



Zasady projektowania i budowy stacji regazyfikacji LNG

Właściciel Megaprocesu: Dyrektor Departamentu Infrastruktury

Spis treści:

I. Cel Zasad.....	3
II. Zakres	3
III. Definicje	3
IV. Tryb postępowania	10
1. Wymagania ogólne	10
2. Wymagania dla stacji regazyfikacji LNG	32
3. Granica pomiędzy stacją regazyfikacji LNG a stacją gazową	50
4. Zasady kwalifikacji stacji regazyfikacji LNG pod nadzór UDT	51
5. Stacja redukcyjno-pomiarowa wraz z nawianialnią	52
6. Przekazanie obiektu do eksploatacji	52
7. Dokumentacja powykonawcza	61
8. Rozpoczęcie eksploatacji	64
V. Dokumenty związane	65
VI. Karta zmian i przeglądu.....	69
VII. Historia wersji.....	70

I. Cel Zasad

Celem opracowania niniejszych zasad jest ujednoczenie i uszczegółowienie wymagań w zakresie projektowania i budowy stacji regazyfikacji LNG (SR LNG) oraz wprowadzenie do stosowania w całej Spółce jednakowych wytycznych dla pracowników w zakresie wydawania warunków technicznych oraz uzgadniania dokumentacji projektowej, jak również dla wykonawców zewnętrznych projektujących lub budujących stacje regazyfikacji LNG.

II. Zakres

Przedmiotowa regulacja wskazuje jednolite wytyczne w zakresie standaryzacji procesu projektowania i budowy stacji regazyfikacji LNG, ustala zasady zapewnienia odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa użytkowników stacji, środowiskowego oraz bezpieczeństwa dostaw paliwa gazowego do odbiorców.

Regulacja określa również zagadnienia związane z granicą pomiędzy urządzeniami/obiektami podlegającymi pod 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 (wersja przekształcona) – dalej *Dyrektywa ws. urządzeń ciśnieniowych*, a urządzeniami/obiektami budowanymi na podstawie *Ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo Budowlane*.

III. Definicje

- | | |
|--------------------------------|---|
| ADR | – umowa dotycząca międzynarodowego przewozu drogowego materiałów niebezpiecznych. |
| AKPiA | – Aparatura Kontrolno-Pomiarowa i Automatyka, bez instalacji i urządzeń automatyki pneumatycznej i mechanicznej. |
| 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. |
| Awaria | – nagłe, nieprzewidziane zdarzenie, powodujące utratę zdolności użytkowej sieci gazowej lub stwarzające bezpośrednie zagrożenie dla życia lub zdrowia ludzkiego, mienia i środowiska lub powodujące nagłą konieczność przeciwdziałania powstaniu takich zagrożeń. |
| Basen retencyjny | – otwarty zbiornik do gromadzenia ewentualnych wycieków LNG. |

BIOZ	– plan bezpieczeństwa i ochrony zdrowia.
BOG	– Bolid-off Gas. LNG w formie aerozolu lub gazu w przestrzeni zbiornika kriogenicznego nad powierzchnią płynnego LNG.
Ciśnienie robocze	– ciśnienie występujące w danej instalacji technologicznej LNG w normalnych warunkach roboczych.
CCTV	– system monitoringu wizyjnego terenu stacji LNG, system kamer i rejestracji obrazu.
Cysterna do przewozu LNG	– zbiornik kriogeniczny do przewozu LNG wraz z jego wyposażeniem obsługowym i konstrukcyjnym, spełniający wymagania ADR.
Dokumentacja eksploatacyjna	– dokumentacja poświadczająca realizację czynności eksploatacyjnych.
Dokument zabezpieczenia przed wybuchem	– dokument sporządzony przez Pracodawcę, zgodny z wymogami określonymi w obowiązujących przepisach prawa w sprawie minimalnych wymagań, dotyczących bezpieczeństwa i higieny pracy, związanych z możliwością wystąpienia w miejscu pracy atmosfery wybuchowej.
Dolna granica Wybuchowości (DGW)	– stężenie paliwa gazowego w powietrzu, poniżej którego atmosfera gazowa nie jest wybuchowa.
Dozór	– kierowanie czynnościami osób wykonujących prace w zakresie obsługi, konserwacji, remontów, montażu i kontrolno–pomiarowym oraz sprawowanie kontroli nad eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci.
DTR	– dokumentacja techniczno-ruchowa, paszport lub dokument urządzenia zawierający zbiór informacji dotyczących danych technicznych, instrukcji obsługi, warunków bezpiecznej eksploatacji, rysunków, schematów i wykazu części.
Eksploatacja	– obsługa, serwis, naprawy i konserwacje, pomiary, oględziny, monitorowanie, sterowanie, prace montażowo-naprawcze podejmowane w celu utrzymania w dobrym stanie technicznym oraz w celu prawidłowego użytkowania i funkcjonowania obiektu budowlanego, urządzenia technicznego.
ESD	– system wyłączenia awaryjnego.

Górna granica Wybuchowości (GGW)	– stężenie paliwa gazowego w powietrzu, powyżej którego atmosfera gazowa nie jest wybuchowa.
Instalacja technologiczna LNG	– zestaw urządzeń i oprzyrządowania służący do prowadzenia procesu technologicznego przeładunku, przetłaczania, przechowywania i regazyfikacji LNG, zawierający instalację przeładunkową, zbiorniki procesowe, parownice odbudowy ciśnienia (PBU), parownice produktowe (PP), instalacje rurowe, urządzenia zabezpieczające i AKPiA.
Zasady	– niniejsza regulacja pod nazwą „Zasady projektowania i budowy stacji regazyfikacji LNG”.
KIP	– Karta Informacyjna Przedsięwzięcia.
KIW	– Księga Identyfikacji Wizualnej w PSG sp. z o.o.
Kolumna upustowa	– konstrukcja składająca się z zaworu upustowego i rury wyprowadzającej gaz na bezpieczną wysokość ponad instalację technologiczną LNG.
Konserwacja	– zespół działań mających na celu utrzymanie obiektu, urządzeń i instalacji w należyтым stanie technicznym zapewniającym bezpieczeństwo użytkowania i estetykę.
Kontrola (ogłędziny)	– czynności eksploatacyjne mające na celu wizualną ocenę stanu technicznego oraz ocenę pracy urządzeń i instalacji.
Książka eksploatacji	– dokument służący do zapisów z przeprowadzonych czynności oraz parametrów pracy urządzeń.
Ładowność zbiornika procesowego	– całkowita masa LNG znajdująca się w zbiorniku procesowym napełnionym do dopuszczalnego poziomu maksymalnego; ładowność zbiornika procesowego jest wyrażana w tonach.
Łącze teleinformatyczne	– łącze telekomunikacyjne do przesyłu danych telemetrycznych oraz z systemu CCTV, SSWiN i SKD.
Montaż	– czynności niezbędne do zainstalowania oraz przyłączenia urządzeń, instalacji i sieci.
MPZP	– Miejscowy Plan Zagospodarowania Przestrzennego.
Miejsce pracy	– miejsce wyznaczone przez pracodawcę, do którego pracownik ma dostęp w związku z wykonywaniem pracy.
Naprawa	– zespół czynności zmierzających do usunięcia stwierdzonych usterek i uszkodzeń w celu przywrócenia sprawności technicznej obiektu, urządzenia lub instalacji.

Obszar przeładunkowy	– obszar instalacji technologicznej LNG, w obrębie którego znajdują się wszystkie urządzenia służące do podłączenia cysterny do przewozu LNG do zbiornika procesowego.
OOŚ	– ocena oddziaływania na środowisko.
Parownica odbudowy ciśnienia (PBU)	– urządzenie, w którym zachodzi proces odparowania LNG, w celu utrzymania (odbudowy) ciśnienia w zbiorniku procesowym na pożądanym poziomie.
Parownica produktowa (PP)	– urządzenie, w którym zachodzi proces regazyfikacji, przed podaniem gazu do stacji gazowej lub zespołu gazowego.
Personel kwalifikowany	– osoby spełniające wymagania określone w odrębnych przepisach, posiadające odpowiednie uprawnienia i świadectwa kwalifikacyjne.
Pogotowie Gazowe	– system organizacji i środków zapewniający podejmowanie interwencji przez wyznaczonych pracowników PSG, mający na celu ograniczenie lub eliminację powstałych zagrożeń lub skutków mogących powstać w ich wyniku.
Prace gazoniebezpieczne	– prace szczególnie niebezpieczne w rozumieniu ogólnych przepisów bezpieczeństwa i higieny pracy, wykonywane na urządzeniach, instalacjach i sieciach gazowych, napełnionych lub napełnianych paliwem gazowym oraz opróżnianych z paliwa gazowego, podczas których może dojść do wypływu paliwa gazowego powodującego zagrożenie życia i zdrowia ludzkiego, wybuchu lub pożaru.
Prace niebezpieczne	– inne prace szczególnie niebezpieczne w rozumieniu ogólnych przepisów bezpieczeństwa i higieny pracy oraz przepisów prawa budowlanego, przy wykonywaniu których istnieje duże zagrożenie wypadkiem.
Procedura	– ustalony sposób postępowania dotyczący funkcjonowania określonego procesu, opracowany i zatwierdzony do stosowania w przedsiębiorstwie.
Próby działania i regulacje	– działania techniczne mające na celu sprawdzenie jakości, sprawności działania, poprawności nastaw oraz wyregulowania żądanych parametrów pracy poszczególnych urządzeń.
Przegląd	– zespół czynności technicznych na obiekcie obejmujący kontrolę elementów narażonych na niszczące działanie podczas eksploatacji połączone z ich wymianą lub naprawą zgodnie z zaleceniami DTR producenta lub instrukcją.

Przestrzeń zagrożona wybuchem	– należy przez to rozumieć przestrzeń, w której może wystąpić atmosfera wybuchowa w ilościach wymagających podjęcia specjalnych środków w celu zapewnienia bezpieczeństwa i higieny pracy.
Przetłaczanie LNG	– przetłaczanie LNG ze zbiornika procesowego do dalszych aparatów instalacji technologicznej lub między zbiornikami procesowymi tej samej instalacji technologicznej LNG.
Przewód elastyczny przeładunkowy	– przewód elastyczny, będący elementem instalacji przeładunkowej, wykonany z materiałów odpornych na działanie niskich temperatur i zakończony odpowiednim złączem.
PSG/Spółka	– Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.
Regazyfikacja LNG	– proces zmiany stanu skupienia z fazy ciekłej gazu ziemnego na fazę gazową poprzez dostarczanie energii cieplnej do LNG.
SCADA	– systemem zdalnego monitorowania i kontroli procesów technologicznych
SWZ	– Specyfikacja Warunków Zamówienia
SKD	– elektroniczny system kontroli dostępu.
Skroplony gaz ziemny (LNG)	– bezbarwny i bezwonny płyn kriogeniczny pod normalnym ciśnieniem, w którym dominującym składnikiem jest metan, który może zawierać niewielkie ilości etanu, propanu, butanu, azotu lub inne składniki występujące zwykle w gazie ziemnym.
SSWiN	– system sygnalizacji włamania i napadu.
Sprawdzenia i pomiary	– działania mające na celu stwierdzenie zdolności do dalszego funkcjonowania urządzeń i instalacji w zakresie parametrów technicznych i spełnienia wymagań określonych w przepisach.
Stacja gazowa lub SRP	– zespół urządzeń lub obiekt budowlany wchodzący w skład sieci gazowej, spełniający co najmniej jedną z funkcji: redukcji, uzdatnienia, pomiarów lub rozdziału gazu ziemnego, z wyłączeniem zespołu gazowego na przyłączy.

- Stacja regazyfikacji LNG (SR LNG)** – współpracujące ze sobą urządzenia ciśnieniowe lub zespół połączonych urządzeń ciśnieniowych, przeznaczony do odbioru, przechowywania i zamiany fazy ciekłej LNG w gaz, tworzący zintegrowaną i funkcjonalną całość od króćca podłączenia węża rozładunku LNG do ostatniego elementu rurociągu fazy gazowej wykonanego ze stali odpornej na korozję, z metali lub ich stopów przeznaczonych do pracy w temperaturze obniżonej.
Przy projektowaniu, wytwarzaniu i ocenie zgodności SR LNG ma zastosowanie *Dyrektywa ws. urządzeń ciśnieniowych*.
- Strefa zagrożona wybuchem** – przestrzeń, w której może wystąpić mieszanina wybuchowa substancji palnych z powietrzem lub innymi gazami utleniającymi, o stężeniu zawartym pomiędzy dolną i górną granicą wybuchowości.
- Środki ochronne** – środki ochrony zbiorowej, środki ochrony indywidualnej lub inne środki (techniczne lub organizacyjno – proceduralne), stosowane w celu zminimalizowania i/lub ograniczenia ryzyka.
- Środki ochrony zbiorowej** – środki przeznaczone do jednoczesnej ochrony grupy ludzi w tym pojedynczych osób, przed niebezpiecznymi i szkodliwymi czynnikami występującymi pojedynczo lub łącznie w środowisku pracy, będące rozwiązaniami technicznymi stosowanymi w pomieszczeniach pracy, maszynach i innych urządzeniach.
- Środki ochrony indywidualnej (ŚOI)** – wszelkie środki noszone lub trzymane przez pracownika w celu jego ochrony przed jednym lub większą liczbą zagrożeń związanych z występowaniem niebezpiecznych lub szkodliwych czynników w środowisku pracy, w tym również wszelkie akcesoria i dodatki przeznaczone do tego celu.
- TDT** – Transportowy Dozór Techniczny.
- Telemetria** – wymiana danych łączem teleinformatycznym pomiędzy urządzeniami pomiarowymi i urządzeniami obiektu technologicznego, a systemem SCADA oraz systemem rozliczeniowym gazu PSG.
- UDT** – Urząd Dozoru Technicznego.
- Upust gazu** – wyprowadzanie gazu na zewnątrz instalacji technologicznej LNG w warunkach normalnej eksploatacji.

Upustowy zawór bezpieczeństwa	– zawór używany w systemie ciśnieniowego bezpieczeństwa instalacji, mający na celu upuszczenie gazu do atmosfery z układu będącego pod ciśnieniem w razie wykrycia w nim ciśnienia przekraczającego wartość dopuszczalną.
Uruchamianie instalacji technologicznej LNG	– czynności testowe wykonane w celu potwierdzenia, że możliwe jest napełnienie LNG do określonego ciśnienia i określonej ładowności instalacji technologicznej LNG oraz włączenie jej do użytkowania.
Urządzenie NO	– urządzenia do napełniania i opróżniania zbiorników transportowych wraz z instalacjami i urządzeniami, w tym ramiona przeładunkowe do napełniania i opróżniania oraz elastyczne przewody przeładunkowe, stanowiące stałe wyposażenie cystern lub urządzeń i instalacji w myśl <i>Rozporządzenia Ministra Transportu z dnia 20 września 2006 r. w sprawie warunków technicznych dozoru technicznego, jakim powinny odpowiadać urządzenia do napełniania i opróżniania zbiorników transportowych.</i>
Urządzenia ciśnieniowe	– zbiorniki, instalacje rurowe, osprzęt zabezpieczający oraz sprzęt ciśnieniowy pracujący powyżej ciśnienia atmosferycznego.
Urządzenia zabezpieczające	– armatura zabezpieczająca, zaprojektowana w celu ochrony urządzenia ciśnieniowego przed przekroczeniem parametrów dopuszczalnych.
Wyłączenie awaryjne	– wykonanie sekwencji czynności w celu zapewnienia szybkiego i bezpiecznego wyłączenia (odstawienia) procesu technologicznego, inicjowanych automatycznie lub ręcznie (ESD) w wyniku wykrycia zdarzeń mogących spowodować zagrożenie dla bezpiecznej kontynuacji jego przebiegu, realizowanych za pomocą sterownika systemu ESD niezależnego od sterowników nadzorujących pracę innych systemów i urządzeń stacji.
Zagrożenie wybuchem	– możliwość tworzenia przez palne gazy, pary palnych cieczy, pyły lub włókna palnych ciał stałych, w różnych warunkach, mieszanin z powietrzem, które pod wpływem czynnika inicjującego zapłon (iskra, łuk elektryczny lub przekroczenie temperatury samozapalenia) wybuchają, czyli ulegają gwałtownemu spalaniu połączonemu ze wzrostem ciśnienia.
Zbiornik kriogeniczny	– izolowany termicznie zbiornik ciśnieniowy, przeznaczony do przechowywania płynu kriogenicznego.

- Zespół gazowy na przyłączy** – instalacja stanowiąca zespół urządzeń służących do redukcji ciśnienia oraz pomiaru ilości gazu ziemnego o strumieniu gazu do 200 m³/h włącznie, o maksymalnym ciśnieniu roboczym (MOP) na wejściu powyżej 0,5 MPa do 1,6 MPa włącznie lub o strumieniu gazu do 300 m³/h o maksymalnym ciśnieniu roboczym (MOP) na wejściu do 0,5 MPa włącznie.

IV. Tryb postępowania

1. Wymagania ogólne

1.1. Kategoryzacja stacji regazyfikacji LNG

1.1.1. Podział stacji regazyfikacji LNG ze względu na rodzaj zasilania obszaru dystrybucyjnego:

- **Stacje wyspowe (satelitarne)** – stacje zasilające wydzielony obszar dystrybucyjny bez połączenia z siecią dystrybucyjną zasilaną z sieci operatora sieci przesyłowej lub innego źródła,
- **Stacje dosilające system dystrybucyjny (szczytowe)** – stacje wykorzystywane do dosilenia obszaru dystrybucyjnego zasilanego z innych źródeł paliwa gazowego (operatora sieci przesyłowej, kopalni gazu, biogazowni). Stacja regazyfikacji LNG służy do dosilenia sieci w przypadku szczytowych poborów, podczas których nie ma wystarczającego zasilania w punkcie wejścia do systemu dystrybucyjnego.

1.1.2. Podział stacji regazyfikacji LNG ze względu na konstrukcję:

- **Stacje mobilne** zabudowane najczęściej na naczepie, przystosowane do transportu drogowego o przepustowości do kilkuset nm³/h i zbiorniku kriogenicznym o pojemności do około 50 m³,
- **Stacje przewoźne** zabudowane najczęściej w ramie kontenerowej ISO (20 lub 40 ft) o przepustowości do kilkuset nm³/h i zbiorniku kriogenicznym o pojemności od około 10 m³ do około 40 m³,
- **Stacje stacjonarne** o dużej przepustowości od kilkuset do kilku tysięcy nm³/h i zbiornikach kriogenicznym o pojemnościach do kilkuset m³.

1.1.3. Podział stacji regazyfikacji LNG ze względu na rodzaj zastosowania

- **Stacja docelowa** – stacja stacjonarna, która zasila obszar wyspowy lub dosila system dystrybucyjny,
- **Stacja tymczasowa** – stacja, która z założenia ma pracować przez krótki okres ze względu na planowane zasilenie danego obszaru z sieci dystrybucyjnej lub docelowej stacji regazyfikacji LNG,
- **Stacje awaryjne** – stacje wykorzystywane w przypadku awarii, np. awarii stacji zasilającej obszar dystrybucyjny lub na sieci gazowej. Najczęściej stacja mobilna służąca do tymczasowego zasilania danego obszaru dystrybucyjnego przez relatywnie krótki okres czasu.

UWAGA:

Wszystkie stacje regazyfikacji LNG wymagają koncesji na skraplanie i regazyfikację, z wyłączeniem obiektów o przepustowości mniejszej niż 200 m³/h oraz stacji wykorzystywanych incydentalnie na potrzeby usuwania awarii.

1.1.4. Podział stacji regazyfikacji LNG ze względu na masę LNG w stacji

- **Stacja mikro (mikroinstalacje)** - instalacje technologiczne LNG o ładowności zbiorników procesowych LNG do 5 ton. Są to stacje ze zbiornikami kriogenicznymi najczęściej o pojemności około 10 m³,
- **Stacja mała** - instalacje technologiczne LNG o ładowności zbiorników procesowych LNG od 5 do 50 ton,
- **Stacja średnia** - instalacje technologiczne LNG o ładowności zbiorników procesowych LNG od 50 do 200 ton,
- **Stacja duża** - instalacje technologiczne LNG o ładowności zbiorników procesowych LNG powyżej 200 ton.

UWAGA:

Przez masę LNG w instalacji technologicznej LNG należy rozumieć całkowitą masę LNG jaka może być przechowywana we wszystkich zbiornikach, napełnionych do dopuszczalnego poziomu wchodzących w skład instalacji technologicznej LNG.

W przypadku przekroczenia 50 ton LNG w instalacji technologicznej LNG stacje takie są kwalifikowane jako zakład o zwiększonym ryzyku wystąpienia poważnej awarii przemysłowej.

W przypadku przekroczenia 200 ton LNG w instalacji technologicznej LNG stacje takie są kwalifikowane jako **zakład o dużym ryzyku wystąpienia poważnej awarii przemysłowej.**

Tabela 1. Zależność masy LNG w instalacji technologicznej od liczby i pojemności wodnej zbiorników

		Liczba zbiorników [szt.]			
		1	2	3	4
Pojemność wodna zbiorników [m ³]	10	4,1	8,1	12,2	16,2
	20	8,1	16,2	24,3	32,4
	37	15,0	30,0	45,0	59,9
	60	24,3	48,6	72,9	97,2
	80	32,4	64,8	97,2	129,6
	100	40,5	81,0	121,5	162,0

Masa LNG wyrażona w tonach w zależności od liczby i pojemności zbiorników kriogenicznych występujących w instalacji technologicznej. Założenie: gęstość LNG 450 kg/m³, poziom napełnienia każdego zbiornika 90% pojemności wodnej.

1.2. Parametry stacji regazyfikacji LNG

1.2.1. LNG to gaz ziemny wysokometanowy w postaci cieczy skroplony w celu ułatwienia transportowania i magazynowania. Podczas skraplania gaz ziemny schładzany jest do temperatury poniżej -162°C, w wyniku czego zmniejsza objętość około 600 razy. Dodatkowo podczas procesu skraplania gaz jest oczyszczany z wilgoci, dwutlenku węgla, związków siarki i cięższych węglowodorów.

