



INEOS E&P A/S Projekttitel / Anlagenname:
Hejre Wiedererschließungsprojekt

Dokument Name:
Hejre tie-back zu Süd Arne – ESPOO Bericht

1.4B	23-01-2023	Zur Überprüfung ausgestellt	rxe89938	mta99893	rxe89938
1.4A	12-01-2026	Zur Überprüfung ausgestellt	rxe89938	mta99893	rxe89938
1.4	05-01-2026	Zur Überprüfung ausgestellt	rxe89938	mta99893	rxe89938
B	19-06-2023	Zur Überprüfung ausgestellt	COWI		
A	13-04-2023	Zur Überprüfung ausgestellt	JORL, EMBC COWI	LBHN, COWI	COWI
Rev.	Datum		Erstellt von	Verifiziert von	Genehmigt von

	Supplier Name	N/A
	Supplier Project No	N/A
	Supplier Doc. No.	N/A
	Tag No's.:	N/A

System No: N/A	Area Code: N/A	Project No: N/A	Denominator: N/A
----------------	----------------	-----------------	------------------

PO No: N/A	Contract No: N/A	Page: 1 of 84
------------	------------------	---------------

Document No.:

HEA-GEN-SA-REP-0012

INHALT

1.	Einleitung	3
1.1	Leseanleitung	3
1.2	Projekthintergrund	6
1.3	Das Hejre-Feld	7
1.4	Zeitplan	8
2.	Rechtliches Rahmenwerk und Espoo-Konsultationsprozess	10
2.1	Die Espoo-Konvention und der Espoo-Konsultationsprozess	10
2.2	Weitere national und international rechtliche Anforderungen	12
2.3	Nationales Genehmigungsverfahren in Dänemark	19
3.	Technische Beschreibung des Projekts	21
3.1	Feldbeschreibung	21
3.2	Projektübersicht	23
3.3	Bestehende Anlagen	24
3.4	Konstruktion und Einbau	26
3.5	Produktionsphase	39
3.6	Stilllegungsphase	47
3.7	Abfall und Abfallbehandlung	51
4.	Methodologie für die Bewertung des umweltbezogenen Schweregrads und Risikos	54
4.1	Beurteilung der umweltbezogenen Signifikanz (Schweregrad) einer Auswirkung	54
4.2	Beurteilung der Wahrscheinlichkeit einer Auswirkung	56
4.3	Risikobeurteilung	56
5.	Potenzielle grenzüberschreitende Auswirkungen	58
6.	Umweltbeurteilung des unbeabsichtigten Auslaufens von Öl und Chemikalien	61
6.1	Umweltauswirkungen einer Ölfreisetzung durch einen Bohrlochausbruch	61
6.2	Umweltauswirkungen von während eines Bohrlochausbruchs freigesetztem Gas	72
6.3	Umweltauswirkungen von Rohrleitungsbrüchen	73
6.4	Meeresstrategie-Rahmenrichtlinie (MSFD)	78
6.5	Notfallplan für Ölverschmutzungen	80
6.6	Risikobeurteilung des unbeabsichtigten Auslaufens	82
7.	Schlussfolgerung	83
8.	Referenzen	84

1. Einleitung

1.1 Leseanleitung

Dieser Bericht enthält die im Rahmen des Hejre nach Süd Arne tie-back Projekts der erstellten dänischen Espoo-Dokumentation. Er enthält eine Beschreibung der projektbezogenen grenzübergreifenden Umweltauswirkungen, die durch die in Dänemark generierten Projekteinflüsse generiert werden und potenziell die Meeresgebiete (ausschließliche Wirtschaftszone und/oder Hoheitsgewässer) von Norwegen, Schweden, Deutschland, den Niederlanden und des Vereinigten Königreichs betreffen.

Kapitel 2-3 enthalten relevante Hintergrundinformationen zu dem Hejre nach Süd Arne- Tie-back Projekts. Dies beinhaltet eine Projektbeschreibung, die rechtlichen Rahmenbedingungen und die Mechanismen des Espoo-Prozesses sowie einen Abschnitt zur Risikobewertung und Beurteilung der angewendeten Verfahren. Der zentrale Teil dieses Berichts enthält in Kapitel 5 eine Analyse der potenziellen grenzübergreifenden Auswirkungen und in Kapitel 6 eine Beurteilung der grenzübergreifenden Auswirkungen. Die Kapitel zu den Beurteilungen sind nach den Umweltrezeptoren angeordnet, die wahrscheinlich von den verschiedenen Projekteinflüssen betroffen sein könnten. Die Ergebnisse der Beurteilung für jeden Rezeptor werden mit Informationen zu der erwarteten grenzübergreifenden Auswirkung in Norwegen, Schweden und Deutschland präsentiert. Ein separates Kapitel befasst sich mit den Beurteilungen der Natura-2000-Bereiche und den anzuwendenden gesetzlichen Vorschriften. Die Ergebnisse der Beurteilung werden in der Schlussfolgerung in Kapitel 7 zusammengefasst.

Der Espoo-Bericht und das Verfahren sind integraler Bestandteil der EIA-Verfahren und Genehmigungsprozesse.

Abkürzungen

Die folgenden Abkürzungen werden im Bericht verwendet:

AP	Affected Party (Betroffene Partei)
BAT	Best Available Technique (Beste verfügbare Technik)
BEP	Best Environmental Practice (Beste Umweltpraxis)
CO	Carbon Oxides (Kohlenstoffoxide)
CRI	Cutting Re-Injection (Späne Re-injektion)
Cs/K	Caesium/Potassium (Cäsium/Kalium)
DEA	Danish Energy Agency (Dänische Energieagentur)
DEPA	Danish Environmental Protection Agency (Dänische Umweltschutzbehörde)
EC	European Council (Europäischer Rat)
EIA	Environmental Impact Assessment (UVP – Umweltverträglichkeitsprüfung)
EU	European Union (Europäische Union)

HOCNF	Harmonised Offshore Chemical Notification Form (Harmonisiertes Offshore-Anmeldeformular für Chemikalien)
IMO	International Maritime Organization (Internationale Seeschiffsfahrts-Organisation)
NH4+	Ammonia (Ammoniak)
NOx	Nitrogen Oxides (Stickoxide)
NO2	Nitrogen Dioxides (Stickstoffdioxide)
OBM	Oil Based Mud (Schlamm auf Ölbasis)
OSCAR	Oil Spill Contingency And Response (Notfall und Reaktion auf Ölverschmutzungen)
OSPAR	OSlo PARis convention (OSlo PARis-Konvention)
OSRL	Oil Spill Response Limited
PLONOR	Pose Little Or NO Risk (Stellen Sie ein geringes oder kein Risiko dar)
PoO	Party of Origin (Die Ursprungspartei)
PPB	Parts Per Billion (Teile pro Milliarde)
PPM	Parts Per Million (Teile pro Million)
RBA	Risk Based Approach (Risikobasierter Ansatz)
ROV	Remotely Operated underwater Vehicle (Ferngesteuertes Unterwasserfahrzeug)
SA	South Arne (Süd-Arne)
SAC	Special Areas of Conservation (Besondere Schutzgebiete)
SA-WHPE	South Arne Wellhead Platform East (South Arne Wellhead Plattform Ost)
SA-WHPN	South Arne Wellhead Platform North (South Arne Wellhead Plattform Nord)
SEL	Sound Exposure Levels
SINTEF	Foundation for INdustriell and TEknisk Research (Stiftung für INdustriell und TEknisk Research)
SO2	Sulphur diOxides (SchwefeldiOxide)
TD	Total Depth (Gesamttiefe)

VOC	Volatile Organic Compounds (Flüchtige organische Verbindungen)
WBM	Water Based Mud (Schlamm auf Wasserbasis)
WHP	Well Head Platform (Well Head Plattform)
WHPE	Well Head Platform East (Well Head Plattform Ost)
WHPN	Well Head Platform North (Well Head Plattform Nord)

1.2 Projekthintergrund

INEOS E&P A/S prüft die Möglichkeit, das Hejre-Feld im dänischen Sektor der Nordsee neu zu erschließen und anschließend zu betreiben. Das Hejre-Feld wurde zuvor von DONG E&P A/S betrieben. Die geplante Sanierung umfasst eine Entwicklungslösung mit einer Anbindung (tie-back) des Hejre-Feldes an Süd Arne unter Nutzung der bestehenden Hejre-Anlagen.

Die Partner für die Hejre-Lizenz (5/98) sind:

- INEOS E&P A/S (Betriebsführer) 60 %
- INEOS E&P (Norge) Petroleum DK AS 25 %.
- INEOS E&P (Petroleum Denmark) ApS 15 %.

INEOS E&P A/S hat die Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) für die Sanierung, den Betrieb und die Stilllegung des Feldes Hejre unternommen. Der vorliegende Bericht dokumentiert den UVP-Prozess, die Ergebnisse und die Schlussfolgerungen. Die UVP wurde in Übereinstimmung mit der dänischen UVP-Verordnung (Konsolidierungsgesetz Nr. 4 vom 03/01/2023) durchgeführt.

Das ursprüngliche Hejre-Konzept ("Hejre Legacy") wurde von der dänischen Energiebehörde (DEA) nach Abschluss eines UVP-Verfahrens genehmigt (DONG E&P A/S 2011). Der Jacket der Plattform und das Bohrlochdeck vor der Bohrung wurden 2014 installiert. Der Vertrag über die Herstellung der Topside wurde jedoch 2016 aufgrund technischer Schwierigkeiten und erheblicher Verzögerungen gekündigt. Die Bohrungen wurden entsprechend dem ursprünglichen Umfang fortgesetzt und 2016 abgeschlossen. Insgesamt wurden 5 HPHT-Bohrungen ausgeführt, von denen 3 für die Wiedererschließung des Hejre-Feldes geeignet sind. Die 3 Bohrungen sind nach der Perforation des Produktionsliners und der Bohrlochsanierung bereit für die Produktion.

Da die Sanierung des Hejre-Feldes durch die Tie-back an Süd Arne über den zuvor genehmigten Projektumfang hinausgeht, ist gemäß dem Gesetz Nr. 4 vom 03.01.2023 über die Umweltverträglichkeitsprüfung von Plänen, Programmen und spezifischen Projekten (UVP) ein aktualisierter UVP-Bericht erforderlich. Das Sanierungsprojekt fällt unter Anhang 1, Punkt 29). Jede Änderung oder Erweiterung von Projekten, die in diesem Anhang aufgeführt sind, vorausgesetzt, dass diese Änderung oder Erweiterung selbst die Schwellenwerte einhält, die gegebenenfalls in diesem Anhang festgelegt sind.

1.3 Das Hejre-Feld

Das Hejre-Feld befindet sich innerhalb der Lizenzen 5/98 und 1/06 auf dem dänischen Kontinentalsockel etwa 300 km westlich der dänischen Westküste.

