

Przyjęcie skroplonego gazu do zbiorników procesowych na stacji regazyfikacji LNG

Refueling of liquefied natural gas at the LNG regasification station

Andrzej Żero, Jan Snarski^{*)}

Słowa kluczowe: stacja regazyfikacji LNG, tankowanie stacji LNG

Streszczenie

Przyjęcie gazu w postaci LNG do stacji regazyfikacji LNG jest procesem, który wymaga szczególnej uwagi oraz sprecyzowanych czynności eksploatacyjnych wykonywanych we właściwej kolejności. Nie jest procesem skomplikowanym, ale jego prawidłowe i bezpieczne wykonanie jest bardzo ważne z punktu widzenia codziennej pracy stacji regazyfikacji LNG oraz osób znajdujących się na obiekcie. Celem artykułu jest przybliżenie Czytelnikowi podstawowych zagrożeń występujących na stacji regazyfikacji LNG, a w szczególności w procesie tankowania stacji. Artykuł omawia proces tankowania wskazując na kluczowe elementy procesu.

Keywords: LNG regasification plant, fueling LNG station

Abstract

Refueling LNG regasification station is a process that requires special attention and specified operational activities performed in the correct order. It is not a complicated process, but its proper and safe execution is very important from the point of view of the daily operation of the LNG regasification station and staff on site. The purpose of the article is to present the basic threats at the LNG regasification station, in the process of refueling the station. The article discusses the refueling process and indicates the key elements of the refueling process.

1. Wstęp

Technologia, transport i wykorzystanie gazu ziemnego w postaci skroplonej (ang. LNG – Liquefied Natural Gas) znane jest i użyteczne na całym świecie od wielu lat. Pierwsza instalacja skraplania powstała w Cleveland (Stany Zjednoczone) w 1941 [4]. Pierwsza morska dostawa LNG miała miejsce 25 stycznia 1959 roku z Luizjany w Stanach Zjednoczonych do Wielkiej Brytanii z wykorzystaniem statku Methane Pioneer [12] podczas gdy pierwsza dostawa LNG do terminala LNG w Świnoujściu miała miejsce w dniu 11 grudnia 2015 r. [10]. Budowa pierwszych stacji regazyfikacji LNG w Polsce przypada na początek lat 2000 oraz w latach następnych [23] i notuje nieprzerwany dynamiczny rozwój, gdzie tylko największy operator systemu dystrybucyjnego gazu ziemnego (OSD) na koniec maja 2021 posiadał 68 koncesjonowanych instalacji [22]. Jak widać historia przemysłowego i komercyjnego wykorzystania technologii LNG trwa od 80 lat.

Analiza danych dotyczących technologii LNG wskazuje na ich wysoki poziom bezpieczeństwa. Jest on rezultatem kilku czynników. W celu zapewnienia bezpiecznej eksploatacji przemysł dokonał technicznej i funkcjonalnej ewolucji. Postęp techniczny i operacyjny objął wszystko, od szeroko pojętej inżynierii, która jest podstawą przemysłu LNG, po procedury techniczne oraz umiejętności personelu zajmującego się obsługą zarówno terminali LNG jak i stacji regazyfikacji LNG. Literatura dotycząca terminali LNG dość obszerna, że wystarczy wymienić jedną z najważniejszych pozycji [14], czy opracowania dotyczące szeroko pojętego bezpieczeństwa rozładunku LNG w terminalach [8], [3]. Również w zakresie bezpieczeństwa i eksploatacji infrastruktury gazowniczej literatura krajowa jest bogata,

np. [11], [2], [7], czy [9] ale najczęściej nie ujmuje ona stacji regazyfikacji LNG natomiast w zakresie dotyczącym budowy i eksploatacji stacji regazyfikacji LNG można odnaleźć mniej liczne opracowania w tym zakresie, np. [1], [25]. W związku z tym większość zagadnień związanych z eksploatacją stacji regazyfikacji LNG sprowadza się głównie do doświadczeń operacyjnych poszczególnych operatorów stacji regazyfikacji LNG. Warto w tym miejscu wskazać, że w ocenie autorów jednym z najciekawszych procesów eksploatacyjnych jest sam proces tankowania stacji regazyfikacji LNG a celem artykułu jest omówienie wykonania czynności związanych z tankowaniem stacji z uwzględnieniem zagadnień związanych z bezpieczeństwem eksploatacji stacji regazyfikacji LNG.

Stacje regazyfikacji LNG znajdują zastosowanie tam, gdzie nie jest możliwe zbudowanie gazociągów i gdzie nie ma lokalnych złóż gazu ziemnego. Obecne w Polsce na 2 479 gmin zgazyfikowanych przez wszystkie OSD jest około 1800 gmin [18]. Gazyfikacja nowych obszarów, zwłaszcza tam, gdzie nie ma dostępu do tradycyjnych sieci gazowych lub nie jest możliwe zwiększenie przepustowości istniejącej sieci gazowej, możliwa jest z wykorzystaniem stacji regazyfikacji skroplonego gazu LNG, czyli poprzez tzw. gazyfikację wyspową. Stacje regazyfikacji LNG mogą również stanowić wsparcie liniowego systemu dystrybucji gazu w lokalizacjach z niedoborami przepustowości w punktach wejścia do sieci dystrybucyjnej i jednocześnie z niezaspokojonym popytem na gaz ziemny po stronie odbiorców.

