



# Format

MELDING BUITEN WERKING PIJPLEIDING/KABEL  
OLIE & GAS – OFFSHORE

**Directoraat-generaal  
Groningen en Ondergrond**

**Format voor**  
Melding buiten werking  
pijpleiding/kabel – olie en gas  
offshore

**Datum**  
1 januari 2025

---

Format	Melding buiten werking zijnde pijpleiding/kabel
Sector	Olie en gas – Offshore
versie	1 januari 2025
Indienen bij	mijnbouwvergunningen@minezk.nl

---

Het "Format melding buiten werking pijpleiding/kabel" adresseert een aantal specifieke onderwerpen die van belang zijn om de melding ingevolge artikel 45 van de Mijnbouwwet deugdelijk te onderbouwen en te concluderen of (delen van) een kabel of pijpleiding dienen te worden verwijderd of kunnen blijven liggen. Bij dit format dient allereerst gekozen te worden of men van plan is de pijpleiding of kabel te verwijderen of dat men deze wil laten liggen. Hierna wordt de betreffende informatie gevraagd.

Zo moet worden uitgelegd welke kabel of leiding de afmelding betreft, of voor de kabel of leiding specifieke regels en/of voorwaarden gelden, welke kenmerken de kabel of pijpleiding heeft alsmede welke ontmantelingsopties voorhanden zijn. Vervolgens wordt in de melding nader ingegaan op de precieze locatie van de kabel of leiding en de gevolgen van de ontmanteling. Ook zal in de afmelding worden nagegaan of ofwel het standaard afwegingskader kan worden gehanteerd, of dat aanpassingen nodig zijn vanwege een bijzondere situatie. Tot slot worden per thema de ontmantelingsopties beoordeeld en volgt de beoordeling. Deze beoordeling volgt de criteria volgens artikel 103 van het Mijnbouwbesluit. Dit format betreft alleen offshore pijpleidingen en kabels als bedoeld in artikel 92 van het Mijnbouwbesluit in het Nederlands deel van de Noordzee.

**NB:**

Steeds wanneer in dit format wordt verwezen naar "*de specifieke offshore pijpleiding*", kunnen de vragen tevens zien op de afmelding van "*delen van de specifieke offshore pijpleiding of kabel*". Per deel van een offshore pijpleiding worden alsdan onderstaande vragen ingevuld.

## Melding buiten werking pijpleiding/kabel

**Directoraat-generaal  
Groningen en Ondergrond**

**Format voor**  
Melding buiten werking  
pijpleiding/kabel – olie en gas  
offshore

### Naam en contactgegevens vergunninghouder / beheerder

Petrogas E&P Netherlands B.V. ("**Petrogas**")  
Laan van Zuidhoorn 14  
2289 DE Rijswijk

### Vermeld de vigerende vergunningen

De aanleg van deze pijpleiding heeft plaatsgevonden voor 1 januari 2003, derhalve is er geen vergunning afgegeven op basis van het Mijnbouwbesluit omdat deze toen nog niet van kracht was.

### Gegevens van de buitenwerking zijnde pijpleiding/kabel

Geef hieronder een publieksvriendelijke samenvatting van de melding:

De samenvatting bevat in elk geval

- a. Voor welke pijpleiding/kabel de melding wordt gedaan
- b. Locatie van de pijpleiding/kabel
- c. Datum van het buiten werking stellen
- d. De reden van het buiten werking stellen
- e. Hoe de veiligheid wordt gewaarborgd

Petrogas meldt de buitenwerkingstelling van de 3,7 km lange, offshore 'Hoorn-Helder' pijpleiding, gelegen in het Q1 blok, die voorheen werd gebruikt voor het transport van aardgas (en tot 2016 voor het transport van ruwe olie).

De leiding is definitief buiten werking gesteld op 26 juli 2022 als gevolg van stoppen van de mijnbouwactiviteiten van Petrogas in het Q1 blok en de daaropvolgende verwijdering van het Hoorn- en het Helder platform.

Om gevaar voor de omgeving te voorkomen na het loskoppelen van de leiding van het (i) het Hoorn platform en (ii) het Helder platform, (beiden zijn nadien verwijderd), zijn de uiteinden van de losgekoppelde leiding opnieuw afgedekt met steenbestorting.

Deze melding, gericht aan de minister van Klimaat en Groene Groei ("**KGG**"), bespreekt twee potentiële ontmantelingsopties:

1. het 'laten liggen' van de leiding (leave in situ), waarbij deze schoon en veilig in de zeebodem achterblijft; en
2. het 'verwijderen' van de leiding, wat het opgraven, ophijsen, naar wal transporteren en uiteindelijk recyclen of storten van de leiding impliceert.

De uitgebreide analyse in deze melding bevestigt dat het 'in situ' laten van deze reeds gereinigde leiding de meest geschikte en verantwoorde keuze is. Cruciaal in deze conclusie is het besef dat het uitgraven en verwijderen van de leiding - die momenteel diep en veilig is ingegraven in de zeebodem - aanzienlijk meer milieuschade zou veroorzaken - voornamelijk door emissies - dan het laten liggen ervan. De hoge veiligheidsrisico's en bovenmatige kosten van een verwijderoperatie en de complexiteit van verwerking aan land versterken de negatieve impact van het 'verwijder'-scenario nog eens.

Anderzijds blijkt het 'in situ' laten van de leiding de meer milieuvriendelijke, veilige, en kosteneffectieve keuze te zijn, terwijl het efficiënte gebruik van de Noordzee gewaarborgd blijft: er is geen risico op vrije overspanningen en de leiding kan veilig worden overvist en gekruist. Belangrijk is bovendien dat er bij het laten liggen van de leiding, geen of geen onaanvaardbare hoeveelheden schadelijke stoffen vrijkomen. Het verwijderen daarentegen, genereert afvalstromen die een complex verwerkingsproces vereisen, zonder daarbij duidelijke recyclingvoordelen te bieden. Dit resulteert in het onnodig creëren van een probleem, een argument dat krachtig pleit voor het laten liggen van de leiding. Gezien deze belangenafweging, gebaseerd op de nader in deze melding genoemde wettelijke criteria, is er in feite geen juridische basis die een besluit tot verwijdering van de leiding rechtvaardigt.

Tot slot is het van belang te benadrukken dat Petrogas' pleidooi voor het laten liggen van deze specifieke pijpleiding geen algemene afwijzing van de ontmanteling van olie/gas infrastructuur impliceert. Integendeel, Petrogas is en blijft volledig toegewijd aan haar wettelijke verantwoordelijkheden aangaande het ontmantelen en verwijderen van offshore platforms. Dit wordt geïllustreerd door het PQ decommissioning-project, dat zich heeft gericht op de volledige ontmanteling en verwijdering van alle platforms in het PQ-veld in de afgelopen periode.

Voor wat betreft toekomstige monitoring, heeft Petrogas, conform het besluit met als kenmerk 19189358, d.d. 2 augustus 2019, toestemming gekregen om de periodieke inspectie, conform artikel 99 Mijnbouwbesluit ("**Mbb**"), vierjaarlijks uit te voeren. Hieraan is een uitgebreide risicoanalyse voorafgegaan, die gebruik heeft gemaakt van historische inspectiedata (in het geval van deze leiding vanaf het jaar 2000) in combinatie met actuele visserijdichtheidskaarten. Bij elke nieuwe inspectie conform artikel 99 Mbb, en/of bij het tweejaarlijks beschikbaar komen van nieuwe visserijdichtheidskaarten, wordt deze risicoanalyse geüpdatet om te bepalen of de huidige inspectiefrequentie nog adequaat is. De (historische) inspectieresultaten, visserijdichtheidskaarten én de daaruit volgende risicoanalyses worden opgeslagen in een GIS.

Petrogas zal, tenzij de minister anders besluit, aan bovenstaande 'risk-based' inspectieverplichting blijven voldoen, conform het tot 1 januari 2029 geldende besluit.

**Directoraat-generaal  
Groningen en Ondergrond**  
**Format voor**  
Melding buiten werking  
pijpleiding/kabel – olie en gas  
offshore

## Inleiding

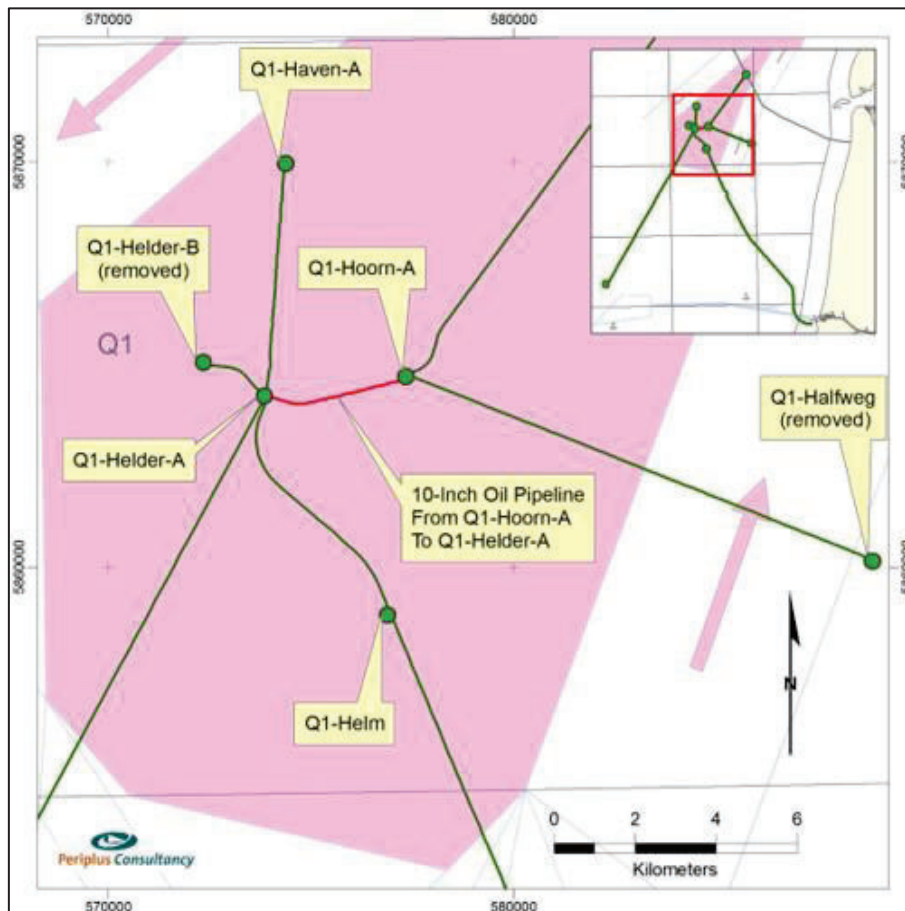
### 1. Is bij het invullen van de vragen externe expertise betrokken? Zo ja, welke?

Vooruitlopend op het indienen van deze melding heeft Petrogas overleg en consultatie gepleegd met Royal HaskoningDHV, Werkgroep Decommissioning Nexstep, en de Werkgroep pijpleidingen ElementNL.

### 2. Op welke (delen van) de specifieke kabel/leiding heeft de melding betrekking?

Deze melding heeft betrekking op de onderzeese, 10 inch, offshore pijpleiding tussen de opkomer (*riser*) ter plaatse van de voormalige Hoorn-A winningsinstallatie (in mijnbouwblok Q1) en de riser ter plaatse van de voormalige Helder-A winningsinstallatie (eveneens in mijnbouwblok Q1). (hierna: de "**leiding**" of "**pijpleiding**"). Zie de rode lijn in Figuur 1 hieronder.

De Q1-Hoorn-A winningsinstallatie wordt hierna het "**Hoorn platform**" genoemd, en de Q1-Helder-A winningsinstallatie het "**Helder platform**".



Figuur 1: Overzicht van de ligging van de leiding tussen het Q1-Hoorn-A platform en het Q1-Helder-A platform.

**Directoraat-generaal  
Groningen en Ondergrond**

**Format voor**  
Melding buiten werking  
pijpleiding/kabel – olie en gas  
offshore

- 3. Beschrijf de mijnbouwsituatie en de exacte locatie van het plangebied en voeg een kaart bij als overzicht en vermeld:**
- i. de ligging van de offshore kabel/leiding**
  - ii. de putten (indien van toepassing);**
  - iii. de winningsinstallatie(s) (indien van toepassing);**
  - iv. de mijnbouwblokken op het Nederlands Continentaal Plat**

De leiding ligt in het mijnbouwblokken Q1 op het Nederlands Continentaal Plat en verbindt het Hoorn platform met het Helder platform. De exacte situatie van de leiding is schematisch weergegeven in Figuur 1 (zie p. 4).

Via de leiding werd initieel ruwe olie en vervolgens aardgas vervoerd dat afkomstig was van de putten bij:

- het Q1-Hoorn platform (*ruwe olie; tussen 1983 en 2016*); en
- het Q1-D platform (*aardgas; tussen 2016 en 2022*).

Het aardgas afkomstig van het Q1-D platform werd naar Hoorn vervoerd via de leiding vanaf Q4-C en werd op het Helder platform gebruikt als "fuel gas" ten behoeve van de gasmotoren aldaar.

Productie vanuit de Q1-Hoorn putten is in 2016 gestaakt. Productie vanuit de Q1-D putten vindt nog plaats, echter, het gebruik van dit gas op het Helder platform is in mei 2022 gestaakt. Het betreffende gas wordt nu enkel nog getransporteerd via een leiding vanaf Q4-C die aanlandt bij Wijk aan Zee.

De leidingsectie tussen Q4-C en Hoorn is tussen KP7.2 (t.p.v. de intakkende leiding vanaf Q1-D) en KP14 (t.p.v. Hoorn) gereinigd en geconserveerd. Het passtuk dat de leiding vanaf Q4-C verbond met de opkomer op Hoorn is losgeknipt van de rest van de leiding en verlaten.

De betreffende leidingen vanaf Q1-D en Q4-C zijn eigendom van Wintershall Noordzee B.V. (en partners) en maken geen onderdeel uit van deze melding.

**4. Bent u van plan de kabel/leiding te verwijderen?**

Nee, Petrogas is niet voornemens de leiding te verwijderen, nu naar haar mening blijkt dat het 'in situ' laten van deze reeds gereinigde en losgekoppelde leiding de meest geschikte en verantwoorde keuze is nu de leiding met inachtneming van de geldende wettelijke voorschriften schoon en veilig kan worden achtergelaten. Dit wordt in deze melding nader toegelicht.

**5. Ligt de kabel/leiding in een bijzonder gebied? (Denk hierbij aan een Natura 2000-gebied, defensiegebied, vaarroute, windkavel of zandwinning)**

Nee, dit is niet het geval.

**6. Vanaf welke datum is de kabel/leiding buitenwerking gesteld?**

De leiding is definitief buiten werking gesteld op 26 juli 2022.

**Directoraat-generaal  
Groningen en Ondergrond**

**Format voor**  
Melding buiten werking  
pijpleiding/kabel – olie en gas  
offshore

## **7. Waarom is de kabel/leiding buiten werking gesteld?**

De leiding is buiten werking gesteld als gevolg van het stoppen van de mijnbouwactiviteiten waarvoor de leiding is aangelegd.

## **8. Is er sprake van een gedeeltelijke buitenwerkingstelling en zo ja, welk gedeelte precies?**

Nee, hier is geen sprake van.

## **9. Beschrijf de wijze waarop de kabel/leiding buiten werking is gesteld**

Als onderdeel van het buiten gebruik stellen van de leiding is deze inwendig gereinigd middels de in de industrie gebruikelijke pigging-techniek, waarbij het reinigingsmiddel "J Clean 1" is gebruikt en de leiding met zeewater is gevuld.<sup>1</sup>

Vervolgens is deze losgekoppeld van (i) het Hoorn platform, en (ii) het Helder platform; beiden zijn nadien verwijderd. Tenslotte zijn de uiteinden van de losgekoppelde leiding afgedekt met steenbestorting. Verdere werkzaamheden zijn niet nodig: de leiding is al in de zeebodem ingegraven, en zodoende voldoende afgedekt en beschermd.

In geval het uw voornemen is om de kabel te verwijderen, ga hierna door naar ondertekening op pagina 13.

Indien voorgenomen is de kabel/leiding te laten liggen, beantwoord de onderstaande vragen:

### **Juridische bepalingen**

Dit onderdeel beschrijft de wettelijke bepalingen en voorschriften die voor de kabel/leiding van toepassing zijn

## **10. Geef een overzicht van de op de kabel/leiding toepasselijke wet- en regelgeving inclusief eventuele verdragen en andere overeenkomsten**

De offshore pijpleiding is een leiding die twee mijnbouwwerken verbindt t.b.v. het (inmiddels gestaakte) vervoer van (delf)stoffen; een en ander zoals bedoeld in de Mijnbouwwet ("**Mbw**"). De leiding valt derhalve onder de bepalingen van de mijnbouwwetgeving. Relevante bepalingen zijn onder meer opgenomen in:

- **Mbw:** Artikel 45 Mbw bepaalt dat buiten werking zijnde pijpleidingen door de beheerder ervan moeten worden afgemeld bij de minister van KGG, en dat deze vervolgens binnen 6 maanden kan bepalen dat die leiding geheel of gedeeltelijk dient te worden verwijderd. Met andere woorden: de Mbw gaat ervan uit dat buiten werking zijnde pijpleidingen (en kabels) mogen blijven liggen, tenzij de minister anders bepaalt.<sup>2</sup>

<sup>1</sup> De leiding is schoongemaakt door vanaf het Hoorn platform een pig-trein (met reinigingsmiddelen en zeewater) te versturen om de leiding te reinigen en het in de leiding achtergebleven product richting het Helder platform te drukken. Het product en de reinigingsmiddelen zijn opgevangen in tanks en afgevoerd. Vervolgens is er nagespoeld met zeewater totdat het gedispergeerde oliegehalte onder de 30 mg/l lag. Voor het gebruik van het reinigingsmiddel is, conform paragraaf 9.2 van de Mijnbouwregeling, een melding gedaan bij Staatstoezicht op de Mijnen. De volledige procedure, met als kenmerk 'PR-IND22119, rev. 3', welke is bijgesloten in bijlage 1.

<sup>2</sup> Dit is recent bevestigd door minister Hermans in haar brief van 5 maart 2025 aan de Tweede Kamer met onderwerp "Stand van zaken Gaswinning Noordzee" (kenmerk: KGG / 96718198).

