

Aanzet tot beleidskader monitoring verlaten pijpleidingen op zee

TNO 2024_R11806 – 14 oktober 2024

Aanzet tot beleidskader monitoring verlaten pijpleidingen op zee

Auteurs	G. Remmelts
Rubricering rapport	TNO Public
Aantal pagina's	65 (excl. voor- en achterblad)
Aantal bijlagen	2
Opdrachtgever	KGG
Projectnaam	Aanzet tot beleidskader verlaten pijpleidingen op zee
Projectnummer	060.56003/01.03.09

Inhoudsopgave

Inhoudsopgave	3
1 Inleiding	4
1.1 Aanzet tot beleidskader monitoring verlaten pijpleidingen op zee	4
1.2 Huidige situatie Nederland	5
1.3 Opzet van het onderzoek	10
1.4 Leeswijzer	11
2 Ontmantelen van pijpleidingen	12
2.1 Inleiding	12
2.2 Wetgeving en organisatie	12
2.3 Invloedsfactoren op de besluitvorming	13
3 Wetgeving	19
3.1 Internationale Conventies [IOGP, 2017]	19
3.2 EU-Wetgeving	19
3.3 Nationale wetgeving	20
3.4 Ontmanteling in het Verenigd Koninkrijk	24
3.5 Ontmanteling in Noorwegen	31
3.6 Ontmanteling in Denemarken	33
3.7 Ontmanteling in de Verenigde Staten	34
4 Uitwerking methodiek voor het vergelijkend onderzoek in Nederland	36
4.1 Criteria voor het schoon en veilig achterlaten van pijpleidingen	36
4.2 Nadere beschrijving van de verschillende criteria	37
5 Interferentie met overige activiteiten	40
5.1 Inleiding	40
5.2 Interferentie met de visserij	40
5.3 Interferentie met windenergie	43
5.4 Interferentie met overige activiteiten	43
6 Doorlopende verantwoordelijkheid	46
6.1 Inleiding	46
6.2 Concept van doorlopende verantwoordelijkheid	46
6.3 Beheer van doorlopende aansprakelijkheid op lange termijn: Verzekeringsfonds	48
7 Monitoren	49
7.1 Beschikbaarheid gegevens en borging	49
7.2 Duur en frequentie van de monitoring	50
7.3 Verantwoordelijkheid	51
7.4 Technische ontwikkelingen voor monitoring	51
8 Conclusies en aanbevelingen	53
9 Referenties	59
Bijlagen	63

1 Inleiding

1.1 Aanzet tot beleidskader monitoring verlaten pijpleidingen op zee

Pijpleidingen op zee worden in beginsel schoon en veilig achtergelaten, zoals uiteen gezet in de toelichting op artikel 45 van de Mijnbouwwet¹. Hiertoe wordt, als een pijpleiding buiten werking is, een melding aan de minister gedaan (verplichting conform [artikel 45 Mijnbouwwet](#)²). Bij meldingen voor [pijpleidingen op zee](#) geldt dat bij de melding een onderbouwing moet worden aangeleverd waarom pijpleidingen schoon en veilig kunnen worden achtergelaten. Deze onderbouwing sluit aan op de kaders in de Beleidsnota Noordzee (tegenwoordig het Programma Noordzee [Rijksoverheid, 2022]). De onderbouwing richt zich op ruimtelijke effecten, veiligheid en milieu.

Artikel 104 van het Mijnbouwbesluit (zie kader hieronder) vormt de basis voor een beschikking waarin door de minister aanwijzingen kunnen worden gegeven m.b.t. de staat waarin pijpleidingen op zee kunnen worden achtergelaten en waarbij verplicht kan worden om de ligging periodiek te controleren en zo nodig herstelmaatregelen uit te voeren.

Artikel 104 Mijnbouwbesluit

1. Onze Minister kan de beheerder aanwijzingen geven met betrekking tot de staat waarin de pijpleiding wordt achtergelaten.
2. Onze Minister kan de beheerder verplichten de ligging van de achtergelaten pijpleiding periodiek te controleren en kan zo nodig herstelmaatregelen voorschrijven.

Als de leiding niet schoon en veilig kan worden achtergelaten, kan de minister binnen 6 maanden na de melding buiten werking beslissen dat (delen van) de leiding alsnog moet worden verwijderd en dat de beheerder daartoe een verwijderingsplan moet indienen.

¹ p. 24 memorie van toelichting op de Wet (Kamerstuk 35 462, nr. 3).

² zie ook [§1.6a Melding buiten werking mijnbouwwerk, kabel of pijpleiding](#)

1.2 Huidige situatie Nederland

Inventarisatie

Een inventarisatie van Nexstep [Nextstep 2023] laat zien dat in het Nederlandse deel van de Noordzee circa 4500 km aan pijpleidingen liggen. Op dit moment is al 784 km aan pijpleidingen schoon en veilig achtergelaten (verder: ontmanteld). De komende 10 jaar zullen er naar verwachting nog 135 leidingen met een totale lengte van 1829 km worden ontmanteld (Figuur 1.1 t/m Figuur 1.3). Uit een vergelijking tussen de laatste rapportages blijkt wel dat deze voorspellingen in de loop der tijd aan enige verandering onderhevig is.

Pijpleidingen kunnen worden onderverdeeld in verschillende typen, afhankelijk van het gebruik/doel. Ze verschillen in lengte en materiaal. Circa 75% van de lengte aan de pijpleidingen op het Nederlandse deel van de Noordzee heeft een diameter van minder dan 16 inch (ca. 400 mm). Er zijn vier grote trunklines van 36 inch diameter voor gastransport [EZK, 2023]. Met deze grote gasleidingen is (in Nederland en de omliggende landen) geen ervaring in ontmanteling. Het zijn de pijpleidingen die het gas verzamelen en aan land brengen en daarom de laatsten die zullen worden ontmanteld. Wel zijn er verschillende olieleidingen ontmanteld, de olie trunk line naar Amsterdam is weliswaar niet meer in gebruik, maar staat nog wel onder druk en wordt mogelijk hergebruikt.

De Nederlands Norm (NEN3656³) vereist een minimale bodembedekking van 0,2 m voor pijpleidingen met een diameter kleiner dan 16 inch, gebaseerd op de maximale indringdiepte van sleepnetten in de zeebodem, zodat elk contact tussen vistuig en offshore-pijpleidingen wordt vermeden. Voor gebieden die zijn aangeduid als scheepvaartroutes en ankergebieden is een minimale afdekkingsdiepte van 0,6 m vereist. Pijpleidingen met een buitendiameter van 400 mm of meer hoeven niet te worden begraven volgens NEN 3656, omdat stalen leidingen met een uitwendige diameter, groter dan 400 mm, in de praktijk geen probleem zijn voor de visserij (ze zijn 'overvisbaar').

³ NEN, Eisen voor Stalen Transportleidingssystemen, NEN 3656.

Operational infrastructure offshore

Gas platforms	Oil platforms	Subsea installations	Wells	Pipeline (km)
104	7	13	350	2848

Suspended infrastructure offshore

Gas platforms	Oil platforms	Subsea installations	Wells	Pipeline (km)
32	8	6	286	932

Decommissioned infrastructure offshore

Gas platforms	Oil platforms	Subsea installations	Wells	Pipeline (km)
28	6	12	821	754

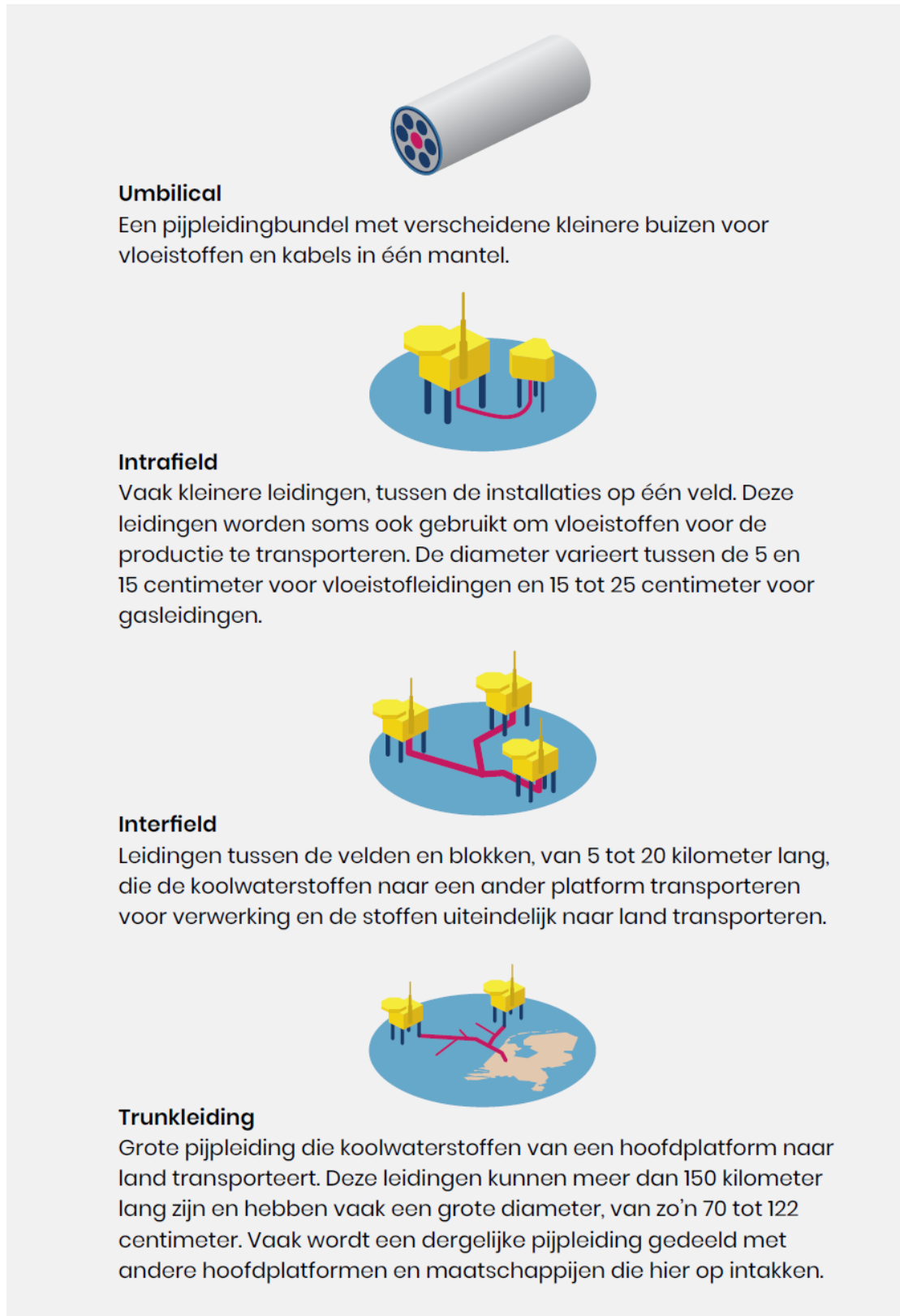
Decommissioned infrastructure offshore 2022

Gas platforms	Oil platforms	Subsea installations	Wells	Pipeline (km)
2	0	0	39	30

Offshore infrastructure forecasted to be decommissioned 2023-2032

Gas platforms	Oil platforms	Subsea installations	Wells	Pipeline (km)
69	10	15	403	1829

Figuur 1.1: Overzicht van infrastructuur op het Nederlands deel van het continentaal plat [Nexstep, 2023].



Figuur 1.2: Overzicht van de verschillende typen pijpleidingen [Nexstep, 2023].

De leidingen bestaan uit verschillende staalsoorten (Composiet, Carbon steel, CR13, RVS, etc). Deze leidingen kunnen uitgevoerd zijn met beschermende en/of isolerende coatings of liners. Dit betreft (meerdere lagen van) asfalt, fiberglas versterking, epoxy, polypropyleen, polyethyleen of polyurethaan. Ter verzwaring worden betonnen coatings aangebracht. De meeste pijpleidingen zijn star, maar er liggen ook een beperkt aantal flexibele pijpleidingen.

Typen van pijpleidingen

Bovenstaande Figuur 1.2 [Nexstep, 2023] geeft een overzicht van de verschillende typen pijpleidingen, onderverdeeld in:

- › Umbilicals: bundels van dunne buizen, meestal <5 inch, en kabels in een mantel;
- › Intrafield: relatief korte, enkele km's, kleinere leidingen, meestal <20 inch, tussen installaties binnen een veld. Deze leidingen vervoeren een mix van olie, gas en water van de put naar het processingsplatform, Een kleiner aantal intrafield leidingen vervoeren proceswater van het platform naar de injectieputten;
- › Interfield: leidingen, meestal <20 inch, tussen verschillende platforms met lengtes tot enkele tientallen km's;
- › Trunk lines of export leidingen: lange tot zeer lange, grote diameter (36 inch) buizen voor transport naar land.

Pijpleidinggegevens

Het is van groot belang dat de locatie en de omstandigheden (bijvoorbeeld al of niet begraven) en de eigenschappen van de betreffende pijpleidingen bekend en toegankelijk zijn. Gegevens worden op verschillende momenten verschaft. Allereerst bij de aanleg van de pijpleiding, vervolgens bij de buitengebruikstelling en het verzoek tot in situ achterlaten .

De eerste bron voor gegevens is, sinds de invoering van de mijnbouwwet in 2003, de vergunningaanvraag. Om een pijpleiding ten behoeve van activiteiten vallend onder de mijnbouwwet aan te leggen in de Noordzee (conform artikel 92 en 93 van het Mbb) is een vergunning van de minister van KGG noodzakelijk (art 94 Mbb). In deze vergunningaanvraag dient onder meer het traject en de technische specificaties te worden aangegeven. Eventuele afwijkingen die bij realisatie optreden worden binnen 4 weken na aanleg aan de minister gemeld (art. 98 Mbb). De integriteit en de ligging van de operationele en ontmantelde leidingen moet door de beheerder worden gemonitord, afwijkingen dienen gemeld te worden bij SodM en zo nodig hersteld, bijv. door het storten van stenen op blootgestelde leidingdelen. Overigens is de uitvoerende operator verantwoordelijk voor de borging van de gegevens. Deze gegevens dienen ten alle tijden (ook na abandonnement) toegankelijk te zijn voor de verantwoordelijke partijen en betrokken overheidsinstellingen.

De pijpleidinggegevens, die aan de rijksoverheid worden verstrekt, worden beheerd door Rijkswaterstaat (RWS) in het RWS-dataregister. Hieronder vallen de toekomstige, in gebruik zijnde en de verlaten pijpleidingen. De gegevens zijn publiekelijk toegankelijk via de Open Data Viewer van [het Informatie Huis Marien \(IHM\)](#). De gegevens zijn downloadbaar in een groot aantal formats, waaronder Shape files, Web Map Service (WMS) en Web Feature Service (WFS). Als bron van de

gegevens vermeldt RWS dat de operators van de leidingen de data aanleveren aan Staatstoezicht op de Mijnen (SodM) (productieleidingen⁴) en aan RWS Noordzee (transitleidingen⁵). Een voorbeeld van de data-items (van een willekeurige pijpleiding) wordt getoond in de tabel in bijlage A1. Overigens zijn de gegevens-sets niet voor alle leidingen compleet. De controle van de volledigheid van de datasets maakt geen onderdeel uit van dit onderzoek.

Na het beëindigen van het gebruik kan het verzoek worden ingediend om een (deel van) een pijpleiding te mogen laten liggen. Hiertoe worden actuele gegevens van de pijpleiding verstrekt door de aanvrager/operator (art. 103 Mbb, art. 1.6a.2 Mbr). Dit betreft onder meer de wijze waarop de leiding wordt achtergelaten met specifieke vermelding van de risicopunten (begravingsdiepte, afdekken van leidingdelen, kans op free span etc.). Hierbij zijn de monitoringsgegevens een belangrijke bron van kennis.

De huidige gegevensstromen en de bijbehorende verantwoordelijkheden zijn niet voor alle betrokken partijen helder. Naar aanleiding daarvan heeft KGG met de betrokken spelers inmiddels een verbeteringstraject in gang gezet. Naast de optimalisatie van de eigen gegevensstromen en processen is het centraal bij de overheid beheren van de monitoringsgegevens een overweging, met name met het oog op de toekomstige monitoringstrajecten en de lange duur daarvan.

Naleving van en toezicht op beleid

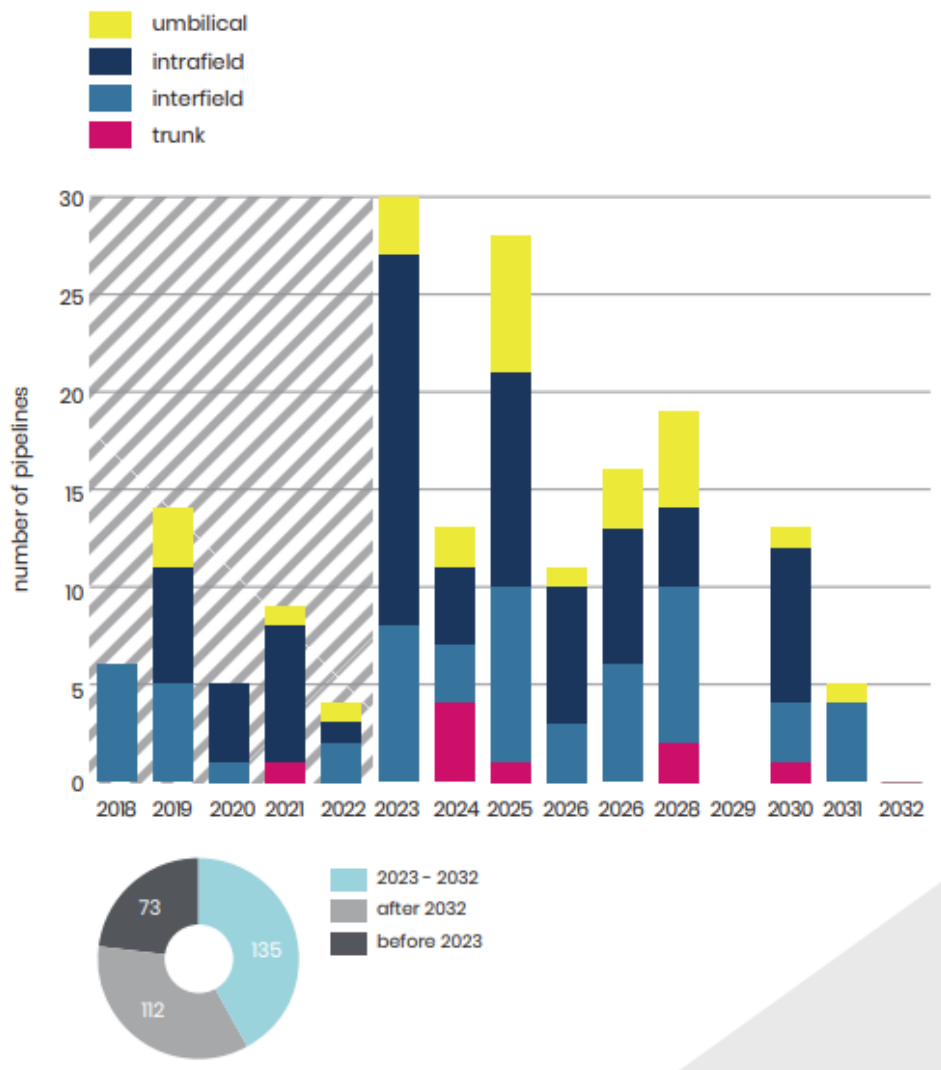
De leidingen worden tot nog toe, op enkele stukken na, ‘schoon en veilig’ achtergelaten. Dat betekent dat ze na gebruik worden gereinigd en vervolgens gespoeld met zeewater, en op zodanige wijze begraven of beveiligd dat andere gebruikers van de zee niet worden benadeeld. In dat geval volgt een beschikking vanuit KGG hoe de achtergelaten pijpleidingen blijvend periodiek moet worden gemonitord en dat maatregelen moeten worden genomen als de veiligheid in geding mocht zijn. Gedurende het gebruik of de instandhouding van een pijpleiding heeft SodM tot taak toezicht te houden op het uitvoeren van de monitoring (art. 99 Mbb). SodM is adviseur en toezichthouder bij de beschikking in het kader van artikel 104 Mbb.

Dilemma's en aanleiding tot onderzoek

Op dit moment zien de beschikkingen toe op eeuwigdurende monitoring. Dat is echter niet realistisch uitvoerbaar en ondermijnt daarmee de beschikkingen. Het is formeel ook niet geregeld wat er gebeurt als de verantwoordelijke partij niet meer aanspreekbaar is of niet meer bestaat. Dit is dan ook de reden tot het navolgend onderzoek en bijbehorend beleidskader.

⁴ Productieleidingen zijn leidingen tussen mijnbouwwerken, dan wel leidingen die stoffen naar een mijnbouwwerk brengen, dan wel daarvan afvoeren. (Structuurvisie Buisleidingen 2012-2035).

⁵ Transitieleidingen zijn transportleidingen anders dan productiepijpleidingen.