W takich przypadkach źródłem gazu ziemnego jest instalacja regazyfikacji LNG składająca się ze zbiornika procesowego o pojemności wodnej od 9 do 150 m³, instalacji zgazowania LNG oraz stacji redukcyjno-pomiarowej. Wydajność instalacji LNG jest zależna od jej wielkości. Instalacja umożliwia dostawienie kolejnego zbiornika

^{*)} Andrzej Żero, dr inż. – Główny Specjalista ds. Rozwoju LNG, Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o., Departament Rozwoju, Biuro Rozwoju LNG, andrzej.zero@psgaz.pl, Jan Snarski, mgr – Z-ca Kierownika Gazowni w Suwałkach, Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o., jan.snarski@psgaz.pl

i zwiększenie jej wydajności poprzez rozbudowę układu parownic atmosferycznych. Rys. 1 przedstawia stację regazyfikacji LNG a na Rys. 2 przedstawiono przykład schematu technologicznego stacji.

Codzienna eksploatacja stacji regazyfikacji LNG wraz ze stacją redukcyjno pomiarową odbywa się w warunkach strefy zagrożenia wybuchem a zbiornik procesowy napełniany jest z wykorzystaniem autocystern do przewozu LNG w zależności od potrzeb. W przypadku stacji regazyfikacji LNG zasilających dużych odbiorców transporty mogą odbywać się nawet codziennie podczas gdy do stacji LNG zasilających głównie odbiorców komunalnych i tzw. mały biznes dostawy LNG mogą się odbywać zarówno codziennie (w okresie zimowym) lub co około dwa tygodnie w zależności od poboru gazu ziemnego.



Rys. 1. Podstawowe elementy instalacji LNG (źródło: opracowanie własne)
Fig. 1. Basic elements of LNG regasification station (source: own study)

Praca w strefach zagrożonych wybuchem

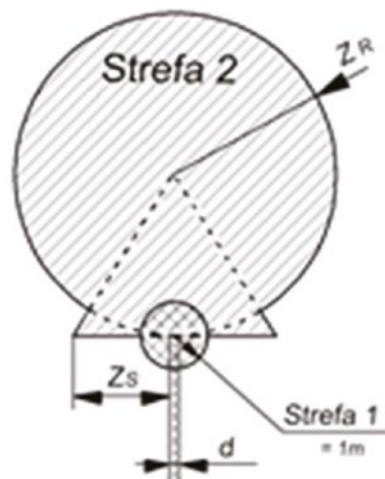
Obsługa stacji regazyfikacji LNG obejmuje czynności wykonywane w tzw. strefach zagrożonych wybuchem. Jako obszary zagrożenia wybuchem uznaje się przestrzeń, w której występuje atmosfera wybu-

chowa lub można spodziewać się jej wystąpienia w takich ilościach, że wymaga to użycia specjalnych środków zapobiegawczych dotyczących konstrukcji, instalowania i eksploatacji urządzeń. Atmosferę wybuchową tworzy mieszanina powietrza i palnych gazów, oparów, mgieł lub pyłów w zakresie stężeń, w których, po zainicjowaniu źródłem zapłonu, spalanie rozprzestrzenia się samorzutnie na całą mieszaninę według Dyrektywy EU ATEX/94/9/WE.

