rurociągu/ów do balastowania wraz z osprzętem.

#### **3.15.2 Czynności podczas procesu wciągania rury do otworu**

- a) pomiar siły ciągnącej w odniesieniu do limitów wytrzymałościowych dla rury,
- b) badania powłoki rury (test ISO),
- c) rejestracja wszystkich parametrów technicznych procesu wciągania.

### **3.15.3 Działania po wykonaniu procesu wciągania odcinka rurociągu**

- a) pomiar rezystancji przejścia odcinka wykonanego przewiertem HDD, przed włączeniem go do gazociągu,
- b) sprawdzenie drożności odcinka rurociągu z wykorzystaniem tarczy kalibrującej,
- c) próba ciśnieniowa odcinka rurociągu,
- d) pomiar głębokości z wykorzystaniem systemu barometrycznego,
- e) sprawdzenie posadowienia gazociągu z wykorzystaniem żyrokompasu,
- f) wypełnienie pierścienia pomiędzy rurą i otworem,
- g) kontrola usuwania odpadów,
- h) rekultywacja terenu po obydwu stronach przewiertu.

### **3.16 Dodatkowe wymagania projektowe w zakresie prób ciśnieniowych**

Próbę ciśnieniową należy przeprowadzić przed wprowadzeniem gazociągu do przewiertu. Złącza spawane powinny pozostać nie zabezpieczone na czas próby. Próbę ciśnieniową wytrzymałości i szczelności należy przeprowadzić zgodnie z VdTÜV 1051:2014 (metoda pomiaru ciśnienia/objętości).

Przed i po przeprowadzeniu próby ciśnieniowej należy sprawdzić drożność gazociągu z wykorzystaniem tarczy kalibrującej spełniającej wymagania podane w VdTÜV 1051:2014.

#### **3.16.1 Zakres projektu obejmujący wyłącznie wykonanie przewiertu HDD**

Po ułożeniu gazociągu w przewiercie przed i po wykonaniu próby ciśnieniowej, należy również sprawdzić drożność gazociągu z wykorzystaniem tarczy kalibrującej, jeżeli wykonywany jest wyłącznie przewiert HDD.

#### **3.16.2 Zakres projektu obejmujący budowę gazociągu, w tym przewiert HDD**

W przypadku, gdy przewiert HDD jest częścią budowanego gazociągu, drożność odcinka zostanie przeprowadzona podczas sprawdzania całego gazociągu przed i po próbach ciśnieniowych.

### **3.17 Zbiorcze zestawienie kosztów przewiertu HDD**

W ramach opracowywania dokumentacji projektowej należy opracować zbiorcze zestawienie kosztów wykonania poszczególnych przewiertów HDD, uwzględniając między innymi warunki geologiczne na trasie planowanego przewiertu, niezbędne urządzenia i inne parametry, które będą miały wpływ na koszt przewiertu.

### **3.18 Analiza ryzyk w zakresie przewiertu HDD**

Należy opracować analizę ryzyk, uwzględniającą analizę przeprowadzoną podczas opracowywania raportu z badań geologicznych, uwzględniając między innymi takie ryzyka jak: brak możliwości zrealizowania wiercenia według założonej trajektorii, kolizja trajektorii z infrastrukturą podziemną, szczelinowanie hydrauliczne nadkładu, osiadanie gruntu (tworzenie się zapadlisk), wiercenie przy promieniu mniejszym niż wymagany, przerwanie ciągłości przewodu, zakleszczenie przewodu w otworze, zakleszczenie narzędzi pod ziemią,

konieczność wykorzystania dodatkowego narzędzia wiertniczego, istotna awaria urządzenia wiertniczego, istotna awaria systemu płuczkowego, niewystarczający stopień oczyszczenia otworu, zatrzymanie procesu budowy, uszkodzenie warstwy izolacyjnej, przekroczenie czasu założonego w harmonogramie, przekroczenie założonego budżetu, nieodpowiedni dobór urządzenia wiertniczego. Dla każdego rodzaju ryzyka należy podać przyczyny powodujące jego wystąpienie, stopień ich istotności (prawdopodobieństwo wystąpienia i ewentualne dodatkowe koszty z nimi związane), skutki wystąpienia danego ryzyka oraz działania mające wpływ na minimalizację ryzyk.

Należy w zbiorczym zestawieniu kosztów wykazać, które ryzyka będą wpływać na podniesienie kosztów przedsięwzięcia dla wyszczególnionych jego części.

W przypadku występowania gruntów niekorzystnych z punktu widzenia wykonawstwa, trajektorię przewiertu należy poddać optymalizacji w celu zmniejszenia ryzyk wykonawczych.

## Rozdział IV

### Bibliografia

- 4.1 Technische Richtlinien des DCA Informationen und Empfehlungen für Planung, Bau und Dokumentationen von HDD-Projekten (4. Auflage – 2015).
- 4.2 ST-IGG-601:2012, Ochrona przed korozją zewnętrzną stalowych gazociągów lądowych – Wymagania funkcjonalne i zalecenia.
- 4.3 DVGW G 463, Gasleitungen aus Stahlrohren für einen Betriebsdruck > 16 bar – Errichtung.
- 4.4 Strater N., Dorwart B., Brownstein M.: Recommended site and subsurface characterization methods for a successful directional drilling project, Proceedings of NASTT NO-DIG 2006, Nashville, s. 1-9.
- 4.5 Bennett D., Ariaratnam S.: *Horizontal Directional Drilling Good Practice Guidelines*, HDD Consortium, 3<sup>rd</sup> edition, the North American Society for Trenchless Technology, 2008, 279.
- 4.6 Luger H. J., Hergarden H. J. A. M.: *Directional Drilling in Soft Soil: Influence of Mud pressures*, Proceedings of International No-Dig 1988 Conference, ISTT, Washington.
- 4.7 Bennet D.: *Jacking forces and ground deformations*.

**Załącznik nr 7 – Szablon zbiorczego zestawienia kosztów z uwzględnieniem modeli środków trwałych**

Projekt inwestycyjny/zadanie inwestycyjne	Wartość, PLN
<b>Faza planowania</b>	
Studium wykonalności/koncepcja programowo - przestrzenna	
Koszty promocji i szkoleń	
<b>Faza realizacji</b>	
<b>Gazociąg</b>	
S031 Działka	
S220 Drogi i place wewnętrzne	
S220-02 Droga dojazdowa	
S220 Oświetlenie terenu ZZU	
S806-0 Wiata, kontener, skrzynka	
S291-01 Ogrodzenie zewnętrzne/wewnętrzne	
S210-02; S210-03 Gazociąg wraz z armaturą	
Roboty budowlane - montażowe - środek trwały 1	
Dostawy - środek trwały 1	
Roboty budowlane - montażowe - środek trwały 2	
Dostawy - środek trwały 2	
<i>(lub/i) Rekultywacja terenu</i>	
<i>(lub/i) Odszkodowania</i>	
<i>(lub/i) Nasadzenia kompensacyjne</i>	
<i>(lub/i) Nadzór archeologiczny</i>	
<i>(lub/i) Opłaty administracyjne i inne</i>	
S211-01 Przyłącze energetyczne	
S210-04 System Aktywnej Ochrony Przeciwo	
S659 Centralna Stacja Nawaniania (SN)	
S211-09 Sieć światłowodowa	
S629-01 System łączności	
S610-01 Urządzenie prądu zmiennego	
S659-06 Pozostałe AKPiA	
S624-01 System ochrony obiektu	
S224-01 System odwodnienia/rowy meliorac	
S291-03 Znaki nawigacyjne i oznakowania	
<i>(lub/i) Stacja</i>	
<i>(lub/i) Tłocznia</i>	
<i>(lub/i) Węzeł</i>	
<i>(lub/i) Obiekty zaplecza technicznego</i>	
<i>(lub/i) GDI - IT</i>	
<i>(lub/i) System IT</i>	
<i>(lub/i) System IT - modernizacja</i>	
<i>(lub/i) Telemetria - urządzenia i instalacje w obiektach</i>	

<i>(lub/i) Łączność - nowe/modernizacje</i>	
<i>(lub/i) GDI</i>	
<i>(lub/i) Służebności (dla istniejących obiektów)</i>	
<i>(lub/i) Wykupy gruntów (dla istniejących obiektów)</i>	
<i>(lub/i) GDI - środki transportu</i>	
Dokumentacja/nadzory - nakłady w okresie	
Dokumentacja projektowa	
Nadzory	
Siły własne - nakłady w okresie	
Siły własne	



## **Wytyczne**

w zakresie realizacji inwentaryzacji  
i waloryzacji przyrodniczej obszaru oddziaływania  
inwestycji Operatora Gazociągów Przesyłowych  
GAZ-SYSTEM S.A.