Figuur 1.3: Het aantal pijpleidingen dat buiten gebruik is gesteld en ook dat naar verwachting buiten gebruik gesteld zal worden ingedeeld naar type pijpleiding [Nexstep, 2023].

1.3 Opzet van het onderzoek

Doel

Het primaire doel van het onderzoek is om de vorming van een beleidskader te ondersteunen, waaraan de beschikkingen moeten voldoen i.h.k.v. artikel 104 Mijnbouwbesluit. Dit beleidskaders dient o.a. aan te sluiten op het beleid uit het Programma Noordzee, de Mijnbouwwet en de internationale wetgeving.

Uitvoering

Voor het onderzoek is geput uit internationale industrie- en overheidsrapporten, (wetenschappelijke) publicaties en wetsteksten. Daarnaast is informatie verkregen uit een aantal interviews met vertegenwoordigers van de Noorse, Deense, Duitse en

Ierse overheid. Daar waar het van toepassing is, zijn (in overleg met de opdrachtgever) integrale tekstdelen (met bronvermelding) overgenomen of vertaald uit de originele bron. In enkele gevallen is de Engelstalige tekst in de oorspronkelijke vorm gehandhaafd om deviatie van de oorspronkelijke tekst te voorkomen.

Het onderzoek is door TNO-AGE (onderdeel van TNO-Geologische Dienst Nederland) uitgevoerd in opdracht van het ministerie van Ministerie van Klimaat en Groene Groei (KGG).

Afbakening

De betrokken instanties (en operators) zullen onderling duidelijkheid moeten scheppen hoe de datastroom precies is geregeld (verantwoordelijkheden, taken en dataflow-schema's) en hoe en waar de gegevens dienen te worden geborgd.

In het voorliggende onderzoek wordt verder niet ingegaan op het gegevensbeheer. Borging van het gegevensbeheer binnen de betrokken organisaties is noodzakelijk om de volledigheid en de beschikbaarheid van de gegevens ook in de toekomst (na het achterlaten van de pijpleidingen) te garanderen. Een en ander dient formeel te worden vastgelegd om een duurzame oplossing te bereiken. Hier wordt door de betrokken organisaties in een ander kader aan gewerkt.

1.4 Leeswijzer

In de navolgende hoofdstukken wordt allereerst ingegaan op de huidige relevante internationale en nationale wetgeving voor het ontmantelen en vervolgens achterlaten van leidingen. Daaropvolgend komt het vergelijkend onderzoek naar de voors en tegens aan bod van het laten liggen van leidingen (Comparative Assessment), waarbij wordt ingegaan op de aanpak in de ons omringende landen. Tevens wordt de interferentie met andere activiteiten op de Noordzee beschreven, die zich kan voordoen wanneer de leidingen zouden blijven liggen. In de laatste hoofdstukken wordt ingegaan op hoe de verantwoordelijkheid/aansprakelijkheid geregeld is en wat de monitoringsinspanningen zouden moeten zijn om incidenten te voorkomen.

Eén en ander resulteert in een aantal conclusies, die ondersteuning moeten geven aan de vorming van een beleidskader voor de monitoring van verlaten pijpleidingen.

Tenslotte volgen in de appendices een overzicht van de geraadpleegde literatuur en een voorbeeld van de dataset die bij RWS per pijpleiding in de database kan worden ondergebracht.

2 Ontmantelen van pijpleidingen

2.1 Inleiding

In de ons omringende landen wordt op een vergelijkbare manier omgegaan met het ontmantelen van offshore pijpleidingen die voor de olie en gaswinning zijn aangelegd. Dit is vastgelegd in met name de nationale wetgeving (zie hoofdstuk 3). Om de afweging te maken of een ontmantelde pijpleiding (afgekoppeld en schoongemaakt) kan worden achtergelaten op/in de zeebodem, dient in al deze landen een vergelijkend onderzoek (Comparative Assessment) te worden uitgevoerd (zie hoofdstuk 4). Het is aan de minister om uiteindelijk het besluit te nemen over het al dan niet laten liggen. Overigens is de ervaring met dergelijke projecten in alle betrokken landen nog vrij summier en is men ook daar ‘zoekende’ naar de definitieve aanpak.

Schoon en veilig achterlaten van pijpleidingen (<30 ppm koolwaterstoffen, NEN 3656 paragraaf 11.9.1 en voor meer detail zie [NOGEPa-richtlijn 22 Emissiebepaling en Rapportage](#)) lijkt tot nog toe in de meeste gevallen de voorkeursoptie (Oil & Gas UK, 2013). Hierbij dienen minimaal de uitstekende delen verwijderd/begraven te worden en moet daarbij duidelijkheid zijn/ontstaan over de stabiliteit van de veilige situatie i.v.m. duur en frequentie van monitoring. Kleine flexibele leidingen die relatief makkelijk kunnen worden verwijderd, zouden wellicht weggehaald kunnen worden en ook (delen van) leidingen die door de omstandigheden op de zeebodem steeds opnieuw een risico vormen kunnen waarschijnlijk niet blijven liggen. Eventuele minder milieuvriendelijke onderdelen (kunststof liners en coatings etc.) maken in de meeste gevallen een onlosmakelijk deel uit van de leiding en zullen dan ook achterblijven.

Op basis van de bestudeerde literatuur en rapporten en de gehouden interviews zijn de bevindingen hieronder beschreven. Achtergronden en referenties voor deze constatering zijn opgenomen in de volgende hoofdstukken en bijlagen. Dit hoofdstuk wordt afgesloten met een aantal conclusies die kunnen bijdragen bij het te ontwikkelen beleidskader i.h.k.v. artikel 104 Mijnbouwbesluit.

2.2 Wetgeving en organisatie

Wetgeving

De resultaten van een vergelijkend onderzoek naar wetgeving wordt in meer detail beschreven in het volgende hoofdstuk. Om alvast het juridisch kaderen te schetsen, worden hier de belangrijkste resultaten gegeven:

- › Internationale wetgeving (IMO/ /Londen protocol) gaat in de vigerende versie (nog) niet expliciet in op pijpleidingen. Het OSPAR-verdrag bevat (bijlage III) beperkte clausules met betrekking tot het verlaten van pijpleidingen en dit wordt door de lidstaten als “algemeen principe” toegepast .
- › Nationale wetgeving in omliggende landen en USA is vergelijkbaar: In het algemeen mag een pijpleiding in de meeste gevallen blijven liggen mits de gevolgen van deze optie netto beter uitpakken dan wanneer leidingen zouden worden verwijderd. Dit wordt bepaald aan de hand van een vergelijkend onderzoek (comparative assessment) per individuele pijpleiding.
- › Vergeleken met olie/gas-producerende EU-lidstaten, de UK en Noorwegen, is de Europese wetgeving minder ver ontwikkeld. De EU constateert dat er duidelijkheid moet komen over 1) de lange termijn verantwoordelijkheid, 2) minimum eisen voor het achterlaten/verwijderen van infrastructuur, 3) minimum eisen voor vergelijkend onderzoek naar eventueel achterlaten en 4) publieke inspraak en transparantie.
- › Zowel in Duitsland als in Noorwegen vallen in situ achtergelaten pijpleidingen niet meer onder het mijnbouwtoezicht, maar onder het milieutoezicht. De wijze waarop overdracht van toezichtverantwoordelijkheid tussen deze autoriteiten plaatsvindt, dient nader te worden onderzocht.

Organisatie

De UK heeft de meest uitgesproken organisatorische opzet voor de ontmanteling van de olie en gas infrastructuur. De Offshore Petroleum Regulator for Environment and Decommissioning (OPRED) heeft de verantwoordelijkheid om ervoor te zorgen dat aan de vereisten van de Petroleum Act 1998 wordt voldaan en maakt deel uit van het Department for Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS). Daarnaast ondersteunt de Decommissioning and Repurposing Taskforce's (DaRT) de industrie bij het verlagen van de kosten van ontmanteling. DaRT is onderdeel van de North Sea Transition Authority (NSTA) die zorgt draagt voor het behalen van de klimaatdoelstellingen van de UK. Bij de overige landen is het ontmantelen van pijpleidingen meestal ondergebracht bij een onderdeel binnen het betreffende ministerie, niet als een gespecialiseerde eenheid die expliciete over ontmanteling gaat. Verder bestaan er verschillende overlegorganen/fora waarin het onderwerp ter sprake komt zoals het NSOAF (North Sea Authorities Forum), wat een forum van alle Noordzeelanden, en ook het NWEHE (North West European Heads of Exploration) is zijn scope aan het verbreden waarbij dit onderwerp ook op de longlist staat.

2.3 Invloedsfactoren op de besluitvorming

Hinder en risico's

Hinder en risico's van achtergelaten pijpleidingen worden met name ondervonden door andere activiteiten op de Noordzee. Eén van die risico's betreft het ontstaan van vrije overspanningen (*free spans*) in leidingen waar visnetten achter kunnen blijven haken. Daarnaast kunnen andere activiteiten zoals zandwinning, aanleg nieuwe leidingen en kabels en constructiewerkzaamheden (m.n. in verband met de

aanleg van windparken, transportleidingen en kabels) mogelijk hinder ondervinden van achtergelaten pijpleidingen. Deze situatie is vergelijkbaar in de omringende landen. Uitzondering hierop zijn de gebieden met een grote zeediepte (o.a. Noorwegen en de noordelijk wateren van de UK) omdat de visserij daar niet ‘bodemroerend’ is en eventuele windparken niet op de bodem rusten maar drijvend zullen zijn. Bovendien is de dichtheid van activiteiten en infrastructuur in de noordelijk wateren rondom de UK en bij Noorwegen veel lager en is er dus minder kans op interferentie met andere activiteiten dan het geval is in de zuidelijke Noordzee. De kustwacht heeft aangegeven dat verwijdering de voorkeur heeft i.v.m. met het risico voor de visserij zeker als er ook geen hergebruikmogelijkheden voorzien zijn. Bovendien neemt het aantal infrastructurele ontwikkelingen toe, waardoor meer hinder kan ontstaan. Bij het achterlaten zou een jaarlijkse monitoring gewenst zijn. SodM heeft eerder geadviseerd om leidingen te verwijderen in gebieden waar de dynamiek van de zeebodem zodanig is dat leidingen vrij kunnen komen te liggen en daarmee een risico kunnen vormen voor de visserij. Dit speelt zeker indien de inspectiehistorie aangeeft dat blootspoeling en free spans heeft zijn opgetreden en de kans reëel is dat dat in de toekomst weer kan gebeuren (zie advies t.a.v. [P15-G/P15-D](#) genoemd in hoofdstuk 4.2). Ook het aantal keren dat er met sleepnetten in het gebied gevist wordt speelt daarbij een rol, want in gebieden waar niet gevist wordt of niet met sleepnetten gevist wordt, is er ook geen risico dat netten achter pijpleidingen blijven hangen.

Leidingen die zijn ingegraven in een stabiele zeebodem leveren vrijwel geen risico op. Leidingen die niet begraven zijn [Ministerie EZK, 2023], of in gebied met een dynamische bodem liggen, hebben daarentegen een hoger risicoprofiel. Een locatie-specifieke analyse van de leiding en een formele vaststelling van de dynamiek van de zeebodem zal moeten uitwijzen of het risico aanvaardbaar is. Het zichzelf begraven van leidingen (zg. self-burial) zal zich proefondervindelijk moeten hebben bewezen gedurende de periode waarin de leiding in gebruik is geweest. Onderzoek op basis van numerieke modellen lijkt aan te tonen dat self-burial vooral afhankelijk is van de evolutie van de topografie van de zeebodem (o.a. de hoeveelheid sedimenttransport, erosie en migratie van zeeduinen). Het gewicht van de leiding zelf lijkt een beperkte invloed te hebben. Grote geïsoleerde zandduinen leiden eerder tot het ontstaan van free spans [Jinjing Pu et al, 2013] dan kleine continue zandribbels en zijn daardoor ongunstiger voor self burial. Het plaatsen van een kleine spoiler op de leiding kan de erosie van omliggend sediment versterken waardoor de begraving van de leidingen wordt versneld. Dit is ook weer afhankelijk van de samenstelling van de bodem, de lokale zeestroming en de oriëntatie van de pijpleiding te opzichte van de stroming.

Milieu-impact

De impact op het milieu die wordt veroorzaakt door het achterlaten van een pijpleiding wordt relatief gering geacht (b.v. Aziz, geen jaartal). Uitgangspunt is dat ‘schoon achterlaten’ wordt geïnterpreteerd als werkelijk schoon en dat het staal van de leidingen geen schadelijk materiaal is. Er zijn ook diverse publicaties die aangeven dat er weldegelijk onderwerpen zijn waarvoor nader onderzoek noodzakelijk zou zijn [o.a. MacIntosh et al., 2022, Watson et al, 2023]. Hierbij komen onder meer de effecten van de bekleding van de pijpleidingen, de stoffen die

ondanks het schoonmaken toch achterblijven en het cumulatieve effect van een veelvoud aan pijpleidingen aan de orde.

Het vergelijkend onderzoek dient leiding-specifiek te worden opgesteld waarbij de argumenten moeten worden gebaseerd op traceerbare (ervarings)feiten en wetenschappelijk onderzoek. Hierbij dienen de effecten op zowel korte als lange termijn te worden meegenomen [Watson et al. 2023].

Netto betreft het een klein deel van de Noordzeebodem (4500 km lengte, met een totale oppervlakte van ca 4,5 km², bij een diameter van 1 m. Op een oppervlakte van 58.500km² of 0,008%). Dat betekent dat de oorsprong van de milieu-impact zeer lokaal is. Chemische verontreinigingen kunnen wel over een groter gebied effect hebben.

Financiële afwikkeling kosten en doorlopende verantwoordelijkheid

Bij het al of niet toestaan om een pijpleiding in situ achter te laten, dient een afweging te worden gemaakt tussen de vermeden kosten van het verwijderen (normaliter voor rekening van eigenaar, met geschatte omvang van 1 miljoen euro per km) en de kosten van het schoon achterlaten (ca. 0,1 miljoen euro per km) en het periodiek monitoren zo lang de leiding blijft liggen [Ministerie EZK, 2020] De kosten van het monitoren zijn afhankelijk van de te gebruiken techniek, de lengte van het tracé en de frequentie. De verplichting om te monitoren is bijna oneindig lang omdat het vergaan van de pijpleidingen decennia tot eeuwen kan duren. Hierbij is het een realistische optie om deze verantwoordelijkheid na een bepaalde termijn over te dragen aan een (overheids)instantie die naast monitoring ook eventuele maatregelen treft bij geconstateerde gebreken. De operator draagt dan wel de zorg en de kosten voor het schoonmaken en gereedmaken van de leiding zodat deze veilig en schoon kan worden achtergelaten en overgedragen.

In Noorwegen is er de optie om de doorlopende verantwoordelijkheid tegen een financiële vergoeding over te dragen aan de staat [art §5-4 van de petroleum act]. Een dergelijke oplossing wordt in principe ook ondersteund door de Nederlandse vertegenwoordiging van de offshore industrie [Nexstep, 2023]. Exacte voorwaarden en de hoogte van de financiële bijdrage dienen hiervoor te worden uitgewerkt. Tot op heden is er in Noorwegen nog geen gebruik gemaakt van deze optie. De NPD veronderstelt dat dit komt door het nog betrekkelijk lage aantal faciliteiten die zijn ontmanteld. Er zijn geen richtlijnen gegeven over de welke elementen moeten worden betrokken bij het vaststellen van de compensatie voor deze overdracht van de verantwoordelijkheid. Volgens de juridische literatuur [Ulf Hammer et al] , is het de bedoeling dat de compensatie gebaseerd zal zijn op de toekomstige kosten die de staat naar verwachting zal maken door de verantwoordelijkheid over te nemen, evenals de overeenkomstige financiële voordelen die de licentienemer verkrijgt door vrijgesteld zijn van de verantwoordelijkheid. Dit kunnen doorgaans onderhoudskosten en het risico van aansprakelijkheid voor schade zijn.

Afspraken omtrent de financiële aansprakelijkheid kunnen worden vastgelegd in Decommissioning Security Agreements (DSA) zoals gebruikelijk zijn in de UK. DSA's zijn standaardovereenkomsten voor de olie- en gasindustrie. Ze kunnen door joint

venture-partners worden gebruikt als middel om overeenstemming te bereiken over de aansprakelijkheid en eigendom van ontmanteling, en om ervoor te zorgen dat er passende voorzieningen aanwezig zijn om het aandeel van elk bedrijf in de toekomstige ontmantelingskosten te dekken.

Overigens is het in Nederland zo dat de rijksoverheid voor ca 70% bijdraagt in de gemaakte kosten van de eigenaar omdat zij via de staatsdeelname van EBN mede-eigenaar (doorgaans 40%) is en om dat een deel van de kosten aftrekbaar is waardoor de inkomsten via de belasting lager uitvallen (30%).

Factor tijd

Het kan enkele honderden jaren duren voordat achtergelaten pijpleidingen zijn vergaan. Dit is o.a. afhankelijk van de materiaalbescherming, diepteligging, en eigenschappen van het zeewater zoals temperatuur, saliniteit, concentratie opgelost zuurstof, pH, stroming, druk en aanslag of aangroei op de leidingwand (fouling). Begraven pijpleidingen corroderen in het algemeen langzamer dan niet begraven leidingen. De corrosiesnelheid van onbeschermd *carbon steel* is zeer traag. In de Noordzee ligt de corrosiesnelheid rond de 0,053 mm/jaar [Campins Bravo, 2021]. O&G UK geeft een corrosiesnelheid van *carbon steel* van rond de 10 mm/eeuw aan de buitenzijde, en 1-2 mm/eeuw aan de binnenzijde (zonder rekening te houden met cathodische bescherming) [O&G UK, 2013]. Dit heeft consequenties voor:

- › De doorlopende verantwoordelijkheid/aansprakelijkheid ver voorbij de bestaansduur van de eigenaar.
- › De duur en frequentie van de monitoring waarbij het monitoringsplan zich mede dient te baseren op eerdere waarnemingen en, zo nodig, periodiek moet worden geactualiseerd.
- › Het langdurig borgen van de gegevens en kennis omtrent de ligging en eigenschappen van de pijpleidingen.

Het voorspellen van de degradatie op lange termijn van extern beschermde en/of ingegraven pijpleidingen is problematischer. De duurzaamheid van coatingsystemen voor pijpleidingen en coatings voor betongewichten (indien aanwezig) betekent dat er onvoorspelbare (maar aanzienlijke) vertragingen optreden bij het optreden van externe corrosie [Campins Bravo, 2021].

Ervaring met buitengebruikgestelde pijpleidingen

Ervaringen zijn in alle omringende landen (ook) nog beperkt. Hierdoor is de belangrijkste vraag “hoe om te gaan met de oneindige verantwoordelijkheid en bijbehorende monitoringverplichtingen” (in ieder geval voor de gebieden waar met sleepnetten gevist mag worden) nog niet opgelost. Wel lopen in alle omliggende Noordzeelanden inclusief Ierland procedures voor het buitengebruikstellen van olie/gasinfrastructuur. Elk van de landen heeft vergelijkbare vragen. De belangstelling om daarover met elkaar van gedachten te wisselen is unaniem. Dit geldt ook voor het uitwisselen van technische kennis. Het opzetten van gezamenlijke databanken zou hiervan onderdeel kunnen uitmaken.

Hergebruik

Een optie die vaker wordt genoemd, is dat de pijpleiding wordt hergebruikt. Hierbij wordt o.a. gekeken naar transport van CO₂ en H₂. Vooralsnog kiezen projecten (o.a. CO₂ transport en opslag binnen het Porthos en Aramis project) er voor om pijpleidingen nieuw aan te leggen en wordt alleen hergebruik van putten voorzien. Bij een tweetal andere vergunningaanvragen voor CO₂ opslag is te kennen gegeven dat zowel pijpleidingen, als ook putten en platforms nieuw gebouwd zullen worden nadat de huidige infrastructuur is verlaten en ontmanteld. De reden om leidingen niet her te gebruiken kan liggen in de specificaties die voor het nieuwe gebruik afwijken van de oorspronkelijke vereisten (bv. CO₂ of H₂), ook kan de onzekerheid omtrent de kwaliteit van de oude leiding aanleiding zijn om deze te vervangen. Overigens zullen hergebruikte leidingen op den duur toch alsnog buiten bedrijf worden gesteld.

Data en -management

Goed beheer van leidinggegevens speelt een belangrijke rol bij het inschatten van het risico op incidenten. Gegevens omtrent de ligging en eigenschappen van pijpleidingen worden momenteel beheerd binnen het RWS-dataregister. Er loopt bij de betrokken instanties (KGG, SodM, TNO, RWS en de Hydrografische dienst) een project om de afspraken en datastromen nader aan te scherpen. Om dit proces nu, maar zeker ook in de (verre) toekomst, te borgen moet dit formeel worden vastgelegd zodat traceerbaar is hoe de taken en verantwoordelijkheden zijn verdeeld. Daarnaast is het raadzaam om de geschiktheid van het huidige datamodel plus de opgeslagen gegevens te evalueren en, zo nodig, aan te passen en aan te vullen voor de situaties waarbij pijpleidingen in situ worden achtergelaten.