Bei dem Feld handelt es sich um ein Hochdruck-Hochtemperatur (HPHT) Ölfeld mit flüssigem Erdgas (NGL). Der Hejre-Jacket befindet sich auf der Position 6.234.174,9 mN, 559.510,8 mE (UTM-Referenzzone 31 auf ED50-Datum) in einer Wassertiefe von etwa 68 m.

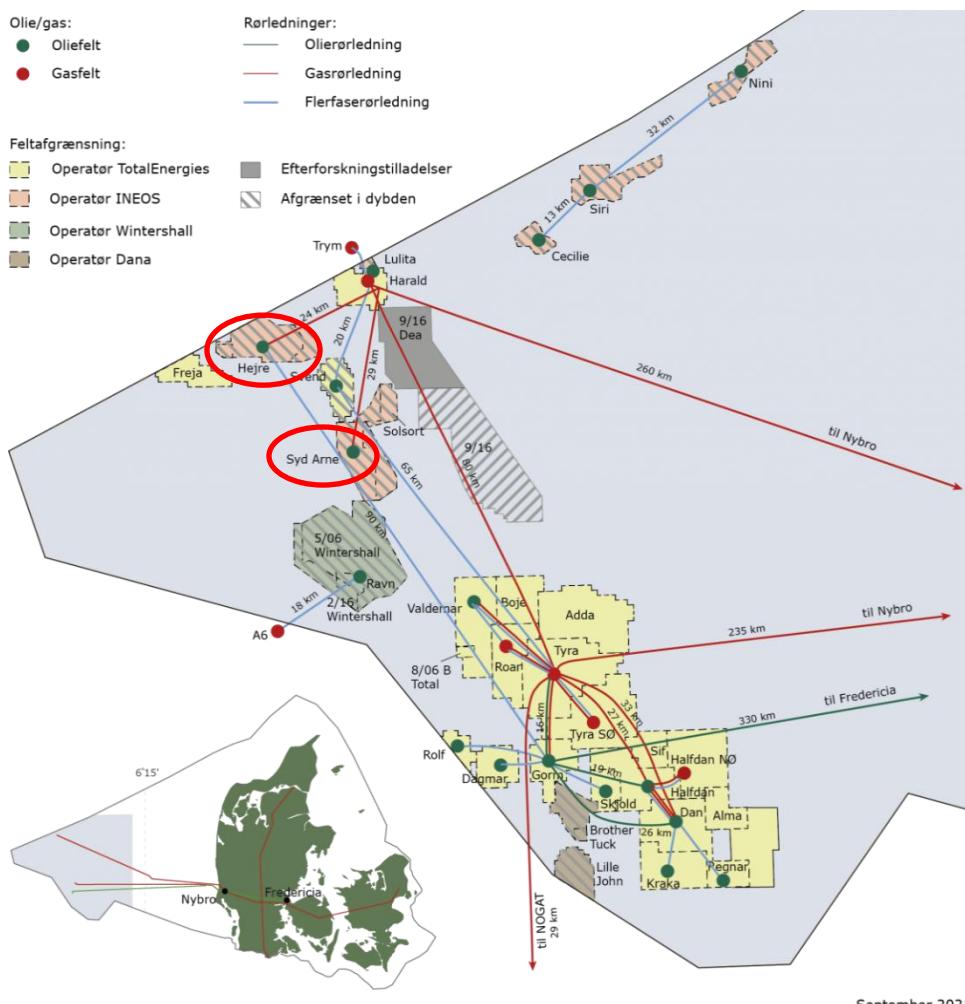


Abbildung 1-1 Standort des Hejre-Feldes, der Syd (Süd) Arne-Plattform und anderer Öl- und Gasanlagen im dänischen Sektor der Nordsee.

1.3.1 Das „Hejre zu Süd Arne“-Konzept

Das gewählte Konzept für die Tie-back von Hejre an die Sanierung von Süd Arne sieht eine unbemannte Topside in Hejre vor, die von Süd Arne aus ferngesteuert wird. Zwischen Hejre und Süd Arne wird eine neue, 33 km lange isolierte Multiphasen-Rohrleitung verlegt. Die Bohrlochflüssigkeiten aus Hejre wird über die Multiphase nach Süd Arne geleitet und da verarbeitet. Das Konzept basiert auf der Nutzung der vorhandenen Infrastruktur und der verfügbaren Kapazitäten in Süd Arne. Das Hejre-Öl wird zum Süd Arne Gravity Based Structure (GBS)-Speichertank gefördert, wo es zwischengelagert wird, bevor es mit einem Shuttle-Tanker über das bestehende Süd Arne-Ölentladesystem exportiert wird. Das Gas wird über die bestehende Rohrleitung von Süd Arne nach Nybro exportiert. Um sicherzustellen, dass das Exportgas aus Süd Arne die von der Nybro-Gasanlage geforderten Spezifikationen erfüllen kann, werden die schweren

Gaskomponenten, die so genannten Natural Gas Liquids (NGLs), aus Hejre in die Lagerstätte Süd Arne injiziert und verbleiben dort.

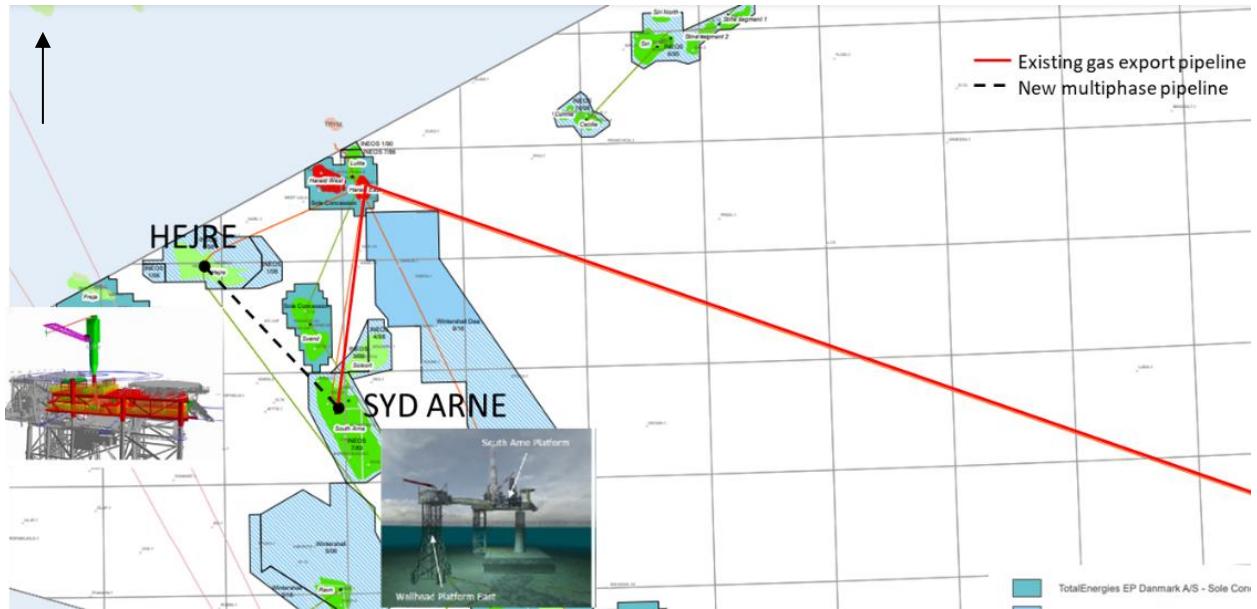


Abbildung 1-2 Lage des Hejre-Feldes, Süd-Arne und Infrastruktur im dänischen Sektor der Nordsee.

Die Aktivitäten im Zusammenhang mit der Sanierung werden in Kapitel 3 ausführlich beschrieben.

1.4 Zeitplan

Der vorgeschlagene Zeitplan für die Sanierung des Hejre-Feldes bis zur EXECUTE-Phase (Bauphase) ist in Abbildung 1-3 dargestellt. Die anschließende Betriebsphase (ca. 19 Jahre) und die künftigen Stilllegungsphasen sind in dem Zeitplan nicht dargestellt.

Die Offshore-Rohrleitung-Installationsarbeiten werden voraussichtlich im zweiten Quartal 2028 beginnen, und der Anschluss der Rohrleitung, die Installation der neuen Hejre-Topsides, die Modifikationen in Süd Arne sowie die Perforation und Reinigung der Hejre-Bohrungen werden voraussichtlich im zweiten bis vierten Quartal 2028 stattfinden. Das erste Öl wird für das 4. Quartal 2028 erwartet.

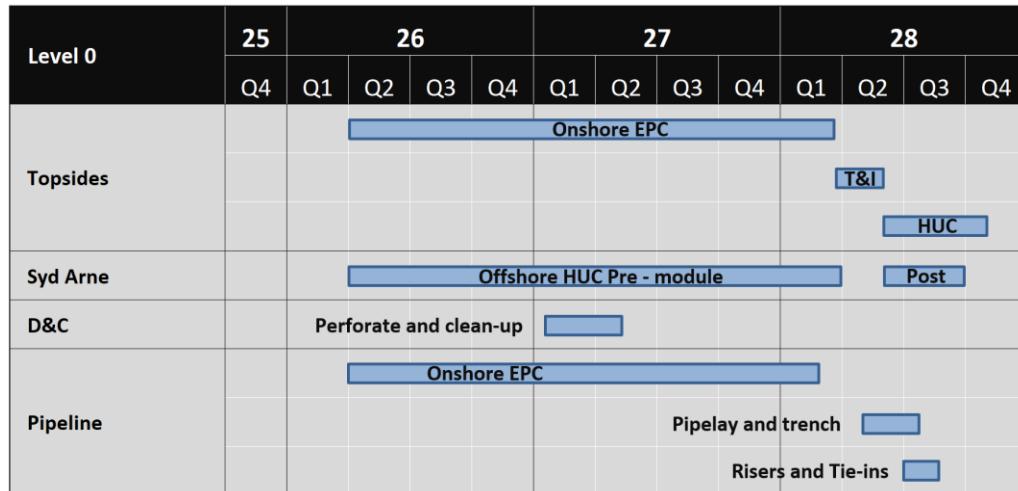


Abbildung 1-3 Zeitplan für die Neuentwicklung des Hejre-Feldes.

2. Rechtliches Rahmenwerk und Espoo-Konsultationsprozess

Ein Sanierungsprojekt wie das Hejre nach Süd Arne- Sanierungsprojekt muss verschiedene internationale Abkommen sowie Direktiven und gesetzliche Vorschriften auf EU- und nationaler Ebene erfüllen. Dieses Kapitel bietet einen Überblick über die rechtlichen Rahmenbedingungen und die nationalen Genehmigungsprozesse, die für das Hejre nach Süd Arne- Sanierungsprojekt gelten, und beinhaltet darüber hinaus die im Rahmen der Espoo-Konvention einzuhaltenden Verfahren.