**Directoraat-generaal  
Groningen en Ondergrond**

**Format voor**  
Melding buiten werking  
pijpleiding/kabel – olie en gas  
offshore

In de memorie van toelichting bij de Mijnbouwwet is ten aanzien van het verwijderen van mijnbouwinstallaties, pijpleidingen en kabels, het volgende opgemerkt:

*"In het wetsvoorstel zijn twee bepalingen opgenomen om te verzekeren dat een mijnbouwinstallatie, die niet meer wordt gebruikt voor de opsporing of winning van delfstoffen of van aardwarmte dan wel voor opslag, wordt verwijderd. (...)*

*In het wetsvoorstel is ook een bepaling opgenomen met betrekking tot het verlaten van pijpleidingen en kabels op het continentaal plat (artikel 40). Anders dan mijnbouwinstallaties behoeven pijpleidingen en kabels daar slechts bij uitzondering te worden verwijderd, omdat deze namelijk ook op een verantwoorde wijze kunnen worden achtergelaten. Op het continentaal plat liggen pijpleidingen en kabels veelal ingegraven in de zeebodem. Verwijderen zou in dit geval meer schade berokkenen dan het laten liggen. In het Mijnbouwbesluit kunnen met het oog op onder andere de veiligheid en het milieu algemene regels worden gesteld ten aanzien van die leidingen en kabels. Hierbij kan gedacht worden aan het stellen van eisen aan de manier waarop een leiding of kabel achtergelaten wordt (bij voorbeeld schoonmaken en perforeren). (...)"<sup>3</sup>*

Ter informatie wijst Petrogas er in aanvulling op het voorgaande op, dat de huidige redactie van artikel 45 Mbw in de wet is opgenomen door de Wet tot wijziging van de Mijnbouwwet (het verwijderen of hergebruiken van mijnbouwwerken en investeringsaftrek). De memorie van toelichting bij deze wijzigingswet vermeldt het volgende:

*"Voor pijpleidingen en kabels op zee geldt in het huidige artikel 103, respectievelijk artikel 106, van het Mijnbouwbesluit het uitgangspunt van een verplichting tot schoon en veilig achterlaten. In het verleden bleek dit de minste nadelen voor het milieu op te leveren. Deze bepalingen worden naar de Mijnbouwwet overgebracht met het voorgestelde artikel 45. Hoewel inmiddels is gebleken dat het wenselijk is sommige kabels en pijpleidingen vanwege het ruimtegebruik te verwijderen, blijft dit uitgangspunt gelden. Om de Minister van Economische Zaken en Klimaat kennis te laten nemen van het buiten werking stellen van een kabel of pijpleiding is de beheerder verplicht een melding te doen, binnen vier weken nadat de kabel of pijpleiding buiten werking is gesteld (eerste lid). De Minister is dan in de gelegenheid om de beheerder te verplichten tot het verwijderen van een kabel of pijpleiding."<sup>4</sup>*

- **Mbb:** Het Mbb regelt onder andere de vergunningsplicht voor leidingen. Paragraaf 6.4 Mbb gaat in op het beëindigen van het gebruik van een pijpleiding.
  - i. Artikel 103 Mbb bevat de criteria aan de hand waarvan de minister moet afwegen of een leiding kan blijven liggen of door de beheerder moet worden verwijderd. Het betreft een afweging van de volgende belangen (die in de ondergenoemde Mbr verder zijn uitgewerkt):
    1. de doelmatigheid van het gebruik van de ruimte;
    2. de gevolgen voor het milieu;
    3. de veiligheid op zee en land; en
    4. de doelmatigheid van de kosten.

<sup>3</sup> Kamerstukken II, 1998-1999, 26 219, nr. 3.

<sup>4</sup> Kamerstukken II, 2019-2020, 35 462, nr. 3, p. 24.

**Directoraat-generaal  
Groningen en Ondergrond**

**Format voor**  
Melding buiten werking  
pijpleiding/kabel – olie en gas  
offshore

De nota van toelichting bij de wijziging van het Mbb merkt het volgende op over artikel 103 Mbb:

*“De beheerder van kabels en pijpleidingen kan een kabel of pijpleiding schoon en veilig achterlaten, tenzij de minister verplicht tot het geheel of gedeeltelijk verwijderen daarvan. Dit besluit bevat in artikel 103 criteria om tot een afwegingskader te komen met inachtneming waarvan besloten kan worden tot het opleggen van een verwijderingsplicht die meestal een gedeelte van een pijpleiding zal betreffen. Kabels en pijpleidingen kunnen schoon en veilig worden achtergelaten binnen de criteria en het bij ministeriële regeling nader vast te stellen afwegingskader.”<sup>5</sup>*

Uit de nota van toelichting bij de Mbb-wijziging (Stb. 2021, 573, p. 41) volgt verder dat er een zekere wisselwerking bestaat tussen de verschillende criteria: “[Er kan] sprake zijn van hinder voor een bestaande of toekomstige gebruiksfunctie en [dan] kan de minister aan de hand van het criterium onder a [= 1], besluiten dat verwijdering nodig is, tenzij een ander criterium daaraan in de weg staat, bijvoorbeeld wanneer de kosten ondoelmatig zijn (criterium onder d [= 4]).”

- ii. Artikel 104 Mbb bepaalt dat de minister de beheerder van een leiding aanwijzingen kan geven m.b.t. de staat waarin de leiding wordt achtergelaten en deze kan verplichten de ligging van de achtergelaten leiding periodiek te controleren en zo nodig herstelmaatregelen te verrichten.
- **Mijnbouwregeling (“Mbr”)**: De Mbr stelt normen voor pijpleidingen. In paragraaf 1.6a.2 Mbr zijn de bovengenoemde vier, af te wegen, belangen nader uitgewerkt. Volgens deze uitwerking is dit meldingstemplate opgesteld. Het uitgangspunt van de mijnbouwwetgeving is aldus dat een leiding schoon en veilig achtergelaten wordt, tenzij toetsing aan, en weging van, de vier genoemde criteria tot een andere conclusie zou leiden. Dit uitgangspunt is bevestigd in recente beleidsdocumenten; hieronder genoemd bij vraag 11. De uitgebreide analyse in deze melding bevestigt dat het in situ laten van deze reeds gereinigde leiding de meest geschikte keuze is: het is milieuvriendelijker, veiliger en kostenefficiënter. Ook aan het eerste criterium - de doelmatigheid van het ruimtegebruik in de Noordzee – is voldaan: de leiding kan veilig worden overvist en gekruist.
  - **Omgevingswet**: Activiteiten die significant negatieve effecten kunnen hebben op beschermde habitats of soorten, zijn vergunningsplichtig o.g.v. de Omgevingswet (Natura 2000 Activiteit dan wel Flora & Fauna Activiteit). Dit geldt met name voor activiteiten die plaats vinden in of nabij beschermde (Natura 2000-)gebieden (zoals aangewezen in aanwijzingsbesluiten/beheersplannen). Daarvan is geen sprake; zie vraag 13 hieronder.
  - **Overig**: Aangezien de minister bij het *leave in situ* scenario meeneemt of er NORM (d.w.z. *Naturally-Occurring Radioactive Material*) in de leiding aanwezig is, is de Kernenergiewet/overige stralingswetgeving relevant. Ook is voor zeeleidingen als de onderhavige de nationale NEN3656:2022-norm m.b.t.

<sup>5</sup> Nota van toelichting bij het besluit van 11 november 2021 tot wijziging van het Mijnbouwbesluit (het verwijderen of hergebruiken van mijnbouwwerken), Stb. 2021, 573, p. 25.

**Directoraat-generaal  
Groningen en Ondergrond**

**Format voor**  
Melding buiten werking  
pijpleiding/kabel – olie en gas  
offshore

*Eisen voor stalen zeeleidingsystemen ("NEN 3656") van belang, alsmede daarin genoemde industrie-standaarden zoals DNV-RP-F111 (Interference between trawl gear and pipelines) (zie vraag 14 hieronder). Tot slot kan Europese regelgeving van belang zijn (bijv. het OSPAR-Verdrag, de Europese Kaderrichtlijn Mariene Strategie en De Europese Vogel- en Habitatrichtlijn). Voor zover relevant voor de leiding in kwestie wordt deze regelgeving in deze melding behandeld.*

#### **11. Geef een overzicht van de toepasselijkheid van de Kaderrichtlijn Mariene Strategie (KRM) en Nationaal Water Programma 2022-2027, waaronder het Programma Noordzee 2022-2027**

- *KRM*: De KRM heeft tot doel het beschermen en herstellen van de Europese zeeën en oceanen en duurzaam gebruik te bevorderen. Als uitwerking van de KRM bevat het ondergenoemde waterprogramma maatregelen om de milieutoestand van (het Nederlandse deel van) de Noordzee te verbeteren. Voor zover bekend bevat de KRM geen voorschriften die van belang zijn in het kader van deze melding. De KRM wijst ook gebieden op de Noordzee aan die beschermd zijn. De leiding ligt niet in een gebied waarvoor, o.g.v. de KRM, instandhoudingsmaatregelen gelden. Zie vraag 13 hieronder.
- *Nationaal Water Programma 2022-2027 (incl. Programma Noordzee 2022-2027)*: Het Programma Noordzee 2022–2027 herhaalt dat het laten liggen of verwijderen van een leiding na buitengebruikstelling wordt gebaseerd op een kosten-batenanalyse van de effecten, hetgeen in deze melding wordt gedaan. Ook is nog eens gesteld: *"In de praktijk blijven kabels en leidingen veelal liggen; anno 2020 lag in de Nederlandse EEZ ongeveer 600 km verlaten leiding. De eigenaar die zijn buiten gebruik gestelde leidingen niet opruimt, moet deze reinigen en kan verplicht worden gesteld deze periodiek te inspecteren."*

#### **12. Geef een overzicht van de toepasselijke vergunningsvoorwaarden en voorschriften van het bevoegd gezag ten aanzien van de specifieke kabel/leiding**

De aanleg van deze pijpleiding heeft plaatsgevonden voor 1 januari 2003, derhalve is er geen vergunning afgegeven op basis van het Mijnbouwbesluit omdat deze toen nog niet van kracht was.

In 2019 heeft de minister ingestemd om de inspectiefrequentie van de leiding terug te brengen naar eens per vier jaar. Aan dat verzoek lag een uitgebreide risicoanalyse ten grondslag, waarvan de inspectieresultaten van de leiding vanaf 2000 onderdeel uitmaakten. Deze data toonden aan dat de leiding veilig en stabiel lag conform het ontwerp en de wettelijke- en vergunningseisen, waardoor een lagere inspectiefrequentie volstond. De instemming van de minister is neergelegd in het besluit van 2 augustus 2019 (met kenmerk: 19189358).<sup>6</sup> De resultaten van deze inspecties worden uitvoerig beschreven bij vraag 23.

<sup>6</sup> Zie tabel 2 van dat besluit voor de inspectiefrequentie van de leiding.

**13. Geef een overzicht van de juridische ontwikkelingen, zoals de aanwijzing van beschermde gebieden betreffende het gebied waar de specifieke kabel/leiding ligt**

De leiding ligt niet in een KRM- of Natura 2000-gebied. Het gebied heeft bovendien geen bijzondere natuurwaarden en staat daarom ook niet op de nominatie om als beschermd gebied te worden aangewezen. De leiding ligt niet in een windenergie(zoek)gebied. Ook zijn er geen (toekomstige) projecten (zoals CCS) of leiding/kabel corridors bekend waarbij de leiding een barrièrewerking zou hebben of hinder zou vormen. Ook anderszins zijn er geen juridische ontwikkelingen bekend die van belang zijn in het kader van deze melding.

**14. Is er overige regelgeving van toepassing zoals: een baggerreglement, afspraken op brancheniveau, crossing agreements, regels betreffende circulaire economie, stralingsbescherming of de NEN 3656?**

Ja, van toepassing zijn:

- **Crossing agreements:** De leiding wordt door één andere leiding gekruist; een 16" gasleiding vanaf Q4-C (zie vraag 21). Echter, ter plaatse van de kruising is het passtuk dat de leiding vanaf Q4-C met de opkomer op het Hoorn platform verbindt losgeknipt van de rest van de leiding, zie vraag 3 voor nadere toelichting hierop. De inhoud van het crossing agreement is daarom niet relevant.
- **Stralingswetgeving:** Tijdens het productieproces van ruwe olie en aardgas kunnen natuurlijke radioactieve stoffen meegevoerd worden uit de formatie waaruit geproduceerd wordt. Een klein gedeelte daarvan zou, na productiestop, in de leiding achter kunnen blijven. Voor de beoordeling van de mate van een mogelijke NORM-besmetting (en het daarbij passende restrisico) is het Besluit en de Regeling basisveiligheidsnormen stralingsbescherming van belang, waarop bij vraag 25 nader wordt ingegaan.
- **NEN 3656:** NEN 3656 bevat de minimumveiligheidseisen die voor mens, milieu en goederen worden gesteld aan het ontwerp, de aanleg, het in gebruik nemen, de bedrijfsvoering en de bedrijfsbeëindiging van buisleidingsystemen voor het vervoer van stoffen met zeeleidingen. Paragraaf 11.9 van NEN 3656 bevat richtlijnen voor het (tijdelijk) buiten bedrijf stellen van zeeleidingen. Zo stelt NEN 3656 bijvoorbeeld eisen aan de minimale gronddekking van een zeeleiding (zie hierover vraag 20) en aan de maximale hoeveelheden koolwaterstof die in een leiding mogen zitten wil deze als 'schoon' worden beschouwd (zie hierover vraag 25). NEN 3656 verwijst ook naar de industriestandaard DNV-RP-F111 (*Interference between trawl gear and pipelines*). Deze standaard bepaalt in welke gevallen vrije overspanning (*freespans*) van een pijpleiding een risico voor de visserij vormen (en andersom).

In NEN 3656:2022 is onder 11.9.1 onder meer het volgende aangegeven:

*"Wanneer een mijninstallatie (zeeleiding) permanent buiten bedrijf wordt gesteld, moet een voorstel tot buitenbedrijfstelling voor de buisleiding aan het bevoegd gezag (EZK, Staatstoezicht op de Mijnen en Rijkswaterstaat) worden gepresenteerd. Het plan bevat de methode en de procedures voor buitenbedrijfstelling, schoonmaken van koolwaterstoffen en andere verontreinigende stoffen, en eventuele gedeeltelijke verwijdering, ingraving*

**Directoraat-generaal  
Groningen en Ondergrond**

**Format voor**  
Melding buiten werking  
pijpleiding/kabel – olie en gas  
offshore

*dan wel afdekking van leidingdelen. Indien een leiding permanent buiten bedrijf wordt gesteld, moeten indien noodzakelijk maatregelen worden getroffen die voorkomen dat hinder of gevaar wordt ondervonden voor visserij, scheepvaart en marien milieu. De maatregelen behoeven de instemming van het bevoegd gezag. Zeeleidingen hoeven na buitenbedrijfstelling niet te worden verwijderd, tenzij de leiding een gevaar vormt voor visserij, scheepvaart, milieu of veiligheid. In dat geval moet het gevaar worden opgeheven door de leiding geheel of gedeeltelijk te verwijderen, te begraven of af te dekken. Ten behoeve van het verlaten van de uit bedrijf genomen leidingen moet vooraf overleg worden gepleegd met het bevoegd gezag."*

En onder 11.9.4.2 in de NEN-norm is het volgende aangegeven:

*"Zeeleidingen hoeven niet altijd te worden verwijderd. Wanneer de leiding een gevaar vormt voor visserij, scheepvaart, milieu of veiligheid, dan kan het gevaar worden gemitigeerd door de leiding geheel of gedeeltelijk af te dekken of te begraven. (...)"*

**Directoraat-generaal  
Groningen en Ondergrond**

**Format voor**  
Melding buiten werking  
pijpleiding/kabel – olie en gas  
offshore

## **15. Beschrijf de bijzondere juridische aandachtspunten.**

Er zijn geen specifieke bijzondere juridische aandachtspunten.

### **Kenmerken van de offshore pijpleidingen**

Dit onderdeel beschrijft de relevante (technische) gegevens en ligging van de kabel/leiding.

## **16. Beschrijf de functie van de leiding en het getransporteerde medium (olie, gas, condensaat, methanol, hydraulische olie, stroom- of datakabels, etc.)**

De leiding werd gebruikt voor het transport van gewonnen ruwe olie afkomstig van de putten van het Q1-Hoorn platform (productie tussen 1983 en 2016) en het gewonnen aardgas van de putten Q1-D platform (transport naar Helder tussen 2016 en 2022). Zie tevens vraag 3.

## **17. Beschrijf de ontwerpgegevens van de kabel/leiding, waaronder: lengte, binnen- en buitendiameter, wanddikte, materiaal (inclusief de specificering per laag van de legering en de coating), ontwerpdruk en ontwerptemperatuur. Dit kan verduidelijkt worden met tekeningen van dwarsdoorsneden van de leiding.**

De lengte van de pijpleiding bedraagt 3,7 km met een buitendiameter van 273,1 mm. De nominale wanddikte van de pijpleiding bedraagt 15,1 mm. Het materiaal van de leiding is DIN 17172 StE 360.7. De ontwerpdruk en -temperatuur zijn 142,5 barg en 80°C. Als gevolg van het omzetten van het getransporteerde medium van olie naar gas is de maximaal toelaatbare werkdruk in 2016 gereduceerd naar 25 barg<sup>7</sup>.

<sup>7</sup> Voor de her-ingebruikname is conform artikel 97 en 101 van het mijnbouwbesluit een verzoek ingediend bij Staatstoezicht op de Mijnen. Het bijbehorende besluit heeft als kenmerk 16102343.

**18. Beschrijf het coatingmateriaal, de coatingdikte en hoeveelheid en samenstelling van opofferingsanodes van de kabel/leiding**

- *Leiding*: gecoat met 0.4 mm Fiber Bonded Epoxy ("FBE"); en
- *Veldlassen*: eveneens gecoat met FBE.
- *Anodes*: de aluminium/zink anodes hebben een gewicht van 56 kilo per stuk. In totaal zijn er ca. 28 anodes aangebracht op de leiding.

**19. Beschrijf de aanwezigheid van eventuele uitstekende delen. Beschrijf de plaatsen en afmetingen van tubelures, anodes, tie-ins, afsluiters, expansion loops, protection frames en piggy back leidingen.**

De leiding heeft opofferingsanodes van het 'armbandtype' (bracelet anodes), bestaande uit twee halve schaaldelen, die om de leiding zijn aangebracht. De anodes hebben een dikte van 5,1 cm en lopen aan de uiteinden taps toe. De leiding heeft geen andere uitstekende delen (d.w.z. geen tubelures, tie-ins, afsluiters, expansion loops, protection frames of piggyback leidingen).

**20. Beschrijf de ligging van de leiding op of in de zeebodem en de eventuele afdekking gespecificeerd over de leiding. Beschrijf of stortsteen of andere verzwaringen zijn aangebracht. Beschrijf welke maatregelen zijn genomen om gevaar voor de omgeving te voorkomen.**

- *Ligging*: De leiding ligt in de zeebodem en is zelfbegravend. De actuele, gemiddelde gronddekking, bedraagt 0,7 meter. Conform de NEN 3656 zou een gronddekking van 0,2 meter voldoende zijn geweest.
- *Afdekking*: Bij de uiteindes van de leiding, d.w.z. bij voormalige locatie van het Hoorn, respectievelijk Helder platform, is tijdens de bedrijfsfase steenbestorting aangebracht als bescherming tegen het ontstaan van ontspoelingskuilen (*scouring*). Om gevaar voor de omgeving te voorkomen na het loskoppelen van de leiding van (i) het Hoorn platform en (ii) het Helder platform (die beiden nadien verwijderd zijn), zijn de uiteindes van de losgekoppelde leiding opnieuw afgedekt met steenbestorting.

Petrogas heeft, conform het besluit met als kenmerk 19189358, d.d. 2 augustus 2019, toestemming gekregen om de periodieke inspectie, conform artikel 99 Mbb, vierjaarlijks uit te voeren. Hieraan is een uitgebreide risicoanalyse voorafgegaan, die gebruik heeft gemaakt van historische inspectiedata (in het geval van deze leiding vanaf 2000) in combinatie met actuele visserijdichtheidskaarten. Bij elke nieuwe inspectie conform artikel 99 Mbb, en/of bij het tweejaarlijks beschikbaar komen van nieuwe visserijdichtheidskaarten, wordt deze risicoanalyse geüpdatet om te bepalen of de huidige inspectiefrequentie nog adequaat is. De (historische) inspectieresultaten, visserijdichtheidskaarten én de daaruit volgende risicoanalyses worden opgeslagen in een GIS.

Petrogas zal, tenzij de minister anders besluit, aan bovenstaande 'risk-based' inspectieverplichting blijven voldoen, conform het tot 1 januari 2029 geldende besluit.