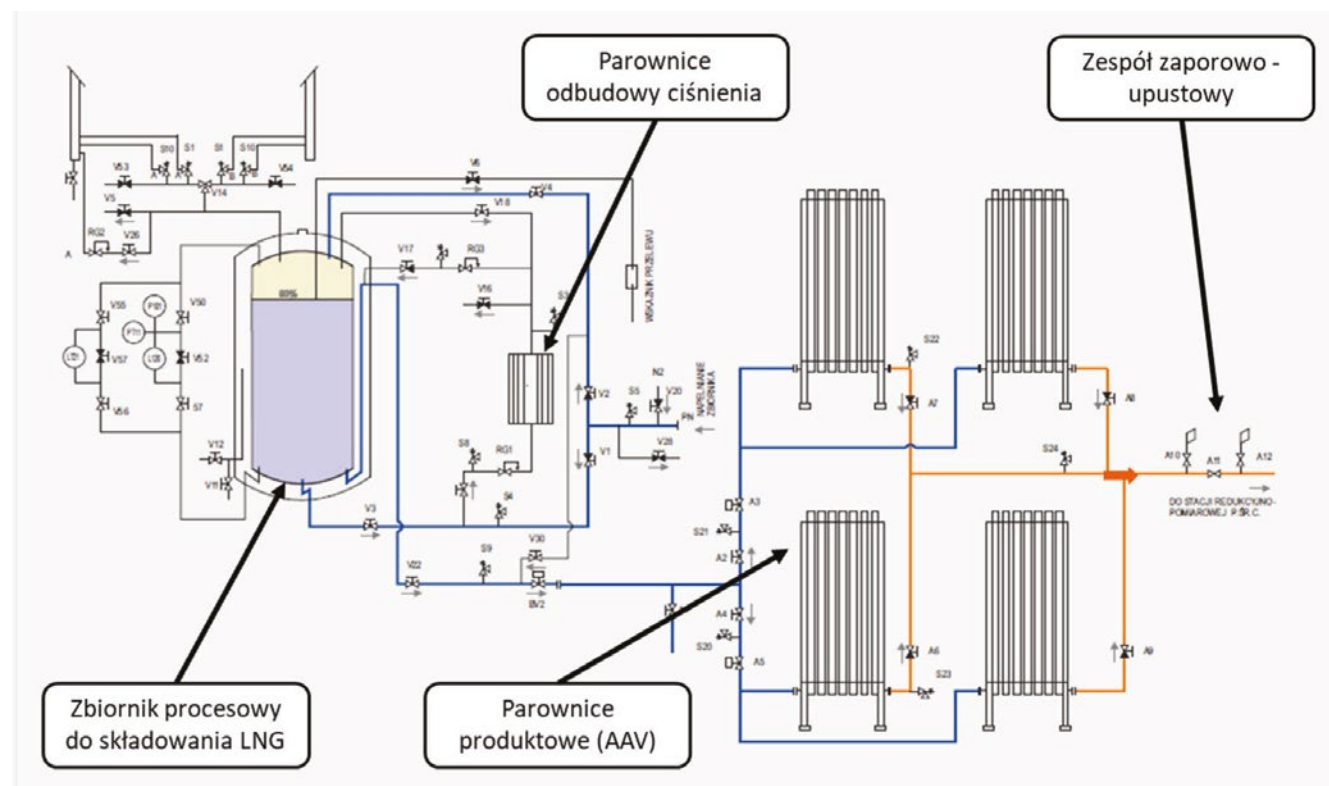
Wyznaczanie stref zagrożenia wybuchem w otwartych przestrzeniach podyktowane jest szczególną troską o bezpieczeństwo otoczenia i wykonywać je należy w celu stosowania odpowiednich środków zapobiegających nie tylko wybuchowi, ale i niekontrolowanemu zapaleniu się mieszanin gazu ziemnego z powietrzem.

Dla rezygnacji z konieczności wyznaczenie strefy 1 w dokumentach eksploatacyjnych należy przewidzieć odpowiednie procedury dla służb eksploatacyjnych, aby spełnić wymóg systematycznej kontroli szczelności armatury.

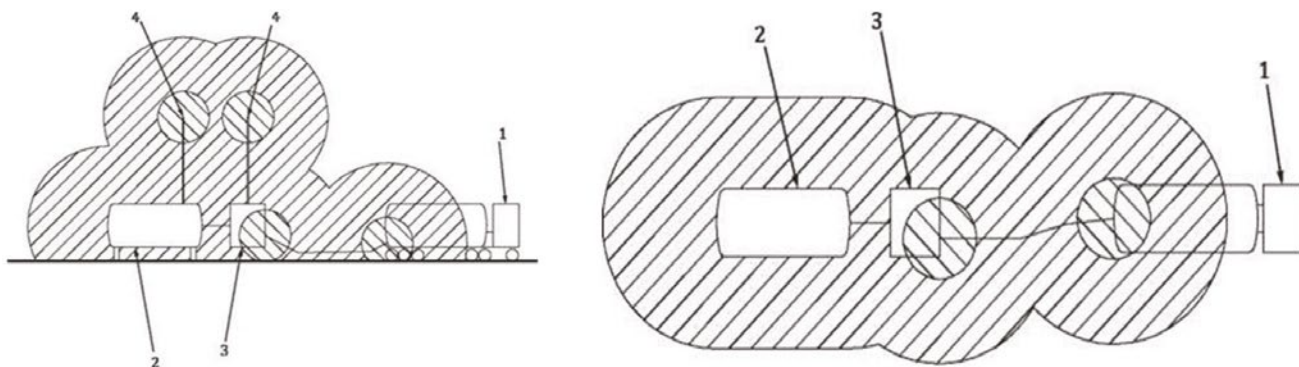
Strefa 2 zagrożenia wybuchem nad rurami upustowymi jest kombinacją kuli i stożka, co przedstawia Rys. 3.