De monitoringsgeschiedenis wordt momenteel vastgelegd in periodieke rapportages aan de eigenaren/operators. Deze rapporten dienen ontsloten te worden voor de betrokken partijen en (delen daarvan) dienen opgenomen te worden in een nog te ontwikkelen database. Deze gegevens vormen de bron voor het bepalen van de risico's en het toekomstig monitoringsregime. Gezien de continuïteit van de database zouden deze bij voorkeur bij de overheid of een daaraan gelieerde instelling moeten worden ondergebracht. Daarnaast dient aandacht te worden besteed aan het gebruik van standaard procedures en rapportagevormen om de uitwisseling binnen de (eventueel internationale) gebruikersgroep te optimaliseren.

Kennisontwikkeling

De komende jaren zal er naar verwachting een enorme toename zijn in ontmantelingsprojecten wereldwijd. De geschatte uitgaven over 2015 bedroegen ca. \$2,4 miljard terwijl de voorspelling is dat \$13 miljard zal worden uitgegeven in 2040. Een belangrijk deel van deze projecten betreft de ontmanteling van pijpleidingen [Manouchehri, 2017]. Dit is voldoende aanleiding om, daar waar relatief grote onzekerheden bestaan, meer onderzoek te doen naar de mogelijkheden om pijpleidingen veilig en milieuvriendelijk te verwijderen, meer

kennis te verzamelen over de corrosieduur van leidingen en de invloed van coating-systemen of (beton)verzwaring daarop en het lange termijn effect van die coatings en NORM of andere gebiedsvreemde stoffen op het milieu. Ook het zelf ingraverend vermogen van pijpleidingen en hoe dat kan worden beïnvloed verdient aandacht [MacIntosh et al., 2022, Watson et al, 2023, Campins Bravo, 2023]. Ook andere technieken van vissen kunnen van invloed zijn op het risico dat ontmantelde pijpleidingen kunnen vormen. Uiteindelijk blijft echter de complexiteit van de integrale afweging van alle relevante factoren een belangrijke rol spelen.

Algemeen wordt in de literatuur aangegeven dat er veel risico's kleven aan het verwijderen van leidingen [O&G UK, 2013]. Dit geldt met name voor de grotere, niet flexibele leidingen. Het werken met zeer grote lasten is gevaarlijk en er zijn veel riskante hijs- en duikoperaties nodig. De technische aanpak van het verwijderen van pijpleidingen heeft recentelijk weinig specifieke ontwikkelingen doorgemaakt. De algemene aanname is dat die ontwikkelingen wel relevant zijn gezien het aantal buitengebruik te stellen leidingen. Vooralsnog drukt het risico dat het verwijderen met zich mee brengt (zoals hijswerkzaamheden, duikoperaties, (gebrek aan) integriteit van de te bergen pijpleidingen) een zwaar stempel op de afweging bij het vergelijkend onderzoek.

3 Wetgeving⁶

3.1 Internationale Conventies [IOGP, 2017]

De internationale richtlijnen die wereldwijd de meest gebruikte ontmantelingsvereisten vaststellen zijn het Verdrag van de Verenigde Naties inzake het recht van de zee (UNCLOS III) 1982, samen met de richtlijnen en normen van de Internationale Maritieme Organisatie (IMO) voor het verwijderen van offshore-installaties en constructies op het continentaal plat en in de Exclusieve Economische Zone (EEZ), die in 1989 werd ingevoerd

- › Noch UNCLOS III, noch de IMO geven richtlijnen met betrekking tot pijpleidingen.

Het dumpen van afval in de oceanen wordt behandeld in het London Dumping Convention van 1972, uiteindelijk opgevolgd door het London Protocol van 1996 dat het verdrag wijzigt, en staten vraagt om “individueel en collectief het mariene milieu te beschermen en te behouden tegen alle bronnen van vervuiling en doeltreffende maatregelen nemen, in overeenstemming met hun wetenschappelijke, technische en economische mogelijkheden, om verontreiniging veroorzaakt door het storten of verbranden van afval in zee te voorkomen, te verminderen en, waar mogelijk, te beëindigen.

- › Het London Protocol verwijst niet naar pijpleidingen [London Convention 1972 en Protocol 1996].

Daarnaast bevat het OSPAR-verdrag (Verdrag inzake de bescherming van het mariene milieu van het noordoostelijk deel van de Atlantische Oceaan, bijlage III) beperkte clausules met betrekking tot het verlaten van pijpleidingen en wordt dit door de lidstaten als “algemeen principe” toegepast.

Zowel Noorwegen, het UK, Denemarken, Duitsland, Ierland als Nederland hebben alle bovengenoemde verdragen en protocollen geratificeerd. Dit impliceert dat de ontmanteling van offshore pijpleidingen wordt beheerst door de relevante nationale wetgevingen en alle *good practices* die elders internationaal gelden [IOGP, 2017].

3.2 EU-Wetgeving

In een technische, juridische en politieke analyse door het Directoraat-Generaal voor Energie van de EU over de ontmanteling van offshore olie- en gasinstallaties [EU, 2022] geeft aan dat de nationale wetgeving in sommige lidstaten, in sommige gevallen verder is ontwikkeld dan de toepasselijke EU-wetgeving en de nationale wetgeving in lidstaten met een kleinere olie- en gasindustrie. Desondanks zijn de

⁶ Tekst van dit hoofdstuk is voor een belangrijk deel een vertaling van: IOGP 584, 2017

betrokken landen nog steeds onervaren en zoekende naar de optimalisering van de ontmanteling van pijpleidingen:

Mogelijke onderwerpen die voor verbetering in aanmerking kunnen komen, zijn onder andere:

- › Duidelijkheid over de lange termijn aansprakelijkheid voor putten en voor in-situ gelaten infrastructuur. Voor ontmantelde putten moeten vergunninghouders de putlocaties onderzoeken na voltooiing van de ontmanteling, maar er zijn beperkte formele vereisten voor de frequentie van onderzoeken na ontmanteling. Voor jackets en foundations is het aantal dat in de EU achterblijft erg laag. Er zullen echter enkele duizenden kilometers pijpleidingen in situ blijven in verschillende omgevingen; diep water, ondiep water, estuaria, getijdegebieden, gebieden met een dynamische zeebodem, binnen visgronden en in aangewezen ecologisch kwetsbare gebieden, en zowel begraven (of gegraven) als liggend op de zeebodem.
- › Vaststelling van minimumeisen met betrekking tot monitoring van ontmantelde offshore-installaties (verzegelde putten en eventueel in-situ achtergelaten materiaal). De Offshore Safety Directive (OSD, 2013/30/EU) vereist dat exploitanten van installaties een aangepast Report of Major Hazards ter goedkeuring voorleggen aan de bevoegde autoriteit. Hierin moeten alle aspecten van ontmanteling aan bod komen, maar zodra de ontmanteling voltooid is, is de OSD niet meer van toepassing en is er geen voorziening voor lang termijn bewaking of behandeling van milieurisico's in de periode na ontmanteling;
- › Vaststelling van minimumeisen met betrekking tot vergelijkende beoordelingen van ontmantelingsopties;
- › Duidelijkheid over afwijkingen voor infrastructuren die ter plaatse moeten blijven, b.v. door de EU-vereisten af te stemmen op die van het OSPAR-verdrag om te zorgen voor een gelijk speelveld in de hele EU;
- › Vaststelling van minimumeisen met betrekking tot raadpleging van belanghebbenden en transparantie. Een dergelijke vereiste is alleen van kracht onder de nationale wetgeving in niet-EU-lidstaten met grote offshore olie- en gasinfrastructuren (d.w.z. in de UK en Noorwegen). In de desbetreffende lidstaten (d.w.z. Nederland, Denemarken en Italië) bestaat een dergelijke eis niet met betrekking tot ontmantelingsprojecten.

3.3 Nationale wetgeving

Dit hoofdstuk beschrijft in het kort de relevante wetgeving voor het achterlaten van pijpleidingen in landen met een vergelijkbare situatie als die in Nederland⁷. Dit zijn de Noordzeelanden de UK, Noorwegen en Denemarken en de USA. Deze landen hebben net als Nederland een uitgebreid offshore netwerk waarvan een groot deel in het stadium van abandonnement geraakt. Aanvullend op de rapporten zijn er voor dit onderzoek gesprekken gevoerd met vertegenwoordigers van enkele buitenlandse overheidsinstanties die betrokken zijn bij de ontmanteling van pijpleidingen in hun land; NPD uit Noorwegen, LBEG uit Duitsland, DECC uit Ierland en RWS uit Nederland (zie bijlage A2 voor een beknopte verslaglegging).

⁷De tekst is in de meeste gevallen een letterlijke kopie van de origineel gepubliceerde Engelstalige versie. De meest relevante zinsneden zijn in grijs gemarkeerd.

Algemene constatering:

- › De ons omringende landen hebben allen een vergelijkbare aanpak gekozen. Internationaal opereren zij onder hetzelfde juridische systeem (zie vorige hoofdstuk) dat weinig specifiek is over pijpleidingen.
- › Zij hebben voor de ontmanteling van pijpleidingen aanvullende wet- en regelgeving opgesteld aansluitend bij de EU-wetgeving;
- › Er bestaat een mogelijkheid om pijpleidingen schoon en veilig op de zeebodem achter te laten mits een vergelijkend onderzoek aantoont dat dit na afweging van de relevante aspecten (zie hoofdstuk 4) de voorkeursoptie is. Hierbij moeten zowel effecten op korte als op lange termijn worden betrokken.
- › Een decommissioning plan moet ook ingaan op de lange termijn monitoring. The UK maakt hier expliciet melding van, maar plannen beschikbaar op internet betreffen met name het monitoren van de status direct na de ontmanteling [BP, 2011, Equinor, 2019, Chrysoar, 2020].
- › De verantwoordelijkheid (residual liability) blijft in de UK tot in het oneindige bij de operator/beheerder van de leiding liggen.
- › In geen van de landen is sprake van een safety-zone voor werkzaamheden.
- › Ontmanteling in de USA wordt in de meeste gevallen toegestaan, maar is matig georganiseerd/gecontroleerd. Deze situatie dient niet als voorbeeld voor Nederland.

Ontmanteling in Nederland

De onderstaande tekst is samenvatting van de wettelijke bepalingen van toepassing bij ontmanteling in Nederland. Dit overzicht is opgesteld t.b.v. de Melding buiten werking zijnde leidingen voor verschillende operators door Royal HaskoningDHV. Deze tekst is vrijwel integraal overgenomen.

Wettelijke bepalingen (zoals wetgeving op het gebied van mijnbouw, natuur en milieu)

De pijpleiding is een leiding die twee mijnbouwwerken verbindt ten behoeve van het vervoer van stoffen en valt onder de bepalingen van de mijnbouwwetgeving. Relevante wettelijke bepalingen zijn onder meer opgenomen in:

Mijnbouwwet (Mbw): Per 01-01-2022 is de Mbw gewijzigd voor wat betreft het verwijderen of hergebruiken van niet meer in werking zijnde mijnbouwwerken en -infrastructuur. Daarmee is het voor de minister van KGG en ander bevoegd gezag mogelijk gemaakt meer regie te voeren over het verwijderen dan wel hergebruiken van mijnbouwwerken, waaronder de bijbehorende infrastructuur, die niet meer nodig zijn voor het doel waarvoor ze zijn opgericht of aangelegd. De Mbw regelt mijnbouwactiviteiten op hoofdzaken. Voor wat betreft pijpleidingen bepaalt de Mbw voornamelijk dat dit in de onderliggende wetgeving kan worden geregeld. Echter, artikel 45 stelt expliciet dat de minister van KGG kan bepalen dat een op of in het continentaal plat gelegen kabel of pijpleiding, die is gebruikt voor het opsporen of winnen van delfstoffen, na het beëindigen van het gebruik wordt verwijderd. De verplichtingen voor de verwijdering rusten op de beheerder van de kabel of pijpleiding.

De Mbw gaat er dus vanuit dat leidingen na uit gebruik name mogen blijven liggen tenzij de minister anders bepaalt.

De nieuwe eisen omvatten verder dat de operator binnen vier weken nadat een kabel of pijpleiding buiten werking is, dit meldt aan de minister (opgenomen in artikel 45 lid 1). De minister kan dan binnen zes maanden beslissen of een leiding (of een deel daarvan) moet worden verwijderd. Ook kan hij beslissen dat een leiding beschikbaar moet blijven voor hergebruik.

De tweede procedurele stap is dat een operator binnen een jaar na buitenwerkingstelling een verwijderingsplan moet indienen indien de MRZK bepaalt dat de leiding moet worden verwijderd. Dit verwijderingsplan behoeft vervolgens de instemming van de minister. In een aantal situaties kan de minister voor een bepaalde periode tijdelijk ontheffing verlenen van de verwijderingsplicht. Zo kan een vergunninghouder ontheffing aanvragen als er zicht is op (gedeeltelijk) hergebruik van de mijnbouwinstallatie of leiding.

Mijnbouwbesluit (Mbb): In lijn met de wijziging van de Mbw, is ook het Mbb per 01-01-2022 gewijzigd. Het Mbb regelt onder andere de vergunningsplicht voor offshore leidingen en het veilige gebruik alle pijpleidingen. §6.4 van het Mbb gaat in op het beëindigen van het gebruik van een pijpleiding. Artikel 103 bevat de criteria aan de hand waarvan de minister zijn afweging moet maken of een offshore pijpleiding kan blijven liggen of door de operator moet worden verwijderd. Artikel 104 geeft aan dat de minister de beheerder van de leiding aanwijzingen kan geven met betrekking tot de staat waarin de pijpleiding wordt achtergelaten en kan de beheerder verplichten de ligging van de achtergelaten pijpleiding periodiek te controleren en zo nodig herstelmaatregelen voorschrijven. Periodieke inspectie na uit gebruik name is dus alleen vereist als dit wordt verplicht. Artikel 103 Mbb benoemt de criteria aan de hand waarvan de minister een afweging moet maken of een leiding moet worden verwijderd:

1. De doelmatigheid van het gebruik van de ruimte;
2. De gevolgen voor het milieu;
3. De veiligheid op zee en land
4. De doelmatigheid van de kosten.

Mijnbouwregeling (Mbr): De Mbr regelt een aantal zaken met betrekking tot toepasbare normen voor pijpleidingen. In paragraaf 1.6a en 1.6b Mbr is gespecificeerd aan welke verplichtingen op grond van artikel 45 Mbw en artikel 103 Mbb moeten worden voldaan. Dit betreft onder meer de inhoud van de meldingen, ontheffingsaanvragen en verwijderingsplannen. In lijn met de wijziging van de Mbw, is ook de Mbr per 01-01-2022 gewijzigd. In dit kader zijn in de Mbr nadere regels gesteld over de criteria voor eventuele verwijdering en de inhoud van de verplichte meldingen en plannen.

OmgevingsWet

Activiteiten die significant negatieve effecten kunnen hebben op beschermde habitats of soorten, zijn vergunningplichtig op grond van de Omgevingswet. Dit geldt

met name voor activiteiten die plaats hebben in of nabij beschermde (Natura 2000)-gebieden. Een belangrijk aandachtspunt is hierbij dat de emissie van Nox kan resulteren in extra stikstofdepositie op Natura 2000-gebieden. Voor verwijderingsactiviteiten in de nabijheid van Natura 2000 gebieden kan dus een vergunning noodzakelijk zijn.

Vergunningsvoorwaarden of afspraken en toezeggingen van de operator/branch

Per pijpleiding moet gecheckt op:

- › specifieke vergunningsvoorwaarden.
- › specifieke of algemene afspraken met en toezeggingen aan bevoegd gezag van toepassing.

Besluit en Regeling basisveiligheidsnormen stralingsbescherming

Een controle op NORM dient uitgevoerd te worden. Voor wat betreft NORM en de beschikkingen (kernenergiewetvergunningen en -registraties) is de Autoriteit Nucleaire Veiligheid en Stralingsbescherming (ANVS) bevoegd gezag. Zij zullen dan ook moeten beoordelen of de werkzaamheden en het achterlaten van pijpleidingen waarin NORM wordt aangetroffen toegestaan is.

Europese Kaderrichtlijn Mariene Strategie en Nederlandse Mariene Strategie

De Europese Kaderrichtlijn Mariene Strategie (KRM) heeft tot doel het beschermen en herstellen van de Europese zeeën en oceanen en duurzaam gebruik te bevorderen. De KRM verplicht elke Europese lidstaat tot het vaststellen van een mariene strategie. Deze strategie moet gericht zijn op bescherming, behoud en herstel van het mariene milieu (een goede milieutoestand) waarbij tevens een duurzaam gebruik van de Noordzee wordt gegarandeerd. De lidstaten moeten de nodige maatregelen treffen om in hun mariene wateren deze ambitie te bereiken.

De Nederlandse Mariene Strategie is de uitwerking van de Kaderrichtlijn Mariene Strategie voor Nederland. De minister van Infrastructuur en Waterstaat is verantwoordelijk voor de uitvoering van de Mariene Strategie. Zij doet dit in enkele voorgeschreven stappen in overleg met andere bewindspersonen en met alle (maatschappelijke) betrokkenen die het aangaat. Zo is de Minister van Landbouw, Natuur en Voedsel-kwaliteit verantwoordelijk voor de onderdelen die natuur, biodiversiteit en visserij betreffen.

Beleidsontwikkeling

Met de wijziging van de mijnbouwwetgeving per 01-01-2022 is nu wettelijk vastgelegd dat het laten liggen of verwijderen na buitengebruikstelling wordt gebaseerd op een kosten-batenanalyse van de effecten.

‘De norm is dat pijpleidingen en umbilicals die onder de Mbw vallen, schoon en veilig worden achtergelaten, tenzij de minister van Economische Zaken en Klimaat de beheerder verplicht tot verwijdering. Opruiming kan wenselijk zijn als oude kabels en leidingen in de weg liggen bij ander gebruik van de zeebodem. Hiervoor is een

beoordelingsmethodiek ontwikkeld die behalve naar hinder voor ander gebruik ook kijkt naar veiligheid, milieueffecten en kosten. Deze methodiek wordt van toepassing via een aanpassing van het Mijnbouwbesluit en de Mijnbouwregeling. Voor nieuwe kabels en pijpleidingen onder de Mijnbouwwet kan met deze aanscherping van de opruim-plicht vooraf rekening gehouden worden.'

Met het van kracht worden van de nieuwe regels in de mijnbouwwetgeving en het nieuwe Programma Noordzee 2022 – 2027 is de checklist voor opruimplicht van kabels en leidingen uit de Beleidsnota Noordzee 2016 – 2021 als zelfstandig document komen te vervallen en opgenomen in de Mbr. Op basis van de eisen in de Mbr heeft het ministerie van KGG een meldingsformulier ontwikkeld ('Melding buiten werking zijnde offshore pijpleidingen') dat binnen vier weken na de buitengebruikstelling bij het ministerie moet worden ingediend. Dit rapport bevat dit meldingsformulier en geeft inzicht in de manier waarop de beheerder de keuze heeft gemaakt tussen het achterlaten of verwijderen van een offshore pijpleiding. Het bevoegd gezag kan aan de hand van deze melding ook beoordelen of een pijpleiding beschikbaar moet blijven voor hergebruik of juist moet worden verwijderd.

Normen

NEN 3656 (Eisen voor stalen buisleidingsystemen op zee) bevat de minimumeisen die met betrekking tot veiligheidsaspecten 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 zee leidingen. NEN 3656 van bevat tevens richtlijnen voor het (tijdelijk) buiten bedrijf stellen van zee leidingen.

3.4 Ontmanteling in het Verenigd Koninkrijk

Inleiding

De verantwoordelijkheid om ervoor te zorgen dat aan de vereisten van de Petroleum Act 1998 wordt voldaan, ligt bij de Offshore Petroleum Regulator for Environment and Decommissioning ([OPRED](#)), die ressorteert onder het Department for Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS).

Eigenaars van olie- en gasinstallaties en pijpleidingen zijn verplicht hun offshore-infrastructuur aan het einde van de economische levensduur van een veld buiten gebruik te stellen en de Petroleum Act 1998 verplicht eigenaren om de maatregelen voor de ontmanteling van niet meer gebruikte installaties en/of pijpleidingen vast te leggen in een ontmantelingsprogramma. Zie ook :

<https://www.decomreghub.org.uk/> en <https://www.gov.uk/guidance/oil-and-gas-decommissioning-of-offshore-installations-and-pipelines>

Vergelijkend onderzoek (Comparative Assessment)

Er is een aantal opties voor de ontmanteling van offshore-pijpleidingen, en deze worden geëvalueerd door een vergelijkend onderzoek. Het vergelijkend onderzoek houdt rekening met de technische, veiligheids-, milieu- en maatschappelijke impact en kosten om de optimale ontmantelingsoptie voor een specifieke pijpleiding en bijbehorende infrastructuur te bepalen.

