

Gazociąg Północny

Agata Sumara, Inżynieria Bezwykopowa
Robert Osikowicz

Fot. 1. | Ładowa sekcja gazociągu po stronie niemieckiej

Magistrala bałtycka będzie składała się z dwóch nitek o długości 1224 km każda, a ich łączna przepustowość wyniesie 55 m³ gazu rocznie.

Gaz z rosyjskich złóż będzie tłoczony z Rosji do Niemiec i dalej do Europy Zachodniej rurociągiem przebiegającym przez wody Morza Bałtyckiego

PROJEKT I CEL JEGO REALIZACJI

9 kwietnia br. oficjalnie rozpoczęła się budowa pierwszej z dwóch linii Gazociągu Północnego przez Morze Bałtyckie. Jego celem jest dostarczanie gazu z Rosji do Europy Zachodniej. Umowa w sprawie budowy została zawarta pomiędzy Rosją a Niemcami w dniu 8 września 2005 r. Bezpośrednim powodem budowy takiego połączenia były obawy związane z prawdopodobnymi problemami z tranzytem gazu przez terytoria Ukrainy i Białorusi oraz ewentualnymi następstwami takiego stanu rzeczy.

Budowa Gazociągu Północnego stała się jednym z priorytetowych przedsięwzięć dla krajów Europy Zachodniej z uwagi potrzebę zmniejszenia zależności od węgla i ropy naftowej, a w konsekwencji obniżenia emisji CO₂. Nord Stream będzie dostarczać 1/4 dodatkowego gazu, jaki Europa Zachodnia będzie potrzebować do 2030 r. Gaz dla Europy będzie paliwem przejściowym w odchodzeniu od innych paliw kopalnych i zwiększaniu udziału odnawialnych źródeł oraz wodoru w produkcji energii. Dla polityki energetycznej UE budowa Gazociągu Północnego ma duże znaczenie, ponieważ zapewni trwałość, konkurencyjność i bezpieczeństwo dostaw.

Koszt realizacji tego przedsięwzięcia szacuje się na około 8,8 mld EUR, z czego 30% pokryją akcjonariusze, a pozostałe środki zapewni finansowanie bankowe. Wkład prywatny do

tego projektu jest większy, niż w przypadku jakiegokolwiek innego przedsięwzięcia na podobną skalę.

Na magistralę bałtycką złożą się dwie równoległe linie o długości 1224 km każda, z czego fragment podmorski ma mieć długość 1189 km. Średnica nominalna każdej linii to 1220 mm, a średnica wewnętrzna – 1153 mm. Projektowane ciśnienie gazociągu wynosi 220 bar. Tylko końcowe odcinki rurociągu będą prowadzone przez wody należące do Rosji i Niemiec. Zasadnicza jego część natomiast zaplanowana jest przez strefy ekonomiczne Szwecji, Finlandii i Danii.

Nord Stream połączy rosyjskie wybrzeże Morza Bałtyckiego, w rejonie Zatoki Portowaja w pobliżu miasta Wyborg z niemieckim wybrzeżem Bałtyku w miejscowości Lubmin koło Greifswaldu. Gaz transportowany Gazociągiem Północnym będzie następnie kierowany m.in. do sieci przesyłowych Niemiec, Danii, Wielkiej Brytanii, Holandii, Belgii, Francji, Republiki Czeskiej.

Przepustowość rurociągu będzie wynosić 27 mld m³ rocznie po uruchomieniu dostaw pierwszą nitką, zaś po uruchomieniu drugiej, wydajność wzrośnie do 55 mld m³ w ciągu roku. Zakłada się, że pierwsza nitka rurociągu będzie tłoczyć surowiec już jesienią przyszłego roku, zaś druga rozpocznie przesył gazu rok później.

Przewaga tego projektu nad innymi przejawia się w tym, że magistrala bałtycka nie będzie zasilana z jednego tylko

źródła, nie jest on związany z jednym głównym złożem. Takie rozwiązanie gwarantuje bezpieczeństwo dostaw. Surowiec do pierwszej nitki gazociągu ma pochodzić ze złoża Jużnorusskoje, zlokalizowanego w Zachodniej Syberii. Złoża Sztokmanowskie, usytuowane na Morzu Barentsa, mają natomiast dostarczać surowiec dla drugiej nitki. Jednak nie wiadomo, czy będzie to możliwe z uwagi na opóźnienia w rozpoczęciu jego eksploatacji. Nord Stream mają też zasilać złoża pochodzące z Półwyspu Jamal oraz z Zatok Ob-Taz.

Nord Stream jest ważnym wyczynem z technicznego punktu widzenia, obejmuje skomplikowane logistyczne operacje związane ze współpracą z dostawcami i kontrahentami z całego świata. Zasięg projektu wymaga, by przez kilka miesięcy w roku bieżącym aż trzy barki, z poziomu których układany jest gazociąg, pracowały równocześnie w różnych miejscach, przez 24 godz. na dobę i siedem dni w tygodniu. Do budowy każdej z nitek gazociągu wykorzystane zostanie około 100 tys. rur. Przy realizacji dziennie zaangażowanych jest nawet 1000 osób.

Gazociąg Północny, to pierwszy rurociąg paliwowy, jaki będzie przecinać wody Bałtyku. Spośród istniejących w Europie tego typu magistral wyróżnia się pod wieloma względami, m.in. w zakresie długości, średnicy, przepustowości czy nakładów finansowych, co skonfrontować można z danymi przedstawionymi w tab. 2. Sekcja morska tej magistrali będzie najdłuższa również pośród rurociągów morskich, które znajdują się w fazie planowania (tab. 3).

INWESTOR I WYKONAWCA

Gazociąg Północny budowany jest z inicjatywy Niemiec i Rosji, a na jego potrzeby zostało powołane konsorcjum Nord Stream AG. Tworzą je: rosyjski OAO Gazprom (51%), niemiecki

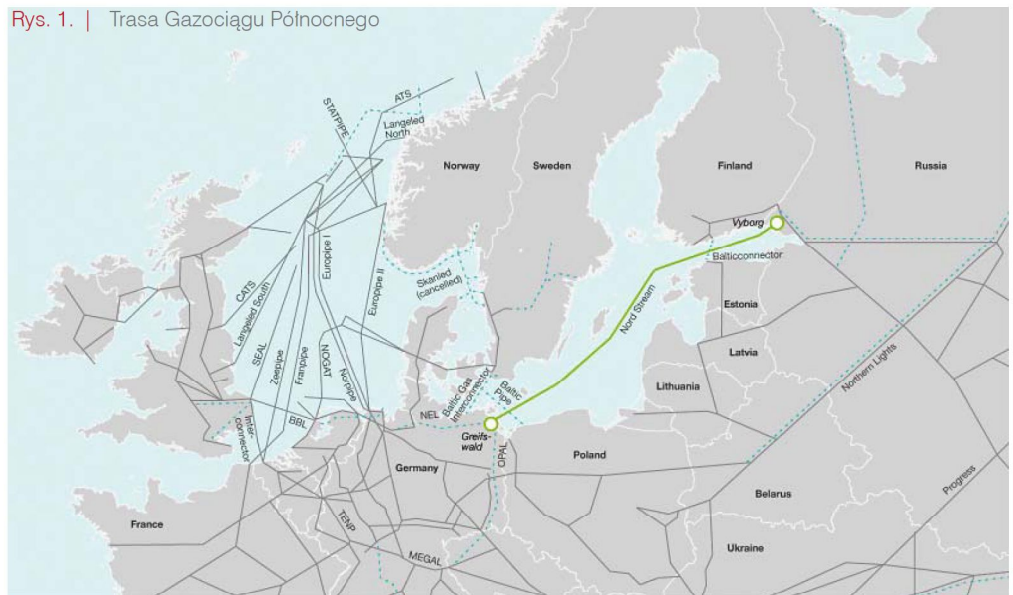
ki E.ON Ruhrgas AG (15,5%), niemiecki BASF SE/Wintershall Holding GmbH (15,5%), holenderski N.V. Nederlandse Gasunie (9%) oraz francuski GDF Suez SA (9%).