**Directoraat-generaal  
Groningen en Ondergrond**  
**Format voor**  
Melding buiten werking  
pijpleiding/kabel – olie en gas  
offshore

**Directoraat-generaal  
Groningen en Ondergrond**

**Format voor**  
Melding buiten werking  
pijpleiding/kabel – olie en gas  
offshore

**21. Beschrijf de aanwezigheid van andere infrastructuur. Denk hierbij aan welke andere offshore pijpleidingen er liggen in de nabijheid en kruisingen met andere kabels en leidingen. Waar en op welke wijze zijn kruisingen uitgevoerd? Zijn er verbindingen met nog in werking zijnde leidingen?**

Er is één kruising; deze is uitgevoerd d.m.v. afdekking met stortsteen. De leiding wordt op ongeveer 50 meter van het Hoorn platform bovenlangs gekruist door een buiten gebruik gesteld passtuk van de 16" gaspijpleiding vanaf Q4-C.

Naast bovengenoemde kruisende infrastructuur, ligt de volgende infrastructuur in de nabijheid van de leiding:

- De 12" leiding (met 2" piggyback) van het Halfweg platform naar het Hoorn platform (*status: gereinigd en buiten gebruik*);
- De 12" leiding van het Hoorn platform naar de WGT-leiding (*status: gereinigd en buiten gebruik*);
- De 8" leiding van het voormalige Helder-B platform naar het voormalige Helder-A platform (*status: gereinigd en buiten gebruik*);
- De 8" leidingen (twee stuks) en stroomkabel van het voormalige Haven-A platform naar het voormalige Helder-A platform (*status: gereinigd en buiten gebruik*);
- De 10" leiding van het voormalige Horizon platform naar het voormalige Helder-A platform (*status: gereinigd en buiten gebruik*);
- De 12" leiding van het voormalige K18 Kotter platform naar het voormalige Helder-A platform (*status: gereinigd en buiten gebruik*);
- De 20" leiding van het voormalige Helder-A platform naar het voormalige Helm platform (*status: gereinigd en buiten gebruik*).

**22. Beschrijf of de route van de leiding loopt nabij de veiligheidszones van platforms en andere objecten, vermeld hierbij de ligging en afstand**

De leidingroute loopt niet (meer) door veiligheidszones van andere platforms/objecten; het Hoorn en het Helder platform zijn in 2023, respectievelijk 2024 verwijderd.

**23. Beschrijf de inspectiehistorie. Geef hierbij een overzicht van de inspectieresultaten vanaf de plaatsing. Is er blootspoeling of freespanning aangetoond? Zo ja, hoe vaak, over welke afstand/hogte en op welke plaatsen? Welke maatregelen zijn genomen om dit te repareren? Hoe vaak waren in de levensijd van de kabel/leiding maatregelen nodig om deze overvisbaar te houden? Beschrijf ook de toekomstige inspecties. Wat is de eerstvolgende inspectie en wat is de huidige frequentie en voorstel voor de toekomst?**

Tot 2019 werd de leiding jaarlijks geïnspecteerd in overeenstemming met artikel 99 Mbb. Daarbij werd op de aanwezigheid van vrije overspanningen (*free spans*) en blootspoelingen (*exposures*) gecontroleerd; een en ander met behulp van een Side Scan Sonar (SSS) en een Multi Beam Echo Sounder (MBES). Periodiek werd daarbij ook, met behulp van een Sub Bottom Profiler (SBP), de diepteligging van de leiding gecontroleerd. De resultaten van deze inspecties worden hieronder uitvoerig beschreven.

**Directoraat-generaal  
Groningen en Ondergrond**

**Format voor**

Melding buiten werking  
pijpleiding/kabel – olie en gas  
offshore

- **Neiging tot blootspoeling:** De historische inspectiedata van de leiding (hieronder in meer detail toegelicht; zie grijs kader) tonen aan dat deze voldoende diep in de zeebodem ligt en géén neiging heeft tot risicovolle blootspoeling (of vrije overspanning).
- **Vereiste interventies:** Er zijn in de afgelopen 20+ jaren géén interventies (d.w.z. herstelwerkzaamheden) nodig geweest voor de leiding. Er is geen reden om aan te nemen dat de leiding zich in de toekomst ineens 'anders' zou gaan gedragen en dergelijke interventies in de toekomst wel nodig zouden zijn. De metoceanaspecten zullen niet veranderen (wind, golven, stroming, etc.). Bovendien is het gewicht van de met zeewater gevulde leiding significant hoger dan toen de leiding nog met aardgas gevuld was. Dit heeft een grotere 'on-bottom stability' tot gevolg, wat inhoudt dat de leiding nog stabiel ligt.

Beide aspecten tonen aan dat de leiding veilig in de zeebodem ligt en géén risico vormt voor de veiligheid op zee (of ander gebruik van de Noordzee hindert). Dit ondersteunt de conclusie dat de leiding kan blijven liggen.

#### *Overige aspecten t.a.v. laten liggen.*

**Opmerking Petrogas:** In dit kader wordt gedetailleerder ingegaan op bepaalde aspecten t.a.v. het in situ laten van de leiding. Deze (additionele) aspecten zijn specifiek genoemd in het wettelijk kader (onder het criterium 'veiligheid op zee en land'), of zijn in een eerdere buitengebruikstellingsmelding van Petrogas relevant gebleken. Ook deze aspecten ondersteunen de conclusie dat de leiding kan blijven liggen.

- **Diepte:** De gemiddelde diepteligging van de leiding is sinds 2014 gestabiliseerd op 0,7 meter. Conform NEN 3656 volstaat voor leidingen, zoals de onderhavige, met een diameter kleiner dan 16", een gronddekking van 0,2 meter.
- **Neiging tot blootspoeling (exposures):** Het percentage van de leiding dat blootgespoeld heeft gelegen, is sinds 2003 gemiddeld gezien 0,01% per jaar. Tijdens de laatste inspectie van 2021 was dit 0,24%. Ter achtergrond: het gaat bij een blootspoeling om een tijdelijke en lokale toestand, waarbij de leiding op de blootgespoelde plek nog steeds door de zeebodem wordt ondersteund. Bovendien zijn tijdens het loskoppelen van de leiding van het Hoorn en het Helder platform (in augustus 2023), alle blootgespoelde leidingdelen nabij deze locaties ook verwijderd en/of afgedekt met stortsteen. Het fenomeen *hooking* (d.w.z. het achter de leiding blijft haken van vissleepnetten/ander vistuig) kan zich daarom niet voordoen en er is géén risico voor de veiligheid van vissers.

Wat (in theorie) wel kan gebeuren is dat vistuig tegen een blootgespoeld leidingdeel botst. De actuele kans hierop is echter nagenoeg nihil ( $1,3 \times 10^{-7}$  per km per jaar). Mocht het zich toch voordoen, is de kans op beschadiging van de leiding (laat staan op breuk ervan) verwaarloosbaar: bij het ontwerp van de leiding is (tijdens de vereiste risico-inventarisatie en -evaluatie) rekening gehouden met o.a. potentiële beschadiging van buitenaf door activiteiten van derden (zoals vallende of hakende ankers en interactie met vistuig). Bedacht zij ook dat de leiding tijdens de operationele fase als veilig werd beschouwd (en is gebleken) -- toen de risico's van een eventuele collision veel groter waren. Er is geen reden om aan te nemen dat dit ontwerp nu niet meer adequaat zou zijn. Daarnaast

**Directoraat-generaal  
Groningen en Ondergrond**

**Format voor**  
Melding buiten werking  
pijpleiding/kabel – olie en gas  
offshore

geldt dat de leiding in een separatiezone van de scheepvaart ligt, waardoor er weinig/geen scheepvaart en ankeractiviteiten in het gebied zijn. Bovendien is de leiding schoongemaakt (tot onder de 30 mg/l NEN 3656-norm; zie vraag 25), waardoor er géén risico op nadelige milieueffecten is als gevolg van deze – zeer onwaarschijnlijke – interactie met de leiding.

Tot slot: de historische inspectiedata tonen aan dat de tijdelijke blootspoelingen van deze leiding niet uitgroeien tot vrije overspanningen.

- **Neiging tot overspannen (freespans):** Er zijn sinds 2000 géén vrije overspanningen geconstateerd voor de leiding.<sup>8</sup> Dat betekent dat er, in overeenstemming met NEN 3656 en industriestandaard DNV-RP-F111, géén risico is dat het fenomeen *hooking* zich voordoet (zie hierboven). Kortom: de leiding vormt géén risico voor de visserij, noch voor de scheepvaart.
- **Vereiste interventies:** Sinds 2000 (dus in de afgelopen 20+ jaar) zijn er géén interventiewerkzaamheden nodig geweest (zoals herbegraven, afdekken of verwijderen van tubulures). O.b.v. een analyse van de inspectiehistorie worden dergelijke interventies ook in de toekomst niet verwacht: de metoceanaspecten veranderen niet en de leiding ligt nu zelfs stabiel dan tijdens de operationele fase. O.b.v. het eerdergenoemde inspectiebesluit uit 2019 zal Petrogas bovendien verplicht blijven de leiding te inspecteren (en herstelwerkzaamheden uit te voeren mocht dat in de toekomst toch nodig blijken).
- **Risico's op breuk:** Er is geen risico op breuk bij het in situ laten van de leiding. De leiding ligt immers stabiel en begraven, en was voorafgaand aan het buiten bedrijf stellen geschikt voor het beoogde gebruik; breken als gevolg van corrosie of waterstofbroosheid wordt derhalve niet verwacht.

In 2019 heeft de minister ingestemd om de inspectiefrequentie van de leiding terug te brengen naar eens per vier jaar. Aan dat verzoek lag een uitgebreide risicoanalyse ten grondslag, waarvan de inspectieresultaten van de leiding vanaf 2000 onderdeel uitmaakten. Deze data toonden aan dat de leiding veilig en stabiel lag conform het ontwerp en de wettelijke- en vergunningseisen, waardoor een lagere inspectiefrequentie volstond. De instemming van de minister is neergelegd in het besluit van 2 augustus 2019 (met kenmerk: 19189358).<sup>9</sup>

Vermeld zij dat de hierboven genoemde inspectiefrequentie is vastgesteld voor een leiding die in bedrijf is en waarbij theoretisch gezien milieueffecten kunnen optreden. De leiding in kwestie is echter al gereinigd en gevuld met zeewater. Dit betekent dat de potentiële milieueffecten van de pijpleiding aanzienlijk verminderd zijn en dat de noodzaak voor frequente inspecties om milieueffecten te reduceren dus ook minder relevant is. Hoe dit ook zij: Petrogas zal nog steeds voldoen aan de vierjaarlijkse inspecties die thans o.b.v. het inspectiebesluit gelden. Dit besluit

<sup>8</sup> Kritische waarden voor vrije overspanningen voor het in het relevante gebied maatgevende type vistuig, de boomkor, zijn overspanningen van meer dan 12 meter lang en 0,5 meter hoog. Zie: industriestandaard DNV-RP-F111 'Interference between trawl gear and pipelines'.

<sup>9</sup> Zie tabel 2 van dat besluit voor de inspectiefrequentie van de leiding.

geldt immers ook voor de instandhouding van de leiding. De eerstvolgende inspectie staat gepland voor 2025.

**24. Beschrijf de conditie van de kabel/leiding. Wat is de (verwachte) staat van de coatings en anodes of andere onderdelen van het corrosiebeschermingssysteem? Wat is de integriteit van de kabel/leiding? Zijn er eventueel defecten of afwijkingen waargenomen, zoals verandering van stabiliteit, begravingsdiepte, scour, bewegingen, zwakke punten of knikken?**

De leiding was voorafgaand aan het buiten werking stellen geschikt voor het beoogde gebruik ('fit-for-purpose'). Tijdens de laatste kathodische beschermingsinspectie (KB) van 2020 bleek dat de leiding voldoende kathodisch beschermd was en er geen coatingdefecten geconstateerd zijn. Waterstofbrosheid wordt niet verwacht, omdat het tussen 2016 en 2022 vervoerde gas geen H<sub>2</sub>S bevatte.

Zie ook vraag 23.

**25. Beschrijf welke verontreinigende stoffen in de leiding aanwezig kunnen zijn. Denk hierbij aan bijvoorbeeld NORM, kwik en koolwaterstoffen. Beschrijf hoe de kabel/leiding is of wordt schoongemaakt. Vermeld de wijze van schoonmaken en de resultaten daarvan middels rapporten waarin details staan over achtergebleven koolwaterstoffen of chemicaliën. Geef op hoe het spoel- en waswater is verwijderd.**

De mijnbouwregelgeving stelt geen specifieke limieten voor de concentratie van koolwaterstoffen, NORM of kwik in achtergelaten offshore pijpleidingen. Daarom baseert deze melding zich op industriële normen of analoog toepasbare normen, die hieronder per genoemde stof zijn toegelicht. Geen van deze normen wordt *in casu* overschreden, wat betekent dat de pijpleiding 'schoon' is.

Voor context: hieronder is allereerst onderzocht of het zeewater, bij ontmanteling, verontreinigd wordt met de genoemde stoffen. Reden is dat de gereinigde pijpleiding momenteel zeewater bevat. In het geval de leiding verwijderd wordt, komt al dat zeewater in het zeemilieu terecht; bij het laten liggen ervan, is dat slechts ca. 150 m<sup>3</sup> (door de gebruikelijke praktijk van het afstorten, i.p.v. afdichten, van de uiteinden van de pijpleiding). Daarnaast is adsorptie onderzocht, wat doelt op de binding van de drie stoffen aan het staal van de pijpleiding. Dit is relevant om inzicht te krijgen in mogelijke verontreinigingen bij eventuele, toekomstige degradatie van de leiding. Opgemerkt zij dat de leiding zo is ontworpen dat het langdurig bestand is tegen corrosie en in de praktijk niet (snel) vergaat. Het daadwerkelijke degradatiemechanisme van dit type leiding is echter niet bekend (er is geheel geen casuïstiek voorhanden), waardoor onzeker is hoelang de leiding nog in de zeebodem behouden blijft. Maar zelfs als de leiding zou vergaan: noch koolwaterstoffen, noch NORM, noch kwik is in ontoelaatbare hoeveelheden in de leiding of het staal aanwezig, zodoende komen er geen ontoelaatbare hoeveelheden gebiedsvreemde of schadelijke stoffen vrij.

- **Koolwaterstoffen:** Als onderdeel van het buiten gebruik stellen van de leiding is deze inwendig gereinigd middels de in de industrie gebruikelijke pigging-techniek, waarbij het reinigingsmiddel "J Clean" is gebruikt en de

**Directoraat-generaal  
Groningen en Ondergrond**

**Format voor**  
Melding buiten werking  
pijpleiding/kabel – olie en gas  
offshore

**Directoraat-generaal  
Groningen en Ondergrond**

**Format voor**

Melding buiten werking  
pijpleiding/kabel – olie en gas  
offshore

leiding met zeewater is gevuld.<sup>10</sup> Deze techniek is erop gericht om zeker te stellen dat er geen ontoelaatbare concentraties koolwaterstoffen achterblijven in de leiding. Na afloop van de schoonmaakwerkzaamheden is er een monster genomen van het gebruikte spoelwater (dat na het reinigen is afgevoerd en zich dus nu niet meer in de leiding bevindt). Dit monster is geanalyseerd door SGS (een onafhankelijk, gecertificeerde laboratorium). Uit deze monsternamen blijkt dat de koolwaterstofconcentratie van het spoelwater 5,8 mg/l bedroeg (zie bijlage 1<sup>11</sup>). Als gezegd stelt de Mbw geen grenswaarde voor de koolwaterstofconcentratie in achter te laten leidingen. Binnen de industrie, en o.b.v. de nationale norm, NEN 3656, wordt uitgegaan van een maximale hoeveelheid koolwaterstoffen van 30 mg/l. Met andere woorden: water met minder dan 30 ppm koolwaterstoffen wordt als 'schoon' gezien. Daaraan is voor deze leiding voldaan: het spoelwater had een waarde van 5,8 mg/l koolwaterstoffen. De concentratie van het zeewater dat zich thans in de gereinigde leiding bevindt kan alleen maar lager zijn.

Ook de Mbr sluit aan bij deze 30 mg/l-norm: artikel 9.1.5(1)(a) Mbr staat immers toe dat oliehoudend water vanaf een platform geloosd mag worden, mits het gedispergeerde oliegehalte van dat lozingswater niet meer dan 100 ppm bedraagt en het maandelijks gemiddelde niet meer dan 30 mg/l. Dergelijk water kwalificeert kennelijk als 'schoon'. Het gedispergeerde oliegehalte van het zeewater in de leiding ligt onder die 30 mg/l (en zelfs onder de 5,8 mg/l).

Koolwaterstoffen dringen niet door in staal, derhalve is geen sprake van adsorptie in de leiding.

O.b.v. bovenstaande kan worden geconcludeerd dat er geen ontoelaatbare hoeveelheden koolwaterstoffen in de leiding achterblijven of bij het eventuele vergaan van de leiding zouden vrijkomen.

- **NORM:** In pijpleidingen die gebruikt zijn t.b.v. de aardolie- en aardgaswinning, kunnen lage concentraties NORM (d.w.z. natuurlijke radioactieve stoffen) aanwezig zijn. Deze stoffen kunnen in de pijpleidingen terechtkomen omdat ze tijdens het productieproces van aardolie en aardgas meegevoerd worden uit de formatie waaruit geproduceerd wordt. Het gaat dan over potentiële NORM-besmetting (i) in *scale* afzettingen of (ii) in loodfilms.

*Ad (i).* NORM-besmetting in *scale* afzettingen (d.w.z. bariumsulfaat-afzettingen) op/aan een leidingwand komen betreft voornamelijk lage concentraties Ra-226+, Pb-210+, Ra-228+ en Th-228+ en komt alleen voor bij pijpleidingen waar productiewater door is gestroomd. De aardolie die afkomstig was van het Hoorn platform werd behandeld in het productieproces op het Hoorn platform. Dus vóór het entrypoint van de leiding in kwestie. In het productieproces werd de olie gescheiden van het water. Dit water werd vervolgens, conform de wettelijke regels en geldende procedures, na reiniging

<sup>10</sup> De leiding is schoongemaakt door vanaf het Hoorn platform een pig-trein (met reinigingsmiddelen en zeewater) te versturen om de leiding te reinigen en het in de leiding achtergebleven product richting het Helder platform te drukken. Het product en de reinigingsmiddelen zijn opgevangen in tanks en afgevoerd. Vervolgens is er nagespoeld met zeewater totdat het gedispergeerde oliegehalte onder de 30 mg/l lag. Voor het gebruik van het reinigingsmiddel is, conform paragraaf 9.2 van de Mijnbouwregeling, een melding gedaan bij Staatstoezicht op de Mijnen.

<sup>11</sup> Analyserapport GP22-15908.

geloosd of geïnjecteerd in een daarvoor bestemde injectieput. In de praktijk zal er maximaal 0,5% productiewater in de olie aanwezig zijn gebleven. Zodoende kan NORM-besmetting van de leiding als gevolg van scale niet geheel worden uitgesloten.

Echter, bij het reinigen van deze leiding geen vaste stoffen afgevangen zijn die NORM-besmet waren, en er is evenmin NORM-besmetting geconstateerd op de gebruikte schoonmaakmaterialen (d.w.z. de gebruikte filters en pigs waren schoon; zie bijlage 3<sup>12</sup>).