1.2.2. Gęstość LNG, zgodnie z normą PN-EN ISO 16903:2015 zawiera się w przedziale od 420 kg/m³ do 470 kg/m³.

1.2.3. Współczynnik uzysku gazu ziemnego w warunkach normalnych wynosi od około 1,2 do 1,36 nm³ z 1 kg LNG (odpowiednio od około 1 200 do 1 360 nm³ z tony LNG).

1.2.4. Podstawowe parametry stacji regazyfikacji LNG i współpracującej stacji gazowej, które determinują jej wielkość, a co za tym idzie zarówno zakres rzeczowy, nakłady finansowe jak i wymagania to:

- pojemność wodna zbiorników kriogenicznych wyrażona w m³,
- liczba zbiorników procesowych kriogenicznych do przechowywania LNG,
- orientacja ułożenia zbiorników – pozioma lub pionowa, co wpływa na powierzchnię terenu zabudowy stacji regazyfikacji LNG,
- moce regazyfikacji LNG tj. przepustowość parownic produktowych (atmosferycznych) wyrażona w nm³/h. W trakcie dobierania parownic atmosferycznych należy dokonać ich doboru do warunków klimatycznych w danej lokalizacji przy założeniach projektowych wynoszących 110% zakładanej maksymalnej mocy regazyfikacyjnej,
- liczba i orientacja parownic atmosferycznych, co wpływa na powierzchnię zabudowy terenu stacji regazyfikacji LNG,
- stacja redukcyjno-pomiarowa z nawianialnią i kotłownią o przepustowości odpowiadającej co najmniej przepustowości parownic atmosferycznych w celu zapewnienia pełnego i optymalnego wykorzystania mocy regazyfikacyjnej stacji regazyfikacji LNG,
- instalacje towarzyszące, tj. zbiorniki zabezpieczenia wylewów LNG, instalacja utrzymania ciśnienia w zbiornikach LNG, instalacja załadunkowa i przeładunkowa zbiorników LNG, instalacja azotu, instalacja chromatografu procesowego, instalacje elektryczne i odgromowe, instalacje AKPiA oraz inne dla potrzeb realizacji i zabezpieczenia procesu regazyfikacji,

- obiekty kubaturowe, ciągi komunikacyjne, place i instalacje sanitarne zabudowane na terenie stacji regazyfikacji LNG.

Przykładowe wyposażenie stacji regazyfikacji LNG oraz współpracującej stacji gazowej/zespołu gazowego to:

- kriogeniczne zbiorniki procesowe do przechowywania LNG,
- parownice odbudowy ciśnienia – przynajmniej po 1 parownicy na każdy zbiornik kriogeniczny,
- parownice atmosferyczne – przynajmniej 2 parownice w instalacji regazyfikacji LNG,
- miejsce rozładunku autocysterny wraz z urządzeniami napełniania zbiorników wraz z urządzeniami NO,
- basen/wanna retencyjny zbiorników i parownic,
- basen/wanna do gromadzenia rozlewiska LNG,
- fundamenty zbiorników i parownic,
- układ redukcyjny podwyższonego średniego ciśnienia,
- układ pomiarowy,
- nawianialnia wtryskowa/kontaktowa,
- kotłownia technologiczna,
- obudowy kontenerowe urządzeń technologicznych,
- przyłącze energetyczne, instalacje elektryczne i odgromowe,
- instalacja AKPiA,
- instalacja telemetrii i teleinformatyczna,
- instalacja monitoringu CCTV i instalacja SSWiN,
- kontener butli azotowych i instalacja azotu,
- gazociągi średniego ciśnienia,
- układy wyjściowe i wejściowe gazu ziemnego (ZZU),
- drogi, ciągi komunikacyjne (drogi i chodniki) oraz drogi ppoż.,
- ogrodzenie i brama wjazdowa (oraz furtka wejściowa),
- oznakowanie stacji (w tym oznakowanie zbiorników, tablice ostrzegawcze, własności itp.),
- instalacja chromatografu procesowego, dla stacji o przepustowości > 1 250 nm³/h (opcjonalnie dla stacji mniejszych wielozbiornikowych),
- agregat prądotwórczy (opcjonalnie),
- instalacja piany lekkiej (lub inne rozwiązania w zakresie ppoż.) w przypadku, gdy masa LNG w instalacji technologicznej LNG przekracza 50 ton (opcjonalnie < 50 ton LNG).

UWAGA:

Wskazany powyżej zakres jest zakresem typowym. Zakres rzeczowy inwestycji musi być przeanalizowany w odniesieniu do konkretnej lokalizacji stacji regazyfikacji LNG z uwzględnieniem wymagań lokalnych (np. MPZP, wymagania środowiskowe) oraz wymagań w zakresie planowanej mocy regazyfikacji stacji

i innych parametrów określonych w wydanych przez PSG warunkach technicznych lub w opisie przedmiotu zamówienia.

1.2.5. W oparciu o Standardy Techniczne IGG, doświadczenia PSG, katalogi producentów elementów stacji regazyfikacji LNG (zbiorniki kriogeniczne i parownice produktowe) przygotowano przykładowe propozycje konfiguracji stacji regazyfikacji LNG w zależności od zapotrzebowania na gaz, które przedstawia Tabela 2.

Tabela 2. Przykładowe konfiguracje stacji regazyfikacji LNG

lp.	Zapotrzebowanie na gaz	Liczba i objętość zbiorników	Liczba i wydajność parownic
	nm ³ /h	m ³	nm ³
1	200	1 x 60	2 x 270
2	300	1 x 60	2 x 360
3	400	1 x 60	2 x 430
4	500	1 x 60	2 x 580
5	600	1 x 60 lub 2 x 60	2 x 670
6	800	2 x 60	2 x 860
7	1 000	2 x 60	2 x 1150 lub 4 x 580
8	1 250	2 x 60 lub 3 x 60 lub 2 x 80	2 x 1600 lub 4 x 670
9	1 600	3 x 60 lub 2 x 80	4 x 860
10	2 000	4 x 60 lub 3 x 80 lub 2 x 100	4 x 1150

UWAGA:

Powyższa tabela przedstawia jedynie przykładowe konfiguracje stacji regazyfikacji i nie stanowi wymagań obligatoryjnych.

W pozycji 8, 9 i 10 dla konfiguracji 3 x 60 m³ i więcej zbiorników, 2 x 80 m³ i więcej zbiorników oraz 2 x 100 m³ i więcej zbiorników o danych pojemnościach instalacja regazyfikacji LNG przekracza 50 ton LNG co wiąże się z wyposażaniem stacji w aktywne systemy ppoż. (gaszenia).

1.2.6. Na etapie projektowania zaleca się każdorazowo przeprowadzać analizę sprawdzającą wskazany powyżej dobór zbiorników i parownic, przy uwzględnieniu docelowego zapotrzebowania na paliwo gazowe oraz warunków szczegółowych. Ostateczny dobór wydajności parownic powinien być dokonany według obliczeń projektowych.

1.2.7. Preferowana pojemność i liczba zbiorników to 2 x 60 m³ w wersji pionowej. Inne pojemności i liczby zbiorników należy uwzględniać w koncepcjach i analizach tylko w przypadku, gdy koncepcja gazyfikacji, dla założenia liczby zbiorników 2 x 60 m³, nie spełnia kryteriów ekonomicznych lub istnieje konieczność (uzasadnienie biznesowe)

zbudowania większej instalacji. Wersja z ułożeniem poziomym zbiorników powinna być wykorzystywana w przypadku specyficznych wymagań lokalnych (np. MPZP).

1.2.8. Zbiornik o pojemności 60 m³ podczas normalnej eksploatacji zapewnia bezproblemowe rozładowanie standardowej autocysterny zawierającej około 18 ton LNG.

1.3. Wymagania dotyczące dokumentacji projektowej

1.3.1. Dokumentacja projektowa w zakresie zawartości i formy powinna spełniać wymagania określone w *Ustawie z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo Budowlane*, *Rozporządzeniu Ministra Rozwoju z dnia 11 września 2020 r. w sprawie szczegółowego zakresu i formy projektu budowlanego* oraz *Rozporządzeniu 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*.

1.3.2. Dokumentacja projektowa powinna być wykonana zgodnie z wydanymi warunkami technicznymi oraz niniejszymi Zasadami.

1.3.3. Dokumentacja projektowa stacji regazyfikacji LNG powinna zawierać:

- projekt budowlany dla wszystkich niezbędnych branż (np. projekt zagospodarowania terenu, sanitarnej, architektonicznej, elektrycznej, AKPiA, teleinformatycznej, monitoringu CCTV, instalacji SSWiN), w tym:
 - część opisową obejmującą opis stanu istniejącego i projektowanego,
 - obliczenia wytrzymałościowe,
 - wypisy z ewidencji gruntów, na trasie projektowanego gazociągu i terenie projektowanej stacji LNG,
 - wszelkie niezbędne decyzje administracyjne i uzgodnienia,
 - część rysunkową,
 - projekt wykonawczy.

1.3.4. Projekt wykonawczy powinien być opracowany w oparciu o projekt budowlany i stanowić jego uzupełnienie i uszczegółowienie oraz uszczegółowienie w zakresie i stopniu dokładności niezbędnym do przygotowania SWZ i realizacji prac.

1.3.5. Projekt wykonawczy powinien uwzględniać wymagania i warunki wynikające z uzyskanych decyzji, postanowień, opinii, norm oraz uzgodnień.

1.3.6. Rozwiązania zawarte w projekcie wykonawczym nie mogą naruszać ustaleń zawartych w projekcie budowlanym.

1.3.7. Projektant ma obowiązek wykonać dokumentację dot. proponowanych rozwiązań technologicznych, zastosowanych urządzeń, materiałów oraz założonych parametrów pracy pod względem zgodności z obowiązującymi przepisami techniczno-budowlanymi,

Polskimi Normami, Standardami Technicznymi oraz wewnętrznymi regulacjami obowiązującymi w PSG.

1.3.8. Projekt powinien zawierać szczegółowe parametry techniczne w zakresie proponowanych rozwiązań technologicznych, materiałów i urządzeń wraz ze wskazaniem podstawy ich doboru (przepis, norma, dyrektywa UE itp.).

1.3.9. W przypadku, gdy dany parametr lub wytyczne dotyczące zastosowanych materiałów lub parametrów pracy są określone w różny sposób w kilku przywołanych dokumentach normatywnych, projektant jest zobowiązany do jednoznacznego wskazania wytycznych z podaniem podstawy lub konieczności ich doboru. Ostateczna decyzja o wdrożeniu rozwiązania należy do PSG.

1.3.10. Zawartość dokumentacji projektowej.

1.3.10.1. Zawartość projektu budowlanego:

1.3.10.1.1. Projekt zagospodarowania terenu składający się w szczególności z:

- Podstawy opracowania,
- Przedmiotu i zakresu opracowania,
- Obszaru oddziaływania obiektu,
- Istniejących elementów zagospodarowania terenu,
- Projektowanych elementów zagospodarowania terenu,
- Zestawienia powierzchni oraz pozostałych parametrów poszczególnych części zagospodarowania (np. długość ogrodzenia),
- Ograniczeń w użytkowaniu terenu,
- Informacji dotyczących planu zagospodarowania terenu,
- Informacji dotyczących wpływu na środowisko,
- Klasyfikacji pod względem bhp i ppoż.,
- Charakterystyki warunków gruntowo-wodnych,
- Opisu sposobu postępowania z odpadami budowlanymi.

1.3.10.1.2. Część architektoniczna składająca się w szczególności z opisu:

- Technologii LNG,
- Instalacji sanitarnych,
- Instalacji elektrycznych, odgromowych i AKPiA,
- Oświetlenia,
- Elementów budowlanych stacji regazyfikacji LNG,
- Dróg, placów, ogrodzenia.

1.3.10.1.3. Informacja BIOZ,

1.3.10.1.4. Wszelkie niezbędne opinie, decyzje, pozwolenia, uzgodnienia,

1.3.10.1.5. Warunki ochrony przeciwpożarowej,

1.3.10.1.6. Przeznaczenie i program użytkowy projektowanego zadania,

1.3.10.1.7. Wpływ realizacji projektowanego zadania na środowisko,

1.3.10.1.8. Część rysunkowa zawierająca w szczególności:

- Projekt zagospodarowania terenu – stan istniejący,
- Projekt zagospodarowania terenu – stan projektowany,
- Projekt zagospodarowania terenu – strefy zagrożenia wybuchem,
- Schemat stacji regazyfikacji LNG,
- Schemat zbiornika LNG,
- Schemat parownic produkcyjnych,
- Schemat parownic odbudowy ciśnienia,
- Schemat technologiczny SRP,
- Fundamenty wanny bezpieczeństwa (rzuty oraz przekroje),
- Fundament zbiornika i parownicy obudowy ciśnienia,
- Fundament parownicy produktowej,
- Szczegóły ogrodzenia – przekrój,
- Przyłącze wodociągowe,
- Schemat zasilania elektrycznego stacji.

1.3.10.2. Zawartość projektu wykonawczego:

Projekt wykonawczy powinien uzupełnić i uszczegółwić projekt budowlany tak, aby była możliwość przygotowania SWZ, oferty przez wykonawcę oraz realizację robót. Projekt wykonawczy powinien zawierać rysunki wykonawcze sporządzone z dużą dokładnością i odpowiednią szczegółowością, potrzebne do późniejszego wykonania robót budowlanych. Rysunki wykonawcze stanowią załącznik do dokumentacji projektowej załączanej do SWZ lub przekazywanej wykonawcy robót po podpisaniu umowy.

Przy sporządzaniu projektu wykonawczego należy stosować zasadę spójności podstawowych treści projektu budowlanego. Każde odstępstwo wymaga ponownego procedowania zgodnie z zapisami prawa budowlanego.

Projekt wykonawczy powinien zawierać m.in. następujące składniki opisane poniżej:

- 1.3.10.2.1. Przywołanie projektu zagospodarowania terenu,
- 1.3.10.2.2. Część architektoniczna,
- 1.3.10.2.3. Szczegółowy opis technologii LNG dla instalacji regazyfikacji LNG,
- 1.3.10.2.4. Szczegółowy opis zaprojektowanych rozwiązań,
- 1.3.10.2.5. Projekt technologii robót,
- 1.3.10.2.6. Specyfikacje techniczne,
- 1.3.10.2.7. Rysunki wykonawcze,
- 1.3.10.2.8. Branża drogowa,

- 1.3.10.2.9. Branża elektryczna,
- 1.3.10.2.10. Branża AKPiA i telemetrii,
- 1.3.10.2.11. Branża teleinformatyczna, monitoringu CCTV i instalacji SSWiN.

1.4. BHP i PPOŻ

1.4.1. Wymagania ogólne

1.4.1.1. Podział SR LNG:

- SR LNG o ładowności do 50 ton,
- ZZR – Zakład Zwiększonego Ryzyka, do którego należą SR LNG o ładowności od 50 ton do 200 ton,
- ZDR – Zakład Dużego Ryzyka, do którego należą SR LNG o ładowności powyżej 200 ton.

1.4.1.2. Postępowanie w sytuacji awarii, w zależności od ładowności SR LNG, należy określić w:

- instrukcji eksploatacji SR LNG,
- instrukcji bezpieczeństwa pożarowego,
- dokumencie zabezpieczenia przed wybuchem,
- programie zapobiegania awariom (PZA) dotyczy ZZR i ZDR,
- wewnętrznym planie operacyjno-ratowniczym, który powinien być opracowany dla zakładu o dużym ryzyku wystąpienia poważnej awarii przemysłowej dla ilości (progowej) 200 ton.

Dokumenty należy aktualizować po każdej zmianie technologicznej lub gdy określają tak przepisy prawne.

1.4.1.3. Jeżeli pojemność magazynowa SR LNG przekracza wartość graniczną 50 ton na etapie projektowania lub podczas modyfikacji instalacji należy opracować plan bezpieczeństwa.

W planie bezpieczeństwa należy uwzględnić identyfikację ryzyka oraz odpowiednią ocenę konsekwencji wypadków. Należy również określić odpowiednie środki bezpieczeństwa oraz zasady postępowania w celu kontrolowania ryzyka powstania wypadków.

1.4.1.4. Podczas planowania lokalizacji SR LNG należy wziąć pod uwagę zagospodarowanie terenu, w tym: rozmieszczenie elementów stacji, możliwe zagrożenia, do których może dojść w wyniku awarii stacji, potrzeby związane z jej funkcjonowaniem i zabezpieczeniem przed dostępem osób nieupoważnionych.

1.4.1.5. Na terenie stacji należy wyznaczyć drogi komunikacyjne dla ruchu kołowego oraz pieszego, zapewniające swobodny dostęp do instalacji SR LNG i stanowiska rozładunku autocystern z LNG.

- 1.4.1.6. Na terenie SR LNG należy zapewnić zasilanie w energię elektryczną z możliwością zasilania awaryjnego dla systemów i urządzeń AKPiA, monitoringu CCTV, instalacja SSWiN oraz napędów elektrycznych zaworów sterowanych.
- 1.4.1.7. SR LNG należy wyposażyć w ochronę odgromową i elektrostatyczną, uziemienie zewnętrznych urządzeń technologicznych i połączeń wyrównawczych. Na stanowisku rozładowania autocysterny należy zamontować słupek z szyną uziemiającą do rozładowania autocysterny. Słupek musi znajdować się poza strefą zagrożenia wybuchem.
- 1.4.1.8. Na terenie SR LNG należy wyznaczyć i oznaczyć strefy zagrożenia wybuchem zgodnie z wymaganiami prawnymi.
- 1.4.1.9. Wszystkie elementy SR LNG powinny być:
- dobrane odpowiednio do realizacji celu, dla którego są przeznaczone,
 - w dobrym stanie technicznym,
 - nastawione na prawidłowe wartości ciśnienia i temperatury,
 - prawidłowo zainstalowane i zabezpieczone przed zanieczyszczeniami, płynami, zamarzaniem i innymi zjawiskami, które mogłyby zakłócić ich działanie.
- 1.4.1.10. Instalację SR LNG należy tak zaprojektować, aby zapewniała ona utrzymanie normalnych warunków pracy, w szczególności w sytuacji:
- gwałtownego spadku odbioru gazu z SR LNG,
 - braku odbioru gazu w dłuższym okresie,
 - tankowania zbiornika procesowego,
 - spadku temperatury zewnętrznej poniżej – 40 °C.
- 1.4.1.11. Teren SR LNG musi być odpowiednio oświetlony, zgodnie z odpowiednimi normami.
- 1.4.1.12. Na terenie SR LNG powinny być umieszczone w widocznym miejscu schematy technologiczne oraz instrukcje obsługi poszczególnych instalacji.
- 1.4.1.13. Wszystkie podstawowe urządzenia powinny być wyposażone w trwałe i czytelne tabliczki znamionowe. Wewnątrz obiektów technologicznych należy dodatkowo zamieścić następujące tablice informacyjne:
- a) oznaczyć ciąg roboczy i ciąg rezerwowy,
 - b) zaznaczyć pozycję „otwarcia” i „zamknięcia” armatury zaporowej w formie tabliczki „O” lub „Z”,
 - c) oznaczyć zakres dopuszczalnych ciśnień roboczych na manometrach.
- 1.4.2. Wymagania ppoż.
- 1.4.2.1. Dokumentacja i oznakowanie obiektu.
- 1.4.2.2. Wymagane dokumenty:
- a) Instrukcja eksploatacji SR LNG,
 - b) Instrukcja bezpieczeństwa pożarowego,

- c) Dokument zabezpieczenia przed wybuchem,
d) W przypadku ZDR należy opracować wewnętrzny plan operacyjno-ratowniczy.
- 1.4.2.3. W widocznym i łatwo dostępnym miejscu należy zaprojektować skrzynkę zawierającą Instrukcje Bezpieczeństwa Pożarowego.
- 1.4.2.4. Podczas projektowania i budowy SR LNG należy uwzględnić odpowiednie oznakowanie obiektu zgodnej z KIW, wg poniższej specyfikacji określonej w pkt. 1.6 niniejszych Zasad, zgodnej z KIW:
- 1.4.2.5. Na terenie obiektu należy zaprojektować - wyznaczyć drogi pożarowe oraz drogi ewakuacyjne, które muszą być oznakowane zgodnie z obowiązującymi normami.
- 1.4.2.6. Zgodnie z obowiązującymi przepisami SR LNG powinna być wyposażona w:
- a) urządzenia przeciwpożarowe:
- przeciwpożarowy wyłącznik prądu,
 - system detekcji metanu,
 - hydrant zewnętrzny,
 - przeciwpożarowy zbiornik wody (jeżeli jest wymagany).
- Urządzenia przeciwpożarowe powinny być poddawane przeglądom technicznym i czynnościom konserwacyjnym, w terminach zgodnych z zaleceniami producenta jednak nie rzadziej niż raz w roku.
- podręczny sprzęt gaśniczy.
- Wyposażenie SR LNG w podręczny sprzęt ppoż. powinno być zgodne z projektem budowlanym uzgodnionym z rzeczoznawcą ds. zabezpieczeń przeciwpożarowych. Gaśnice i koc gaśniczy należy umieścić w hermetycznych pojemnikach w celu zabezpieczenia przed wpływem warunków atmosferycznych.
- b) Stacja LNG winna znajdować się w zasięgu hydrantu zewnętrznego zlokalizowanego do 75 m od projektowanej stacji. Wymagane jest zapewnienie wydajności sieci wodociągowej do przeciwpożarowego zaopatrzenia w wodę do zewnętrznego gaszenia pożaru dla stacji LNG w ilości 10 dm³/s.
- 1.4.2.7. Należy zaprojektować stacjonarny system detekcji gazu (do wykrywania i sygnalizacji wzrostu stężenia metanu na instalacji SR LNG), który powinien spełniać zadania wyszczególnione w tabeli 3.