Een ontmantelingsprogramma moet alle onderdelen, infrastructuur en materialen identificeren die zijn geïnstalleerd of geboord en voor elk daarvan de ontmantelingsoplossing beschrijven. (Voor ontmantelingsprogramma's en voorbeelden van vergelijkend onderzoeken: <https://www.gov.uk/guidance/oil-and-gas-decommissioning-of-offshore-installations-and-pipelines#approved-decommissioning-programmes>)

Guidance for the Decommissioning of Offshore Oil and Gas Installations and Pipelines

In November 2018 zijn de [Guidance Notes for decommissioning offshore oil and gas installations and pipelines](#) geactualiseerd om advies te geven over de wettelijke vereisten voor ontmanteling. Deze bijgewerkte versie van de richtsnoeren beoogd nu de beleidsvereisten met betrekking tot activiteiten na de ontmanteling duidelijker te beschrijven, waaronder:

- › een op risico gebaseerde benadering van monitoring
- › uitleg over de noodzaak van een langetermijn-beheerplan voor elke infrastructuur die na de ontmanteling achter zal blijven.

In de volgende tabel is een selectie opgenomen van relevante delen van de [Guidance Notes for decommissioning offshore oil and gas installations and pipelines](#) (2018).

Pipeline Decommissioning: Introduction (§10.1 – 10.4)

The Petroleum Act 1998 provides a framework for the orderly decommissioning of both offshore installations and offshore pipelines.

There are currently no international guidelines on the decommissioning of disused pipelines and they are not currently part of Decision 98/3, however the UK believes it is appropriate to have a robust process for considering pipeline decommissioning. The UK has therefore adopted the principles and processes associated the comparative assessment process in OSPAR Decision 98/3 in its consideration of pipeline decommissioning. This means that as a starting principle operators must aim to achieve a clear sea bed and robustly assess decommissioning options based on evidence and data.

The Pipeline Safety Regulations 1996, administered by the HSE, provide requirements for the safe decommissioning of pipelines.

Leaving pipelines in place, (§10.11 – 10.12)

Where it is proposed that a pipeline should be decommissioned in place, either wholly or in part, then the decommissioning programme should be supported by a suitable study which addresses the degree of past and likely future burial/exposure of the pipeline and any potential effect on the marine environment and other uses of the sea. The study should include the survey history of the line with appropriate data to confirm the current status of the line including the extent and depth of burial, trenching, spanning and exposure. It should also detail levels of fishing activity in the area.

As a general guide the following pipelines (inclusive of any “piggyback” lines and umbilicals that cannot easily be separated) may be candidates for in-situ decommissioning:

- those which are adequately buried and trenched and which are not subject to development of spans and are expected to remain so. It is expected that burial or to a minimum depth of 0.6 metres above the top of the pipeline will be necessary in most cases, trenching without burial will require more detailed information on backfill, and fishing activity. Note: Those which are trenched but not adequately buried will require more information on possible backfill and snagging risks*
- those which were not buried or trenched at installation but which are expected to selfbury over a sufficient length within a reasonable time and remain so buried*
- those where burial or trenching of the exposed sections is undertaken to a sufficient depth and it is expected to be permanent*
- those which are not trenched or buried but which nevertheless are candidates for leaving in place if the comparative assessment shows that to be the preferred option in particular trunk lines*
- those where exceptional and unforeseen circumstances due to structural damage or deterioration or other cause means they cannot be recovered safely and efficiently*

Note: Trenching and burying at the time of decommissioning can be considered as an acceptable solution.

Pipeline Decommissioning: Introduction (§10.1 – 10.4)

The Petroleum Act 1998 provides a framework for the orderly decommissioning of both offshore installations and offshore pipelines.

There are currently no international guidelines on the decommissioning of disused pipelines and they are not currently part of Decision 98/3, however the UK believes it is appropriate to have a robust process for considering pipeline decommissioning. The UK has therefore adopted the principles and processes associated the comparative assessment process in OSPAR Decision 98/3 in its consideration of pipeline decommissioning. This means that as a starting principle operators must

aim to achieve a clear sea bed and robustly assess decommissioning options based on evidence and data.

The Pipeline Safety Regulations 1996, administered by the HSE, provide requirements for the safe decommissioning of pipelines.

Leaving pipelines in place, (§10.11 – 10.12)

Where it is proposed that a pipeline should be decommissioned in place, either wholly or in part, then the decommissioning programme should be supported by a suitable study which addresses the degree of past and likely future burial/exposure of the pipeline and any potential effect on the marine environment and other uses of the sea. The study should include the survey history of the line with appropriate data to confirm the current status of the line including the extent and depth of burial, trenching, spanning and exposure. It should also detail levels of fishing activity in the area.

As a general guide the following pipelines (inclusive of any “piggyback” lines and umbilicals that cannot easily be separated) may be candidates for in-situ decommissioning:

- those which are adequately buried and trenched and which are not subject to development of spans and are expected to remain so. It is expected that burial or to a minimum depth of 0.6 metres above the top of the pipeline will be necessary in most cases, trenching without burial will require more detailed information on backfill, and fishing activity. Note: Those which are trenched but not adequately buried will require more information on possible backfill and snagging risks*
- those which were not buried or trenched at installation but which are expected to selfbury over a sufficient length within a reasonable time and remain so buried*
- those where burial or trenching of the exposed sections is undertaken to a sufficient depth and it is expected to be permanent*
- those which are not trenched or buried but which nevertheless are candidates for leaving in place if the comparative assessment shows that to be the preferred option in particular trunk lines*
- those where exceptional and unforeseen circumstances due to structural damage or deterioration or other cause means they cannot be recovered safely and efficiently*

Note: Trenching and burying at the time of decommissioning can be considered as an acceptable solution.

Post Completion Activities; monitoring, maintenance and management (§5.17)

*Having executed a decommissioning programme, and reported completion of the work, the final stage will require the operator to **implement arrangements for monitoring, maintenance and management** of the decommissioned site and any remains of installations or pipelines that may exist.*

The scope and duration of the monitoring requirements will be agreed between the operator and OPRED in consultation with other Government departments and details will be included in the decommissioning programme. (See also Sections 14 to 16 of this guidance). Operators will be asked to outline their plans for managing remaining liability in perpetuity for anything left in situ at this stage.

OPRED may attach conditions to any decommissioning programme in respect of any continued maintenance in accordance with section 32(2) of the 1998 Act.

Monitoring Requirements (§10.20 – 10.22)

Where pipelines are to be decommissioned in place operators will be required to agree a suitable risk based monitoring programme with OPRED in consultation with other government departments with the details specified in the decommissioning programme.

The form and duration of the monitoring programme will depend upon the prevailing circumstances and, if necessary, be adapted with time.

The starting point for any monitoring programme is a suitable baseline and unless there is sufficient information on the condition of the pipeline from previous surveys, a post-decommissioning survey at the completion of decommissioning work will be required.

Subsequent surveys will be required depending upon the risk associated with each of the pipelines or sections of the pipelines, and remedial activity (including removal of the pipeline) may be required if issues arise. Surveys and inspection reports must be submitted to OPRED at agreed timescales.

OPRED will review the findings of reports in consultation with other government departments and fishermen/other users of the sea representatives.

Decommissioning protective deposits (§11.1)

It is expected that as with pipelines, all related structure features such as mattresses, grout bags, or contained rock deposits which have been installed to protect pipelines or other infrastructure during their operational life should be considered for removal with the aim to achieve a clear seabed and for disposal onshore.

Post Decommissioning – Risk based monitoring (§11.6)

Areas where deposits have not been removed will be subject to monitoring requirements post decommissioning. This should be based on an assessment of risk, however it is likely to include:

- 1. Visual and/or side-scan sonar surveys.*
- 2. Standard overtrawling surveys.*
- 3. The decommissioning solution for deposits should be covered in the close out report.*
- 4. Further location and burial depth surveys, and overtrawling trials, may be a condition of the Decommissioning Programme approval and will have to be undertaken at intervals to be discussed and agreed with OPRED to confirm that hazards have not developed.*

5. **Residual liability** relating to any deposits that remain on, or beneath, the surface of the seabed **will reside with the operator**. Should future mitigation measures be required to maintain the safety of other users of the sea, or to prevent significant interference that was not considered in the decommissioning programme, the operator will be required to present proposals to OPRED.

Marking of remains and safety zones (§16)

There is no explicit mentioning of any safety zones in relation to in situ abandoned pipelines in the guidelines. In those cases where it is agreed that a pipeline should remain in place, the operator must ensure that the position (horizontal datum to be stated), surveyed depth (vertical datum to be stated) and dimensions of the remains are forwarded immediately to the Hydrographic Office, for inclusion on Admiralty charts.

Residual liability and decommissioning legacies Principles (§17.1- 17.3)

The persons/parties who own an installation or pipeline, or are a section 29 holder, at the time of its decommissioning **will remain the owners of any residues and remains after decommissioning**. In addition, those with a duty to ensure the decommissioning programme is carried out will remain responsible for complying with any conditions attached to the Secretary of State's approval of the decommissioning programme.

Residual liability remains with the owners in perpetuity, and continued contact will therefore be required as part of the close out report and OPRED must be notified of any changes to the company structure and domicile. OPRED encourages industry to work collaboratively to develop a mutual management plan or instrument to manage the ongoing monitoring and legacy of the infrastructure remaining in situ. In cases of potential default where OPRED is concerned that the current parties may no longer be able to carry out the approved programme they will consider whether to utilise section 34 of the 1998 Act to impose an obligation on additional companies to carry out the work.

Compensation claims

Any claims for compensation by third parties arising from damage caused by any remains will be a matter for the owners and the affected parties and will be governed by the applicable law.

Management of legacies

Measures to manage the potential risks arising from any legacies should be addressed in the decommissioning programme.

Post decommissioning monitoring en verantwoordelijkheid

De paragraaf over Post Decommissioning – Risk based monitoring (§11.6) beschrijft dat de in situ achtergelaten pijpleidingen op individuele basis moeten worden gemonitord. De wijze van monitoring is risk-based.

Verdere locatie- en begravingsdiepteonderzoeken, en overtrawlingsproeven, (test om het risico te bepalen dat een visnet achter een pijpleiding zou kunnen blijven haken) kunnen een voorwaarde zijn voor de goedkeuring van het ontmantelingsprogramma en zullen moeten worden uitgevoerd met tussenpozen die met OPRED moeten worden besproken en overeengekomen om te bevestigen dat zich geen gevaren hebben ontwikkeld.

De doorlopende aansprakelijkheid met betrekking tot eventuele materialen die op of onder het oppervlak van de zeebodem achterblijven, berust bij de exploitant. Mochten er in de toekomst mitigatiemaatregelen nodig zijn om de veiligheid van andere gebruikers van de zee te handhaven, of om significante interferentie te voorkomen waarmee in het ontmantelingsprogramma geen rekening was gehouden, dan zal de exploitant verplicht worden voorstellen in te dienen bij OPRED.

Hieronder zijn twee fragmenten opgenomen uit ontmantelingsrapporten uit Groot-Brittannië als voorbeelden van de huidige praktijk. De voorbeelden beschrijven het monitoringplan, waaruit blijkt dat monitoring op lange termijn na de ontmanteling niet in detail wordt beschreven of nog steeds met OPRED moet worden besproken. Per januari 2024 waren dergelijke post-monitoringsplannen nog niet uitgewerkt.

Example: [Saltire, A Topsides and Saltire Area Subsea Infrastructure DPs](#)

6.6 Post-Decommissioning Monitoring and Evaluation

A post decommissioning environmental seabed survey, covering pipeline routes and the installation site shall be carried out when decommissioning activity has been concluded. The survey will also focus on chemical and physical disturbances due to the decommissioning and be compared with the pre-decommissioning survey. Results of the survey will be forwarded to OPRED to enable a post monitoring survey regime to be agreed by both parties.

Example: Caister CM pipelines Decommissioning Programme for Caister CM pipelines, CDP1b Caister CM pipelines FINAL 30 June 2022

All pipeline systems covered within this Decommissioning Document scope will be subject to survey.

The post decommissioning pipeline (and associated stabilisation features) monitoring programme, to be agreed with OPRED, will:

- › Begin with an initial baseline survey covering the full length of each pipeline;
- › Be followed by a risk-based assessment for each pipeline (and associated stabilisation materials) which will inform the minimum agreed extent and frequency of future surveying. This will take account of pipeline burial, exposure and spanning data derived from the initial baseline survey, all available historical survey information and fisheries impact assessment;
- › Provide a report of each required survey (with analysis of the findings, the impact on the risk-based assessment and identification of the proposed timing of the next survey in accordance with the agreed RBA approach), for discussion and agreement of OPRED;
- › Include provision for remediation in the framework where such a requirement is identified. Appropriate remediation will be discussed and agreed with OPRED;
- › Where remediation has been undertaken, a follow up survey of the remediated section(s) will be required;
- › In the event of a reported snagging incident on any section of a pipeline, the requirement for any additional survey and/or remediation, will be discussed and agreed with OPRED;
- › Will include a further fisheries impact assessment following completion of the agreed survey programme;
- › Monitoring will become reactive following completion of the agreed survey programme and OPRED agreement of the analysis of the outcomes;
- › Require pipeline information to be recorded on Navigation charts and FishSAFE.
- › The monitoring programme will also include discussion with OPRED of the long-term pipeline degradation and potential risk to other users of the sea following conclusion of the planned survey programme.

3.5 Ontmanteling in Noorwegen

De tekst van deze paragraaf is gebaseerd op de Overview of International Offshore Decommissioning Regulations Volume 1 – Facilities, door de International Organization of Gas Producers (IOGP, 2017) en de NPD-memo over stopzetting ([Om avslutning av petroleumsvirksomheten og disponering av innretningerv](#), NPD, 2023).

Inleiding

Op het Noorse continentale plat (NCS) wordt de ontmanteling van pijpleidingen voornamelijk geregeld door de Noorse Petroleumwet van 1996 (<http://www.npd.no/en/Regulations/Acts/Petroleumactivities-act/>).

Twee tot vijf jaar vóór de sluiting van de faciliteit/infrastructuur moet door de vergunninghouder een Ontmantelingsplan worden ingediend (art. 5-1). Beslissingen worden genomen op basis van technische, veiligheids-, ecologische en economische factoren en rekening houdend met andere gebruikers van de zee. Voorafgaand aan

de indiening van het Ontmantelingsplan is de vergunning nodig om de reikwijdte van de Effectbeoordeling met het ministerie inzichtelijk te maken.

In-field pijpleidingen en kleinere pijpleidingen bestemd voor een specifiek veld vallen normaliter onder het veld-specifieke ontmantelingsplan. Voor grotere leidingen is doorgaans een apart plan nodig.

Het Noorse parlement heeft een Witboek uitgebracht waarin uitgebreid wordt ingegaan op de ontmanteling van pijpleidingen en kabels en dat de basis zal vormen voor toekomstige besluiten over de verwijdering van pijpleidingen: White Paper No. 47 (1999-2000) (<https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/Stmeldnr-47-1999-2000-/id193707/>), NOROG guidelines (1999 -2000 – in het Noors). NOROG is de Norwegian Oil and Gas Association bestaande uit de in Noorwegen actieve operators.

Het white paper bespreekt de *best practices* voor de ontmanteling van pijpleidingen en beoordeelt onder meer de mogelijkheden voor afvoer, de gevolgen voor het milieu, de gevolgen voor de visserij en de kosten.

Definitieve beslissingen over de verwijdering van olie- en gasinstallaties, inclusief pijpleidingen, worden genomen door het MPE (Ministerie van Petroleum en Energie). Normaal gesproken worden de volgende verwijderingsoplossingen overwogen:

- › Reinigen en ter plaatse laten
- › Begraven/graven
- › Steenstorten of
- › Verwijdering.

Vanwege de verschillende omstandigheden rondom elk ontmantelingsgeval, wordt elke pijpleiding afzonderlijk bekeken. De keuze voor de opbergopties wordt in elk individueel geval bepaald op basis van een uitgebreide evaluatie, waarbij de kosten worden beoordeeld in relatie tot de gevolgen voor de veiligheid, het milieu, de visserij en andere gebruikers van de zee ([Norsk Petroleum Website](#), 2023).

Vergelijkend onderzoek

Er wordt geen toestemming gegeven om ter plaatse te vertrekken als de pijpleiding of kabel stoffen bevat die gevaar kunnen opleveren of kunnen veroorzaken voor de menselijke gezondheid of schade aan het milieu.

Het selecteren van een opbergalternatief zal plaatsvinden op basis van een vergelijkende beoordeling waarbij de kosten worden afgewogen in relatie tot de gevolgen voor het milieu, de visserij en andere gebruikers van de zee, en rekening houdend met andere internationale resoluties en richtlijnen.

Als het ministerie besluit dat de meest geschikte verwijderingsmethode het laten staan van de faciliteit/pijpleiding is, is de vergunninghouder aansprakelijk voor eventuele veroorzaakte interferentie of schade. Wanneer wordt voorgesteld om een

pijpleiding geheel of gedeeltelijk buiten gebruik te stellen, dan moet het ontmantelingsprogramma worden ondersteund door een geschikt onderzoek waarin de mate van begraving/blootstelling van de pijpleiding in het verleden en de waarschijnlijke toekomst wordt onderzocht, evenals eventuele potentiële risico's en effecten op het mariene milieu en ander gebruik van de zee. Het onderzoek moet de onderzoeksgeschiedenis van de lijn omvatten, samen met de juiste gegevens om de huidige status van de lijn te bevestigen, inclusief de omvang en diepte van de ingraving, het graven van sleuven, de overspanning en de blootstelling.

Monitoring

Na voltooiing van de ontmanteling moeten duidelijke procedures voor inspectie worden vastgesteld voor pijpleidingen die op de zeebodem achterblijven, zoals beschreven in een passend monitoringprogramma dat met MPE is overeengekomen in overleg met andere overheidsdepartementen (IOGP, 2017).

3.6 Ontmanteling in Denemarken

Navolgende paragraaf is een vertalingen van teksten overgenomen van de Deense Energie Agentschap (DEA).

Denemarken heeft zich ertoe verbonden installaties die in het Deense deel van de Noordzee zijn gebouwd voor de winning en het transport van olie en gas te verwijderen. Dit betekent dat het platform en de bijbehorende installaties moeten worden gedemonteerd en verwijderd om naar de wal te worden vervoerd voor sloop of recycling.

Pijpleidingen vallen niet onder deze verplichting, dus de DEA moet beoordelen of ze na reiniging ter plaatse buiten gebruik moeten worden gesteld, of moeten worden verwijderd en aan land moeten worden gebracht.

De ontmanteling van het Ravn-veld in de Deense Noordzee zal de eerste ervaring van Denemarken zijn met een volledige ontmanteling van een olie- of gasveld (december 2023).

Wetgeving

Artikel 32a van de Ondergrondwet (Undergrundsloven) bepaalt dat iedere aanvraag om goedkeuring op grond van de artikelen 10, 17, 23 of 28 van de wet vergezeld moet gaan van een plan voor het buiten gebruik stellen van de installaties waarop de aanvraag betrekking heeft.

Ontmantelingsplannen moeten worden ingediend bij en worden goedgekeurd door het DEA, dat in de loop van de goedkeuringsprocedure de relevante Deense autoriteiten zal raadplegen.

Artikel 32a heeft betrekking op alle installaties die tot doel hebben ondergrondse hulpbronnen te exploiteren en die zowel op onshore als op offshore-ontwikkelingen van toepassing zijn. De huidige editie van de richtlijnen heeft echter betrekking op de ontmanteling van offshore olie- en gasinstallaties.

Vergelijkend onderzoek

Voor de betreffende pijpleiding zal van geval tot geval een evaluatie moeten worden uitgevoerd van het ontmantelingsplan en de impact indien deze blijft liggen (in-situ ontmanteling) op het milieu en/of ander gebruik van het gebied. De DEA vereist dat elke in-situ ontmanteling van pijpleidingen wordt gerechtvaardigd door een vergelijkend onderzoek. Vervolgens kan de DEA eisen dat pijpleidingen worden verwijderd als dat gerechtvaardigd is door maatschappelijke, ecologische of economische overwegingen [Danish Energy Agency, 2018].

Monitoring programmas na ontmanteling

Een ontmantelingsproject wordt als voltooid beschouwd wanneer daaropvolgende monitoringprogramma's zijn uitgevoerd. De noodzaak en reikwijdte van milieumonitoring zullen worden beoordeeld in samenhang met het voor de ontmanteling beschikbare milieueffectrapport [Danish Energy Agency, 2018]. Lange termijn monitoring komt niet aan de orde in deze guidelines (section 32a).

3.7 Ontmanteling in de Verenigde Staten

De Verenigde Staten lijken geen goed voorbeeld te zijn voor hoe pijpleidingen moeten worden achtergelaten bij ontmanteling gezien de conclusies van de U.S. Government Accountability Office (GOA) zoals beschreven in rapport '[Offshore oil and gas, Updated Regulations Needed to Improve Pipeline Oversight and Decommissioning](#)' van maart 2021 [GOA, 2021].

Zie hieronder een samenvatting van de conclusies:

Het Bureau of Safety and Environmental Enforcement (BSEE) beschikt niet over een robuust proces om de milieu- en veiligheidsrisico's aan te pakken die ontstaan door ontmantelde pijpleidingen op de zeebodem te laten liggen als gevolg van de cumulatieve effecten van gaten in het toezicht vóór, tijdens en na de ontmanteling. Het ontmantelingsproces.