W realizacji projektu uczestniczy w sumie kilkadziesiąt firm, wykonujących różne podzlecenia. Budowa rurociągu wymaga wysoce wyspecjalizowanych ekip, dysponujących najwyższej klasy sprzętem. W projekcie biorą udział: niemiecki IMPAC w zakresie inżynierii, rosyjski PeterGaz – odpowiedzialny za działania inżynieryjne i badania dna morskiego, włoski Saipem Energy Services w zakresie inżynierii i projektowania, francuski EUPEC – zajmuje się izolacją rur i logistyką, niemiecki Europie, rosyjski OMK i japońska firma Sumitomo są odpowiedzialne za produkcję rur, Saipem z Włoch – za układanie rurociągu, a nad bezpieczeństwem realizacji projektu czuwa D.N.V. ze Szwajcarii.

OCHRONA ŚRODOWISKA I TRASA RUROCIĄGU

Bardzo ważną sprawą, jaka stale musi być na uwadze inwestora i wykonawcy, jest kwestia bezpieczeństwa środowiska naturalnego. Chodzi o to, by ingerencja w nie była jak najmniej i by prace budowlane nie miały wpływu na okresy tarła i rozrodu zwierząt bałtyckich. Z tego też powodu robo-

Rys. 1. | Trasa Gazociągu Północnego



Rys. 2. | Proces układania gazociągu z poziomu barki Castoro Sei





Fot. 2. | Widok na bazę oraz zakład cementowania rur w Mukran, Niemcy

ty nie będą prowadzone na północno-zachodniej części trasy w zimie, kiedy ta część morza jest pokryta lodem, by nie naruszyć ekosystemu.

Założono, że projekt będzie miał minimalny wpływ na środowisko również poza okresem jego budowy, chociaż z takim założeniem nie zgadzają się ekologowie, którzy starali się nie dopuścić do uskutecznienia tej budowy. Zdaniem ekspertów przychylnych tej inwestycji takie założenie jest możliwe, biorąc pod uwagę funkcjonowanie wielu innych rurociągów na świecie, które są znacznie oddalone od brzegów morskich. Największa ingerencja w środowisko będzie miała miejsce w czasie budowy połączenia, jednak jest to proces okresowy i lokalny. Sama eksploatacja rurociągu jest mało inwazyjna dla natury.

Przed przystąpieniem do realizacji połączenia inwestor był zobowiązany spełnić restrykcyjne normy w zakresie projektowania oraz przygotowań do budowania i późniejszej eksploatacji rurociągu. Nord Stream musi przestrzegać wszystkich lokalnych i międzynarodowych wymogów prawnych dotyczących ochrony środowiska i bezpieczeństwa. Na podstawie przeprowadzonych kompleksowych badań dna morskiego Bałtyku, zgromadzono szczegółowe dane odnośnie do flory i fauny tego akwenu. Na tej podstawie wyznaczono trasę przebiegu gazociągu. Przy wytyczaniu trasy gazociągu brano też pod uwagę znajdujące się na dnie morskim pozostałości po II wojnie światowej w postaci sprzętu militarnego oraz zatopione na dnie morskim wraki. Do badań korytarza morskiego, w ciągu którego ma być usytuowany gazociąg, wykorzystano 11 specjalnych do tego celu statków, za pomocą których udało się zebrać wszystkie dane do wytyczenia bezpiecznego korytarza. Trasa gazociągu przez wiele miesięcy była dyskutowana i ustalana przy współpracy ze specjalistami w wielu obszarach

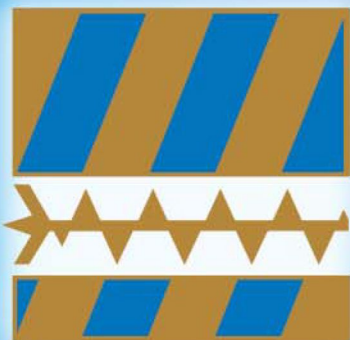


Fot. 3. | Port Hanko w Finlandii

i w porozumieniu z krajami, przez których wody terytorialne gazociąg będzie prowadzony. Negocjacje w celu ustalenia lokalizacji gazociągu ze Szwecją, Finlandią i Danią trwały wiele tygodni, zanim wytyczono ostateczną trasę połączenia i uzyskano ostateczne zgody.

SEKCJE LĄDOWE GAZOCIĄGU

Po stronie niemieckiej gazociąg ma się rozchodzić na dwie odnogi: NEL i OPAL. Gazociąg OPAL (Ostsee Pipeline Anbindungs Leitung) umożliwi Niemcom i innym krajom europejskim korzystanie z zasobów gazu, wydobywanego na Syberii. Ma on stanowić wschodnią odnogę przedłużenia lądowego Gazociągu Północnego. Trasa rurociągu OPAL będzie prowadzić z miejscowości Lubmin koło Greifswaldu na południe, do Olbernhau przy granicy z Czechami, wzdłuż granicy z Polską. Magistrala o długości 470 km i średnicy 1400 mm będzie służyła do odbioru i dalszego przesyłu gazu bezpośrednio z Gazociągu Północnego. OPAL nie tylko zapewni połączenia z istniejącymi sieciami Niemiec, ale też umocni pozycję niemieckiego rynku gazu w okresie, kiedy wzrasta zużycie tego surowca w całej Europie. Przepustowość OPAL ma wynosić 35 mld m³ gazu rocznie. Bu-



Zakład Robót Inżynieryjnych Henryk Chrobok i Hubert Chrobok Sp.J.

43-220 Bojszowy Nowe
ul. Gościnną 101, woj. śląskie
tel. +48 32 218 90 00
fax +48 32 328 92 91

info@firma-chrobok.pl

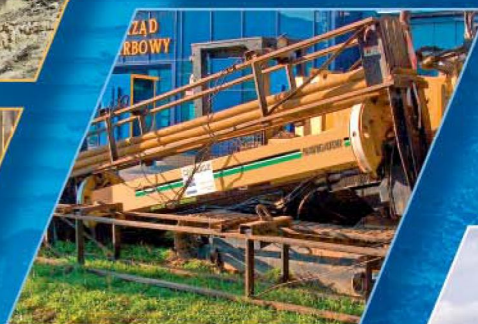
www.firma-chrobok.pl

Inżynieria bezwykopowa

- przeciski
- mikrotuneling
- przewiertki sterowane
- czyszczenie i cementowanie istniejących rurociągów
- relining
- kraking

- ścianki z grodzic stalowych
- ścianki berlińskie
- wbijanie rur i kształtowników stalowych

Zabezpieczenia wykopów



Wzmocnienia gruntu

- iniekcja jet-grouting
- pale CFA
- kolumny DSM
- pale VIBREX
- pale przemieszczeniowe
- kolumny żwirowe
- mikropale
- kotwy gruntowe
- gwoździe gruntowe

dowę tego połączenia rozpoczęto w październiku ubiegłego roku, a zakończenie planuje się na przyszły rok. Do połowy sierpnia br. zbudowano już 250 km rurociągu. Koszt przedsięwzięcia szacuje się około 1 mld EUR.