Tabela 3. Wymagania dla systemu detekcji.

Próg alarmowy i wartość graniczna CH ₄ (metanu)	Rodzaj sygnału	Podejmowane działania - sterowanie urządzeniami wykonawczymi
I - 20% DGW	sygnał akustyczny, sygnał optyczny	Dokonać kontroli szczelności na połączeniach rozłącznych. Usunąć usterkę.
II-40% DGW	sygnał akustyczny, sygnał optyczny	Wstrzymać pracę stacji. Zamknąć zawory fazy płynnej i gazowej ze zbiornika oraz zawory na kolektorze do parownic atmosferycznych. Usunąć usterkę.

1.4.2.8. Strefa zagrożenia wybuchem

Klasyfikację stref zagrożenia wybuchem reguluje *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* zgodnie z ATEX. Strefy zagrożenia wybuchem stacji gazowej należy wyznaczać w oparciu o *Standard Techniczny ST-IGG-0401:2015*. Obszary niebezpieczne klasyfikowane do stref zagrożenia wybuchem dla przewidywalnych źródeł uwolnienia (emisji) gazu dla instalacji regazyfikacji należy wyznaczać w oparciu o normę *PN-EN IEC 60079-10-1*. SR LNG należy zakwalifikować do grupy obiektów, w których w warunkach normalnych, występują oznaczenia stref i kategorie urządzeń, podane w Tabeli 4.

Tabela 4. Klasyfikacja stref zagrożenia

Rodzaj zagrożenia	Opis zagrożenia	Oznaczenie strefy	Kategoria urządzenia	Występowanie atmosfery wybuchowej
G	Gazy, ciecze i ich opary	0	1	występuje stale, często lub utrzymuje się przez długi okres
		1	2	może czasami wystąpić w trakcie normalnego działania
		2	3	nie występuje w normalnych warunkach pracy, jeżeli wystąpi, to przez krótki okres

1.4.2.9. Ewakuacja

- a) Należy zaprojektować rozwiązania w zakresie ewakuacji z każdego miejsca w obiekcie przeznaczonym do przebywania ludzi. Zapewnia się odpowiednie warunki ewakuacji, umożliwiające szybkie i bezpieczne opuszczanie strefy zagrożonej lub objętej pożarem, dostosowane do liczby i stanu sprawności osób przebywających w obiekcie oraz jego funkcji, konstrukcji i wymiarów, a także zastosowanie technicznych środków zabezpieczenia przeciwpożarowego;
- b) Należy zapewnić drogi ewakuacyjne ze wszystkich pomieszczeń obiektu budowlanego stacji, w których mogą przebywać pracownicy, umożliwiające szybkie wydostanie się pracowników na otwartą przestrzeń (do strefy bezpiecznej poza ogrodzeniem stacji). Drogi ewakuacyjne oraz dojścia do nich prowadzące nie mogą być zastawiane;
- c) W ogrodzeniu Stacji Regazyfikacji Skroplonego LNG należy zaprojektować bramkę ewakuacyjną, która nie może być zamknięta na klucz w czasie, gdy na stacji przebywają ludzie. Bramka winna być usytuowana w miarę możliwości przy bramie wjazdowej na teren stacji;
- d) Wymagania dla dróg ewakuacyjnych i warunki ewakuacji określają przepisy techniczno-budowlane i dotyczące ochrony przeciwpożarowej;
- e) Drzwi wejściowe i okna otwierane w pomieszczeniach, w których są zlokalizowane urządzenia technologiczne i urządzenia do nawaniania gazu ziemnego nie powinny być umieszczone po tej samej stronie obudowy lub budynku stacji gazowej co drzwi i okna innych pomieszczeń. Drzwi wejściowe powinny otwierać się na zewnątrz i być wyposażone od wewnątrz w zamki antypaniczne oraz w blokadę zabezpieczającą przed ich zamknięciem, uniemożliwiającym wyjście z pomieszczenia.

1.4.3. Instalacja ppoż. SR LNG (dla stacji > 50 t LNG)

- 1.4.3.1. Zgodnie z wymogami zawartymi w *Ustawie z dnia 24 sierpnia 1991 r. o ochronie przeciwpożarowej* projekt budowlany obiektu SR LNG jako istotnego ze względu na konieczność zapewnienia ochrony życia, zdrowia, mienia lub środowiska przed pożarem, klęską żywiołową lub innym miejscowym zagrożeniem wymaga uzgodnienia z rzeczoznawcą do spraw zabezpieczeń przeciwpożarowych pod względem zgodności z wymaganiami ochrony przeciwpożarowej.
- 1.4.3.2. Wymagania szczegółowe w odniesieniu do instalacji przeciwpożarowych są zależne od ładowności SR LNG.
- 1.4.3.3. W przypadku stacji, dla których jest wymagany monitoring należy zapewnić systemy bezpieczeństwa i instalacje ppoż. które powinny umożliwić nadzorowanie procesu regazyfikacji i sygnalizację powstania zagrożeń lub awarii w instalacji SR LNG powodujących:
 - a) Wystąpienie stężenia metanu w atmosferze powyżej ustalonych progów alarmowych,

- b) Wystąpienie niskich temperatur np. poniżej $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$ na stanowisku rozładunku LNG wskutek awaryjnego wycieku LNG,
- c) Wystąpienie pożaru sygnalizowane przez system sygnalizacji pożarowej, powodujący uruchomienie systemu ESD zapewniającego bezpieczne zatrzymanie procesu w przypadku zagrożenia.
- 1.4.3.4. Wymagania projektowe powinny zapewniać zachowanie odpowiednich odległości pomiędzy podstawowymi urządzeniami technologicznymi SR LNG oraz jej otoczeniem tak, aby w przypadku wycieku, zminimalizować stężenie odparowanego LNG w powietrzu oraz przeciwdziałać w przypadku pożaru, negatywnemu oddziaływaniu na otoczenie promieniowania termicznego oraz przyrostu ciśnienia.
- 1.4.3.5. Prawdopodobieństwo wystąpienia wybuchu lub pożaru, w zależności od SR LNG w ramach zastosowanych urządzeń oraz instalacji należy ograniczać w szczególności przez:
- Stosowanie obudowy armatury obiektowej i oświetlenia w wykonaniu przeciwwybuchowym i iskrobezpiecznym,
 - Stosowanie instalacji wyrównywania potencjałów i uziemienia,
 - Wymaganie uziemienia cysterny transportowej w trakcie rozładunku i załadunku,
 - Zastosowanie indywidualnej ochrony odgromowej dla zbiorników i parownic,
 - Stosowanie monitoringu przeciwpożarowego i detektorów gazu.
- 1.4.3.6. Obiekt SR LNG o dużej ładowności powinien być wyposażony również w instalacje piany lekkiej do pokrywania powierzchni wycieku LNG, powstałego w wyniku awarii, w celu spowolnienia procesu odparowania LNG.
- 1.4.3.7. Zastosowana instalacja powinna być wyposażona co najmniej w generatory piany i kolektory umożliwiające podłączenie do nich zasilania z samochodów gaśniczych jednostek ochrony przeciwpożarowej.
- 1.4.3.8. SR LNG powinna mieć zapewniony dostęp wody do zewnętrznego gaszenia pożarów, zgodnie z przepisami ochrony przeciwpożarowej. Wymagane jest zapewnienie wydajności sieci wodociągowej do przeciwpożarowego zaopatrzenia w wodę do zewnętrznego gaszenia pożaru dla stacji LNG w ilości $10\text{ dm}^3/\text{s}$.

1.5. Uwarunkowania środowiskowe

- 1.5.1. Stacje regazyfikacji LNG (niezależnie od pojemności zbiornika do 10 m^3 oraz powyżej 10 m^3) klasyfikuje się jako przedsięwzięcia mogące potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko zgodnie z *Rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko*.
- 1.5.2. Inwestor jest zobowiązany uzyskać decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach zgodnie z art. 71 ust. 2 *Ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko* dla przedmiotowego przedsięwzięcia.

- 1.5.3. Zadaniem decyzji środowiskowej jest ukształtowanie planowanego przedsięwzięcia w taki sposób, aby w jak najmniejszym stopniu mogło pogorszyć stan otoczenia. Określone w niej są warunki środowiskowe, przy spełnieniu których planowane przedsięwzięcie może być realizowane.
- 1.5.4. W zależności od klasyfikacji przedsięwzięcia wymagane jest opracowanie karty informacyjnej przedsięwzięcia (KIP) lub raportu o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko.
- 1.5.5. Dla przedsięwzięć, które mogą potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko - wymagana jest KIP, natomiast dla przedsięwzięć mogących zawsze znacząco oddziaływać na środowisko - wymagany jest raport o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko.
- 1.5.6. Informacje zawarte w opracowanej KIP powinny być zgodne z kryteriami, o których mowa w art. 63 ust. 1 *Ustawy 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.*
- 1.5.7. Organ właściwy do wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach stwierdza w postanowieniu, czy zachodzi konieczność przeprowadzenia oceny oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko i konieczność sporządzenia w tym celu raportu o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko.
- 1.5.8. Ocenę oddziaływania na środowisko (OOS) przeprowadza się w ramach postępowania w sprawie wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach i może ona nastąpić w przypadku, gdy:
- organ właściwy do wydania decyzji środowiskowej stwierdza w postanowieniu, że zachodzi taka konieczność;
 - planowana inwestycja kwalifikuje się jako przedsięwzięcie mogące zawsze znacząco oddziaływać na środowisko zgodnie z *Rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko*, co powoduje konieczność przygotowania raportu o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko w pełnym zakresie.
- 1.5.9. Realizacja przedsięwzięć innych niż określone jako mogące zawsze znacząco oddziaływać na środowisko lub potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko, które mogą znacząco oddziaływać na obszar Natura 2000, a które nie są bezpośrednio związane z ochroną tego obszaru lub nie wynikają z tej ochrony, może wymagać przeprowadzenia oceny oddziaływania na obszar Natura 2000.
- 1.5.10. Ocena oddziaływania na środowisko jest dokumentem, którego celem jest zbadanie, jak dane przedsięwzięcie będzie oddziaływać na dane komponenty środowiska (powietrze, woda, gleba) lub na formy ochrony przyrody oraz ustalenie sposobów zapobiegania, ograniczania lub minimalizowania skutków realizacji planowanej inwestycji.

- 1.5.11. W przypadku stwierdzenia konieczności przeprowadzenia oceny oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko wymagane jest sporządzenie raportu o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko zgodnie z *Ustawą 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*.
- 1.5.12. Informacje zawarte w opracowanym raporcie przedsięwzięcia powinny być zgodne z kryteriami, o których mowa w art. 66 *Ustawy 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*.
- 1.5.13. Raport o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko powinien uwzględniać oddziaływanie inwestycji na wszystkich jego etapach: realizacji, eksploatacji oraz likwidacji.
- 1.5.14. Kwalifikacji instalacji do Zakładu Zwiększonego Ryzyka (ZZR)/ Zakładu Dużego Ryzyka (ZDR) dokonuje się na podstawie *Rozporządzenia Ministra Rozwoju z dnia 29 stycznia 2016 r. w sprawie rodzajów i ilości znajdujących się w zakładzie substancji niebezpiecznych, decydujących o zaliczeniu zakładu do zakładu o zwiększonym lub dużym ryzyku wystąpienia poważnej awarii przemysłowej*.

Tabela 5. Rodzaje i ilości substancji niebezpiecznych z uwzględnieniem ich nazw i oznaczeń numerycznych

Nazwy substancji niebezpiecznych	Numer CAS (Chemical Abstract Service)	Ilości (progowe) substancji niebezpiecznych decydujące o zaliczeniu zakładu do zakładu o:	
		zwiększonym ryzyku [Mg]	dużym ryzyku [Mg]
Łatwopalne gazy ciekłe, kategoria 1 lub 2 (w tym gaz płynny) i gaz ziemny	-	50	200

1.5.15. W przypadku, gdy instalacja jest zakwalifikowana jako ZZR lub ZDR to zgodnie z *Ustawą z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo Ochrony Środowiska* prowadzący zakład ma obowiązek:

- sporządzić program zapobiegania poważnym awariom przemysłowym, zwany dalej „programem zapobiegania awariom”,
- zgłosić zakład właściwemu organowi Państwowej Straży Pożarnej,
- wdrożyć program zapobiegania awariom za pomocą systemu zarządzania bezpieczeństwem,
- aktualizować program zapobiegania awariom co najmniej raz na 5 lat, w przypadku potrzeby zmian uzasadniających względy bezpieczeństwa wynikające ze zmiany

stanu faktycznego, postępu naukowo-technicznego lub analizy zaistniałych awarii przemysłowych.

1.5.16. Prowadzący zakład o zwiększonym ryzyku lub zakład o dużym ryzyku jest zobowiązany do opracowania i wdrożenia systemu zarządzania bezpieczeństwem, gwarantującego odpowiedni do zagrożeń poziom ochrony ludzi i środowiska, stanowiącego element ogólnego systemu zarządzania zakładem.

1.5.16.1. System ten uwzględnia zagrożenia awariami przemysłowymi i złożoność organizacji w zakładzie oraz jest oparty na ocenie ryzyka.

1.5.16.2. System ten obejmuje strukturę organizacyjną, zakres odpowiedzialności, procedury, procesy oraz zasoby konieczne do określenia oraz wdrożenia programu zapobiegania awariom.

1.5.17. W przypadku, gdy instalacja jest zakwalifikowana do ZDR to zgodnie z *Ustawą z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo Ochrony Środowiska* prowadzący zakład ma obowiązek opracowania raportu o bezpieczeństwie.

1.5.18. Raport o bezpieczeństwie powinien wykazać, że:

- prowadzący zakład o dużym ryzyku jest przygotowany do stosowania programu zapobiegania awariom i do zwalczania awarii przemysłowych,
- zakład spełnia warunki do wdrożenia systemu bezpieczeństwa, o którym mowa w art. 252 *Ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo Ochrony Środowiska*,
- zostały przeanalizowane możliwości wystąpienia awarii przemysłowej i podjęto środki konieczne do zapobieżenia im,
- zostały zachowane zasady bezpieczeństwa oraz prawidłowego projektowania, wykonania i utrzymywania instalacji, w tym magazynów, urządzeń, z wyłączeniem środków transportu, i infrastruktury, związanej z działaniem mogącym powodować ryzyko wystąpienia awarii,
- został opracowany wewnętrzny plan operacyjno-ratowniczy oraz dostarczono komendantowi wojewódzkiemu Państwowej Straży Pożarnej informacje do opracowania zewnętrznego planu operacyjno-ratowniczego,
- zawarto w nim niezbędne informacje dla celów planowania i zagospodarowania przestrzennego.

1.5.19. Prowadzący zakład o dużym ryzyku jest obowiązany do przedłożenia raportu o bezpieczeństwie komendantowi wojewódzkiemu Państwowej Straży Pożarnej i wojewódzkiemu inspektorowi ochrony środowiska w następujących terminach:

- co najmniej na 30 dni przed dniem uruchomienia zakładu nowego lub jego części,
- 2 lat od dnia zaliczenia zakładu innego do zakładu o dużym ryzyku.

1.5.20. Prowadzący zakład o dużym ryzyku, co najmniej raz na 5 lat, dokonuje analizy raportu o bezpieczeństwie i wprowadza w nim uzasadnione zmiany.

1.5.21. Prowadzący zakład o dużym ryzyku jest obowiązany do:

- opracowania wewnętrznego planu operacyjno-ratowniczego, a w razie zagrożenia awarią przemysłową lub jej wystąpienia – do niezwłocznego przystąpienia do jego realizacji,
- dostarczenia komendantowi wojewódzkiemu Państwowej Straży Pożarnej informacji niezbędnych do opracowania zewnętrznego planu operacyjno-ratowniczego, z uwzględnieniem transgranicznych skutków awarii przemysłowych,
- pokrycia kosztów opracowania i zmiany zewnętrznego planu operacyjno-ratowniczego.

1.5.22. Prowadzący zakład o dużym ryzyku jest obowiązany do przedłożenia komendantowi wojewódzkiemu Państwowej Straży Pożarnej wewnętrznego planu operacyjno-ratowniczego w następujących terminach:

- co najmniej na 30 dni przed dniem uruchomienia zakładu nowego lub jego części,
- 2 lat od dnia zaliczenia zakładu innego do zakładu o dużym ryzyku.

1.5.23. Każdy, kto zamierza prowadzić lub prowadzi zakład o zwiększonym ryzyku lub o dużym ryzyku, jest obowiązany do zapewnienia, aby zakład ten był zaprojektowany, wykonany, prowadzony i likwidowany w sposób zapobiegający awariom przemysłowym i ograniczający ich skutki dla ludzi oraz środowiska.

1.5.24. Stacje Regazyfikacji LNG zakwalifikowane do przedsięwzięć mogących potencjalnie lub zawsze znacząco oddziaływać na środowisko powinny być zgłaszane do Wojewódzkiego Inspektoratu Ochrony Środowiska (WIOŚ) na 30 dni przed rozpoczęciem eksploatacji zgodnie art. 76 ust. 4 *Ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo Ochrony Środowiska*.

1.5.25. Inwestor jest obowiązany poinformować wojewódzkiego inspektora ochrony środowiska o planowanym terminie:

- oddania do użytkowania nowo zbudowanego lub przebudowanego obiektu budowlanego, zespołu obiektów lub instalacji,
- zakończenia rozruchu instalacji, jeżeli jest on przewidywany.

1.6. Oznakowanie stacji

1.6.1. Każdy obiekt stacji regazyfikacji LNG należy wyposażyć w tablice informacyjne i ostrzegawcze.

1.6.2. Szczegółowe wymagania w zakresie stosowania tablic informacyjnych właściciela lub zarządcy obiektu zostały określone w obowiązującej regulacji pn. „Księga Identyfikacji Wizualnej w PSG sp. z o.o.”

1.6.3. Zamieszczone na tablicy numery identyfikacyjne obiektu powinny być przyporządkowane do stacji regazyfikacji LNG.

1.6.4. Nadanie numeru identyfikacyjnego dla obiektu należy do obowiązków eksploatującego.

- 1.6.5. Wymagania w zakresie numerowania zostały określone w Załączniku nr 5 do *Zasad eksploatacji stacji gazowych i zespołów gazowych na przyłączy*.
- 1.6.6. Tablice informacyjne właściciela lub zarządcy obiektu powinny zostać zamontowane na froncie ogrodzenia, wzdłuż głównego ciągu komunikacyjnego, zgodnie z zasadą jedna tablica na jeden obiekt.
- 1.6.7. Dopuszcza się stosowanie dodatkowych tablic lub znaków informacyjnych takich jak:
- obiekt monitorowany,
 - zakaz parkowania na podjazdach na terenie stacji,
 - tablice informacyjne dla obiektów realizowanych w ramach projektów współfinansowanych ze środków Unii Europejskiej w zakresie wymogów związanych z oznakowaniem informacyjno-promocyjnym,
 - identyfikator wizerunkowy PSG umieszczony na zbiorniku kriogenicznym,
 - inne niewymienione.
- 1.6.8. Tablice ostrzegawcze powinny zawierać, co najmniej:
- informację ostrzegawczą o rodzaju zagrożenia "Uwaga gaz",
 - zakaz wstępu osobom nieupoważnionym,
 - zakaz używania otwartego ognia,
 - zakaz palenia tytoniu,
 - zakaz używania urządzeń powodujących iskrzenie, w tym telefonów komórkowych,
 - znak informacyjny o strefie zagrożenia wybuchem np. "Strefa zagrożenia wybuchem 2",
 - ogólny znak ostrzegawczy - ostrzeżenie o niebezpieczeństwie,
 - znak ostrzegawczy informujący o możliwości wystąpienia atmosfery wybuchowej EX.
 - ostrzeżenie przed niską temperaturą - warunkami zamarzania.
- 1.6.9. Dla wyżej wymienionych wymagań dopuszcza się stosowanie wspólnej tablicy ostrzegawczej.



Rys. 1 Przykład tablicy ostrzegawczej.

- 1.6.10. Znaki ostrzegawcze umieszcza się na każdym boku ogrodzenia, a w przypadku ich braku na stalowej konstrukcji od strony przyległych ciągów komunikacyjnych.
- 1.6.11. W przypadku braku dostępu do sąsiadującej działki dopuszcza się umieszczenie tablicy ostrzegawczej od wewnętrznej strony ogrodzenia na stalowej konstrukcji.
- 1.6.12. Obudowy złączy kablowych, rozdzielnic oraz słupy oświetleniowe powinny posiadać stosowne ostrzeżenia przed napięciem elektrycznym oraz identyfikować miejsce wyłącznika głównego energii elektrycznej na obiekcie.
- 1.6.13. Wszystkie złącza kontrolno–pomiarowe instalacji uziemiającej należy wyposażyć w aluminiowe tabliczki z podanym numerem złączy (np. ZK1, ZK2, itd.).
- 1.6.14. Aluminiowe tabliczki złączy kontrolnych powinny być numerowane w sposób trwały bez stosowania zamiennych rozwiązań malowania lub naklejania ich numeracji.
- 1.6.15. W celu prawidłowej identyfikacji złączy kontrolnych do badań numeracja instalacji uziemiającej stacji regazyfikacji LNG nie powinna się powtarzać z numeracją złączy kontrolnych stacji gazowej.
- 1.6.16. Pozycję otwarcia bądź zamknięcia armatury odcinającej na instalacji regazyfikacji LNG należy oznaczyć w formie tabliczek „O” lub „Z”.
- 1.6.17. Wzory znaków ostrzegawczych do stosowania przedstawiono w Załączniku nr 3 do *Zasad wizualizacji stacji, zespołów gazowych oraz naziemnych układów gazowych*.