*Ad (ii).* Omdat na het stoppen van de olieproductie in 2016 gas afkomstig van het Q4-C platform door de leiding is vervoerd bestaat, in theorie, de kans dat er een loodfilm, d.w.z. een ultradunne Pb-210 afzetting (van hooguit enkele micron dik), in de leiding is achtergebleven;

- Zoals hierboven genoemd is er echter géén NORM-besmetting geconstateerd aan de schoonmaakmaterialen die tijdens de leidingreinigingsactie zijn gebruikt. En evenmin is er NORM-besmetting geconstateerd bij de in juni 2023 verwijderde passtukken (*spool pieces*) ter plaatse van het Hoorn, respectievelijk Helder platform<sup>13</sup> (dus bij het begin en einde van de leiding op het zeebed) (zie bijlage 4)<sup>14</sup>.
- Met deze meetgegevens (géén besmetting van de schoonmaakmaterialen, en géén besmetting van de passtukken) is vervolgens de gemiddelde activiteitsconcentratie berekend van de natuurlijke radioactieve stoffen in de leiding (zie hieronder). Deze berekening toont een gemiddelde activiteitsconcentratie van 0,5 Bq/g, wat ruim onder de wettelijke grenswaarden is (zie item 3 hieronder). Derhalve wordt de leiding als NORM-vrij gezien.

Deze conclusie is als volgt onderbouwd: van belang is (1) wat is de gemiddelde activiteitsconcentratie van de natuurlijke radioactieve stoffen in de pijpleiding is, en of die concentratie onder de geldende grenswaarden blijft voor (2) vrijstelling of (3) vrijgave – in beide gevallen wordt de leiding als NORM-vrij beschouwd.

1. **Activiteitsconcentratie:** Door Element NL is, o.b.v. expertise van de leden van de werkgroep NORM (met daarin stralingsbeschermings-deskundigen van o.a. NAM (nu Tenaz), Total en NRG) een methodiek opgesteld om aan te tonen wat de activiteitsconcentraties van natuurlijke radioactieve stoffen in een pijpleiding zijn.<sup>15</sup> Door deze werkgroep is geconcludeerd dat met, enerzijds, realistisch conservatieve aannames voor activiteitsconcentraties, filmdikte en dichtheid van de Pb-210 afzetting en, anderzijds, het geconstateerde percentage van besmet leidingoppervlakte, kan worden bepaald wat de gemiddelde activiteitsconcentratie van de aanwezige natuurlijke radioactieve stoffen voor de gehele leiding is.

- **Aannames voor activiteitsconcentratie:** Omdat er geheel geen oppervlaktebesmetting is geconstateerd aan de schoonmaakmaterialen die tijdens de leidingreinigingsactie zijn

**Directoraat-generaal  
Groningen en Ondergrond**

**Format voor**

Melding buiten werking  
pijpleiding/kabel – olie en gas  
offshore

<sup>12</sup> Meetrapport 984.

<sup>13</sup> D.w.z. de gemeten activiteit lag onder de 90 CPM (= 1,5 CPS), terwijl de waarde van de achtergrondstraling (i.e. de achtergrondwaarde) offshore 9 CPS is.

<sup>14</sup> WCS23173 Petrogas #1, #5, #7, #31, #32 report, zie bijlage 4

<sup>15</sup> Dit rapport heeft als kenmerk 2300-0100, zie bijlage 5

gebruikt, kan – aldus de methodiek van de werkgroep – worden aangenomen dat de activiteitsconcentratie van Pb-210 afzettingen in de leiding niet hoger is dan 100 Bq/g.

- **Berekening totale activiteit:**
    - i. **Pb-210:** Uitgaande van een op praktijkervaringen gebaseerde, conservatieve filmdikte van 0,05 mm (50 micron), een inwendig oppervlak van 3.175 m<sup>2</sup>, een dichtheid van Pb-210 van 11.300 kg/m<sup>3</sup>, en de bovengenoemde, aangenomen activiteitsconcentratie wordt voor deze leiding de totale activiteit geschat op 0,16 GBq.
    - ii. **Scale:** Uitgaande van een scaledikte van 0,3 mm, een dichtheid van 4.300 kg/m<sup>3</sup> en de bovengenoemde activiteitsconcentratie wordt voor deze leiding de totale activiteit van scale geschat op 0,02 GBq.
  - **Berekening gemiddelde activiteitsconcentratie:** Rekeninghoudend met de totale massa van het leidingstaal (ad 355 ton), is de gemiddelde activiteitsconcentratie van de natuurlijke radioactieve stoffen in de pijpleiding daarmee 0,5 Bq/g.
2. **Grens voor vrijstelling:** In bijlage 3 (tabel C) van het Besluit basisveiligheidsnormen stralingsbescherming ("Bbs") is de jaarlijkse vrijstellingswaarde voor Pb-210 lozingen op oppervlaktewater en de lucht gesteld op 10 GBq per jaar. Kortom: zelfs met de conservatieve aanname dat de volledige radioactieve inhoud van de leiding (d.w.z. 0,18 GBq; hierboven berekend) binnen enkele jaren vrijkomt, wordt de vrijstellingsgrens voor lozing niet overschreden. Volgens OSPAR-normen is de radiologische impact van een dergelijke lozing op mensen en het zeemilieu niet 'significant', en zodoende acceptabel.<sup>16</sup>
  3. **Grens voor vrijgave:** De algemene vrijgave voor natuurlijke radioactieve stoffen is vastgelegd in artikel 3.20 lid 1 sub a2 van het Bbs en komt er kortweg op neer dat indien de activiteitsconcentratie van alle natuurlijke radioactieve stoffen bestemd voor verwijdering, recycling, hergebruik of verbranding (uit de U-238 en Th-232 reeks, waaronder Pb-210) kleiner is dan 1 Bq/g, er geen registratie- of vergunningsplicht van de stof van kracht is. Gelet op de hierboven vastgestelde gemiddelde activiteitsconcentratie van 0,5 Bq/g, is hieraan voldaan. Dit betekent dat de leiding o.b.v. het Bbs vrijgegeven kan worden.

Op basis van bovenstaande kan worden geconcludeerd dat er geen ontoelaatbare hoeveelheden NORM in de leiding achterblijven of bij het eventuele vergaan van de leiding zouden vrijkomen.

Door NRG zijn bovenstaande aannames getoetst en verder uitgewerkt middels scenarioberoeeningen.<sup>17</sup> Uit deze berekeningen bleek dat, ten opzichte van verwijdering, het in situ laten van een buiten gebruik gestelde leiding resulteert in de laagste jaarlijkse effectieve dosis voor alle radionucliden.

- **Kwik:** Ook voor kwik zijn er geen vastgestelde grenswaarden voor wat betreft achter te laten leidingen. Derhalve is naar de volgende normen gekeken:

<sup>16</sup> Zie het 2022 rapport van OSPAR Radioactive Substances Committee: 'Fifth periodic evaluation of progress towards the objective of the OSPAR Radioactive Substances Strategy', par. 9.5.2.

<sup>17</sup> Rapport nummer 2.7021.40/23.274886, zie bijlage 6

**Directoraat-generaal  
Groningen en Ondergrond**

**Format voor**

Melding buiten werking  
pijpleiding/kabel – olie en gas  
offshore

1. Het landelijk afvalbeheerplan<sup>18</sup> spreekt over een minimumstandaard<sup>19</sup> voor verwerking van kwikhoudende materialen (en de eventuele voorwaarden daaraan) afhankelijk van het kwikgehalte:
  - i. boven de 50 mg/kg dienen de materialen eerst ontkwikt te worden;
  - ii. tussen de 10 en 50 mg/kg is de minimumstandaard storten op een daarvoor geschikte stortplaats; en
  - iii. onder de 10 mg/kg is de minimumstandaard nuttige toepassing (bijv. recycling in een installatie met een adequate rookgasreiniging om het kwik af te vangen).
2. Het Drinkwaterbesluit bepaalt dat drinkwater een maximale hoeveelheid kwik van 1 µg/l (= 0,001 mg/l) mag bevatten.

Uit analyse van de Q1-D putvloeistoffen bleek dat deze, ten tijde van productie, vrij van kwik was (zie bijlage 7<sup>20</sup>). Uit een vergelijkbare analyse van de putvloeistoffen van het Q1 Hoorn-veld, bleek dat de kwikconcentratie daarin minder dan 4 µg/l (=0,004 mg/l) bedroeg (zie bijlage 8<sup>21</sup>). Bij een latere analyse uit 1999 bleek dat de kwikconcentratie 0,03 µg/l (= 0,00003 mg/l) bedroeg (zie bijlage 9<sup>22</sup>). Uitgaande van deze meetgegevens en bovengenoemde vaststelling dat zich in het zeewater in deze leiding nog max. 5.8 mg/l koolwaterstoffen bevonden, kan worden aangenomen dat er max. 0,004 mg/l x 5.8 mg/l aan kwik aanwezig kan zijn in het zeewater dat in de leiding is achtergebleven. Dat is effectief 0. Daarmee wordt (zelfs) aan het Drinkwaterbesluit voldaan.

Wat betreft potentiële adsorptie van kwik in de leiding geldt het volgende: uit een studie van de 'Journal of Hazardous Materials'<sup>23</sup> blijkt dat kwikadsorptie niet plaatsvindt in niet-gecorrodeerd staal. Onder de corrosie-laag (d.w.z. tot op 10 nanometer onder het ijzeroxide) werd in de betreffende studie wel enig kwik gemeten, maar het gehalte daarvan was minder dan 0,1% en daarmee verwaarloosbaar. In het ijzeroxide werd ook kwik gemeten, te weten 0,2 g per m<sup>2</sup>. Als – ter indicatie – van deze cijfers wordt uitgegaan, zou de totale hoeveelheid kwik die in de leiding achterblijft ca. 0,6 kilo zijn. Gezien het totale gewicht van de leiding (ad 360 ton) komt dat neer op een kwikconcentratie van 1,6 mg/kg. De analyse van het eerdergenoemde passtuk toont echter een kwikconcentratie van minder dan 1 mg/kg aan (zie bijlage 4). Dat is ruim onder de strenge recyclenorm van 10 mg/kg, die het Landelijk Afvalbeheerplan voorschrijft. Met deze minimale kwikwaarden zou de leiding zonder beperkingen gerecycled kunnen worden (omdat deze dan kwikvrij beschouwd wordt). Dit bevestigt tevens dat het in situ laten ervan toegestaan en verantwoord is.

Op basis van bovenstaande kan worden geconcludeerd dat er geen ontoelaatbare hoeveelheden kwik in de leiding achterblijven of bij het eventuele vergaan van de leiding zouden vrijkomen.

<sup>18</sup> <https://lap3.nl/sectorplannen/sectorplannen/kwikhoudend-afval/>

<sup>19</sup> De minimumstandaard geeft de minimale hoogwaardigheid aan van de verwerking van een bepaalde afvalstof of categorie van afvalstoffen. Het vaststellen van een minimumstandaard voorkomt dat afvalstoffen laagwaardiger worden verwerkt dan wenselijk is.

<sup>20</sup> Rapport nummer TSC 2021-05-TS.

<sup>21</sup> Rapport nummer TR 93/06200

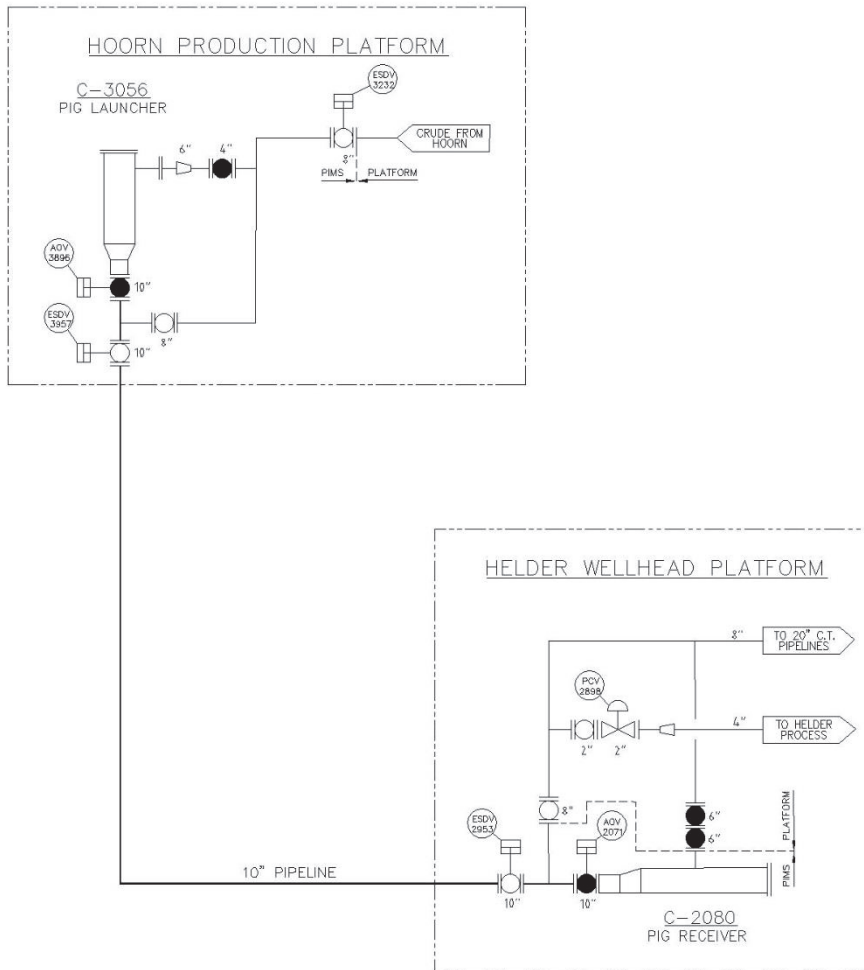
<sup>22</sup> Rapport nummer 900757

<sup>23</sup> "Current understanding of the ecological risk of mercury from subsea oil and gas infrastructure to marine ecosystems."

**Directoraat-generaal  
Groningen en Ondergrond**  
**Format voor**  
Melding buiten werking  
pijpleiding/kabel – olie en gas  
offshore

**26. Welke tekeningen zijn er van de route en de leidingdetails?**

Kaarten en tekeningen zijn opgenomen in Figuur 1 (p. 4) en Figuur 2 hieronder.



*Figuur 2: Vereenvoudigd processchema van de leiding tussen Q1-Hoorn-A en Q1-Helder-A*

**27. Beschrijf eventueel verdere bijzondere aandachtspunten.**

Niet van toepassing.

**Technische ontmantelingsopties**

Dit onderdeel beschrijft de verschillende aspecten van ontmanteling en verwijdering van de kabel/leiding. Geef hierbij telkens een overzicht van een selectie van ontmantelingstechnieken die voor de specifieke kabel/leiding mogelijk zijn en beschrijf tevens om welke redenen bepaalde technieken wel of niet geschikt of haalbaar zouden zijn.

**Directoraat-generaal  
Groningen en Ondergrond**

**Format voor**  
Melding buiten werking  
pijpleiding/kabel – olie en gas  
offshore

**28. Beschrijf de technische- en milieuaspecten ten aanzien van het laten liggen van de leiding. Welke werkzaamheden moeten uitgevoerd worden om het achterlaten veilig en schoon uit te voeren? Zijn er delen van de leiding waar extra aandacht voor vereist is, zoals delen in vaarroutes of ankergebieden, delen met veel uitstekende delen of locaties met meer risico's op blootspoeling en freespanning? Geef ook een inschatting van de verwachte kosten en tijdsduur voor het achterlaten van de leiding.**

*Vereiste werkzaamheden.* Voor het laten liggen van de leiding zijn enkele – beperkte - werkzaamheden nodig. De leiding is al gereinigd en gevuld met zeewater (zie vraag 25). Vervolgens is deze losgekoppeld van (i) het Hoorn platform, en (ii) het Helder platform (beiden zijn nadien verwijderd). Tenslotte zijn de uiteinden van de losgekoppelde leiding afgedekt met steenbestorting. Verdere werkzaamheden zijn niet nodig: de leiding is al in de zeebodem ingegraven, en zodoende voldoende afgedekt en beschermd. Er is geen sprake van uitstekende delen (zoals tubulures) die verwijderd zouden moeten worden (zie tevens vraag 19) of blootspoeling en freespanning die voor ontoelaatbare risico's zorgen (zie vraag 23).

*Kosten (afdekken en inspectie).* Bovengenoemde loskoppelwerkzaamheden zijn identiek bij zowel het laten liggen als het verwijderen van de leiding, en brengen daarom dezelfde kosten met zich. Daarom zijn deze kosten niet relevant voor het afwegen van de scenario's, en zijn ze niet meegenomen in het onderstaande kostenoverzicht.

Het afdekken van de leidinguiteinden met steenbestorting kost ca. €250k. Voor deze werkzaamheden is een werkschip (ook wel Dive Support Vessel, "DSV") nodig, ad ca. €100k/dag. Het werk wordt in ca. twee dagen uitgevoerd. Daarnaast is, zoals gebruikelijk is, rekening gehouden met onvoorziene kosten van 25%. Niet meegenomen zijn de kosten voor mobilisatie/demobilisatie van de DSV, omdat het uitgangspunt is dat de afdekwerkzaamheden worden uitgevoerd aansluitend aan het loskoppelen van de leiding, waarvoor de DSV dus al ingezet wordt ongeacht welk ontmantelscenario gekozen wordt.

**29. Beschrijf de technische- en milieuaspecten van het monitoren van de leiding na achterlating. Is in het verleden sprake geweest van vereiste interventies zoals herbegraven, afdekken, verwijderen van tubulures? Wat zijn hierbij de werkprogramma's in het geval dit gebeurt in de toekomst? Geef een inschatting van de verwachte monitorings- en interventiekosten.**

Sinds 2000 (dus in de afgelopen 20+ jaar) zijn er géén interventiewerkzaamheden nodig geweest (zoals herbegraven, afdekken of verwijderen van tubulures), zie ook vraag 23. Indien de leiding blijft liggen, zal Petrogas deze, zolang daartoe de noodzaak bestaat, moeten blijven inspecteren (zie o.a. vraag 23). Momenteel worden er op basis van het besluit van de minister in 2019 elke 4 jaar inspecties uitgevoerd op de leiding. Het 4-jaarlijks inspecteren van de leiding kost (thans nog) ongeveer 4k euro per keer<sup>24</sup>.

<sup>24</sup> Uitgangspunt hierbij is een z.g. 'Basic Inspection', waarbij alleen vrije overspanningen, blootspoelingen en zaken als steenbestorting en matrassen gerapporteerd worden. De bepaling van de diepteligging wordt bij dit type inspectie niet bepaald, dit is ook niet langer noodzakelijk (zie o.a. vraag 23).

**30. Beschrijf de technische- en milieuaspecten ten aanzien van het ontgraven van de leiding. Denk hierbij aan de toepasbare technieken zoals mass flow excavator, baggeren, ploegen, waterjetten. Beschrijf hierbij de verwachte planning, tijdsduur en kosten.**

**Directoraat-generaal  
Groningen en Ondergrond**

**Format voor**  
Melding buiten werking  
pijpleiding/kabel – olie en gas  
offshore

*Vereiste werkzaamheden (incl. toepasbare technieken).* Als de leiding verwijderd moet worden, moet deze eerst, over het gehele tracé, worden ontgraven (ongeacht de vervolgens gebruikte verwijdermethode). Dit gebeurt door een geul te maken (met een voldoende werkbreedte en niet te steile wanden, om instorten te voorkomen). In zandbodems, zoals ter plaatse van de leiding, is een hellingshoek van ten minste 30 graden vereist. Daarmee komt de totale breedte van de geul neer op ca. 6 meter; het daarbij behorende grondverzet is ca. 15.000 m<sup>3</sup>, met tijdelijke vertroebeling van het water tot gevolg.

*In casu* ligt ontgraving met een mass flow excavator ("**MFE**") of met *jetting* het meest voor de hand voor ontmanteling van de leiding. Dit heeft te maken met de algemene toepasbaarheid van deze technieken.