Rys. 3. Strefa zagrożenia wybuchem. (źródło: [11])
Fig. 3. Explosion hazard zone (source:[11])



Rys. 2. Przykład schematu technologicznego stacji regazyfikacji LNG (źródło: opracowanie własne na podstawie projektu stacji)
Fig. 2. Example of LNG regasification station (source: own study based on project of LNG regasification station)



Rys. 4. Przykład stref wokół stacji tankowania LNG (źródło: [17])

Fig. 4. Example of explosion hazard zone around LNG station (source: [17])

Legenda

- 1 Autocysterna LNG
- 2 Zbiornik magazynowy LNG
- 3 Urządzenia i aparaty technologiczne, pompy, rurociągi, itp.
- 4 Wylot komina odpowietrzającego,
- Strefa 1 1,5 m we wszystkich kierunkach
- Strefa 2 4,6 m we wszystkich kierunkach

Wymiary strefy 2 zagrożenia wybuchem, dla wszystkich źródeł emisji instalacji stacji LNG tj. zaworów bezpieczeństwa, zaworów upustowych, połączeń rozłącznych powinny być wyznaczone i obliczone według [6] oraz naniesione w projekcie zagospodarowania terenu stacji regazyfikacji LNG. Przykłady klasyfikacji stref wokół małej stacji tankowania LNG z poziomym zbiornikiem procesowym LNG przedstawia Rys. 4.

O bezpieczeństwie pracy stacji regazyfikacji LNG decydują rozwiązania technologiczne i instalacyjne oraz lokalizacja stacji. Biorąc pod uwagę granice wybuchowości gazu ziemnego (4,4-14,8%) na podstawie [15]) to prawdopodobieństwo wybuchu gazu ziemnego w przestrzeniach otwartych jest stosunkowo niewielkie. W przestrzeni otwartej wentylacja naturalna jest przeważnie wystarczająca do zapewnienia rozproszenia każdej powstającej atmosfery wybuchowej. Przy eksploatacji stacji regazyfikacji LNG mogą być zatrudnieni pracownicy posiadający odpowiednie kwalifikacje w zakresie eksploatacji urządzeń energetycznych (uprawnienia energetyczne E3/D3) i należyte przeszkolenie z obsługi stacji oraz znający zasady udzielania pierwszej pomocy przedlekarskiej w nagłych wypadkach oraz badania lekarskie z brakiem przeciwwskazań do pracy na zajmowanym stanowisku, po zapoznaniu się przez nich z instrukcją eksploatacji i po przeszkoleniu na stanowisku pracy.

Podstawowe zagrożenia na obiekcie

Główne zagrożenia występujące w procesie eksploatacji stacji regazyfikacji LNG to:

- 1) zagrożenia wynikające z własności fizyko-chemicznych zarówno skroplonego (temperatura około – 166 do – 157 °C [16]) jak i w fazie lotnej gazu ziemnego w szczególności podczas przyjęcia skroplonego gazu ziemnego do instalacji i zbiorników procesowych,
- 2) zagrożenie powodowane przez urządzenia technologiczne i oddziaływania zewnętrzne,
- 3) zagrożenie związane z eksploatacją urządzeń pod ciśnieniem większym od normalnego,
- 4) zagrożenia związane z eksploatacją urządzeń i instalacji elektrycznych pod napięciem,
- 5) zagrożenia związane z eksploatacją nawianialni.

Poniżej podano podstawowe uwarunkowania minimalizujące prawdopodobieństwo zajścia zdarzeń zagrażających bezpieczeń-

stwu stacji regazyfikacji LNG. Proces regazyfikacji LNG w stacjach z kriogenicznymi zbiornikami ciśnieniowymi i parownicami atmosferycznymi należy do najbezpieczniejszych przemian procesowych LNG. Odparowanie LNG jest procesem endotermicznym. Normalna praca stacji regazyfikacji LNG przebiega bez wycieków płynu kriogenicznego oraz uchodzenia gazu ziemnego w fazie lotnej. Stacja regazyfikacji LNG jest instalacją w przestrzeni otwartej, co ogranicza niebezpieczeństwo wystąpienia atmosfery wybuchowej, przy zachowaniu odpowiednich procedur bezpieczeństwa. Zagrożenia związane z eksploatacją m.in. zbiorników kriogenicznych a w szczególności prawdopodobieństwo ich rozszczelnienia/pęknięcia przedstawia również [5].

Stacja regazyfikacji LNG o ładowności powyżej 50 ton LNG, jako Zakład Zwiększonego Ryzyka (ZZR, Zakład) powinna spełniać wymagania m.in. wymagania określone w Rozporządzeniu [21] oraz powinny być projektowane przy uwzględnieniu Dyrektywy UE 2012/18/UE – SEVESO III, która nakłada na ZZR obowiązek opracowywania Programów Zapobiegania Awariom (PZA) oraz Raportu o bezpieczeństwie (RoB), a także Planów Operacyjno-Ratowniczych (POR), które powinny być zatwierdzone przed przystąpieniem Zakładu do eksploatacji stacji. Szczegóły dotyczące obowiązujących procedur podano w normie [13]. Przykłady oznaczenia stref gazonibezpiecznych na stacji regazyfikacji LNG przedstawione są na Rys. 5.

Przyjmowanie gazu skroplonego do zbiorników kriogenicznych

Ponieważ, jak wskazano we wstępie, celem artykułu jest przybliżenie czytelnikowi procesu przyjęcia (nazywanego również tankowaniem) gazu ziemnego w postaci skroplonej do stacji regazyfikacji LNG to w dalszej części artykułu zostanie szczegółowo omówiony ten proces.