1.7. Zagospodarowanie terenu

- 1.7.1. Plan Zagospodarowania Terenu w dalszej części oznaczany jako PZT stanowiący integralną część projektu zagospodarowania działki należy sporządzić na aktualnej mapie do celów projektowych w skali 1:500.
- 1.7.2. Na rysunku należy wskazać obręb opracowania, granicę działki inwestora, lokalizację działki względem sąsiednich działek oraz stron świata. Należy również wskazać drogę dojazdową oraz jej nośność.
- 1.7.3. Oznaczenia poszczególnych elementów powinny być zgodne z zapisami Polskich Norm. Nazwy oraz opisy zastosowane, a nie ujęte w Polskich Normach, powinny być jednoznaczne. Należy unikać powtarzania numeracji powtarzalnych elementów umieszczonych na PZT. Elementy przeznaczone do rozbiórki należy w miarę możliwości zobrazować na PZT – jeżeli nakładają się one na nowoprojektowane obiekty uniemożliwiając jednoznaczną interpretację dopuszcza się przedstawienie ich na osobnym podkładzie w skali 1:500. Na PZT należy również zaznaczyć i opisać istniejące obiekty zgodnie z ich przeznaczeniem.
- 1.7.4. Wszystkie elementy naniesione na PZT muszą mieć odzwierciedlenie w legendzie.
- 1.7.5. W przypadku konieczności wykonania dodatkowych rysunków np. w celu poprawy czytelności PZT należy do dokumentacji dołączyć rysunek koordynacyjny.

1.8. Rozmieszczenie obiektów kubaturowych

- 1.8.1. Zgodnie z *Rozporządzeniem Ministra Transportu, Budownictwa i Gospodarki Morskiej z dnia 25 kwietnia 2012 r. w sprawie ustalenia geotechnicznych warunków posadowienia obiektów budowlanych* należy opracować „Opinię geotechniczną badań podłoża gruntowego” określającą warunki gruntowo-wodne planowanej inwestycji.
- 1.8.2. Przed przystąpieniem do projektowania inwestycji należy sprawdzić w MPZP możliwość wykonania inwestycji zwracając szczególną uwagę na wymagania wysokościowe i powierzchnię zabudowy, co będzie skutkowało doбором urządzeń stacji.
- 1.8.3. Obiekty kubaturowe należy rozmieszczać uwzględniając realizację czynności eksploatacyjnych, a w szczególności możliwość dojazdu autocysterny tankującej do miejsca tankowania. Obiekty kubaturowe należy oznaczać w sposób umożliwiający jednoznaczne rozróżnienie obiektów istniejących od projektowanych oraz obiektów planowanych do wyburzenia. Należy oznaczyć na planie ilość kondygnacji, charakterystyczne rzędne, wejścia oraz wyjścia z obiektów.

1.9. Lokalizacja obiektów liniowych

- 1.9.1. PZT powinien określać lokalizację obiektów liniowych, w tym: sieci i przyłącza wodociągowe, gazowe, kanalizacyjne, elektryczne, telekomunikacyjne oraz elementy służące do odprowadzenia wód opadowych. Wszystkie projektowane elementy liniowe powinny nawiązywać do istniejącej infrastruktury zewnętrznej. Jeżeli nie ma w pobliżu elementów infrastruktury liniowej, do której będzie można włączyć projektowane media - należy taką informację zamieścić na PZT.
- 1.9.2. Zaleca się w miarę możliwości prowadzenie elementów liniowych wzdłuż projektowanych ciągów komunikacyjnych.
- 1.9.3. Trasę wszystkich obiektów liniowych powinien wyznaczyć uprawniony geodeta.
- 1.9.4. Zewnętrzne przeciwpożarowe zaopatrzenie w wodę powinno być zrealizowane poprzez hydrant o wydajności 10 dm³/s usytuowanego nie dalej aniżeli 75 m od stacji LNG, zgodnie z *Rozporządzeniem Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji z dnia 24 lipca 2009 r. w sprawie przeciwpożarowego zaopatrzenia w wodę oraz dróg pożarowych*.
- 1.9.5. Usytuowanie obiektów powinno spełniać wymogi zawarte w *Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 26 kwietnia 2013 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie*.

1.10. Odprowadzenie wód opadowych

- 1.10.1. Teren stacji powinien być dobrze wypoziomowany i pozbawiony zagłębień lub szczelin, aby w razie wycieku LNG nie nastąpiło rozplątanie się ciekłego metanu w miejsca niepożądane, w szczególności do przestrzeni zamkniętych, tj. kanałów instalacji kanalizacyjnej itp. Zaleca się, aby wody opadowe i roztopowe z terenu stacji były

odprowadzane grawitacyjnie poprzez naturalne ukształtowanie terenu powierzchniowo na tereny zielone lub na tereny wyłożone agrowłókniną i wysypane grysem.

1.10.2. W przypadku odprowadzania do wód lub do urządzeń wodnych – wód opadowych lub roztopowych, ujętych w otwarte lub zamknięte systemy kanalizacji deszczowej służące do odprowadzania opadów atmosferycznych albo w systemy kanalizacji zbiorczej w granicach administracyjnych miast wymagane jest uzyskanie decyzji administracyjnej (pozwolenia wodno-prawnego) właściwego organu zgodnie z postanowieniami *Ustawy z dnia 20 lipca 2017 r. Prawo Wodne*.

1.10.3. Na PZT należy umieścić informację o sposobie odprowadzenia wód opadowych z terenu stacji.

1.11. Drogi i place

1.11.1. Na PZT należy umieścić i opisać wszystkie projektowane drogi wewnętrzne oraz chodniki począwszy od nawiązania do drogi publicznej umożliwiającej dojazd na teren projektowanej stacji autocysterny tankującej.

1.11.2. Drogi wewnętrzne należy zaprojektować tak, aby umożliwić swobodny manewr autocysterną.

W szczególnych przypadkach po wcześniejszym uzgodnieniu z inwestorem dopuszcza się możliwość tankowania spoza ogrodzenia – wówczas stanowisko tankowania należy umiejscowić w taki sposób, aby odległość od miejsca postojowego dla cysterny była nie większa niż 0,7 standardowej długości węża do tankowania.

1.11.3. Należy zaprojektować ciągi komunikacyjne wokół wszystkich naziemnych elementów znajdujących się na PZT wraz z dojazdami do wszystkich elementów infrastruktury wymagających realizacji czynności eksploatacyjnych.

1.11.4. Drogę wewnętrzną, po której będzie poruszała się autocysterna dostarczająca LNG należy wykonać z kostki betonowej lub innej nawierzchni o odpowiedniej grubości na podbudowie umożliwiającej przenoszenie obciążeń wynikłych z przemieszczania się autocysterny (min. 40 ton) o odpowiednim promieniu skrętu umożliwiającym manewrowanie zestawem kołowym. Układ drogowy ma być zgodny z *Rozporządzeniem Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji z dnia 24 lipca 2009 r. w sprawie przeciwpożarowego zaopatrzenia w wodę oraz dróg pożarowych*. Wokół obiektów technologicznych należy zaprojektować opaskę chodnikową o szerokości min. 1,2 m, umożliwiającą prawidłową komunikację i eksploatację urządzeń. Pozostały teren stacji LNG należy wyłożyć co najmniej 10 mm warstwą grysu na agrowłókninie, zapobiegającej przerastaniu chwastów (jednocześnie umożliwiając odprowadzenie wód opadowych do gruntu) - w zakresie uzgodnionym ze Zleceniodawcą. Wszystkie ciągi komunikacyjne należy oznaczyć podając rodzaj nawierzchni.

1.12. Strefy zagrożenia wybuchem

1.12.1. Na PZT należy nanieść wszystkie strefy zagrożenia wybuchem oznaczając odpowiednio na legendzie każdą z nich.

1.12.2. Należy wyznaczyć minimalną odległość od zbiornika do miejsc chronionych poza terenem stacji np. obszarów zabudowy, strefę ograniczonego dostępu oraz strefy zagrożenia wybuchem. Strefy ograniczonego dostępu i strefy zagrożenia wybuchem powinny zawierać się w ogrodzeniu stacji. W strefie zagrożenia wybuchem wszystkie zamontowane urządzenia powinny być w wykonaniu iskrobezpiecznym. Wielkość stref zagrożenia wybuchem należy wyznaczyć zgodnie z punktem 1.4.2.8 niniejszych Zasad.

1.12.3. PZT z naniesionymi strefami powinien być zatwierdzony przez rzeczoznawcę ds. zabezpieczeń przeciwpożarowych.

1.13. Ogrodzenie

1.13.1. Na PZT należy nanieść ogrodzenie, w legendzie wpisując jego wysokość, długość i proponowane rozwiązanie standardowe zgodne z przyjętymi w PSG standardami.

1.13.2. Ogrodzenie należy wykonać jako systemowe z paneli ogrodzeniowych na podmurówce betonowej wysokości 30 cm. Wysokość ogrodzenia powinna wynosić min. 1,80 m i max. 2,2 m. Bramę wjazdową i furtkę wykonać w tej samej technologii. Furtka powinna mieć szerokość 1,2 m, natomiast brama wjazdowa powinna umożliwić swobodny wjazd cysterny z LNG i spełniać wymogi drogi pożarowej. Elementy ogrodzenia stacji regazyfikacji LNG powinny być w kolorze RAL 6005.

1.13.3. Całość wykonać zgodnie z *Zasadami wizualizacji stacji, zespołów gazowych oraz naziemnych układów gazowych*.

2. Wymagania dla stacji regazyfikacji LNG

2.1. Zbiornik LNG

2.1.1. Parametry zbiornika

Ciśnieniowy kriogeniczny zbiornik do procesowego składowania LNG powinien spełniać wymagania normy PN-EN ISO 21009-2.

Zbiornik powinien być wykonany jako dwupłaszczowy. Płaszcz wewnątrz wykonany ze stali austenitycznej, natomiast płaszcz zewnętrzny wykonany ze stali węglowej.

Zbiorniki mogą występować jako pionowe lub poziome w zależności od potrzeb w danej lokalizacji oraz MPZP. W PSG preferowany jest zbiornik pionowy.

Zbiornik powinien być fabrycznie wyposażony w armaturę odcinającą i zabezpieczającą.

Parametry ciśnienia wejściowego i temperatury zbiornika:

- Maksymalne ciśnienie robocze 1,6 MPa,
- Ciśnienie robocze 0,4 – 0,8 MPa,
- Temperatura składowanego w zbiorniku LNG od ok -165 °C do -135 °C,

- Zakres temperatur projektowych pracy zbiornika:
 - zbiornik wewnętrzny od -196 °C do -135 °C,
 - zbiornik zewnętrzny od -40 °C do +50 °C,
- Kolor lakieru zbiorników: RAL 9016 lub RAL 9010.

Zbiornik powinien być wykonany wraz z orurowaniem niezbędnym do współpracy z pozostałą częścią instalacji kriogenicznej, a oprzyrządowanie zbiornika powinno być przystosowane do pracy w warunkach kriogenicznych i ciśnieniowych.

Wytrzymałość wsporników konstrukcyjnych zbiornika oraz jego konstrukcja powinny uwzględniać obciążenia:

- występujące podczas eksploatacji i transportu,
- instalacji przyłączonej do zbiornika,
- będące efektem warunków atmosferycznych w danej lokalizacji,
- termiczne w przypadku pożaru, jak również oddziaływania niskich temperatur w przypadku wycieku LNG.

Zbiornik procesowy powinien posiadać izolację zapewniającą jak najmniejszy stopień zgazowania LNG w odniesieniu do ładowności roboczej zbiornika (NER). Wartość ta nie powinna przekraczać 0,2% LNG na dobę.

Przewody do tankowania należy zaprojektować jako elastyczne, wg normy PN-EN 13766.

Średnica króćca przyłączeniowego przewodu do tankowania LNG DN40.

2.1.2. Armatura zbiornika

Układ instalacji około zbiornikowej powinien zapewniać bezawaryjną pracę stacji regazyfikacji dla założonej projektowanej przepustowości bez zrzutów gazu do atmosfery.

Instalacja około zbiornikowa oraz zawory bezpieczeństwa powinny być wykonane z materiałów odpornych na działanie skrajnie niskich temperatur (temperatury właściwe dla LNG oraz schłodzenia zbiornika z wykorzystaniem ciekłego azotu podczas jego rozruchu eksploatacyjnego).

Ciśnieniowe zbiorniki kriogeniczne powinny być wyposażone w instalację rurową, linie technologiczne i armaturę gwarantującą bezpieczeństwo pracy SR LNG, a w szczególności:

- manometr do pomiaru ciśnienia gazu z przetwornikiem ciśnienia,
- poziomowskaz wskazujący poziom LNG w zbiorniku (wykonany w oparciu o pomiar różnicy ciśnień z układem przeliczającym i manometrem różnicy ciśnień lub wykonany w innej technologii pomiaru poziomu),
- układy sygnalizujące przekroczenie górnego – maksymalnego i dolnego – minimalnego poziomu napełnienia zbiornika,

- pomiar temperatur LNG w zbiorniku w dwóch strefach zbiornika, tj. dolnej – temperatura LNG, górnej – temperatura BOG,
- zawory bezpieczeństwa zabezpieczające zbiornik w przypadku niekontrolowanego wzrostu ciśnienia,
- zawory odcinające z głównym zaworem przystosowanym do zdalnego sterowania,
- ręczne zawory odcinające,
- linię technologiczną przelewu przy osiągnięciu max. wypełnienia LNG,
- oddzielną, poza ww. linię przelewu do czujnika fazy ciekłej,
- możliwość napełniania dolnego i górnego,
- linię wyjściową – do parownic produkcyjnych,
- linię do manometru i poziomowskazu (faza gazowa),
- linię do poziomowskazu (faza ciekła),
- linię do parownicy odbudowy ciśnienia z regulatorem ciśnienia przed lub za parownicą odbudowy ciśnienia,
- króciec do poboru próbki LNG zakończony zaworem i zaślepką,
- zawór odcinający dopływ LNG (faza ciekła) podczas tankowania,
- linię z parownicy własnej – odbudowy ciśnienia,
- linię ekonomizera – ekonomizer niezależny od regulatora ciśnienia,
- linię do kontroli i poprawy próżni,
- linię regulatora wrzenia,
- linię odprowadzenia fazy gazowej ze zbiornika na parownice produkcyjne,
- zbiorniki wyposażone w armaturę pozwalającą na połączenie przestrzeni gazowych współpracujących zbiorników,
- zbiorniki wyposażone w armaturę pozwalającą na połączenie przestrzeni fazy ciekłej współpracujących zbiorników.

Dopuszcza się, aby zbiornik lub jeden ze zbiorników wyposażyć w niezależną linię przeładunku LNG do zbiorników mobilnych/autocysterny.

2.1.3. Parownice odbudowy ciśnienia (PBU)

Parownica odbudowy ciśnienia powinna być zabudowana jako odrębny, wolnostojący element (obok zbiornika) lub zintegrowana ze zbiornikiem (w zależności od projektanta i producenta).

Parownica powinna być wyposażona w armaturę zabezpieczającą i odcinającą.

2.1.4. Zabezpieczenia zbiornika

Zbiornik powinien być fabrycznie wyposażony w armaturę odcinającą i zabezpieczającą.

Zabezpieczenie zbiornika powinny stanowić dwie pary dwustopniowych zaworów bezpieczeństwa. Zawory zabudowane w układzie trójdrogowym z możliwością przełączenia zaworów bezpieczeństwa na drugą parę w przypadku awarii zaworów.

Zabezpieczenie instalacji około zbiornikowej powinno być zrealizowane poprzez wydmuchowe zawory bezpieczeństwa umieszczone pomiędzy każdą parą zaworów odcinających. Zawory te powinny być połączone do kolektora zbiorczego z odprowadzeniem gazu do kominka wydmuchowego na zbiornik.

Zabezpieczenie zbiornika powinno być wykonane zgodnie z PN-EN 13648-1, PN-EN 13648-2, PN-EN 13458-2.

Zawory bezpieczeństwa i wydmuchowe należy wyposażyć w sygnalizację otwarcia/zamknięcia zaworu, do podłączenia do systemu telemetrii.

2.2. Moduł regazyfikacyjny

2.2.1. Parametry parownic atmosferycznych

Parownica atmosferyczna służy do zmiany stanu skupienia gazu ziemnego w postaci fazy ciekłej na fazę gazową.

Parownica zbudowana jest z zamkniętego rurociągu wyposażonego w radiatory. Całość zabudowana jest na ramie nośnej wyposażonej w nogi/podpory.

Rozróżnia się parownice pionowe i poziome. Doboru orientacji parownic należy dokonać z uwagi na warunki lokalne MPZP oraz temperaturowe. Preferowane rozwiązanie parownice pionowe.

Każda z planowanych do zabudowy na SR LNG parownic atmosferycznych powinna zapewnić co najmniej 110% wydajności planowanej docelowej mocy regazyfikacyjnej stacji regazyfikacji LNG.

Parownice należy dobierać z uwzględnieniem warunków terenowych, temperaturowych właściwych do danej lokalizacji.

Moduł regazyfikacji musi się składać co najmniej z dwóch parownic pracujących naprzemiennie oraz posiadać możliwość zmiany pracy naprzemiennej w sposób ręczny lub automatyczny. Dla trybu pracy automatycznego należy zapewnić możliwość nastawy czasowej zmiany pracy parownicy w co najmniej w zakresie 6-24 h lub w funkcji temperatury gazu na wyjściu z układu parownic.

Należy zapewnić możliwość równoległej, jednoczesnej pracy, wszystkich parownic atmosferycznych.

W przypadkach uzasadnionych projektowo można wyposażyć stację regazyfikacji LNG w przenośną, elektryczną, nagrzewnicę wentylatorową (nadmuch) do rozmrażania parownic. Dobór parametrów nagrzewnicy wykonywany jest przez projektanta z uwzględnieniem lokalnych warunków pogodowych.

Temperatura projektowa -196 °C +50 °C.

Minimalna temperatura gazu na wyjściu z parownicy produkcyjnej nie mniej niż -40°C.

Kolektor wlotowy na fazie ciekłej powinien być zaprojektowany o średnicy min. DN25 według obliczeń projektanta/producenta w celu zapewnienia maksymalnej przewidywanej wydajności stacji regazyfikacji LNG.

Kolektor wylotowy na fazie gazowej powinien być zaprojektowany o średnicy min. DN40 według obliczeń projektanta/producenta w celu zapewnienia maksymalnej przewidywanej wydajności stacji regazyfikacji LNG.

Parownica atmosferyczna musi być tak zaprojektowana, aby przy uwzględnieniu maksymalnej wydajności stacji regazyfikacji oraz spadku wydajności parownicy w wyniku oszronienia stopień napełnienia rurociągów parownicy nie przekraczał 80% w fazie ciekłej, aby faza ciekła (LNG) nie przedostawała się do części instalacji pracującej na fazie gazowej.

Należy zapewnić awaryjne wyłączenie parownicy w przypadku pojawienia się temperatury ≤ -40 °C na jej wyjściu. Może to świadczyć o możliwości pojawienia się fazy ciekłej na wyjściu z parownicy.

2.2.2. Armatura odcinająca

Przed parownicami należy umieścić zawory umożliwiające naprzemienną pracę parownic.

Zawory muszą umożliwić równoległą pracę zespołu parownic.

Na wylotach z parownic należy zaprojektować kolejno zawór bezpieczeństwa oraz zawór odcinający.

2.3. Obszar retencyjny

2.3.1. Budowa wanny awaryjnej dla zbiorników i parownic

Podczas projektowania stacji LNG zaleca się ograniczenie ucieczek płynnego metanu podczas awarii za pomocą obwałowań lub wanny retencyjnej. W przypadku budowy stacji przekraczającej pojemność magazynową zbiorników powyżej 50 t wanna retencyjna powinna być wykonana z betonu zbrojonego, szczelnie zabezpieczającego ewentualny wyciek LNG. Do zbrojenia betonu zabrania się stosowania włókien z tworzyw sztucznych ze względu na możliwość wystąpienia ładunków elektrostatycznych. Wielkość wanny powinna zapewnić możliwość zabudowy zbiorników procesowych, parownic produkcyjnych oraz parownic odbudowy ciśnienia. Pojemność wanny powinna umożliwić pomieszczenie zawartości minimum jednego największego zbiornika magazynowego LNG. Płyta fundamentowa powinna być wykonana ze spadkiem umożliwiającym odpływ wód opadowych w kierunku studzienki z której zostanie wypompowana na powierzchnię przyległego terenu zielonego. Należy zaprojektować pompę do odprowadzania wód opadowych z wnętrza basenu retencyjnego. Pompa powinna spełniać wymagania do pracy w strefie zagrożenia

wybuchem. Rozwiązanie powinno zagwarantować niezakłóconą pracę systemu również w okresie zimowym.

W przypadku odprowadzania do wód lub do urządzeń wodnych – wód opadowych lub roztopowych, ujętych w otwarte lub zamknięte systemy kanalizacji deszczowej, służące do odprowadzania opadów atmosferycznych albo w systemy kanalizacji zbiorczej w granicach administracyjnych miast wymagane jest uzyskanie decyzji administracyjnej (pozwolenia wodno-prawnego) właściwego organu zgodnie z postanowieniami *Ustawy z dnia 20 lipca 2017 r. Prawo Wodne*.

Należy przewidzieć i zaprojektować schody oraz podesty z poręczami, umożliwiające bezpieczną eksploatację stacji regazyfikacji LNG oraz swobodny dostęp do wszystkich instalacji, urządzeń i armatury wchodzących w jej skład.

W przypadku projektowania stacji o mniejszej pojemności projektant może podjąć decyzję o zastosowaniu innych środków zapobiegających niekontrolowanemu rozlewaniu ciekłego LNG oraz sposobu ograniczenia parowania. Minimalną pojemność basenu retencyjnego projektant powinien wyliczyć zgodnie z załącznikiem B.5 „Rozprzestrzenianie się LNG wewnątrz basenu retencyjnego oraz odparowanie” normy PN-EN 13645.

