

OPIS PRZEDMIOTU ZAMÓWIENIA / UMOWY

Część 1 Przedmiot zamówienia:

1.1 Przedmiotem Zamówienia jest inspekcja tłokami gazociągu wysokiego ciśnienia DN1000 Polska – Słowacja na odcinku Stacja pomiarowa Vyrava - Węzeł Strachocina, który składa się z dwóch odcinków składowych: i) odcinka znajdującego się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, który jest własnością i jest użytkowany przez Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.: Węzeł Strachocina – granica pomiędzy PL i SK (dł. 61,1 km) oraz ii) odcinka znajdującego się na terytorium Republiki Słowackiej, który jest własnością i jest użytkowany przez Eustream, a.s.: granica pomiędzy PL i SK – stacja pomiarowa Vyrava (dł. 5 km).

1.2 Przedmiotem zamówienia jest wykonanie prac polegających na inspekcji tłokami gazociągu wysokiego ciśnienia, obejmujący następujący zakres:

- 1.2.1 opracowanie projektu techniczno – organizacyjnego inspekcji tłokami gazociągu;
- 1.2.2 czynności przygotowawcze niezbędne do przeprowadzenia prac określonych w ust. 1.2.3-1.2.6;
- 1.2.3 inspekcja tłokami przed badaniami gazociągu, określonymi w ust. 1.2.4-1.2.6:
 - 1.2.3.1 czyszczenie gazociągu,
 - 1.2.3.2 przebiegi weryfikacyjne potwierdzające możliwość wykonania badań określonych w ust. 1.2.4-1.2.6, jak poniżej;
- 1.2.4. badanie geometrii wewnętrznej gazociągu inteligentnym tłokiem pomiarowym wysokiej rozdzielczości wraz z opracowaniem Raportu Operacyjnego;
- 1.2.5 badanie posadowienia gazociągu xyz (mapping);
- 1.2.6. badanie gazociągu magnetycznym tłokiem pomiarowym wysokiej rozdzielczości wraz z opracowaniem Raportu Operacyjnego;
- 1.2.7. wykonanie odkrywki potwierdzającej wynik badania;
- 1.2.8. opracowanie wyników prac w postaci Raportu Końcowego, do którego należy dołączyć dane pomiarowe wraz z oprogramowaniem do przeglądania danych z badań pomiarowych. Raport Końcowy powinien być zgodny z wymaganiami zawartymi w dokumencie „Specifications and requirements for in-line inspection of pipelines, Standard Practice POF 100”, Version 2021 opublikowanym przez Pipeline Operators Forum lub równoważnym i przeanalizowany w oparciu o standard ASME

B31G lub równoważny, co Wykonawca potwierdzi stosownym oświadczeniem przy składaniu Raportu Końcowego.

Szczegółowy zakres prac do wykonania zamówienia przedstawiono w Tabeli nr 1 poniżej.

Tabela nr 1. Zakres prac objętych zamówieniem.

Nazwa części zamówienia	Wykonanie prac polegających na inspekcji tłokami gazociągów wysokiego ciśnienia, obejmujących zakres opisany w Części 2 w:								
	ust. 1	ust. 2	ust.3		ust. 4	ust.5	ust.6	ust.7	ust. 8
			ust. 3.1	ust.3.2					
Inspekcja gazociągu DN1000, MOP 8,4 MPa, relacji Polska-Słowacja, na odcinku Strachocina (PL) – Vyrava (SK)	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK

Część 2 Opis zakresu prac.

1.1 Dla Odcinka Polskiego

1.1.1. Opracowanie projektu techniczno – organizacyjnego określającego szczegółowo harmonogram czynności prac, procedury i logistykę przeprowadzenia inspekcji tłokami wraz ze wszystkimi czynnościami przygotowawczymi.

Przed opracowaniem projektu techniczno – organizacyjnego koniecznym jest, aby Wykonawca:

1.1.1.1. zapoznać się z informacjami na temat gazociągu zawartymi w części 3 niniejszego dokumentu (Specyfikacja do badanego gazociągu);

1.1.1.2. przeprowadził wywiad ze służbami eksploatacyjnymi Zamawiającego, dotyczący między innymi następujących zagadnień:

1.1.1.2.1. ograniczenia w drożności danego rurociągu stwierdzone podczas dotychczasowej eksploatacji;

1.1.1.2.2. techniczne rozwiązania elementów zamontowanych na gazociągu, w tym między innymi: komór nadania i odbioru tłoków, ZZU itp.

1.1.2. Projekt techniczno – organizacyjny powinien zawierać część, w której Wykonawca, na podstawie informacji uzyskanych z ust. 1.1.1.1. i 1.1.1.2 powyżej, dokona doboru odpowiednich tłoków czyszczących oraz pomiarowych (inteligentnych). Dla wybranego do inspekcji tłoka magnetycznego, opracuje instrukcję i zaproponuje sposób wykonania demagnetyzacji gazociągu umożliwiający prowadzenie prac spawalniczych w trakcie jego dalszej eksploatacji. Wykonawca w celu realizacji zamówienia zobowiązany jest do doboru tłoków inteligentnych spośród dostępnych na rynku.