PI-IK-W01



## Spis treści

Definicje i skróty .....	3
Cel Wytycznych.....	3
Przedmiot .....	3
Zakres stosowania .....	3
Paragraf 1 Wymagania ogólne .....	4
Paragraf 2 Obszar obserwacji .....	5
Paragraf 3 Inwentaryzacja przyrodnicza – wprowadzenie .....	5
Paragraf 4 Inwentaryzacja siedlisk przyrodniczych.....	6
Paragraf 5 Inwentaryzacja chronionych, rzadkich i ginących gatunków roślin, grzybów .....	7
Paragraf 6 Inwentaryzacja chronionych, rzadkich i ginących gatunków zwierząt.....	7
Paragraf 7 Waloryzacja przyrodnicza.....	9
Paragraf 8 Wyniki inwentaryzacji i waloryzacji przyrodniczej .....	9
Paragraf 9 Propozycja sposobu prezentacji wybranych informacji o chronionych siedliskach przyrodniczych oraz chronionych, rzadkich i ginących gatunkach roślin, grzybów i zwierząt .	11
Przepisy przejściowe i końcowe.....	19
Spis tabel .....	19
Spis rysunków .....	20

## Definicje i skróty

**Inwentaryzacja przyrodnicza** - identyfikacja miejsc występowania, liczby lub powierzchni oraz jakości cennych siedlisk przyrodniczych oraz gatunków grzybów, roślin i zwierząt, w tym podlegających ochronie gatunkowej, na które może oddziaływać planowane przedsięwzięcie, przeprowadzana na potrzeby sporządzenia dokumentacji w sprawie oceny oddziaływania na środowisko.

**Waloryzacja przyrodnicza** – ocena walorów przyrodniczych badanego obszaru, w tym ocena stanu populacji i zachowania gatunków chronionych oraz ich siedlisk, a także ocena stanu zachowania oraz struktury i funkcji siedlisk przyrodniczych, przeprowadzana na potrzeby sporządzenia dokumentacji w sprawie oceny oddziaływania na środowisko.

**GAZ-SYSTEM S.A. lub Spółka** – Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. z siedzibą w Warszawie.

**Wykonawca** – podmiot zewnętrzny wykonujący czynności w zakresie inwentaryzacji i waloryzacji przyrodniczej obszaru oddziaływania inwestycji.

## Cel Wytycznych

Celem Wytycznych jest wsparcie procesu planowania i realizacji inwestycji GAZ-SYSTEM S.A. w zakresie pozyskiwania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach poprzez zapewnienie wysokiej jakości i spójności danych przyrodniczych gromadzonych przez podmioty zewnętrzne.

## Przedmiot

Przedmiotem Wytycznych jest ustalenie minimalnych wymagań w zakresie realizacji inwentaryzacji i waloryzacji przyrodniczej obszaru oddziaływania inwestycji, tj. lokalizacji inwestycji oraz jej sąsiedztwa narażonego na ewentualne negatywne oddziaływanie, dla zleceń polegających na:

- wykonaniu inwentaryzacji i waloryzacji przyrodniczej jako odrębnego opracowania;
- przygotowaniu kompleksowej dokumentacji na potrzeby uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, w tym raportu o oddziaływaniu na środowisko.

Wytyczne te nie mają charakteru ostatecznego i wymagają dostosowania do rodzaju instalacji planowanej do realizacji, specyfiki terenu, na którym dany projekt będzie zlokalizowany, a także gatunków, których obecność będzie potwierdzana / stwierdzana w trakcie badań terenowych.

## Zakres stosowania

Wytyczne obowiązują pracowników obszaru inwestycji GAZ-SYSTEM S.A. oraz wykonawców biorących udział w procesie przygotowania dokumentacji projektu inwestycyjnego.

## Paragraf 1 Wymagania ogólne

W ramach realizacji inwentaryzacji i waloryzacji przyrodniczej należy uwzględnić wymagania określone w poniżej wymienionych przepisach prawa, przewodnikach i publikacjach:

1. Konwencja o różnorodności biologicznej;
2. Konwencja o ochronie gatunków dzikiej flory i fauny europejskiej oraz ich siedlisk;
3. Dyrektywa Rady 92/43/EWG z dnia 21 maja 1992 roku w sprawie ochrony siedlisk przyrodniczych oraz dzikiej fauny i flory (Dz.U.UE.L.1992.206.7) (Dyrektywa Siedliskowa) – Załącznik I, II, IV, V;
4. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/147/WE z dnia 30 listopada 2009 r. w sprawie ochrony dzikiego ptactwa (Dz.U.UE.L.2010.20.7) (Dyrektywa Ptasia);
5. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) Nr 1143/2014 z dnia 22 października 2014 r. w sprawie działań zapobiegawczych i zaradczych w odniesieniu do wprowadzenia i rozpowszechniania inwazyjnych gatunków obcych (Dz.U.UE.L.2014.317.35);
6. Ustawa z dnia 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody (Dz. U. z 2020 r., poz. 55 t.j. ze zm.);
7. Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 9 września 2011 r. w sprawie listy roślin i zwierząt gatunków obcych, które w przypadku uwolnienia do środowiska przyrodniczego mogą zagrozić gatunkom rodzimym lub siedliskom przyrodniczym (Dz. U. z 2011 r., poz. 210, poz. 1260);
8. Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 9 października 2014 r. w sprawie ochrony gatunkowej roślin (Dz. U. z 2014 r., poz. 1409);
9. Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 9 października 2014 r. w sprawie ochrony gatunkowej grzybów (Dz. U. z 2014 r., poz. 1408);
10. Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 28 grudnia 2016 r. w sprawie ochrony gatunkowej zwierząt (Dz. U. z 2016 r., poz. 2183 ze zm.);
11. „Czerwona lista zwierząt ginących i zagrożonych w Polsce”, Z. Głowaciński (red.), Instytut Ochrony Przyrody PAN, Kraków 2002;
12. „Polska Czerwona Księga Zwierząt. Bezkręgowce”, Z. Głowaciński, J. Nowacki (red.), Instytut Ochrony Przyrody PAN, Kraków 2004;
13. „Czerwona lista roślin i grzybów Polski”, Zarzycki K., Mirek Z., Instytut Botaniki PAN, Kraków 2006;
14. „Czerwona Księga Gatunków Zagrożonych”, Międzynarodowa Unia Ochrony Przyrody (IUCN), 2011;
15. „Monitoring siedlisk przyrodniczych. Przewodnik metodyczny. Część pierwsza, druga i trzecia”, opracowanie zbiorowe pod red. W. Mroza, Warszawa 2010, 2012;
16. „Monitoring gatunków roślin. Przewodnik metodyczny. Część pierwsza, druga i trzecia”, opracowanie zbiorowe pod red. J. Perzanowskiej, Warszawa 2010, 2012;
17. „Monitoring ptaków lęgowych. Poradnik metodyczny dotyczący gatunków chronionych Dyrektywą Ptasia” opracowanie zbiorowe pod red. P. Chylareckiego, A. Sikory i Z. Ceniana, Warszawa 2009;
18. „Monitoring gatunków zwierząt. Przewodnik metodyczny. Część pierwsza, druga i trzecia”, opracowanie zbiorowe pod red. M. Makomaskiej-Juchiewicz i P. Baran, Warszawa 2010, 2012;
19. „Monitoring ptaków wodno-błotnych w okresie wędrówek. Poradnik metodyczny”, pod redakcją A. Sikory, P. Chylareckiego, W. Meissnera i G. Neubauera, zlecone w 2011 r. przez Generalną Dyрекcję Ochrony Środowiska;