Obszar retencyjny powinien spełniać wymogi p. 8 Obwałowanie i obszar retencyjny dla zbiorników jedno i dwukomorowych normy PN-EN 1473.

2.4. Stanowisko do tankowania

Urządzenie NO

Urządzenie NO powinno być zaprojektowane i wykonane z uwzględnieniem zagrożeń odnoszących się do danego urządzenia, wynikających z panującego w nim ciśnienia. Zespół urządzeń NO powinien być zaprojektowany i wykonany z uwzględnieniem potencjalnych zagrożeń dla życia i zdrowia ludzkiego oraz mienia i środowiska występujących w wyniku oddziaływania warunków terenowych i klimatycznych na terenie obiektu, na którym urządzenia NO mają być instalowane. Urządzenia NO powinny być zaprojektowane, wytworzone, zbadane oraz wyposażone i zainstalowane w taki sposób, aby były bezpieczne po oddaniu ich do użytkowania. Urządzenia NO powinny być eksploatowane zgodnie z instrukcjami producenta.

Elementy, podzespoły oraz zespoły urządzeń NO objęte przepisami dotyczącymi oznakowania CE powinny spełniać wymagania określone w tych przepisach. Urządzenia NO do przeladunku gazów powinny być wyposażone w złącza awaryjnego rozłączania.

Urządzenie NO przewidziane do zainstalowania w przestrzeni zagrożonej wybuchem powinno być wyposażone w instalację i aparaturę elektryczną dobraną do parametrów sklasyfikowanej strefy zagrożenia wybuchem. Ochrona przed elektrycznością

statyczną oraz ochrona przeciwporażeniowa urządzeń NO wyposażonych w instalację elektryczną powinna być wykonana według wymagań odpowiednich norm.

W fazie projektowania urządzenia NO powinna być opracowana dokumentacja techniczna co najmniej w dwóch egzemplarzach przedkładanych TDT w celu jej uzgodnienia.

Układ elementów sterowniczych – dźwigni i przycisków sterowniczych – powinien być wykonany w taki sposób, aby nie było możliwe jednoczesne włączenie przeciwnych ruchów tego samego mechanizmu, a przyciski i dźwignie sterownicze powinny powracać do położenia neutralnego (zerowego) po zaniku siły oddziaływującej na te elementy. Oznakowanie, napisy oraz symbole opisujące przeznaczenie przycisków i dźwigni sterowniczych powinny w sposób jednoznaczny i czytelny umożliwiać ich odczyt w każdych warunkach pracy urządzenia NO.

Każde urządzenie NO powinno być zaopatrzone w tabliczkę fabryczną, wykonaną z materiału trwałego i odpornego na korozję oraz na działanie przeładowywanego towaru, trwale umieszczoną w miejscu dostępnym do kontroli, zawierającą co najmniej następujące dane:

- nazwę wytwórcy,
- numer fabryczny,
- rok produkcji,
- oznaczenie typu, o ile takie oznaczenie występuje,
- parametry urządzenia (średnica nominalna, natężenie przepływu, ciśnienie robocze i zakres dopuszczalnych temperatur przeładowywanego towaru),
- przeznaczenie urządzenia (rodzaj przeładowywanego towaru),
- znak kontroli jakości wytwórcy,
- data ostatniej próby ciśnieniowej i stempel inspektora TDT przeprowadzającego badanie.

Urządzenie NO należy eksploatować zgodnie z przeznaczeniem i dokumentacją techniczną, a skrócona instrukcja obsługi, dotycząca bezpośredniej obsługi urządzenia NO, powinna znajdować się w miejscu obsługi urządzenia.

Przy obsłudze urządzeń NO wymagane jest posiadanie kwalifikacji uzyskanych stosownie do przepisów wydanych na podstawie art. 23 *Ustawy z dnia 21 grudnia 2000 r. o dozorze technicznym*.

Naprawa lub modernizacja urządzeń do napełniania i opróżniania zbiorników transportowych powinna być przeprowadzana przez podmioty posiadające uprawnienia wydane przez TDT oraz na podstawie uzgodnionej przez TDT dokumentacji technicznej. Wykonanie naprawy lub modernizacji powinno być potwierdzone pisemnie przez wykonawcę, a po zakończeniu naprawy lub modernizacji należy przeprowadzić wymagane badanie.

Elastyczne przewody przeładunkowe powinny być dobierane odpowiednio do charakterystyk przeładowywanego materiału zgodnie z wymaganiami norm: PN-EN 853, PN-EN 854, PN-EN 856, PN-EN 857, PN-EN 1360, PN-EN 1761, PN-EN 1762, PN-EN ISO 3949, PN-EN ISO 21012 oraz innych norm międzynarodowych lub specyfikacji technicznych stosowanych odpowiednio oraz trwale oznakowywane w sposób umożliwiający ich identyfikację. Każdy elastyczny przewód powinien być zaopatrzony w trwale z nim połączoną tabliczką wykonaną z materiału odpornego na korozję, zawierającą co najmniej następujące dane:

- a) nazwę lub znak wytwórcy,
- b) numer normy lub określenie przeznaczenia (dopuszczone rodzaje przeładowywanych towarów),
- c) numer fabryczny i datę produkcji,
- d) wartość ciśnienia próbnego.

Dane te mogą być naniesione na korpusach zakończeń przewodów.

2.5. Systemy i instalacje AKPiA, telemetryczne, elektryczne, CCTV i SSWiN i teleinformatyczne

2.5.1. Systemy i instalacje AKPiA, telemetryczne i elektryczne

Sposób projektowania, doboru urządzeń i elementów, wykonania oraz warunków pracy systemów i instalacji AKPiA i elektrycznych w stacjach regazyfikacji LNG został opisany w regulacji wewnętrznej PSG *Zasady monitorowania i realizacji pomiarów na stacjach regazyfikacji LNG*.

2.5.2. Standardy zabezpieczeń fizycznych i technicznych

Wymagania Departamentu Kontroli i Bezpieczeństwa w zakresie bezpieczeństwa fizycznego i zabezpieczeń technicznych stacji regazyfikacji LNG wyszczególnione są w pkt. 1.2. *Zasad w zakresie bezpieczeństwa fizycznego i technicznego dla stacji regazyfikacji LNG w Polskiej Spółce Gazownictwa sp. z o.o.*

2.6. Instalacja azotu

Dobór materiału i średnic rur doprowadzających

Instalacja azotu powinna być wykonana ze stali austenitycznej w otulinie, prowadzona w szynach montażowych. Średnica rurek powinna być tak dobrana, aby podczas pracy instalacji azotu nie było spadków ciśnienia w punktach odbioru. Podczas łączenia odcinków rur stosowanie kształtek powinno być ograniczone do minimum. Instalacja powinna być doprowadzona do zbiornika LNG do azotowania i płukania przewodu tankowania gazu azotem i usuwania powietrza i wilgoci z przewodu, jak również do siłowników pneumatycznych, jeżeli są sterowane azotem. Jeżeli siłowniki zaworów są sterowane azotem instalacja powinna być wyposażona w dwie butle azotu o ciśnieniu 200 bar i pojemności wodnej 50 l. Na butli powinny być umieszczone reduktory butlowe precyzyjne do azotu oraz przetworniki ciśnienia azotu w butlach. Dopuszcza się

wykonanie instalacji przy butlach przewodem giętkim ciśnieniowym (złącza zaprasowane), aby zapewnić dobry dostęp przy wymianie butli. Stanowisko na butle powinno być zadaszona i wyposażone w uchwyty trzymające butle. Przetworniki ciśnienia zamontowane na butlach azotu oraz instalacji azotu należy podłączyć do układu telemetrii SR LNG.

2.7. Dobór materiałów i średnic rurociągów

2.7.1. Wymagania ogólne

Instalacje rurowe powinny zapewniać możliwość kompensowania wahań ciśnienia w instalacji SR LNG, spowodowanych gwałtownymi zmianami w odbiorze paliwa gazowego. Jednym z możliwych rozwiązań jest stosowanie zwiększonych pojemności połączeń instalacyjnych parownic z SRP. Połączenia rurowe powinny tworzyć węzły i aparaty technologiczne w jeden system procesu technologicznego stacji.

Instalacje rurowe w szczególności należy zaprojektować i wykonać w taki sposób, aby:

- a) zapewnić wymaganą wydajność instalacji;
- b) zapewnić medium umożliwiające bezawaryjną pracę urządzeń;
- c) zapewnić możliwie najniższe naprężenia montażowe tak, aby po demontażu elementów stacji nie nastąpiły przesunięcia utrudniające ponowny montaż;
- d) istniała możliwość usunięcia zatrzymanej cieczy lub gazu z odciętej części instalacji w przypadku awarii lub innych zdarzeń eksploatacyjnych;
- e) każdy odcinek instalacji rurowej ograniczony z obu stron armaturą zaporową był wyposażony w nadmiarowy zawór bezpieczeństwa w celu zabezpieczenia instalacji przed wzrostem ciśnienia ponad dopuszczalny poziom, spowodowany oddziaływaniem temperatury przy zamkniętej armaturze.

2.7.2. Armatura odcinająca

Armatura stosowana w SR LNG powinna być wykonana z materiałów umożliwiających prawidłowe jej funkcjonowanie w warunkach kriogenicznych, a także w warunkach chemicznego i fizycznego oddziaływania LNG oraz gazu po jego regazyfikacji. Korpusy armatury należy wykonać ze stali austenicznej. Armatura zainstalowana w rurociągach na zewnątrz zbiornika powinna być tak zamontowana, aby obciążenia mechaniczne wynikające z jej montażu i użytkowania nie powodowały niebezpieczeństwa uszkodzenia rurociągu.

Stosuje się niżej podane zasady projektowania:

- a) ciśnienie nominalne, na jakie dobierana jest armatura, nie może być niższe niż ciśnienie, na jakie zaprojektowano parownice procesowe do danej instalacji SR LNG,
- b) armatura powinna mieć wytrzymałość oraz konstrukcję umożliwiającą przenoszenie maksymalnych naprężeń, które mogą wystąpić w rurociągach

- i układach rurowych stacji, wywołanych głównie ciśnieniem gazu, oddziaływaniem naprężeń termicznych w warunkach kriogenicznych, mocowaniem elementów, itp.,
- c) zakres temperatur pracy armatury:
- dla medium roboczego od temperatury wrzenia ciekłego azotu wynoszącej od -196 °C do 50 °C,
 - dla otoczenia od -40 °C do 50 °C,
- d) przewody gazowe armatury, w tym rurki impulsowe, powinny spełniać warunki wg ST-IGG-0501.

2.7.3. Armatura zaporowa

Armatura zaporowa powinna być zgodna z PN-EN 13709, pełno-przelotowa o klasie szczelności zamknięcia A, wg PN-EN 12266-1.

Zawory kulowe armatury zaporowej należy wyposażać we wskaźnik położenia elementu zamykającego.

Armaturę zaporową służącą do cyklicznego przełączania pracy parownic i automatycznego odcinania zbiorników należy wyposażać w elektryczne napędy w wykonaniu Ex. W przypadku, gdy ww. armatura zaporowa zlokalizowana jest bezpośrednio w sąsiedztwie zbiorników (pod zbiornikami) należy nad nią zbudować osłony chroniące ją przed bezpośrednim oddziaływaniem sphywającego LNG w przypadku uszkodzenia zbiornika.

W uzasadnionych przypadkach dopuszcza się sterowanie elektropneumatyczne z azotem jako medium roboczym. W takim przypadku należy stosować azot o klasie czystości 5,0 (99,999% zawartości azotu) ze względu na możliwość wpływu zanieczyszczeń na niezawodność pracy układów zasilania. Rurki doprowadzające azot do armatury zaporowej należy wykonać ze stali austenitycznej co najmniej na odcinku możliwego oddziaływania LNG podczas awarii zbiorników lub parownic.

2.7.4. Zawory kulowe

Szczegółowe wymagania i badania dotyczące zaworów kulowych podano w ST-IGG-0501.

2.7.5. Zawory zwrotne

Zawory zwrotne należy instalować w odcinkach instalacji SR LNG, w których LNG znajduje się w stanie ciekłym. Zawory te należy instalować przede wszystkim w następujących miejscach:

- a) na przyłączach tankowania zbiorników procesowych LNG z cystern lub zbiorników transportowych;
- b) na wylocie z regulatora bocznikującego PBU umieszczonego w instalacji przy łuku syfonu na przewodzie zasilania parownic produktowych;

- c) na wylocie z każdego zbiornika procesowego do kolektora przekazującego LNG do parownic produktowych.

2.7.6. Zawory odcinające

Zawory odcinające należy montować na połączeniach zbiorników i innych elementów instalacji oraz w instalacjach rurowych. Zawory te powinny być stosowane łącznie z upustowymi zaworami bezpieczeństwa. Dopuszcza się stosowanie zaworów odcinających z funkcją zaworu zwrotnego.

W przypadku wystąpienia sytuacji awaryjnej, konstrukcja i instalacja zaworu odcinającego powinna przeciwdziałać możliwości zakleszczenia zawieraadła zaworu, spowodowanego przez naprężenia występujące w instalacji.

Założenia projektowe SR LNG, w odniesieniu do zaworów odcinających, powinny zawierać następujące wymagania:

- a) zawory odcinające sterowane bezpośrednio i zdalnie powinny być tak rozmieszczone, aby istniała możliwość wyłączenia poszczególnych części lub całości instalacji LNG w sytuacji awaryjnej;
- b) zdalnie sterowane zawory odcinające, które pozostają otwarte wyłącznie w czasie pracy instalacji, powinny być instalowane na połączeniach zbiorników o średnicy nominalnej większej niż DN 25;
- c) połączenia zbiorników o średnicy nominalnej większej niż DN 25, przez które może nastąpić wypływ cieczy, powinny być wyposażone co najmniej w jeden z następujących zaworów:
 - zawór zamykający się automatycznie w przypadku pożaru,
 - zdalnie sterowany zawór odcinający, który pozostaje otwarty wyłącznie w czasie pracy instalacji,
 - zawór zwrotny na połączeniach, przez które napełniany jest zbiornik.

Zawory i elementy sterownicze zaworów należy tak zaprojektować, aby mogły działać w warunkach oblodzenia.

Siłowniki elementów wykonawczych armatury mogą być sterowane:

- pneumatycznie (zasilanie azotem),
- elektrycznie (zasilanie energią elektryczną).

Należy zabezpieczyć elementy wykonawcze w ten sam sposób jak opisano w pkt. 2.7.3.

2.7.7. Zawory bezpieczeństwa

W przypadku wszystkich zaworów bezpieczeństwa stosowanych na instalacji regazyfikacji LNG zalecane jest stosowanie zaworów bezpieczeństwa o konstrukcji umożliwiającej kontrolę ich działania bez demontażu z instalacji (możliwość ręcznego otwarcia).

Dla zaworów bezpieczeństwa zbiorników LNG wymagane jest wyposażenie ich w sygnalizację ich zadziałania (otwarcia), z sygnałem przekazywanym do Dyspozycji Gazu poprzez system telemetryczny, z możliwością rejestracji otwarcia zaworu i czasu trwania upustu gazu. Pozostałe wymogi w zakresie AKPiA i telemetrii określone są w dokumentach, o których mowa w pkt. 2.5.

2.7.8. Materiały kształtowe

Należy stosować rury ze stali austenitycznej wg PN-EN ISO 16903 bez szwu do zastosowań ciśnieniowych lub rury ze stali stopowych z właściwościami spełniającymi wymagania wg PN-EN 10216-4 i PN-EN 10216-5 dla temperatur wrzenia azotu. Rury z cieczą zlokalizowane na zbiorniku lub innym urządzeniu, którego uszkodzenie może powodować uwolnienie znacznej ilości łatwopalnego medium, powinny być wykonane z materiału o temperaturze topnienia nie mniejszej niż 1100 °C. Rury do połączeń spawanych należy dostarczać ze świadectwem odbioru 3.1 zgodnie z PN-EN 10204.

Dopuszczalna temperatura robocza zamontowanej armatury kriogenicznej powinna mieścić się w zakresie od temperatury wrzenia azotu wynoszącej -196 °C do 50 °C i ciśnienie nominalne powinno wynosić 4,0 MPa. Wytwórca, zgodnie z PN-EN 10204, powinien potwierdzić świadectwem odbioru 3.1 lub na żądanie zamawiającego świadectwem odbioru 3.2, że wykonał badania podstawowe wg PN-EN 12266-1 oraz na żądanie zamawiającego, potwierdzić badania dodatkowe np. ognioodporności armatury wg PN-EN 12266-2.

Elementy kształtowe powinny być zgodne z PN-EN 10253-2 i PN-EN 10253-4. W przypadkach koniecznych dopuszcza się stosowanie połączeń kołnierzowych przy połączeniu urządzeń i zmianie materiału przewodu. Kołnierze do montażu w SR LNG powinny spełniać wymagania PN-EN 1092-1 i powinny być wykonane z odkuwki wg PN-EN 10222-4 ze stali austenitycznej.

Połączenia gwintowane stosuje się dla armatury pomiarowej i zabezpieczającej.

Śruby i nakrętki powinny spełniać wymagania wg PN-EN 10269, PN-EN 1515-1, PN-EN 1515-2, PN-EN 1515-4, PN-EN ISO 898-1, PN-EN ISO 898-2 lub PN-EN ISO 4016 i powinny być wykonane ze stali austenitycznej oraz mieć klasę własności mechanicznej:

- A2 dla maksymalnego ciśnienia roboczego MOP do 2,5 MPa włącznie;
- A1 dla maksymalnego ciśnienia roboczego MOP powyżej 2,5 MPa do 10 MPa.

Własności mechaniczne śrub i nakrętek powinny spełniać wymagania wg PN-EN ISO 3506-1. Do każdej partii śrub i nakrętek należy żądać od dostawcy świadectwa odbioru 3.1 lub atest 2.2, zgodnie z PN-EN 10204. Naciąg śrub powinien uwzględniać relaksację występującą podczas schładzania płynami roboczymi.

W połączeniach kołnierzowych i gwintowanych uszczelki i materiały uszczelniające powinny spełniać wymagania wg ST-IGG-0501. Materiał stosowany na uszczelki

i uszczelnienia powinien być odporny na działanie niskich temperatur w zakresie od temperatury wrzenia azotu wynoszącej -196 °C do 50 °C .

Przy wytwarzaniu instalacji technologicznej należy ściśle przestrzegać wytycznych zawartych w *Dyrektywie ws. urządzeń ciśnieniowych* oraz PN-EN 13480-1, PN-EN 13480-2, PN-EN 13480-3, PN-EN 13480-4, PN-EN 13480-5, PN-EN 13480-6, PN-EN ISO 21009-2, PN-EN 10253-4 oraz niniejszych postanowieniach.

Dla armatury odcinającej, urządzeń i instalacji rurowej wymagany jest znak CE.

Producent powinien mieć system zapewnienia jakości zgodny z PN-EN ISO 9001.

Należy wydzielić miejsca składowania dla określonego ciągu technologicznego, sekcji, zespołu urządzeń, itp., aby nie dopuścić do niewłaściwego użycia elementów.

Kurki spawane w rurociągi powinny być otwarte w czasie spawania.

Wszystkie elementy orurowania i urządzenia powinny być oznakowane przed ich zainstalowaniem.

Elementy orurowania łączone na montażu spoinami czołowymi powinny mieć końce rur proste na odcinku dłuższym niż $0,5 D$, lecz nie krótszym niż 100 mm .

Stosowanie kolan segmentowych spawanych z prostych odcinków rur oraz wykonywanie prefabrykowanych zwężeń jest niedopuszczalne.

Zmian średnic rurociągów i kierunków przepływu należy dokonać przez zastosowanie kształtek, zgodnych z PN-EN 10253-4. W uzasadnionych przypadkach dopuszcza się zastosowanie łuków giętych. Technologia gięcia powinna być uznana przez jednostkę certyfikującą. Materiały i grubość ścianek rur, łączników oraz połączenia stanowiące układ rurowy powinny być zgodne z PN-EN ISO 16903 i w przypadku stacji/zespołów gazowych PN-EN 1594.

2.7.9. Ochrona przed korozją

Naziemne układy rurowe stacji/zespołów gazowych podlegające korozji, podpory, armatura, powinny być chronione za pomocą powłok malarskich zgodnie z PN-EN ISO 12944-1, PN-EN ISO 12944-2, PN-EN ISO 12944-3, PN-EN ISO 12944-4, PN-EN ISO 12944-5, PN-EN ISO 12944-6, PN-EN ISO 12944-7.

Metalowe części złączne stacji/zespołów gazowych, w tym śruby i nakrętki, powinny być pokryte antykorozyjnymi powłokami elektrolitycznymi zgodnie z PN-EN ISO 4042 lub PN-EN ISO 1456.

2.7.10. Obliczenia wytrzymałościowe

W dokumentacji projektowej powinny znaleźć się obliczenia wytrzymałościowe oraz obliczenia maksymalnej prędkości przepływu gazu w celu dobrania odpowiednich średnic rurociągów.

Na podstawie obliczeń projektant powinien dokonać doboru odpowiednich materiałów konstrukcyjnych, średnic rur, armatury, elementów kształtowych itp.

2.8. Prowadzenie robót budowlano-montażowych

2.8.1. Wykonanie fundamentów

Fundamenty zbiornika należy zaprojektować jako żelbetową płytę grubości min. 30 cm, z trzonami pod nogi zbiornika i parownice wyprowadzonymi ponad płytę denną wanny retencyjnej, posadowionej na głębokości poniżej przemarzania gruntu, tj. min. 1 m poniżej poziomu terenu, z betonu klasy C30/37 zbrojonego stalą. Zbiornik i parownice produkcyjne powinny być przytwierdzone do fundamentu.

Trzony pod stalowe stopy zbiornika należy wynieść od 0,30 do 0,50 m ponad poziom nawierzchni. Słupy pod urządzenia powinny być wykonane na tym samym poziomie.