Przyjmowanie skroplonego gazu ziemnego do zbiorników procesowych na stacji regazyfikacji LNG w przypadku OSD z rozdziałem dystrybucji i sprzedaży paliwa gazowego na podstawie art. 4 ust. 2 Prawa Energetycznego [24] odbywa się na podstawie umów z podmiotami Zlecającymi Usługę Dystrybucji (ZUD) oraz odpowiednich procedur zakładowych. W przypadku przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo główna różnica może polegać na tym, że podmiot dostarczający/sprzedający paliwo gazowe oraz dokonujący regazyfikacji i następnie dystrybucji paliwa gazowego do odbiorcy



Rys. 5. Przykład stref zagrożenia wybuchem (źródło: projekt stacji LNG)
 Fig. 5. Example of explosion hazard zone (source: project of LNG station)

końcowego może być tym samym podmiotem. Nie zmienia to natomiast zagadnień związanych z aspektami technicznymi oraz BHP i ppoż. przyjęcia LNG do zbiornika.

Zgodnie z Rozporządzeniem [20] jego zapisów nie stosuje się do instalacji LNG – par. 1 ust.2 pkt. 2. Natomiast par. 3 ust 1 Rozporządzenia mówi, że należy oznakować obiekty technologiczne, w których może występować atmosfera wybuchowa. Przyjmowanie gazu w postaci LNG do zbiorników instalacji technologicznej LNG z uwagi na prace związane z kriogenem jakim jest LNG oraz gazem ziemnym (po regazyfikacji) jest kwalifikowane jako czynność gazoniebezpieczna co determinuje konieczność spełnienia określonych wymogów administracyjnych, BHP oraz Ppoż. Wymagania dotyczące bezpieczeństwa i higieny pracy przy eksploatacji urządzeń energetycznych zawiera [19]. Pracownicy wykonujący prace związane z tankowaniem LNG powinni być wyposażeni w odpowiednią odzież, narzędzia i sprzęt kontrolno – pomiarowy, oznakowany i dopuszczony do prac w strefach zagrożonych wybuchem (Ex). Ponadto odzież powinna spełniać wymagania stawiane odzieży odpornej na skrajnie niskie temperatury. Przykłady elementów odzieży do prac związanych z przyjęciem LNG do instalacji regazyfikacji LNG przedstawia Rys. 6. Niezbędnym elementem wyposażenia jest również metanomierz oraz podręczny sprzęt gaśniczy co przedstawia Rys. 7 i Rys. 8. To oznacza, że przystępując



Rys. 6. Wybrane elementy odzieży do prac kriogenicznych. a) b) rękawice kriogeniczne, c) d) kaski z osłonami oraz fartuchem na kark, e) fartuch kriogeniczny, f) buty z odpowiednią podszewką (źródło: opracowanie własne)

Fig. 6. Selected elements of protective clothing a) b) cryogenic gloves, c) d) special helmets with safety visor, e) cryogenic apron, f) boots (source: own study)



Rys. 7. Metanomierz (źródło: zdjęcie własne)

Fig. 7. Methane meter (source: own picture)



Rys. 8. Podręczny sprzęt gaśniczy (źródło: zdjęcia własne)

Fig. 8. Fire-fight equipment (source: own pictures)

do określonych prac należy rozmieścić sprzęt, narzędzia i gaśnice w taki sposób, aby ich użycie w ewentualnej sytuacji zagrożenia było najbardziej efektywne.

Przed przystąpieniem do przyjmowania gazu z autocysterny należy sprawdzić dokumenty dostawy w tym świadectwo składu chemicznego dostarczonego paliwa gazowego oraz zgodność z zawartą umową. Przed skierowaniem zestawu transportowego do punktu rozładunkowego pracownicy dokonują sprawdzenia stężenia CH₄ wokół instalacji zbiornikowej i stanowiska podłączeniowego oraz monitorują je przez cały czas procesu napełniania. Atmosfera powinna być wolna od gazu ziemnego.

Po wykonaniu opisanych czynności można wpuścić samochód z autocysterną na stanowisko przyjmowania gazu do zbiorników kriogenicznych Rys. 9.



Rys. 9. Autocysterna na stanowisku rozładowania (źródło: zdjęcia własne)
Fig. 9. LNG road tanker at the unloading point (source: own pictures)

Podczas przyjmowania LNG z autocysterny należy przestrzegać ograniczenia zadań kierowcy – operatora autocysterny od zadań obsługi instalacji LNG.