2.1 Die Espoo-Konvention und der Espoo-Konsultationsprozess

2.1.1 Die Espoo-Konvention

„Das Übereinkommen über die Umweltverträglichkeitsprüfung im grenzüberschreitenden Rahmen vom 25. Februar 1991“ (Espoo-Konvention) legt die Verpflichtungen der Vertragsparteien zur Beurteilung der Umweltauswirkungen bestimmter Aktivitäten in einer frühen Phase der Projektplanung fest. Darüber hinaus legt sie die allgemeine Verpflichtung der Staaten zur gegenseitigen Benachrichtigung und Konsultation bei allen wesentlichen Projekten fest, die voraussichtlich eine erhebliche nachteilige grenzüberschreitende Auswirkung haben können.

Eine grenzüberschreitende Auswirkung ist gemäß der Espoo-Konvention „jede nicht-globale Auswirkung innerhalb des Landes der Partei aufgrund geplanter Aktivitäten, deren physische Ursache ganz oder teilweise im Bereich des Landes einer anderen Partei liegt.“

Die Ursprungspartei (Party of Origin (PoO)) ist/sind die Vertragspartei(en) der Konvention, in deren Land die geplanten Arbeiten stattfinden, d.h. in diesem Fall nur Dänemark.

Die betroffene Partei (Affected Party (AP)) ist/sind eine oder mehrere Vertragsparteien der Konvention, die einer grenzüberschreitenden Auswirkung geplanter Aktivitäten ausgesetzt sein kann/können. Dänemark ist in Verbindung mit dem Hejre-Sanierungsprojekt gleichermaßen Ursprungspartei und betroffene Partei, während Norwegen, Schweden, Deutschland, die Niederlande und das Vereinigte Königreich betroffene Parteien sind.

Die Konvention schreibt vor, dass die Ursprungspartei gemäß den Bestimmungen der Konvention sicherstellen muss, dass die betroffenen Parteien über eine geplante Aktivität informiert werden: Offshore-Kohlenwasserstoff-Produktion. Abbau von Erdöl und Erdgas zu kommerziellen Zwecken, bei welcher die abgebaute Menge mehr als 500 metrische Tonnen/Tag für Erdöl und 500.000 Kubikmeter/Tag für Gas überschreitet (#15 - Anhang 1 der Konvention), der voraussichtlich eine erhebliche nachteilige grenzüberschreitende Auswirkung haben wird.

2.1.2 Der Espoo-Konsultationsprozess

Der durch die Artikel 3 bis 6 der Espoo-Konvention vorgesehene Konsultationsprozess wird durch den Espoo-Ansprechpartner der Ursprungspartei koordiniert. Der Konsultationsprozess umfasst die folgenden Hauptschritte:

- > Benachrichtigung in Übereinstimmung mit Artikel 3: Um angemessene und effektive Konsultationen nach Artikel 5 sicherzustellen, muss die Ursprungspartei für eine in Anhang I aufgeführte geplante Aktivität, die voraussichtlich nachteilige grenzüberschreitende Auswirkungen haben wird, jede Partei, die ihrer Ansicht nach eine betroffene Vertragspartei sein kann, so früh wie möglich und in keinem Fall

später als zum Zeitpunkt der Informierung der eigenen Öffentlichkeit über die geplante Aktivität informieren.

- > Erstellung der Dokumentation der Beurteilung der Umweltauswirkung (Espoo-Bericht) nach Artikel 4: Die Ursprungspartei muss der betroffenen Vertragspartei gegebenenfalls durch ein gemeinsames Organ die Dokumentation der Umweltauswirkungsbeurteilung vorlegen. Die betroffenen Vertragsparteien müssen die Verteilung der Dokumentation an die Behörden und die Öffentlichkeit der betroffenen Vertragspartei in den Bereichen, die voraussichtlich betroffen sind, sowie die Übermittlung von Kommentaren an die zuständige Behörde der Ursprungspartei entweder direkt an dieselbe oder gegebenenfalls durch die Ursprungspartei innerhalb einer angemessenen Frist vor der endgültigen Beschlussfassung über die geplante Aktivität koordinieren.
- > Konsultation nach Artikel 5: Die Ursprungspartei muss nach der Fertigstellung der Dokumentation der Umweltauswirkungsbeurteilung unverzüglich mit Konsultationen mit der betroffenen Vertragspartei - unter anderem in Bezug auf die voraussichtliche grenzüberschreitende Auswirkung der geplanten Aktivität und Maßnahmen zur Reduzierung oder Vermeidung ihrer Auswirkung - beginnen. Konsultationen können sich auf Folgendes beziehen:
 - a) Mögliche Alternativen zu der geplanten Aktivität einschließlich des Verzichts auf die Aktivität und mögliche Maßnahmen zur Minderung erheblicher nachteiliger grenzüberschreitender Auswirkungen und zur Überwachung der Wirkungen solcher Maßnahmen auf Kosten der Ursprungspartei;
 - b) Andere Formen der gegenseitigen Unterstützung bei der Reduzierung jeglicher erheblichen nachteiligen grenzüberschreitenden Auswirkung der geplanten Aktivität und
 - c) Alle anderen geeigneten Fragen in Verbindung mit der geplanten Aktivität.

Die Parteien müssen zu Beginn jeder Konsultation einen angemessenen Zeitrahmen für die Dauer der Konsultation vereinbaren. Jede solche Konsultation kann, sofern vorhanden, durch ein entsprechendes gemeinsames Organ durchgeführt werden.

- > Endgültige Entscheidung nach Artikel 6: Die Parteien müssen in der endgültigen Entscheidung über die geplante Aktivität sicherstellen, dass das Ergebnis der Umweltauswirkungsbeurteilung einschließlich der Dokumentation der Umweltauswirkungsbeurteilung sowie der zugehörigen Kommentare, die nach Artikel 3 und 4 erhalten wurden, und des Ergebnisses der in Artikel 5 beschriebenen Konsultationen angemessen berücksichtigt wird. Die Ursprungspartei muss der betroffenen Vertragspartei die endgültige Entscheidung über die geplante Aktivität zusammen mit den dieser zugrundeliegenden Gründen und Erwägungen übermitteln. Falls zusätzliche Informationen über die erhebliche grenzüberschreitende Auswirkung einer geplanten Aktivität, die zum Zeitpunkt der Entscheidung über diese Aktivität nicht verfügbar waren und die Entscheidung erheblich hätten beeinflussen können, einer betroffenen Vertragspartei vor Beginn der Arbeiten im Rahmen dieser Aktivität bekannt werden, muss diese die andere(n) betroffene(n) Partei(en) unverzüglich informieren. Sofern von einer der betroffenen Parteien gefordert, müssen Konsultationen stattfinden, um festzustellen, ob die Entscheidung revidiert werden muss.

Der Konsultationsprozess und der Inhalt der Dokumentation der Umweltauswirkungsbeurteilung für das Hejre-Sanierungsprojekt berücksichtigt die Empfehlung der Wirtschaftskommission (UNECE, 1996) und der Europäischen Kommission (Europäische Kommission, 2013).

Folgende Länder haben eine Teilnahme an dem Espoo-Prozess beantragt: Deutschland und Schweden.

2.2 Weitere national und international rechtliche Anforderungen

2.2.1 Schutz der Meeresumgebung

Das Meeresumweltgesetz (Konsolidierungsgesetz Nr. 147 vom 19.02.2024) regelt Abwassereinleitungen und Emissionen von Plattformen.

Abwasserleitungen ins Meer

Die zugehörige Verordnung über die Einleitung von Stoffen und Materialien aus bestimmten Hochseeaanlagen in das Meer (Durchführungsverordnung Nr. 571 vom 23.05.2023) definiert die benötigten Informationen, um eine Einleitungsgenehmigung zu erhalten.

Die genehmigende Behörde ist die dänische Umweltschutzbehörde (Danish Environmental Protection Agency (DEPA)).

Die Einleitungsgenehmigung regelt unter anderem die Einleitung von Öl und Chemikalien ins Meer und definiert Anforderungen an:

- › Die maximale Ölkonzentration im abgeleiteten produzierten Wasser
- › Beschränkungen der Gesamtmenge des abzuleitenden Öls
- › Überwachungsprogramme für die Ölkonzentration im Abwasser
- › Die dauerhafte Kontrolle der gesamten Ölausleitung
- › Die Klassifizierung von Offshore-Chemikalien
- › Nutzung und Ausleitung von Offshore-Chemikalien abhängig von der Klassifizierung (wie nachfolgend erläutert).
- › Regelmäßige Berichte über die Ausleitung von Öl und Chemikalien.

Klassifizierung von Offshore-Chemikalien

Chemikalien werden anhand des DEPA-Farbkodeierungssystems klassifiziert, das der OSPAs-Klassifizierung (Substitution, Einstufung und PLONOR) folgt und mit der Umweltgefahr von Offshore-Chemikalien verbunden ist. Die Kodes sind:

Schwarze Chemikalien sind besonders kritisch und nicht für die Offshore-Nutzung zulässig.

rote Chemikalien sind so umweltschädlich, dass sie grundsätzlich vermieden und soweit wie möglich ersetzt werden sollten. Anorganische und hochgiftige oder schlecht biologisch abbaubare Stoffe sind als rot klassifiziert. Stoffe, die mehr als eines von drei Kriterien erfüllen: geringer biologischer Abbau (< 60 % in 28 Tagen), hohe Bioakkumulation ($\log \text{Pow} \geq 3$ und $\text{MW} < 700$) oder Toxizität ($\text{EC50/LC50} < 10 \text{ mg/l}$) werden ebenfalls als rot eingestuft.

Gelbe Chemikalien fallen in keine der obigen Kategorien, d.h. sie weisen eine gewisse Umweltschädlichkeit auf, die bei Einleitung größerer Mengen bedenklich sein kann. Stoffe, die eines der drei Kriterien der schlechten biologischen Abbaubarkeit, hohen Bioakkumulation oder Toxizität erfüllen, werden als gelb klassifiziert; anorganisch und hochtoxisch ($EC/LC < 1 \text{ mg/l}$) " sehr geringer biologischer Abbau (< 20 % in 28 Tagen).

Wenn Stoffe zwei oder drei Kriterien erfüllen, werden sie als rot klassifiziert.

Grüne Chemikalien gelten als für die Umwelt unbedenklich (sogenannte PLONOR-Substanzen, die nur ein geringes oder kein Risiko für die Umwelt darstellen) und umfassen ebenfalls organische Substanzen mit einem EC/LC -Wert $> 1 \text{ mg/l}$, Säuren und Basen, die als grüne Chemikalien klassifiziert sind.

Regulierung nicht-einheimischer Arten

Die Verordnung zur Verhinderung der Einbringung nicht-einheimischer Arten durch Ballastwasser, geregelt durch die Durchführungsverordnung Nr. 1000 vom 18/09/2019 über den Umgang mit Ballastwasser und Sedimenten aus Ballasttanks von Schiffen. Darüber hinaus wird die Einbringung nicht-einheimischer Arten durch Ballastwasser durch die folgenden internationalen Übereinkommen und Erklärungen geregelt; Übereinkommen der IMO über die Verhütung der Meeresverschmutzung durch das Einbringen von Abfällen und anderen Stoffen (bekannt als Londoner Übereinkommen von 1972) einschließlich des Protokolls von 1996, das 2006 in Kraft trat.