20. „Rośliny obcego pochodzenia w Polsce ze szczególnym uwzględnieniem gatunków inwazyjnych”, praca zbiorowa pod red. B. Tokarskiej – Guzik, Z. Dajdok, M. Zajac, A. Zajac, A. Urbisz, W. Danielewicz, Cz. Hołdyński, Warszawa 2012;
21. „Gatunki obce w faunie Polski”, praca zbiorowa pod red. Z. Głowaciński, H. Okarma, J. Pawłowski, W. Solarz, Instytut Ochrony Przyrody PAN, Kraków 2012.

## **Paragraf 2 Obszar obserwacji**

1. Obszar obserwacji należy dostosować do specyfiki grup organizmów podlegających inwentaryzacji oraz rodzaju instalacji planowanej do realizacji. Przyjmuje się, że obszar ten:
  - 1.1. w przypadku inwestycji liniowych nie powinien być mniejszy niż pas o szerokości 500 m (po 250 m od osi projektowanej inwestycji);
  - 1.2. w przypadku inwestycji punktowych powinien obejmować obszar zakładu oraz otoczenie o szerokości (promieniu) nie mniejszej niż 250 m od jego granicy.
2. Obszar obserwacji może ulec zwiększeniu lub zmianie w przypadku:
  - 2.1. występowania poza obszarem obserwacji siedlisk i gatunków chronionych, na które przedsięwzięcie może mieć negatywny wpływ;
  - 2.2. sugerowanej przez Wykonawcę zmiany położenia przedsięwzięcia lub jego części w związku z występowaniem w terenie wysokich walorów przyrodniczych, które mogłyby utrudnić / uniemożliwić realizację inwestycji w pierwotnie przyjętej lokalizacji.
3. Sugeruje się podział obszaru obserwacji na następujące strefy oddziaływania:
  - 3.1. I – strefa bezpośredniego oddziaływania inwestycji (obszar planowanej inwestycji, obszar robót budowlanych) – w przypadku gazociągów będzie ona równoznaczna z pasem montażowym;
  - 3.2. II – obszar oddziaływania inwestycji poza strefą I.
4. Inwentaryzacja przyrodnicza musi być przeprowadzona dla wszystkich wariantów lokalizacji inwestycji.

## **Paragraf 3 Inwentaryzacja przyrodnicza – wprowadzenie**

1. Inwentaryzacja przyrodnicza obszaru planowanej inwestycji oraz jej bezpośredniego sąsiedztwa ma na celu identyfikację na badanym terenie:
  - 1.1. chronionych, rzadkich lub ginących elementów środowiska, tj.:
    - 1.1.1. siedlisk przyrodniczych;
    - 1.1.2. roślin;
    - 1.1.3. grzybów;
    - 1.1.4. bezkręgowców, w tym miejsc ich rozmnażania się;
    - 1.1.5. ichtiofauny, w tym ryb migrujących i na tarliskach;
    - 1.1.6. herpetofauny migrującej i odbywającej gody;
    - 1.1.7. ornitofauny lęgowej, migrującej i zimującej;
    - 1.1.8. teriofauny zimującej i odbywającej gody.
  - 1.2. gatunków obcych i obcych gatunków inwazyjnych roślin i zwierząt.
2. Przed przystąpieniem do badań terenowych należy przeprowadzić analizę danych literaturowych i materiałów kartograficznych w celu sporządzenia wykazu gatunków i siedlisk chronionych mogących występować w rejonie inwestycji, identyfikacji obszarów

chronionych oraz elementów charakterystycznych (np. zbiorniki wodne, jaskinie) znajdujących się w obszarze obserwacji. Na podstawie wstępnego rozpoznania fauny i flory, w oparciu o wiedzę ekspercką i literaturę tematu (m.in. wytyczne Głównego Inspektoratu Ochrony Środowiska w zakresie monitoringu siedlisk przyrodniczych oraz gatunków) należy opracować szczegółową metodykę inwentaryzacji poszczególnych elementów środowiska przyrodniczego, która pozwoli na potwierdzenie występowania w terenie elementów środowiska wskazanych na etapie analizy danych literaturowych i danych kartograficznych, a także rozpoznanie innych chronionych gatunków i siedlisk przyrodniczych.

3. Badania terenowe należy prowadzić w okresie występowania gatunków chronionych i umożliwiającym rozpoznanie chronionych siedlisk przyrodniczych. Inwentaryzacja powinna obejmować:
  - 3.1. okresy rozrodu zwierząt;
  - 3.2. okresy dyspersji i sezonowych migracji zwierząt;
  - 3.3. okres zimowania lub hibernacji;
  - 3.4. okres wegetacyjny roślin i grzybów.
4. Terminy i częstotliwość badań należy dostosować do fenologii gatunków, a w przypadku fauny także ich aktywności dobowej.
5. W ramach inwentaryzacji przyrodniczej należy uzyskać zgody niezbędne do wykonania badań terenowych, jeśli okażą się one konieczne.

#### **Paragraf 4 Inwentaryzacja siedlisk przyrodniczych**

1. Inwentaryzacja siedlisk przyrodniczych ma na celu spis siedlisk przyrodniczych wymienionych w zał. I Dyrektywy Siedliskowej oraz innych cennych zbiorowisk roślinnych i ekosystemów znajdujących się w zasięgu potencjalnego oddziaływania inwestycji a następnie wskazanie wstępnych zaleceń mających na celu minimalizację negatywnego oddziaływania inwestycji, zwłaszcza na przedmioty ochrony obszarów Natura 2000, przez które inwestycja ma przebiegać oraz ekosystemy występujące w obrębie obszarów objętych pozostałymi formami ochrony przyrody.
2. Weryfikacja dotyczy wszystkich zbiorowisk lądowych (lasy, łąki, murawy, szuwary, torfowiska) i wodnych (cieki, zbiorniki), w tym liniowych (np. szpalery drzew), okrajków, oszyków i zbiorowisk synantropijnych.
3. Inwentaryzacji podlegają siedliska o minimalnej długości 25 m w przypadku zbiorowisk liniowych (pasy zadrzewień, okrajki) i 250 m<sup>2</sup> w przypadku takich zbiorowisk, jak torfowiska czy murawy. Ustalone w ten sposób progi nie dotyczą siedlisk rzadkich lub występujących w formie niewielkich płatów. W ich przypadku minimalnym wymiarem, zapewniającym czytelność na mapach kartograficznych, będzie 20 m.
4. W ramach inwentaryzacji przyrodniczej należy wykonać uproszczone zdjęcia fitosocjologiczne płatów siedlisk przyrodniczych, w tym wskazać gatunki charakterystyczne, wyróżniające, towarzyszące.
5. Badania terenowe należy prowadzić w terminie przynajmniej od marca do września.



6. Liczba kontroli siedlisk przyrodniczych nie powinna być mniejsza niż dwie.

#### **Paragraf 5 Inwentaryzacja chronionych, rzadkich i ginących gatunków roślin, grzybów**

1. W celu realizacji badań florystycznych należy przeprowadzić szczegółową analizę obszaru obserwacji pod kątem występowania chronionych lub rzadkich gatunków roślin, grzybów.
2. Badania terenowe należy prowadzić w terminie przynajmniej od marca do września, w okresach optymalnego stadium rozwoju gatunków. Konkretny termin badań należy dopasować do specyfiki ekosystemów i zbiorowisk roślinnych, tak aby odpowiadały fenologii mogących tam występować gatunków.
3. Liczba kontroli obszaru obserwacji nie powinna być mniejsza niż trzy (wiosną, latem i jesienią).