Fundament należy posadowić na gruncie jednorodnym, na warstwie chudego betonu C12/15 gr. min. 10 cm. W przypadku wystąpienia gruntów nienośnych należy je usunąć i zastąpić nasypem z piasku lub żwiru warstwami gr. do 20 cm i stopniu zagęszczenia $I_s=0,97 - 1,00$.

Na powierzchni chudego betonu należy wykonać izolację przeciwwilgociową. Płytę fundamentową wykonać ze spadkiem tak by była możliwość odprowadzenia wód opadowych poza fundament.

Fundamenty należy pokryć powłoką antyelektrostatyczną.

Fundamenty parownic odbudowy ciśnienia w ilości 2 szt. należy zlokalizować w wannie retencyjnej.

Urządzenia przytwierdzić do fundamentów za pomocą kotew chemicznych, wklejanych.

2.9. Prace spawalnicze

Przy projektowaniu, wytwarzaniu i ocenie zgodności SR LNG ma zastosowanie *Dyrektywa ws. urządzeń ciśnieniowych*. Wykonawca powinien wykazać się wprowadzonym Systemem Zarządzania Jakością zgodnie z PN-EN ISO 9001.

Wykonawca zobowiązany jest posiadać certyfikat wymagań jakościowych wg PN-EN ISO 3834-2.

Personel nadzorujący prace spawalnicze powinien być kwalifikowany zgodnie z PN-EN ISO 14731.

Spawacze powinni posiadać aktualne Świadectwa wg PN-EN ISO 9606-1 w wymaganym zakresie dla realizacji prac spawalniczych.

Poziom jakości wykonywanych złączy spawanych należy określić jako B wg PN-EN ISO 5817.

Spoiny podlegają 100% oględzinom zewnętrznym wg PN-EN ISO 17637 i 100% badaniom radiograficznym wg PN-EN ISO 17636-1 lub badaniom ultradźwiękowym zgodnie z PN-EN ISO 16810.

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 normy PN-EN ISO 17025 i będące podwykonawcami akredytowanych laboratoriów.

Prace spawalnicze w zakresie sieci gazowych należy realizować zgodnie z regulacją pn. *Zasady budowy, technologii spajania i napraw stalowych sieci gazowych*.

2.10. Próby wytrzymałości i szczelności

2.10.1. Wymagania ogólne

Wykonawca jest odpowiedzialny za wykonanie prób ciśnieniowych zgodnie z dokumentacją projektową, niniejszymi wytycznymi oraz obowiązującymi przepisami. Na Wykonawcy ciąży obowiązek zachowania na budowie przepisów BHP. Próbie powinny być poddane rurociągi wraz z armaturą na nich zamontowaną oraz parownice produkcyjne i obudowy ciśnienia poza zaworami bezpieczeństwa.

2.10.2. Prace wstępne

2.10.2.1. Warunki dopuszczenia rurociągów do próby ciśnieniowej

Nad przebiegiem prób ciśnieniowych nadzór sprawuje komisja, a po zakończeniu każdej z nich sporządza protokół z próby. Komisja dopuszcza rurociągi do próby po stwierdzeniu wpisu w dzienniku budowy o zakończeniu procesu budowy i gotowości rurociągów do próby oraz sporządzeniu protokołu wg wzoru stanowiącego załącznik nr 6 do regulacji pn. *Realizacja inwestycji i remontów w Polskiej Spółce Gazownictwa sp. z o.o.*

Wpis w dzienniku budowy powinien zostać wykonany przez kierownika budowy oraz inspektora nadzoru. Protokół z próby ciśnieniowej powinien zawierać następujące informacje:

- datę sporządzenia,
- nazwę Wykonawcy,
- nazwę badanych rurociągów z danymi jednoznacznie je charakteryzującymi (DN, PN, długość, zakres),

- nazwę Inwestora,
- nazwę Użytkownika,
- parametry próby,
- wynik próby,
- dopuszczalne ciśnienie robocze,
- klauzulę dopuszczającą do odbioru końcowego.

Załącznik do protokołu stanowi taśma z rejestratora ciśnienia.

2.10.2.2. Przygotowanie rurociągów do przeprowadzenia prób ciśnieniowych

Przed przystąpieniem do prób, rurociągi należy oczyścić z zanieczyszczeń, które mogły się tam przedostać w trakcie prac montażowych. Wykonać należy wszystkie badania nieniszczące oraz w przypadku rurociągów podziemnych zasypać je. Po zakończeniu montażu, po uzyskaniu pozytywnych wyników kontroli jakości złączy i odbiorze prac spawalniczych, należy je poddać badaniu wstępnemu szczelności złączy. Końce odcinka powinny być zakończone dennicami i wyposażone w króćce służące do doprowadzenia czynnika próbnego i umieszczenia manometrów kontrolnych.

2.10.3. Technologia wykonywania prób ciśnieniowych

2.10.3.1. Rodzaje prób ciśnieniowych

Przed rozruchem rurociągów należy przeprowadzić następujące próby ciśnieniowe:

- wstępna próba szczelności,
- próba wytrzymałości,
- główna próba szczelności.

2.10.3.2. Podział rurociągów dla potrzeb prób ciśnieniowych

Dla potrzeb prób ciśnieniowych rurociągi podzielono w następujący sposób:

Tabela 6. Podział rurociągów ze względu na ciśnienia

Podział rurociągów instalacji ze względu na ciśnienia				
Lp.	Ciśnienie robocze P_r [MPa]	Ciśnienie obliczeniowe Najwyższe dopuszczalne ciśnienie P_o, P_s [MPa]	Próba wytrzymałości Ciśnienie próbne $P_p = P_s \times 1,5$ [MPa]	Główna próba szczelności Ciśnienie próbne $P_p = P_s \times 1,1$ [MPa]
01	1,6	1,6	2,4	1,76
02	0,5	0,5	0,75	0,55
03	0,6*	0,6	0,9	-

*RUROCIAGI GAZÓW TECHNICZNYCH – AZOTU PRZEDMUCHOWEGO I AZOTU STEROWNICZEGO

2.10.4. Parametry prób ciśnieniowych

2.10.4.1. Próba wytrzymałości

Ciśnienie próbne wynosi $P_{t_{wytr}} = 1,5 \times MOP$ tj.:

- Dla rurociągu o ciśnieniu roboczym maksymalnym $MOP=1,6$ MPa, $P_{t_{wytr}}=2,4$ MPa.
- Dla rurociągu o ciśnieniu roboczym maksymalnym $MOP=0,5$ MPa, $P_{t_{wytr}}=0,75$ MPa.
- Dla rurociągu o ciśnieniu roboczym maksymalnym $MOP=0,6$ MPa, $P_{t_{wytr}}=0,9$ MPa.

Czas trwania próby min. 12 godzin lub inny uzgodniony z UDT. Wykonać jako próbę pneumatyczną z wykorzystaniem jako czynnika próbnego powietrza lub gazu obojętnego. Ciśnienie próby nie powinno wywołać naprężeń obwodowych w ścianie rury większych niż 80% wymaganej minimalnej granicy plastyczności $R_{t0,5}$. Próbie wytrzymałości poddawane są tylko elementy układów rurowych lub całe układy rurowe. Podczas próby armatura powinna być odłączona. Jeśli nie jest to możliwe, to powinna być otwarta w stopniu określonym przez wytwórcę, a końce rur zaślepione. Po pozytywnym zakończeniu próby wytrzymałości należy przygotować instalację do przeprowadzenia próby szczelności.

2.10.4.2. Próba szczelności

Ciśnienie próbne wynosi $P_{t_{szcz}} = 1,1 \times MOP$ tj.:

- Dla rurociągu o ciśnieniu roboczym maksymalnym $MOP=1,6$ MPa, $P_{t_{szcz}}=1,76$ MPa.
- Dla rurociągu o ciśnieniu roboczym maksymalnym $MOP=0,5$ MPa, $P_{t_{szcz}}=0,55$ MPa.

Czas trwania próby min. 24 godziny lub inny uzgodniony z UDT, licząc od zakończenia stabilizacji ciśnienia i temperatury. Wykonać jako próbę pneumatyczną z wykorzystaniem jako czynnika próbnego powietrza lub gazu obojętnego. Próbie szczelności poddać zmontowaną, gotową do pracy instalację. Po pozytywnym zakończeniu głównej próby szczelności należy sporządzić protokół z przeprowadzonych prób, którego wzór stanowi Załącznik nr 9 do regulacji pn. *Realizacja inwestycji i remontów w Polskiej Spółce Gazownictwa sp. z o.o.*

2.10.4.3. Warunki przeprowadzania prób

Do wykrywania nieszczelności należy stosować płyn pianotwórczy. Płyn do wykrywania nieszczelności nie powinien agresywnie działać na elementy składowe stacji. Ciśnienie próby powinno wzrastać nie szybciej niż 0,3 MPa/min. Podnoszenie ciśnienia podczas prób należy przeprowadzać etapami, każdorazowo kontrolować stan rurociągu. Po osiągnięciu ciśnienia próby oraz na końcu badania

należy przeprowadzić oględziny badanego odcinka w celu wykrycia nieszczelności. Ciśnienie próby powinno być utrzymywane bez przerwy, aż do zakończenia badań.

Jako urządzenia pomiarowe ciśnienia stosuje się rejestrujący miernik ciśnienia klasy 1 oraz manometr klasy 0,6, których zakres pomiarowy wynosi około 1,5 wartości ciśnienia próby szczelności. Należy również zabezpieczyć możliwość kontroli temperatury czynnika próbnego.

Do protokołu z prób należy dołączyć świadectwa uwierzytelnienia aparatury kontrolno-pomiarowej.

Rurociągi nie przekazane do eksploatacji w ciągu 6 miesięcy po zakończeniu prób ciśnieniowych powinny być ponownie poddane próbom ciśnieniowym.

2.10.4.4. Ocena wyników prób

Rurociągi należy uznać za wytrzymałe, jeżeli:

- W czasie badań nie zostaną stwierdzone nieszczelności, pęknięcia i odkształcenia.
- Nie wystąpiły nieprawidłowości na wykresie rejestratora.
- Został spełniony następujący warunek:

$$\Delta P < [\Delta P]$$

gdzie:

P – rzeczywisty spadek ciśnienia,

[ΔP] – dopuszczalny spadek ciśnienia.

$$\Delta P = \left[1 - \frac{[(P_{ps2} + 0,1) \times (t_{c1} + 273)]}{[(P_{ps1} + 0,1) \times (t_{c2} + 273)]} \right] \times 100[\%]$$

gdzie:

P_{ps1} – ciśnienie zmierzone na początku próby [MPa]

P_{ps2} – ciśnienie zmierzone na końcu próby [MPa]

t_{c1} – temperatura czynnika próbnego na początku próby [$^{\circ}\text{C}$]

t_{c2} – temperatura czynnika próbnego na końcu próby [$^{\circ}\text{C}$]

Wartości temperatury t_{c1} i t_{c2} należy przyjmować, jako równe temperaturze gruntu w odległości 0,75 m od orurowania na głębokości jego osi, na początku i końcu próby.

$$[\Delta P] = 0,1 \times t_{ps} \times w_1$$

gdzie:

t_{ps} – czas próby [h]

w_1 – współczynnik zmiany dopuszczalnego względnego spadku ciśnienia w funkcji średnicy rurociągu

2.10.4.5. Bezpieczeństwo i higiena pracy przy próbach ciśnieniowych

- 2.10.4.5.1. Próby ciśnieniowe powinny być prowadzone w warunkach zapewniających pełne bezpieczeństwo pracujących przy pracach związanych z próbą, a także innych osób mogących znaleźć się przypadkowo w rejonie próby,
- 2.10.4.5.2. Osoby zatrudnione przy wykonywaniu prób winny być przeszkolone w zakresie swoich obowiązków oraz znać przepisy BHP przy próbach ciśnieniowych.
- 2.10.4.5.3. W miejscach zbliżeń rurociągów technologicznych do ciągów komunikacyjnych podczas prób ciśnieniowych należy ustawić lampy ostrzegawcze pulsujące.
- 2.10.4.5.4. Teren, podczas wykonywania prób ciśnieniowych, należy oznaczyć w sposób wyraźny, z obu stron, wygradzić oraz zawiesić tabliczki: UWAGA: NIE WCHODZIĆ, PRÓBA CIŚNIENIOWA.
- 2.10.4.5.5. Teren należy wygradzić przy pomocy stalowych prętów wbitych w ziemię wokół rurociągów oraz zawiesić na nich żółtą taśmę ostrzegawczą.
- 2.10.4.5.6. Wokół pompowni należy wyznaczyć 30-metrową strefę bezpieczeństwa, którą również należy wygradzić taśmą ostrzegawczą z zawieszkami.
- 2.10.4.5.7. Zabrania się przeprowadzania prób ciśnieniowych w czasie występowania silnej mgły, wichury, śnieżycy i marznącej mżawki.
- 2.10.4.5.8. Jakikolwiek ruch wzdłuż badanego odcinka rurociągu jest zabroniony, z wyjątkiem osób kontrolujących stan rurociągów.
- 2.10.4.5.9. Przed przystąpieniem do prób ciśnieniowych wykonawca określi osoby odpowiedzialne za jej przeprowadzenie, które będą dyżurowały przez cały czas jej trwania.
- 2.10.4.5.10. Osoba obsługująca sprężarkę musi posiadać odpowiednie uprawnienia do jej eksploataowania.
- 2.10.4.5.11. Nadzór nad przebiegiem próby może sprawować osoba posiadająca odpowiednie uprawnienia budowlane (kierownika budowy, inspektora nadzoru, itp.).

3. Granica pomiędzy stacją regazyfikacji LNG a stacją gazową

Dla jasnej interpretacji obowiązujących przepisów w zakresie *Ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo Budowlane* oraz *Dyrektywy ws. urządzeń ciśnieniowych* wprowadza się granicę pomiędzy urządzeniami podlegającymi pod *Dyrektywę ws. urządzeń ciśnieniowych* –

stacja regazyfikacji LNG oraz urządzeń podlegających pod *Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 26 kwietnia 2013 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie* – stacja gazowa.

Jako granicę ustala się pierwszy kołnierz od strony parownic na układzie zaporowo upustowym zabudowanym na odcinku doprowadzającym gaz po regazyfikacji do klasycznej stacji gazowej.



Rys. 2 Granica pomiędzy stacją LNG a stacją gazową.

4. Zasady kwalifikacji stacji regazyfikacji LNG pod nadzór UDT

Dla elementów stacji regazyfikacji LNG (zgodnie z pkt. 3 wyżej) objętych *Ustawą z dnia 21 grudnia 2000 r. o dozorcze technicznym* oraz *Rozporządzeniem Ministra Rozwoju i Technologii z dnia 17 grudnia 2021 r. w sprawie warunków technicznych dozoru technicznego dla niektórych urządzeń ciśnieniowych podlegających dozorowi technicznemu* projektant powinien wystąpić o warunki techniczne dla planowanej inwestycji do właściwej terytorialnie jednostki dozoru technicznego i uwzględnić wymagania określone w tych warunkach.

Elementy stacji regazyfikacji LNG objęte formą dozoru technicznego ograniczonego/pełnego mogą być eksploatowane tylko na podstawie decyzji zezwalającej na eksploatację wydanej przez organ właściwej jednostki dozoru technicznego.

5. Stacja redukcyjno-pomiarowa wraz z nawianialnią

5.1. Zasady projektowania stacji redukcyjno–pomiarowej wraz z nawianialnią

5.1.1. Obiekty stacji gazowej lub zespołu gazowego współpracujące ze stacją regazyfikacji LNG powinny spełniać wymagania określone w *Zasadach projektowania i budowy stacji gazowych i zespołów gazowych na przyłączy*.

5.1.2. Do ww. regulacji wprowadza się następujące odstępstwa:

- projektowany strumień objętości gazu stacji gazowej lub zespołu gazowego może być dostosowany lub wyższy od maksymalnej przepustowości stacji regazyfikacji LNG,
- dla zespołów gazowych podwyższonego średniego ciśnienia o przepustowości do 200 m³/h (włącznie), dopuszcza się montowanie cięgów redukcyjnych na wolnej przestrzeni pod warunkiem ich zadaszenia,
- dla układów grzewczych dopuszcza się wykorzystanie podgrzewaczy gazu zasilanych energią elektryczną,
- stosowanie nawianialni wtryskowych, kontaktowych lub kontaktowo-wtryskowych, jeżeli takie zostały wskazane w Warunkach Technicznych zamawiającego,
- projektowanie nawianialni gazu bez obudowy, gdy zbiorniki THT zostaną zabezpieczone przed promieniowaniem słonecznym,
- wykorzystanie wspólnego kontenera AKP dla stacji gazowej i LNG poza strefą zagrożenia wybuchem.

5.1.3. Do budowy odcinków gazociągu pomiędzy granicą stacji regazyfikacji LNG (wskazaną w pkt. 3 wyżej), a układem grzewczym stacji lub zespołu gazowego, należy stosować armaturę i materiały do pracy w temperaturach równych bądź niższych niż -40 °C, wynikających z obliczeń projektowych.

5.1.4. Jakość rur powinna być potwierdzona świadectwem odbioru 3.1. zgodnie z PN-EN 10204.

6. Przekazanie obiektu do eksploatacji

6.1. Odbiór stacji regazyfikacji LNG oraz współpracującej stacji/zespołu gazowego

W skład dokumentacji odbiorowej powinny wejść następujące dokumenty:

I. Dokumentacja poprzedzająca rozpoczęcie prac budowlanych

1. Ostateczna decyzja pozwolenia na budowę.
2. Zawiadomienie o terminie rozpoczęcia robót budowlanych do Powiatowego Inspektoratu Nadzoru Budowlanego (PINB).
 - Kopia oświadczenia o podjęciu obowiązków kierownika budowy
 - Kopia oświadczenia o podjęciu obowiązków inspektora nadzoru inwestorskiego
3. Protokół z przekazania placu budowy.
 - Kopia oświadczenia o podjęciu obowiązków kierownika budowy

II. Dokumentacja materiałowa – technologia LNG, ZZU wejściowe

1. Poświadczenie wytwórcy o wykonaniu stacji regazyfikacji LNG zgodnie z obowiązującymi wymaganiami.
2. Deklaracje zgodności rurociągów ciekłego i gazowego metanu zgodnie z *Dyrektywą ws. urządzeń ciśnieniowych*.

Dokumentacja materiałowa określająca:

- a) zawory odcinające i zwrotne,
- b) zawory bezpieczeństwa,
- c) parownice,
- d) zbiornik LNG I,
- e) zbiornik LNG II,
- f) regulatory ciśnienia na zbiornikach,
- g) zawory automatycznej regulacji BV1 i BV2 na zbiornikach,
- h) urządzenie NO,
- i) pozostałe materiały: pręty gwintowane, uszczelki, śruby, nakrętki, podkładki, żywica, itp.

III. Dokumentacja materiałowa – technologia SRP, kotłownia gazowa, nawianialnia, ZZU wyjściowe

1. Deklaracja zgodności stacji gazowej i zestawienie zabudowanych urządzeń gazowych,
2. Kurki kulowe – instrukcje obsługi, karty gwarancyjne, oświadczenia zgodności,
3. Kurki kulowe manometrowe – deklaracje zgodności, karty gwarancyjne,
4. Filtropodgrzewacze gazu – paszporty,
5. Manometry i przetworniki ciśnienia i różnicy ciśnień – instrukcje obsługi, świadectwa legalizacyjne,
6. Termometry i czujniki temperatury – instrukcje obsługi, świadectwa legalizacyjne,
7. Wkładki ciśnieniowe i głowice bezpieczeństwa – świadectwa odbioru, deklaracje zgodności, instrukcje montażu i eksploatacji,
8. Reduktory z zaworami szybkozamykającymi – deklaracje zgodności, karta gwarancyjna,
9. Reduktory – deklaracje zgodności, karta gwarancyjna,
10. Reduktor zasilający kotłownię – deklaracja zgodności, karta gwarancyjna,
11. Zawory upustowe – deklaracja zgodności, karta gwarancyjna,
12. Nawianialnia - panel pneumatyczny – instrukcje obsługi, karty gwarancyjne, oświadczenia zgodności,
13. Nawianialnia - zbiornik THT – instrukcje obsługi, karty gwarancyjne, oświadczenia zgodności,
14. Świadectwo weryfikacji pierwotnej, karta gwarancyjna, instrukcja obsługi gazomierza,
15. Gazomierz miechowy (zasilanie kotłowni) – karta gwarancyjna, certyfikat badania (nałożona cecha legalizacyjna lub świadectwo legalizacji), karta katalogowa,
16. Zawór bezpieczeństwa odcinający w linii zasilania kotłowni – karta gwarancyjna, instrukcja obsługi,

17. Kocioł gazowy I – poświadczenie wytwórcy,
18. Kocioł gazowy II – poświadczenie wytwórcy,
19. Promienniki gazowe i węże zasilające – karty gwarancyjne, oświadczenia zgodności,
20. Pozostałe materiały: obudowy kontenerowe, zasuwki, uszczelki, łączniki śrubowe, bezpieczniki ogniowe, systemy kominowe, rura precyzyjna, szybkozłączki niskociśnieniowe itp.

IV. **Dokumentacja spawalnicza SRP, nawianialni, kotlewni, ZZU wejściowe, ZZU wyjściowe**

1. Kwalifikowane technologie spawania WPQR,
2. Instrukcje technologiczne spawania WPS,
3. Uprawnienia osób biorących udział w procesie spawalniczym,
4. Zestawienie użytych materiałów spawalniczych – rury, kształtki, drut spawalniczy,
5. Dziennik spawania,
6. Schemat spoin,
7. Protokoły z badań VT, MT, PT, RT.