- 1. BSEE houdt bij de beoordeling van ontmantelingsaanvragen niet grondig rekening met dergelijke risico's. Dit heeft ertoe bijgedragen dat BSEE en zijn voorgangers de industrie toestemming hebben gegeven om sinds de jaren zestig ruim 97 procent (ongeveer 18.000 mijl) van alle buiten gebruik gestelde pijpleidingkilometers op de zeebodem van de Golf van Mexico achter te laten. Over het algemeen moeten pijpleidingen van de zeebodem worden verwijderd. BSEE kan echter toestaan dat pijpleidingen ter plaatse buiten gebruik worden gesteld als aan bepaalde criteria wordt voldaan. Een dergelijk hoog goedkeuringspercentage geeft aan dat dit echter geen uitzondering is, maar eerder dat ontmanteling ter plaatse al tientallen jaren de norm is.*
- 2. BSEE garandeert niet dat exploitanten voldoen aan ontmantelingsvereisten, zoals het schoonmaken van pijpleidingen, omdat zij geen enkele ontmantelingsactiviteit van pijpleidingen observeren, geen pijpleidingen inspecteren na de ontmanteling ervan, of het grootste deel van het ingediende bewijsmateriaal voor de ontmanteling van pijpleidingen verifiëren.*
- 3. BSEE houdt geen toezicht op de toestand en locatie van pijpleidingen nadat zij ter plaatse zijn ontmanteld, waardoor zij minder goed in staat is om eventuele lange termijn risico's, zoals het vrij komen te liggen of het zich verplaatsing van pijpleidingen, te beperken. Bovendien, als blijkt dat pijpleidingen die ter plekke buiten gebruik worden gesteld later risico's opleveren, is er geen financieringsbron voor verwijdering.*

De GOA concludeert dat, zoals hierboven besproken, de BSEE slechts beperkte vooruitgang heeft geboekt bij het actualiseren van de verouderde pijpleidingregels. Zonder actie te ondernemen om bijgewerkte pijpleidingregelgeving te ontwikkelen, af te ronden en te implementeren, zal BSEE beperkt blijven in zijn vermogen om ervoor te zorgen dat het ontmantelingsproces van pijpleidingen milieu- en veiligheidsrisico's aanpakt.

4 Uitwerking methodiek voor het vergelijkend onderzoek in Nederland

Onder de huidige Nederlandse regelgeving wordt de voorkeursoptie voor ontmanteling van olie- en gaspijpleidingen van geval tot geval afgewogen met behulp van het vergelijkende onderzoek (Comparative Assessment). Dit proces is vergelijkbaar met een milieu-effectrapportage (MER).

Er zijn geen gedetailleerde procedures voor het vergelijkend onderzoek voorgeschreven in de Mijnbouwwet/besluit/regeling, OSPAR-besluit 98/3 of de richtlijnen in de UK. De door KGG op www.NLOG.nl ter beschikking gestelde ‘Indieningsformulieren buiten werking melding, aanvraag ontheffing, instemming verwijderingsplan en rapport over verwijderen’ zijn formats (conform de artikelen in de betreffende wetgeving) die gebruikt kunnen worden om de buitenwerkingmelding te doen. Het “Format melding buiten werking zijnde pijpleiding/kabel” adresseert een aantal specifieke onderwerpen dat van belang is om de afmelding deugdelijk te onderbouwen en te concluderen of (delen van) een kabel of pijpleiding dienen te worden ontmanteld of kunnen blijven liggen.

Royal Haskoning DHV (RHDHV) heeft in opdracht van Nexstep ‘een standaardmethodiek voor het uitvoeren van een Comparatief Onderzoek voor (te) verlaten zeeleidingen, gelegen in het Nederlandse deel van de Noordzee’ opgesteld [Nexstep, 2022].

4.1 Criteria voor het schoon en veilig achterlaten van pijpleidingen

Nexstep (2022)⁸ stelt dat het vergelijkend onderzoek het mogelijk maakt om rekening te houden met de specifieke diameter, lengte en configuratie van individuele pijpleidingen bij het overwegen van ontmantelingsopties op basis van de volgende criteria (deel van de tekst is overgenomen uit het Nexstep-rapport):

1. Milieu: emissies naar lucht en water, geluid, licht, energie- en grondstoffenverbruik;
2. Ecologie: vogels, zeezoogdieren, vleermuizen, vissen, benthos, habitattypen;

⁸ Nexstep werkt aan een actualisatie/uitbreiding van dit rapport op het gebied van NORM, Kwik en koolwaterstoffen en een procedure toe voor het inspecteren van decommissioned pipelines

3. Veiligheid: risico op ongevallen personeel en contractors, andere gebruikers, verwerking aan wal;
4. Techniek: technische haalbaarheid, risico op falen tijdens de uitvoering;
5. Kosten: directe kosten voor verwijdering of achterlaten, periodieke inspectiekosten, aansprakelijkheid;
6. Ruimtegebruik: ruimtebeslag, versnippering, hinder voor andere functies;
7. Maatschappij & reputatie: visserij, scheepvaart, natuur- en milieuorganisaties, positieve/negatieve pers.

Het vergelijkend onderzoek gaat er van uit dat gezondheid en veiligheid een dominante factor zijn in elk onderzoek, waarbij de focus gericht is op het minimaliseren van de risico's op lange termijn voor andere gebruikers van de zee en de risico's op korte termijn voor degenen die ontmantelingsoperaties uitvoeren. Een integraal onderdeel van het proces is de milieueffectrapportage, die wordt opgesteld ter ondersteuning van alle ontmantelingsplannen voor pijpleidingen.

4.2 Nadere beschrijving van de verschillende criteria

Voor de onderstaande nadere beschrijving van de verschillende criteria voor een vergelijkend onderzoek zijn onder meer de *'Melding buiten werking zijnde leidingen* voor de leiding Hoorn-A naar WGT-side tap [Petrogas E&P Netherlands B.V.] en de gasleiding tussen de platforms [P15-G en P15-D in mijnbouwblok P15](#) (TAQA Offshore B.V.) geraadpleegd/ geciteerd.

Milieu

Emissies naar lucht en water, geluid, licht, energie- en grondstoffenverbruik

- › Er treden zowel bij het achterlaten als bij het verwijderen emissies op naar lucht water en er is bovendien sprake van geluid. Dit is meer bij de verwijdering dan bij de inspecties, maar de impact is gering en tijdelijk.
- › Afval dat vrijkomt is in het algemeen goed verwerkbaar. Speciale aandacht moet worden besteed aan het mogelijk achterblijven van NORM. Het afval bij het achterlaten van de leiding is uiteraard minder omvangrijk dan bij de verwijdering
- › Zowel bij de verwijdering als bij het achterlaten treedt energie verbruik op.
- › De effecten zijn nihil of gering en lokaal in het geval van het achterlaten van de leidingen. Hoewel de milieurisico's van het achterlaten van een enkele leiding in dit geval beperkt zijn, betekent dit niet dat er op lange termijn geen negatieve effecten verbonden kunnen zijn aan het geheel van de leidingen in zee.
- › Bij het verwijderen zijn de effecten negatief, maar lokaal en kortdurend.

Ecologie

Vogels, zeezoogdieren, vleermuizen, vissen, benthos, habitattypen

- › Zowel bij het achterlaten als verwijderen van de pijpleiding treden versturende effecten op voor de verschillende dieren, habitattypen en bodemleven. De

verstoringen zijn beperkt van ruimtelijke omvang en tijdsduur. Uiteraard zijn de effecten op de dieren onder water groter dan die voor de vogels. Er wordt uitgegaan van voldoende uitwijkmogelijkheden. De Noordzeebodem heeft over het algemeen geen bijzondere waarden. De verstoring van de bodem is (over de gehele Noordzee genomen) beduidend minder dan dat er bij de verschillende visserijactiviteiten plaatsvindt [Ministerie VROM, 1998].

Veiligheid

Risico op ongevallen personeel en contractors, andere gebruikers, verwerking aan wal

- › Er is in alle gevallen sprake van enig risico, maar bij de verwijdering van de leidingen is die groter. Met name voor personeel door duikongevallen en de verwerking van de verwijderde leidingdelen (zoals hijsen).
- › Het risico voor ongevallen met derden bij achtergelaten leidingen is klein (ook door voortdurende monitoring). Dat risico vervalt bij verwijdering, maar de activiteiten bij verwijderen zijn aanzienlijk groter.

Techniek

Technische haalbaarheid, risico op falen tijdens de uitvoering

- › De technische haalbaarheid van het achterlaten is geen issue. Voor het verwijderen is er beperkte ervaring met Cut & lift en geen ervaring met reverse S-lay en reverse reeling. Hierdoor scoort achterlaten positief op dit punt. Cut & lift scoort neutraal, maar de andere twee technieken scoren negatief. Eenzelfde risicoverdeling geldt voor project-falen door breuk van de leiding.

Kosten

Directe kosten voor verwijdering of achterlaten, periodieke inspectiekosten, aansprakelijkheid

- › De kosten voor het weghalen van de leiding zijn zeer hoog (ca 1 miljoen/km) terwijl de kosten voor het achterlaten ca 10% daarvan bedragen. Bij het achterlaten komen daar wel de periodieke inspectiekosten bij. Die kosten hangen af van de lengte van de leiding, de vereiste inspectiemethode, de frequentie en duur van de monitoring. Aangezien dat zeer lang zal doorgaan zullen die kosten hoog op kunnen lopen. Deze kosten post komt vooralsnog niet duidelijk tot uiting bij de afweging om de leidingen al dan niet te verwijderen. Dit geeft een onevenwichtig beeld die het achterlaten van pijpleidingen een te rooskleurig beeld geeft.

Ruimtegebruik

Ruimtebeslag, versnippering, hinder voor andere functies

- › Het ruimtegebruik van een achtergelaten leiding is zeer beperkt. Het verwijderen van de leiding heft het ruimtegebruik op en wordt daarmee positief

gewaardeerd. De aanwezigheid van een leiding leidt tot versnippering en mogelijke hinder voor andere activiteiten. In bepaalde gevallen zal een (deel van de) leiding alsnog moeten worden verwijderd. Zeker met de toenemende ruimtevrage door windparken is dit niet denkbeeldig.

Maatschappij & reputatie

Visserij, scheepvaart, natuur- en milieuorganisaties, positieve/negatieve pers

- › De maatschappelijke reputatie is momenteel nog niet echt uitgesproken omdat het onderwerp nog betrekkelijk weinig aandacht heeft. Het laten liggen van leidingen heeft consequenties voor de visserij op de vorm van risico's dat vistuig verstrikt kan raken in uitstekende delen. Voor de scheepvaart zijn de risico's gering. Verschillende Milieuorganisaties gaan uit van het principe dat er na beëindiging van de activiteiten geen gebiedsvreemd materiaal mag achterblijven op de zeebodem.

Kanttekeningen bij de uitvoering van een vergelijkend onderzoek

De CA zoals die nu wordt gepresenteerd, gaat in belangrijke mate voorbij aan de eeuwig durende verplichting tot monitoren en eventuele herstelmaatregelen die zich in het geval van het in situ laten liggen van de leidingen zal voordoen. Dit betreft allereerst de (milieu)effecten en kosten van de periodieke monitoring, maar ook de interferentie met andere activiteiten.

- › De stabiele ligging van de leidingen is afhankelijk van het deel van de Noordzee waar zij liggen. In het zuidelijk en centrale deel is de zeebodem dynamisch met migrerende zandgolven. Hierdoor kunnen de leidingen bloot komen te liggen. In deze gebieden zal een intensievere monitoring moeten plaatsvinden en eventuele herstelmaatregelen uitgevoerd met een bijbehorende kostenpost. In het Noordelijke deel is de bodem veel stabielier waardoor het risico op blootleggen gering is. De monitoringsfrequentie kan hier veel lager zijn. Overigens is het mogelijk dat deze patronen zich over de betreffende tijdspanne van meerdere eeuwen gaan veranderen (door effecten van klimaatverandering op de zeestromingen of het aanleggen van energiehub's in de Noordzee) waardoor de monitoringsfrequentie moet worden aangepast.
- › Verschillende onderwerpen behoeven nader onderzoek om de consequenties goed te kunnen overzien, zoals milieueffect van het achterlaten van coatings en liners en de mogelijke aanwezigheid van bijvoorbeeld NORM en kwik.
- › Hoewel het risico voor de scheepvaart gering is, kan bij wijzigingen in de scheepvaartroutes (door nieuwe bestemmingen) of ankerplaatsen dit risico zich verleggen naar andere gebieden.
- › De monitoringsperiode na het achterlaten van een leiding is dusdanig lang dat het niet aannemelijk is dat de verantwoordelijke partijen die gehele periode aansprakelijkheid kunnen dragen.
- › Tenslotte zijn er ontwikkelingen die op dit moment nog niet zijn te overzien. Te denken valt daarbij bijvoorbeeld aan de frequentie en methode van vissen. Een techniek als pulsvissen zou bijvoorbeeld het risico op het blijven haken achter free spans hebben verminderd.

5 Interferentie met overige activiteiten

5.1 Inleiding

Achtergelaten pijpleidingen interfereren op verschillende manieren met andere activiteiten op de Noordzee. De belangrijkste risico's zijn die van de visserij, die met hun netten verstrikt kunnen raken in uitstekende delen van een pijpleiding. Daarnaast kan er interferentie optreden bij de aanleg van windparken, het ankeren van schepen, natuurbescherming, defensie, delfstoffen (m.n. zandwinning) en voorkeurstracés kabels en leidingen).

5.2 Interferentie met de visserij

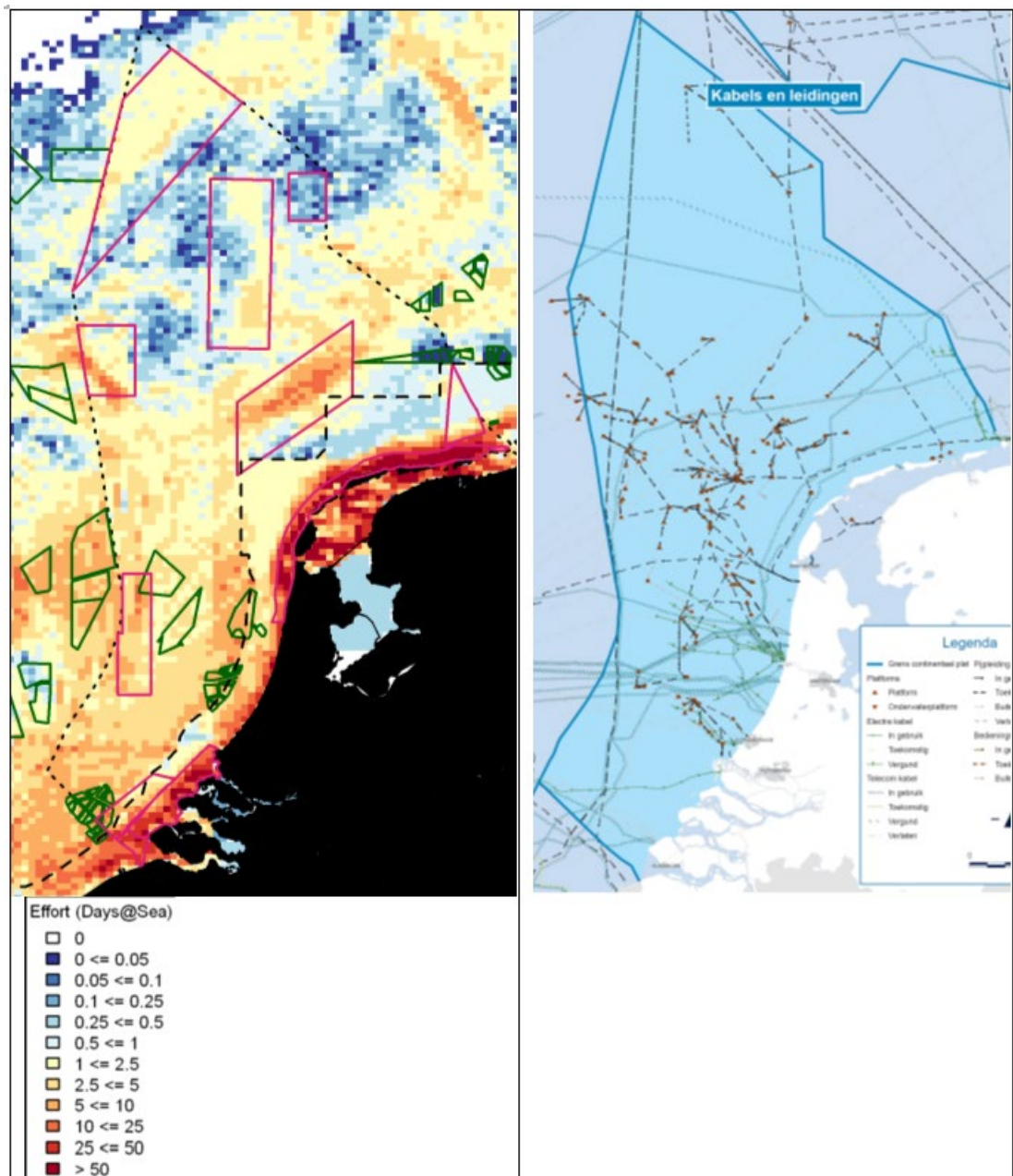
Visserij is een van de belangrijkste activiteiten die hinder kan ondervinden van in situ achtergelaten pijpleidingen. Olie- en gaspijpleidingen op het Nederlands deel van het Continentaal plat hebben een totale lengte van ca 4500 km [Nexstep, 2023]. Uitgaande van een gemiddelde doorsnede van 1 meter resulteert dit in een ruimtebeslag van ca. 0,01% van het oppervlakte van het Nederlands deel van de Noordzee. Indien rekening wordt gehouden met een strook van 100 meter om bij werkzaamheden te kunnen manoeuvreren gaat het om minder dan 1%.

De belangrijkste hinder voor vissersschepen is dat ze met hun netten achter uitstekende delen van pijpleidingen kunnen blijven steken, of dat ze vastraken in de vrije overspanningen boven de zeebodem (free span). Voor een deel zijn de pijpleidingen ingegraven waardoor dit risico beperkt wordt. Welk percentage ingegraven is, is binnen dit onderzoek niet achterhaald. Dat kan alleen door bij de betreffende operators gegevens in te winnen. De operator ziet er op toe dat alle leidingen altijd overvisbaar moeten zijn en dat afwijkingen worden hersteld. Alle pijpleidingen met een diameter kleiner dan 16 inch moeten ingegraven zijn (NEN 3656). Pijpleidingen die zo groot en zwaar zijn dat ze vanzelf ingraven hoeven niet bij aanleg ingegraven te worden. Periodiek moet de ligging van elke leiding worden onderzocht en afwijkingen dienen aan SodM te worden gemeld.

Wanneer de visserij-inspanning op de Noordzee voor kotters met bodemberoerende vistuigen wordt vergeleken met de locatie van de pijpleidingen blijken de pijpleidingen (Figuur 5.1) zich hoofdzakelijk in die delen van de Noordzee te bevinden waar de visserijactiviteiten relatief hoog zijn. De meest drukbevaren zone ligt direct langs de kust, die alleen worden doorsneden bij de aanlandingspunten in de omgeving van Den Haag/Maasvlakte, IJmuiden, Den Helder en Delfzijl.

Onderzoek in het Verenigd Koninkrijk [Rouse et al., 2018] toont aan dat het aantal geregistreerde incidenten tussen olie en gas infrastructuur en vissersschepen in de

UK-Noordzee sinds 1989 gedaald is van 1590 naar twee per jaar. Van alle gerapporteerde gevallen is 13% (207) direct te relateren aan pijpleidingen en de bijbehorende beschermende afdekking, maar bij bijna twee derde van de overige geclaimde incidenten was een pijpleiding het dichtstbijzijnde gevaar (t.o.v. substructures en scheepswrakken). Die incidenten bestaan voor het overgrote deel uit financiële schade (99,6%). Incidenten waarbij het schip moest worden verlaten, vertegenwoordigen 0,3% terwijl er slechts 1 geval is geweest met fatale afloop (0,06%). Verreweg het grootste deel van de Engelse incidenten speelden zich overigens af in de noordelijke Noordzee. In het zuidelijke deel van de Engelse Noordzee, dat beter vergelijkbaar is met het Nederlandse deel, hebben betrekkelijk weinig incidenten plaatsgevonden binnen de beschreven periode [Rouse et al., 2018].



Figuur 5.1: Links, de verspreiding van de kottervisserij: jaarlijkse visserij-inspanning in dagen op zee, gemiddeld voor de periode 2015-2017. Alle kotters, ongeacht motorvermogen, met bodemberoerende vistuigen. Met ingetekend (geplande) windparken in groen; (geplande) natuurgebieden in paars; en de combinatie van grenzen van de EEZ, 12-mijlszone en de Scholbox (natuurgebied boven de Waddeneilanden) in zwart [Quirijns et al., 2019]. Rechts, weergave van de kabels en leidingen (<https://www.noordzeeloket.nl/functies-gebruik/kabels-leidingen/>, download juli 2023).