Gazociąg NEL (Norddeutsche Erdgasleitung) o długości 370 km stanowić ma drugą odnogę Nord Stream. Zostanie połączony z gazociągiem Hamburg-Rehden i będzie nim przesyłane około 20 mld m³ do Francji, Holandii, Wielkiej Brytanii i Niemiec.

Surowiec do pierwszej nitki Nord Stream będzie dostarczany za pośrednictwem magistrali o długości 917 km. Jej trasa prowadzi przez obwody wołogodski i leningradzki, łącząc Griazowiec i Wyborg. Tłocznia, za pomocą której będzie przesyłany gaz, znajduje się 3 km od zatoki Portowaja, w mieście Wyborg. Jest to inwestycja Gazpromu, dla której inwestor zamówił zespół turbin, które brytyjski Rolls-Royce wykonał z przerobionych silników lotniczych. Za produkcję sprężarek gazu do tej tłoczni odpowiedzialny jest koncern Dresser-Rand z USA. Kolejny wielki kontrakt dotyczący tej inwestycji, to budowa przez firmę Siirtec Nigi z Włoch największej na świecie instalacji osuszania gazu. Budowa tłoczni rozpoczęła się w styczniu tego roku. W aspekcie budowy gazociągu tłocznia w Wyborgu jest ewenementem, ponieważ na całej trasie gazociągu nie zaplanowano żadnych innych tłoczyń. Z reguły tłocznie znajdują się na gazociągach w odległości co 150–200 km. Dzięki takiemu zabiegowi możliwe jest utrzymanie w rurociągu odpowiedniego ciśnienia. Aby jedna tłocznia podolała takiemu zadaniu, ma być wyposażona w sześć gazowych turbin, a każda z nich ma moc 52 MW. Dodatkowo też posiadać będzie dwie turbiny gazowe o mocy 27 MW każda. Łącznie turbiny tłoczni w Wyborgu osiągną moc 366 MW.

BARKI MONTAŻOWE

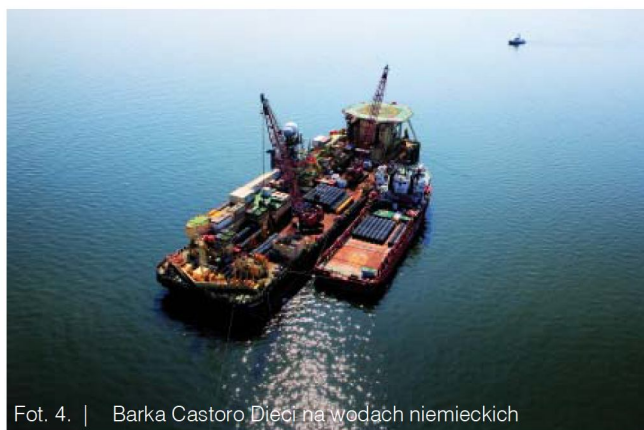
Do konstrukcji rurociągu wykorzystywane są trzy statki-platformy. Najwięcej prac wykonane zostanie z poziomu barki **Castoro Sei**, zbudowanej we Włoszech w 1978 r. Jednostka ta będzie pracowała bez przerwy przez 7 dni w tygodniu. Na wodach Bałtyku pojawiła się 26 marca br., by rozpocząć budowę jednego z największych infrastrukturalnych projektów europejskich. To pierwszy raz, kiedy na wodach Morza Bałtyckiego pojawiła się tak duża barka, która pozostanie na nich w sumie około dwóch lat. Zakładane dzienne osiągi przy budowie Nord Stream – około 2,5 km.

Wymiary:

- długość bez żerdzi: 152 m,
- długość z żerdziami: 193 m,
- szerokość: 70,5 m.



Fot. 5. | Barka Castoro Sei w pobliżu wyspy Gotland



Fot. 4. | Barka Castoro Dieci na wodach niemieckich

Na wodach niemieckich, w terenie przybrzeżnym jeszcze w tym roku zostaną ułożone fragmenty gazociągu za pomocą barki **Castoro Dieci**, która ma płaskie dno i jest przeznaczona do pracy na wodach płytkich. Wielofunkcyjna platforma Castoro Dieci, która została zbudowana w 1976 r. w Holandii, była transportowana z Singapuru, gdzie poddano ją pracom modernizacyjnym na potrzeby realizacji Gazociągu Północnego. Castoro Dieci jest najmniejszą ze wszystkich trzech barek wykorzystywanych przy budowie Nord Stream – około 0,5 km.

Wymiary:

- długość całkowita bez żerdzi: 138,99 m,
- długość całkowita z żerdziami: 164,62 m,
- szerokość całkowita: 36,57 m.

Do prac w Zatoce Fińskiej przeznaczona jest jednostka o nazwie **Solitaire**. Należy ona do szwajcarskiej firmy Allseas Group i jest największym na świecie statkiem do układania rur na dnie morskim. Została zbudowana w 1972 r. w Japonii i była używana do transportu towarów. Potem zakupił ją szwajcarska firma i przekształciła w barkę przystosowaną do układania z jej poziomu rurociągów. Zamiast kotwicy wykorzystuje specjalny napęd odrzutowy, co stanowi zabezpieczenie przed kontaktem z zalegającymi na dnie morskim pozostałościami militarnymi z czasów I i II wojny światowej oraz wrakami. Specjalny napęd silników pozwala na precyzyjne manewrowanie statkiem i jego pozycjonowanie oraz stabilne utrzymanie w jednym miejscu. Silniki są sterowane systemem komputerowym, który stale monitoruje aktualne położenie statku w stosunku do pozycji docelowej. W przypadku wystąpienia odchylenia, silniki odrzutowe z powrotem kierują ją na właściwe położenie. Dlatego też Solitaire może pracować



Fot. 6. | Barka Solitaire

nawet w niekorzystnych warunkach pogodowych. Planuje się, że w projekcie Nord Stream przy jej wykorzystaniu zostanie ułożone po 342,5 km każdego z rurociągów. Zakładane dzienne osiągi przy budowie Nord Stream to około 2,4 km.

Wymiary:

- długość z wyłączeniem długości żerdzi: 300 m,
- długość łączna z żerdziami: 367 m,
- szerokość: 41 m.

RURY

Do budowania rurociągu została zaangażowana włoska firma Saipem, która jest również odpowiedzialna za szczegółowy projekt techniczny. Wysokiej jakości rury stalowe do budowy pierwszej nitki dostarczy w 75% niemiecka firma Europipe, a w 25% – rosyjska firma OMK. Jeśli chodzi o budowę drugiej linii, to Europipe wyprodukuje 65% rur, OMK – 25%, a japońska firma Sumitomo – 10%.