Emissionen

Luftemissionen von Plattformen, Bohrinseln und Schiffen sind in der Verordnung zur Verhütung der Luftverschmutzung durch Schiffe (Mitteilung Nr. 9840 vom 12.04.2007) und im Meeressumweltgesetz (Konsolidierungsgesetz Nr. 1165 vom 25.11.2019) geregelt.

Darüber hinaus sind Emissionen in die Luft durch Plattformen und Schiffe in der Verordnung über bestimmte luftverschmutzende Emissionen aus Verbrennungsanlagen auf Offshore-Plattformen (Verordnung Nr. 1449 vom 20.12.2012).

Die Verordnung über den Fest- und Flüssigkeitsgehalt von Schwefel in Kraftstoffen (Verordnung Nr. 228 vom 06.02.2022) regelt die zulässige Schwefelmenge im Schiffskraftstoff und wirkt sich damit indirekt auf die Emissionen von Schiffen aus.

2.2.2 Natura 2000 Gebiete

Natura 2000 ist ein Netzwerk aus Naturschutzgebieten, das im Rahmen des Habitat¹ und Vogel² Richtlinie gebildet wurde. Das Netzwerk besteht aus besonderen Erhaltungsgebieten (*Special Areas of Conservation (SAC)*), die von den Mitgliedsstaaten im Rahmen der Habitatsrichtlinie ausgewiesen wurden. Das Netzwerk besteht außerdem aus besonderen Erhaltungsgebieten, die im Rahmen der Vogelrichtlinie ausgewiesen wurden. Ziel des Netzwerks ist es, das langfristige Überleben der wertvollsten und am meisten bedrohten Spezies und Lebensräume in Europa sicherzustellen.

¹ Richtlinie 92/43/EWG des Rates vom 21. Mai 1992 zur Erhaltung der natürlichen Lebensräume sowie der wildlebenden Tiere und Pflanzen

² Richtlinie 79/409/EWG des Rates vom 2. April 1979 über die Erhaltung der wildlebenden Vogelarten. Wurde 2009 geändert und zur Richtlinie 2009/147/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. November 2009 über die Erhaltung der wildlebenden Vogelarten

Die Richtlinien sind im dänischen Gesetz durch folgende Punkte implementiert:

- Environmental Goal Act³
- Den Subsoil Act⁴
- Die EIA-Verordnung⁵
- Die OffshoreHabitat-Anordnung⁶
- Die Habitat-Anordnung⁷

Vor jeder Entscheidung über Projekte mit potenzieller Auswirkung auf ein Natura-2000-Gebiet muss durch eine Dokumentation nachgewiesen werden, dass die Aktivität nicht zu negativen Auswirkungen auf den positiven Erhaltungsstatus von Spezies oder Habitaten, die Teil der Auswahlbasis sind, führen wird oder die Unversehrtheit des Gebiets beeinträchtigt.

2.2.3 Die OSPAR-Konvention

Das Übereinkommen zum Schutz der Meeresumwelt des Nordost-Atlantiks oder die OSPAR-Konvention ist das legislative Hauptinstrument zur Regulierung der internationalen Zusammenarbeit hinsichtlich der Meeresumgebung der Nordsee. Die Konvention regelt die internationale Zusammenarbeit im Nordost-Atlantik und legt europäische Normen für die Öl- und Gas-Offshore-Industrie, die maritime Biodiversität und die grundlegende Überwachung der Umweltbedingungen fest. Der Schwerpunkt der Konvention liegt auf BAT, BEP und sauberen Technologien.

Die OSPAR-Konvention hat mehrere Strategien zu Umweltthemen wie Schadstoffen, Biodiversität und radioaktiven Stoffen implementiert. Die Strategien umfassen das Verbot der Einleitung ölbasierter Schlämme (OMB) und Vorschriften für die Handhabung von Bohrschnitten in der Bauphase. Darüber hinaus sind Schadstoffe nach den Grundsätzen der Ersetzung geregelt, wobei weniger schädliche oder vorzugsweise unschädliche Stoffe diese Stoffe ersetzen. Die Konvention erfordert ein HOCNF (Harmonised Offshore Chemical Notification Format) und eine Vorauswahl der Stoffe im Hinblick auf ihre Toxizität, Persistenz und biologische Abbaubarkeit. Stoffe, die nicht ersetzt werden können, müssen klassifiziert werden, wenn sie nicht in der PLONOR-Liste (Pose Little Or No Risk) aufgeführt sind, die Stoffe ohne oder nur mit geringer Umweltauswirkung enthält.

Die OSPAR-Kommission empfiehlt eine Vermeidung der Einleitung von Abwasser, sodass die Einleitung von Abwasser 2020 nicht zu unerwünschten Auswirkungen auf die Meeresumgebung führen wird. Eingeleitetes Abwasser sollte nicht mehr als 30 mg gelöstes Öl pro Liter enthalten. Die Kommission entwickelt derzeit einen risikobasierten Ansatz (RBA) zur Beurteilung der Einleitung von Abwasser. Die

³ Konsolidiertes Gesetz Nr. 692 vom 26.05.2023 über Umweltschutzziele für internationale Naturschutzgebiete (bekendtgørelse af lov om miljømål m.v. for internationale naturbeskyttelsesområder (Miljømålsloven)).

⁴ Konsolidierungsgesetz Nr. 1461 vom 26.12.2023 über die Nutzung von dänischem Boden

⁵ Konsolidiertes Gesetz Nr. 4 vom 03.01.2023 über die umweltbezogene Beurteilung von Plänen und Programmen sowie von spezifischen Projekten

⁶ Verwaltungsanordnung Nr. 846 vom 26.06.2024 über die Exekutivverordnung zur Verwaltung internationaler Naturschutzgebiete und zum Schutz bestimmter Arten bei wissenschaftlichen Studien, Vorstudien, Exploration und Förderung von Kohlenwasserstoffen, unterirdischer Lagerung, Rohrleitungen usw. auf hoher See (Bekendtgørelse om administration af internationale naturbeskyttelsesområder og beskyttelse af visse arter ved videnskabelige undersøgelser, forundersøgelser, efterforskning og indvinding af kulbrinter, lagring i undergrunden, rørledninger, m.v. offshore).

⁷ Verwaltungsanordnung Nr. 1098 vom 21.08.2023 über die Ausweisung und Verwaltung internationaler Naturschutzgebiete und den Schutz bestimmter Spezies (bekendtgørelse om udpegnings og administration af internationale naturbeskyttelsesområder samt beskyttelse af visse arter).

RBA-Empfehlung 2012/5 und die damit verbundene RBA-Richtlinie 2012-07 wurden 2012 eingeführt und zuletzt aktualisiert im Jahr 2021.

Die OSPAR-Vereinbarung 2017-02 empfiehlt Verfahren für die Überwachung der Umwelteinwirkungen von Einleitungen durch Offshore-Anlagen einschließlich der Überwachung der Sediment- und Wassersäuleneigenschaften. Die Überwachungsprogramme sollten grundlegende Analysen vor jeder Erdölerschließung und Folgeanalysen während des Abbaus, der Produktion und der Außerbetriebnahme umfassen.

Die OSPAR legt in ihrem Beschluss 98/3, und der letzten Aktualisierung im Jahr 2024, über die Entsorgung stillgelegter Offshore-Anlagen die Regeln für das Verlassen stillgelegter Offshore-Anlagen fest. Eine stillgelegte Offshore-Anlage ist als eine Offshore-Anlage definiert, die den Zweck, für den sie ursprünglich in dem Gebiet errichtet wurde, nicht mehr erfüllt oder keinen anderen legitimen Zweck mehr erfüllt. Offshore- Rohrleitungen sind von diesem Beschluss nicht umfasst.

Grundsätzlich dürfen keine Offshore-Anlagen in Meeresgebieten zurückgelassen werden. Eine Abweichung von dem Beschluss 98/3 kann für Teile einer Anlage erwogen werden, wenn bestimmte Bedingungen erfüllt sind.

Um die Verpflichtungen aus Anhang V zum Schutz und zur Erhaltung der Ökosysteme und der biologischen Vielfalt des Meeresraums zu erfüllen, wurde die OSPAR-Übereinkommensliste 2008-6 „Liste gefährdeter und/oder rückläufiger Arten und Lebensräume“ erstellt. In dieser Liste sind zahlreiche gefährdete Arten und Lebensräume innerhalb der OSPAR-Region aufgeführt. Diese Arten und Lebensräume sind gemäß den Verpflichtungen aus Anhang V des OSPAR-Übereinkommens vor schädlichen Auswirkungen menschlicher Aktivitäten zu schützen.

2.2.4 Meerestrategie-Rahmenrichtlinie (MSFL)

Die Meerestrategie-Rahmenrichtlinie (MSFL)⁸ zielt darauf ab, bis 2020 einen guten Umweltzustand der Meeresgewässer (GES) in der EU zu erreichen und die Ressourcenbasis zu schützen, von der meeresbezogene wirtschaftliche und soziale Aktivitäten abhängen. Die Kommission hat außerdem eine Reihe detaillierter Kriterien und methodischer Standards erarbeitet⁹, um den Mitgliedstaaten bei der Umsetzung der MSRL zu helfen. Um die GES bis 2020 zu erreichen, muss jeder Mitgliedstaat eine Strategie für seine Meeresgewässer entwickeln (Meerestrategie).

Die MSFD wird durch das konsolidierte Gesetz über die Meerestrategie in dänisches Recht umgesetzt¹⁰. Ziel des Gesetzes ist es, den Rahmen für die Verwirklichung der GES in den dänischen Gewässern zu schaffen. Das wichtigste Instrument zur Erreichung dieses Ziels ist die Meerestrategie, die alle dänischen Meeresgewässer, einschließlich der dänischen Nordseegewässer, abdeckt.

Das dänische Umweltministerium definiert anhand von 11 verschiedenen Deskriptoren, was als "guter Umweltzustand" der Meeresumwelt gilt. Für jeden Deskriptor wird eine Reihe von qualitativen Umweltzielen und vorläufigen Indikatoren festgelegt. In der folgenden Tabelle sind alle 11 Deskriptoren zusammen mit den entsprechenden Umweltzielen aufgeführt.

⁸ Richtlinie 2008/56/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. Juni 2008 zur Schaffung eines Ordnungsrahmens für Maßnahmen der Gemeinschaft im Bereich der Meeresumwelt (Meerestrategie-Rahmenrichtlinie).

⁹ Beschluss (EU) 2017/848 der Kommission vom 17. Mai 2017 zur Festlegung von Kriterien und methodischen Standards für einen guten Umweltzustand der Meeresgewässer sowie von Spezifikationen und standardisierten Verfahren für die Überwachung und Bewertung und zur Aufhebung des Beschlusses 2010/477/EU.