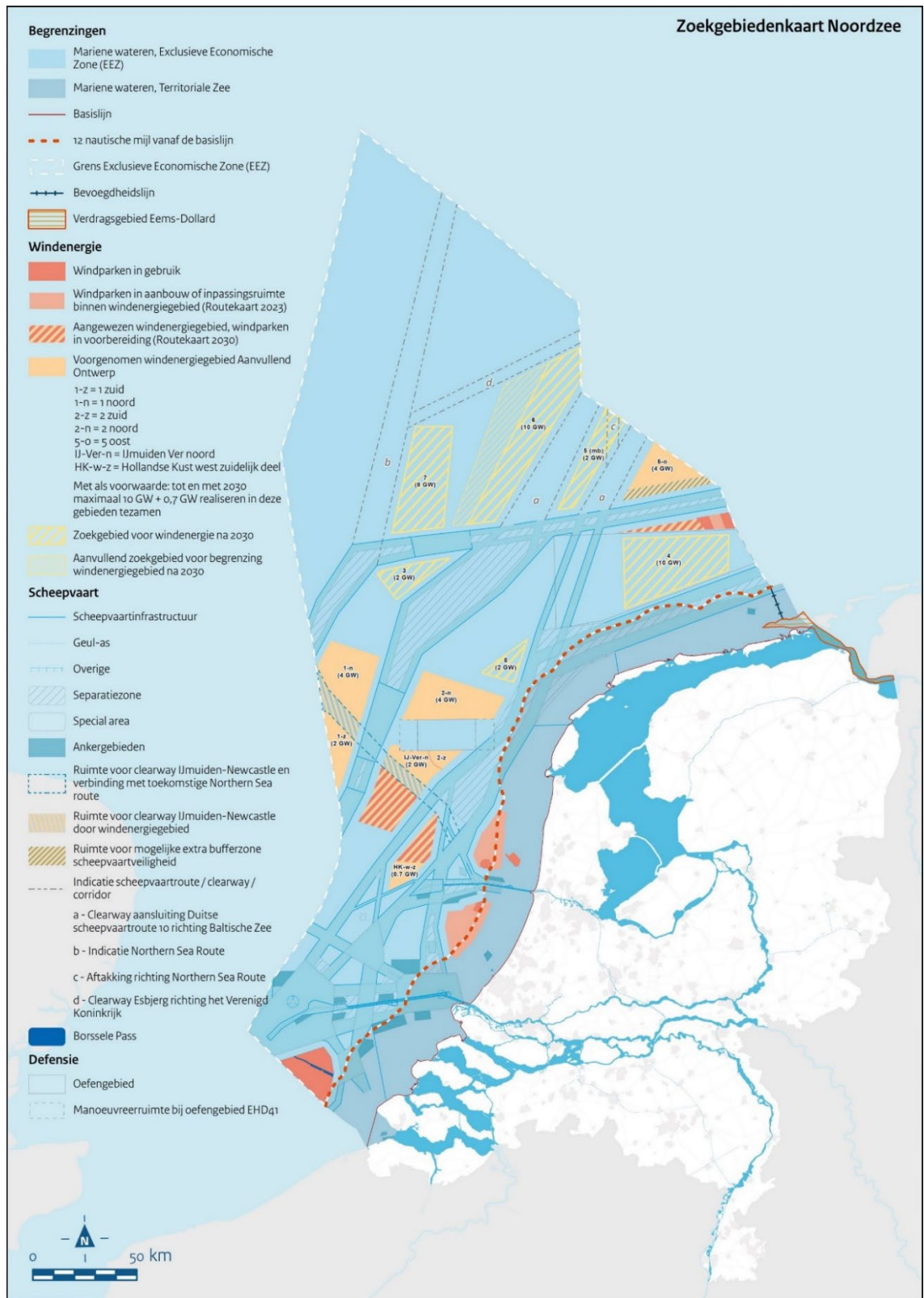
5.3 Interferentie met windenergie

Wat windparken betreft, gaat het niet om een dynamische interactie maar om hinderlijk in de weg liggende leidingen bij de aanleg van een windpark. Dat betekent dat er geen sprake is van calamiteiten maar van oponthoud en extra kostenposten wanneer een achtergelaten pijpleiding alsnog moet worden verwijderd. Overigens hoeft een pijpleiding in een windpark niet per definitie verwijderd te worden. De windturbines kunnen tot vlak bij de pijpleiding worden geplaatst en de stroomkabels kunnen over de begraven pijpleiding worden gelegd. Momenteel is er een aantal zoekgebieden gealloceerd voor mogelijke windparken (Figuur 5.2). Hierbij is een doorkijk gemaakt richting 2050 [Rijksoverheid, 2021]. Voor de nabije toekomst is hiermee inzichtelijk gemaakt waar interferentie tussen (achtergelaten) pijpleidingen en windparken op kan treden, maar de achtergelaten pijpleidingen zullen nog lang na 2050 blijven liggen en het ruimtebeslag van windparken kan in de verre toekomst nog veel verder worden uitgebreid.

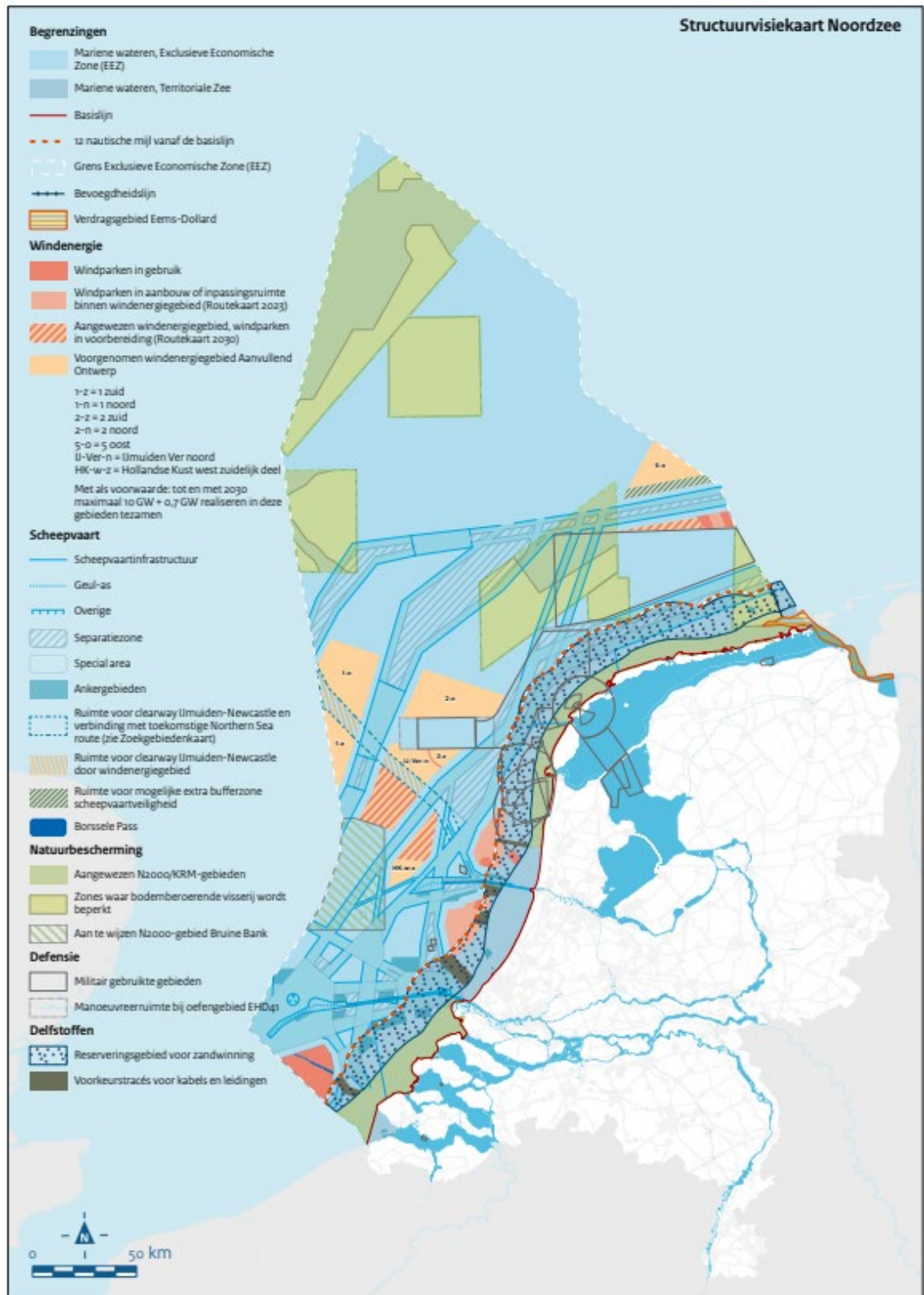
5.4 Interferentie met overige activiteiten

De overige activiteiten zoals benoemd in het [Programma Noordzee 2022-2027](#) [Rijksoverheid, 2022] en in het [Aanvullend ontwerp Programma Noordzee 2022-2027](#) [Rijksoverheid, 2021] zijn naast de visserij en windenergie nog scheepvaart, natuurbescherming, defensie, delfstoffen (zandwinning en voorkeurstracés kabels en leidingen). Visserij heeft geen specifiek aangewezen gebieden omdat visserij in principe over de gehele Noordzee kan plaatsvinden (Figuur 5.3).

Scheepvaart ondervindt over het algemeen weinig hinder van achtergelaten leidingen. Alleen met ankeren zou een achtergelaten leiding eventueel overlast op kunnen leveren. Omdat dit verlaten leidingen betreft is het risico veel kleiner dan bij leidingen die in gebruik zijn voor olie- of gastransport. Voor de natuurbescherming zal na het besluit dat een leiding blijft liggen geen verandering meer optreden. Defensie ondervindt weinig overlast en delfstoffenwinning kan bij doorkruising van het wingebed hinder worden ondervonden. Dit zal echter zorgvuldig gepland kunnen worden dus zijn calamiteiten niet te verwachten. Ook zijn er momenteel betrekkelijk weinig plaatsen in de beoogde zandwingebieden waar leidingen en kabels kruisen en een deel van die gebieden is voorbestemd als leidingen tracé.



Figuur 5.2: Zoekgebieden windenergie op zee uit het Aanvullend Ontwerp Programma Noordzee 2022-2027. De oranje gebieden herbevestigt dan wel wijst het kabinet aan in het Programma Noordzee 2022-2027 voor ontwikkeling in de periode tot en met 2030. De geel gearceerde gebieden worden nader onderzocht om al of niet te worden aangewezen voor ontwikkeling van windenergie na 2030



Figuur 5.3: Structuurvisiekaart 2022-2027. De structuurvisiekaart biedt overzicht over alle ruimtelijke functies op de Noordzee in de beleidsperiode 2022-2027. (Visserijgegevens ontbreken op de structuurvisiekaart, omdat de visserij in beginsel overal toegang heeft, mits er geen beperkende maatregelen gelden). Kaart uit [Programma Noordzee 2022-2027](#)

6 Doorlopende verantwoordelijkheid

6.1 Inleiding

Het vergelijkend onderzoek zoals opgesteld door Nextstep, beschouwt de huidige situatie en de betrekkelijk nabije toekomst (bijvoorbeeld Beleidsnota Noordzee, tegenwoordig het Programma Noordzee gaat over 2022 -2027 met een doorkijk naar 2050). Aangezien pijpleidingen meerdere honderden jaren kunnen blijven liggen voordat ze zijn weggeroest, is dat een te korte termijn.

De afweging houdt nauwelijks rekening met dat er wat in de verdere toekomst gaat gebeuren (tot honderden jaren). Hoewel het lastig is te voorspellen welke specifieke activiteiten zullen plaatsvinden is het aannemelijk dat er activiteiten zullen komen die interfereren met de aanwezige pijpleidingen. Anderzijds is het waarschijnlijk dat de huidige verantwoordelijke partijen (operators en partners) een minder lang leven beschoren zijn dan de termijn waarop de pijpleidingen vergaan zijn.

Er wordt in deze context gesproken van doorlopende verantwoordelijkheid (perpetual liability), of resterende verantwoordelijkheid (residual liability). Dit heeft betrekking op 'uitgestelde' verwijdering van pijpleidingen of reparatiewerkzaamheden in de toekomst en de aanspreekbaarheid van de verantwoordelijke partij. Het gaat hierbij om werkzaamheden/kostenposten waarvan het onzeker is óf ze optreden, wanneer ze optreden en hoe hoog ze zijn. In dit rapport wordt de term doorlopende verantwoordelijkheid gebruikt.

6.2 Concept van doorlopende verantwoordelijkheid

De wetgeving in de meeste landen gaat er van uit dat de -eigenaar/gerechtigde van de pijpleiding de doorlopende verantwoordelijkheid behoudt voor eventuele aanspraken van derden op schadevergoeding of eventuele schade veroorzaakt door de installaties. Vanwege de daarmee gepaard gaande onzekerheid hebben sommige landen een alternatieve aanpak voor ogen, waarbij de aansprakelijkheid aan de staat werd overgedragen. Deze verschillende benaderingen worden door Torabi. & Tababaye Nejad (2021) in drie typen ingedeeld, afhankelijk van wie zij uiteindelijk verantwoordelijk houden:

1. **Owner-centered liability**; volgens deze houding, die gebaseerd is op het 'de vervuiler betaalt'-principe, en aanvaard is door landen als het Verenigd Koninkrijk en Nederland, zullen de eigenaren van de pijpleidingen tot in het oneindige de aansprakelijkheid dragen.

2. **State-centered liability**; sommige landen, zoals de Verenigde Staten, kiezen voor de aanpak waarbij de aansprakelijkheid overgaat op de staat als de infrastructuur bedoeld was om achtergelaten te worden en gebruikt te worden voor rigs-to-reef-programma's.
3. **Mediate liability**; tussen deze twee houdingen in regelde Noorwegen een regime waarin de aansprakelijkheid in eerste instantie bij de eigenaar zou moeten berusten, tenzij deze een financiële overeenkomst sluit om alle potentiële verantwoordelijkheden aan de staat over te dragen. Dit mechanisme is echter niet verplicht en vereist de instemming van beide partijen.

In het concept van “op de eigenaar gerichte aansprakelijkheid” zijn in het algemeen de juridische entiteiten die verantwoordelijk zijn voor de ontmanteling tevens verantwoordelijk voor de resterende aansprakelijkheden van de infrastructuur die ter plaatse achterblijft. Rechtsgebieden, die de aansprakelijkheid op basis van de eigenaar toepassen, lijken ervan uit te gaan dat er altijd een rechtspersoon is die voor de restanten van de pijpleidingen in de zee zorgt en schade herstelt die door achterblijvende infrastructuur wordt veroorzaakt. Dit voldoet aan het concept van restaansprakelijkheid door de lasten voor de belastingbetalers tot een minimum te beperken. Deze afhankelijkheid van particuliere entiteiten kan op de lange termijn problematisch worden. De kans op een eeuwigdurend bestaan van een dergelijke partij is om verschillende redenen klein, niet in de laatste plaats vanwege fusies met andere juridische entiteiten en het risico van insolventie. [Torabi. & Tababaye Nejad, 2021].

Op basis van de regimes in Noorwegen en de Verenigde Staten, lijken de concepten van mediate liability en state-centered liability aansprakelijkheid vrij gelijkaardig te zijn.

In Noorwegen is het mogelijk om met de overheid te onderhandelen over een overdracht van restschulden aan de staat in ruil voor een financiële compensatie (paragraaf 5-4, Noorse Petroleumwet). De licentienemer zou hiervoor een prijs moeten betalen, wat betekent dat dit niet noodzakelijkerwijs een gemakkelijke uitweg is voor de licentienemer of de eigenaar. Wat de hoogte van de vergoeding moet zijn, wordt niet gespecificeerd in de PA of de voorbereidende werkzaamheden. De bewoordingen van de bepaling maken duidelijk dat de regeling zelf, inclusief de omvang van de compensatie, afhankelijk is van overeenstemming tussen de deelnemers – de staat en de licentiehouders [Anonymous, 2022]. Overigens is tot op heden een dergelijke afspraak tussen een operator en de Noorse staat nog niet tot stand gekomen.

In de Verenigde Staten lijkt het erop dat de federale wet vereist dat de infrastructuur onderdeel moet worden van het rigs-to-reef-programma om deze in situ te laten. Elke Amerikaanse staat kan echter de verplichtingen tussen de eigenaar en de deelstaatregering naar eigen inzicht verdelen. Elke staat moet over financiële mogelijkheden beschikken om de verantwoordelijkheden na de ontmanteling op zich te nemen. Dit kan worden verzekerd door geld te krijgen van de eigenaren, wat betekent dat de eigenaren op zijn minst een deel van de toekomstige kosten in verband met het rif dekken. Dat is de reden waarom de twee soorten verplichtingen qua concepten vrij dicht bij elkaar kunnen liggen. Wanneer de overheid de restschulden

overneemt, neemt het risico op niet-gecompenseerde schade af en is er sprake van voortdurende controle op de restschulden, ongeacht de status van de eigenaar. Als de eigenaar insolvent raakt, heeft de staat al een compensatie gekregen voor mogelijke toekomstige kosten. De problemen van de doorlopende aansprakelijkheid kunnen zelfs verdwijnen als er een overheidsinstantie komt die de residuen controleert. Dit is een verschil en uiteindelijk een voordeel ten opzichte van de eigenaarsaansprakelijkheid, waarbij de staat zichzelf weghoudt van de kosten en aansprakelijkheden voor de reststoffen in de zeebodem [Torabi. & Tababaye Nejad, 2021].

6.3 Beheer van doorlopende aansprakelijkheid op lange termijn: Verzekeringsfonds

Als het eigendom in handen blijft van één enkele entiteit, zou het risico van onvoorziene gevolgen met een lage waarschijnlijkheid over een bredere portefeuille moeten worden verspreid [NPD, 2019]. Opties die hier onderzocht kunnen worden zijn verzekeringsfondsen, overheidseigendom of een derde partij [NPD, 2019].

Voor Nederland zou, net zoals in Noorwegen, kunnen worden overwogen om tot een **ontmantelings-fonds** te komen. Een dergelijk fonds zou, in ruil voor een financiële compensatie, de verantwoordelijkheid voor de toekomstige kosten op zich kunnen nemen i.p.v. de huidige operator. Overigens komen de kosten nu al voor 70% bij de overheid terecht vanwege deelname van EBN (40%) en fiscale aftrekmogelijkheden voor de operator (30%).

7 Monitoren

Wanneer pijpleidingen ter plaatse worden ontmanteld/achtergelaten, zullen exploitanten, conform de voorschriften, een passend risico gebaseerd monitoringprogramma moeten uitvoeren. Het monitoren dient om de veiligheid van gebruikers van de Noordzee en het milieu te borgen. De vorm en duur van het monitoringprogramma zullen afhankelijk zijn van de heersende omstandigheden en indien nodig in de loop van de tijd worden bijgesteld.

In dit hoofdstuk wordt aangegeven hoe een dergelijk monitoringsproces zou kunnen worden ingericht. Het monitoringsprogramma moet overeen worden gekomen met de minister van KGG, in overleg met andere betrokken overheidsdiensten zoals RWS, de kustwacht en SodM. Dit programma komt momenteel pas aan de orde nadat besloten is om de leidingen in situ te ontmantelen. Wanneer de details van dit programma al worden gespecificeerd vóór het ontmantelen van de pijpleiding kan dit programma meegewogen in het vergelijkend onderzoek waarop het eventueel achterlaten van de leiding wordt gebaseerd.

7.1 Beschikbaarheid gegevens en borging

Pijpleidingen worden tijdens hun actieve leven al periodiek gemonitord (wettelijke verplichting). Het is belangrijk dat gedetailleerde onderzoek, de operationele gegevens en de inspectie-/onderhoudslogboeken toegankelijk zijn en de basis vormen van het monitoringsplan voor de achter te laten leidingen. Op basis van de historische gegevens kan een betrouwbare voorspelling gedaan worden omtrent het te verwachten gedrag van de pijpleiding. De waarnemingen over begravingstabiliteit en eventueel optreden van corrosie etc. zijn hierbij van belang. Afhankelijk van het risico dat aan elk van de pijpleidingen of secties van de pijpleidingen verbonden is, zullen vervolgonderzoeken nodig zijn. Herstelactiviteiten (inclusief het verwijderen van de pijpleiding) kunnen nodig zijn als zich problemen voordoen.

Essentieel is dat de gegevens die zijn/zullen worden vergaard bij de monitoring en van de eigenschappen van de betreffende pijpleidingen volgens algemeen geldende specificaties centraal worden ingenomen, beheerd en toegankelijk gemaakt. Hiervoor dienen formele procesafspraken tussen de betrokken partijen gemaakt en gegevensstandaarden (formats) te worden gedefinieerd. Het verdient de voorkeur deze afspraken in de relevante wet en regelgeving te verankeren.

Ook voor activiteiten zoals aanleg van windparken, leidingen en kabels, en zandwinning dienen de locaties (plaats en diepte) en specificaties van in situ achtergelaten pijpleidingen bekend/beschikbaar te zijn (vergelijkbaar met KLIC voor leidingen onshore). Deze data-inwinning dient te starten bij het leggen van de leidingen en op basis van monitoring te worden uitgebreid. Het huidige

datamanagement zou hierop moeten worden aangepast en vervolgens door de betrokken partijen te worden geformaliseerd.