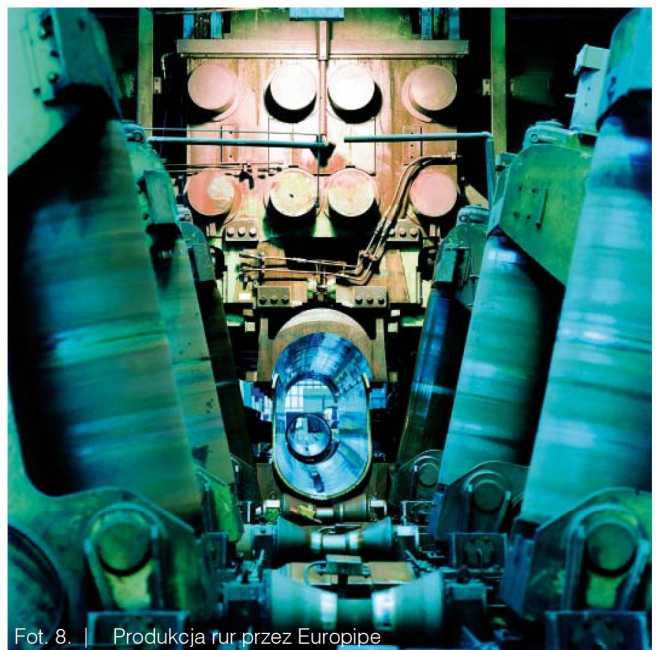
Jak pokazuje wieloletnie użytkowanie rurociągów morskich, zapewniają one większe bezpieczeństwo niż transport drogowy czy z użyciem tankowców. Rury, jakimi odbywa się przesył surowca, są wykonane z grubej stali, a dodatkowo pokryte specjalnymi powłokami, umożliwiającymi znoszenie warunków panujących na dnie morskim. Każda rura pokryta jest trzema powłokami, z których jedna ogranicza tarcie wewnątrz rurociągu, kolejna zabezpiecza rurę przed korozją, a ostatnia – betonowa, której grubość ścianki wynosi od 60 do 110 mm, dodatkowo zabezpiecza rurociąg i powoduje jego obciążenie w celu lepszej stabilizacji magistrali na dnie morskim. Przeciętna waga rur stalowych wynosi 11 ton, zaś dodanie powłoki betonowej podwyższa tę wagę do około 24 ton.

Grubość ścianki wykorzystywanych stalowych rur zawiera się w przedziale od 27 do 41 mm. Rurociąg budowany jest z materiałów odpornych na wysokie ciśnienie, panujące na dnie morza. Każda wyprodukowana rura przechodzi testy jakości. Poszczególne odcinki rur są spawane wewnątrz i na zewnątrz, co poprzedza czyszczenie ich wnętrza sprężonym powietrzem. Rury te mają specjalnie ścięte końce, co ułatwia ich połączenie. Kolejne czyszczenie odbywa się przed zespawaniem 24-metrowego odcinka z już istniejącym ciągiem. Po zespawaniu odbywa się badanie za pomocą ultradźwięków, w celu upewnienia się, czy połączenia są całkowicie szczelne. Jeśli spawy przejdą kontrolę jakości, zabezpieczane są dodatkowo specjalnym środkiem antykorozyjnym.

Pod koniec lipca br. 100 tys. rur potrzebnych do budowy gazociągu Nord Stream zostało już pokryte betonem. W sumie około 202 tys. stalowych rur obudowanych specjalną betonową zaprawą będzie potrzebne do wykonania instalacji dwóch nitek gazociągu. Za wykonywanie tych prac odpowiedzialny jest EUPEC, który ma też wykonać prace związane z transportem i składowaniem materiałów. Do końca lipca około 62 tys. rur pokryto betonem w Mukran, a 38 tys. w Kotka. W czasie realizacji projektu w Mukran zostaną wykonane prace przy powlekanii około 126 tys. rur, co stanowi 60% przedsięwzięcia. Zakłady w Kotka obrabiają zaś około 76 tys. rur, czyli pozostałe 40% potrzebne na zbudowanie obu nitek gazociągu. Powlekanie rur betonem dla projektu Nord Stream rozpoczęło się w Mukran wiosną 2009 r., a w Kotka – latem ubiegłego roku. Na każdym z placów produkcyjnych zatrudnione jest w tym celu



Fot. 7. | Spawanie rur



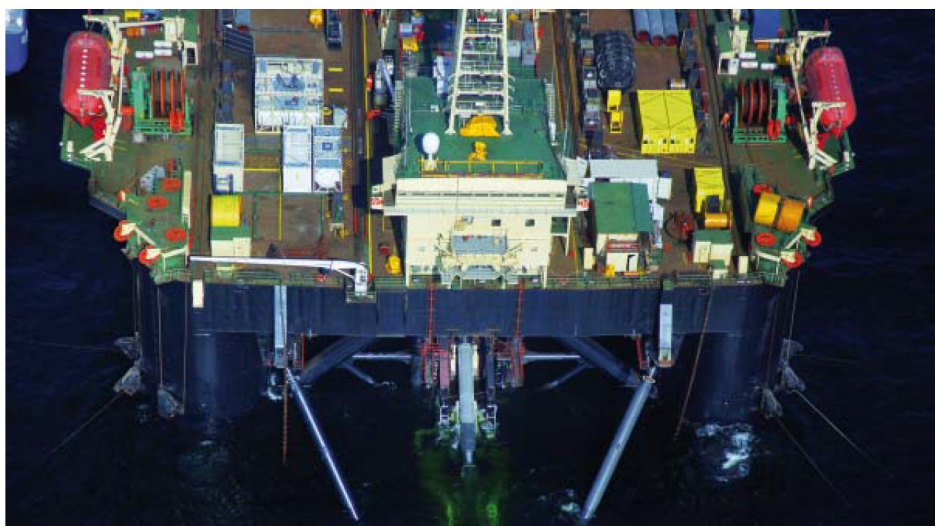
Fot. 8. | Produkcja rur przez Europipe



Fot. 9. | Składowanie rur w Kotka, Finlandia

ponad 200 osób.

Bezpieczeństwo działającego rurociągu będzie monitorowane przez umieszczenie w jego wnętrzu specjalnego urządzenia kontrolującego – tzw. PIG, które pozwoli na wykrycie ewentualnych problemów. Służący inspekcji tłok przemieszcza się między luzami w rurociągu i jest napędzany medium, w tym wypadku gazem. Zadaniem takiego urządzenia jest rejestracja stanu technicznego rury. Po wydobyciu następuje odczyt danych i korelacja z długością.



Fot. 11. | Układanie rurociągu na szwedzkich wodach z poziomu barki Castoro Sei



Fot. 10. | Produkcja rur przez Europipe

LOGISTYKA

Bardzo skomplikowany jest cały proces logistyczny, jaki wiąże się z realizacją projektu Nord Stream. Przed przystąpieniem do realizacji ocenie zostało poddane ponad 60 przystani, które mogłyby zostać wykorzystane jako bazy na potrzeby inwestycji, jednak ostatecznie wybrano tylko pięć, które spełniały restrykcyjne wymogi. W sumie zainwestowano około 100 mln EUR w przygotowanie tych pięciu portów i zbudowanie niezbędnej infrastruktury (drogi dojazdowe, kanalizacja, grodzenie terenu, wyposażenie w sprzęt, place rozładunku i załadunku itp.). Przy wyborze lokalizacji portów wzdłuż wybrzeża Morza Bałtyckiego, gdzie ma miejsce składowanie rur i z których odbywa się ich transport, wzięto pod uwagę wiele czynników, m.in. to, by droga tam i z powrotem nie trwała dłużej niż dzień, kwestię dostarczania rur przez dostawców z Niemiec i Rosji, względy środowiskowe, minimalizacja kosztów. W tych miejscach, z których transportuje się rury, wykonywane jest także ich betonowanie. Porty wykorzystywane na potrzeby budowy Gazociągu Północnego są zlokalizowane nie dalej niż 100 mil morskich (185 km) od platform montażowych. Porty, wykorzystywane do budowy gazociągu, to Kotka u wybrzeży Zatoki Fińskiej, Mukran na niemieckiej wyspie Rugia, Slite na Gotlandii w Szwecji, Hanko w Finlandii oraz Karlskrona w Szwecji.

PRZEBIEG REALIZACJI

Do układania gazociągu konsorcjum Nord Stream AG powołało włoskiego doświadczonego wykonawcę – Saipem. Budowa rozpoczęła się 9 kwietnia 2010 r. na szwedzkich wodach terytorialnych, na 675 km gazociągu, przyjmując za miejsce startowe rosyjski Wyborg, i na 549 km, licząc od punktu końcowego w pobliżu Greifswald w Niemczech.