Uwaga 1: Usługa diagnostyki gazociągów powinna być realizowana certyfikowanymi urządzeniami (tłokami) zapewniając bezpieczne działanie urządzeń inspekcyjnych

w przestrzeniach zagrożonych wybuchem, zgodnie z postanowieniami dyrektywy ATEX 2014/34/UE. Dobrane do wykonania zamówienia urządzenia inspekcyjne (tłoki) muszą odpowiadać wymaganiom mającym zastosowanie do urządzeń grupy II kategorii 1 lub 2, o których mowa w dyrektywie ATEX 2014/34/UE. Wykonawca załączy dokumenty potwierdzające możliwość stosowania dobranych urządzeń inspekcyjnych w przestrzeniach zagrożonych wybuchem zgodnie z postanowieniami dyrektywy ATEX 2014/34/UE lub równoważnej, w szczególności certyfikatów wydanych przez jednostki notyfikowane.

Uwaga 2. Kwalifikacje personelu – Personel obsługujący tłoki oraz personel zajmujący się opracowaniem, analizą i raportowaniem wyników inspekcji musi być wykwalifikowany i certyfikowany zgodnie z normą ASNT/ILI/PQ lub jej nowszą wersją, a tym samym zgodnie z POF, część 5 lub równoważnym.

1.1.3. Projekt techniczno - organizacyjny i polecenia pracy gazoniebezpiecznej wg wymagań procedury P.02.O.02 – Procedura „Organizacja prac przy eksploatacji sieci przesyłowej”, obowiązującej u Zamawiającego, należy uzgodnić z Oddziałem w Tarnowie Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. przed rozpoczęciem prac w terenie.

W projekcie techniczno-organizacyjnym Wykonawca powinien opisać sposób postępowania w przypadku zablokowania tłoka, w tym sposobu jego lokalizacji i dopchnięcia do śluzy odbiorczej znaczących ilości zabrudzeń uniemożliwiających normalny ich odbiór.

W projekcie techniczno-organizacyjnym powinno znaleźć się także kryterium czystości, tj. ilości i rodzaju zanieczyszczeń po przebiegach czyszczących/weryfikacyjnych, umożliwiających wykonanie badania tłokami pomiarowymi, określonymi w części 1, punktach 1.2.4-1.2.6.

1.1.4. Osoby, które będą realizować prace gazoniebezpieczne i niebezpieczne, zgodnie z procedurą P.02.O.02 „Organizacja prac przy eksploatacji sieci przesyłowej”, powinny posiadać odpowiednie ważne świadectwa kwalifikacji uprawniające do wykonywania pracy na stanowisku **dozoru lub eksploatacji** (Zamawiający wymaga do realizacji prac dwóch osób na stanowisku dozoru i dwóch osób na stanowisku eksploatacji) w zakresie co najmniej obsługi dla urządzeń, instalacji i sieci Grupy 3, pkt 5, wydane na podstawie Rozporządzenia Ministra Klimatu i środowiska z dnia 1 lipca 2022 roku w sprawie szczegółowych zasad stwierdzania posiadania kwalifikacji przez osoby zajmujące się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci (Dz.U. z 2022, poz. 1392). Zgodnie z art. 54 ust 2b ustawy Prawo energetyczne (t.j. Dz.U. z 2022, poz. 1385, z późn. zm.) Zamawiający dopuszcza, aby osoby, które będą realizować prace gazoniebezpieczne i niebezpieczne, zgodnie z procedurą P.02.O.02 „Organizacja prac przy eksploatacji sieci przesyłowej”, wykazały się odpowiednimi kwalifikacjami w zakresie dozoru lub eksploatacji, nabytymi w państwach członkowskich Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej lub państwach członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym

Handlu (EFTA) – stronach umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, w rozumieniu ustawy z dnia 22 grudnia 2015 r. o zasadach uznawania kwalifikacji zawodowych nabytych w państwach członkowskich Unii Europejskiej (t.j. Dz. U. z 2023 r. poz. 334), pod warunkiem uznania ich przez Prezesa URE lub zamierzający świadczyć usługi transgraniczne w rozumieniu przepisów tej ustawy.

1.1.5. Przed przystąpieniem do inspekcji należy przedłożyć do zatwierdzenia przez służby Zamawiającego opracowany projekt techniczno – organizacyjny w 1 (jednym) egzemplarzu w formie dokumentu elektronicznego (w formacie PDF) przesłanego jako załącznik na adres poczty mailowej przedstawicieli Zamawiającego wskazanych w Umowie.

1.2 Dla odcinka Słowackiego

1.2.1. Przed rozpoczęciem prac należy wspólnie uzgodnić harmonogram wszystkich działań w terenie.

1.2.2. Wymagane jest użycie jedynie certyfikowanych narzędzi inspekcyjnych spełniających wymagania dyrektywy ATEX 2014/34/UE, w takim samym zakresie, w jakim wymaga tego GAZ-SYSTEM w celu realizacji umowy.