#### **Paragraf 6 Inwentaryzacja chronionych, rzadkich i ginących gatunków zwierząt**

1. W celu uzyskania miarodajnych wyników inwentaryzacji zwierząt i tym samym kompletnego obrazu fauny obszaru obserwacji należy prowadzić badania w oparciu o metodykę dostosowaną do poszczególnych grup zwierząt, uwzględniając m.in. wymagania siedliskowe, różnice w ich biologii, a także znaczne zróżnicowanie wymagań pomiędzy gatunkami w gromadzie.
2. Dla każdej z grup należy dobrać odpowiedni zestaw metod pozwalających na możliwie najlepsze rozpoznanie stanu populacji gatunków zwierząt.
3. Badania terenowe należy prowadzić w okresie najlepszej wykrywalności gatunków - terminy i częstotliwość kontroli należy dostosować do poszczególnych gatunków. Inwentaryzacje należy prowadzić w porze dnia lub nocy dostosowanej do aktywności dobowej gatunków, a także przy warunkach pogodowych i termicznych sprzyjających wymaganiom poszczególnych gatunków.

W poniższej tabeli przedstawiono informacje o metodach badań, terminach i liczbach kontroli w podziale na poszczególne grupy zwierząt, które należy uwzględnić podczas opracowywania ostatecznej metodyki inwentaryzacji.

**Tabela 1** Metody, terminy badań oraz liczba kontroli poszczególnych grup zwierząt

	<b>Metody</b>	<b>Termin badań</b>	<b>Liczba kontroli</b>
Bezkręgowce	<ul style="list-style-type: none"><li>• kontrole śladów aktywności i potencjalnych siedlisk (m.in. dziupli, próchniejących drzew, gleby</li><li>• w razie konieczności odłowy i pułapki</li><li>• metoda „na upatrzonego”</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• od marca do października</li></ul>	od 1 do kilkunastu

	<b>Metody</b>	<b>Termin badań</b>	<b>Liczba kontroli</b>
Ichtiofauna	<ul style="list-style-type: none"> <li>• dane literaturowe</li> <li>• wywiady z wędkarzami</li> <li>• odłowy<sup>1</sup> i pułapki</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• kwiecień, maj, październik, listopad – minogi</li> <li>• od kwietnia do sierpnia – karpowate</li> <li>• od listopada do marca – łososiowate itp.</li> </ul>	1
Płazy	<ul style="list-style-type: none"> <li>• bezpośrednie obserwacje</li> <li>• kontrole śladów aktywności i potencjalnych siedlisk</li> <li>• nasłuch głośów godowych</li> <li>• odłowy</li> <li>• „na upatrzonego”</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• marzec, kwiecień, wrzesień, październik – okres sezonowych wędrówek płazów</li> <li>• od marca do czerwca – okres rozrodu płazów</li> </ul>	od 1 do 5
Gady	<ul style="list-style-type: none"> <li>• bezpośrednie obserwacje</li> <li>• kontrole śladów aktywności i potencjalnych siedlisk</li> <li>• odłowy i pułapki</li> <li>• „na upatrzonego”</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• od marca do września</li> </ul>	3
Ptaki	<ul style="list-style-type: none"> <li>• obserwacje bezpośrednie</li> <li>• kontrole śladów aktywności i potencjalnych siedlisk</li> <li>• nasłuchy, w tym stymulacje głosowe</li> <li>• transekty liniowe</li> <li>• liczenie punktowe – obserwacje z punktów widokowych</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• od marca do lipca – ptaki lęgowe</li> <li>• od listopada do marca – ptaki zimujące</li> <li>• od lutego do maja oraz od sierpnia do listopada – ptaki migrujące</li> </ul>	od 1 do kilkunastu
Ssaki naziemne i wodne	<ul style="list-style-type: none"> <li>• obserwacji bezpośrednich</li> <li>• kontroli śladów aktywności i potencjalnych siedlisk</li> <li>• tropienia śladów na śniegu lub wilgotnej ziemi</li> <li>• nasłuchy</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• w trakcie całego roku, ze szczególnym uwzględnieniem okresu wiosenno – letniego i zimowego</li> </ul>	od 1 do kilkunastu
Nietoperze	<ul style="list-style-type: none"> <li>• kontrole śladów aktywności i potencjalnych siedlisk (obserwacje bezpośrednie), do których zalicza się m.in. forty, bunkry, jaskinie, strychy, szczeliny budynków, magazyny, dziuplaste drzewa, szczeliny pni</li> <li>• nasłuchy z użyciem detektorów ultradźwiękowych w miejscach o największym potencjalnym znaczeniu dla nietoperzy</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• styczeń, luty – zimowiska</li> <li>• od czerwca do sierpnia – kolonie rozrodcze</li> <li>• od lipca do sierpnia - nasłuchy</li> <li>• od sierpnia do października – rojenia jesienne</li> </ul>	od 1 do 3

<sup>1</sup> Jeśli w trakcie inwentaryzacji przyrodniczej wykonywano odłowy, należy wskazać rodzaj zastosowanego sprzętu. Po złowieniu należy zmierzyć długość całkowitą ryby, a następnie wypuścić w miejscu złowienia.



## **Paragraf 7 Waloryzacja przyrodnicza**

W ramach przyrodniczego rozpoznania obszaru obserwacji należy wykonać waloryzację przyrodniczą, a następnie zaprezentować:

1. opis stanu populacji i stanu siedlisk chronionych gatunków roślin, grzybów występujących w obszarze obserwacji;
2. ocena i opis stanu zachowania oraz specyficznej struktury i funkcji siedlisk przyrodniczych znajdujących się w obszarze obserwacji (oparta o wytyczne metodyki GIOŚ);
3. opis stanu populacji oraz jakości siedlisk chronionych gatunków zwierząt występujących w obszarze obserwacji;
4. liczbę osobników poszczególnych gatunków ptaków gnieźdzących się wzdłuż inwestycji, wymienionych w Dyrektywie Ptasiej.

## **Paragraf 8 Wyniki inwentaryzacji i waloryzacji przyrodniczej**

1. Wynikiem inwentaryzacji i waloryzacji przyrodniczej ma być raport końcowy uwzględniający:
  - 1.1. opis planowanej inwestycji;
  - 1.2. szczegółowy opis metodyki inwentaryzacji i waloryzacji przyrodniczej poszczególnych elementów środowiska wraz z podaniem wykonanych terminów badań terenowych;
  - 1.3. charakterystykę obszaru obserwacji, w tym opis obszarowych form ochrony przyrody;
  - 1.4. opis i waloryzację środowiska przyrodniczego, w tym zestawienie:
    - 1.4.1. siedlisk przyrodniczych z podaniem ich lokalizacji<sup>2</sup>, powierzchni narażonej na ewentualne zniszczenie, wyników uproszczonych zdjęć fitytosocjologicznych, wybranych wskaźników waloryzujących siedlisko, w tym przewidywanych zagrożeń ze strony inwestycji i wskazanie rozwiązań chroniących środowisko przyrodnicze adekwatnych do zakresu planowanych działań, siedlisk przyrodniczych narażonych na oddziaływanie inwestycji oraz ich stanu zachowania;
    - 1.4.2. przybliżoną liczbę obserwowanych osobników poszczególnych gatunków z podaniem ich lokalizacji<sup>3</sup>, statusu, zagrożeń ze strony inwestycji oraz propozycji rozwiązań chroniących środowisko adekwatnych do zakresu planowanych działań, gatunków narażonych na oddziaływanie inwestycji oraz stanu środowiska;
  - 1.5. informacje o obszarach i ekosystemach najcenniejszych i potencjalnie wrażliwych na oddziaływanie inwestycji, jak np. rzeki, cieki i naturalne zbiorniki wodne, śródpolne i śródleśne oczka wodne, kępy drzew i krzewów, zadrzewienia, aleje drzew, bagna, torfowiska, wydmy, płaty nieużytkowanej roślinności, starorzecza, wychodnie skalne, skarpy, kamieńce, jaskinie, łąki, pastwiska, trzcinowiska, szuwary, lasy i pola, korytarze ekologiczne;
  - 1.6. informacje o występujących w obszarze obserwacji gatunkach obcych i obcych gatunkach inwazyjnych roślin i zwierząt z podaniem ich lokalizacji<sup>4</sup>, przybliżonej liczby