1. *MFE.* Bij inzet van een MFE (vanaf een DSV) wordt een sterke, naar beneden gerichte, waterstroom gecreëerd, die het sediment rondom de leiding wegspoelt, zodat de leiding bloot komt te liggen. Met deze ontgraafmethode zal de strook grond rondom de leiding worden omgewoeld en verstoord. Het voornaamste nadeel van een MFE is dat de gegraven geul snel dichtslibt als gevolg van de waterstroming. MFE is daarom alleen geschikt voor toepassing bij de cut-and-lift methode (waarbij de leiding segment voor segment ontgraven en verwijderd wordt) en niet bij verwijdering met de reverse S-lay methode (zie volgende vraag).
2. *Jetting.* Jetting is een variant op MFE. Hierbij wordt eveneens een geul gemaakt (met hogedrukwaterstralen). De waterjets zijn gemonteerd op een soort slee die over de leiding wordt geplaatst. Bij jetting is een aparte Construction Support Vessel ("**CSV**") nodig. De werksnelheid ligt tussen de 3-10 meter/min, afhankelijk van de diepte waarop de leiding ligt en wat de bodemsamenstelling is. Jetting kan, in theorie, ingezet worden bij zowel de cut-and-lift verwijdermethode als bij reverse S-lay. Maar in de praktijk is er, door de langzame werksnelheid van cut-and-lift, gelijktijdig een CSV én een DSV nodig, waardoor jetting toch alleen voor de hand ligt i.c.m. reverse S-lay.

Voor de verdere beschouwing van toepasbare ontgraaf- en verwijdermethodes en de gevolgen/effecten daarvan (zie vraag 37 t/m 40) gaat Petrogas ervan uit dat (i) MFE wordt ingezet i.c.m. cut-and-lift en (ii) jetting i.c.m. reverse S-lay.

*Kosten.* De kosten voor het ontgraven van de leiding (en de tijdsduur) met bovenstaande technieken worden beschreven in de volgende vraag (31).

**31. Beschrijf de technische- en milieuaspecten ten aanzien van de verwijderingsmethoden. Denk hierbij aan toepasbare technieken zoals cut and lift, reverse S-lay, reverse reeling, lift and cut. Beschrijf hierbij ook het vereiste materieel voor de verwijdering en de verwachte tijdsduur en kosten van de activiteiten.**

**Directoraat-generaal  
Groningen en Ondergrond**

**Format voor**  
Melding buiten werking  
pijpleiding/kabel – olie en gas  
offshore

*Vereiste werkzaamheden (incl. toepasbare technieken).* Voor het verwijderen van de leiding (of leidingsecties) zijn meerdere technieken toepasbaar:

1. Met de '*cut-and-lift*' methode is de meeste (maar niet veel) ervaring, vooral voor korte leidingsecties. Mede gezien de beschikbaarheid van materieel en de lengte van de leiding, is deze verwijdermethode *in casu* het meest geschikt. Bij deze techniek wordt de leiding in segmenten (van waarschijnlijk 250 meter) ontgraven, in stukken (van waarschijnlijk 12 meter) gesneden, en vervolgens verwijderd.
2. De '*reverse S-lay*' methode is (voor zover bekend) nog niet of nauwelijks toegepast in vergelijkbare situaties en kan daarom niet als bewezen techniek worden beschouwd; hetgeen tegen deze methode spreekt. Een voordeel is dat het een relatief snelle verwijdermethode is. Het doel van deze techniek is om de leiding in één beweging (of in zo min mogelijk segmenten) te verwijderen.
3. '*Reverse reeling*' is niet geschikt als verwijderingsmethode, omdat de leiding niet op deze wijze is aangelegd.

Verder geldt:

1. *Vereiste materieel:*

- *Cut-and-lift.* Bij cut-and-lift wordt een DSV gebruikt, uitgerust met een MFE en ondersteund door één of meerdere support vessel(s) (ook wel opslagschip, "**PSV**") voor het overslaan van de verwijderde leidingdelen. Zo'n opslagschip zal meerdere keren een port-call moeten maken (d.w.z. moeten aanmeren) om de verwijderde stukken leiding te lossen.
- *Reverse S-lay.* Bij reverse S-lay is een pijplegship nodig; daarnaast is een CSV nodig die de leiding ontgraaft middels jetting. Het pijplegship zal moeten worden aangepast voor dit specifieke project.
- *Beschikbaarheid.* De schepen die nodig zijn voor deze werkzaamheden zijn beperkt, en daarom niet op korte termijn, beschikbaar; er dient rekening gehouden te worden met een aanlooptijd van ca. 1 jaar.

2. *Tijdsduur werkzaamheden:*

- *Cut-and-lift.* Bij een aangenomen gemiddelde verwijderingssnelheid met cut-and-lift van ca. 125 meter leiding per dag, duurt de verwijdering van deze pijpleiding van 3,7 kilometer (inclusief mobilisatie/demobilisatie) ongeveer 1 maand. Hierbij inbegrepen is de tijd voor het ontgraven van de leiding met behulp van MFE. Niet inbegrepen zijn '*waiting on weather*' dagen, hetgeen voor substantiële vertraging kan zorgen. De cut-and-lift methode biedt het voordeel dat de leiding met tussenpozen verwijderd kan worden (als bijv. weersomstandigheden vereisen dat de DSV terugkeert naar de haven). Het heeft echter de voorkeur dat de leiding in één keer verwijderd zou worden.

- *Reverse S-lay*. Met reverse S-lay kan de leiding relatief snel verwijderd worden: ca. 2 weken (incl. 1,5 weken voorbereidingstijd<sup>25</sup> en mobilisatie/demobilisatie, maar exclusief 'waiting on weather' dagen).

**Kosten.** De kosten die gemoeid zijn met de inzet van de benodigde schepen zijn<sup>26</sup>:

- DSV: €100k/dag (zie vraag 28);
- PSV: €30k/dag;
- CSV: €125k/dag tijdens de/mobilisatie en 175k/dag operationeel; en
- Pijplegschip: €200k/dag tijdens de/mobilisatie en €375k/dag operationeel.

**Directoraat-generaal  
Groningen en Ondergrond**

**Format voor**

Melding buiten werking  
pijpleiding/kabel – olie en gas  
offshore

Gelet op de hierboven genoemde tijdsduur voor het ontgraven en verwijderen van de leiding bedragen de geschatte kosten van die werkzaamheden:

	<b>Kosten MFE + cut-and-lift</b>	<b>Kosten Jetting + reverse S-lay</b>
Mob/demob	€ 300k	€ 1,3 mio
Voorbereidingen	n.v.t.	€ 1,2 mio
Ontgraven	€ 740k	€ 325k
Kosten PSV	€ 670k	n.v.t.
Verwijderen	€ 2,2 mio	€ 650k
Transport en overslag	€ 150k	€ 150k
Onvoorzien (25%)	€ 1,0 mio	€ 910k
<b>Totaal</b>	<b>€ 5,1 mio</b>	<b>€ 4,5 mio</b>

**Projectfalen.** Het project is theoretisch haalbaar met de technieken cut & lift en reverse S-lay, maar daarbij dient bedacht te worden dat, als genoemd, de praktijkervaring met deze technieken beperkt is en de reverse S-lay-methode is zelfs nog onbewezen voor dit type werk. Hoewel het risico op totaal projectfalen gering is, is het mogelijk dat, als de reverse S-lay techniek niet naar verwachting presteert, er alsnog moet worden overgeschakeld naar een alternatieve techniek. Deze mogelijke noodzaak voor aanpassing verhoogt de inherente projectrisico's en potentiële kosten van het project.

**32. Beschrijf de technische- en milieuaspecten ten aanzien van de verwerking aan de wal van de verwijderde leiding. Beschrijf hierbij de aard en hoeveelheid van de afvalstromen en de locatie van de verwerking en het transport hiernaartoe. Zijn er verdere HSE aandachtspunten? Beschrijf hierbij de verwachte planning, tijdsduur en kosten.**

**Vereiste werkzaamheden.** Verwerking zou waarschijnlijk in Nederland gebeuren, waarbij aan de nationale afvalregelgeving voldaan moet worden en het afval overgedragen dient te worden aan geautoriseerde ontvanger(s) en schrootverwerker(s).

<sup>25</sup> De Pijpleiding moet worden losgeknipt en voorbereid om te kunnen worden opgepakt door het pijplegschip. Met behulp van CSV moet een 'pullhead' of 'wet buckle recovery frame' worden geïnstalleerd aan de ene kant van de leiding en een anker aan de andere kant. Ook tijdens het verwijderen zelf zal het pijplegschip moeten worden ondersteund door een CSV, uitgerust met een 'Jet Plow', om de leiding te ontgraven. Het pijplegschip zal moeten worden aangepast; de logistieke trein zal moeten worden omgebouwd van een 'welding station' naar een 'cutting station'

<sup>26</sup> De dayrate van dergelijke schepen is enorm conjunctuurgevoelig, in periodes van hoge vraag kan de prijs tot wel 50 à 80% hoger liggen.

**Directoraat-generaal  
Groningen en Ondergrond**

**Format voor**  
Melding buiten werking  
pijpleiding/kabel – olie en gas  
offshore

**Afvalstromen.** Verwijdering van de leiding levert in hoofdzaak de volgende afvalstromen op:

1. schroot (d.w.z. stalen buizen (ca. 360 ton) en aluminium anodes (ca. 1,5 ton));
2. ander restmateriaal (met name de FBE-coating (ca. 1,7 ton)).

**Opmerkingen:**

- a. Kwik is niet aanwezig (zie vraag 25 onder 'kwik').
- b. Omdat de leiding in de zeebodem is ingegraven zal er geen aangroei op voorkomen die afgevoerd moet worden.
- c. Besmetting met NORM boven de toelaatbare waarden wordt niet verwacht (zie vraag 25). Zou dit overigens toch aangetroffen worden zal aan de wettelijke vereisten voor verwerking van Zeer Laag Radioactief Afval ("ZELA") voldaan moeten worden.
- d. Voor deze melding is ervan uitgegaan dat de betonmatrassen en stortsteen bij de leidinguiteinden (en kruisingen) blijven liggen en niet afgevoerd worden.

**Verwerking.** Na verwijdering uit de zeebodem is direct hergebruik van de leiding niet mogelijk, omdat de drukbestendigheid en integriteit niet meer gegarandeerd kan worden vanwege het eerdere gebruik en de verwijdering. Storten van het staal komt – voor zover bekend – niet voor, en is daarom evenmin een optie.

Het staal van de leiding kan wel worden gerecycled. Echter, voordat dit mogelijk is, moeten de aluminium anodes en de FBE-coating gescheiden worden van de stalen buizen. Dit gebeurt aan land bij de schrootverwerker. Deze anodes en coatings kunnen vervolgens mogelijk gerecycled worden, maar waarschijnlijker is dat deze afvalstromen worden gestort volgens de geldende wetgeving, als zijnde afval.

**Kosten.** Het recyclen van de stalen buizen is, zoals hierboven bleek, erg arbeidsintensief en (dus) duur. De geschatte kosten voor elk van de handelingen komen grofweg hierop neer:

Verwijderen PE-coating:	€ 10 per meter
<b>Subtotaal verwijderen coating:</b>	<b>€ 10 per meter</b>
Handling en transport op locatie:	€ 100 per ton
Omsmelten:	€ 60 per ton staal
<b>Subtotaal handling, transport en smelten:</b>	<b>€ 160 per ton</b>
<b>Totale verwerkingskosten van de leiding:</b>	<b>€ 95k</b>

Kortom: het verwerken van 3,7 km leiding, met een drooggewicht van 360 ton (voornamelijk staal), zal naar schatting ca. €95k kosten. De dagprijs van staal is momenteel ca. €150 - €200 per ton, wat betekent dat het gerecyclede staal ongeveer €54k-€72k zal opbrengen. Kortom: de kosten voor recycling zijn vele malen hoger dan de mogelijke opbrengsten, en het saldo van de verwerkingskosten en opbrengsten (als bedoeld in art. 1.6a.2 Mbr) is dus negatief.

In deze berekening zijn de opruimkosten van de overige afvalstromen nog niet eens meegenomen. Bij vraag 37 zal overigens blijken dat iets vergelijkbaars

geldt t.a.v. de emissies die vrijkomen bij het recyclen van dit staal: weliswaar heeft het terugwinnen van het staal een emissie-voordeel (t.o.v. nieuw geproduceerd staal), maar de emissies die worden uitgestoten om dit voordeel te verkrijgen zijn vele male groter.

*HSE aandachtspunten.* Het verwijderen van de leiding brengt ook HSE-risico's (zoals persoonlijke ongevallen) met zich, m.n. bij het hijsen en overslaan van de afvalstromen en tijdens het gehele verwijderproces. Daar moet de nodige aandacht aan worden geschonken. Zie hierover in meer detail vraag 39. Voor de beeldvorming: na transport naar land, zullen de stukken leiding (ca. 300 stuks à 12 meter à 1.160 kg/stuk) van het opslagschip gehesen en overgeslagen worden naar de onshore yard van de schrootverwerker. Dit alles zijn hoog-risico werkzaamheden.

**Directoraat-generaal  
Groningen en Ondergrond**

**Format voor**  
Melding buiten werking  
pijpleiding/kabel – olie en gas  
offshore

**33. Geef een inschatting van de totale overall planning en tijdsduur bij het verwijderen van de leiding voor de verschillende beschreven methodes.**

	Kosten & Planning - Verwijderen				Kosten - Laten liggen
	MFE + cut-and-lift + transport naar verwerker	Jetting + reverse S-lay + transport naar verwerker	Verwerking aan wal (excl. opruimen en decontaminatie)	Totaal	
Tijdsduur	Ca. 1 maand	Ca. 2 weken	Ca. 2 weken	<b>1 – 1,5 maand</b>	
Kosten werkzaamheden (incl. onvoorzien (25%))	€ 5,1 mio	€ 4,5 mio	€ 95k	<b>€ 4,6 – 5,2 mio</b>	<b>€ 250k</b>
Kosten inspecties (4-jaarlijks)	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	<b>n.v.t.</b>	<b>€ 4k<sup>27</sup></b>

**Het Plangebied**

Geef een overzicht van de doorkruiste gebieden en de kenmerken van deze gebieden waar de leiding zich bevindt.

**34. Beschrijf de aspecten van het plangebied, zoals locatie en bodemsamenstelling. Is de zeebodem dynamisch of stabiel? Zo ja, wat is de orde van grootte van zandgolven en de wandelsnelheid? Wat is de waterdiepte? Welke havens zijn geschikt als basis voor decommissioning en wat is de afstand tot een geschikte haven?**

De leiding ligt in mijnbouwblok Q1; ter plaatse heeft de Noordzee een zandige bodem.

De leiding ligt aan de noordrand van een gebied waar zandgolven op de bodem aanwezig zijn. Echter, ter plaatse van het leidingtracé is géén sprake van

<sup>27</sup> Exclusief inflatie; Kosten zijn op basis van joint campaign, waarbij de leiding op 'sail-by' basis wordt geïnspecteerd.

zandgolven. De zeebodem is daar nagenoeg stabiel. Door de stroming komen er wel zogeheten 'megaribbels' voor. Dit betekent dat het zand ribbelt, over een lengte van 5 tot 20 meter en een hoogte van ca. 20 cm. Deze megaribbels verplaatsen zich enkele meters per jaar.

De waterdiepte in het plangebied varieert tussen de 25 en 27 meter.

Bij buitengebruikstelling zijn Den Helder (op ca. 35 km afstand) of IJmuiden (op ca. 65 km afstand) de dichtstbijzijnde havens.<sup>28</sup> De definitieve haven zou worden gekozen o.b.v. de beschikbare voorzieningen. Het doel zal zijn om zo min mogelijk zeetransport te laten plaatsvinden (rekeninghoudend met de verschillende port-calls genoemd bij vraag 31) en geen/zo min mogelijk vervoer over de weg te laten plaatsvinden vanaf de losplaats naar de schrootverwerker. In de nabijheid van beide havens bevinden zich schrootverwerkers.

**Directoraat-generaal  
Groningen en Ondergrond**

**Format voor**  
Melding buiten werking  
pijpleiding/kabel – olie en gas  
offshore

### **35. Beschrijf de bijzondere natuurwaarden van het plangebied. Welke soorten komen hier voor?**

Het plangebied kent geen bijzondere natuurwaarden.

### **36. Beschrijf aspecten ten aanzien van het ruimtegebruik, zoals scheepvaartroutes, visserijactiviteiten, overige en resterende mijnbouwactiviteiten. Wat is het ruimtebeslag in verband met veiligheids- en onderhoudszones van de leiding? Zijn er beperkingen ten aanzien van andere activiteiten zoals windparken, zandwinning, militair oefengebied of andere activiteiten? Is er sprake van hinder voor andere gebruikers en/of functies als visserij? Zijn de leidingen overtrawlbaar? Ontstaan restricties voor toekomstig transport van aardgas, dataverkeer of elektriciteit? Heeft de leiding een significant effect op het ruimtebeslag of wordt de beschikbare ruimte versnipperd?**

Uit onderstaande beschouwing volgt dat er géén sprake is van hinder of ondoelmatig gebruik van de ruimte als de leiding blijft liggen.

- *Scheepsvaartroutes*: De leiding ligt in een separatiezone van de scheepvaart, waardoor er geen (of weinig) scheepvaart en ankeractiviteiten in het gebied zijn. De separatiezone is middels het roze vlak aangegeven in Figuur 1 (p. 4).
- *Visserijactiviteiten (incl. hinder en overtrawlbaarheid van de leiding)*: Net als het grootste deel van de Noordzee, wordt het plangebied gebruikt door de visserij. Petrogas laat periodiek visserijdichtheidskaarten opstellen door de Universiteit van Wageningen (WUR). Hieruit volgt dat de visserijactiviteiten in de nabijheid van de leiding zeer laag zijn (namelijk, maximaal 1,5 minuut per jaar ter plaatse van het dichtst beviste stuk). Met het afkondigen van een uitkoopregeling door de Nederlandse overheid in juli 2022, waar reeds veel vissers gebruik van hebben gemaakt, is het bovendien aannemelijk dat de visserijactiviteiten in de toekomst nóg minder zullen worden. **Belangrijker**: zoals uitvoerig beschreven bij vraag 20 en 23, is de leiding veilig overvisbaar.
- *Overige en resterende mijnbouwactiviteiten (incl. ruimtebeslag i.v.m. veiligheids- en onderhoudszones van de leiding)*: Nu Petrogas haar mijnbouwactiviteiten in blok Q1 heeft gestaakt, zijn er nauwelijks resterende

<sup>28</sup> Een andere optie is Vlissingen (op ca. 180 km afstand), maar deze optie is niet het uitgangspunt voor de bij vraag 37 t/m 40 gevraagde effecten.

**Directoraat-generaal  
Groningen en Ondergrond**

**Format voor**  
Melding buiten werking  
pijpleiding/kabel – olie en gas  
offshore

mijnbouwactiviteiten in het gebied: de twee eerdergenoemde platforms van Wintershall (in Q1-D en Q4-C) blijven staan. De leidingroute loopt echter niet door de onderhouds/veiligheidszone van deze platforms. Met de respectievelijke onderhouds/veiligheidszones werd in het verleden al rekening gehouden en dat blijft ook zo (bij inspecties/eventuele herstelwerkzaamheden). NB: voor operationele gasleidingen geldt een onderhouds/veiligheidszone van 500 meter aan weerszijden. Ook bij het laten liggen moet een beperkte zone worden vrijgehouden voor eventuele interventies; voor buitenbedrijfgestelde leidingen zou hierbij een zone kunnen volstaan van bijv. 200 meter aan weerszijden van de leiding. Het ruimtebeslag van de leiding wordt zodoende kleiner.