1.2.3. Należy dostarczyć pełne dane techniczne narzędzia w formie karty danych narzędzia (Tool Data Sheet) oraz specyfikacji wydajności (Performance Specifications), zgodnie z dokumentem POF 100, wersja 2021 lub równoważnym.

1.2.4. Przed rozpoczęciem jakichkolwiek działań personel Wykonawcy musi przejść instruktaż BHP oraz uczestniczyć w spotkaniu typu Toolbox Meeting, podczas którego obie strony omówią kwestie bezpieczeństwa i operacyjne. Dopiero po pomyślnym ukończeniu instruktażu i spotkania Toolbox Meeting Wykonawca będzie mógł rozpocząć prace w zakresie inspekcji wewnętrznej rurociągu (In-Line Inspection) na terenie obiektu. Przedmiotowe działania (instruktaż i spotkanie) odbędą się na terenie Republiki Słowackiej i będą prowadzone przez EUSTREAM a.s.

1.2.5. Uwaga: Kwalifikacje personelu – Personel obsługujący tłoki oraz personel zajmujący się opracowaniem, analizą i raportowaniem wyników inspekcji musi być wykwalifikowany i certyfikowany zgodnie z normą ASNT/ILI/PQ lub jej nowszą wersją, a tym samym zgodnie z POF, część 5 lub równoważnym. Wykonawca ma obowiązek przedłożyć te dokumenty Zamawiającemu jeszcze przed rozpoczęciem działań w zakresie inspekcji wewnętrznej rurociągu na terenie obiektu.

Wspólne dla odcinka Polskiego i Słowackiego:

2. Dostarczenie tłoków na miejsce inspekcji.
3. Dostarczenie i ustawienie markerów oraz śledzenie przebiegu tłoków wraz z lokalizacją miejsc i czasu postojów tłoków.

W zakresie realizacji śledzenia przebiegu tłoków Wykonawca powinien zapewnić odpowiednią liczbę „brygad śledzących” (minimum dwie), gdzie jako brygada śledząca rozumie się dwuosobowy zespół pracowników przemieszczający się po trasie gazociągu jednym pojazdem, wyposażonych w odpowiednie środki łączności oraz narzędzia / urządzenia umożliwiające potwierdzanie biegu tłoków. Odległość pomiędzy punktami kontrolnymi powinna umożliwiać potwierdzenie przejścia tłoka maksymalnie co godzinę.

4. Załadowanie tłoków do śluzy. Uwaga: Operacje armaturą są po stronie EUSTERAM a.s.
5. Odbiór tłoków ze śluzy. Uwaga: Operacje armaturą są po stronie GAZ-SYSTEM
6. Inspekcja tłokami przed badaniami gazociągu, określonymi w części 1, punkt 1.2.4-1.2.6:
 - 6.1. Wykonawca wykona czyszczenie gazociągu – Wykonawca w ramach Umowy powinien doprowadzić do takiego stopnia czystości gazociągu, który umożliwi odpowiednie wykonanie przez Wykonawcę czynności określonych w rozdziale części 1, punkt 1.2.4-1.2.6.
 - 6.2. Wykonawca w ramach umowy wykona przebiegi weryfikacyjne potwierdzające możliwość wykonania badań określonych w rozdziale części 1, punkt 1.2.4-1.2.6.
 - 6.3. Decyzja o terminie mobilizacji tłoków do przeprowadzenia badań określonych w rozdziale części 1, punkt 1.2.4-1.2.6 po wykonanych przebiegach weryfikacyjnych jest po stronie Wykonawcy.
7. Wszelkie prace związane z przebiegami narzędzi diagnostycznych podczas inspekcji gazociągów od wewnątrz (ang. ILLI tool) i powstałe w związku z tym raporty powinny być zgodne ze Specyfikacją POF 100 (Pipeline Operators Forum) lub równoważną.
8. Wykonanie pomiarów geometrii wewnętrznej gazociągu tłokiem pomiarowym wysokiej rozdzielczości, które powinny lokalizować współrzędne GPS i wymiarować między innymi następujące rodzaje defektów gazociągu:
 - 8.1. deformacje gazociągu (wgniecenia, geometrie powierzchni graniowej spoin obwodowych, inne anomalie geometryczne gazociągu),
 - 8.2. owalizację przekroju gazociągu,
 - 8.3. zmiany średnicy wewnętrznej gazociągu (w załączniku nr A do OPZ należy określić wartość dla wszystkich elementów ograniczających średnicę wewnętrzną gazociągu w tym m.in.: zawór/zasuwa, trójnik, odejście, monoblok),
 - 8.4. określenie najmniejszej średnicy wewnętrznej gazociągu.
9. Po wykonaniu przebiegu tłoka Wykonawca dostarczy do Zamawiającego w ciągu 24 godzin, ale nie później niż przed przebiegiem kolejnego tłoka, sporządzony i podpisany ze swojej strony Protokół z czyszczenia/inspekcji gazociągu tłokiem, stanowiący **załącznik B** do niniejszego Opisu Przedmiotu Zamówienia.