Budowa pierwszej z magistrali gazociągu zostanie zakończona w 2011 r., zaś druga ma być oddana rok później. Gazociąg układany jest z 12-metrowych rur, które są transportowane na specjalne statki-platformy, gdzie odbywa się ich łączenie i z poziomu których układane są na dnie morskim. Powstały w wyniku spawania segment, zbudowany z dwóch rur jest dołączany do już istniejącej sekcji, a dołączanie każdej kolejnej wymaga przesunięcia się barki. Proces ten jest bardzo zautomatyzowany, a praca przypomina działanie linii produkcyjnej. Jakkolwiek warunki morskie są bardzo wymagające, to układanie takiego rurociągu przebiega szybciej, niż jego odpowiednika w warunkach lądowych. Pierwsze 255 km trasy zostało ułożone na dnie morskim na wodach szwedzkich i fińskich. Castoro Dieci w tym roku ułoży rury u wybrzeży niemieckich dla obu nitek, by w ten sposób zminimalizować wpływ na środowisko naturalne. Również u wybrzeży rosyjskich założono ułożenie równoczesne obu nitek w tym roku, czym zajmie się Castoro Sei.

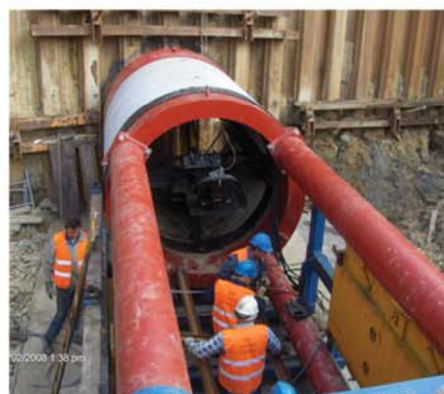
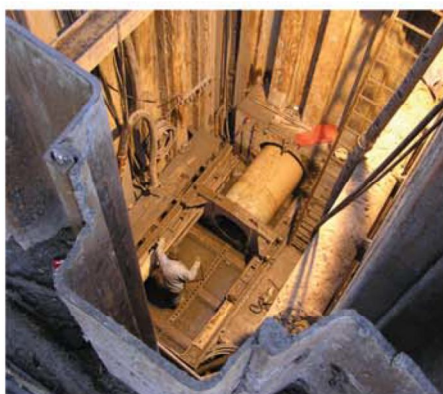
Budowa rurociągu składa się z kilku etapów, jak fazowanie, spawanie, testowanie i układanie rurociągu na dnie morskim. Dla każdego z tych procesów są określone dokładne procedury. Następnie odcinek rurociągu jest monitorowany pod wodą przez system ROV (Remotely Operate Vehicles), służący do zdalnego monitorowania i wykrywania obiektów, w celu ustalenia właściwej pozycji. Po zakończeniu tych prac trzy segmenty rurociągu są zalewane wodą i poddawane testom pod ciśnieniem w celu sprawdzenia mechanicznej integralności. W dalszej kolejności odcinki rurociągu są łączone za pomocą spawania pod wodą. Potem rura jest opróżniana z wody i wypełniona azotem.

Pod koniec lipca br. prowadzona była budowa pierwszej nitki Nord Stream w Rosji. Barka Castoro Sei, z pokładu której odbywa się układanie podwodnej części rurociągu,



Tradycje od 1920 roku

PPI Gerhard Chrobok sp.j.



- pogrążanie i wyciąganie grodzic stalowych
- kotwy, gwoździe gruntowe i mikropale
- wbijanie kształtowników stalowych dla potrzeb ścianek berlińskich
- pale przemieszczeniowe FDP
- pale wiercone CFA, kolumny DSM, pale rurowe, pale VIBRO
- kolumny i przesłony filtracyjne w technologii jet-grouting
- przewiert i przeciski poziome do Ø 2800 mm
- przewiert sterowany do Ø 800 mm
- mikrotuneling do Ø 1800 mm
- relining do Ø 1000 mm
- projektowanie w zakresie wyżej wymienionych robót inżynierskich

43-220 Bojszowy Nowe
ul. Kowola 11
tel. +48 32 218 98 88
fax +48 32 218 94 47

www.chrobok.com.pl



PRZEDSIĘBIORSTWO
FAIR PLAY



zakotwiczyła w odległości około 1 km od nabrzeża w okolicy Portowaja. Na tamten czas, na ląd wyciągnięto jedną z dwóch nitek gazociągu, zaś operacja z drugą nitką planowana była na połowę sierpnia. Po zespawaniu ze sobą dwóch rur, wyciągano je za pomocą specjalnej wciągarki na brzeg, do czego wykorzystano linę o średnicy 121 mm. Aby zabezpieczyć rurę przed uszkodzeniami na dnie morza, układano ją w wykopie, który następnie został zasypany.

Od strony Rosji gazociąg zaczyna się w Zatoce Portowaja w okolicy Wybarga. Zanim barka Castoro Sei dotarła w to miejsce, ułożone zostało około 230 km instalacji na terenach podwodnych należących do Szwecji i Danii. Po zakończeniu układania odcinka o długości 7,5 km na wodach rosyjskich i wyciągnięciu go na nabrzeże prace po stronie rosyjskiej przejęła barka Solitaire, natomiast Castoro Sei została skierowana na wody fińskie, gdzie powróciła w pierwszej połowie sierpnia. Tu wczesną jesienią ułoży około 100 km gazociągu na dnie morza w zachodniej części fińskich wód terytorialnych, na odcinku KP od 451 do 350 km. Wcześniej Castoro Sei zbudowała już 47 km rurociągu w tej strefie, a dzienny wynik to 2,5 km. Dłuższy odcinek, który ma być zlokalizowany na wodach fińskich, około 230 km, pomiędzy KP 123 i 350 km, będzie układany późną jesienią i zimą tego roku z poziomu barki Solitaire. Całkowita długość magistrali na fińskich wodach wynosi 375 km, a zlokalizowana ona zostanie w odległości około 30 km od wybrzeża na głębokości do około 80 m.

TECHNOLOGIE BEZWYKOPOWE NA POTRZEBY BUDOWY NORD STREAM

Rosyjska firma Vis-Mos, będąca pionierem instalacji metodą HDD na terenie Rosji, w ramach budowy Gazociągu Północnego wykonała w 2008 r. dwa przekroczenia rzek w rejonie Sankt Petersburga. Długość otworu pod rzeką Wołchow wyniosła 830 m, a pod rzeką Szeksną – 1043 m. Zadaniem wykonawcy w obu przypadkach była instalacja stalowego rurociągu o średnicy 1422 mm i grubości ścianki wynoszącej 26 mm. Wiercenie odbywało się w trudnych warunkach geologicznych, gdzie występowały osady lodowcowe, kamienie czy głazy, których średnica wynosiła nawet 1 m. W okresie, kiedy wykonywano przewiert pod rzeką Szeksną, była to najdłuższa instalacja rurociągu o średnicy 1422 mm, jaka kiedykolwiek miała miejsce w związku z zastosowaniem technologii HDD (rekord ten został pobity w 2010 r. w trakcie projektu w Turkmenistanie).

W połowie lipca 2009 r. Rosjanie oddali na potrzeby Nord Stream 750-metrowy tunel pod Nową. Za jego budowę odpowiedzialna była spółka Metrostroj. Budowa tunelu o średnicy 2 m i długości 750 m trwała dwa miesiące. Został on posadowiony na głębokości sięgającej 25 m. Również w ubiegłym roku ta sama firma wykonała drugi tunel pod Kanałem Sajmieńskim w pobliżu Wybarga w obwodzie leningradzkim. Wykonanie tych prac umożliwiło rozpoczęcie układania gazociągu na dnie morskim.