De waarde van de gegevens wordt geïllustreerd aan de hand van onderzoek uit het Verenigd Koninkrijk [Rouse et al, 2020]. Dit laat zien dat er sinds 1989 een sterke daling optrad van 1590 naar 2 incidenten per jaar (deze incidenten betreffen overigens hoofdzakelijk financiële schade). Naar veronderstelling komt dit in een belangrijk deel door verbeterde navigatie en beschikbare gegevens van de pijpleidinglocaties.

7.2 Duur en frequentie van de monitoring

In de eerste plaats dient direct na de ontmanteling vast te worden gesteld dat het ontmantelen adequaat is uitgevoerd. Deze monitoring geldt als een nulmeting/basis om de vervolgmonitoring vast te stellen. Pijpleidingen die in situ zijn achtergelaten, zouden vervolgens blijvend moeten worden gecontroleerd op de corrosiesnelheid, ligging, het begraven en schuren van pijpleidingen en eventuele blootspoeling (freespans) door bijvoorbeeld zeebodembeweging of bodemdaling. Dit gaat met name om gebieden waar erosie en/of sedimenttransport sterk zijn vanwege krachtige zeestromingen (structureel en eventueel afhankelijk van weersomstandigheden). De samenstelling van de zeebodem speelt hierbij een belangrijke rol. Risico's treden met name op in die gebieden waar externe activiteiten zoals visserij (: sleepnetten) en in mindere mate scheepvaart (i.v.m. ankeren) het hoogst zijn in combinatie met een hoge dynamiek van de zeebodem. Pijpleidingen zijn in principe gedurende hun gehele levensloop geïnspecteerd op ligging en integriteit. Deze gegevens zijn de bron voor het vaststellen van een risico gebaseerd monitoringsprogramma. Pijpleidingen die met enige regelmaat blootspoeling vertonen zullen hoogfrequent moeten worden gemonitord. Hier zou ook een heroverweging tot verwijdering op zijn plaats kunnen zijn in verband met de te verwachten grote monitoringsinspanning en de kans dat alsnog (delen van) de pijpleiding moeten worden verwijderd in verband met het risico dat zij op leveren.

Voor interferentie met andere gebruiksactiviteiten zoals het leggen van kabels en leidingen, aanleg van windparken en zandwinning is het vooral belangrijk dat de locatie, diepte en specificaties van de leidingen bekend zijn opdat er gepaste maatregelen kunnen worden genomen om de nieuwe activiteit te faciliteren.

De monitoring zou zolang als er met sleepnetten wordt gevist, tot aan het vergaan van de leiding periodiek uitgevoerd dienen te worden. De NEN 3656 noemt als voorbeeld een inspectiefrequentie van 1 keer per twee jaar, voor gevoelige gebieden, 1 keer per jaar en voor hoog gevoelige gebieden, en 2 keer per jaar voor leidingen die nog in gebruik zijn. Omdat buiten gebruik gestelde leidingen geen olie of gas meer transporteren, is het risico beperkter. In beginsel kan voor de monitoring uit worden gegaan van een jaarlijkse frequentie. Op basis van de ervaringen of nieuwe waarnemingen kan de frequentie, na goedkeuring van de minister van KGG, worden bijgesteld. Dit moet per geval worden gebaseerd op de eerdere monitoringsresultaten de dynamiek van de zeebodem en de mate van activiteiten die risico lopen of hinder ondervinden (b.v. de visserij). Hiervoor kan geen generieke regel worden gegeven.

Voor die delen van de Noordzee waar leidingen stabiel op voldoende diepte zijn begraven kunnen de monitoringsinspanningen laag blijven en zijn er relatief weinig kosten te verwachten.

Een monitoringsperiode van enkele honderden jaren vergt een duurzame organisatie die over de gehele periode aanspreekbaar is. Ook kunnen de cumulatieve kosten in bepaalde gevallen hoog oplopen, zeker indien er ook herstelmaatregelen (inclusief het alsnog verwijderen van (delen van) pijpleiding) moeten plaatsvinden. Momenteel zijn deze kosten niet in het vergelijkend onderzoek meegenomen. Dit geeft een vertekend beeld bij de afweging of een pijpleiding ter plaatse kan worden ontmanteld.

7.3 Verantwoordelijkheid

De resultaten van de monitoring-surveys en bijbehorende inspectierapporten zouden op afgesproken tijdstippen aan de minister van KGG moeten worden voorgelegd. De minister zal de bevindingen van rapporten beoordelen in overleg met andere overheidsdepartementen en vertegenwoordigers van vissers/andere gebruikers van de zee.

Monitoring kan in beginsel door de eigenaar worden uitgevoerd en t.z.t. worden overgedragen aan een nog te vormen (overheids)instantie die de financiële en fysieke verantwoordelijkheid voor de leidingen overneemt. Moment van overdracht kan worden gekoppeld aan een stabiele situatie van pijpleidingen of aan voldoende inzicht in de dynamiek rondom de leiding. Het voordeel van een dergelijke overdracht is dat:

- › er een entiteit is waarvan wordt veronderstelt dat de continuïteit passend is bij de duur van het monitoringsprogramma. Hierdoor wordt voorkomen dat verantwoordelijke partijen niet meer aanspreekbaar is.
- › er een efficiëntiewinst ontstaat doordat de activiteiten in één hand zijn. Dat geldt met name voor de uitvoering van het monitoringsprogramma en de coördinatie van eventuele ingrepen.

Een kanttekening bij een dergelijke overdracht is dat een passende financiële vergoeding zoals bv in Noorwegen moet worden vastgesteld, hier is weinig ervaring mee.

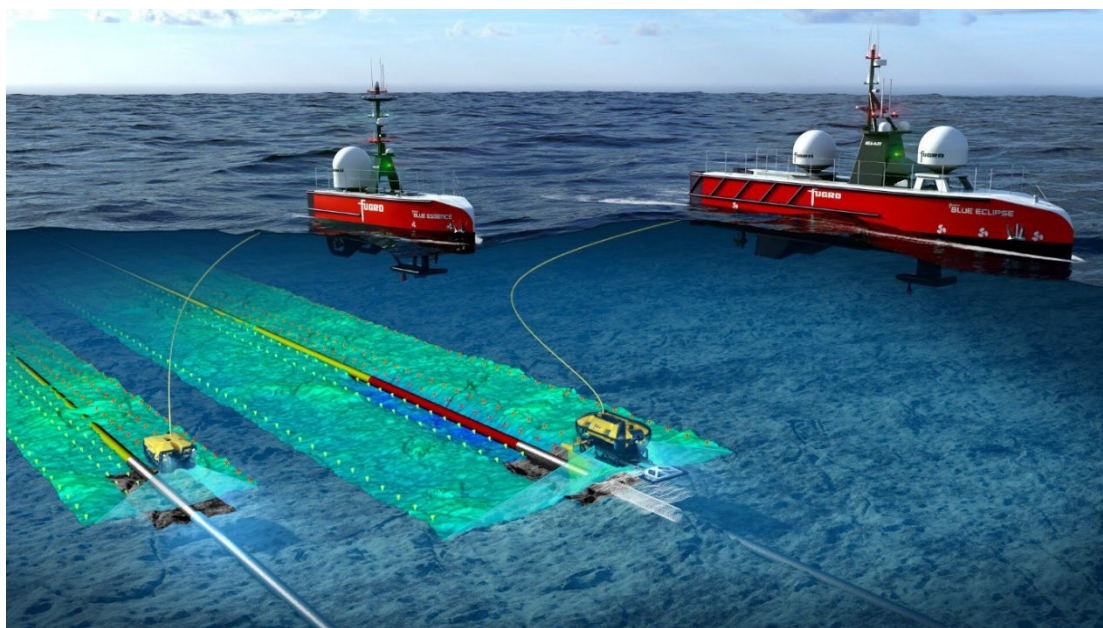
De financiële consequenties van de langjarige monitoring en de mogelijke herstelmaatregelen zullen in tegenstelling tot wat nu gangbaar is, deel moeten uitmaken van het vergelijkend onderzoek. Momenteel zijn alleen de directe kosten van het verwijderen dan wel het achterlaten hierin betrokken. Alleen dan is een juiste afweging mogelijk.

7.4 Technische ontwikkelingen voor monitoring

De wijze waarop de monitoring plaatsvindt, zal mee moeten groeien met technische ontwikkelingen. Recentelijk zijn er veel ontwikkelingen op het gebied van monitoring. Zo worden de digitale systemen (gegevensverwerking, 3D-beeldvorming/-analyse etc.) steeds beter en uitgebreider en komen er meerdere

vormen van op afstand bestuurbare voertuigen (ROV, Figuur 7.1) of multibeam echosounders (MBERS) beschikbaar. Veel van deze nieuwe technieken leiden tot een snellere, efficiëntere en betere monitoring waarbij 100 km inspectie per dag nu al realistisch is. Dit kan de kosten van monitoring in de toekomst in belangrijke mate reduceren.

De mogelijkheid om monitoringsactiviteiten te koppelen aan een breder onderzoeks-/monitoringssysteem van de Noordzee (op het gebied van milieukenmerken, zeestromen etc.) kan een positief effect hebben op de kosten.



Figuur 7.1: Inspectie pijpleiding-begravingsdiepte door onbemande voertuigen (bron: www.fugro.com/news)

8 Conclusies en aanbevelingen

Onderstaand zijn de conclusies en aanbevelingen weergegeven, waarbij de aanbevelingen zijn gemarkeerd met een [A](#).

Algemeen

- › Over de gehele wereld krijgt men te maken met het ontmantelen van olie- en gasinfrastructuur. Pijpleidingen worden in beginsel schoon en veilig achtergelaten op zee. De minister kan aanwijzingen geven m.b.t. de staat waarin pijpleidingen op zee kunnen worden achtergelaten met de verplichting om, zolang de leiding daar ligt, de ligging periodiek te controleren en zo nodig herstelmaatregelen uit te voeren.
- › Schoon en veilig achterlaten van pijpleidingen (<30 ppm koolwaterstoffen) lijkt tot nog toe in de meeste gevallen de voorkeursoptie.
- › Nadere toelichting met betrekking tot het reinigen van leidingen en rapportage hiervan zijn weergegeven in NOGEPARichtlijn 22 Emissiebepaling en Rapportage.

Wet en regelgeving

- › Wet- en regelgeving omtrent het ontmantelen van pijpleidingen betreft met name de nationale wetgeving. Internationale verdragen als IMO, London Protocol en OSPAR gaan hier niet of niet gedetailleerd op in.
- › Wetgeving van de landen rondom de Noordzee is in sterke mate vergelijkbaar.

Vergelijkend onderzoek

- › Vergelijkend onderzoek (Comparative Assessment) dient te worden uitgevoerd om een brede afweging te maken bij het bepalen van de wijze van ontmanteling (verwijderen of laten liggen). Hierbij zijn milieu, ecologie, veiligheid, techniek, kosten ruimtegebruik en maatschappij en reputatie de belangrijkste criteria.
- › De belangrijkste risico's bij achtergelaten pijpleidingen zijn gerelateerd aan de visserij met sleepnetten. In mindere mate zijn de leidingen een risico voor de overige scheepvaart (i.v.m. ankeren). Hinder kan verder worden ondervonden bij de aanleg van windparken, kabels en leidingen en bij de zandwinning.
- › Risico's voor het milieu worden, binnen de vergelijkende onderzoeken, gezien het aantal ontmantelde pijpleidingen relatief acceptabel gevonden. Wel zijn er partijen die vraagtekens stellen bij de beschikbare kennis omtrent deze risico's.
- › **A:** Het vergelijkend onderzoek dient specifiek en voor individuele leidingstukken te worden uitgevoerd. Met een wetenschappelijke onderbouwing. Daarnaast dient de tijdspanne waarop de het onderzoek betrekking heeft in verhouding te

staan tot de periode waarover de leiding nog op de zeebodem aanwezig zal zijn en een risico vormt.

- › A: Bij het vergelijkend onderzoek dienen de kosten te worden verbonden aan de langdurige post-ontmantelingsperiode (mogelijk oplopend tot meerdere honderden jaren). Daarnaast moeten de mogelijke kosten voor herstelmaatregelen meegewogen worden.

Voorwaarden voor het voor derden veilig in situ ontmantelen van pijpleidingen

- › Pijpleidingen die na ontmanteling blijvend voldoen aan NEN 3556, ofwel op basis van periodieke inspecties na herstelwerkzaamheden weer voldoen aan NEN 3556, zouden geen gevaar moeten opleveren voor andere gebruikers van de Noordzee. Dat betekent dat zij veilig achter gelaten zouden kunnen worden (te meer omdat de leiding geen gas of olie meer bevat en gevuld is met zeewater). Dit impliceert overigens niet dat de leiding daarmee ook voor de overige categorieën van het vergelijkend onderzoek voldoen:
 - Dat de leiding schoon is en voor het milieu veilig;
 - Dat de leidingen geen hinder vormen voor het ruimtegebruik ;
 - Dat de leidingen geen negatieve impact hebben op de maatschappij of publieke opinie.
- › NEN 3556 geeft aan dat:
 - Voor de zeeleiding een gronddekking of een gedeeltelijke ingraving noodzakelijk kan zijn, uit oogpunt van stabiliteit en/of beperking of voorkoming van schade. De eventuele noodzaak om een zeeleiding in te graven alsmede de vereiste gronddekking moet op basis van een analyse van het gebied in relatie tot de te verwachten geomorfologie ‘(worst case’ scenario), worden vastgesteld.
 - In het algemeen leidingen kleiner dan 16 inch (400mm) in principe schoon en veilig kunnen worden achtergelaten als zij een gronddekking hebben van 0,2 m, rekening houdend met de lokale geomorfologie. Voor zeeleidingen met een grotere middellijn is in de ‘overige’ gebieden geen gronddekking vereist.
 - In gebieden met verhoogde kans op schade (o.a. scheepvaartroutes en ankergebieden) de resulterende gronddekking minimaal 0,6 m moet bedragen, rekening houdend met de lokale geomorfologie.
 - Stalen leidingen met een uitwendige diameter, groter dan 400 mm in de praktijk ‘overvisbaar’ blijken te zijn.
- › De Engelse richtlijnen beschrijven in paragraaf 10.12 als algemene richtlijn welke pijpleidingen (inclusief eventuele "piggyback"-leidingen en umbilicals die niet gemakkelijk kunnen worden gescheiden) in aanmerking kunnen komen voor ontmanteling ter plaatse:
 - Leidingen die op adequate wijze zijn begraven en gesleufd en die niet onderhevig zijn aan de ontwikkeling van overspanningen en die naar verwachting ook zo zullen blijven. Er wordt verwacht dat in de meeste gevallen ingraven of tot een minimale diepte van 0,6 meter boven de bovenkant van de pijpleiding noodzakelijk zal zijn. Voor het graven van sleuven zonder ingraven zal meer gedetailleerde informatie nodig zijn over opvulling

en visserijactiviteiten. Opmerking: Voor de gebieden waar wel sleuven zijn aangebracht, maar die niet voldoende zijn begraven, is meer informatie nodig over de mogelijke risico's van opvulling en vastlopen.

- Leidingen die bij de installatie niet zijn ingegraven of van sleuven zijn voorzien, maar waarvan wordt verwacht dat ze zich binnen een redelijke termijn over een voldoende lengte zullen ingraven en zo begraven zullen blijven.
- Leidingen waarbij het begraven of graven van de blootgestelde delen tot een voldoende diepte wordt uitgevoerd en waarvan wordt verwacht dat dit permanent zal zijn.
- Leidingen die niet ingegraven of begraven zijn, maar die niettemin in aanmerking komen om ter plaatse te blijven als uit de vergelijkende beoordeling blijkt dat dit de voorkeursoptie is in bepaalde hoofdlijnen
- Leidingen waarbij uitzonderlijke en onvoorziene omstandigheden als gevolg van structurele schade of verslechtering of een andere oorzaak ervoor zorgen dat deze niet veilig en efficiënt kunnen worden hersteld.

Opmerking: Het graven en ingraven van sleuven tijdens de ontmanteling kan als een aanvaardbare oplossing worden beschouwd.

Verantwoordelijkheid en kosten

- › De doorlopende verantwoordelijkheid geldt in de huidige wetgeving in principe voor de eigenaar. Het is niet echter realistisch te veronderstellen dat de eigenaar gedurende de gehele periode dat de verlaten pijpleiding op de zeebodem aanwezig is en een risico vormt, zal blijven bestaan.
- › A: Overdracht van verantwoordelijkheden: om de onzekerheid omtrent de aanspreekbaarheid van de oorspronkelijke eigenaar op te lossen, zou kunnen worden overwogen om de verantwoordelijkheid over te dragen aan een speciaal hiervoor op te richten (staats)organisatie (zoals in Noorwegen en verschillende Amerikaanse staten mogelijk is). Dit kan eventueel met een afkoopsom, te betalen door de eigenaar. De afkoopsom moet in relatie staan tot de verwachten kosten en vastgesteld tegen de door de operator te besparen kosten bij achterlating van de pijpleidingen.
 - Voordeel van een dergelijke entiteit is dat niet alleen de aansprakelijkheid duurzaam is belegd, maar er ook efficiënt geopereerd kan worden door monitorings- en eventuele herstelactiviteiten te coördineren. Kanttekening is de onbekendheid met hoogte van een passende financiële vergoeding voor de afkoop van de verantwoordelijkheid.
- › In Nederland draagt de overheid ca 70% bij aan de kosten van verwijdering of ontmanteling via de deelname van EBN en omdat de kosten voor de operator aftrekbaar zijn van de belasting).

Monitoring

- › Periodieke monitoring is in principe voor elke pijpleiding verplicht als pijpleidingen ter plaatse worden ontmanteld/achtergelaten. Exploitanten zullen een passend, risico-gebaseerd monitoringprogramma (frequentie en methode) moeten uitvoeren.

- › Het monitoringsprogramma moet overeengekomen met de minister van KGG, in overleg met andere betrokken overheidsdiensten zoals RWS, de kustwacht en SodM.
- › In beginsel vindt de monitoring jaarlijks plaats, op basis van de monitoring historie of nieuwe waarnemingen kan de frequentie, na goedkeuring van de minister van KGG, worden bijgesteld. Dit moet per geval worden gebaseerd op eerdere monitoringsresultaten de dynamiek van de zeebodem en de mate van activiteiten die risico lopen of hinder ondervinden (b.v. de visserij). Hiervoor kan geen generieke regel worden gegeven.
- › Monitoring is in principe zolang nodig als dat de leiding aanwezig is en een risico vormt (mogelijk olopend tot honderden jaren). De frequentie kan per pijpleiding(trajectdeel) worden aangepast op basis van de dynamiek van de zeebodem en de mate van activiteiten die risico lopen (b.v. de visserij). Hierbij zullen de monitoringsgegevens die gedurende de operationele fase van de pijpleiding zijn verkregen in belangrijke mate sturend moeten zijn.

Beleidsontwikkeling

- › De afweging om een pijpleiding te laten liggen of te verwijderen, wordt gemaakt op basis van een vergelijkend onderzoek. In de huidige opzet van deze vergelijking worden de verantwoordelijkheden en de post-ontmantelingskosten niet wezenlijk meegenomen. De noodzaak tot inspectie wordt onderkend, maar de duur, kosten en verantwoordelijkheid worden per specifieke pijpleidingen bepaald. Ook in de Engelse voorbeelden wordt de monitoring na het ontmantelen als apart hoofdstuk behandeld en zou deze in latere instantie overeengekomen dienen te worden met de autoriteiten. Hiervan waren voorsnog geen voorbeelden beschikbaar.
- › Wanneer na de afwegingen op basis van een vergelijkend onderzoek (*comparative assessment*) een pijpleiding in situ ontmanteld wordt, dient de eigenaar er zorg voor te dragen dat dit op een veilige manier gebeurt. Om dat te kunnen waarborgen, dient periodiek de ligging en de omstandigheid van de leiding gemonitord te worden. Dat zal gelden voor elke individuele leiding. De frequentie en duur van de monitoring is niet generiek te bepalen omdat deze afhangt van specifieke eigenschappen van de leiding, de omgeving en de activiteiten in die directe omgeving. 'Dit dient te worden vastgesteld op basis van historische monitoringsgegevens en optredende risico's.
- › Afhankelijk van de geldende risico's kan het nodig zijn om de monitoring voort te zetten totdat de leiding is vergaan of totdat de omstandigheden die het risico bepalen veranderen (bijvoorbeeld andere methode van vissen of het uitsluiten van visserij in die zone). Alternatief is dat de leiding alsnog wordt verwijderd. Risico's kunnen in bepaalde gevallen gering zijn waardoor kan worden volstaan met een lagere monitoringsfrequentie. In bepaalde gevallen kan dit ook leiden tot stopzetting van monitoring. Bijvoorbeeld in een gebied waar niet met sleepnetten wordt gevestigd of waarbij een leiding stabiel en op voldoende diepte begraven ligt.
- › Het monitoringsprogramma is maatwerk per pijpleiding.
- › Het overdragen van verantwoordelijkheid voor de pijpleiding van de operator aan de staat leidt tot een duurzamere situatie waarbij de controle over de leidingen

tot in lengte van dagen kan worden gegarandeerd. Hiervoor zal de operator een passende vergoeding moeten betalen.