---

<sup>2</sup> Lokalizację spisanych siedlisk oraz gatunków roślin i zwierząt należy określić poprzez współrzędne geograficzne np. za pomocą odbiornika GPS, w formacie shp, a także poprzez wskazanie położenia względem projektowanej instalacji (strefa oddziaływania, w przypadku inwestycji liniowych także przybliżony kilometr trasy, odległość od inwestycji w metrach).

<sup>3</sup> Jw.

<sup>4</sup> Jw.

- (powierzchni) obserwowanych osobników poszczególnych gatunków, kwalifikacji inwazyjności;
- 1.7. informacje o obszarach zadrzewionych i zakrzewionych, w tym szacunkowej powierzchni i składzie gatunkowym drzew i krzewów rosnących w obszarze planowanej inwestycji;
  - 1.8. wstępną analizę wpływu przedsięwzięcia na chronione gatunki i ich siedliska, a także siedliska przyrodnicze rozpoznane w obszarze obserwacji;
  - 1.9. wstępną analizę wpływu inwestycji na rozprzestrzenianie się gatunków obcych i obcych gatunków inwazyjnych;
  - 1.10. wstępną analizę wpływu przedsięwzięcia na przedmioty ochrony obszarów Natura 2000<sup>5</sup>, a także na integralność tych obszarów oraz spójność sieci Natura 2000 z uwzględnieniem zapisów wynikających z planów zadań ochronnych dla tych obszarów;
  - 1.11. wstępną analizę wpływu przedsięwzięcia na pozostałe obszary chronione istniejące i projektowane;
  - 1.12. wstępną analizę wpływu przedsięwzięcia na korytarze migracyjne o charakterze lokalnym, regionalnym, krajowym i międzynarodowym;
  - 1.13. wstępną propozycję rozwiązań chroniących środowisko (organizacyjnych, technicznych) adekwatnych do zakresu planowanych działań, gatunków i siedlisk przyrodniczych narażonych na oddziaływanie inwestycji oraz stanu środowiska;
  - 1.14. wstępną propozycję możliwych do zastosowania działań (organizacyjnych, technicznych) zapobiegających rozprzestrzenianiu się gatunków obcych i obcych gatunków inwazyjnych roślin i zwierząt;
  - 1.15. wykaz osób realizujących inwentaryzację przyrodniczą;
  - 1.16. wykaz wykorzystanych publikacji, aktów prawnych.
2. Wyniki inwentaryzacji przyrodniczej należy przedstawić w formie opisowej oraz graficznej, tj. fotograficznej i kartograficznej.
  3. Na mapach należy wyszczególnić następujące elementy:
    - 3.1. lokalizację projektowanej instalacji wraz z infrastrukturą towarzyszącą;
    - 3.2. strefy oddziaływania inwestycji;
    - 3.3. obszary poddane inwentaryzacji;
    - 3.4. chronione siedliska przyrodnicze;
    - 3.5. stanowiska chronionych, rzadkich i ginących roślin, grzybów;
    - 3.6. stanowiska chronionych, rzadkich i ginących zwierząt;
    - 3.7. cenne zbiorowiska i zespoły roślin;
    - 3.8. szczególnie cenne ekosystemy;
    - 3.9. obszary Natura 2000;
    - 3.10. pozostałe formy obszarowej ochrony przyrody;
    - 3.11. stanowiska gatunków obcych i obcych gatunków inwazyjnych roślin i zwierząt;
    - 3.12. szlaki migracji zwierząt;
    - 3.13. obszary zadrzewione i zakrzewione.
  4. Mapy należy przygotować na tle ortofotomapy lub mapy topograficznej w skali mieszczącej się w przedziale od 1:5 000 do 1:10 000.

---

<sup>5</sup> Za przedmiot ochrony obszaru uznaje się gatunki i siedliska z kategorią od A do C wg standardowych formularzy danych (SDF) danego obszaru.

5. Współrzędne geograficzne zinwentaryzowanych elementów środowiska należy przygotować w formacie .shp w układzie 2000 strefa 6.

**Paragraf 9 Propozycja sposobu prezentacji wybranych informacji o chronionych siedliskach przyrodniczych oraz chronionych, rzadkich i ginących gatunkach roślin, grzybów i zwierząt**

Z uwagi na szeroki zakres informacji, jakie gromadzone są w ramach inwentaryzacji przyrodniczej obszaru obserwacji, w celu ułatwienia procesu opracowywania raportu końcowego poniżej zamieszczono przykładowe formy prezentacji wyników.

Tabela 2 Opis obszaru podlegającego inwentaryzacji w podziale na fragmenty<sup>6</sup>

Numer mapy	Przybliżony kilometr	Opis fragmentu odcinka	Znaczenie przyrodnicze
1.			
2.			

Tabela 3 Wykaz chronionych gatunków roślin, grzybów

Lp.	Nazwa gatunkowa	Status prawny	Liczebność <sup>7</sup> / powierzchnia płatu (m <sup>2</sup> )	Lokalizacja		Zagrożenia ze strony inwestycji, w tym liczba osobników / powierzchnia płatu narażonego na uszkodzenie (m <sup>2</sup> )	Zalecenia
				Przybliżony kilometr	Strefa oddz. <sup>8</sup>		
1.				Grzyby			
2.							
1.				Flora			
2.							

Tabela 4 Wykaz innych cennych roślin niepodlegających ochronie

Lp.	Nazwa gatunkowa	Liczebność <sup>9</sup> / powierzchnia płatu (m <sup>2</sup> )	Lokalizacja		Zalecenia
			Przybliżony kilometr	Strefa oddz. <sup>10</sup>	
1.					
2.					

<sup>6</sup> Odcinki gazociągu ustalone podczas badań terenowych na podstawie zróżnicowania ekosystemów, przez które przebiega inwestycja.  
<sup>7</sup> Liczebność szacunkowa oznacza liczbę okazów obserwowanych w punkcie kontrolnym.  
<sup>8</sup> Strefa oddziaływania, także odległość od inwestycji w metrach.  
<sup>9</sup> Liczebność szacunkowa oznacza liczbę okazów obserwowanych w punkcie kontrolnym.  
<sup>10</sup> Strefa oddziaływania, także odległość od inwestycji w metrach.

Wytyczne w zakresie realizacji inwentaryzacji i waloryzacji przyrodniczej obszaru oddziaływania inwestycji  
Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.

Tabela 5 Wykaz chronionych siedlisk przyrodniczych

Lp.	Nazwa siedliska	Opis siedliska, w tym gatunki charakterystyczne, stan siedliska, specyficzna struktura i funkcja	Lokalizacja		Powierzchnia na stanowisku / w obszarze Natura 2000	Powierzchnia w obszarze oddz. inwestycji / długość trasy gazociągu w płacie siedliska	Zagrożenia ze strony inwestycji		Zalecenia
			Przybliżony kilometraż	Strefa oddz. <sup>11</sup>			powierzchnia płątu siedliska, która ulegnie zniszczeniu (%)	powierzchnia siedliska, która ulegnie zniszczeniu w całym obszarze Natura 2000 (%)	
1.									
2.									