GAZOCIĄG PÓŁNOCNY A KWESTIA POLSKA

Projekt Nord Stream nie jest korzystny dla Polski, Ukrainy czy krajów bałtyckich, które rurociąg omija. Właśnie alternatywą dla rury bałtyckiej mógł być rurociąg lądowy, przebiegający przez te kraje, a jego budowa byłaby znacznie tańsza. Wielu analityków obawia się realizacji tego projektu, ponieważ uważają, że niemiecko-rosyjskie przedsięwzięcie ma nie tylko biznesowe, ale też polityczne podłoże i w ten sposób może zostać zagrożone nasze bez-

pieczeństwo energetyczne. Z uwagi jednak na to, że tekst ten ma na celu techniczne przedstawienie projektu, nie będziemy rozwijać kwestii ekonomiczno-politycznej.

Innym istotnym dla Polski zagadnieniem związanym z Gazociągiem Północnym jest jego wpływ na rozwój naszych portów. Jest to nadal drażliwy dla nas temat, a nasz rząd od dawna stara się wpłynąć na zmianę trasy rurociągu, lub wkopanie go w dno morskie w terenie, w którym stoi na przeszkodzie rozwojowi portów w Szczecinie i Świnoujściu. Na początku sierpnia br. Ministerstwo Infrastruktury po raz kolejny przygotowywało się do interwencji w Niemczech w kwestii trasy gazociągu, którego budowa wg przyjętej trasy spowoduje, że do portów w Szczecinie i Świnoujściu nie będą mogły wpływać jednostki o zanurzeniu większym niż 13,5 m. Polski resort infrastruktury proponuje w takiej sytuacji dwa rozwiązania. Jedno polega na zmianie trasy gazociągu w taki sposób, by rura była położona na głębokości 18,5 m, co umożliwi przyjmowanie w polskich portach statków o zanurzeniu do 17 m. Rozwiązanie drugie polega na zachowaniu przyjętej trasy gazociągu, jednak należy go zakopać pod dnem morza i wówczas również nie będzie on stanowić przeszkody na drodze do naszych portów. Możliwe, że negocjacje z Niemcami się powiodą dzięki temu, że w polskim porcie działa spółka córka niemieckiego przewoźnika kolejowego – Deutsche Bahn, która chce brać udział w inwestycji, mającej na celu rozwój terminalu kontenerowego. ■

LITERATURA

- [1] Archiwum Nord Stream AG
- [2] Offshore
- [3] Pipeline and Gas Journal
- [4] Pipeline News
- [5] Pipelines International
- [6] Scandinavian Oil and Gas
- [7] Oil and Gas Journal
- [8] Wikipedia
- [9] Strony internetowe firm naftowych i operatorów rurociągów

O postępach w budowie Gazociągu Północnego będziemy Państwa informować za pośrednictwem portalu www.inzynieria.com

Materiały graficzne wykorzystane w artykule pochodzą z archiwum Nord Stream AG.

Informacje o projekcie	
Średnica nominalna	1220 mm
Średnica wewnętrzna	1153 mm
Grubość ścianek	26,8 – 41 mm
Rodzaj stali	DNV Offshore Standard OS-F101; Steel grade: X-70
Projektowane ciśnienie	220 bar/ 200 bar/ 170 bar
Spadki ciśnienia na poszczególnych odcinkach gazociągu	KP 0 – KP 300: 220 bar KP 300 – KP 675: 200 bar KP 675 – KP 1220: 170 bar
Temperatura projektowana	-10–60°C
Temperatura operacyjna	-10–40°C
Źródła gazu	złoża: Jużnorusskoje, Półwyspu Jamał, Zatoki Ob-Taz i Sztokmanowskie

Tab. 1. | Wybrane dane dot. Gazociągu Północnego

Rurociąg	Medium	Trasa	Kraje	Właściciel	Operator	Długość (część morska)	Maks. głębokość	Średnica	Średnica - część morska	Ciśnienie	Przepustowość rocznie	Rok uruchomienia	Koszt projektu
Åsgard Transport Pipeline	Gaz	Pole Asgard – Morze Północne – Stavanger (N)	Norwegia	Gassco Statoil	Gassco	707 km (700 km)		42" (1067 mm)	42" (1067 mm)		25 mld m ³	2000	
Balearic Gas Pipeline	Gaz	Denia (E) – Morze Śródziemne – Ibiza – Morze Śródziemne – Majorka (E)	Hiszpania	Enagas	Enagas	267 km (260 km)	997 m	20" (508 mm)	20" (508 mm)			2009	500 mln EUR
BBL Pipeline	Gaz	Anna Paulowna (NL) – Morze Północne – Terminal Bacton (UK)	Holandia – Wielka Brytania	Gasunie 60% Fluxys 20% E.ON Ruhrgas 20%	BBL Company	235 km (230 km)		36" (914 mm)	36" (914 mm)	13,5 MPa	19 mld m ³	2006	500 mln EUR
Blue Stream	Gaz	Dżubga (RU) – Morze Czarne – Ankara (TR)	Rosja – Turcja	Gazprom Eni BOTAS	Gazprom, Blue Stream Pipeline, BOTAS	1213 km (396 km)	2200 m	56" / 48" (1422 mm / 1219 mm)	24" (610 mm)	25 MPa	16 mld m ³	2005	3,2 mld USD
Brent System	Ropa	North Sea Oilfields - Terminal Sullom Voe (Wyspy Szetlandzkie, UK)	Wielka Brytania	21 firm	Abu Dhabi National Energy Company	147 km (142 km)		36" (914 mm)	36" (914 mm)		100.000 bpd (baryłek dziennie)	1980	
Central Area Transmission System CATS Pipeline	Gaz	CATS riser platform – Morze Północne – Teesside (UK)	Wielka Brytania	BG Broup 51% BP 29% Hess Corp 17% Total, Eni	BP	408 km (400 km)		36" (914 mm)	36" (914 mm)		17 mld m ³	1993	
Europipe I	Gaz	Platforma Draupner (N) – Morze Północne – Emden (D)	Norwegia – Niemcy	Glassled	Gasco	670 km (620 km)		40" (1016 mm)	40" (1016 mm)	15 MPa	18 mld m ³	1995	3,5 mld USD
Europipe II	Gaz	Karsto (N) – Morze Północne – Dornum (D)	Norwegia – Niemcy	Glassled	Gasco	672 km (642 km)		42" (1067 mm)	42" (1067 mm)	15 MPa	34 mld m ³	1999	1,6 mld USD
Far North Liquids and Associated Gas System FLAG Pipeline	Gaz	Morze Północne – Terminal St Fergus (UK)	Wielka Brytania	Shell ExxonMobil	Shell UK	450 km (440 km)	163 m	36" (914 mm)	36" (914 mm)		15 mld m ³	1982	
FPS Forties Pipeline System	Ropa	Pole Forties – Morze Północne – Cruden Bay (UK)	Wielka Brytania	BP	BP	169 km (160 km)		36" (914 mm)	36" (914 mm)		700.000 bpd	1991	2,5 mld USD
Franpipe Norfra Pipeline	Gaz	Platforma Draupner (N) – Morze Północne – Dunkierka (F)	Norwegia – Francja	Glassled	Gasco	840 km (840 km)		42" (1067 mm)	42" (1067 mm)		19 mld m ³	1998	1,8 mld USD