V. **Dokumentacja materiałowa LNG – część elektroinstalacyjna, AKPiA i telemetria, urządzenia w wykonaniu Ex**

1. Certyfikaty, deklaracje, karty gwarancyjne urządzeń elektrycznych, pomiarowych i AKPiA zainstalowanych na stacji regazyfikacji LNG,
2. Karty katalogowe, instrukcje obsługi, DTR urządzeń elektrycznych, pomiarowych i AKPiA zainstalowanych na stacji regazyfikacji LNG,
3. Na nośniku (płyce CD) oprogramowanie systemów AKPiA i telemetrii wykonane dla potrzeb realizacji SR LNG wraz z wykazem programów narzędziowych wykorzystanych do jego wykonania,
4. Protokoły – stacja regazyfikacji LNG,
5. Uprawnienia wykonawcy.

VI. **Dokumentacja materiałowa SRP – część elektroinstalacyjna, AKPiA i telemetria, urządzenia w wykonaniu Ex**

1. Certyfikaty, deklaracje, karty gwarancyjne urządzeń elektrycznych i AKPiA zainstalowanych na stacji redukcyjno-pomiarowej,
2. Karty katalogowe, instrukcje obsługi, DTR urządzeń elektrycznych i AKPiA zainstalowanych na stacji redukcyjno-pomiarowej,
3. Na nośniku (płyce CD) oprogramowanie systemów AKPiA i telemetrii wykonane dla potrzeb realizacji SRP wraz z wykazem programów narzędziowych wykorzystanych do jego wykonania,
4. Świadectwa legalizacji lub wzorcowania gazomierzy i przeliczników,
5. Protokoły - stacja redukcyjno-pomiarowa,
6. Uprawnienia wykonawcy.

VII. Protokoły prac zanikowych

1. Protokół z odbioru dna wykopu i wykonania podsypki piaskowej,
2. Protokół z ułożenia rurociągów gazowych w wykopie,
3. Protokół z zasypki rurociągu,
4. Protokół z czyszczenia wnętrza instalacji kriogenicznej oraz rurociągów.

VIII. Dokumentacja prac izolacyjnych w zakresie elementów sieci gazowej

1. Protokół z badania pomiaru szczelności powłoki izolacji rurociągu,
2. Instrukcje technologiczne prac izolacyjnych,
3. Atesty na użyte materiały izolacyjne.

IX. Protokoły prób ciśnieniowych

1. Protokół z próby wytrzymałości (rurociąg napełniania, rurociągi fazy ciekłej i fazy gazowej, rurociąg z ZZU wejściowym do armatury odcinającej za reduktorami w SRP),
2. Protokół z próby szczelności (rurociąg napełniania, rurociągi fazy ciekłej i fazy gazowej, rurociąg z ZZU wejściowym do armatury odcinającej za reduktorami w SRP),
3. Protokół z próby szczelności (instalacja gazowa zasilająca kotłownię),
4. Protokół z próby wytrzymałości (ciągi technologiczne w SRP za armaturą odcinającą za reduktorami, układ pomiarowy, układ nawaniania, rurociąg wylotowy do zaślepki na gazociągu do granicy działki),
5. Protokół z próby szczelności (ciągi technologiczne w SRP za armaturą odcinającą za reduktorami, układ pomiarowy, układ nawaniania, rurociąg wylotowy do zaślepki na gazociągu do granicy działki),
6. Wydruki prób ciśnieniowych z rejestratora.

X. Oświadczenia kierownika budowy/robót i protokoły odbiorowe

1. Oświadczenia:
 - Oświadczenie kierownika budowy o zgodności wykonania części technologiczno-montażowej z projektem budowlanym,
 - Oświadczenie kierownika robót branży elektrycznej,
 - Oświadczenie kierownika budowy o wykonaniu prac zgodnie z projektem budowlanym,
 - Oświadczenie kierownika budowy o doprowadzeniu terenu budowy do należytego stanu i porządku,
 - Oświadczenie o zabudowanych materiałach,
 - Oświadczenie o wypadkach,
 - Oświadczenie o zakończeniu prac.
2. Wykaz osób odpowiedzialnych za prace przy realizacji zadania,
3. Protokół odbioru stacji gazowej od producenta nr 1,
4. Protokół odbioru technicznego,
5. Protokół odbioru układu pomiarowego,
6. Protokół z przeprowadzenia testów działania systemu ESD,
7. Protokół z przeprowadzenia testów układów sterowania zaworami sterowanymi,
8. Protokół odbioru technicznego systemów i układów AKPiA,

9. Dokument przekazania na rzecz PSG praw do wykorzystywania zamontowanego na SR LNG i SRP w systemach AKPiA, telemetrii, monitoringu CCTV i instalacji SSWiN oprogramowania narzędziowego i użytkowego,
10. Protokoły z badania instalacji elektrycznej, przeciwporażeniowej, uziemiającej i odgromowej,
11. Opinia powykonawcza dotycząca odprowadzenia spalin z urządzenia gazowego oraz sprawności wentylacji,
12. Protokoły z wykonania przejść gazoszczelnych:
 - Deklaracja właściwości użytkowych masy uszczelniającej,
 - Karta charakterystyki masy uszczelniającej.
13. Protokół ze schłodzenia urządzeń azotem,
14. Protokół z odazotowania zbiorników oraz napełnienia zbiornika i instalacji ciekłym metanem,
15. Protokół z rozruchu próbnego,
16. Protokół wykonania uruchomienia kotłów.

XI. **Instrukcje**

1. Instrukcja obsługi systemu automatycznego sterowania obiektu,
2. Instrukcja pracy i obsługi systemu ESD,
3. Instrukcja pracy i obsługi systemów AKPiA i telemetrycznych,
4. Instrukcja pracy i obsługi oprogramowania użytkowego systemów AKPiA i telemetrii,
5. Instrukcja pracy i obsługi systemów monitoringu CCTV i instalacji SSWiN,
6. Instrukcja pracy i obsługi instalacji elektrycznej,
7. Instrukcja współpracy agregatu prądotwórczego z siecią energetyki zawodowej,
8. Instrukcja nagrzewnicy awaryjnej,
9. Instrukcja obsługi zbiornika,
10. Instrukcja obsługi parownicy,
11. Instrukcja eksploatacji rurociągu,
12. Instrukcja eksploatacji stacji regazyfikacji LNG,
13. Instrukcja eksploatacji stacji redukcyjno-pomiarowej pś/c oraz kotłowni,
14. Instrukcja rozruchu i zatrzymania obiektu,
15. Schematy technologiczne do montażu na obiekcie technologicznym,
16. Instrukcja Bezpieczeństwa Pożarowego,
17. Dokument Zabezpieczenia przed Wybuchem,
18. Program Zapobiegania Awariom.

XIII. **Dokumentacja UDT zamontowanych urządzeń**

1. Wniosek o przeprowadzenie badań urządzeń podlegających dozorowi technicznemu,
2. Plan usytuowania urządzeń ciśnieniowych i schemat instalacji LNG,
3. Opis zbiornika nr.....,
4. Opis zbiornika nr.....,
5. Opis zbiornika THT nr,
6. Opis parownicy nr,

7. Opis parownicy nr,
8. Opis gaśnicy proszkowej,
9. Opis rurociągu nr,
10. Opis rurociągu nr,
11. Protokoły z wykonania czynności dozorowych,
12. Decyzje UDT.

XIV. Dokumentacja TDT zamontowanych urządzeń

1. Wniosek o uzgodnienie dokumentacji urządzenia NO:
 - Protokół z badania odbiorczego.
2. Wniosek o przeprowadzenie badań odbiorczych:
 - Wniosek o rejestrację urządzenia technicznego.
3. Potwierdzenie rejestracji urządzenia technicznego:
 - Decyzja TDT,
 - Protokół z badania odbiorczego z ewidencją badań technicznych.
4. Dokumentacja rejestracyjna urządzenia NO.

XV. Dokumentacja kończąca realizację prac budowlano-montażowych

1. Dokument gwarancji całości,
2. Zawiadomienie o zakończeniu budowy do Komendy Powiatowej Państwowej Straży Pożarnej,
3. Zawiadomienie o zakończeniu budowy do Powiatowego Inspektora Sanitarnego,
4. Zawiadomienie do Wojewódzkiego Inspektoratu Ochrony Środowiska:
 - Protokół kontroli nr
5. Zawiadomienie o zakończeniu budowy i zamiarze przystąpienia do użytkowania obiektu budowlanego do PINB:
 - Oświadczenie kierownika budowy o zakończeniu robót,
 - Uprawnienia kierownika budowy i Zaświadczenie z Okręgowej IIB,
 - Oświadczenie pełnomocnika inwestora o braku sprzeciwu i uwag Państwowego Inspektora Sanitarnego i Państwowej Straży Pożarnej,
 - Wniosek o wydanie zaświadczenia o braku podstaw do wniesienia sprzeciwu,
 - Protokół kontroli nr,
 - Zaświadczenie o braku sprzeciwu i uwag PINB.
6. Dziennik Budowy,
7. Inwentaryzacja powykonawcza w skali 1:500 z informacją o zgodności usytuowania obiektu budowlanego z projektem zagospodarowania działki i decyzją o pozwoleniu na budowę:
 - Operat techniczny – pionowość zbiorników,
 - Inwentaryzacja podbudowy,
 - Szkice tyczenia poszczególnych elementów obiektu.

6.2. Rozruch lub rozruch próbny stacji regazyfikacji LNG (Uruchomienie stacji regazyfikacji LNG)

Uwaga:

Z rozruchu sporządzany jest protokół stanowiący załącznik nr 19 do regulacji pn. „Realizacja inwestycji i remontów w Polskiej Spółce Gazownictwa sp. z o.o.”. Uruchomienie stacji regazyfikacji lub jej części wykonuje wyspecjalizowany personel. W stacji regazyfikacji, w której doszło do całkowitego wyłączenia jej ponowne uruchomienie może się odbyć wyłącznie za zgodą i wiedzą Dyspozycji Gazu.

6.2.1. Próby rozruchowe

Przed przekazaniem SR LNG do eksploatacji wykonawca powinien przeprowadzić próby rozruchowe. Przystąpienie do prób rozruchowych należy poprzedzić kontrolą dokumentacji prób i badań cząstkowych oraz kompleksową kontrolą stanu całej instalacji SR LNG.

6.2.2. Kontrola dokumentacji prób cząstkowych

Należy sprawdzić protokoły prób i badań wykonanych w trakcie prac budowlanych, prefabrykacyjnych i montażowych np. prób ciśnieniowych wytrzymałości i szczelności, badań instalacji odgromowej, itd. Kontrola powinna dotyczyć kompletności protokołów i wyników prób.

Wykryte braki i nieprawidłowości należy uzupełnić lub usunąć przed przystąpieniem do prób rozruchowych.

6.2.3. Kontrola stanu instalacji

Kontrola stanu instalacji powinna obejmować sprawdzenie:

- oznakowania, etykiet napisów, tabliczek znamionowych,
- zgodności instalacji ze schematem technologicznym,
- poprawności montażu armatury z uwzględnieniem kierunku przepływu, dostępności dla obsługi,
- poprawności nastaw zaworów bezpieczeństwa, umiejscowienia odpowietrzenia, itp.

Wykryte braki i nieprawidłowości należy usunąć przed przystąpieniem do prób rozruchowych.

6.2.4. Pierwsze napełnienie zbiornika LNG

Przed napełnianiem cała instalacja powinna być przepłukana gazem obojętnym (azotem). Napełnianie należy przeprowadzać zgodnie z instrukcją napełniania. Przed napełnianiem cieczą technologiczną (LNG) zbiorniki i instalację należy schłodzić ciekłym azotem. Należy napełnić wszystkie zbiorniki procesowe SR LNG ilością LNG,

wystarczającą do przeprowadzenia próby pracy ciągłej stacji, z uwzględnieniem instrukcji producenta zbiornika.

Przy pierwszym napełnianiu zbiornika należy postępować ostrożnie, nie należy napełniać go od razu pełnym otwarciem zaworów odcinających, gdyż jego naczynie wewnętrzne ma temperaturę zbliżoną do temperatury otoczenia:

- a) upewnić się, że ciśnienie gazu w cysternie jest wyższe od ciśnienia w zbiorniku; jeśli nie, należy podnieść ciśnienie gazu w cysternie lub obniżyć ciśnienie w zbiorniku za pomocą zaworu (im wyższa różnica ciśnień, tym szybsze tankowanie zbiornika), jednak należy uważać, żeby utrzymywać w zbiorniku nadciśnienie,
- b) sprawdzić czy wszystkie zawory są zamknięte,
- c) połączyć wąż do tankowania pomiędzy cysterną a rurociągiem nalewczym,
- d) przez kilka minut napełniać zbiornik gazem w niskiej temperaturze – fazą gazową, lekko otwierając (2-3 obroty) zawór napełniania górą; jednocześnie otworzyć zawór upustowy i zawór nadmiarowy,
- e) przełączyć fazę tankowanego gazu na cysternie z gazowej na ciekłą i kontynuować powolne napełnianie przez kilka minut,
- f) zamknąć zawór na linii napełniania górą, otworzyć lekko zawór napełniania dołem i kontynuować dozowanie fazy ciekłej z cysterny, zwiększając stopniowo przepływ przez zawór otwierając go do prawie pełnego otwarcia (w momencie napotkania oporu przy otwieraniu sygnalizującego pełne otwarcie należy cofnąć pokrętko zaworu o 1-2 obroty),
- g) obserwować ciśnienie w zbiorniku; jeśli ciśnienie wzrasta zbyt szybko, należy kontynuować napełnianie poprzez zawór na linii napełniania górą zamykając zawór na linii napełniania dołem, wciąż obserwować ciśnienie,
- h) sterowanie ciśnieniem podczas tankowania odbywa się za pomocą zaworów tankowania dołem i górą; przy tankowaniu zbiornika „dołem” ciśnienie w zbiorniku będzie wzrastać, przy tankowaniu „górami” ciśnienie w zbiorniku będzie się obniżać,
- i) w momencie zatankowania odpowiedniej ilości cieczy kriogenicznej należy przerwać tankowanie; kiedy ciecz kriogeniczna zaczyna się wylewać z zaworu nadmiaru na linii przelewu zbiornik jest pełen i również należy niezwłocznie zatrzymać tankowanie,
- j) zamknąć zawór napełniania na cysternie, zamknąć zawory na linii tankowania dołem na linii tankowania górą, na linii przelewu; po rozładowaniu ciśnienia w węźle i rurociągu nalewczym poprzez odpowiedni zawór wentylacyjny zainstalowanym na cysternie, należy odłączyć wąż,
- k) wąż do tankowania przedmuchać sprężonym azotem z butli,
- l) kołnierz ładowania należy zabezpieczyć kołnierzem zaślepiającym, aby wilgoć i brud nie przedostały się do linii napełniania,
- m) po wykonaniu tankowania należy włączyć działanie parownicy odbudowy ciśnienia poprzez otwarcie zaworów na linii odbudowy ciśnienia.

6.2.4.1. Rozruch parownicy atmosferycznej odbudowy ciśnienia zbiornika

Parownicę odbudowy ciśnienia napełnia się gazem LNG poprzez odpowiednie otwarcie zaworów na linii zasilania.

6.2.4.2. Rozruch parownicy atmosferycznej produktowej

- a) Rozruch parownicy atmosferycznej powinien odbyć się podczas nagazowania instalacji gazem ziemnym,
- b) Parownicę atmosferyczną produktową należy nagazować LNG poprzez otwarcie zaworów poboru cieczy na zbiorniku oraz otwarcie zaworów odcinających na rurociągu fazy ciekłej i gazowej łączącej zbiorniki z parownicami.

6.2.4.3. Rozruch rurociągów technologicznych

Rozruch rurociągów technologicznych odbywa się poprzez nagazowanie i jednoczesne odpowietrzenie rurociągów, poprzez otworzenie zaworu wlotowego do rurociągu i nagazowanie go do kolejnego elementu.

6.2.5. Próba pracy ciągłej

Po próbnym napełnieniu należy uruchomić, zgodnie z instrukcją eksploatacji, proces regazyfikacji, czyli rozpocząć 72-godzinne, tj. nieprzerwane pełne trzy doby, próby pracy ciągłej. W czasie trwania próby powinno mieć miejsce co najmniej jednokrotne automatyczne przełączenie zespołów parownic produktowych oraz ręczne przełączenie zasilania ze wszystkich zbiorników procesowych stacji. Podczas próby jest zalecane wymuszenie odbioru regazyfikowanego gazu, umożliwiające sprawdzenie maksymalnej wydajności stacji.

W przypadku braku możliwości odbioru gazu po regazyfikacji LNG dopuszcza się wykonanie próby z wykorzystaniem ciekłego azotu. Szczegóły przeprowadzenia takiej próby powinien określić projektant.

W przypadku wykorzystywania w instalacji technologicznej urządzeń i aparatury używanej, które nie zostały poddane kontroli producenta, próbę pracy ciągłej należy prowadzić przez okres jednego pełnego tygodnia.

Próba pracy ciągłej ma na celu przede wszystkim sprawdzenie poprawności działania:

- instalacji technologicznej,
- lokalnego układu AKPiA,
- systemu telemetrii,
- oprogramowania sterownika i stacji operatorskiej w zakresie gromadzenia danych historycznych i generowania raportów.

Wyniki próby pracy ciągłej należy przyjąć komisyjnie protokołem odbioru podpisanym przez osoby do tego upoważnione.

6.2.6. Szkolenie personelu

Niezależnie od obowiązkowych szkoleń z zakresu BHP i ppoż. obsługę eksploatacyjną i konserwację oraz nadzór nad pracą SR LNG powinny wykonywać osoby mające kwalifikacje oraz odpowiednio przeszkolone do określonego zadania. Przed przekazaniem do eksploatacji wykonawca inwestycji odpowiada za szkolenie personelu inwestora z zakresu obsługi SR LNG.

Program szkolenia powinien obejmować co najmniej:

- normalne procedury eksploatacyjne,
- identyfikację procesu regazyfikacji i zagrożenia,
- granice bezpiecznej eksploatacji,
- procedury awaryjne,
- okresowe prace konserwacyjne,
- właściwości fizyczne i chemiczne LNG i ich wpływ na organizm człowieka,
- środki ochrony osobistej tj. obuwie, okulary ochronne, rękawice, itp.,
- pierwszą pomoc dla osób poszkodowanych w wyniku kontaktu z LNG i/lub pożarem LNG.

7. Dokumentacja powykonawcza

Wykonawca stacji regazyfikacji LNG wraz ze stacją/zespołem gazowym powinien dostarczyć zamawiającemu co najmniej następujące dokumenty:

- 1) Decyzję o pozwoleniu na budowę/ kopię zgłoszenia organowi administracji architektoniczno-budowlanej zamiaru wykonania robót budowlanych;
- 2) Kopię zawiadomienia organu nadzoru budowlanego o zamierzonym terminie rozpoczęcia robót budowlanych;
- 3) Uzupełniony Dziennik budowy;
- 4) Kopię zawiadomienia o zakończeniu robót budowlanych/ wniosek o wydanie decyzji o pozwoleniu na użytkowanie wraz z załącznikami;
- 5) Informację z organu nadzoru budowlanego o braku sprzeciwu do zawiadomienia o zakończeniu robót budowlanych/ ostateczną decyzję o pozwoleniu na użytkowanie;
- 6) Dokumentację projektową wraz z załącznikami i naniesionymi zmianami;
- 7) Oświadczenie Kierownika budowy o:
 - a. zgodności wykonania obiektu budowlanego z projektem budowlanym lub warunkami pozwolenia na budowę oraz przepisami,
 - b. doprowadzeniu do należytego stanu i porządku terenu budowy,
 - c. doprowadzeniu do należytego stanu i porządku terenu w przypadku korzystania z drogi, ulicy bądź sąsiedniej nieruchomości;
- 8) Dokumentację geodezyjną;
- 9) Zawiadomienie Państwowej Inspekcji Sanitarnej i Państwowej Straży Pożarnej o zakończeniu budowy obiektu budowlanego i zamiarze przystąpienia do jego użytkowania (jeżeli obiekt wymagał stosownych uzgodnień pod względem ochrony przeciwpożarowej lub wymagań higienicznych i zdrowotnych)

- a. wyżej wymienione organy zajmują stanowisko w sprawie zgodności wykonania obiektu budowlanego z projektem budowlanym,
 - b. niezajęcie stanowiska przez organy w terminie 14 dni od dnia otrzymania zawiadomienia, traktuje się jak niezgłoszenie sprzeciwu bądź uwag;
- 10) Decyzję zezwalającą na eksploatację stacji regazyfikacji LNG wydaną przez właściwy organ jednostki terenowej Urzędu Dozoru Technicznego na podstawie *Ustawy z dnia 21 grudnia 2000 r. o dozorze technicznym* oraz protokołów z badań i sprawdzeń, o których mowa w art. 14, tj.:
- a. sprawdzenia kompletności i prawidłowości przedłożonej dokumentacji projektowej,
 - b. sprawdzenia zgodności wykonania stacji LNG jej wyposażenia i oznakowania z dokumentacją oraz warunkami technicznymi dozoru technicznego,
 - c. wykonania prób technicznych przed uruchomieniem i w trakcie pracy stacji LNG w zakresie ustalonym w warunkach technicznych dozoru technicznego dla poszczególnych rodzajów urządzeń,
 - d. przeprowadzenia badań specjalnych (jeżeli takie zostały określone w dokumentacji projektowej urządzenia) lub wykonanie ich w uzasadnionych przypadkach na żądanie organu właściwej jednostki dozoru technicznego,
 - e. dla wybranych urządzeń technicznych część badań (w tym zbiorników kriogenicznych) może być przeprowadzona u wytwórcy urządzenia; wyniki tych badań oraz ich stan techniczny określa się w protokole z badań i uwzględnia przy badaniu urządzenia u eksploatującego, poprzedzającym wydanie decyzji zezwalającej na eksploatację;
- 11) Dzienniki robót spawalniczych wraz z uprawnieniami spawaczy, personelu nadzoru spawalniczego oraz personelu kontroli i badań:
- a. Wyniki badań połączeń spawanych metodami nieniszczącymi,
 - b. Świadectwa odbioru 3.1 wg PN-EN 10204 dla materiałów podstawowych i dodatkowych do spawania;
- 12) Protokół sprawdzenia armatury i armatury zabezpieczającej;
- 13) Protokół z wykonania prób wytrzymałości i szczelności układów rurowych wraz z obliczeniami i graficznym zapisem próby;
- 14) Protokół odbioru urządzenia NO przez Transportowy Dozór Techniczny;
- 15) Protokół z rozruchu/ ruchu próbnego stacji regazyfikacji LNG z wynikami sprawdzenia prawidłowego funkcjonowania przekazu danych w telemetrii, działania urządzeń eksplozymetrycznych oraz nastaw urządzeń zabezpieczających i redukcyjnych
- a. rozruchu/ ruchu próbnego, w czasie którego będą kontrolowane wszystkie parametry pracy urządzeń, dokonuje wytwórca stacji LNG zapewniając niezbędne środki i zasoby do podjęcia działań w przypadku wystąpienia nieprawidłowości,
 - b. czynności należy wykonać zgodnie z organizacją i dokumentowaniem prac gazoniebezpiecznych nietypowych obowiązujących w PSG, uzyskując stosowne uzgodnienia,