- **Beperkingen t.a.v. windparken:** Niet van toepassing. De leiding ligt niet in een windenergie(zoek)gebied.
- **Beperkingen t.a.v. zand en schelpenwinning:** Door de grote afstand tot de kust wordt het gebied niet gebruikt voor de winning van zand of schelpen.
- **Beperkingen t.a.v. militair oefengebied:** De leiding ligt niet in of nabij militaire oefengebieden.
- **Andere beperkingen:** Op dit moment zijn er geen (toekomstige) projecten of pijpleiding/kabelcorridors bekend waarbij de leiding gekruist zou moeten worden, of waar de leiding anderszins een hindernis of belemmering vormt.<sup>29</sup> Het is belangrijk om te benadrukken, zoals ook bij vraag 21 is aangegeven, dat kruisingen van leidingen door andere leidingen vrij gebruikelijk zijn. Voor dergelijke situaties kunnen (en worden) passende maatregelen getroffen.
- **Significant ruimtebeslag of versnippering:** Er is momenteel geen sprake van een significant effect op het ruimtebeslag of versnippering van de beschikbare ruimte.

### **Gevolgen en effecten van ontmanteling en achterlaten**

Dit onderdeel beschrijft de verschillende aspecten van het achterlaten of verwijderen van de kabel/leiding, zoals milieu, ecologie, veiligheid en kosten. Telkens zijn voorbeelden genoemd maar deze zijn niet volledig, extra aspecten mogen besproken worden.

### **37. beschrijf de effecten op het milieu ten aanzien van:**

- het opgraven van de kabel/leiding. Wat zijn hierbij de effecten tijdens de uitvoering zoals: brandstofverbruik, emissies, geluid en licht? Wat zijn de gevolgen van het omwoelen van de bodem en het gebruik van het materieel?**

*Gevolgen (bodem/materieel).* Het opgraven van de leiding gebeurt met een MFE of middels jetting, vanaf - in beide gevallen - een werkschip (i.e. een DSV of een CSV) (zie vraag 30). Dit betekent dat de bodem over het gehele leidingtracé wordt omgewoeld, met lokale vertroebeling van het zeewater van enkele tientallen meters rondom het ontgraven stuk leiding tot gevolg. Het weer neerslaan van het omgewoelde zand (i.e. sedimentatie) duurt enkele uren tot een dag.

<sup>29</sup> De leiding ligt niet in de buurt van het Aramis project, zie ook [Concept Notitie Reikwijdte en Detailniveau \(rvo.nl\)](#). Hierin is o.a. het volgende opgenomen: "Tevens wordt voorkomen dat de leiding te dicht bij andere leidingen en elektrische kabels komt te liggen."

*Effecten (brandstof en emissies, licht/geluid).* De DSV, die voor MFE nodig is, verbruikt ca. 7 m<sup>3</sup> diesel per dag. De CSV, die bij jetting wordt gebruikt, verbruikt ca. 25 m<sup>3</sup> diesel per dag. De verbranding van deze diesel zorgt, per liter diesel, voor een uitstoot van 2.600 gram CO<sub>2</sub> en 42,6 gram NO<sub>x</sub>.

- *Emissies lucht.*
  - i. *Cut-and-lift.* Zoals gesteld bij vraag 31 zal het in secties blootgraven en verwijderen van de leiding met de cut-and-lift + MFE methode ca. 1 maand duren. Ervan uitgaande dat 25% van deze tijd besteed wordt aan het ontgraven van de leiding,<sup>30</sup> zal de totale uitstoot van CO<sub>2</sub> en NO<sub>x</sub>, als gevolg van het verbruik van 52 m<sup>3</sup> diesel, ca. 135 ton CO<sub>2</sub> en 2,2 ton NO<sub>x</sub> bedragen.
  - ii. *Reverse S-lay.* Bij ontgraving en verwijdering middels jetting en reverse S-lay (zie vraag 31) geldt dat de snelheid van het jetten beperkt wordt door de snelheid van het pijpleggschip, wat neerkomt op ca. 2 km per dag. Hierdoor duurt het opgraven van de 3,7 km lange leiding ongeveer twee dagen. Dit resulteert in een uitstoot van ca. 120 ton CO<sub>2</sub> en 2 ton NO<sub>x</sub> (als gevolg van het verbruik van 46 m<sup>3</sup> diesel).
- *Emissies naar water.* Directe effecten op de waterkwaliteit zijn bij beide opgravingsmethoden minimaal.
- *Uitstraling van licht/geluid.* Onder- en bovenwatergeluid en verlichting van de gebruikte werkschepen kan dieren in het werkgebied verstoren. Dit effect is echter minimaal en beperkt tot de tijdsduur van de werkzaamheden. Daarnaast is het mogelijk om mitigerende maatregelen te gebruiken, waardoor de dieren de minder overlast ervaren.

Samengevat zijn de effecten op het milieu t.a.v. het opgraven van de leiding:

	<b>Milieueffecten - Ontgraven (MFE)</b>	<b>Milieueffecten - Ontgraven (jetting)</b>
<b>Dieselverbruik</b>	52 m <sup>3</sup>	46 m <sup>3</sup>
<b>CO<sub>2</sub>-uitstoot</b>	135 ton CO <sub>2</sub>	120 ton CO <sub>2</sub>
<b>NO<sub>x</sub>-uitstoot</b>	2,2 ton NO <sub>x</sub>	2 ton NO <sub>x</sub>

- ii. **het verwijderen van de kabel/leiding. Wat zijn hierbij de effecten tijdens de uitvoering zoals: brandstofverbruik, emissies, geluid en licht? Wat zijn de gevolgen van het verwijderen zoals het gebruik van het materieel?**

*Gevolgen (materieel).* Voor cut-and-lift wordt gebruik gemaakt van een DSV en een PSV; voor reverse S-lay van een pijpleggschip, een DSV en een PSV (zie vraag 31).

*Effecten (brandstof en emissies, licht/geluid).* Zoals genoemd bij vraag 37, sub i, verbruikt een DSV 7 m<sup>3</sup> diesel per dag. Een pijpleggschip van gemiddelde grootte verbruikt 42 m<sup>3</sup> en een PSV 15 m<sup>3</sup> diesel per dag.

- *Emissies lucht.*
  - i. *Cut -and-lift.* Zoals gesteld bij vraag 31 zal het in secties blootgraven en verwijderen van de leiding met de cut-and-lift + MFE methode ca. 20 weken duren. Ervan uitgaande dat 75% van deze tijd besteed

<sup>30</sup> De overige 75% wordt gebruikt voor verwijdering en transport naar de kade; zie volgende vraag.

wordt aan het verwijderen van de leiding, zal de uitstoot van de DSV ca. 400 ton CO<sub>2</sub> en 6,6 ton NO<sub>x</sub> bedragen (als gevolg van het verbruik van 150 m<sup>3</sup> diesel). De PSV zal gedurende die maand aanwezig moeten zijn. Dit resulteert in een dieselverbruik van 444 m<sup>3</sup>, 1.155 ton CO<sub>2</sub>-uitstoot en 19 ton NO<sub>x</sub>-uitstoot.

- ii. *Reverse S-lay*. Alvorens het pijpleggschip kan beginnen met het verwijderen van de leiding moet deze worden voorbereid om te kunnen worden opgepakt. Deze voorbereidingen duren ongeveer 1 week. Dit resulteert in een dieselverbruik van ongeveer 175 m<sup>3</sup>, een CO<sub>2</sub>-uitstoot van 455 ton en een NO<sub>x</sub>-uitstoot van 7,5 ton. De mobilisatie en demobilisatie van het pijpleggschip duurt ongeveer 4 dagen. De werksnelheid van een dergelijk schip is ongeveer 2,000 meter per dag, waardoor het schip ongeveer 1 week bezig zal zijn. Dit resulteert in een dieselverbruik van het pijpleggschip van 350m<sup>3</sup>, een CO<sub>2</sub>-uitstoot van 900 ton en een NO<sub>x</sub>-uitstoot van 15 ton.
- *Emissies naar water*. Directe effecten op de waterkwaliteit, waarbij de (werk)schepen als bron van de emissie gezien worden, is bij beide methoden minimaal. Ook als gevolg van het doorsnijden van de leiding zijn er geen emissies naar het water, omdat de leiding als onderdeel van het buiten bedrijf stellen is gereinigd.
  - *Uitstraling van licht/geluid*. Onder- en bovenwatergeluid en verlichting van de gebruikte werkschepen kan dieren in het werkgebied verstoren. Dit effect is echter minimaal en beperkt tot de tijdsduur van de werkzaamheden.

*Effecten (terugwinning metaal leiding)*. Het terugwinnen van het metaal van de leiding kan milieubaten opleveren: als de hele leiding wordt verwijderd, kan er ca. 360 ton staal worden teruggewonnen. Voordat dat staal echter kan worden hergebruikt, moet het worden ontdaan van de FBE-coating. Volgens het Energie Informatie Agentschap ("EIA"), veroorzaakt de productie van 1 ton nieuw staal een CO<sub>2</sub>-uitstoot van 1,4 ton. De energie en bijbehorende CO<sub>2</sub>-uitstoot om de FBE-coating van de leiding te verwijderen is gelijk aan ca. 10% van de energie en CO<sub>2</sub>-uitstoot bij de productie van nieuw staal. Het omsmelten van bestaand staal vereist nog eens 30% van die energie en CO<sub>2</sub>-uitstoot. Daarnaast zorgt transport en overslag van 360 ton leiding nog voor extra energieverbruik en CO<sub>2</sub>-uitstoot (zie vraag 37, sub iii). Om het simpel te houden, gaat Petrogas ervan uit dat de CO<sub>2</sub>-reductie bij recycling van het staal 50% is in vergelijking met de productie van nieuw staal. Dat komt neer op een CO<sub>2</sub>-reductie van ca. 250 ton. Het is echter belangrijk om te benadrukken dat de CO<sub>2</sub>-uitstoot die nodig is om het staal in eerste instantie terug te winnen 585% tot 670% bedraagt (afhankelijk van de verwijdermethode) van de te behalen reductie.

Deze percentages worden nog groter wanneer ze worden afgewogen tegen alle benodigde verwijderingshandelingen. Dit betekent dat, ondanks de voorgespiegelde CO<sub>2</sub>-reductie door het herwinnen en recyclen van staal, de totale CO<sub>2</sub>-uitstoot die nodig is om dit staal te verkrijgen nog steeds aanzienlijk is (zie volgende pagina). De veronderstelde CO<sub>2</sub>-reductie is daarmee in wezen misleidend.

Samengevat zijn de effecten op het milieu t.a.v. het verwijderen van de leiding:

**Directoraat-generaal  
Groningen en Ondergrond**

**Format voor**  
Melding buiten werking  
pijpleiding/kabel – olie en gas  
offshore

	<b>Milieueffecten - Verwijderen (cut-and-lift)</b>	<b>Milieueffecten - Verwijderen (reverse S-lay)</b>
<b>Diesilverbruik</b>	646 m <sup>3</sup>	571 m <sup>3</sup>
CO <sub>2</sub> -uitstoot - CO <sub>2</sub> -reductie 1.900 ton teruggewonnen staal <b>= Netto CO<sub>2</sub>-uitstoot</b>	1.690 ton CO <sub>2</sub> - 250 ton CO <sub>2</sub>  <b>= 1.440 CO<sub>2</sub>-uitstoot</b>	1.475 ton CO <sub>2</sub> - 250 ton CO <sub>2</sub>  <b>= 1.225 CO<sub>2</sub>-uitstoot</b>
<b>NO<sub>x</sub>-uitstoot</b>	28 ton NO <sub>x</sub>	25 ton NO <sub>x</sub>

**iii. transport en verwerking van de leiding. Wat zijn hierbij de effecten van de transportschepen en -trucks en de verwerking op land? Welke emissies komen hierbij vrij? Welke afval- en materiaalstromen komen vrij?**

*Gevolgen (transportschepen en trucks) en effecten (brandstof en emissies).* De leidingdelen worden, na verwijdering, afhankelijk van de methode, naar land vervoerd met behulp van een PSV (die tijdens de verwijdering als tijdelijke opslag dient) of het pijpleggschip. Gezien de locatie van de leiding, ligt transport naar de havens van Den Helder of IJmuiden voor de hand, met een verwachte vaartduur van ca. 6 tot 12 uur. Het transport van zee naar land resulteert daarmee in een verbruik van ca. 7,5 – 20 m<sup>3</sup> diesel en een uitstoot van 20 – 52 ton CO<sub>2</sub> en 0,3 – 1 ton NO<sub>x</sub>. Het lossen van het schip duurt ca. 1 dag per keer. Dit resulteert in een verbruik van 15 – 40 m<sup>3</sup> diesel en een uitstoot van 40 – 104 ton CO<sub>2</sub> en 0,6 – 2 ton NO<sub>x</sub>. Het uitgangspunt is dat de leidingdelen direct bij een schrootverwerker gelost kunnen worden en er dus nauwelijks/geen vervoer over land noodzakelijk is.

*Gevolgen (verwerking aan land) en effecten (brandstof en emissies, vrijkomen schroot en afval).* Bij vraag 32 worden de afvalstromen beschreven die vrijkomen bij verwerking van de verwijderde leiding. Om de FBE coating te verwijderen is er, o.b.v. het in vraag 37 sub ii genoemde energieverbruik, ca. 20 m<sup>3</sup> diesel nodig. Dit resulteert in een uitstoot van 52 ton CO<sub>2</sub> en 1 ton NO<sub>x</sub>. Daarnaast is het omsmelten van het staal een bron van uitstoot. Zoals vermeld in vraag 37 sub ii, is dit 30% van de uitstoot van het produceren van nieuw staal, dit staat gelijk aan het verbruiken van ca. 60 m<sup>3</sup> diesel, met een uitstoot van 156 ton CO<sub>2</sub> en 3 ton NO<sub>x</sub>. Kraan- en andere vervoershandelingen op het terrein van de schrootwerker zijn overigens niet meegenomen in deze verbruiks- en emissieberekening. Ten slotte moet er rekening worden gehouden met vervoer over land voor verdere verwerking. Dit komt neer op een equivalent van ca. 20 m<sup>3</sup> diesel, met een uitstoot van 52 ton CO<sub>2</sub> en 1 ton NO<sub>x</sub>.

Samengevat zijn de effecten op het milieu t.a.v. het transport en verwerking van de leiding:

**Directoraat-generaal  
Groningen en Ondergrond**

**Format voor**  
Melding buiten werking  
pijpleiding/kabel – olie en gas  
offshore

	<b>Milieueffecten – Transport en verwerking</b>			
	Transport	Lossen	Verwerking aan land	<b>Totaal</b>
<b>Dieselvebruik</b>	7,5 – 20 m <sup>3</sup>	15 – 40 m <sup>3</sup>	100 m <sup>3</sup>	<b>122,5 – 160 m<sup>3</sup></b>
<b>CO<sub>2</sub>-uitstoot</b>	20 – 52 ton	40 – 104 ton	260 ton	<b>320 – 416 ton</b>
<b>NO<sub>x</sub>-uitstoot</b>	0,3 – 1 ton	0,6 – 2 ton	4,2 ton	<b>5,1 – 7,2 ton</b>

- iv. het achterlaten van de kabel/leiding. wat zijn de gevolgen van monitoring, zoals inspecties met schepen en emissies? Wat zijn de effecten op het lokale milieu, zoals het verlies van de grondstoffen van de leiding door degradatie, de emissies tijdens inspecties, en het achtergelaten vervuilende stoffen? Wat zijn de effecten van het achterlaten van verdere bij de kabel/leiding horende onderdelen, zoals matrassen of stortsteen?**

*Gevolgen/effecten (afdekken uiteinden).* Zoals gesteld bij vraag 28, zal het afdekken van de leiding met stortsteen met een DSV twee dagen duren. Dit resulteert in een dieselvebruik van 14 m<sup>3</sup>, een CO<sub>2</sub>-uitstoot van 36 ton en een NO<sub>x</sub>-uitstoot van 0,6 ton.<sup>31</sup>

*Gevolgen/effecten (inspecties: materieel, brandstof en emissies).* Om de leiding te inspecteren wordt een Survey Vessel gebruikt, die ca. 10 m<sup>3</sup> diesel per dag verbruikt. Momenteel wordt de leiding elke vier jaar geïnspecteerd, als onderdeel van een gezamenlijke campagne met een aantal andere operators. Deze gedeelde aanpak leidt tot efficiëntere operaties, verminderde emissies op de Noordzee, en de kosten worden ook verdeeld. De inspectie (specifiek toegerekend aan deze leiding) duurt ca. 6 uur. Over een periode van vier jaar betekent dit een verbruik van 2,5 m<sup>3</sup> diesel en een uitstoot van 6,5 ton CO<sub>2</sub> en 0,1 ton NO<sub>x</sub>.

Het is belangrijk om op te merken dat de emissies die verband houden met inspecties naar verwachting in de toekomst significant zullen dalen. Onder leiding van een van de voornaamste inspectiebedrijven, Fugro, heeft het consortium MENENS (*Methanol als Energiestap Naar Emissieloze Nederlandse Scheepvaart*) onlangs een RVO-subsidie toegekend gekregen voor de ontwikkeling van methanol als emissievrije brandstof voor schepen. Deze ontwikkeling biedt het veelbelovende vooruitzicht dat toekomstige inspecties volledig emissievrij kunnen plaatsvinden. In de praktijk maakt Fugro voor inspectiewerkzaamheden al gebruik van een uncrewed surface vessel, Orca. Dit hybride aangedreven schip heeft een brandstofverbruik dat 95% lager is dan dat van conventionele schepen.

<sup>31</sup> Loskoppelwerkzaamheden zijn niet meegenomen omdat dit in het leave in situ- en verwijderscenario nodig zijn, en de effecten op het milieu, de ecologie en op veiligheid dus identiek zijn. Zie vraag 28.

*Gevolgen/effecten (verlies grondstoffen leiding) en leave in situ (achterlaten leidingen, betonmatrassen, stortsteen e.d.).*

**Directoraat-generaal  
Groningen en Ondergrond**

**Format voor**  
Melding buiten werking  
pijpleiding/kabel – olie en gas  
offshore

- Als de leiding achtergelaten wordt gaat er 360 ton staal verloren. Daarnaast vervalt de eerdergenoemde potentiële CO<sub>2</sub>-reductie van 250 ton, verbonden aan het recyclen van dit staal. Echter, hoewel deze cijfers op het eerste gezicht aanzienlijk lijken, is van belang dat deze reductie in het niet valt bij de CO<sub>2</sub>-uitstoot die nodig is om dit staal in eerste instantie te verkrijgen; zoals gedetailleerd beschreven bij vraag 37, sub ii.
- De gevolgen van het achterlaten van stortsteen en betonmatrassen zijn verwaarloosbaar en zijn niet nader bepaald omdat de mogelijkheden tot hergebruik hiervan beperkt zijn.

Samengevat zijn de effecten op het milieu t.a.v. het achterlaten van de leiding:

	Milieueffecten – Laten liggen	
	Afdekken leiding met stortsteen	Inspecties (vierjaarlijks)
<b>Diesilverbruik</b>	14 m <sup>3</sup>	2,5 m <sup>3</sup> *
<b>CO<sub>2</sub>-uitstoot</b>	36 ton CO <sub>2</sub>	6,5 ton CO <sub>2</sub> *
<b>NO<sub>x</sub>-uitstoot</b>	0,6 ton NO <sub>x</sub>	0,1 ton NO <sub>x</sub> * <i>*naar verwachting lager in de toekomst</i>
<b>Verlies staal: - grondstof - ongebruikte - CO<sub>2</sub> reductie</b>	- 360 ton staal - 250 ton CO <sub>2</sub>	n.v.t.