Tab. 2. | Działające morskie rurociągi paliwowe w Europie

Rurociąg	Medium	Trasa	Kraje	Właściciel	Operator	Długość (część morska)	Maks. głębokość	Średnica	Średnica - część morska	Ciśnienie	Przepustowość rocznie	Rok uruchomienia	Koszt projektu
Frigg System Alwyn Pipeline + Frigg Pipeline	Gaz	Pole Alwyn North (N) – Morze Północne – Terminal St Fergus (UK)	Norwegia – Wielka Brytania	Total	Total E&P	362 km Frigg 110 km Alwyn	150 m	2 x 32" (813 mm) 24" (610 mm)	2 x 32" (813 mm) 24" (610 mm)		25 mld m ³	1977	
Frostpipe Pipeline	Ropa	Pole Lille-Frigg – Morze Północne - Oseberg	Norwegia	Total Statoil	Total	82 km (75 km)		16" (406 mm)	16" (406 mm)		100.000 bpd	1994	
Fulmar Pipeline	Gaz	Pole Fulmar (UK) – Morze Północne – Terminal St Fergus (UK)	Wielka Brytania	Shell ExxonMobil	Shell UK	290 km (280 km)		20" (508 mm)	20" (508 mm)		4 mld m ³	1986	
Greenstream Pipeline	Gaz	Mellitah – Morze Śródziemne – Gela, Sycylia	Libia – Włochy	Eni National Oil Corporation of Libya	Agip Gas	520 km (500 km)	1127 m	32" (813 mm)	32" (813 mm)	14,8 MPa	11 mld m ³	2004	6,6 mld USD
Haltenpipe	Gaz	Pole Heidrun – Morze Północne – Tjeldbergodden	Norwegia	Gassco Statoil	Gassco	250 km (240 km)		16" (406 mm)	16" (406 mm)		2 mld m ³	1996	
Interconnector	Gaz	Bacton Gas Terminal (UK) – Kanał La Manche – Zeebrugge (B)	Wielka Brytania – Belgia	CDPQ 33% Eni 17% E.ON Ruhrgas 15% ConocoPhillips 10% Gazprom 10% Fluxys 10% GDF Suez 5%	Interconnector UK	235 km (235 km)		40" (1016 mm)	40" (1016 mm)	14 MPa	20 – 25 mld m ³	1997	
Langeled Pipeline Britpipe	Gaz	Terminal Nyhamna (N) – Morze Północne – Slepner riser – Morze Północne – Terminal Easington (UK)	Norwegia – Wielka Brytania	Petoro Statoil Shell DONG Energy ExxonMobil ConocoPhillips	Gassco	1166 km (1150 km)	360 m	42" (1067 mm)	42" (1067 mm)	25 MPa	25 mld m ³	2007	3,3 mld USD
MEG Maghreb-Europe Gas Pipeline	Gaz	Hassi R'Mel – Cieśnina Gibraltarska – Kordoba (E) – Portugalia	Algieria – Maroko – Hiszpania – Portugalia	Sonatrach Metragas Enagas Transgas	Sonatrach Metragas Enagas Transgas	1630 km (45 km)		48" (1219 mm)	2 x 22" (559 mm)	7 MPa	12 mld m ³	1996	2,1 mld USD

Tab. 2. | Działające morskie rurociągi paliwowe w Europie

Rurociąg	Medium	Trasa	Kraje	Właściciel	Operator	Długość (część morską)	Maks. głębokość	Średnica	Średnica - część morską	Ciśnienie	Przepustowość rocznie	Rok uruchomienia	Koszt projektu
Medgaz	Gaz	Hassi R'Mel – Morze Śródziemne – Almeria	Algieria - Hiszpania	Sonatrach 36% CEPSA 20% Iberdrola 20% Endesa 12% GDF 12%	Sociedad para el Estudio y Promocion del Gasoducto Argelia-Europa	757 km (210 km)	2160 m	48" (1219 mm)	24" (610 mm)	24 MPa	8 mld m ³	2010	1,5 mld USD
Ninian Pipeline	Ropa	Platforma Ninian Central – Morze Północne – Terminal Sullom Voe (Wyspy Szetlandzkie, UK)	Wielka Brytania	BG BP Chevron Rni Nippon Oil Total	BP	175 km (170 km)		36" (914 mm)	36" (914 mm)		900.000 bpd	1978	
NOGAT Pipeline Northern Offshore Gas Transport	Gaz	F3 Platform – Morze Północne – Terminal Den Helder (NL)	Holandia	GDF Suez Total Energie Beheer	GDF Suez	57 km		36" (914 mm)	35" (889 mm)			1992	
Norpipe	Ropa	Pole Ekofisk – Morze Północne – Teesside (UK)	Norwegia – Wielka Brytania	ConocoPhillips 35% Total 35% Statoil 18% Eni 6% SDFI 6%	ConocoPhillips	354 km (350 km)		34" (834 mm)	34" (834 mm)		900.000 bpd	1975	
Norpipe	Gaz	Pole Ekofisk – Morze Północne – Emden	Norwegia – Niemcy	Statoil ConocoPhillips Eni ExxonMobil Shell, Total, DONG	Gassco	440 km (420 km)		36" (914 mm)	36" (914 mm)		16 mld m ³	1977	
Oseberg Transport System	Ropa	Pole Oseberg – Morze Północne – Bergen	Norwegia	Statoil Norsk Hydro Total Exxon Mobil	Norsk Hydro	115 km (110 km)		28" (711 mm)	28" (711 mm)		750.000 bpd	1988	
SAGE Pipeline	Gaz	Beryl Field – Morze Północne – St Fergus Terminal (UK)	Wielka Brytania	ExxonMobil Enterprise Oil Hess Ltd Brae Group	Mobil North Sea	323 km (320 km)		30" (762 mm)	30" (762 mm)	17 MPa	12 mld m ³	1993	
SEAL Pipeline Shearwater Elgin Area Line	Gaz	Pole Elgin/Franklin – Morze Północne – Terminal Bacton (UK)	Wielka Brytania	BG Shell	Shell UK	460 km (470 km)		34" (834 mm)	34" (834 mm)		11 mld m ³	2001	