10. Wykonanie badań gazociągu łukiem magnetycznym wysokiej rozdzielczości, które powinny umożliwić określenie i wymiarowanie defektów, tj. określać długość, szerokość i głębokość ubytków metalu, lokalizację defektów na obwodzie rury i klasyfikować defekty jako wewnętrzne lub zewnętrzne oraz lokalizację defektów w terenie (współrzędne GPS), a w szczególności:
- 10.1. miejsca defektu w postaci pęknięć,
 - 10.2. miejsca zmian grubości ścianki gazociągu w stosunku do grubości nominalnej,
 - 10.3. miejsca korozji punktowej i powierzchniowej,
 - 10.4. ubytki materiału rury w zakresie spoin obwodowych oraz spoin hutniczych,
 - 10.5. elementy wyposażenia dodatkowego, zamontowane na gazociągu, np.: rury ochronne (z określeniem ich początku i końca), trójniki, łuki, armaturę odcinającą, króćce,
 - 10.6. elementy sieci i urządzeń technologicznych, mające styczność z gazociągami,
 - 10.7. współosiowość rury ochronnej do gazociągu.
11. Wykonawca zobowiązuje się do zagospodarowania odpadów we własnym zakresie i na własny koszt, zgodnie z obowiązującą Ustawą z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach (t.j. Dz.U. z 2023 r., poz. 1587, z późn. zm). Szczegółowy sposób postępowania z odpadami określa pkt 5 w Załączniku nr 5 do Umowy.
12. Wykonanie inwentaryzacji posadowienia gazociągu (w wyniku badania posadowienia gazociągu) w jednolitym państwowym układzie współrzędnych prostokątnych PUWG 2000 (x, y) dla odcinka na terytorium Rzeczypospolitej oraz słowackim układzie współrzędnych **JTSK** na terytorium Republiki Słowackiej, a także współrzędnych w układzie WGS 84 (podane w stopniach dziesiętnych z dokładnością do 6 miejsc dziesiętnych) i wysokościowym układzie odniesienia PL-EVRF2007-NH (Amsterdam) (z) tzw. mapping ruociągu. Przez współrzędne x, y i z Zamawiający rozumie współrzędne osi gazociągu.
13. Sporządzenie Raportu Operacyjnego celem ustalenia kompletności i jakości zebranych danych z przeprowadzonej inspekcji gazociągu. Raport Operacyjny powinien być sporządzony – w jednym egzemplarzu w formie papierowej oraz w 1 (jednym) egzemplarzu w formie dokumentu elektronicznego (w formacie PDF) - w języku polskim i w języku angielskim, przesłanego jako załącznik na adres poczty mailowej przedstawicieli Zamawiającego wskazanych w Umowie i powinien zawierać definicje użytych terminów oraz legendę oznaczeń.
14. Sporządzenie, przed wykonaniem odkrywki, Raportu wstępnego zgodnie ze Specyfikacją POF 100 lub równoważną z listą zidentyfikowanych anomalii obejmujących m.in.: defekty o ERF $\geq 1,0$, defekty z ubytkiem metalu $\geq 50\%$, wgłębienia $\geq 5\%$, pęknięcia o głębokości $\geq 4,0\text{mm}$. W przypadku braku ubytków według powyższych parametrów, należy podać wykaz dziesięciu najpoważniejszych anomalii. W celu potwierdzenia zgodności wyniku badania ze

stanem faktycznym Wykonawca dokona odkrywki 1 miejsca po polskiej stronie, w którym stwierdzono defekt. Odkrywka będzie typowana na drodze obustronnych uzgodnień. Wykonawca zobowiązany jest m. in. do: uzyskania zgód wejścia w teren, wykonania prac ziemnych i odwodnień wykopów jeśli będzie to konieczne, zdjęć i naprawy izolacji gazociągu, wykonania badań nieniszczących w zakresie uzgodnionym z Zamawiającym.

15. Dokumentacja po inspekcji

15A. Dokumentacja po inspekcji dla polskiego odcinka

Opracowanie Raportu Końcowego z inspekcji wraz z definicjami użytych terminów i legendą oznaczeń, zgodnie ze Specyfikacją POF 100 (Pipeline Operators Forum) lub równoważną i analizą w oparciu o ASME B31G. Raport Końcowy powinien być sporządzony w języku polskim w 1 (jednym) egzemplarzu w formie papierowej oraz w 1 (jednym) egzemplarzu w formie dokumentu elektronicznego (w formacie PDF). Raport Końcowy powinien zawierać m.in.:

15A1. dane o lokalizacji miejsca wystąpienia defektu w terenie należy określić z dokładnością do 1,0 m (współrzędne zapisane zgodnie z pkt. 12), orientacja na obwodzie rurociągu, klasyfikację na defekty zewnętrzne, wewnętrzne lub defekty spoin,

15A2. dane o wymiarach defektów, tj. długości, szerokości i głębokości wad, ciśnienie bezpieczne (ASME B31.G i RSTRENG), szacunkowy współczynnik naprawczy ERF dla wszystkich cech o charakterze ubytku metalu (włącznie z anomaliami produkcyjnymi – MFG)

15A3. diagramy rozkładu defektów wzdłuż gazociągu, rozkładu defektów na obwodzie rur oraz rozkładu defektów w podziale na zewnętrzne, wewnętrzne oraz defekty spoin obwodowych oraz hutniczych,

15A4. ocenę istotności defektów wg przyjętych procedur i algorytmów oraz określenie MAOP (Maksymalnego Dopuszczalnego Ciśnienia Roboczego) gazociągu odpowiadającego poszczególnym rodzajom wykrytych defektów,

15A5. Księgę gazociągu zgodnie ze wzorem księgi stanowiącym **załącznik A** do niniejszego Opisu Przedmiotu Zamówienia. Dokument powinien być dołączony do Raportu Końcowego w wersji papierowej i elektronicznej.