¹⁰ Konsolidiertes Gesetz Nr. 1161 vom 25.11.2019 zur Meerestrategie (bekendtgørelse af lov om havstrategi).

Deskriptoren	Relevante Umweltziele
D1	Biodiversität (Vögel)
Populationen und Lebensräume von Vögeln werden im Einklang mit den Zielen der Vogelschutzrichtlinie erhalten und geschützt	
D1	Biodiversität (Säugetiere)
Schweinswal, Seehund und Kegelrobbe erreichen einen günstigen Erhaltungszustand gemäß dem in der Habitat-Richtlinie festgelegten Zeitplan	
D1	Biodiversität (pelagische Lebensräume)
Die Abundanz des Planktons entspricht dem langfristigen Durchschnitt.	
D2	Nicht-einheimische Arten
Die Zahl der neuen nicht-einheimischen Arten, die durch Ballastwasser, Schiffsbewuchs und andere relevante menschliche Aktivitäten eingeführt werden, geht zurück.	
D3	Kommerziell genutzte Fischbestände
Im Rahmen der Gemeinsamen Fischereipolitik übersteigt die Biomasse des Laicherbestands das Niveau, das einen höchstmöglichen Dauerertrag gewährleisten kann.	
D4	Marine Nahrungsnetze
Die einschlägigen Umweltziele unter Deskriptor 1 (biologische Vielfalt) und Deskriptor 3 (kommerziell genutzte Fischbestände)	
D5	Eutrophierung
Der dänische Anteil der Nitrat- und Phosphoreinleitungen (TN, P) entspricht den in HELCOM festgelegten maximal zulässigen Einleitungen.	
D6	Integrität des Meeresbodens (Verluste und physische Auswirkungen)
Im Zusammenhang mit der Genehmigung von Offshore-Aktivitäten, für die eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) erforderlich ist, fördert die Genehmigungsbehörde die Bewertung und Berichterstattung an die dänische Umweltschutzbehörde (Überwachungsprogramm) über das Ausmaß der physischen Verluste und physischen Störungen der breiten benthischen Lebensraumtypen.	
D6	Integrität des Meeresbodens (Lebensraumtypen auf dem Meeresboden)
Die marinen Lebensraumtypen der Habitat-Richtlinie erreichen einen günstigen Erhaltungszustand gemäß dem in der Habitat-Richtlinie festgelegten Zeitplan	
D7	Veränderung der hydrographischen Bedingungen
Im Zusammenhang mit der Genehmigung von Offshore-Aktivitäten, die einer Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) bedürfen, fördert die Genehmigungsbehörde die Berichterstattung an die dänische Umweltschutzbehörde (Überwachungsprogramm) über hydrographische Veränderungen und deren nachteilige Auswirkungen.	
D8	Schadstoffe (Konzentrationen und Artengesundheit)
Die Einleitung von Schadstoffen in Wasser, Sediment und lebende Organismen führt nicht zu einer Überschreitung der in den geltenden Rechtsvorschriften festgelegten Umweltqualitätsnormen.	

D8	Verunreinigungen (akute Verschmutzungssereignisse)	<p>Die räumliche Ausdehnung und Dauer akuter Verschmutzungssereignisse wird durch Vorbeugung, Überwachung und risikobasierte Skalierung von Notfall- und Reaktionseinrichtungen schrittweise so weit wie möglich reduziert.</p> <p>Nachteilige Auswirkungen akuter Verschmutzungssereignisse auf Meeressäuger und Vögel werden so weit wie möglich verhindert und minimiert. Dies kann z. B. mit Hilfe von schwimmenden Sperren sowie durch Notfallpläne für Meeressäuger und Vögel, die bei Ölunfällen verletzt werden, sichergestellt werden.</p>
D9	Schadstoffe in Fisch und anderen Meeresfrüchten für den menschlichen Verzehr.	<p>Die Emissionen von Schadstoffen führen im Allgemeinen nicht zu einer Überschreitung der Rückstandshöchstwerte, die in den Lebensmittelvorschriften für Meeresfrüchte festgelegt sind.</p> <p>Die Tendenz der gesamten dänischen Dioxinemissionen in die Luft ist nicht steigend.</p>
D10	Meeresmüll	<p>Die Menge an Meeresmüll wird deutlich reduziert, um das UN-Ziel zu erreichen, dass Meeresmüll bis 2025 verhindert und deutlich reduziert wird.</p>
D11	Unterwasserlärm	<p>Meerestiere im Sinne der FFH-Richtlinie werden möglichst keinem Impulsschall ausgesetzt, der zu bleibendem Hörverlust (PTS) führt. Der Grenzwert für PTS wird derzeit auf 200 bzw. 190 dB re.1 uPa2s SEL für Robben bzw. Schweinswale geschätzt. Über diese Arten liegen derzeit die besten Erkenntnisse vor.</p>

Es ist anzumerken, dass der Umweltzustand nicht für alle Deskriptoren kartiert wurde und Schwellenwerte nur für einige wenige Deskriptoren (Schadstoffe und Unterwasserlärm) definiert sind.

OSPAR arbeitet derzeit an einem gemeinsamen Rahmen von Indikatoren und Bewertungswerten, die im Nordostatlantik verwendet werden sollen. In dieser Umweltverträglichkeitsprüfung wurde eine Entwurfsversion der Indikatorenliste verwendet, um die Auswirkungen des Projekts auf die Ziele der Meeresstrategie zu bewerten.

Acht Gebiete in der Nordsee wurden gemäß der Meeresstrategie-Rahmenrichtlinie zu Meeresschutzgebieten erklärt. Die Aktivitäten in diesen Gebieten sind streng geregelt, aber weder Hejre noch Süd Arne liegen in einem dieser Gebiete.

2.2.5 Maritimer Raumordnungsplan

Die maritime Raumplanung ist in der dänischen Gesetzgebung im Gesetz über die maritime Raumplanung geregelt¹¹.

Die dänische Schifffahrtsbehörde ist für die Erstellung des ersten maritimen Raumordnungsplans Dänemarks zuständig. Der maritime Raumplan soll die Grundlage für die Koordinierung der vielfältigen Nutzungen des dänischen Meeresgebiets in einer Weise bilden, die die Bedingungen für ein nachhaltiges Wachstum in Blue Denmark unterstützt. Der maritime Raumplan soll festlegen, welche Meeresgebiete in

¹¹ Konsolidierungsgesetz Nr. 400 vom 06/04/2020

dänischen Gewässern bis 2030 unter anderem für Offshore-Energiegewinnung, Schifffahrt, Fischerei, Aquakultur, Meeresbodenabbau und Umweltschutz genutzt werden können.

Der maritime Raumplan 2.0 durchläuft derzeit das Verfahren der öffentlichen Anhörung und wartet auf seine endgültige Annahme. Die für die Raumordnung auf See relevanten Gebiete sind in erster Linie die Zonen für die Offshore-Energieexploration, siehe Abbildung 2-1.

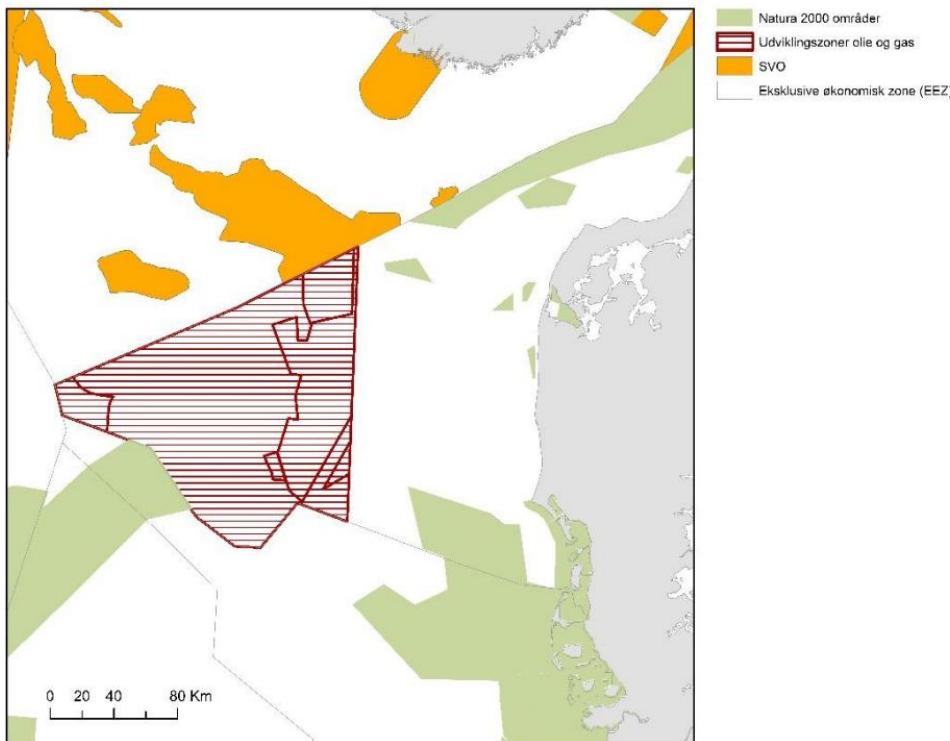


Abbildung 2-1 Entwicklungszone für die Öl- und Gasexploration in Bezug auf norwegische SVO-Gebiete (besonders wertvolle Gebiete) und Natura 2000-Gebiete im deutschen und dänischen Sektor (COWI, 2021).

2.2.6 Regelung der Schließung

Die Stilllegung wird durch dänische Rechtsvorschriften im Bodengesetz (Konsolidierungsgesetz Nr. 1461 vom 29.11.2024) und im Meeresumweltgesetz (Konsolidierungsgesetz Nr. 147 vom 19.12.2024) geregelt.

Nach dem Baugrundgesetz müssen Stilllegungspläne für Offshore-Öl- und -Gas Anlagen erstellt, vorgelegt und von der DEA genehmigt werden, bevor die Anlagen entfernt werden können. Die DEA hat für diese Stilllegungspläne einen Leitfaden "Guideline on decommissioning plans for offshore oil and gas facilities or installations" vom August 2018 erstellt. Der Leitfaden erläutert den rechtlichen Rahmen und die erforderlichen Inhalte der Pläne. Eine neue Leitfaden für die Stilllegung von Anlagen zur Offshore-Förderung und zum Transport von Öl und Gas wird seit September 2025 überarbeitet; eine endgültige Fassung wurde jedoch noch nicht veröffentlicht.

Darüber hinaus wird die Stilllegung durch eine Vielzahl von internationalen Konventionen und Erklärungen geregelt.

Das Übereinkommen der IMO über die Verhütung der Meeresverschmutzung durch das Einbringen von Abfällen und anderen Stoffen (bekannt als Londoner Übereinkommen von 1972) einschließlich des Protokolls von 1996, das 2006 in Kraft trat.