Do czynności obsługi stacji regazyfikacji LNG należy spisanie parametrów napełnienia zbiornika/zbiorników przed przyjęciem dostawy. Te dane będą potrzebne do określania ilości przyjętego gazu po zakończeniu procesu jego przyjmowania. Po podjeździe autocysterny na stanowisko przyjmowania gazu obsługa stacji regazyfikacji LNG wraz z kierowcą wykonują i sprawdzają pierwsze czynności:

- należyte zabezpieczenie zestawu (autocysterny) przed przemieszczeniem się, przetoczeniem, tj. włączony hamulec ręczny, podłożone kliny pod koła (Rys. 10), oraz uruchomienie się blokady automatycznej – po otwarciu klapy od armatury sterującej,
- podłączenie przewodu uziemiającego autocysternę do instalacji regazyfikacji LNG, wyrównanie potencjałów, przed rozpoczęciem pozostałych czynności podłączeniowych i na zakończenie rozłączenie dopiero po ich zakończeniu (Rys. 11),
- wyłączenie w ciągniku autocysterny urządzeń elektrotechnicznych itp. (np. radio, telefon, itp.) o ile np. instrukcja obsługi autocysterny wyposażonej np. w pompę kriogeniczną nie przewiduje inaczej,
- na czas podłączania i odłączania węża elastycznego (kriogenicznego) wskazane jest, aby silnik ciągnika autocysterny był wyłączony (o ile instrukcja autocysterny nie przewiduje inaczej).



Rys. 10. Zabezpieczenie pojazdu (źródło: zdjęcia własne)
Fig. 10. LNG road tanker security (source: own picture)



Rys. 11. Punkt uziemienia (źródło: zdjęcia własne)
Fig. 11. Point of ground (source: own pictures)

Po wykonaniu czynności przygotowawczych można przystąpić do podłączania węża kriogenicznego stosując narzędzia w wykonaniu nieiskrzącym Rys. 12.



Rys. 12. Instalacja LNG połączona wężem elastycznym z autocysterną (źródło: zdjęcia własne)

Fig. 12. LNG station and LNG road tanker connected with cryogenic hose (source: own picture)

Po przyłączeniu kriogenicznego węża elastycznego łączącego autocysternę z instalacją zbiornikową należy przystąpić do oczyszczenia już „wspólnej” instalacji z powietrza oraz ewentualnej wilgoci atmosferycznej. Do tego celu wykorzystuje się instalację azotu będącą jednym z elementów składowych stacji regazyfikacji LNG. Przedmuchiwanie azotem wykonuje się poprzez wpuszczenie azotu od strony instalacji regazyfikacji LNG w kierunku autocysterny i upuszczenie rurą wydmuchową Rys. 13. Sterowanie przepływem azotu odbywa się najczęściej manualnie z wykorzystaniem zaworów na instalacji Rys. 14.



Rys. 13. Rura upustowa autocysterny (źródło: zdjęcia własne)

Fig. 13. LNG truck discharge pipe (source: own picture)



Rys. 14. Przedmuchiwanie instalacji azotem (źródło: zdjęcie własne)
Fig. 14. Purging wit nitrogen (source: own picture)

Następnie należy sprężonym gazem ziemnym (z fazy gazowej) z autocysterny usunąć ze „wspólnej” instalacji azot wpuszczając go od strony autocysterny przez instalację zbiornikową i upuszczając go rurą wydmuchową zbiornika. Celem takiego przedmuchiwania jest upewnienie się, że do zbiornika nie przedostaną się zanieczyszczenia, które wskutek kontaktu z niską temperaturą zmieniają swój stan skupienia w kryształki lodowe i jako takie mogą stanowić utrudnienie w procesie właściwej eksploatacji zbiornika. Na każdym etapie rozładunku autocysterny jest poddawana kontroli szczelność połączeń Rys. 15.

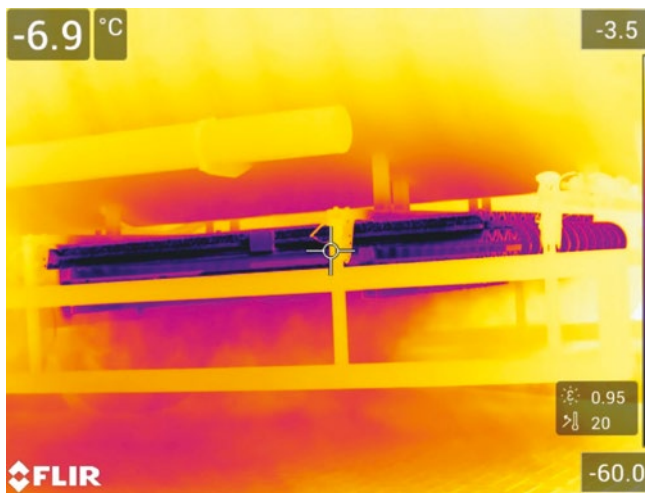


Rys. 15. Kontrola szczelności (źródło: zdjęcie własne)
Fig. 15. Leak detection (source: own picture)

Do tak przygotowanej instalacji można przetłoczyć gaz skroplony (LNG) z autocysterny po wcześniejszym podwyższeniu ciśnienia w autocysternie lub schłodzeniu pompy kriogenicznej, jeżeli taka znajduje się na wyposażeniu autocysterny. Do podwyższenia ciśnienia w autocysternie służy parownica odbudowy ciśnienia będąca jej wyposażeniem. Na Rys. 16 przedstawiono działanie parownicy w podczerwieni.