**v. Geef een overzicht van het totale verbruik en de totale emissies van het achterlaten en het verwijderen van de leiding.**

	Milieueffecten – Ontgraven, verwijderen en verwerken				Milieueffecten – Laten liggen
	Cut-and-lift	Reverse S-lay	Afvalverwerking	Totaal	
<b>Diesilverbruik</b>	820 m <sup>3</sup>	657 m <sup>3</sup>	100 m <sup>3</sup>	<b>757 – 920 m<sup>3</sup></b>	<b>14 m<sup>3</sup></b>
<i>CO<sub>2</sub>-uitstoot</i>	2.130 ton	1.710 ton	260 ton	<b>1.970 – 2.390 ton CO<sub>2</sub><sup>32</sup></b>	<b>36,4 ton CO<sub>2</sub></b>
<i>CO<sub>2</sub>-effect gewonnen/verloren staal</i>	-250 ton	-250 ton	n.v.t.	<b>-250 ton CO<sub>2</sub></b>	<b>250 ton CO<sub>2</sub></b>
<b>Netto CO<sub>2</sub> uitstoot</b>	1.880 ton	1.460 ton	260 ton	<b>1.720– 2.140 ton CO<sub>2</sub><sup>33</sup></b>	<b>286 ton CO<sub>2</sub></b>
<b>NO<sub>x</sub>-uitstoot</b>	35 ton	28 ton	4,2 ton	<b>32 – 39 ton NO<sub>x</sub></b>	<b>0,6 ton NO<sub>x</sub></b>
	Inspecties (vierjaarlijks)				
<b>Diesilverbruik</b>					<b>2,5 m<sup>3</sup></b>
<b>CO<sub>2</sub>-uitstoot</b>	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	<b>n.v.t.</b>	<b>6,5 ton CO<sub>2</sub></b>
<b>NO<sub>x</sub>-uitstoot</b>					<b>0,1 ton NO<sub>x</sub></b>

<sup>32</sup> De 250 ton CO<sub>2</sub> die vrijkomt bij het verwerken van het staal is niet meegenomen in de tabel 'totaal' omdat deze al verdisconteerd is in het CO<sub>2</sub>-effect van het gewonnen/verloren staal (250 ton).

<sup>33</sup> Zie opmerking 32.

**Directoraat-generaal  
Groningen en Ondergrond**

**Format voor**  
Melding buiten werking  
pijpleiding/kabel – olie en gas  
offshore

**38. beschrijf de effecten op ecologie ten aanzien van:**

- i. het op-/uitgraven van de kabel/leiding. Wat zijn de effecten van de uitvoering, zoals aantasting van de bodemfauna, zichtafname, verontreiniging, verstoring en stikstofdepositie? Wat zijn de gevolgen, zoals bodemaantasting, vertroebeling, mogelijke opwoeling van oude lokale verontreinigingen zoals OBM houdend materiaal rondom platforms, en de aanwezigheid van schepen, apparatuur en licht?**

*Gevolgen.* Behoudens onderstaand punt over OBM, zijn de relevante gevolgen die verband houden met het verwijderen van de leiding (incl. stikstofemissies) al besproken bij vraag 37, sub i.

Wat OBM betreft geldt dat bij 5 van de 9 putten bij het Hoorn platform gebruik is gemaakt van OBM, hoofdzakelijk voor de reservoirsectie. Bij het Helder platform is bij 1 van de 17 putten gebruik gemaakt van OBM. Hierbij is echter het 'skip & ship' principe toegepast, wat betekent dat al het boorgruis werd opgevangen in een container (en naar land werd verscheept voor verwerking in een centrale). Het is derhalve zeer onwaarschijnlijk dat er OBM-vervuild boorgruis op de zeebodem terecht is gekomen. Dit is ook bevestigd in zogenaamde 'debris surveys', waarbij geen OBM waargenomen is nabij het Hoorn of het Helder platform.

*Effecten.* Het ontgraven en verwijderen van de leiding vindt gelijktijdig plaats. Daardoor worden de ecologische effecten gecombineerd besproken bij de volgende vraag.

- ii. het verwijderen van de kabel/leiding op zee. Wat zijn de effecten van de uitvoering, zoals aantasting van de bodemfauna, verstoring door licht, geluid en aanwezigheid en wat is de stikstofdepositie? Wat zijn de gevolgen, zoals de afname van hard substraat en de aanwezigheid van schepen?**

*Gevolgen.* Behoudens onderstaand punt over hard substraat, zijn de relevante gevolgen die verband houden met het verwijderen van de leiding (incl. stikstofemissies/deposities) al besproken bij vraag 37 (over milieu), sub ii.

Wat hard substraat betreft geldt dat er weinig tot geen *natuurlijk* hard substraat aanwezig is op het leidingtracé. Er bevindt zich enkel *artificieel* hard substraat (d.w.z. stortsteen en matrassen) in de nabijheid van de voormalige locaties van het Hoorn, respectievelijk het Helder platform. Een deel van dit substraat zal tijdens de verwijderwerkzaamheden worden omgewoeld (waarna het zal blijven liggen). De effecten hiervan worden in de volgende paragraaf besproken.

*Effecten.* De potentiële ecologische effecten van het opgraven en verwijderen van de leiding omvatten:

- *Aantasting bodemfauna:* Het omwoelen van het hard substraat en de zeebodem (inclusief de daarbij behorende sedimentatie) kan de bodemfauna ter plaatse aantasten. Benthische organismen zoals schelp- en schaaldieren,

**Directoraat-generaal  
Groningen en Ondergrond**

**Format voor**  
Melding buiten werking  
pijpleiding/kabel – olie en gas  
offshore

wormen, anemonen en algen, worden opgegraven en naast de sleuf gedeponneerd, wat een deel ervan kan doden. Echter, het 'Compendium voor de Leefomgeving' rapporteert een relatief lage biodiversiteit in langdurig bevestigde gebieden (m.a.w. *buiten* de veiligheidszone van een offshore platform). Derhalve zal de impact op de bodemfauna door de ontgraving en verwijdering van de leiding naar verwachting klein zijn.

- **Vertroebeling:** Tijdelijke vertroebeling van helder zeewater kan potentieel ernstige gevolgen hebben, zoals verminderd zicht voor zichtjagers onder de zeedieren (zoals bepaalde vissoorten). Echter, in dit specifieke geval zal de impact klein zijn, omdat de werkzaamheden tijdelijk van aard zijn, er hoogstwaarschijnlijk sprake zal zijn van lage vertroebelingsconcentraties, en deze plaatsvinden in een gebied zonder bijzondere natuurwaarden.
- **Onderwatergeluid:** Bij het uitvoeren van de verwijderwerkzaamheden wordt onderwatergeluid geproduceerd. Het onderwatergeluid van de gebruikte schepen zou het gedrag van zeezoogdieren tijdelijk kunnen verstoren. De cut-and-lift methode zal wat dat betreft de meeste negatieve effecten veroorzaken vanwege de hogere geluidsproductie en langere tijdsduur. Het effect van dit onderwatergeluid moet getoetst worden aan de Omgevingswet (o.a. het aantal bruinvisverstoringdagen), waarbij mogelijk een Omgevingsvergunning voor een Flora en Fauna activiteit moet worden aangevraagd. Hierbij wordt niet verwacht dat de verwijderingswerkzaamheden, inclusief het eventueel formuleren van mitigerende maatregelen, tot een ontoelaatbaar negatief effect zal leiden.
- **Bovenwatergeluid:** De aanwezigheid en het bovenwatergeluid van de benodigde schepen kan met name een negatieve invloed hebben op (zee)vogels in het gebied, zoals de zeekoet. Verstoring van vogels kan ertoe leiden dat ze vluchten. Bij de cut-and-lift methode vinden de meeste vaarbewegingen plaats en duren de werkzaamheden het langst, waardoor deze methode de meeste verstoring veroorzaakt. Er is echter vaak voldoende alternatief leefgebied met dezelfde functies voor de vogels beschikbaar. De kans op een significant negatief effect op de verschillende vogelsoorten als gevolg van bovenwatergeluid wordt daarom als zeer klein ingeschat.
- **Uitstraling van licht:** Tijdens de verwijderwerkzaamheden stralen de werkverlichting van de schepen licht uit. Omdat het een continu proces is, zijn de schepen 's nachts verlicht om het werk goed uit te voeren en de veiligheid van de bemanning te waarborgen. Het licht van deze activiteiten kan een aantrekkingskracht hebben op vogels en vleermuizen. Echter, er zijn al verschillende offshore platformen in de buurt en er vindt al scheepvaart plaats, waardoor de tijdelijke en lokale toename van licht nauwelijks merkbaar zal zijn voor vogels en vleermuizen in het gebied.

**iii. het transport en verwerken van de kabel/leiding aan land.  
Wat zijn de effecten van de uitvoering, zoals verstoring  
door licht, geluid en aanwezigheid en stikstofdepositie?  
Wat zijn de gevolgen van de scheepvaartbewegingen? ...**

**Gevolgen.** De relevante gevolgen die verband houden met het transport en aan land verwerken van de leiding (incl. stikstofemissies/deposities) zijn al besproken vraag 37 (over milieu), sub iii.

**Directoraat-generaal  
Groningen en Ondergrond**

**Format voor**  
Melding buiten werking  
pijpleiding/kabel – olie en gas  
offshore

*Effecten.* De mogelijke effecten op de ecologie zijn de tijdelijke verstoring van vogels, vleermuizen en zoogdieren, en de tijdelijke stikstofdepositie door inzet van transportschepen (over binnenwater), vrachtwagens en ander materieel. De hoeveelheden NO<sub>x</sub>-uitstoot en bijbehorende effecten zijn reeds vermeld in par. vraag 37, sub iii.

**iv. het achterlaten van de leiding. Wat zijn de effecten van de uitvoering, zoals de beperking van bodemfauna door afname van het areaal, kansen voor bodemfauna door toename hard substraat, verandering van de biodiversiteit en de verhouding van soorten? Wat zijn de gevolgen, zoals het achterlaten van gebiedsvreemde voorwerpen en materialen op en in de zeebodem, afdekking van leidingeinden en blootgestelde secties, exoten of barrièrewerking?**

*Gevolgen/effecten.* De relevante gevolgen van het achterlaten van de leiding (incl. stikstofemissies/deposities) zijn al besproken bij vraag 37 (over milieu), sub iv.

- *Achterlaten gebiedsvreemde voorwerpen/materialen.* Hoewel het leidingstaal en het stortsteen nabij de voormalige locatie van het het Hoorn, respectievelijk Helder platform niet van nature in het gebied voorkomen, liggen deze er al sinds de aanleg van de leiding in 1983, en hebben ze hun plek gevonden binnen de mariene omgeving. Uit onderzoek van Wageningen Marine Research is voorts gebleken dat de biomassa van bodemdieren bij de fundering van het voormalige Halfweg-platform, waar zich stortsteen bevindt, twaalf keer hoger was dan in het zanderige referentiegebied. De leiding ligt in een zandige bodem en zal, rondom de uiteinden, worden afgestort met extra stortsteen. Dit kan de lokale biodiversiteit dus verhogen en de ecologie verbeteren.

Uit een studie van Elsevier<sup>34</sup> blijkt dat het 400 tot 800 jaar duurt voordat de FBE coating vergaan is. Dit zou betekenen, worst case, dat er dan ca. 4 kilo aan microplastics per jaar zal vrijkomen.

Bij het eventuele vergaan van de leiding komen er geen ontoelaatbare hoeveelheden gebiedsvreemde stoffen vrij, zie tevens vraag 25.

- *Aantasting bodemfauna en vertroebeling:* Het achterlaten van de leiding kan leiden tot aantasting van de bodemfauna en vertroebeling van het zeewater als gevolg van het afdekken van de leidingeinden. Dit effect is echter veel kleiner en meer tijdelijk dan bij het verwijderen van de leiding, zoals beschreven bij vraag 38, sub ii.
- *Barrièrewerking.* Er is geen sprake van barrièrewerking omdat de leiding begraven ligt, en daarom is er geen afname van het areaal. Om dezelfde reden kunnen exoten de leiding niet als corridor gebruiken.

**v. Geef een overzicht van alle effecten op de ecologie van het achterlaten en verwijderen van de kabel/leiding ten behoeve van de wegging van ecologische aspecten.**

Bij het verwijderen van de leiding zijn er verscheidene ecologische effecten te verwachten, zoals aantasting van de bodemfauna en mogelijke verstoring van het mariene leven door onder- en bovenwatergeluid. Deze effecten zijn echter tijdelijk

<sup>34</sup> "Degradation and lifetime prediction of plastics in subsea and offshore infrastructures"

en beheersbaar, en worden verwacht te herstellen na voltooiing van de werkzaamheden. De ecologische impact van het in situ laten van de leiding is echter wel geringer, gezien de kortere en minder invasieve werkzaamheden. Bovendien kan het toevoegen van extra hard substraat bij de uiteinden van de leiding potentieel gunstig zijn, aangezien uit onderzoeken blijkt dat dit de lokale biodiversiteit kan versterken. Er is dus geen substantieel verschil is tussen de ontmantelingsopties voor wat betreft de mogelijke ecologische effecten.

Voor de volledigheid: de stikstofemissie en -depositie zijn reeds inbegrepen in de analyse van de milieu-impact.

**Directoraat-generaal  
Groningen en Ondergrond**  
**Format voor**  
Melding buiten werking  
pijpleiding/kabel – olie en gas  
offshore

### **39. beschrijf de effecten op veiligheid ten aanzien van:**

- i. Het opgraven van de kabel/leiding. Wat zijn de effecten van de uitvoering, zoals de risico's van de duikoperaties en de werkzaamheden op de schepen. Wat zijn de risico's op beschadiging van andere kabels en leidingen? Zijn er verdere risico's waarmee rekening wordt gehouden?**

*Gevolgen/effecten (risico's).* Het opgraven van de leiding vereist duikoperaties (in zeer beperkte mate) en de inzet van *Remotely Operated Vehicles* ("**ROV's**") vanaf werkschepen. Dit brengt verschillende veiligheidsrisico's met zich. Het duiken is fysiek zwaar en risicovol werk dat onder moeilijke omstandigheden, zoals kou en stroming, wordt uitgevoerd. Vanwege het werken diep onder water zijn calamiteiten moeilijk te corrigeren en daarom vaak fataal. De risico's aan boord van het werkschip omvatten brandstoflekkages of het vallen of overboord slaan van personeel of materieel, bijv. als gevolg van slecht weer, het verschuiven van materieel wegens gebrekkige sea-fastening, of het botsen met obstakels. Dit kan leiden tot verwondingen, overlijden, schade of het vergaan van materieel of het schip. Al deze risico's zijn versterkt aanwezig omdat het hier gaat om niet-reguliere offshore werkzaamheden.

Het verzekeren tegen bovengenoemde risico's is overigens, middels specifieke verzekeringen zoals Decommissioning Allrisk-verzekeringen, mogelijk, maar de bijbehorende premiekosten zijn hoog. Dit draagt bij aan de toch al hoge kosten van een verwijderingsoperatie.

- ii. Het verwijderen van de kabel/leiding op zee. Wat zijn de effecten van de uitvoering, zoals de risico's bij zagen en tillen van de leidingonderdelen, risico's op het breken van de leiding door corrosie, risico's op het afbreken van de coatings? Wat zijn de gevolgen voor de werkzaamheden op de schepen, het mechanisch werk, duikoperaties en onderwaterwerk? In hoeverre wordt er gebruik gemaakt van Remote operated vehicles om duikoperaties te verminderen?**

*Gevolgen/effecten (risico's).* De voornaamste veiligheidsrisico's van verwijdering van de leiding worden hieronder beschreven. Het is goed te realiseren dat het, zoals vermeld bij vraag 32, hier gaat om een 3,7 km lange leiding, die in ca. 300 stukken van 12 meter gezaagd wordt, met een droog gewicht van 1.160 kg per stuk.

**Directoraat-generaal  
Groningen en Ondergrond**

**Format voor**

Melding buiten werking  
pijpleiding/kabel – olie en gas  
offshore

- **Cut-and-lift:** Het verwijderen van de leiding met cut-and-lift vereist zowel werkzaamheden op werkschepen, als werkzaamheden onder water (met behulp van ROV's en duikers). Zoals bij vraag 39, sub i beschreven brengt dit verschillende algemene veiligheidsrisico's met zich, met name omdat het niet-reguliere offshore werkzaamheden zijn en het om fysiek zwaar en risicovol werk gaat dat onder moeilijke omstandigheden wordt uitgevoerd, met weinig mogelijkheid om calamiteiten onder water te herstellen.

Daarnaast zijn er specifieke risico's verbonden aan het hijsen van de leidingdelen door de waterlijn en de handling aan boord van het werkschip. Hierbij kan er sprake zijn van vallende lasten die moeilijk te controleren zijn, het bezwijken van materieel door overbelasting als gevolg van dynamische effecten, of het raken van obstakels met de stukken pijp.

- **Reverse S-lay:** Bij het verwijderen van de leiding met reverse S-lay moeten er diverse voorbereidingen getroffen worden met een CSV (zie vraag 31) en ook tijdens het verwijderen zal het pijpleggschip ondersteund worden door een CSV en PSV. Vanaf de CSV worden ROV's en duikers ingezet. De veiligheidsrisico's hiervan staan hierboven beschreven (zie bij cut-and-lift).

Op het pijpleggschip zijn er risico's bij (i) het aan boord trekken van de leiding (o.a. mechanisch falen als gevolg van de uitgeoefende krachten op de leiding en de installaties op het schip (zoals de stinger), (ii) het in stukken zagen van de leiding, en (iii) handling aan boord van het pijpleggschip.

- **Breuk:** Breuk van de leiding tijdens het toepassen van reverse S-lay, als gevolg van corrosie of waterstofbrosheid, wordt niet verwacht (zie vraag 24). De leiding heeft geen piggy-back leidingen die af kunnen afbreken (zie vraag 19).
- **Verontreinigingen:** Er zijn geen verontreinigingen van de leiding die een risico kunnen vormen voor personeel (zie vraag 25).

**iii. Het transport en de verwerking van de kabel/leiding. Wat zijn de effecten van de werkzaamheden, zoals transport- en overslagrisico's en bij het verwerken van de leiding? Wat zijn de gevolgen van de werkzaamheden bij het transport per schip en truck en de verwerking aan land?**

**Gevolgen/effecten (risico's).** Het transport over de weg zal zoveel mogelijk worden beperkt; transport zal voornamelijk plaatsvinden over water, bij voorkeur direct vanaf het offshore leidingtracé naar een schrootverwerker in de haven. De grootste veiligheidsrisico's spelen op het moment van overslag vanaf de boot naar de verwerker en transport en handling aldaar. Risico's van transport en overslag (hijsen en handling) zijn beschreven bij vraag 39, sub ii. Ook aan het gereedmaken voor verwerking (bijv. ontdoen van de anodes en coating) en verwerken zijn veiligheidsrisico's verbonden. Het verwijderen van deze coating is arbeidsintensief en fysiek zwaar belastend werk.

**iv. De risico's voor derden bij het achterlaten van de kabel/leiding. Wat zijn de risico's voor het haken van trawlnetten en ankers? Wat zijn de langdurige risico's bij het vergaan van de leiding, zoals beweging of gedeeltelijke instorting van de leiding?**

**Directoraat-generaal  
Groningen en Ondergrond**

**Format voor**  
Melding buiten werking  
pijpleiding/kabel – olie en gas  
offshore

*Gevolgen/effecten.* Als de leiding blijft liggen zijn er geen risico's voor derden zoals (trawler)vissers, omdat de leiding veilig overvisbaar is. Bovendien blijft Petrogas verplicht tot periodieke controle hierop in het kader van de eerdergenoemde inspectieverplichting. Indien nodig zullen herstelwerkzaamheden worden uitgevoerd. Zie vraag 23 voor meer informatie over al deze punten.