Das Londoner Übereinkommen ist ein weltweites Übereinkommen, das darauf abzielt, die Meeresumwelt vor menschlichen Aktivitäten zu schützen, indem es die Kontrolle von Quellen der Meeresverschmutzung fördert und Maßnahmen zur Verhinderung der Verschmutzung der Ozeane ergreift. Im Rahmen des Übereinkommens ist das Einbringen von Abfällen verboten, mit Ausnahme bestimmter Abfallarten, die auf der "umgekehrten Liste" des Übereinkommens aufgeführt sind.

Ministererklärung der Neunten Trilateralen Regierungskonferenz zum Schutz des Wattenmeeres (bekannt als Esbjerg-Erklärung 2001).

OSPAR-Übereinkommen der OSPAR-Kommission (1992 und 1998), Anlage III über die Verhütung und Beseitigung der Verschmutzung durch Offshore-Quellen, Beschluss 98/3 über die Beseitigung stillgelegter Offshore-Anlagen und Empfehlung 77/1 über die Beseitigung von Rohren, Metallspänen und anderen Materialien, die bei der Offshore-Erkundung von Erdöl- und Kohlenwasserstoffen anfallen.

Hinsichtlich der Stilllegung heißt es in der Erklärung von Esbjerg, dass umweltverträglichere und kontrollierbare Lösungen an Land vorzuziehen sind und dass stillgelegte Offshore-Anlagen daher entweder wiederverwendet oder an Land entsorgt werden sollen.

Die OSPAR-Kommission legt den Rahmen für die Stilllegung einschließlich Leitlinien und Verfahren fest. In der Empfehlung 77/1 heißt es, dass die Verklappung von sperrigen Abfällen wie Rohren und Behältern ohne Sondergenehmigung verboten ist, mit Ausnahme von Rohrleitungen zwischen Feldern. Gemäß der Entscheidung 98/3 ist es verboten, Offshore-Anlagen in der Nordsee zu versenken oder ganz oder teilweise an ihrem Platz zu belassen. Ausnahmen von dieser Regelung sind jedoch möglich, wenn es wichtige Gründe gibt, die eine alternative Entsorgung vorziehen. Die Entscheidung 98/3 gilt nicht für die Stilllegung von Rohrleitung.

2.3 Nationales Genehmigungsverfahren in Dänemark

2.3.1 Beurteilung der Umweltauswirkung (Environmental Impact Assessment (EIA))

Eine Beurteilung der Umweltauswirkung (EIA) ist erforderlich, um eine Genehmigung für den Offshore-Abbau und die Offshore-Produktion von Öl und Gas zu erhalten. Diese Anforderung ist in der Richtlinie über die Beurteilung der Auswirkungen bestimmter öffentlicher und privater Projekte auf die Umwelt (EIA-Richtlinie¹²) festgelegt.

Die Richtlinie ist in das dänische Gesetz implementiert durch:

- Konsolidiertes Gesetz über die umweltbezogene Beurteilung von Plänen und Programmen sowie von spezifischen Projekten.
- Verordnung zur EIA, umweltbezogene Beurteilung hinsichtlich internationaler Naturerhaltungsgebiete und des Schutzes bestimmter Spezies während der Offshore-Erkundung und -Produktion von Kohlenwasserstoffen, der unterirdischen Lagerung, Rohrleitungen etc.

¹² Die Richtlinie 2011/92/EU 2011/92/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Dezember 2011 über die Umweltverträglichkeitsprüfung bei bestimmten öffentlichen und privaten Projekten. Sie wurde 2014 geändert und zur Richtlinie 2014/52/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 16. April 2014 zur Änderung der Richtlinie 2011/92/EU über die Umweltverträglichkeitsprüfung bei bestimmten öffentlichen und privaten Projekten

Das EIA-Dokument, das diesem Espoo-Bericht zugrunde liegt, ist mit den vorgenannten gesetzlichen Vorschriften konform Der öffentliche Anhörungsprozess für Offshore-Projekte stellt sich wie folgt dar:

Der Antrag des Projektverantwortlichen, der Bericht über die Beurteilung der Umweltauswirkung und ein Genehmigungsentwurf der Behörde stehen auf der Website der dänischen Energiebehörde zur Verfügung und die Öffentlichkeit erhält Gelegenheit, die EIA in einer öffentlichen Anhörungsphase zu kommentieren. Nach der Anhörungsphase entscheidet die DEA, ob eine Genehmigung für das Projekt erteilt wird.

Entscheidungen hinsichtlich des Projekts und der EIA werden auf der DEA-Website veröffentlicht und jede Partei mit relevanten und persönlichen Interessen an der Entscheidung kann innerhalb von vier Wochen nach der Veröffentlichung eine schriftliche Beschwerde zu Umweltthemen an den Berufungsausschuss der Energiebehörde (Energy Board of Appeal) richten.

3. Technische Beschreibung des Projekts

3.1 Feldbeschreibung

Das Hejre-Feld befindet sich in der Lizenz 5/98 auf dem dänischen Kontinentschelf etwa 300 km westlich der dänischen Westküste. Bei dem Feld handelt es sich um ein Hochdruck-Hochtemperatur (HPHT) Ölfeld mit Begleitgas.

Der Hejre-Jacket befindet sich auf der Position 6.234.174,9 mN, 559.510,8 mE (UTM-Bezugszone 31 auf ED50-Datum) in einer Wassertiefe von etwa 68 m.

Das Hejre-Feld befindet sich im südlichen Teil des Zentralgrabens und wird von einem ausgedehnten Rifting im späten Jura und einer anschließenden Inversion in der späten Kreidezeit dominiert. Der Gertrud-Graben wird im Norden von der Mona-Verwerfung und der Piggvar-Terrasse, im Südwesten vom Gerd-Rücken und im Süden vom Heno-Plateau begrenzt. Der Gertrud-Graben selbst setzt sich nach Nordwesten fort und geht in den Feda-Graben über. In der folgenden Abbildung ist der Umfang der Interpretation dargestellt, die als Grundlage für das Strukturprojekt diente.

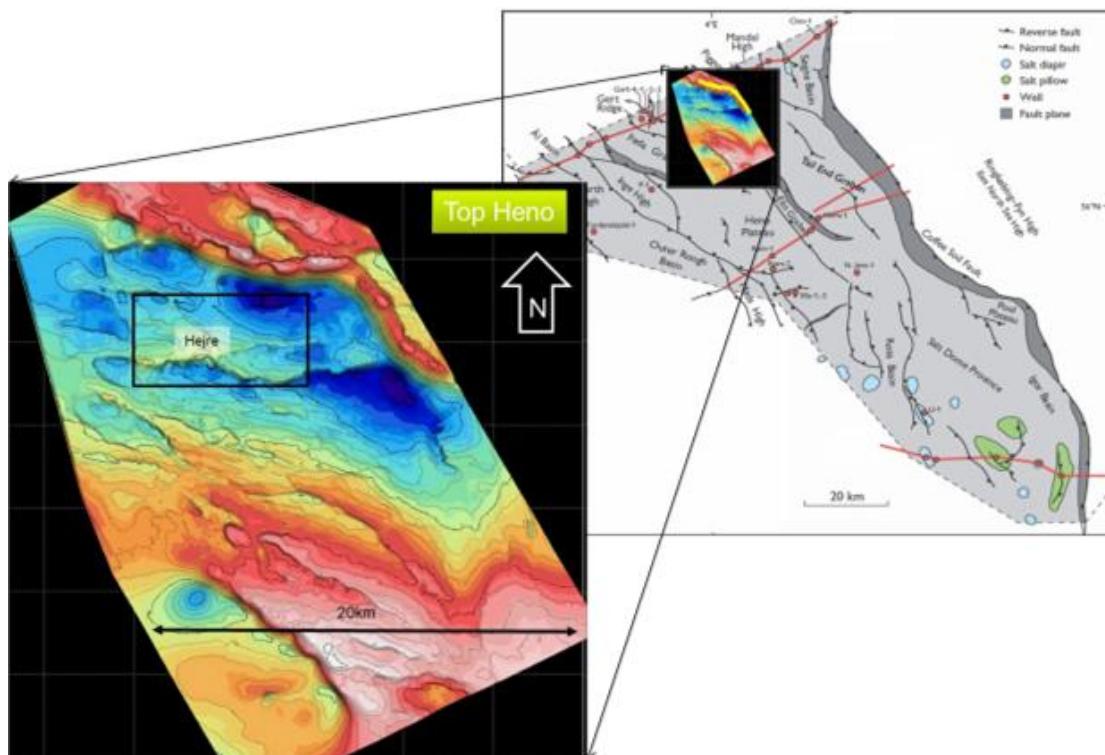


Abbildung 3-1 Die Interpretation des Hejre-Gebiets.

Das Hejre-Feld besteht aus mehreren großen Segmenten, die durch Verwerfungen begrenzt sind. Innerhalb des Hejre-Hauptfeldes wurden drei der Hauptsegmente durch Explorations-, Erkundungs- und Entwicklungsbohrungen erschlossen und gelten als nachweislich förderbare Ressourcen.

Bisher wurden im Hejre-Feld 7 Bohrungen (einschließlich der Erkundungsbohrung Hejre-1 und der Erkundungsbohrung Hejre-2) und 2 Nebenbohrungen (HA-1A und HA-3A) niedergebracht, die in sieben Bohrungen auf die Gert-Lagerstätte stießen. Die Bohrkerne von 4 Bohrungen wurden geborgen und liefern wichtige Informationen über die Eigenschaften der Lagerstätte, die Interpretation der Fazies und die

Ablagerungsumgebung. Es wurden umfangreiche Probenahmen und Analysen durchgeführt, um das Sediment und die diagenetische Geschichte zu charakterisieren. Eine Übersicht über die gebohrten Bohrungen ist in Abbildung 3-2 dargestellt.

Die Förderung soll aus drei der bestehenden Hejre-Bohrungen HA-1A, HA-2 und HA-4 erfolgen, eine in jedem Segment des Hejre-Feldes. Die Merkmale der Hejre-Lagerstätte sind in Tabelle 3-1 aufgeführt.