- c. czas trwania rozruchu/ ruchu próbnego stacji regazyfikacji LNG należy połączyć z rozruchem próbnym współpracującej stacji gazowej i powinien być nie krótszy niż 7 dni,
 - d. termin rozruchu/ ruchu próbnego powinno się uzgodnić z terytorialną jednostką dozoru technicznego w celu przeprowadzenia badań i sprawdzeń w zakresach ustalonych przez Urząd Dozoru Technicznego;
- 16) Protokół wykonania robót zanikowych;
 - 17) Protokół z oczyszczenia gazociągów na terenie stacji LNG;
 - 18) Protokół odbioru technicznego i końcowego (zgodnie z załącznikami regulacji pn. *Realizacja inwestycji i remontów w Polskiej Spółce Gazownictwa sp. z o.o.*;
 - 19) Dokumentację urządzeń ciśnieniowych i rurociągów technologicznych podlegających zgłoszeniu do Urzędu Dozoru Technicznego (UDT);
 - 20) Dokumentację urządzenia NO podlegającego zgłoszeniu do Transportowego Dozoru Technicznego (TDT);
 - 21) Schematy stacji (SR LNG i SRP, w tym dot. części technologicznej, elektrycznej, pomiarowej, AKPiA);
 - 22) Klasyfikacje i graficzne rysunki oddziaływania stref zagrożenia wybuchem;
 - 23) Atesty, świadectwa odbioru, świadectwa dopuszczenia wyrobów do obrotu i stosowania w budownictwie, deklaracje właściwości użytkowych, deklaracje zgodności, aprobaty krajowe oceny techniczne oraz certyfikaty;
 - 24) Wykaz zabudowanych rur, armatury i materiałów wraz z deklaracjami, atestami, świadectwami i gwarancjami;
 - 25) Świadectwa i deklaracje zgodności według *Dyrektywy ATEX 2014/34/UE dotyczącej urządzeń i systemów ochronnych przeznaczonych do użytku w atmosferze potencjalnie wybuchowej* dla urządzeń i systemów ochronnych w przestrzeniach zagrożonych wybuchem;
 - 26) Dokumentację powykonawczą instalacji elektrycznych, uziemiających i odgromowych poświadczoną montażem przez osoby uprawnione;
 - 27) Protokoły z badań oraz pomiarów instalacji elektrycznych, uziemiających i odgromowych;
 - 28) Protokół odbioru powłoki izolacyjnej części podziemnej (jeśli występuje);
 - 29) Protokół ze sprawdzenia systemu ESD (wyłączenia awaryjnego);
 - 30) Pozostałe protokoły odbioru instalacji i urządzeń ppoż. lub wod.-kan. (jeśli występują);
 - 31) Instrukcje obsługi stacji regazyfikacji LNG:
 - a. dane techniczne i charakterystykę urządzenia,
 - b. opis w niezbędnym zakresie układów automatyki, pomiarów, sygnalizacji, zabezpieczeń i sterowań,
 - c. wymagania w zakresie eksploatacji oraz terminy przeprowadzania przeglądów, prób działania, pomiarów i konserwacji,
 - d. opis sposobów bezpiecznego wykonywania pracy,
 - e. opis czynności związanych z uruchomieniem, obsługą w czasie pracy i zatrzymaniem stacji regazyfikacji LNG w warunkach normalnej pracy,
 - f. sposoby usuwania typowych niesprawności,

- g. zasady postępowania w razie awarii oraz zakłóceń,
 - h. identyfikację zagrożeń dla zdrowia i życia ludzkiego oraz dla środowiska naturalnego związanych z eksploatacją,
 - i. wymagania dotyczące środków ochrony zbiorowej lub indywidualnej,
 - j. zestawy rysunków, schematów z opisami zgodnymi z obowiązującym nazewnictwem w języku polskim;
- 32) Instrukcje obsługi urządzenia NO:
- a. dane techniczne,
 - b. opis konstrukcji,
 - c. zastosowane materiały,
 - d. podstawowe wymiary gabarytowe,
 - e. instrukcję montażu,
 - f. zasady działania,
 - g. sposób uruchamiania i zatrzymania urządzenia,
 - h. instrukcję konserwacji i sposób usuwania typowych niesprawności,
 - i. listę części zamiennych;
- 33) Pozostałe instrukcje obsługi dla grupy urządzeń mających zastosowanie na obiekcie dla:
- a. agregatów prądotwórczych,
 - b. instalacji i urządzeń ppoż.,
 - c. instalacji wodno-kanalizacyjnych,
 - d. innych niewymienionych;
- 34) Instrukcję bezpieczeństwa pożarowego;
- 35) Dokumentację techniczno-ruchową (DTR) producenta w języku polskim na poszczególne urządzenia zamontowane na terenie obiektu;
- 36) Warunki gwarancji;
- 37) Deklaracja zgodności producenta o wykonaniu części technologicznej stacji zgodnie z wymaganiami;
- 38) Oświadczenia właścicieli terenów o prawidłowym uporządkowaniu działki;
- 39) Protokoły/ oświadczenia odbiorów pasów drogowych;
- 40) Oświadczenie wykonawcy o przekazaniu na rzecz PSG praw do wykorzystywania i modernizacji zamontowanego na SR LNG i SRP w systemach AKPiA, telemetrii, monitoringu CCTV i instalacji SSWiN oprogramowania narzędziowego i użytkowego;
- 41) Na nośniku (płyce CD), oprogramowanie systemów AKPiA i telemetrii wykonane dla potrzeb realizacji SR LNG i SRP wraz z wykazem programów narzędziowych wykorzystanych do jego wykonania.

8. Rozpoczęcie eksploatacji

Po pozytywnym zakończeniu prób rozruchowych i zakończeniu prac Komisji Odbiorowej zakończonych protokołem odbioru końcowego oraz wykonaniu wymaganych prawem zgłoszeń i uprawomocnieniu się wymaganych decyzji, operator może rozpocząć eksploatację SR LNG.

V. Dokumenty związane

Dyrektywy

- 1) Dyrektywa 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 (Dyrektywa ws. urządzeń ciśnieniowych)
- 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 (Dyrektywa ATEX)

Ustawy:

- 1) Ustawa z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane
- 2) Ustawa z dnia 21 grudnia 2000 r. o dozorze technicznym
- 3) Ustawa z dnia 24 sierpnia 1991 r. o ochronie przeciwpożarowej
- 4) Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska
- 5) Ustawa z dnia 20 lipca 2017 r. Prawo Wodne
- 6) Ustawa 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

Rozporządzenia:

- 1) Rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 26 kwietnia 2013 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie
- 2) Rozporządzenie Ministra Rozwoju i Technologii z dnia 17 grudnia 2021 r. w sprawie warunków technicznych dozoru technicznego dla niektórych urządzeń ciśnieniowych podlegających dozorowi technicznemu
- 3) Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko
- 4) Rozporządzenie Ministra Pracy i Polityki Socjalnej z dnia 26 września 1997 r. w sprawie ogólnych przepisów bezpieczeństwa i higieny pracy
- 5) Rozporządzenie Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji z dnia 24 lipca 2009 r. w sprawie przeciwpożarowego zaopatrzenia w wodę oraz dróg pożarowych
- 6) Rozporządzenie Ministra Rozwoju z dnia 29 stycznia 2016 r. w sprawie rodzajów i ilości znajdujących się w zakładzie substancji niebezpiecznych, decydujących o zaliczeniu zakładu do zakładu o zwiększonym lub dużym ryzyku wystąpienia poważnej awarii przemysłowej
- 7) Rozporządzenie Ministra Rozwoju z dnia 11 września 2020 r. w sprawie szczegółowego zakresu i formy projektu budowlanego

- 8) Rozporządzenie Ministra Transportu z dnia 20 września 2006 r. w sprawie warunków technicznych dozoru technicznego, jakim powinny odpowiadać urządzenia do napełniania i opróżniania zbiorników transportowych
- 9) Rozporządzenie Ministra Rozwoju i Technologii z dnia 20 grudnia 2021 r. w sprawie szczegółowego zakresu i formy dokumentacji projektowej, specyfikacji technicznych wykonania i odbioru robót budowlanych oraz programu funkcjonalno-użytkowego
- 10) 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
- 11) Rozporządzenie Ministra Transportu, Budownictwa i Gospodarki Morskiej z dnia 25 kwietnia 2012 r. w sprawie ustalania geotechnicznych warunków posadawiania obiektów budowlanych

Polskie Normy:

- 1) PN-EN 1092-1 Kołnierze i ich połączenia - Kołnierze okrągłe do rur, armatury, kształtek, łączników i osprzętu z oznaczeniem PN. Część 1: Kołnierze stalowe
- 2) PN-EN 1594 Infrastruktura gazowa - Rurociągi o maksymalnym ciśnieniu roboczym powyżej 16 bar -Wymagania funkcjonalne
- 3) PN-EN 10204 Wyroby metalowe - Rodzaje dokumentów kontroli
- 4) PN-EN 10216-4 Rury stalowe bez szwu do zastosowań ciśnieniowych -- Warunki techniczne dostawy -- Część 4: Rury ze stali niestopowych i stopowych z określonymi własnościami w temperaturze obniżonej
- 5) PN-EN 10216-5 Rury stalowe bez szwu do zastosowań ciśnieniowych -- Warunki techniczne dostawy -- Część 5: Rury ze stali odpornych na korozję
- 6) PN-EN 12266-1 Armatura przemysłowa - Badania armatury - Część 1: Próby ciśnieniowe, procedury badawcze i kryteria odbioru - Wymagania obowiązkowe
- 7) PN-EN 12266-2 Armatura przemysłowa - Badania armatury metalowej - Część 2: Badania, procedury badawcze i kryteria odbioru -- Wymagania dodatkowe
- 8) PN-EN 60079-10-1 Atmosfery wybuchowe - Część 10-1: Klasyfikacja przestrzeni - Gazowe atmosfery wybuchowe
- 9) PN-EN ISO 3834-2 - Wymagania jakości dotyczące spawania materiałów metalowych - Część 2: Pełne wymagania jakości
- 10) PN-EN ISO 14731 Nadzorowanie spawania -- Zadania i odpowiedzialność
- 11) PN-EN ISO 5817 Spawanie. Złącza spawane ze stali, niklu, tytanu i ich stopów (z wyjątkiem spawanych wiązką). Poziomy jakości według niezgodności spawalniczych
- 12) PN-EN ISO 17637 Badania nieniszczące złączy spawanych -- Badania wizualne złączy spawanych
- 13) PN-EN ISO 17636-1 Badania nieniszczące spoin -- Badanie radiograficzne -- Część 1: Techniki promieniowania X i gamma z błoną
- 14) PN-EN ISO 16810 Badania nieniszczące -- Badania ultradźwiękowe -- Zasady ogólne
- 15) PN-EN ISO 9606-1 Egzamin kwalifikacji spawaczy. Spawanie - Część 1: Stale

- 16) PN-EN ISO/IEC 17025 Ogólne wymagania dotyczące kompetencji laboratoriów badawczych i wzorcujących
- 17) PN-EN 10253-2 Kształtki rurowe do przyspawania doczołowego -- Część 2: Stale niestopowe i stopowe ferrytyczne ze specjalnymi wymaganiami dotyczącymi kontroli
- 18) PN-EN 10253-4 Kształtki rurowe do przyspawania doczołowego -- Część 4: Stale odporne na korozję austenityczne i austenityczno-ferrytyczne (duplex) do przeróbki plastycznej ze specjalnymi wymaganiami dotyczącymi kontroli
- 19) PN-EN ISO 21009-2 – Zbiorniki kriogeniczne -- Zbiorniki stacjonarne z izolacją próżniową -- Część 2: Wymagania eksploatacyjne
- 20) PN-EN 13645 Instalacje i urządzenia do skroplonego gazu ziemnego -- Projektowanie instalacji lądowych ze zbiornikami magazynowymi o ładowności od 5 t do 200 t
- 21) PN-EN 13766 Węże i przewody wielowarstwowe z tworzyw termoplastycznych (niewulkanizowane) do przesyłania gazu płynnego i skroplonego gazu ziemnego – Wymagania
- 22) PN-EN 13648-1 Zbiorniki kriogeniczne. Urządzenia zabezpieczające przed nadmiernym ciśnieniem cz.1. Zawory bezpieczeństwa w obsłudze kriogenicznej
- 23) PN-EN 13648-2 Zbiorniki kriogeniczne. Urządzenia zabezpieczające przed nadmiernym ciśnieniem cz.2. Płytki bezpieczeństwa w kriogenicznej obsłudze
- 24) PN-EN 13458-2 Zbiorniki kriogeniczne – zbiorniki stałe izolowane próżnią cz. 2: Projektowanie, wytwarzanie, kontrola i badania
- 25) PN-EN 1473 Instalacje i wyposażenie do skroplonego gazu ziemnego Projektowanie instalacji na lądzie
- 26) PN-EN 853 Węże i przewody z gumy -- Węże i przewody hydrauliczne wzmocnione opłotem z drutu -- Wymagania
- 27) PN-EN 854 Węże i przewody z gumy -- Węże i przewody hydrauliczne ze wzmocnieniem tekstylnym – Wymagania
- 28) PN-EN 856 Węże i przewody z gumy -- Węże i przewody hydrauliczne pokryte gumą, wzmocnione spiralą z drutu -- Wymagania
- 29) PN-EN 857 Węże i przewody z gumy -- Węże i przewody hydrauliczne wzmocnione zwartym opłotem z drutu -- Wymagania
- 30) PN-EN 1360 Węże i przewody z gumy i z tworzyw sztucznych do instalacji dozujących paliwo -- Wymagania
- 31) PN-EN 1761 Węże i przewody z gumy do cystern samochodowych dostarczających paliwa -- Wymagania
- 32) PN-EN 1762 Węże i przewody z gumy do płynnego gazu węglowodorowego LPG (w stanie ciekłym lub gazowym) oraz do gazu ziemnego o ciśnieniu do 25 bar (2,5 MPa) -- Wymagania
- 33) PN-EN ISO 3949 Węże i przewody z tworzyw sztucznych -- Węże do zastosowań hydraulicznych ze wzmocnieniem tekstylnym -- Wymagania
- 34) PN-EN ISO 21012 Zbiorniki kriogeniczne -- Przewody elastyczne
- 35) PN-EN 13709 Armatura przemysłowa -- Stalowe zawory zaporowe i zaporowo-zwrotne

- 36) PN-EN ISO 16903 Przemysł naftowy i gazu ziemnego -- Właściwości LNG wpływające na projektowanie i dobór materiałów
- 37) PN-EN 10222-4 Odkuwki stalowe na urządzenia ciśnieniowe -- Część 4: Stale spawalne drobnoziarniste o wysokiej granicy plastyczności
- 38) PN-EN 10269 Stale i stopy niklu na elementy złączne o określonych własnościach w podwyższonych i/lub niskich temperaturach
- 39) PN-EN 1515-1 Kołnierze i ich połączenia -- Śruby i nakrętki -- Część 1: Dobór śrub i nakrętek
- 40) PN-EN 1515-2 Kołnierze i ich połączenia -- Śruby i nakrętki -- Część 2: Podział materiałów na śruby do kołnierzy stalowych z oznaczeniem PN
- 41) PN-EN 1515-4 Kołnierze i ich połączenia -- Śruby i nakrętki -- Część 4: Dobór śrub i nakrętek do osprzętu podlegającego dyrektywie Urządzenia ciśnieniowe 2014/68/UE
- 42) 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
- 43) PN-EN ISO 898-2 Części złączne -- Własności mechaniczne części złącznych wykonanych ze stali węglowej i stali stopowej -- Część 2: Nakrętki o określonej klasie własności
- 44) PN-EN ISO 4016 Części złączne -- Śruby z łbem sześciokątnym -- Klasa dokładności C
- 45) PN-EN ISO 3506-1 Części złączne -- Własności mechaniczne części złącznych odpornych na korozję ze stali nierdzewnej -- Część 1: Śruby i śruby dwustronne z określonym gatunkiem stali i klasą własności
- 46) PN-EN 13480-1 Rurociągi przemysłowe metalowe -- Część 1: Postanowienia ogólne
- 47) PN-EN 13480-2 Rurociągi przemysłowe metalowe -- Część 2: Materiały
- 48) PN-EN 13480-3 Rurociągi przemysłowe metalowe -- Część 3: Projektowanie i obliczenia
- 49) PN-EN 13480-4 Rurociągi przemysłowe metalowe -- Część 4: Wykonanie i montaż
- 50) PN-EN 13480-5 Rurociągi przemysłowe metalowe -- Część 5: Kontrola i badania
- 51) PN-EN 13480-6 Rurociągi przemysłowe metalowe -- Część 6: Wymagania dodatkowe dla rurociągów podziemnych
- 52) PN-EN ISO 9001 Systemy zarządzania jakością – Wymagania
- 53) PN-EN ISO 12944-1 Farby i lakiery -- Ochrona przed korozją konstrukcji stalowych za pomocą ochronnych systemów malarskich -- Część 1: Ogólne wprowadzenie
- 54) PN-EN ISO 12944-2 Farby i lakiery -- Ochrona przed korozją konstrukcji stalowych za pomocą ochronnych systemów malarskich -- Część 2: Klasyfikacja środowisk
- 55) PN-EN ISO 12944-3 Farby i lakiery -- Ochrona przed korozją konstrukcji stalowych za pomocą ochronnych systemów malarskich -- Część 3: Zasady projektowania
- 56) PN-EN ISO 12944-4 Farby i lakiery -- Ochrona przed korozją konstrukcji stalowych za pomocą ochronnych systemów malarskich -- Część 4: Rodzaje powierzchni i sposoby przygotowania powierzchni
- 57) PN-EN ISO 12944-5 Farby i lakiery -- Ochrona przed korozją konstrukcji stalowych za pomocą ochronnych systemów malarskich -- Część 5: Ochronne systemy malarskie

- 58) PN-EN ISO 12944-6 Farby i lakiery -- Ochrona przed korozją konstrukcji stalowych za pomocą ochronnych systemów malarskich -- Część 6: Laboratoryjne metody badań właściwości
- 59) PN-EN ISO 12944-7 Farby i lakiery -- Ochrona przed korozją konstrukcji stalowych za pomocą ochronnych systemów malarskich -- Część 7: Wykonywanie i nadzór prac malarskich
- 60) PN-EN ISO 4042 Części złączne -- Powłoki elektrolityczne
- 61) PN-EN ISO 1456 Powłoki metalowe i inne nieorganiczne -- Elektrolityczne powłoki niklowe, nikiel-chrom, miedź-nikiel oraz miedź-nikiel-chrom

Standardy Techniczne IGG:

- 1) ST-IGG-0401 Sieci Gazowe. Strefy Zagrożenia Wybuchem. Ocena i Wyznaczanie
- 2) ST-IGG-0501 Stacje gazowe w przesyle i dystrybucji dla ciśnień wejściowych do 10 MPa włącznie. Wymagania w zakresie projektowania, budowy oraz przekazania do użytkowania
- 3) ST-IGG-3708:2021 Projektowanie, budowa i użytkowanie stacji regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego LNG. Wymagania i zalecenia
- 4) ST-IGG-2702:2024 Rozliczenia dostaw LNG na obiektach małej skali

Regulacje wewnętrzne PSG:

- 1) Zasady eksploatacji stacji gazowych i zespołów gazowych na przyłączy
- 2) Zasady projektowania i budowy stacji gazowych i zespołów gazowych na przyłączy
- 3) Realizacja inwestycji i remontów w Polskiej Spółce Gazownictwa sp. z o.o.
- 4) Zasady budowy, technologii spajania i napraw stalowych sieci gazowych
- 5) Zasady monitorowania i realizacji pomiarów na stacjach regazyfikacji LNG
- 6) Zasady w zakresie bezpieczeństwa fizycznego i technicznego dla stacji regazyfikacji LNG w Polskiej Spółce Gazownictwa sp. z o.o.
- 7) Zasady wizualizacji stacji, zespołów gazowych oraz naziemnych układów gazowych
- 8) Księga Identyfikacji Wizualnej w PSG sp. z o.o.

VI. Karta zmian i przeglądu

Lp.	Data zmiany/przeglądu (uzupełnia Biuro Regulacji)	Ogólny opis zakresu zmiany (nr punktu/ załącznika, zmiana odpowiedzialności, nowy tryb postępowania w punkcie...)
	12 sierpnia 2025 r.	Dodano wymogi w zakresie zaworów bezpieczeństwa, zaworów odcinających, zakresu dokumentacji powykonawczej. Zaktualizowano dokumenty związane.

VII. Historia wersji

Numer wydania	Numer Zarządzenia	Data Zarządzenia	Początek okresu obowiązywania	Koniec okresu obowiązywania
1	85/2021	05.10.2021	07.10.2021	11.08.2025