**v. Geef een overzicht van alle effecten op de veiligheid van het achterlaten en verwijderen van de kabel/leiding ten behoeve van de weging van de veiligheidsaspecten.**

Het verwijderen van de leiding is hoog-risico werk dat ingrijpende en riskante handelingen vereist zoals risicovolle duikoperaties en het hijsen van zware stukken pijp. Hierbij bestaat het gevaar van neerstortend of overboord slaand materieel, aanraking met obstakels, of mechanisch falen van onderdelen van het schip. Dit brengt aanzienlijke risico's met zich mee voor de betrokken personen, die nog eens versterkt aanwezig zijn, omdat het hier gaat om niet-reguliere offshore werkzaamheden. Daarentegen zijn de veiligheidsrisico's bij het laten liggen van de leiding beduidend lager. Weliswaar zijn er ook duikoperaties nodig, maar deze zijn beduidend eenvoudiger en korter van aard. Overigens behelst het laten liggen van de leiding geen veiligheidsrisico's voor derden, zoals trawlvissers, omdat de leiding overvisbaar is<sup>35</sup>. Bij het verwijderen van de leiding kan kruisende infrastructuur mogelijk beschadigd worden.

Eén en ander wordt kort samengevat in onderstaande risicoanalyse, gebaseerd op de Petrogas Risicomatrix<sup>36</sup>. In deze matrix worden kansen en effecten gescoord op een schaal van 1 tot 6, waarbij 6 de laagste kans, respectievelijk het minst erge effect is. Het hieruit volgende risico wordt gescoord op een schaal van 1 tot 10, waarbij een score van 10 het laagste risico is.

<b>Effecten op VEILIGHEID</b>	<b>KANS</b>	<b>EFFECT</b>	<b>RISICO</b>
Opgraven van de leiding	4	3	6
Verwijderen van de leiding op zee	3	3	5
Transporteren en verwerken van de leiding	3	3	5
Het achterlaten van de leiding	5	3	7
Risico's voor de visserij bij achterlaten	6	3	8

**40. Beschrijf de effecten op de kosten ten aanzien van:**

**i. Het opgraven en verwijderen van de kabel/leiding. Geef hierbij een kosteninschatting van alle werkzaamheden.**

De kosten voor het ontgraven en verwijderen van de leiding wordt uitgebreid beschreven bij vraag 30 en 31 en zijn hieronder, nogmaals, samengevat:

<sup>35</sup> Zie ook vraag 23 en bijlage 10

<sup>36</sup> Zie bijlage 11

**Directoraat-generaal  
Groningen en Ondergrond**

**Format voor**  
Melding buiten werking  
pijpleiding/kabel – olie en gas  
offshore

	<b>Kosten MFE + cut-and-lift</b>	<b>Kosten Jetting + reverse S-lay</b>
Mob/demob	€ 300k	€ 1,3 mio
Vorbereidingen	n.v.t.	€ 1,2 mio
Ontgraven	€ 740k	€ 325k
Kosten PSV	€ 670k	n.v.t.
Verwijderen	€ 2,2 mio	€ 650k
Transport en overslag	€ 150k	€ 150k
Onvoorzien (25%)	€ 1,0 mio	€ 910k
<b>Totaal</b>	<b>€ 5,1 mio</b>	<b>€ 4,5 mio</b>

**ii. Het transport en de verwerking van de kabel/leiding. Denk hier aan recycling en hergebruik. Geef hierbij een inschatting van de kosten en opbrengsten.**

De kosten voor transport en verwerking worden uitgebreid behandeld bij vraag 32 en zijn hieronder, nogmaals, samengevat:

Verwijderen PE-coating:	€ 10 per meter
<b>Subtotaal verwijderen coating:</b>	<b>€ 10 per meter</b>
Handling en transport op locatie:	€ 100 per ton
Omsmelten:	€ 60 per ton staal
<b>Subtotaal handling, transport en smelten:</b>	<b>€ 160 per ton</b>
<b>Totale verwerkingskosten van de leiding:</b>	<b>€ 95k</b>

De dagprijs van staal is momenteel ca. €150 - €200 per ton, wat betekent dat het gerecyclede staal ongeveer €54k - €72k zal opbrengen.

**iii. Het achterlaten van de kabel/leiding. Geef hierbij een inschatting van de kosten.**

De kosten van het achterlaten (en inspecteren) van de leiding zijn in detail beschreven bij vraag 28 en 29.

Het afdekken van de leidinguiteinden met steenbestorting kost ca. €250k. Het 4-jaarlijks inspecteren van de leiding kost (thans nog) ongeveer 9k euro per keer.

**iv. Geef een overzicht van alle kosten voor het achterlaten en verwijderen van de kabel/leiding ten behoeve van een afweging van de weging van aspecten ten behoeve van de kosten.**

Dit overzicht is reeds gegeven bij de beantwoording van vraag 33 en hieronder, nogmaals, samengevat:

**Directoraat-generaal  
Groningen en Ondergrond**

**Format voor**  
Melding buiten werking  
pijpleiding/kabel – olie en gas  
offshore

	<b>Kosten &amp; Planning - Verwijderen</b>				<b>Kosten - Laten liggen</b>
	<b>MFE + cut-and-lift + transport naar verwerker</b>	<b>Jetting + reverse S-lay + transport naar verwerker</b>	<b>Verwerking aan wal (excl. opruimen en decontaminatie)</b>	<b>Totaal</b>	
Kosten werkzaamheden (incl. onvoorzien (25%))	€ 5,1 mio	€ 4,5 mio	€ 95k	<b>€ 4,6 – 5,2 mio</b>	<b>€ 250k</b>
Kosten inspecties (4-jaarlijks)	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	<b>n.v.t.</b>	<b>€ 4k</b>

### Samenvatting en conclusie

- 41. Geef in een tabel of een ander overzicht een samenvattende beschrijving van alle bovenstaande aspecten en de effecten van verwijderen en achterlaten van de kabel/leiding.**

<b>Aspect</b>	<b>Toelichting</b>
<b>1. Emissies en overige milieuaspecten (zie vraag 37)</b>	
<b>a) Emissies (CO<sub>2</sub> en NO<sub>x</sub>)</b>	De milieu-impact van het verwijderen van de leiding is aanzienlijk, met grote hoeveelheden CO <sub>2</sub> en NO <sub>x</sub> uitstoot tot gevolg. Vergeleken met het in situ laten van de leiding, zouden de emissies bij verwijdering met de cut & lift / reverse S-lay-methode ca. 98% hoger zijn.
<b>b) Verbruik grondstoffen (brandstof)</b>	Het verwijderen van de leiding vereist aanzienlijke hoeveelheden brandstof, variërend van 571 tot 646 m <sup>3</sup> , inclusief verwerking. Dit is vele malen hoger dan de 14 m <sup>3</sup> die nodig is bij leave in situ.
<b>c) Afvalverwerking</b>	Het verwerken van de verwijderde pijpleiding van 3,7 km lang is een ingewikkeld en kostbaar proces dat aanzienlijke afvalstromen genereert, waaronder stalen buizen (ca. 360 ton), aluminium anodes (ca. 1,5 ton) en FBE-coating (ca. 1,7 ton). Deze componenten vereisen gespecialiseerde verwerking, mogelijk landtransport, en gespecialiseerde stortings- of recyclefaciliteiten, die mogelijk niet beschikbaar zijn in Nederland of de EU. Dit alles verhoogt de emissies, veiligheidsrisico's en kosten van een verwijderoperatie. Het saldo van de verwerkingskosten en -opbrengsten

**Directoraat-generaal  
Groningen en Ondergrond**

**Format voor**  
Melding buiten werking  
pijpleiding/kabel – olie en gas  
offshore

	van de leiding is bovendien negatief (zie onder 'kosten').
<b>d) Verlies grondstoffen (staal)</b>	Bij leave in situ gaat 360 ton staal 'verloren' en wordt een potentieel CO <sub>2</sub> -voordeel gemist verbonden aan het recyclen van dit staal. Echter, hoewel deze cijfers op het eerste gezicht materieel lijken, is van belang dat deze reductie in het niet valt bij het brandstofgebruik en de CO <sub>2</sub> -uitstoot die nodig is om dit staal in eerste instantie te verkrijgen en vervolgens te recyclen. Het louter inzoomen op dit aspect zou daarom misleidend zijn; het is daarom passend geacht om deze factor als 'niet van toepassing' (n.v.t.) te beoordelen.
<b>e) Geluidsemissies (en lichtuitstraling)</b>	Verwijdering van de leiding kan een tijdelijke verstoring van het mariene ecosysteem veroorzaken door o.a. onder- en bovenwatergeluiden van schepen en materieel. Deze effecten zijn echter tijdelijk en beheersbaar, en verwacht wordt dat ze na de voltooiing van de werkzaamheden zullen herstellen. Desalniettemin zijn deze effecten veel kleiner bij leave in situ, vanwege de kortere en minder invasieve werkzaamheden (slechts twee dagen). Lichtuitstraling is beschouwd, maar wordt als niet relevant beoordeeld.
<b>2. Ecologie (zie vraag 38)</b>	
<b>a) Bodem(fauna)</b>	Het uitgraven van de leiding, uitgevoerd met MFE of jetting, over het 3,7 km lange traject, leidt tot gigantisch grondverzet en zodoende bodemverstoring en vertroebeling van het zeewater, waarbij benthische organismen zoals schelpdieren kunnen worden aangetast. Relevant is dat de biodiversiteit in dit langdurig beviste gebied relatief laag is, waardoor de totale impact desondanks beperkt blijft. Maar hoewel deze effecten gering, lokaal en zelfherstellend zijn (het omgewoelde zand sedimenteert weer binnen max. een dag), komen ze niet voor bij de leave in situ-optie.
<b>b) Vogels, zeezoogdieren, vissen (geluid, licht, watervertroebeling)</b>	Verwijdering van de leiding kan een tijdelijke verstoring van het mariene ecosysteem - de vogels, zeezoogdieren en vissen - veroorzaken door onder- en bovenwatergeluiden en het troebel worden van het zeewater. Hoewel deze effecten tijdelijk en beheersbaar zijn, en men verwacht dat het ecosysteem zich na voltooiing van de werkzaamheden zal herstellen, is de impact van de langdurige en intensieve verwijderingsmethoden 'cut-and-lift' (1 maand) en 'reverse S-lay' (2 weken) groter dan de minimale verstoring bij het 'in situ' laten van de leiding, die slechts twee dagen duurt. Laten liggen heeft bovendien een extra voordeel: door hard substraat bij te storten

**Directoraat-generaal  
Groningen en Ondergrond**

**Format voor**  
Melding buiten werking  
pijpleiding/kabel – olie en gas  
offshore

	<p>bij de uiteinden van de leiding, kan de lokale biodiversiteit versterkt worden. Hoewel deze werkzaamheden plaatsvinden in een gebied zonder bijzondere natuurwaarden, blijft het minimaliseren van de ecologische verstoring een belangrijke afweging. NB: De effecten van stikstofemissies en -deposities zijn al bij het eerste aspect - Emissies en overige milieuaspecten – meegenomen, resulterend in zeer negatieve scores voor de 'cut-and-lift' en 'reverse S-lay' verwijderopties.</p>
<b>3. Veiligheid (zie ook vraag 39)</b>	
<b>a) Veiligheidsrisico's verwijdering/ verwerking</b>	<p>Het verwijderen van de leiding en de handling ervan is hoog-risico werk, dat ingrijpende en riskante handelingen vereist, zoals risicovolle duikoperaties en het hijsen van zware stukken pijp. Hierbij bestaat het gevaar van duikongevallen, neerstortend of overboord slaand materieel, aanraking met obstakels of breuk van de leidingdelen. Dit brengt aanzienlijke risico's met zich voor de betrokken personen, die nog eens versterkt aanwezig zijn, omdat het hier gaat om niet-reguliere offshore werkzaamheden. Bij reverse S-lay is dit risico nog sterker aanwezig i.v.m. de onbewezen techniek. De veiligheidsrisico's bij het laten liggen van de leiding zijn daarentegen beduidend lager. Weliswaar zijn er ook duikoperaties nodig, maar deze zijn eenvoudiger en korter van aard.</p>
<b>b) Verontreinigingen</b>	<p>De leiding is grondig gereinigd (middels de in de industrie gebruikelijke pigging-techniek), gevuld met zeewater en vervolgens onderzocht. De resultaten toonden aan dat er <u>geen</u> ontoelaatbare niveaus van koolwaterstoffen, NORM of kwik aanwezig zijn. Dit betekent dat er <u>geen</u> risico bestaat op het vrijkomen van schadelijke stoffen in het milieu als deze blijft liggen - zelfs als de leiding, op termijn, zou degraderen.</p>
<b>c) Risico overige derden (bijv. visserij)</b>	<p>Inspectiedata tonen aan dat de leiding ruimschoots voldoet aan de NEN3656:2022-norm en geen neiging tot blootspoeling of vrije overspanning heeft, waardoor de veiligheid op zee, incl. de visserij en scheepvaart, <u>niet</u> in het gedrang komt. Dit werd bevestigd door de minister in 2019, die instemde met het verlagen van de inspectiefrequentie vanwege de bewezen stabiliteit en veiligheid van de leiding. Het feit dat er in de afgelopen 20+ jaren geen herstelwerkzaamheden nodig waren, versterkt deze conclusie. Nu de leiding gevuld is met zeewater, is haar stabiliteit zelfs nog verbeterd. Zowel voor in situ, als bij beide verwijdermethoden, is er</p>

**Directoraat-generaal  
Groningen en Ondergrond**

**Format voor**  
Melding buiten werking  
pijpleiding/kabel – olie en gas  
offshore

	zodoende geen of een zeer beperkt risico voor de visserij, de scheepsvaart of vergelijkbare derden.
<b>d) Risico's nabijgelegen infrastructuur</b>	Niet van toepassing; de leiding kruist geen andere infrastructuur en de nabijgelegen Helder- en Hoorn platformen zijn reeds verwijderd.
<b>4. Techniek, incl. technische haalbaarheid (zie vraag 28 t/m 32)</b>	
<b>a) Technische haalbaarheid, incl. projectfalen.</b>	Het laten liggen van de leiding vergt slechts eenvoudige werkzaamheden, waaronder het loskoppelen ervan en het afdekken van de leidinguiteinden met stortsteen (beiden reeds voltooid). Dit is dus technisch eenvoudig te realiseren. Het verwijderen van de leiding is, in theorie, technisch eveneens haalbaar, maar in de praktijk is er beperkte ervaring met de cut & lift en reverse S-lay technieken, en laatstgenoemde techniek is zelfs nog onbewezen voor dit type werk. Hoewel het risico op totaal projectfalen gering is, is het mogelijk dat, als de 'reverse S-lay' techniek niet naar verwachting presteert, er alsnog moet worden overgeschakeld naar een alternatieve techniek. Dit verhoogt de inherente risico's en kosten van het project.
<b>5. Kosten (zie vraag 28 t/m 32)</b>	
<b>a) Directe kosten</b>	Evident is dat de werkzaamheden bij het verwijderen van de leiding veel uitgebreider, en daarmee kostbaarder, zijn dan bij het laten liggen van de leiding. Verwijdering is, vanwege het in te zetten materieel, de tijdsduur van de werkzaamheden en de complexe verwerking bij een schrootverwerker, duur. De initiële kosten voor het laten liggen van de leiding zijn daarentegen juist beperkt, hoewel er rekening gehouden moet worden met terugkerende inspectiekosten. Deze kosten zijn echter laag en zullen naar verwachting de komende jaren nog verder dalen, mede doordat operators gezamenlijke inspectiecampagnes uitvoeren. Ter vergelijking: de geschatte kosten voor het verwijderen en verwerken aan wal, excl. opruimen en decontaminatie, liggen tussen de <u>€ 4,6 en 5,2 miljoen</u> . Daarentegen bedragen de kosten voor het laten liggen slechts <u>€ 250k (eenmalig) plus (thans) € 4k (vierjaarlijks)</u> . Dit benadrukt dat het in situ laten van de leiding de meest kostenefficiënte optie is.
<b>b) Saldo verwerking en kosten</b>	De hoge recyclekosten van het staal (ca. €95k) overschrijden de mogelijke opbrengsten van dat gerecyclede staal (ca. €72k). Daardoor biedt recycling geen netto voordeel op - het saldo van de

**Directoraat-generaal  
Groningen en Ondergrond**

**Format voor**  
Melding buiten werking  
pijpleiding/kabel – olie en gas  
offshore

	verwerkingskosten en opbrengsten, als bedoeld in artikel 1.6a.2 Mbr, is negatief.
<b>c) Aansprakelijkheidskosten</b>	De veiligheidsrisico's voor personeel en materieel tijdens een verwijderingsoperatie zijn hierboven onder 'veiligheid' genoemd. Het verzekeren tegen dergelijke risico's is, middels specifieke verzekeringen, zoals Decommissioning Allrisk-verzekeringen, mogelijk, maar de bijbehorende premiekosten zijn hoog. Dit draagt verder bij aan de al hoge kosten van de verwijderingsoperatie.
<b>6. Ruimtegebruik (zie vraag 34 t/m 36)</b>	
<b>a) Ruimtebeslag/versnippering</b>	De leiding, gelegen in een scheepvaartseparatiezone met minimale activiteit, leidt in geen van de scenario's tot hinder of ondoelmatig ruimtegebruik: dat geldt uiteraard bij verwijdering, maar eveneens bij het in situ laten van de leiding. Visserijactiviteiten rondom de leiding zijn uiterst gering (en zullen als gevolg van de in juli 2022 afgekondigde uitkoopregeling nóg lager worden) en veilige visserij over de leiding wordt gegarandeerd. Er zijn geen ruimtelijke beperkingen met betrekking tot windparken, winning van zand of schelpen, of militaire oefengebieden. Bovendien zijn er geen bekende toekomstige projecten die de leiding zouden moeten kruisen, met de kanttekening dat kruisingen niet ongebruikelijk zijn en passende maatregelen kunnen worden getroffen. Kortom, de leiding veroorzaakt geen ruimtelijke verstoring of versnippering, ongeacht of deze wordt verwijderd of blijft liggen.
<b>7. Juridische aspecten (zie vraag 10 t/m 15)</b>	
<b>a) Wettelijk kader</b>	De mijnbouwwetgeving stelt als uitgangspunt dat een leiding schoon en veilig dient te worden achtergelaten, tenzij een evaluatie en weging van de vier criteria - doelmatigheid van het ruimtegebruik, milieu-impact, veiligheid en kosten-efficiëntie - tot een andere conclusie leidt. Uit de gedetailleerde analyse in deze melding blijkt dat de opties voor verwijdering op de gebieden van veiligheid en milieu-impact (die door Petrogas als cruciale factoren worden beschouwd) en kosten-efficiëntie zeer negatieve resultaten opleveren. Hoewel het verwijderen van de leiding iets gunstiger kan zijn in termen van ruimtegebruik (puur vanwege de extra kosten van potentiële kruisingen), is van belang dat er geen bekende toekomstige projecten zijn waarbij de leiding gekruist zou moeten worden (of anderszins een belemmering zou vormen), en is het bovendien

**Directoraat-generaal  
Groningen en Ondergrond**  
**Format voor**  
Melding buiten werking  
pijpleiding/kabel – olie en gas  
offshore

	gebruikelijk om geschikte maatregelen te nemen voor dergelijke kruisingen. Dit kan dus geen argument vormen om de verwijdering van de leiding te rechtvaardigen. Gezien de negatieve beoordeling van de opties voor verwijdering op de drie eerdergenoemde aspecten, en zonder enig significant positief tegenargument, kan er geconcludeerd worden dat er geen wettelijke basis is om te besluiten dat verwijdering van de leiding noodzakelijk is.
--	--

**5.1.2.e Ondertekening**

Naam (bedrijf)	Petrogas E&P Netherlands B.V.	
Datum	5/15/2025	5/15/2025
Naam ondertekenaar	5.1.2.e	5.1.2.e
Handtekening ondertekenaar	5.1.2.e	5.1.2.e