Tab. 2. | Działające morskie rurociągi paliwowe w Europie

Rurociąg	Medium	Trasa	Kraje	Właściciel	Operator	Długość (część morska)	Maks. głębokość	Średnica	Średnica - część morska	Ciśnienie	Przepustowość rocznie	Rok uruchomienia	Koszt projektu
Second Interconnector Pipeline	Gaz	Gormanston (I) – Morze Irlandzkie – Beattock (UK)	Irlandia – Wielka Brytania	IBEC	IBEC	185 km		30" (762 mm)	30" (762 mm)	15 MPa		2002	400 mln USD
Sleipner Pipeline	Kondensat	Pole Sleipner – Morze Północne – Karsto, Stavanger (N)	Norwegia	Statoil Norsk Hydro ExxonMobil Total	Statoil	245 km (240 km)		20" (508 mm)	20" (508 mm)		200.000 bpd	1993	
SNIP Pipeline	Gaz	Twynholm (Szkocja) – Morze Irlandzkie – Ballylumford (Irlandia Północna)	Wielka Brytania	Premier Transmission Limited	Premier Transmission Limited	135 km		24" (610 mm)	24" (610 mm)			1996	
Statpipe	Gaz	Pole Statfjord (N) – Morze Północne – Pole Efofisk (N)	Norwegia	Glassled	Gasco	890 km (890 km)		30" (762 mm)	30" (762 mm)		16 mld m³	1985	
TransMed Pipeline	Gaz	Hassi R'Mel – Morze Śródziemne – Sycyllia – Cieśnina Messyńska – Włochy	Algieria – Tunezja – Włochy	Sonatrach Sotugat Eni	Sonatrach Sergaz TMPC	2485 km (170 km)	610 m	2 x 48" (2 x 1219 mm)	3 x 20" + 2 x 26" (3 x 508 mm + 2 x 660 mm)		30 - 33 mld m³	1983	2,6 mld USD + 3,5 mld EUR
Troll Oil Pipeline	Ropa	Pole Troll – Morze Północne – Bergen	Norwegia	Statoil Shell Total ConocoPhillips	Statoil	86 km (80 km)	500 m	16" (406 mm) 20" (508 mm)	16" (406 mm) 20" (508 mm)		250.000 bpd 320.000 bpd	1995 1999	
Turkey-Greece pipeline	Gaz	Karacabey (TR) – Morze Marmara – Ikomotini (GR)	Turcja – Grecja	BOTAS DEPA	BOTAS DEPA	296 km (17 km)		36" (914 mm)	36" (914 mm)		7 - 12 mld m³	2007	300 mln USD
Tyra West – F3 Pipeline	Gaz	Platforma Tyra West (DK) – Morze Północne – F 3 Platform (NL)	Dania – Holandia	DONG Energy 50% Shell 23% Moller Maersk 20% Chevron 7%	Maersk Oil and Gas	100 km (100 km)		26" (660 mm)	26" (660 mm)		5 mld m³	2004	200 mln USD
Vesterled Pipeline	Gaz	Platforma Heimdal (N) – Morze Północne – Terminal St Fergus (UK)	Norwegia – Wielka Brytania	Gassled	Gassco	360 km (350 km)		32" (813 mm)	32" (813 mm)		12 mld m³	1978	
WOSP West of Shetland pipeline	Gaz	Pole Foinaven (UK) – Morze Północne – Wyspy Szetlandzkie (UK)	Wielka Brytania	BP Marathon Oil	BP	188 km (180 km)		20" (508 mm)	20" (508 mm)		2 mld m³	2002	
Zeepipe	Gaz	Pole Sleipner (N) – Morze Północne – Zeebrugge (B)	Norwegia – Belgia	Glassled	Gasco	1416 km Zeepipe I 814 km Zeepipe II 602 km		40" (1016 mm)	40" (1016 mm)		15 mld m³ 26 mld m³	1993 1997	4,0 mld USD

Tab. 2. | Działające morskie rurociagi paliwowe w Europie

Rurociąg	Medium	Trasa	Kraje	Właściciel	Operator	Długość (część morska)	Maks. głębokość	Średnica	Średnica - część morska	Ciśnienie	Przepu- stowość rocznie	Stan inwestycji Rok uruchomienia	Szacunkowy koszt projektu
Baltic Gas Interconnector	Gaz	Rostock (D) – Morze Bałtyckie – Avedore (DK) – Trelleborg (S)	Niemcy – Dania – Szwecja	DONG Energy HING VNG E.ON Sverige		(200 km)		28" – 30" (711 mm – 762 mm)		15 MPa	3 mld m ³	Planowana	
Baltic Pipe	Gaz	Redvig (DK) – Morze Bałtyckie – Niechorze (PL)	Dania – Polska	DONG Energy PGNiG	Energinet.dk Gaz Sustem	230 km (220 km)		32" (813 mm)	32" (813 mm)		5 mld m ³	Faza projektowa 2012–2013	350 mln EUR
Balticconnector	Gaz	Vuosaari (FIN) – Morze Bałtyckie – Paldiski (EST)	Finlandia Estonia	Gasum Eesti Gaas		100 – 120 km		20" (508 mm)	20" (508 mm)		2 mld m ³	Planowana	150 mln EUR
GALSI	Gaz	Hassi R'Mel – Morze Śródziemne – Sardynia – Morze Tyrreńskie – Plombino (I)	Algieria – Włochy	Sonatrach 42% Edison 21% Enel 15% Sfirs 12% Hera Trading 10%	Galsi	1505 km (565 km)	1950 m	48" (1219 mm)	2 x 22" (2 x 559 mm)		10 mld m ³	Faza projektowa 2014	3,0 mld EUR
Greece-Italy Pipeline	Gaz	Komotini (GR) – Morze Jonskie – Otranto (I)	Grecja – Włochy	DEPA Edisson	IGI Poseidon	807 km (217 km)	1370 m	32" (813 mm)	32" (813 mm)		8 mld m ³	Planowana 2015	1,4 mld EUR
Nabucco	Gaz	Erzurum (TR) – Morze Marmara – Baumgarten (A)	Turcja – Bułgaria – Rumunia – Węgry – Austria	BOTAS Bulgargaz MOL OMV RWE Transgaz	Nabucco Gas Pipeline International	3300 – 4040 km (20 km)		56" (1422 mm)	56" (1422 mm)	10 MPa	31 mld m ³	Faza projektowa 2015 I etap 2019 II etap	8,0 mld EUR
Nord Stream	Gaz	Griazowiec (RUS) – Wyborg (RUS) – Morze Bałtyckie – Greiswald (D)	Rosja – Niemcy	Gazprom 51% E.ON Ruhrgas 15,5% BASF Wintershall 15,5% Gasunie 9% GDF Suez 9%	Nord Stream	2139 km (1189 km)	210 m	2 x 56" (2 x 1422 mm)	2 x 48" (2 x 1219 mm)	22 MPa	55 mld m ³	W budowie 2011 I etap 2012 II etap	13,0 mld EUR (8,8 mld EUR)
Skandled	Gaz	Karsto (N) – Morze Północne – Vallby Kile (S) – Morze Północne – Jutlandia (DK)	Norwegia – Szwecja – Dania	Skagerak Energi E.ON Ruhrgas Gasunie PGNiG VNG Energinet.dk	Gassco	463 km (>400 km)		22" – 26" (559 mm – 660 mm)			8 mld m ³	Planowana	1,3 mld EUR
South Stream	Gaz	Dżubga (RUS) – morze Czarnie – Warna (BG) – Baumgarten (A) Dżubga (RUS) – Morze Czarnie – Warna – Grecja – Morze Jonskie Włochy	Rosja Bułgaria Serbia Chorwacja Węgry Słowenia Austria Grecja Włochy	Gazprom 50% Eni 40% EDF 10%	South Stream	3700 km (1000 km)	>2000 m	56" (1422 mm)			30 – 60 mld m ³	W budowie 2015	19 – 24 mld EUR (8,6 mld EUR)
TAP Trans Adriatic Pipeline	Gaz	Saloniki (GR) – Morze Adriatyckie – Brindisi (I)	Grecja – Albania – Włochy	EDL Group 42,5% Statoil 42,5% E.ON 15%	Trans Adriatic Pipeline	520 km (115 km)	820 m	48" (1219 mm)	48" (1219 mm)		20 mld m ³	Projektowana 2017	2 mld USD
Trans Caspian Pipeline	Gaz	Turkmenbasy – Morze Kaspijskie – Baku	Turkmeniśtan – Azerbejdżan			300 km					30 mld m ³	Planowana	5 mld USD
White Stream	Gaz	Tbilisi – Supsa – Morze Czarne – Konstanca	Gruzja – Rumunia – Ukraina	GUEU – White Stream Pipeline Company	White Stream Pipeline Company	1238 km (1105 km)	2000 m	42" (1067 mm)	28" (711 mm)		8 – 30 mld m ³	Projektowana 2017	

Tab. 3. | Projektowane (planowane i w trakcie budowy) morskie rurociągi paliwowe w Europie