15A6. Określenie najmniejszej zidentyfikowanej średnicy wewnętrznej gazociągu w podsumowaniu inspekcji.

15A7. Określenie najmniejszego promienia łuku w podsumowaniu inspekcji.

15A8. Sporządzanie wykazu wszystkich łuków zidentyfikowanych podczas inspekcji wraz z podaniem ich kierunku, kąta oraz promienia (jako załącznik do Raportu Końcowego).

15A.9. Sporządzanie wykazu wszystkich ograniczeń średnicy wewnętrznej wraz podaniem wartości przeświłu w mm. (jako załącznik do Raportu Końcowego).

15.B. Dokumentacja po inspekcji dla odcinka Słowackiego

Dla słowackiego odcinka inspekcjonowanego rurociągu wymagane jest opracowanie i dostarczenie następujących raportów zgodnie z POF 100 lub równoważnym:

15.B1. Raport operacyjny w formie elektronicznej.

15.B2. Przygotowanie i dostarczenie raportu wstępnego w formie elektronicznej, zawierającego:

- Deklarację akceptowalności jakości danych do opracowania raportu końcowego,
- Listę ubytków metalu wykrytych w analizie wstępnej, których głębokość przekracza 80%, z podaniem ich bezwzględnej odległości,
- Informacje o wykrytych wadach o współczynniku naprawy ERF przekraczającym 1,3,
- Listę wgnieceń o głębokości $\geq 5\%$,

Wymaga się, aby raport wstępny został dostarczony w ciągu 2 tygodni od przekazania wyników inspekcji do miejsca analizy danych po danym przebiegu inspekcyjnym.

15.B3. Przygotowanie i dostarczenie raportu końcowego.

W raporcie końcowym wymaga się przetworzenia wad korozyjnych zgodnie z najnowszą wersją normy ASME B31G. Zastosowana zostanie zasada interakcji 2x2.

Raport końcowy należy przygotować w formie papierowej (1 egzemplarz) oraz elektronicznej, zgodnie z dokumentem „Specifications and requirements for in-line inspection of pipelines, Version 2021, Pipeline Operators Forum” i musi on zawierać co najmniej:

15.B3.1. Raport dotyczący ubytków metalu (formularze z inspekcji)

(a) protokoły wytyczenia co najmniej 15 najpoważniejszych wad,

(b) wykresy z kolorowym oznaczeniem danych dla tych wad (wykresy ogólne i szczegółowe mapy konturowe), czyli graficzną reprezentację sygnału magnetycznemu odpowiadającemu ubytkowi metalu. Wymaga się, aby w ten sposób przedstawiono minimum 15 najpoważniejszych wad.

15.B3.2. Podsumowanie wyników inspekcji rurociągu:

15.B3.2.1. Informacje o ubytkach metalu:

a) wykres ERF (wykres rozkładu)

b) histogram oparty na ciśnieniu

c) histogram oparty na głębokości

d) wykres lokalizacji wykrytych wad na rurociągu (orientation plot)

e) lista najpoważniejszych wad (tabela istotności) – minimum 25 wad

15.B3.2.2. Informacje o innych zidentyfikowanych nieprawidłowościach:

- a) wykres prędkości narzędzia inspekcyjnego w rurociągu,
- b) raport o obiektach metalowych w pobliżu rurociągu,
- c) raport o mimośrodowych rurach osłonowych (eccentric casing),
- d) raport o wgnieceniach,
- e) raport o anomaliach spoin obwodowych,
- f) wykaz napraw,
- g) lista punktów referencyjnych lokalizacji,
- h) lista zmian grubości ścianki

15.B3.2.3. Lista wyników inspekcji

Wszystkie wykryte nieprawidłowości zostaną uporządkowane i opisane zgodnie z POF 2021 lub równoważnym. Każde wykrycie podczas inspekcji (ILI) musi zawierać co najmniej następujące informacje:

Dla spoin obwodowych:

- numer spoiny,
- bezwzględna odległość od początku,
- długości poszczególnych rur,
- informacja o łuku rury (jeśli występuje)

Dla ubytków metalu:

- zarejestrowana odległość bezwzględna,
- numer spoiny obwodowej,
- nominalna lub referencyjna grubość ścianki,
- opis wady, w tym jej typ,
- odległość od poprzedniej spoiny obwodowej (odległość względna),
- długość rury, na której znajduje się wada,
- orientacja wady,
- długość, szerokość i głębokość wady,
- wartość ERF,
- wskazanie, czy wada jest od wewnątrz czy z zewnątrz,
- w przypadku wady produkcyjnej – te same dane z wyjątkiem wartości ERF.