Odpowiednio manewrując zaworami przy zbiorniku i autocysternie rozpoczyna się proces przetłaczania LNG z autocysterny do zbiornika stacji LNG. Charakterystyczną cechą dla tej czynności jest stopniowe pojawianie się na węźu białego nalotu (szronu) oraz znaczne ilości schłodzonego powietrza w postaci mgły Rys. 17.

Jest to zjawisko fizyczne związane z silnym przemrożeniem atmosfery wokół węzła i osadzanie się na nim zmrożonych par powietrza. W taki sam sposób zachowuje się cała instalacja przyjmowania gazu oraz pozostała instalacja technologiczna służąca do przemieszczania płynu kriogenicznego. Jeżeli instalacja autocysterny jest wy-



Rys. 16. Parownica odbudowy ciśnienia w autocysternie (źródło: opracowanie własne)
Fig. 16. Pressure build vaporizer in an LNG truck (source: own picture)



Rys. 17. Oszronienie węzła oraz mgła podczas tankowania stacji regazyfikacji (źródło: zdjęcia własne)
Fig. 17. Frosting of the cryogenic hose and fog (source: own pictures)

posażona w pompę do przetłaczania LNG oraz gazomierz masowy to na wyświetlaczu licznika można obserwować parametry przepływu w tym gęstość LNG i temperaturę przetłaczanego gazu.

Gaz ziemny w postaci skroplonej może być kierowany do zbiornika procesowego instalacji zarówno od dołu zbiornika lub od góry. Zaleca się do stosowania klasyczną zasadę 20/80. Właczanie LNG do zbiornika od góry powoduje obniżenie ciśnienia w zbiorniku. Obsługa stacji regazyfikacji LNG kontroluje stopień napełnienia zbiornika magazynowego LNG który nie może przekroczyć 85 – max 90%. Linie tankowania zbiornika przedstawione są na schemacie, który przedstawia Rys. 2. Tankowanie widoczne jest na manometrach zbiornika oraz systemie telemetrii. Proces napełniania zbiornika wraz ze spadkiem ciśnienia w zbiorniku podczas rozpoczęcia napełniania zbiornika od góry widoczny jest na Rys. 18. Linia czerwona przed-



Rys. 18. Zmiany ciśnienia i poziomu napełnienia LNG w zbiorniku (źródło: PSG, pomiary z telemetrii)
Fig. 18. Pressure changes and LNG level in cryogenic vessel (source: PSG, telemetry)

stawia zmiany ciśnienia w zbiorniku podczas tankowania. Ciśnienie rośnie pod koniec procesu tankowania, szczególnie w fazie tankowania zbiornika od dołu. Kolorem żółtym i niebieskim zaznaczono ilość LNG w zbiorniku (odpowiednio w tonach oraz procent napełnienia zbiornika).

Po zakończeniu procesu tankowania urządzenia AKP zbiornika transportowego wskazują „0” napełnienia i około 4 bar ciśnienia fazy gazowej Rys. 19.



Rys. 19. AKPiA cystermy po rozładunku (źródło: zdjęcie własne)

Fig. 19. Instrumentation and automatics LNG truck after unloading (source: own picture)

Po zakończeniu procesu przyjmowania gazu do zbiornika, obsługa stacji regazyfikacji LNG wspólnie z kierowcą w odwrotnej kolejności opróżniają „wspólną” instalację z resztek gazu ziemnego. W pierwszej kolejności usuwane są pozostałości sprężonego gazu w węży do instalacji zbiornikowej a niewielka ilość po wyrównaniu ciśnień w zbiorniku i autocysternie odprowadzana jest do rury wydmuchowej zbiornika, po czym sprężonym azotem przedmuchiwać się „wspólną” instalację i następuje upust do rury wydmuchowej autocysterny.

W tym czasie nie ma już przepływu gazu ziemnego do zbiornika procesowego i można dokonać ponownych odczytów parametrów na wskaźnikach przy zbiorniku procesowym oraz w teledystrybucji. Będą to wskazania danych po zakończeniu przyjmowania gazu do zbiornika i w przypadku tankowania gazu ziemnego bez pomiaru masowego będą służyły do określenia ilości przyjętego gazu w postaci LNG.

Po wykonaniu tych czynności uznaje się, że instalacja została opróżniona i można przystąpić do odłączania węża stosując odpowiednie narzędzia nieiskrzące. Po odłączeniu węża od króćca autocysterny kierowca-operator autocysterny zabezpiecza króciec specjalnym korkiem.

Zakończenie prac następuje wówczas, kiedy cały zakres prac przewidziany zleceniem został w pełni wykonany.

Wówczas dokonuje się wizualnej oceny poszczególnych elementów instalacji regazyfikacji LNG, odłącza się uzziemienie cystermy i przystępuje do porządkowania stanowiska pracy. Po wypełnieniu dokumentacji odbioru LNG autocysterna może być skierowana do wyjazdu.

Proces przyjmowania skroplonego gazu ziemnego do zbiornika magazynowego na stacji regazyfikacji LNG został zakończony.