Tabela 6 Wykaz innych cennych siedlisk niepodlegających ochronie

Lp.	Siedlisko	Lokalizacja		Opis siedliska, w tym znaczenie ekologiczne	Zalecenia
		Przybliżony kilometraż	Strefa oddz. <sup>12</sup>		
1.					
2.					

<sup>11</sup> Jw.

<sup>12</sup> Jw.

**Tabela 7** Wykaz chronionych gatunków bezkręgowców

Lp.	Nazwa gatunkowa	Status prawny	Przybliżona liczebność	Lokalizacja		Zagrożenia ze strony inwestycji	Zalecenia
				Przybliżony kilometr	Strefa oddz. <sup>13</sup>		
1.					Mięczaki		
2.							
1.					Owady		
2.							
1.					...		
2.							

**Tabela 8** Wykaz gatunków płazów i gadów

Lp.	Nazwa gatunkowa	Status prawny	Przybliżona liczebność	Lokalizacja		Znaczenie biotopu	Zagrożenia ze strony inwestycji	Zalecenia
				Przybliżony kilometr	Strefa oddz. <sup>14</sup>			
1.					Płazy			
2.								
1.					Gady			
2.								

<sup>13</sup> JW.  
<sup>14</sup> JW.

Tabela 9 Wykaz chronionych gatunków ryb i minogów

Lp.	Nazwa gatunkowa	Status prawny	Przybliżona liczebność	Lokalizacja		Zagrożenia ze strony inwestycji	Zalecenia
				Przybliżony kilometr	Strefa oddz. <sup>15</sup>		
Ryby							
1.							
2.							
Minogi							
1.							
2.							

Tabela 10 Wykaz chronionych gatunków ptaków

Lp.	Nazwa gatunkowa	Status prawny	Przybliżona liczebność	Lokalizacja		Status gatunku / znaczenie biotopu	Zagrożenia ze strony inwestycji	Zalecenia
				Przybliżony kilometr	Strefa oddz. <sup>16</sup>			
1.								
2.								

Tabela 11 Wykaz chronionych gatunków ssaków

Lp.	Nazwa gatunkowa	Status prawny	Przybliżona liczebność	Lokalizacja		Zagrożenia ze strony inwestycji	Zalecenia
				Przybliżony kilometr	Strefa oddz. <sup>17</sup>		
1.							
2.							

<sup>15</sup> JW.

<sup>16</sup> JW.

<sup>17</sup> JW.



Wytyczne w zakresie realizacji inwentaryzacji i waloryzacji przyrodniczej obszaru oddziaływania inwestycji  
Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.

Tabela 12 Szczegółowe informacje o wykonanych na granicach detektorowych nietoperzy

Lp.	Data	Współrzędne geograficzne	Opis stanowiska	Warunki pogodowe <sup>18</sup>		
				opady	wiatr	zachmurzenie
1.						temperatura [°C]
2.						

Tabela 13 Wykaz gatunków obcych i obcych gatunków inwazyjnych

Lp.	Nazwa gatunkowa	Kwalifikacja inwazyjności	Przybliżona liczebność / powierzchnia siedliska	Lokalizacja / rozmieszczenie		Zagrożenia dla innych gatunków / siedlisk przyrodniczych wynikających z realizacji inwestycji	Zalecenia
				Przybliżony kilometr / Współrzędne geograficzne	Strefa Oddz. <sup>19</sup>		
1.							
2.							

Tabela 14 Wykaz obszarów zadziwionych i zakrzewionych w obszarze planowanej inwestycji

L.p.	Nazwa gatunkowa	Opis siedliska, w tym gatunki charakterystyczne	Przybliżony kilometr / Współrzędne geograficzne	Liczebność <sup>20</sup> / powierzchnia (m <sup>2</sup> )
1.				
2.				

<sup>18</sup> Wartości należy uzupełnić zgodnie ze stanem faktycznym. Można posłużyć się skalą wskazaną w poniższej tabeli:

Skala	Opady	Wiatr	Zachmurzenie
0	brak	brak	brak (ew. pojedyncze chmury)
1	słaby (mżawka)	słaby (1-10 km/h)	małe (do 50%)
2	średni (regularne opady)	średni (10 – 20 km/h)	częściowe (pow. 50%)
3	silny (ulewa)	silny (pow. 20km/h)	całkowite

<sup>19</sup> Strefa oddziaływania, także odległość od inwestycji w metrach.

<sup>20</sup> Liczebność szacunkowa oznacza liczbę okazów obserwowanych w punkcie kontrolnym.

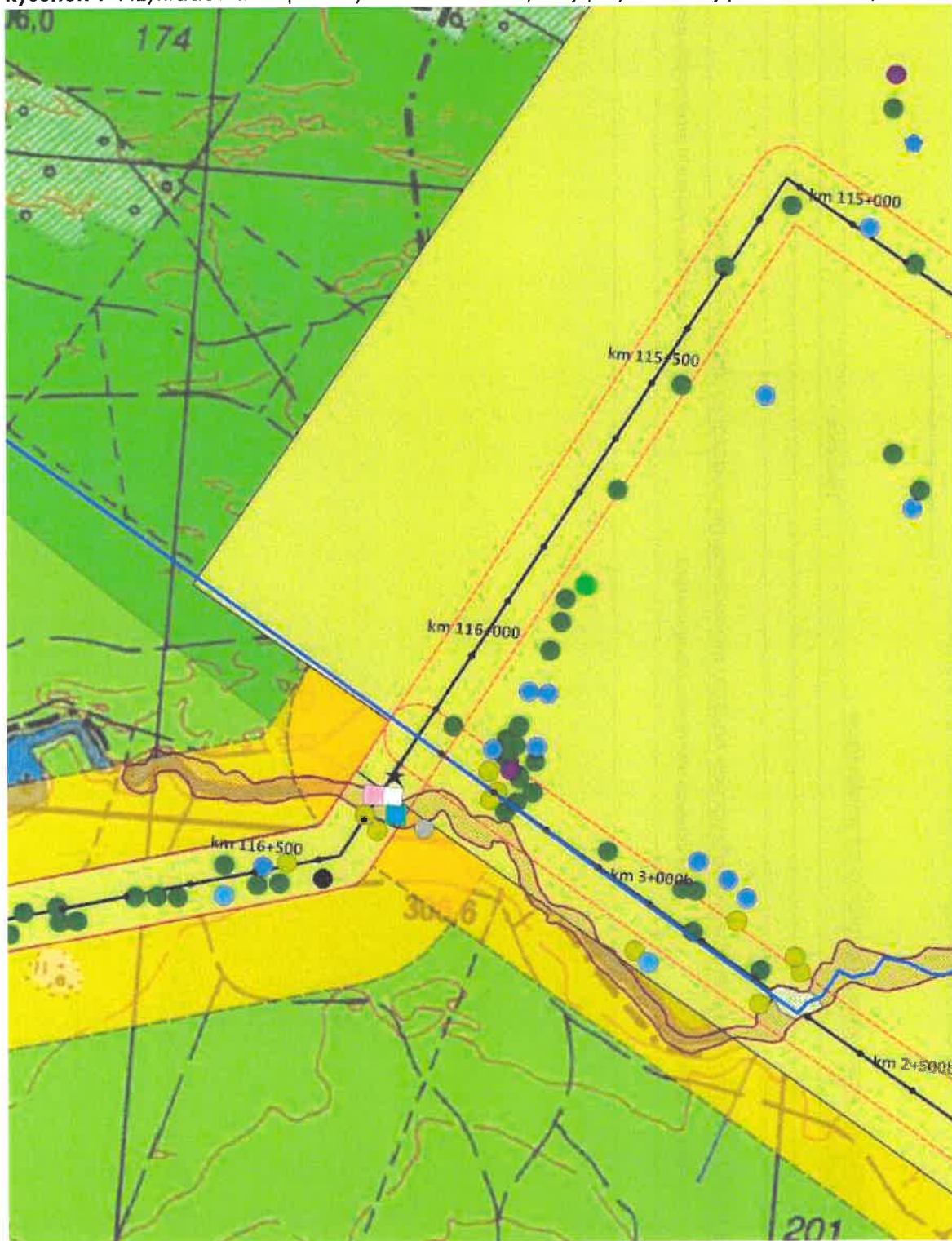
**Tabela 15** Możliwe do zastosowania działania minimalizujące