Lista ustaleń geometrycznych musi zawierać co najmniej:

- łączną liczbę wgnieceń, zagięć odkształceń, zmarszczeń
- łączną liczbę owalności,
- liczbę spoin obwodowych z owalnością,
- liczbę innych lokalnych deformacji i anomalii geometrycznych,
- liczbę wgnieceń, zagięć odkształceń i zmarszczek przekraczających 1% głębokości,
- liczbę owalności powyżej 1%,
- liczbę spoin obwodowych z owalnością powyżej 1%,
- wykres orientacji wszystkich wgnieceń, zagięć, odkształceń i zmarszczek wzdłuż całego rurociągu,
- wykres orientacji wszystkich wgnieceń wzdłuż całej linii.

Dla kształtek rurowych i innych:

- zarejestrowana odległość bezwzględna,
- odległość od poprzedniej spoiny obwodowej (odległość względna),
- opis typu ustalenia,
- orientacja wady.

15.B4. Dostarczenie oprogramowania komputerowego do wizualizacji danych z inspekcji

Wymagania funkcjonalne:

Oprogramowanie musi co najmniej:

- zawierać wszystkie informacje ujęte w raporcie końcowym,
- umożliwiać wyświetlanie wyników dla dowolnego fragmentu odcinka słowackiego rurociągu przy różnych poziomach powiększenia (zakres powiększenia określa Wykonawca),
- wyświetlać dane w różnych formatach, w tym w odcieniach szarości (Grey Scale),
- umożliwiać eksport danych do MS Excel,
- zapewniać dostęp do szczegółowego profilu wgnieceń,
- umożliwiać ponowne grupowanie ubytków metalu bez konieczności posiadania licencji,
- umożliwiać ponowne przeliczanie istotności wad zgodnie z różnymi standardami, co najmniej (ale nie wyłącznie) wg zmodyfikowanej ASME B31.G, DNV RP-F101, RSTRENG itp.

16. Dokumentacja powykonawcza

16A. Dla polskiego odcinka

Dostarczenie Dokumentacji powykonawczej w 1 (jednym) egzemplarzu w formie papierowej oraz w 1 (jednym) egzemplarzu w formie dokumentu elektronicznego (w formacie PDF) zawierającej m.in.:

16A.1 Projekt techniczno-organizacyjny wraz z zaktualizowanym/powykonawczym harmonogramem prac.

16A.2 Dokumenty związane z gospodarowaniem odpadami, w tym:

16A.2.1. kopię karty przekazania odpadu stanowiącej wydruk z elektronicznej bazy danych o odpadach <https://bdo.mos.gov.pl/> , lub

16A.2.2.kopię karty przekazania odpadu sporządzonej według wzoru stanowiącego załącznik nr 5a do Ustawy, lub

16A.2.3. zobowiązanie do zagospodarowania wytworzonych odpadów, stanowiące **Załącznik nr 6** do Umowy .

16A. 3. Polecenia wykonania prac gazoniebezpiecznych (inspekcja/odkrywki).

16A.4. Protokół z czyszczenia/inspekcji gazociągu tłokiem (zgodne z załączonym wzorem - **załącznik B**).

16A.5. Raport Operacyjny z przebiegu tłoka do badania geometrii wewnętrznej gazociągu i magnetycznego tłoka pomiarowego wysokiej rozdzielczości.

Protokół z weryfikacji wady w terenie zgodny z wytycznymi zawartymi w Guidance on Field Verification Procedures for In-Line-Inspection z grudnia 2012 opublikowanymi przez Pipeline Operators Forum wraz z informacją o zastosowanej izolacji na gazociągu w miejscu odkrywki oraz protokół badania szczelności izolacji przed zasypaniem.

16.A.6. Protokoły dotyczące przywrócenia poprzedniego stanu terenu i oświadczenia właścicieli gruntów (wypłaty odszkodowania właścicielom gruntów podpisane przez właścicieli).

16.A.7. Oświadczenie wykonawcy i/lub podwykonawcy o zdarzeniach (braku wypadków i chorób zawodowych).

16.A.8. Instrukcja rozmagnesowania rurociągu.

16.A.9. Wydane pełnomocnictwa do reprezentowania Wykonawcy przy realizacji umowy (jeśli takie zdarzenie wystąpi).

16.A.10. Zgłoszenie gotowości Wykonawcy do odbioru końcowego.

16.A.11. Raport Końcowy (jako osobna dokumentacja zgodnie z postanowieniami umowy).

16B. Dla słowackiego odcinka

16B.1 Przeprowadzenie prezentacji wyników inspekcji wraz ze szkoleniem pracowników Zleceniodawcy z użytkowania dostarczonego oprogramowania

16B.2. Eustream nie ma innych wymagań niż te opisane powyżej oraz zawarte w Części 2, punkcie 1.2-14 oraz 15B.