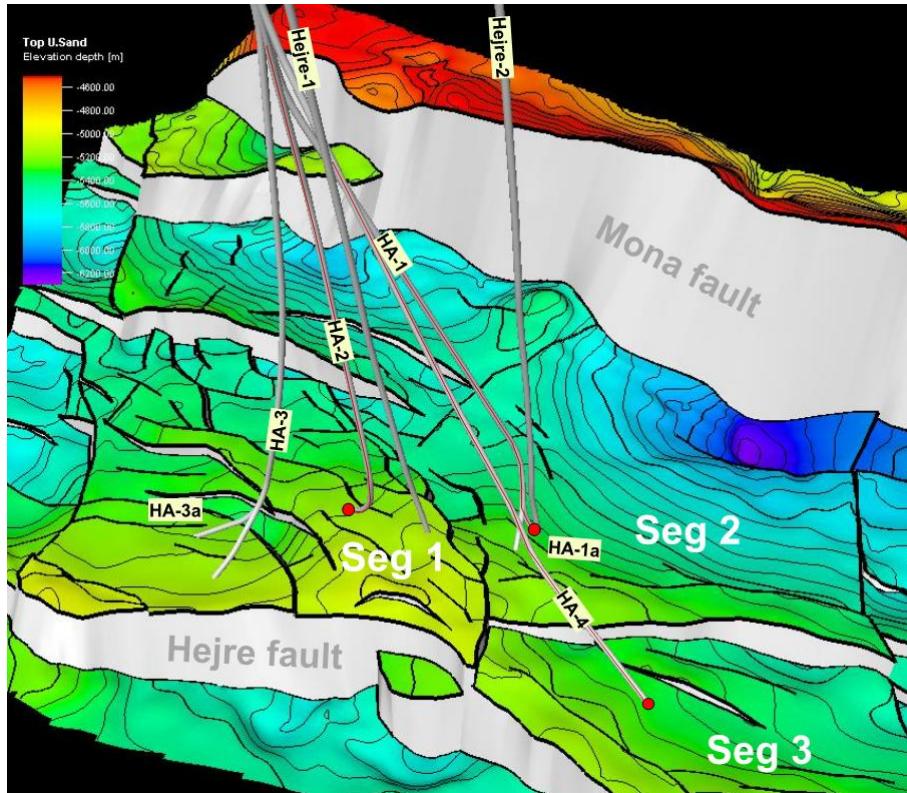


Abbildung 3-2 Übersicht über die 7 Bohrlöcher und 2 Nebengleise, die auf dem Hejre-Feld gebohrt wurden.

Tabelle 3-1 Hejre-Reservoir und Fluideigenschaften.

Parameter (Einheit)	Wert
Tiefe des Reservoirs (m)	5,000-5,500
Druck des Reservoirs (bar)	1,000
Stratigraphie/Sedimentologie	Jurassic flacher Meeressand
Temperatur des Reservoirs (°C)	160
Dicke des Reservoirs (m)	1-70
Öldichte (API)	44
GOR (SCF/STB)	1,300-2,250

3.2 Projektübersicht

Das Erschließungskonzept für die tie-back von Hejre nach Süd-Arne umfasst eine ferngesteuerte, unbemannte Topside in Hejre und eine mehrphasige Rohrleitung an den Süd Arne, wo die Bohrflüssigkeiten verarbeitet werden. Die Mehrphasenproduktion von Hejre wird über eine neue 33 km lange Mehrphasenrohrleitung nach Süd Arne exportiert.

Das Hejre-Öl wird auf der Hauptplattform in Süd Arne aufbereitet und zur Lagerung in die Süd Arne Gravity Based Structure (GBS) gefördert, von wo aus es wie das Süd Arne-Öl per Shuttle-Tanker exportiert wird, d.h. unter Nutzung der bestehenden Ölexportanlagen in Süd Arne. Das Gas wird über die bestehende Rohrleitung von Süd Arne nach Nybro exportiert. Die NGL werden auf der Plattform Süd Arne in die Lagerstätte Süd Arne injiziert und verbleiben dort.

Das Projekt zur Tie-back von Hejre an Süd Arne umfasst:

- Bau und Installation
 - Bau und Installation einer neuen unbemannten Topside in Hejre
 - Installation einer neuen, verstärkten Steigleitung in Hejre
 - Perforation, Reinigung und Bohrlochtest von 3 bestehenden Hejre-Bohrlöchern. Sanierungs zementpfpfen in HA-5
 - Änderungen am Hejre-Jacket, um die provisorischen Teile zu entfernen, die von der ursprünglichen Installation im Jahr 2014 übriggeblieben sind.
 - Verbindung zwischen dem 2014 installierten Hejre-Bohrlochkopfmodul und der neuen Topside.
 - Modifikation am WHPE Süd Arne - Installation eines neuen Einbindemoduls mit Slug-Catcher, Multiphasen-Molchempfänger und neuem Caisson mit Steigrohr und Stromkabel
 - Sanierung am Süd Arne Main - Entfernung der veralteten Entgasungseinheit und Installation neuer NGL-Injektions und booster Pumpen
 - Verlegung und Inbetriebnahme der Rohrleitung und des Stromkabels 33 km 10" oder 12" Multiphasen-Rohrleitung von Hejre nach Süd Arne
 - Installation eines Stromkabels mit Glasfaserkabel von Süd Arne nach Hejre mit Stromzufuhr und Steuerung vom Host

Produktion

- Verarbeitung der Flüssigkeiten aus den Bohrlöchern Hejre in Süd Arne für maximal 19 Jahre von 2028 bis 2047
- Betrieb und Wartung der Multiphasen-Rohrleitung und des Stromkabels
- Betrieb und Wartung der Hejre-Plattform und der Bohrlöcher

Stilllegung

- Schließung, Verschluss und Aufgabe der Bohrlöcher Hejre
- Spülung und Demontage von Plattform und Unterwasserstrukturen
- Entleerung der Hejre-Süd Arne- Rohrleitung und Vorbereitung für die In-situ-Entsorgung unter dem Meeresboden, sofern von den Behörden genehmigt
- Falls eine Demontage vor Ort nicht zulässig ist, werden die Rohrleitung und das Stromkabel nach folgender Methode für die Entsorgung vorbereitet:

- Die Rohrleitungs-Trasse wird ausgebaggert und die Verfahren Umgekehrtes Reeling, Umgekehrtes S Lay oder Schneiden und Heben angewendet. Für Umgekehrtes Reeling und S Lay wird ein Rohrverlegungsschiff eingesetzt. Beim Schneiden und Heben-verfahren kann ein Offshore-Bauschiff verwendet werden. Eine vergleichende Bewertung wird durchgeführt, um die beste Lösung zu ermitteln.
- Das Entfernen des Stromkabels erfolgt durch Rückspulen zu einem Offshore-Bauschiff und Lagerung auf Karussells an Bord des Schiffes
- Rohrleitung und Stromkabel werden an Land entsorgt

3.3 Bestehende Anlagen

3.3.1 Hejre Jacket und Bohrlochkopfmodul

Die bestehende Hejre-Struktur besteht aus einem 8-beinigen StahlJacket und einem vorgebohrten Bohrlochkopfdeck, die 2014 installiert wurden. Abbildung 3 3 zeigt den heutigen Zustand des Hejre-Jackets (Bilder aus dem Jahr 2019 während einer Wartungskampagne):

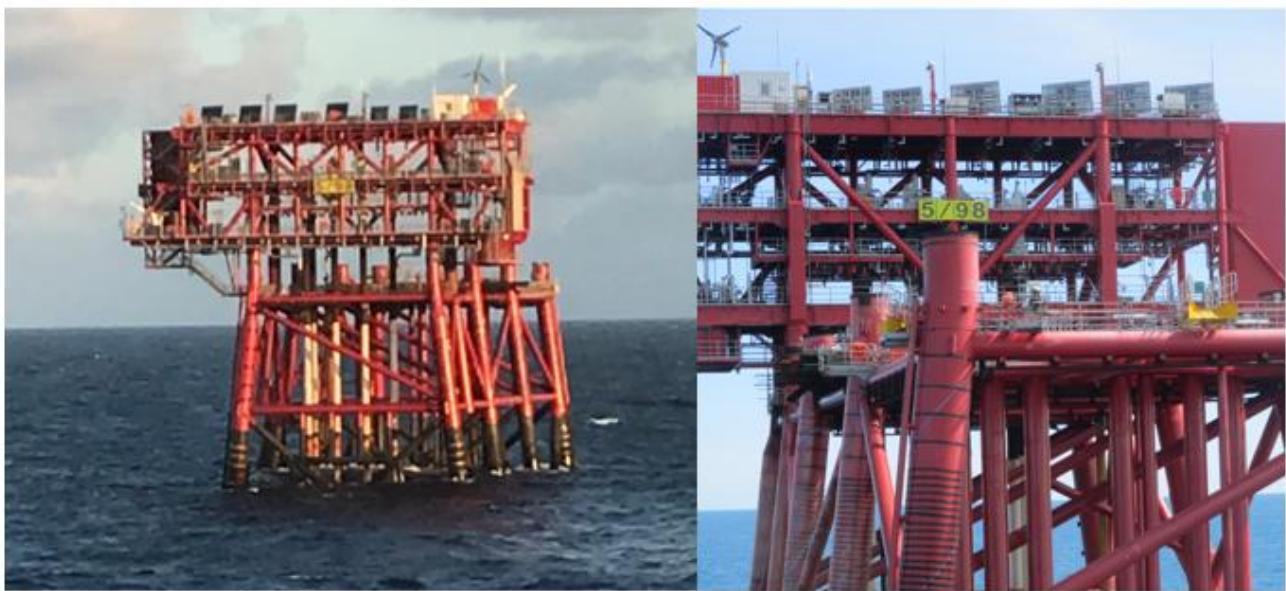


Abbildung 3-3 Der Hejre Jacket

3.3.2 Hejre Bohrlöcher

Von der Hejre-Plattform aus wurden bereits fünf HPHT-Bohrungen gebohrt, darunter zwei Nebenbohrungen. Die Bohrungen wurden 2016 als Teil von Hejre Legacy abgeschlossen,

Drei der Bohrungen (HA-1A, HA-2 und HA-4) wurden gebohrt und mit einem zementierten 5-1/2-Zoll-Liner quer durch das Reservoir und einer 5-1/2-Zoll-Produktionsverrohrung zur Oberfläche sowie einem installierten Xmas Tree abgeschlossen. Die Bohrlöcher sind bereit für die Produktion, bis die tiefliegenden Ppropfen gezogen, die Perforation durchgeführt und die Bohrlöcher gesäubert sind. Die Bohrlöcher werden vorübergehend mit Meerwasser aufgegeben, das zum Schutz der Bohrlöcher mit einem Korrosionsschutzmittel behandelt wurde.

Der Aufbau der 3 Förderbrunnen ist in der folgenden Abbildung zu sehen.