- › A: Het niet op voorhand meewegen van de financiële en praktische consequenties in het vergelijkend onderzoek geeft een vertekend beeld in het voordeel van het laten liggen van de leidingen. Door deze gevolgen wel mee te wegen, wordt de afweging realistischer. Bovendien is vroegtijdig bekend hoe het post in situ ontmantelingstraject er uit zal kunnen zien, hoe de verantwoordelijkheden belegd worden en wat de financiële praktische consequenties zullen zijn. Daarbij zijn de volgende punten van belang.
 - Het vergelijkend onderzoek dient de risico's en effecten te vergelijken van de verschillende manieren om leidingen te ontmantelen. Hierbij wordt ingegaan op de specifieke, individuele omstandigheden van de betreffende pijpleiding (of deel daarvan). Het rapport dient zoveel mogelijk op feiten (data) en wetenschappelijke inzichten te zijn gebaseerd.
 - Het post ontmantelingsmonitoringstraject alsmede eventuele hersteloperaties dienen met financiële onderbouwing, technische toelichting (o.a. meetmethoden), frequentie en duur te worden beschreven en afgewogen.
 - Een beschrijving van de wijze van het (over)dragen van de verantwoordelijkheden (kosten en uitvoering) omtrent de (delen van de) betreffende pijpleiding gedurende het post in situ ontmantelingstraject dient deel uit te maken van het vergelijkend onderzoek.

Datamanagement

- › Het vergaren en beheren van de juiste data is essentieel voor een goed onderbouwde beoordeling van de verzoeken tot in situ achterlaten en monitoren van leidingen, en het informeren van betrokkenen over de pijpleidingen tot in de verre toekomst.
- › A: Om de relevante kennis en gegevens zo toegankelijk mogelijk te maken voor alle betrokkenen en om de transparantie en traceerbaarheid van de onderbouwing van de monitoringsplannen te optimaliseren verdient het aanbeveling de betreffende gegevens centraal toegankelijk te maken en duidelijke procedures en verantwoordelijkheden voor de betrokken partijen te formuleren. Alle gegevens omtrent de pijpleidingen en monitoringsresultaten dienen bij voorkeur centraal, conform formeel vastgelegde regels, processen en formats te worden ingenomen, beheerd en verstrekt.

Kennisontwikkeling

- › Gezien die hoge kosten die de komende decennia zullen worden gependend aan de ontmanteling van pijpleidingen is er voldoende reden om nader onderzoek te doen. Hierbij kan worden gedacht aan:
 - Ontwikkeling verbeteringen in verwijderingstechnieken zoals cut & lift, reverse S-lay en reverse reeling.
 - Het tempo van corrosie en de invloed van (betonnen) coatings of het zelf-ingraven van pijpleidingen in de zeebodem.
 - Het lange termijn degradatiegedrag van coatings en liners en invloed op het milieu.

- De cumulatieve milieueffecten van de gehele pijpleiding infrastructuur.
- Het lange termijn effect van NORM (indien aanwezig) op het milieu bij het degraderen van een pijpleiding.
- De optimale frequentie en duur van een monitoringsprogramma.
- Ontwikkeling van efficiënte en goedkopere monitoringsapparatuur (ROV's, digitalisatie etc).
- Haalbaarheid van een efficiënte en gecoördineerde opzet van een centraal aangestuurd monitoringsprogramma.

9 Referenties

Nederland

1. EBN, 2016, Netherland's masterplan for decommissioning and re-use
2. Ministerie EZK, 2020, Wijziging van de Mijnbouwwet (het verwijderen of hergebruiken van mijnbouwwerken en investeringsaftrek) Kamerstuk 35 462_6.
3. Ministerie EZK, 2023, Delfstoffen en aardwarmte in Nederland.
<https://www.nlog.nl/kennisbank>
4. Ministerie VROM, 1998, Risico Analyse Mariene Systemen (RAM), Verstoring door menselijk gebruik. Rapport WL-T1 660.
5. Nexstep, 2022, Standaardmethodiek voor het uitvoeren van een Comparatief Onderzoek voor (te) verlaten zeeleidingen, gelegen in het Nederlandse deel van de Noordzee.
6. Nexstep, 2023 Re-use and decommissioningsrapport, [NEXSTEP-Re-use-De-commissioning-report-2023.pdf](#)
7. Petrogas E&P Netherlands B.V., 2022, Melding buiten werking zijnde leidingen, Leiding Hoorn-A naar WGT-side tap' (BI5433-IB-RP-220322-1722)
8. Rijksoverheid, 2022, [Programma Noordzee 2022-2027](#)
9. Rijksoverheid, 2021, [Aanvullend ontwerp Programma Noordzee 2022-2027](#).
10. Quirijns, F.J. N.A. Steins, B.W. Zaalmink, A. Mol, M. Kraan, W.J. Strietman, M.A.P.M. van Asseldonk, P. Molenaar, J.A.E. van Oostenbrugge, W.H.M. Baltussen. 2019. Duurzame Noordzee kottervisserij in ontwikkeling, Ervaringen, lessen en bouwstenen. Wageningen University & Research rapport C085/19

Verenigd Koninkrijk (UK)

11. BP (2011). Miller Decommissioning Programme. Available online: <https://www.gov.uk/guidance/oil-and-gas-decommissioning-of-offshore-installations-and-pipelines>.
12. Chrysoar, 2022, Decommissioning Programme for Caister CM pipelines, CDP1b, pipeline risk based monitoring programme.
<https://www.harbourenergy.com/media/bhghosfp/cdp1b-dp-final-2022-06-30.pdf>
13. [Saltire A Topsides and Saltire Area Subsea Infrastructure DPs](#)
14. Equinor, 2020, Decommissioning Programme, Heimdal-Brae Alpha Gas Condensate Pipeline (PL301) Decommissioning. A-400300-S00-REPT-003

15. HSE Executive, 1997. The abandonment of offshore pipelines, Methods and procedures for abandonment. HSE Offshore technology report, OTH 535. HSE Books
16. Oil & Gas UK, 2013, Decommissioning of pipelines in the North Sea region 2013,
17. Oil & Gas UK, 2013, Long term degradation of offshore structures and pipelines: Decommissioned and left in-situ, Report No. 002-121-RPT-001. pp 47. Accessible at: <https://oeuk.org.uk/product/guidelines-for-long-term-degradation-of-offshorestructures-and-pipeline-issue-1>.
18. OPRED, November 2018 [Guidance Notes Decommissioning offshore oil and gas installations and pipelines](#) (OPRED; Offshore Petroleum Regulator for Environment and Decommissioning , BEIS; department for business, energy & industrial strategy)
19. Rouse, S., Hayes, P., Wilding, T.A. Commercial fisheries losses arising from interactions with offshore pipelines and other oil and gas infrastructure and activities (2020) ICES Journal of Marine Science (2020), 77(3), 1148–1156. doi:10.1093/icesjms/fsy116
20. UK Government, [Petroleum Act 1998](#)
21. UK Government, [Guidance: Oil + gas: decommissioning of offshore installations + pipelines](#)

Noorwegen

22. Anonymous, 2022. Liability for decommissioning of oil and gas installations on the Norwegian Continental Shelf Norwegian public and private law perspectives. Kandidatnummer: 170, 209, Antall ord: 22 676, JUS399 Masteroppgave, Det juridiske fakultet universitetet i Bergen 10.05.2022
23. Norwegian Petroleum Act 1996 (<http://www.npd.no/en/Regulations/Acts/Petroleumactivities-act/>).
24. NPD, 2019, Decommissioning on the Norwegian Continental Shelf – Cost Effective and Innovative Solutions Document/prepared by Genisis O&G consultants. Rev No: J75064A-A-RT-00001/B1 Date: September 2019
25. NPD, 2023. Uttreksel Petroleum wet Noorwegen: Bij beëindiging van het petroleumbedrijf en verwijdering van apparaten; <https://www.npd.no/globalassets/1-mpd/regelverk/avslutning-og-disponering/mpd-om-avslutning-av-petroleumsvirksomheten-og-disponering-av-innretninger.pdf>
26. Norwegian Oil and Gas Association (NOROG, joint operators), White Paper No. 47 (1999-2000) (<https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/Stmeldnr-47-1999-2000-/id193707/>), NOROG guidelines (1999 -2000 – Disponering av utrangerte rørledninger og kabler på norsk kontinentalsokkel - in Norwegian only).
27. Norwegian Oil and Gas Association (Norsk Olje&gas) , 2020 (revision 2001) Handbook, Impact assessment for offshore decommissioning,

Decommissioning and final disposal of redundant offshore oil and gas facilities

28. <https://www.norskpetroleum.no/en/developments-and-operations/cessation-and-decommissioning/>
29. Energiomstilling Vest, Understanding decommissioning of offshore infrastructures: A legal and economic appetizer
30. Ulf Hammer, November 2009. Petroleumsloven

Denemarken

31. Danish Energy Agency, 2018, Section 32a: Guidelines on decommissioning plans for offshore oil and gas facilities or installations (afviklingsvejledning SS32a).
32. Danish Energy Agency, 2021. Centre for Subsoil Resources and Risk Preparedness, Decommissioning of offshore pipelines in the North Sea countries and in Ireland. J no. 2021-854

USA

33. GOA, 2021. Offshore Oil and Gas, Updated Regulations Needed to Improve Pipeline Oversight and Decommissioning. gao-21-293, <https://www.gao.gov/assets/gao-21-293.pdf>.

Europa

34. European Commission, Directorate-General for Energy, Van Nuffel, L., Cihlarova, P., Forestier, O., et al., 2022, Study on decommissioning of offshore oil and gas installations : a technical, legal and political analysis : final report, Publications Office of the European Union, <https://data.europa.eu/doi/10.2833/580313>
35. European Parliament, Council of the European Union, 2013, Offshore Safety Directive (2013/30/EU), [Directive 2013/30/EU on safety of offshore Oil and gas operations](#)

Algemene/Internationale publicaties

36. Aziz, A. Decommissioning of Subsea Pipelines: Common Practice and Environmental Impacts, Upstream Research Company, [Attachment to National Energy Board Information Request No. 1.14](#)
37. Campins Bravo, J., 2021 Pipeline Decommissioning: Comparative Study of Pipeline Corrosion in the North Sea and the Gulf of Thailand., 2021 SPE-208470-MS
38. Eigaard, O. R., Marchal, P., Gislason, H., and Rijnsdorp, A. D. 2014., Technological development and fisheries management. Reviews in Fisheries Science & Aquaculture, 22: 156–174.

39. IOGP, 2017, Overview of International Offshore Decommissioning Regulations Volume 1 – Facilities, rapport 584, IOGP (International Organisation of Oil & Gas Producers)
40. IOGP, 2021, Offshore Oil and Gas Pipeline, Decommissioning Briefing, REPORT 632,
41. Jinjing Pu, Jishang Xu, and Guangxue Li, 2013. Self-Burial and Potential Hazards of a Submarine Pipeline in the Sand Wave Area in the South China Sea. *Journal of Pipeline Systems Engineering and Practice*, Volume 4, Issue 2
42. Lund, L., 2021 Residual liabilities are imposed to an owner of offshore oil and gas installation regardless of its decommissioning obligations, Expanding the Concept of Residual Liability HT JU101A Examensarbete inom juristprogrammet, 30 högskolepoäng.
43. MacIntosh, Amy, Katherine Dafforn, Beth Penrose, Anthony Chariton & Tom Cresswell 2022 Ecotoxicological effects of decommissioning offshore petroleum infrastructure: A systematic review, *Critical Reviews in Environmental Science and Technology*, 52:18, 3283-3321, DOI: 10.1080/10643389.2021.1917949
44. Manouchehri, S., 2017. Subsea pipelines and flowlines decommissioning – what we should know for a rational approach, *Proceedings of the ASME 2017 36th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering*, OMAE2017, OMAE2017-61239, 2017, Trondheim, Norway
45. Ngozi Chinwa Ole, Dickson E. Omukoro, Eduardo G. Pereira & Keith B. Hall. **Decommissioning Oil and Gas Installations: The Challenge of Residual Liability** in Eduardo G. Pereira and others (eds) *The Regulation of Decommissioning, Abandonment and Reuse Initiatives in the Oil and Gas Industry from Obligation to Opportunities*, Energy and Environmental Law and Policy Series vol 38). Publisher: Kluwer Law International BV, The Netherlands
46. Sally Rouse, Peter Hayes, and Thomas A. Wilding. (2020), Commercial fisheries losses arising from interactions with offshore pipelines and other oil and gas infrastructure and activities, 2018, *ICES Journal of Marine Science* 77(3), 1148–1156. doi:10.1093/icesjms/fsy116
47. Torabi, F. & Tababaye Nejad S.M., 2021. Legal regime of residual liability in decommissioning: The importance of role of states, *Marine Policy* 133 (2021) 104727, <https://doi.org/10.1016/j.marpol.2021.104727>
48. Watson, Sarah M., Dianne L. McLean, Brian J. Balcom, Silvana N.R. Birchenough, Alison M. Brand, Elodie C.M. Camprasse, Jeremy T. Claisse, Joop W.P. Coolen, Tom Cresswell, Bert Fokkema, Susan Gourvenec, Lea-Anne Henry, Chad L. Hewitt, Milton S. Love, Amy E. MacIntosh, Michael Marnane, Emma McKinley, Shannon Micallef, Deborah Morgan, Joseph Nicolette, Kristen Ounanian, John Patterson, Karen Seath, Allison G.L. Selman aa, Iain M. Suthers, Victoria L.G. Todd, Aaron Tung, Peter I. Macreadie. 2023. Offshore decommissioning horizon scan: Research priorities to support decision-making activities for oil and gas infrastructure. *Science of the Total Environment* 878 (2023) 163015. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0048969723016339>.

Bijlagen

A.1 Data-items pijpleidingen, RWS-dataregister

Onderstaande tabel is een voorbeeld van de dataset van een (willekeurige) pijpleiding zoals opgenomen in het RWS [dataregister](#). De dataset bevat de pijpleidingen binnen en buiten het NCP, behalve de leidingen op het Britse Continentaal Plat. Hieronder vallen de toekomstige, in gebruik zijnde en de verlaten pijpleidingen. Op pijpleidingen binnen het NCP worden actief beheerd. Zie contactgegevens en downloads op links op RWS [dataregister](#).

FID	leidingen_noordzee.1
leid_nr	PL0019_PR
type	Pijpleiding
operator	Wintershall Noordzee B.V.
trace_van	Sidetap K13C#2
trace_tot	K13-AP of K13-AW
status	Abandoned
stofnaam	Gas
diameter	20-inch
brondata	-
survey	-
opmerking	Afgesloten ivm nieuwe pijpleiding
landt_aan	Nee
crdstatus	As Laid
aanmaak_dd	2006-05-11T00:00:00
mutatie_dd	2012-08-27T00:00:00
ncp	Ja
lengte	1299.611378
survey_dd	
accuracy	
status_dd	
komt_van	Platform undifferentiated
gaat_naar	Platform undifferentiated
since	1900-01-01T00:00:00
until	3010-01-01T00:00:00
vergunning	Wintershall Noordzee B.V.
survey_rap	
crossings	
burial_sta	
calamiteit	
eigenaar	

vergunning_1	
vergunning_2	
gegevens	
geldig_van	1978-01-01T00:00:00
geldig_tot	1988-01-01T00:00:00
sodmnummer	PY0013
gdb_geomattr_data	
shape	LINestring (514198.4648000002 5906645.5539, (rest v.d. data uit deze cel is verwijderd)

A.2 Interviews

Op 13 en 14 April 2023 hebben interviews plaatsgevonden met vertegenwoordigers uit Ierland, Duistland en Noorwegen. Het gesprek met het Verenigd Koninkrijk is door praktische oorzaken niet doorgegaan. Op 15 juni 2023 heeft een gesprek plaatsgevonden met RWS de resultaten zijn verwerkt in het rapport.

LBEG, Duitsland

Het gesprek heeft plaatsgevonden met vertegenwoordigers van de Decommissioning afdeling en de Offshore mining and permitting afdeling van het LBEG

Duitsland heeft een beperkt infranetwerk. Platform A6A met connecties naar Nederland en Denemarken. Bij de ontmanteling wordt goed gekeken naar Denemarken en Nederland opdat de afhandeling in overeenstemming zal verlopen. Denemarken vraagt al vroeg in het proces om rapportages over ontmanteling, Duitsland veel later.

Duitsland houdt ook 30 ppm aan voor een schone pijpleiding (in de Baltische zee is dat 15 ppm), voor kwik en NORM zijn geen specifieke waarden. Achtergelaten pijpleidingen worden in Duitsland aan beide zijden afgesloten (onshore ook met cement gevuld). Pijpleidingen mogen alleen risico-vrij achtergelaten. Alles moet worden geregeld op het moment dat de leiding wordt achtergelaten, Er mag geen nazorg meer nodig zijn (Nachsorgenfrei). Monitoring 3-jaarlijks. Ook in Duitsland wordt nagedacht over een fonds om de desondanks optredende nazorg te financieren.

Wanneer LBEG geen problemen voorziet vanuit de mijnbouw kan zij toestemmen. De visserij autoriteiten moeten dan ook nog instemmen. In principe is Duitsland voorstander van hergebruik (wordt gekeken naar CCS), Duitsland is geïnteresseerd in een overlegnetwerk op het onderwerp van ontmanteling. NSOAF (North Sea Offshore Authorities Forum /SodM) is optie net als NWEHE (Northwest European Heads of Exploration)

Decc, Ierland

Het gesprek heeft plaatsgevonden met vertegenwoordigers van het Geoscience Regulation Office van Decc.

Ierland heeft een zeer beperkte gas infrastructuur. Van 2 offshore gasvelden (geen olievelden). Totaal 153 km leiding (50 km niet begraven) op diepte van ca 100m. Geen NORM, wel 16000 ton zeewater met inhibitor in de leiding. Eerste lease die is beëindigd heeft pijpleidingen achtergelaten, maar juridische regime is aangescherpt. Tweede aanvraag nog in behandeling. Vergelijkend onderzoek is uitgevoerd. Risico voor free spans is laag (zijn wel waargenomen). Afdekken van free spans met stenen werkt enerzijds wel, maar verplaatst de erosie naar een volgend deel. Besluit van overheid is nog in voorbereiding. Aanvraag voor 10 jaar monitoring na ontmanteling. Pijpleidingen achtergelaten gevuld met zeewater. Door zwaarte wordt uitgaan van zelf zinkende leidingen. Free span wordt gevaarlijk geacht bij

een lengte van 10 meter en een vrije hoogte van 0,8 meter. Hoe meer monitoringsgegevens, hoe meer voorspellende waarde.

Ierland werkt niet met exclusie zones rondom de pijpleidingen, die rondom platforms moeten wel expliciet ingetrokken worden (vergaan niet met het verwijderen van het platform zoals in NL).

Ierland werkt ook met 30 ppm voor maat van schoon bij achterlaten pijpleiding (met als Nederland).

Ierland is geïnteresseerd in een overlegnetwerk op het onderwerp van ontmanteling (International Upstream Forum)

NPD, Noorwegen

Het gesprek heeft plaatsgevonden met een juridisch adviseur en een vertegenwoordiger van de afdeling Licence Management

Noorwegen heeft een veel groter gebiedsdeel op zee. Hiervan is een groot gebied veel dieper dan de Nederlandse Noordzee. In het diepe deel is het risico van achtergelaten pijpleidingen klein door gebrek aan interactie met andere activiteiten. Ongeveer 9000 km aan pijpleidingen, maar op het moment geen lopende ontmanteling projecten. Ook Noorwegen werkt met een vergelijkend onderzoek. Wanneer een pijpleiding mag blijven liggen valt deze niet meer onder de mijnbouw, waardoor het bevoegd gezag verplaatst naar het ministerie van milieu. Ook Noorwegen heeft t nog geen duidelijke aanpak voor de langdurige verantwoordelijkheid voor de achtergelaten pijpleidingen.

Noorwegen heeft de mogelijkheid om onderhandelingen aan te gaan met de Noorse overheid om de resterende verantwoordelijkheid/aansprakelijkheid m.b.t. de pijpleidingen over te dragen aan de overheid (art §5-4 van de petroleum act). Tot op heden is er nog geen gebruik gemaakt van deze mogelijkheid. De NPD veronderstelt dat dit komt door het nog betrekkelijk lage aantal faciliteiten die zijn ontmanteld. In de wet noch in de voorbereidende activiteiten daarvoor, wordt een richtlijn gegeven over de welke elementen zouden moeten worden betrokken bij het vaststellen van de compensatie voor deze overdracht van de verantwoordelijkheid. Volgens de juridische literatuur (Petroleumsloven november 2009 door Ulf Hammer et al.) is het de bedoeling dat de compensatie gebaseerd zal zijn op de toekomstige kosten die de staat naar verwachting zal maken door de verantwoordelijkheid over te nemen, evenals de overeenkomstige financiële voordelen die de licentienemer verkrijgt door vrijgesteld zijn van de verantwoordelijkheid. Dit kunnen doorgaans onderhoudskosten en het risico van aansprakelijkheid voor schade zijn.

Noorwegen is in principe geïnteresseerd in een overlegstructuur voor ontmanteling.

Energy & Materials Transition

Princetonlaan 6
3584 CB Utrecht
www.tno.nl

TNO innovation
for life