16B.3. Dostarczenie w dwóch egzemplarzach oprogramowania umożliwiającego przeglądanie danych pomiarowych w taki sposób, aby istniała możliwość przeglądania całego rurociągu,

nawigacji i oznakowania punktów, skalowania, powiększania oraz drukowania danych. Oprócz pakietu oprogramowania (kompatybilne z Windows 11) należy dostarczyć w dwóch egzemplarzach „nieobrobione” dane (ang. RAW data). Oprogramowanie zostanie dostarczone w językach polskim i angielskim. Dodatkowo na nośniku z danymi i oprogramowaniem znajdować się powinna księga gazociągu w formacie xls zgodna z załączonym wzorem (**Załącznik A**). osobno dla odcinka znajdującego się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i osobno dla odcinka znajdującego się na terytorium Republiki Słowackiej. Oprogramowanie, dane oraz księga gazociągu powinny być przygotowane osobno dla odcinka znajdującego się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i osobno dla odcinka znajdującego się na terytorium Republiki Słowackiej, przy czym dla odcinka znajdującego się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej w języku polskim, a dla odcinka znajdującego się na terytorium Republiki Słowackiej w języku **angielskim**.

Wszelkie prace związane z przebiegami narzędzi diagnostycznych podczas inspekcji gazociągów od wewnątrz (ang. ILI tool) i powstałe w związku z tym raporty powinny być zgodne z dokumentem POF 100 lub równoważnym.

Część 3. Specyfikacja badanego gazociągu.

Część nr 1

Gazociąg wysokiego ciśnienia DN1000 na odcinku Strachocina - Vyrava (Słowacja)

Ogólna charakterystyka rurociągu:

Nazwa rurociągu lub systemu: gazociąg wysokiego ciśnienia DN1000 MOP 8,4 MPa relacji Węzeł Strachocina – Stacja pomiarowa Vyrava		
Właściciel rurociągu: Odcinek PL: OGP GAZ – SYSTEM S.A. Warszawa , ul. Mszczonowska 4, Odcinek SK: Eustream, a.s., Votrubova 11/A, 821 09 Bratysława, Słowacja		
Użytkownik rurociągu: Odcinek PL: OGP GAZ - SYSTEM S.A. Oddział w Tarnowie Odcinek SK: Eustream, a.s., Votrubova 11/A, 821 09 Bratysława, Słowacja		
Adres do uzyskania dodatkowych informacji: OGP GAZ - SYSTEM S.A. Oddział w Tarnowie, Pogórska Wola 450, 33-152 Pogórska Wola		
Średnica nominalna rury: DN1000		
Całkowita długość odcinka tłokowanego (km): 66,094 km Długość w morzu: 0 -długość po stronie polskiej: 61,094 km -długość po stronie słowackiej: 5,0 km		
Położenie śluzy nadania: <input checked="" type="checkbox"/> na lądzie, <input type="checkbox"/> na morzu		
Położenie śluzy odbioru: <input checked="" type="checkbox"/> na lądzie, <input type="checkbox"/> na morzu		
Dostępność mapy trasy rurociągu: <input checked="" type="checkbox"/> tak, <input type="checkbox"/> nie		

Konserwacja rurociągu:

Częstotliwość czyszczenia: czyszczenie na etapie budowy gazociągu (2020/2021):	
<ul style="list-style-type: none"> • przepuszczenie tłoków piankowych sprzężonym powietrzem • przepuszczenie tłoków manszetowych z tarczą kalibrującą • przepuszczenie tłoka do badania geometrii rurociągu 	
Rodzaj usuwanych zanieczyszczeń: pył, piasek, materiał żelazny, szlam, folie i taśmy	
Rodzaj powłoki, wewnętrznej: rury malowane wewnątrz epoksydem	
zewnętrznej: 3LPE; 3LPP+laminat; PUR	
Badania tłokiem kalibrującym: 2021 r.	dostępne wyniki: <input checked="" type="checkbox"/> tak, <input type="checkbox"/> nie
Badania tłokiem sprawdzającym korozję: nie	dostępne wyniki: <input type="checkbox"/> tak <input checked="" type="checkbox"/> nie
Rodzaj spodziewanej korozji, wewnętrznej: -	
Historia korozji (uszkodzenia, naprawy, etc.): -	
Inne: <ul style="list-style-type: none"> • Tarcze kalibracyjne ø937mm (odc. PL) oraz ø889 mm (odc. SK) tłoków rozdzielczych, po przeprowadzeniu prób ciśnieniowych, posiadały deformacje. • Badanie tłokiem geometrycznym wykazało dwie anomalie (wgniecenia) zakwalifikowane do wymiany. Po wykonaniu odkrywek i pomiarów te dwa odcinki zostały wymienione. 	