Przybliżony kilometraż	Zalecenia

**Tabela 16** Wykaz cennych ekosystemów wymagających nadzoru przyrodniczego podczas realizacji inwestycji

Numer mapy	Przybliżony kilometraż	Opis cennych elementów przyrodniczych	Zakres zadań do wykonania przez nadzór przyrodniczego

**Rysunek 1** Przykładowa mapa z wynikami inwentaryzacji przyrodniczej (skala 1:10 000)



## Legenda

<p>przebieg gasociągu</p> <p>bufor 50 m</p> <p>bufor 200 m</p> <p>obszary zinwentaryzowane</p> <p>specjalne ekosystemy</p> <p>obszary Natura 2000</p> <p>pozostałe formy ochrony przyrody</p>	<p><b>stanowiska chronionych owadów</b></p> <p>Biegacz linneusza</p> <p>Biegacz fiołkowy</p> <p>Biegacz gajowy</p> <p>Biegacz głębsi</p> <p>Biegacz górski</p> <p>Biegacz skórzasty</p> <p>Biegacz złocistozielony</p> <p>Czerwonoczek nieparek</p> <p>Modraszek naucous</p> <p>Modraszek belejus</p> <p>Pachysa dębowa</p>	<p><b>stanowiska chronionych ssaków (w tym nietoperzy)</b></p> <p>Bobr europejski</p> <p>Borowiec wielki</p> <p>Chomik europejski</p> <p>Gromostaj</p> <p>Karlik drobny</p> <p>Karlik malutki</p> <p>Karlik większy</p> <p>Kret europejski</p> <p>Łasica</p> <p>Mopek</p> <p>Muszelek półny</p> <p>Nocak rudy</p> <p>Nocak wąsatek / Brandta</p> <p>Ryśówka ukamieniona</p> <p>Wiewiółka pospolita</p> <p>Wydra europejska</p>
<p><b>stanowiska chronionych roślin</b></p> <p>Bogno zwyczajne</p> <p>Bluszcz pospolity</p> <p>Chrobotek (rodzaj)</p> <p>Grzybień biały</p> <p>Kalina korallowa</p> <p>Konwalia majowa</p> <p>Kopiełnik pospolity</p> <p>Kosaciec syberyjski</p> <p>Kruszczyk szerokolistny</p> <p>Kruszczyk pospolity</p> <p>Kukułka szerokolistna</p> <p>Łuk ziółogłowy</p> <p>Kukułka szerokolistna</p> <p>Omieg górski</p> <p>Pawężnica (rodzaj)</p> <p>Pierwiosnka lekarska</p> <p>Pomocnik ośduszkowaty</p> <p>Przytłuszcza pospolita</p> <p>Przytłuszcza wonna</p> <p>Śniełek balduszkowaty</p> <p>Tojad dąbowski</p> <p>Torowiec (rodzaj)</p> <p>Wawrzynnik wiczylika</p> <p>Widłak goździsty</p> <p>Włosienicznik wodny</p> <p>Wroniec widlasty</p> <p>Zaraza przytulowa</p>	<p><b>stanowiska chronionych ptaków i gadów</b></p> <p>Grzebiuska ziemna</p> <p>Kumak narniny</p> <p>Ropucha szara</p> <p>Ropucha zielona</p> <p>Ruszkotka drzewna</p> <p>Trasaka (rodzaj)</p> <p>Żaba jesionkowa</p> <p>Żaba moczarkowa</p> <p>Żaba trawna</p> <p>Żaby z grupy zielonych</p> <p>Jaszczurka zwinięta</p> <p>Jaszczurka żyworodna</p> <p>Padalec zwyczajny</p> <p>Żaskroniec zwyczajny</p>	<p><b>stanowiska przyrodnicze Natura 2000</b></p> <p>6210 murawy kserotermiczne</p> <p>6430 łąki podmokłe</p> <p>6510 łąki świeże</p> <p>8210 wapienne łąki skalne</p> <p>8310 jaskinie</p> <p>9130 ryzny buczyny</p> <p>9170 grądy</p> <p>91E0 łąki wapienne - topolowe - olszowe</p> <p>9470 łąki chłopskie</p>
	<p><b>siedliska ptaków</b></p> <p>istniejące</p> <p>potencjalne</p>	<p><b>cenne zbiorniki i zespoły roślin</b></p> <p>łąka kaczorowa</p> <p>zb. grzybiński białego</p> <p>zb. kruszczyk szerokolistny</p> <p>zb. kruszczyk szerokolistny i podawców wodnych</p> <p>zb. mietczyka dachówkowatego</p> <p>zb. skrzypu olbrzymiego</p> <p>zb. włosienicznika wodnego</p> <p>zespół ostróżnika łąkowego</p>
	<p><b>stanowiska ptaków z Załącznika I Dyrektywy Ptasięj</b></p> <p>Bąk</p> <p>Blotniak stawowy</p> <p>Blotniak zbożowy</p> <p>Bocian biały</p> <p>Derkacz</p> <p>Orzeł czarny</p> <p>Orzeł średni</p> <p>Gaworek</p> <p>Paruszek</p> <p>Łuska</p> <p>Łuska</p> <p>Orzeł</p> <p>Sowa białogłowa</p>	

## Przepisy przejściowe i końcowe

- Wytyczne wchodzi w życie z dniem 20 września 2021r.
- Właścicielem niniejszej regulacji jest Dyrektor Pionu Inwestycji, do którego należy zgłaszać uwagi oraz wnioski o ewentualną zmianę.
- Za wdrożenie niniejszej regulacji w jednostkach, które powinny korzystać z jej zapisów odpowiedzialny jest kierownik tejże jednostki.

## Spis tabel


Tabela 1 Metody, terminy badań oraz liczba kontroli poszczególnych grup zwierząt .....	7
Tabela 2 Opis obszaru podlegającego inwentaryzacji w podziale na fragmenty .....	12
Tabela 3 Wykaz chronionych gatunków roślin, grzybów .....	12
Tabela 4 Wykaz innych cennych roślin niepodlegających ochronie .....	12