LITERATURA:

- [1] Barczyński Andrzej, Barczyński Paweł. 2020. „Zasady BHP i PPOŻ podczas eksploatacji stacji regazyfikacji LNG”. *Wiadomości Naftowe i Gazownicze* nr 4 (258), kwiecień 2020.
- [2] Bąkowski Konrad. 2014. *Sieci i instalacje gazowe*. PWN. Warszawa.
- [3] Bralewski Adrian, Wolanin Jerzy. 2019. „Analiza zagrożeń z udziałem skroplonego gazu ziemnego (LNG) – przegląd źródeł literaturowych”. *Safety & Fire technology*, VOL. 2 (2): 32-53.
- [4] Foss Michelle Michot. 2012. *Introduction to LNG. An overview on liquefied natural gas (LNG), its properties, the LNG industry, safety considerations*. Center For Energy Economics. Huston.
- [5] Health and Safety Executive. *Failure Risk and Event Data for use within Risk Assessments* (06/11/17).
- [6] Izba Gospodarcza Gazownictwa. 2010. *Standard Techniczny ST-IGG-0401:2010 Sieci gazowe. Strefy zagrożenia wybuchem. Ocena i wyznaczanie*. Warszawa.
- [7] Kuliński Michał. 2012. *BHP w sektorze gazowym*. VERLAG DASHOFER. Warszawa.
- [8] Łaciak Mariusz. 2011. „Techniczne i technologiczne problemy eksploatacji terminali rozładunkowych LNG”. *WIERTNICTWO NAFTA GAZ*, tom 28 (3): 507-520.
- [9] Łaciak Mariusz. 2019. *Bezpieczeństwo eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci gazowych*. Tarbonus. Kraków – Tarnobrzeg.
- [10] Maciążek Piotr. *Energetyka* 24. 11.12.2015. [Online] <https://www.energetyka24.com/pierwsza-dostawa-katarskiego-Ing-dotarla-do-polski>. [Data uzyskania dostępu: 14 06 2021].
- [11] Matkowski Adam red. 2012. *Vademecum gazownika. Gaz ziemny: rynek, efektywność, bezpieczeństwo*. Tom IV. Stowarzyszenie Naukowo-Techniczne Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego. Kraków.
- [12] MI News Network. *Marine Insight*. 12.2015. [Online] <https://www.marineinsight.com/types-of-ships/methane-pioneer-the-first-Ing-ship-in-the-world/>. [Data uzyskania dostępu: 14 06 2021].
- [13] Międzyzakładowa Komisja Normalizacyjna GK PGNiG. 2018. *Standard techniczny ST-IGG-3703/ZN-G-2300-3:2018, LNG Stacje regazyfikacji LNG. Część 3: Wymagania dotyczące projektowania*. Izba Gospodarcza Gazownictwa. Warszawa.
- [14] Mokhatab Saied, Mak Y. John, Valappil V. Jaleel, Wood A. David. 2014. *Handbook of Liquefied Natural Gas*. Gulf Professional Publishing. Oxford.
- [15] PGNiG S.A. 12.05.2014. [Online] https://pgnig.pl/documents/19067/978516/Karta_charakterystyki_-_Gaz_Ziemny_wysokie_cisnienie_ver_1_2.pdf/b369d16c-0ada-426f-9e06-cb7f69b441d1. [Data uzyskania dostępu: 16 06 2021].
- [16] Polski Komitet Normalizacyjny. 2017. *PN-EN ISO 16903 Przemysł naftowy i gazu ziemnego. Właściwości LNG wpływające na projektowanie i dobór materiałów*. Warszawa.
- [17] Polski Komitet Normalizacyjny. 2018. *Stacje tankowania gazu ziemnego. Stacje LNG do tankowania pojazdów*. Warszawa.
- [18] PSG, *Opracowanie własne na podstawie danych PSG*.
- [19] Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 28 sierpnia 2019 r. w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy przy urządzeniach energetycznych. *Dz.U.* 2019 poz. 1830.
- [20] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 28 grudnia 2009 r. w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy przy budowie i eksploatacji sieci gazowych oraz instalacji gazowych gazu ziemnego. *Dz.U.* 2010 nr 2 poz. 6.
- [21] 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. *Dz. U.* 2016 poz. 138 z późn. zm.
- [22] Serwis Samorządowy PAP. 11.06.2021. [Online] <https://samorzad.pap.pl/kategoria/aktualnosci/psg-tychowo-kolejna-miejscowosc-z-dostepem-do-gazu>. [Data uzyskania dostępu: 14 06 2021].
- [23] Sumara Agata. *Inżynieria*. 15.09.2015. [Online] <https://inzynieria.com/paliwa/wiadomosci/43090,stacja-regazyfikacji-Ing-w-suwalkach>. [Data uzyskania dostępu: 14 06 2021].
- [24] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. *Prawo Energetyczne*. *Dz.U.* 1997 nr 54 poz. 348 z późn. zm.
- [25] Żero Andrzej, Osiadacz J. Andrzej. 2020. „Bezpieczeństwo satelitarnej stacji regazyfikacji LNG w kontekście zastosowania wanien rozlewiska LNG”. *Gaz Woda i Technika Sanitarna*, nr 10/2020: 2-7. ■