	Śluza nadawcza (Vyrava) (po stronie słowackiej)	Śluza odbiorcza (Strachocina) (po stronie polskiej)
Orientacja	Pozioma	Pozioma
Średnica przewodu startu tłoka lub bypassu	DN300	DN250
Średnica części szerokiej (wewnętrzna)	1017 mm	1159,2 mm
Nominalna średnica rury	DN1000	DN 1000
Średnica wewnętrzna zaworu odcinającego	976 mm	972 mm
Dostępność obszaru pracy wokół śluzy	TAK	TAK

Czy dostępny jest podnośnik, dźwig?	NIE	NIE
Czy śluza posiada?		
sygnałizator tłoka	TAK	TAK
miejsce na tłok rozdzielczy?	-	-
wewnętrzny kosz?	NIE	NIE

Dane techniczne rurociągu:

Rura typu 1	
Całkowita długość odcinka:	61,094+5,0 km
Średnica zewnętrzna:	1016 mm
Grubość ścianki:	Słowacka 13/16,2, Polska 14,2/22,2 mm
Stal:	L485ME

Czy rurociąg posiada:

Połączenia gwintowe i kołnierzowe	NIE	połączenia kielichowe:	NIE
Hydrozłącza:	NIE	stopniowe hydrozłącza	NIE
Podkładki pierścieniowe:	NIE	spawy acetylenowe	NIE
Bez przejściowe zmiany grubości ścianki:	NIE	połączenia segmentowe:	NIE
Miejsca badania korozji:	NIE	zakorkowane trójniki:	NIE

Trójniki i odgałęzienia			
Zamontowane Króćce	TAK	Elementy kute	TAK
Max średnica Odgałęzienia:	DN1000	Odgałęzienie zabezpieczone:	TAK
Trójniki z rurą wewnętrzną:	NIE		

Możliwość występowania ładunków elektrycznych w rurociągu

Czy w pobliżu trasy rurociągu znajdują się linie wysokiego napięcia mogące oddziaływać na rurociąg?	TAK
Czy w rurociągu znajdują się złącza izolujące?	TAK
Jeżeli tak, to czy można wykonać dla nich mostki?	TAK

Warunki terenowe

Czy dostępna jest łączność radiowa:	TAK	Tak
Dostępność (np. droga): do śluz - TAK		
Skrzyżowanie z drogami - w obudowie/osłonie lub drażnione: TAK		
Dostępna dokumentacja z przeglądów:	Nie	Nie

Brak ograniczeń prześwitu $\geq 2\%$ średnicy wewnętrznej (próg raportowania inspekcji)

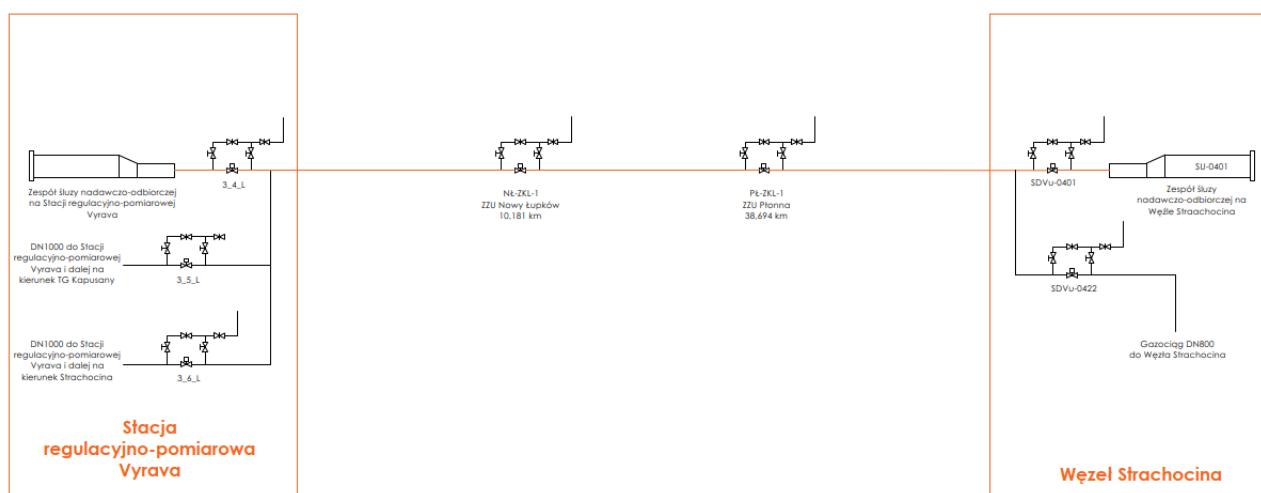
Uwaga:

1. Celem przygotowania Projektu techniczno-organizacyjnego i doboru odpowiednich tłoków czyszczących oraz pomiarowych Wykonawca powinien uzupełnić powyższe wiadomości o informacje uzyskane od Zamawiającego na podstawie z ust. 1.1. i 1.2 części 1 OPZ.

2. Tarcze kalibrujące $\varnothing 937\text{mm}$ (odc. PL) oraz $\varnothing 889\text{ mm}$ (odc. SK) łoków rozdzielczych, po przeprowadzeniu prób ciśnieniowych, posiadały deformacje.
3. Badanie łokiem geometrycznym wykazało dwie anomalie (wgniecenia) zakwalifikowane do wymiany. Po wykonaniu odkrywek i pomiarów, te dwa odcinki zostały wymienione.

Schemat gazociągu podlegającego inspekcji łokami.

Schemat gazociągu DN 1000 PL-SK, podlegającego inspekcji łokami



Załączniki:

A - księga rurociągu

B - Protokół z przebiegu łoka