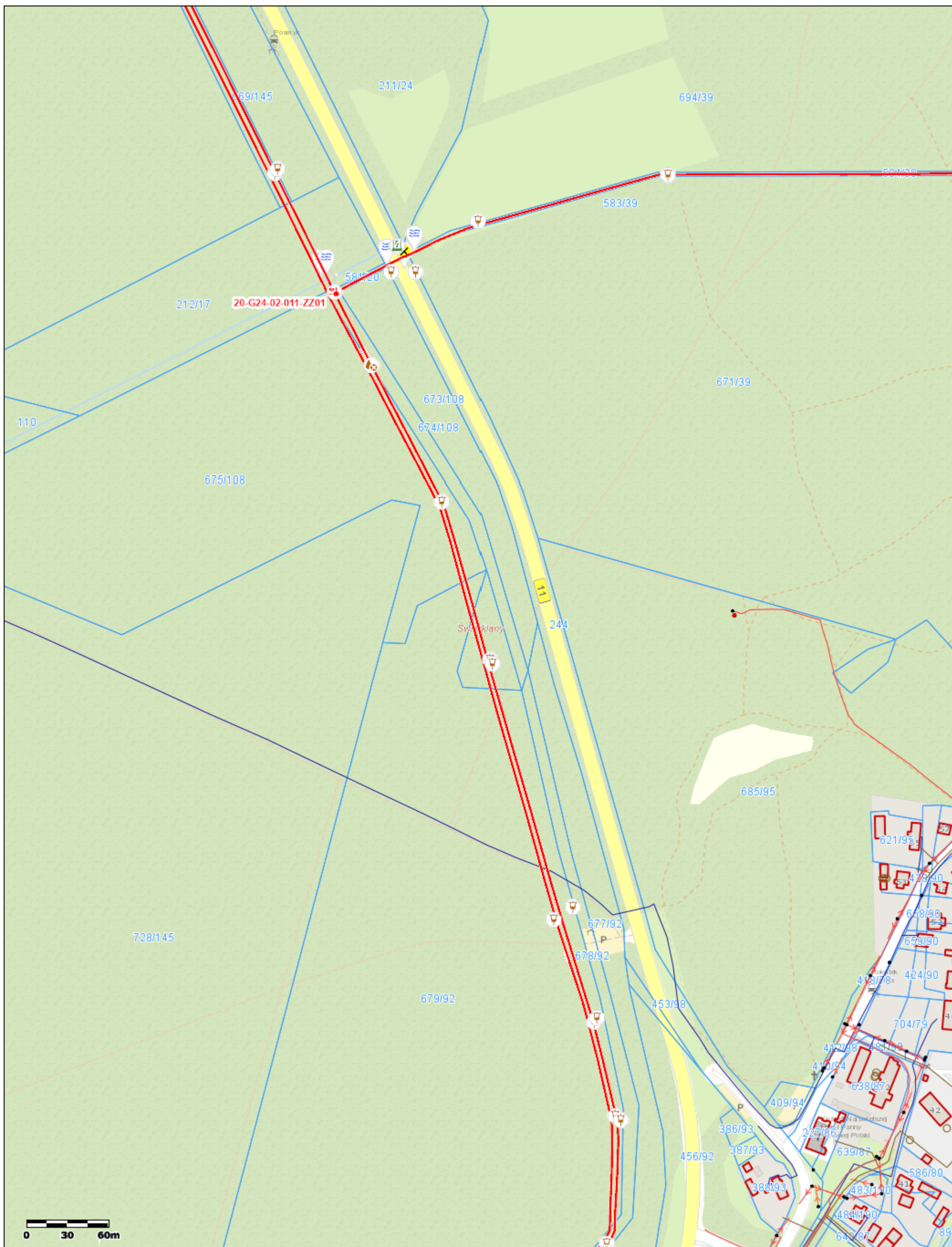


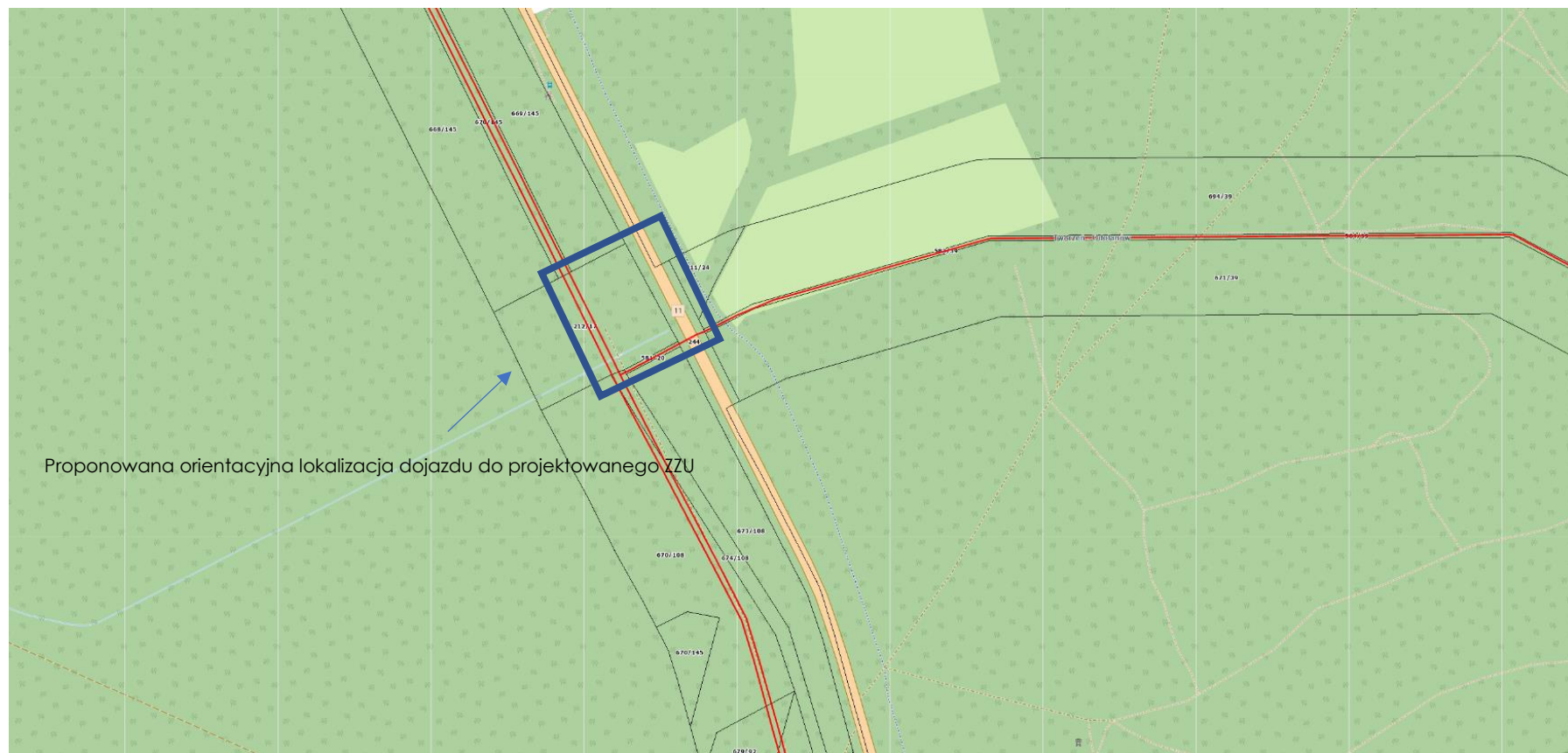
Tabela 5 Wykaz chronionych siedlisk przyrodniczych .....	13
Tabela 6 Wykaz innych cennych siedlisk niepodlegających ochronie .....	13
Tabela 7 Wykaz chronionych gatunków bezkręgowców.....	14
Tabela 8 Wykaz gatunków ptaków i gadów .....	14
Tabela 9 Wykaz chronionych gatunków ryb i minogów .....	15
Tabela 10 Wykaz chronionych gatunków ptaków .....	15
Tabela 11 Wykaz chronionych gatunków ssaków .....	15
Tabela 12 Szczegółowe informacje o wykonanych nagraniach detektorowych nietoperzy ..	16
Tabela 13 Wykaz gatunków obcych i obcych gatunków inwazyjnych.....	16
Tabela 14 Wykaz obszarów zadrzewionych i zakrzewionych w obszarze planowanej inwestycji .....	16
Tabela 15 Możliwe do zastosowania działania minimalizujące .....	17
Tabela 16 Wykaz cennych ekosystemów wymagających nadzoru przyrodniczego podczas realizacji inwestycji.....	17

#### Spis rysunków

Rysunek 1 Przykładowa mapa z wynikami inwentaryzacji przyrodniczej (skala 1: 10 000) .....	18
--	----

**Pion Inwestycji**  
Dyrektor  
  
**Alicja Leśko**





Amon  
Małgorzata

Cyfrowo podpisane  
przez Amon  
Małgorzata  
Data: 13.01.2023 08:44





Amon  
Małgorzata

Cyfrowo podpisane  
przez Amon  
Małgorzata  
Data: 13.01.2023 08:44