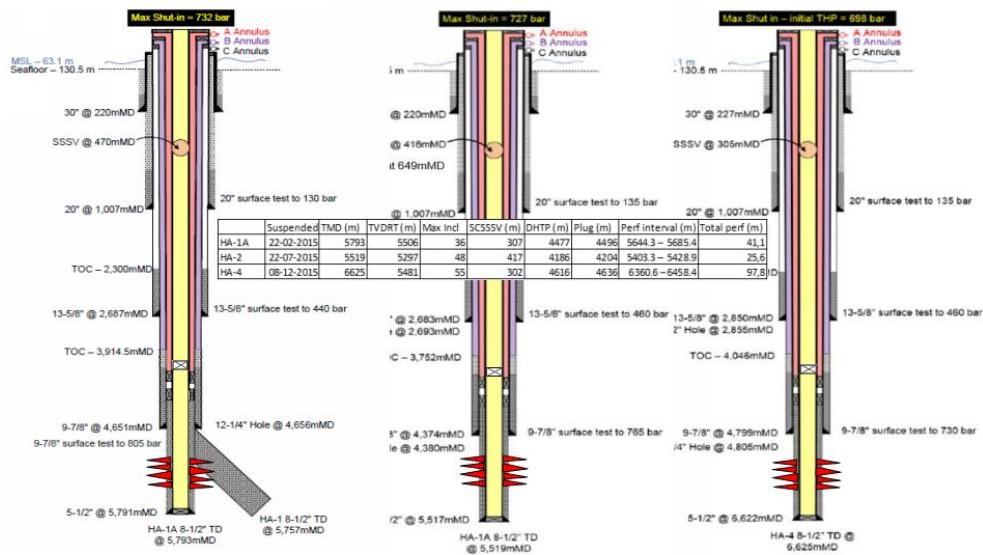


Abbildung 3-4 Illustration des Designs der 3 HPHT-Produktionsbohrungen (von links: HA-1A, HA-2 & HA-4).

Bei zwei Bohrungen, HA-3A und HA-5, wurde beschlossen, die Bohrlöcher wieder zu verschließen und an der 13-5/8"-Verrohrung aufzuhängen. Diese Bohrlöcher können an dieser Stelle für zukünftige Aktivitäten nachgezogen werden. Ein Sanierungszementpropfen in HA-5 ist erforderlich.

3.3.3 Host-Plattform Süd Arne

Die Anlagen bei Süd-Arne Main bestehen aus einer kombinierten Bohrlochkopf-, Verarbeitungs- und Unterkunftsplattform, die über eine Brücke mit einer Bohrlochkopfplattform, SA WHPE, verbunden ist, und einer unbemannten Satellitenplattform, Süd Ame Well Head Platform North (SA WHPN), siehe Abbildung 3-5. SA WHPE befindet sich etwa 80 m östlich der bestehenden Plattform Süd-Arne und ist mit der Plattform über eine kombinierte Fuß- und Rohrbrücke verbunden, während SA WHPN eine unbemannte Plattform mit einem Hubschrauberlandeplatz etwa 2,5 km nördlich der bestehenden Plattform Süd-Arne Haupt ist. Zwischen SA WHPN und SA WHPE wurde eine Bündelrohrleitung errichtet, die eine Produktionsrohrleitung, Liftgas- und Wassereinspritzleitungen sowie Stromversorgungskabel umfasst. Süd Arne Main verfügt über Unterkunftsmöglichkeiten für 75 Personen.

Die Aufbereitungsanlagen in Süd Arne bestehen aus einer Anlage zur Trennung der geförderten Kohlenwasserstoffe und einem 87,000 m³ fassenden Öllagertank auf dem Meeresboden, von dem aus das Öl per Shuttle-Tanker an Land gebracht wird. Das aufbereitete Gas wird über eine Rohrleitung nach Nybro exportiert. Das gesamte geförderte Wasser wird aufbereitet und behandelt, anschließend wird so viel wie möglich wieder eingeleitet, der Rest wird ins Meer abgeleitet.



Abbildung 3-5 Süd Arne und Bohrlochkopfplattform Ost.

Die in Süd Arne im Jahr 2020 geförderten Mengen an Öl, Gas und Wasser sind in Tabelle 3-2 aufgeführt.

Tabelle 3-2 Aktivitätskennzahlen von Süd Arne 2020 (South Arne OSPAR report 2021).

Aktivität	Einheit	Wert
Ölförderung	Tausend Sm ³	479
Gasförderung*	Million Sm ³	82
Produziertes Wasser, eingeleitet	Tausend Sm ³	290
Abgeleitetes Verdrängungswasser	Tausend Sm ³	481
Eingespritztes Wasser	Tausend Sm ³	2,218

* Einschließlich zum Abfackeln und lokal als Brennstoff verwendet

3.4 Konstruktion und Einbau

3.4.1 Hejre Legacy-Bohrungen

Die vorliegende Umweltverträglichkeitsprüfung für die Hejre-Legacy-Bohrungen umfasst die Perforation und Sanierung von HA-1A, HA-2 und HA-4 sowie die Reparatur der Barriere von HA-5. Diese Tätigkeiten werden weiter unten beschrieben.

Perforation und Reinigung der Bohrlöcher HA-1A, HA-2 und HA-4

Für den Wiedereintritt in die Bohrlöcher ist eine Bohrinsel erforderlich. Die Rigg-Aktivitäten zur Fertigstellung der Bohrlöcher bestehen aus:

- Meeresbodenvermessung beim Bohrinseingang
- Bewegen der Bohrinsel zum Standort
- Drahtseilanlage einrichten (Alternativoption: Coiled Tubing)
- Perforieren und Reinigen der Bohrlöcher

- Abfahren der Bohrinsel.

Vor dem Bewegen der Bohrinsel zum Standort wird der Meeresboden mithilfe eines ROV mit USBL vermessen. Die Vermessung kann bis zu 24 Stunden dauern.

Es wird erwartet, dass eine dreibeinige Hubbohrinsel für alle Bohrarbeiten eingesetzt wird. Die Hubbohrinsel wird zur Hejre-Plattform geschleppt und dort in Position gebracht. Wenn die Bohrinsel in Position ist, werden die Beine der Bohrinsel mit den Spud-Cans in den Meeresboden abgesenkt, um sicherzustellen, dass die Bohrinsel während der Bohrarbeiten stabil bleibt. Ein Spud-Can ist ein flacher, konisch geformter Fuß, der an den Beinen der Bohrinsel befestigt ist und dafür sorgt, dass die Bohrinsel nicht zu tief in den Meeresboden sinkt.

Die Spud Cans dringen in der Regel 0,5-3 m in den Meeresboden ein, je nach dem darunter liegenden Sediment. Falls erforderlich, können die Spud-Cans durch Steinschüttungen gestützt werden. Jedes Spud hat eine Größe von 201 m², was insgesamt 603 m² entspricht. Der Unterbau des Bohrturms wird eine offene Konstruktion mit 3 Bohrturmstützen sein, die jeweils etwa 671 m² groß sind, was eine Gesamtfläche von 2013 m² (0.002 km²) ergibt. Falls eine Steinschüttung erforderlich ist, können bis zu 6,500 Tonnen Gestein benötigt werden.

Der Bohrturm wird dann über der Plattform positioniert, so dass die Bohrlöcher durch die ausgewählten Schlitze auf der Plattform erreicht oder gebohrt werden können.

Sobald der Bohrturm an Ort und Stelle ist und alle Schnittstellen eingerichtet und überprüft sind, wird die Drahtseil-Ausrüstung an den fertiggestellten Bohrlöchern angebracht. Die Drahtseil-Ausrüstung wird für das Ziehen der tiefliegenden Ppropfen und die Perforation der Bohrlöcher verwendet. Bei jedem der Bohrlöcher wird ein Vermessungsgerät auf dem Drahtseil eingesetzt, um die Tiefe und die Abschnitte für die spätere Perforation zu überprüfen und zu korrelieren. Nach der genauen Korrelation der Bohrlöcher werden die Perforationsbaugruppen in jedes Bohrloch eingebracht und die Bohrlöcher in der richtigen Tiefe und Ausrichtung perforiert.

Tabelle 3-3 gibt einen Überblick über die geschätzten Mengen an Fertigstellungsschemikalien, die für die Hejre Legacy-Bohrungen verwendet werden sollen. Mögliche Mengen für Unvorhergesehenes sind in den Zahlen enthalten.

Tabelle 3-3 Geschätzter Verbrauch von Fertigstellungs- und Sanierungschemikalien für die Hejre Legacy-Bohrlöcher (basierend auf einer Coiled-Tubing-Installation, entspricht dem schlimmsten Fall). Alle Nutzungszahlen beinhalten 100% für Eventualitäten.

Fertigstellungsschemikalien	Geplanter Verbrauch [Tonnen]	Geplante Einleitung [Tonnen]	Farocode
Schmiermittel	0.2	0	ROT
Viskositätsregler	1	0.2	GRÜN
Sole	1,203	0.1	GRÜN
Entfernung von Hydraten	12	0	GRÜN
MEG	533	0	GRÜN
Sole	300	0	GRÜN
Tone handhaben	900	0	GRÜN
Bohrlochsanierung	127	0	GELB
Viskositätsregler	15	0	GELB
Korrosionsschutz	3	0	GELB

Sole	2,400	0	GELB
Schmiermittel	12	0	GELB
Reibungsverminderer	3	0	GELB
H2S-Fänger	5	0.5	GELB
Biozid	4	0.2	GELB

Nach der Perforation des Bohrlochs beginnt das Bohrloch mit Hilfe von inhibiterter Fertigstellungssole geringer Dichte selbständig zu fließen. Der anfängliche Fluss besteht aus Fertigstellungssole vom Bohrlochkopf bis zur Perforationstiefe. Nach der Fertigstellungssole beginnen die Perforationsrückstände mit der Formationsflüssigkeit (Öl und Begleitgas) an die Oberfläche zu fließen. Nach dem Auftauchen der Formationsflüssigkeit an der Oberfläche wird mit einer Fließzeit von mindestens 12 Stunden gerechnet. Nach der Reinigung wird das Bohrloch für 2 Stunden geschlossen und dann für einen 24-stündigen Bohrlochtest geöffnet, bis akzeptable Förderflüssigkeitswerte erreicht sind.

Die Reinigung und der Bohrlochtest werden mit Hilfe von Testgeräten auf der Bohrinsel durchgeführt, bis akzeptable Werte für die Förderflüssigkeit erreicht sind. Die Bohrlochflüssigkeiten werden in einen Testölabscheider auf der Bohrinsel geleitet. Die Ablagerungen werden an Land gebracht, das geförderte Öl wird zurück zur Süd Arne Prozessanlage gepumpt und das Gas wird mit einem Brenner auf der Bohrinsel verbrannt. Geringe Ölropfchen können ins Meer gelangen und an der Oberfläche einen Glanz erzeugen (erwartete Größenordnung: ~1 Liter pro Bohrloch). Nach Abschluss der Perforation, der Reinigungsarbeiten und des Bohrlochtests werden die Bohrlöcher an die Abteilung Produktionsbetrieb übergeben.

Es wird erwartet, dass die Aufräumarbeiten und der Bohrlochtest ca. 1,000 Sm³ Öl pro Bohrloch und bis zu 322,300 Sm³ Gas pro Bohrloch fördern.

Sanierungs zementpfpfen in HA-5

Bei dem vorübergehend stillgelegten Bohrschacht HA-5 bestand ein Problem mit dem Zementverschluss des Schrägböhrlochs in dem 13-5/8"-Gehäuse zur Bildung einer Barriere gegen potenzielle durchlässige Schichten in geringer Tiefe.

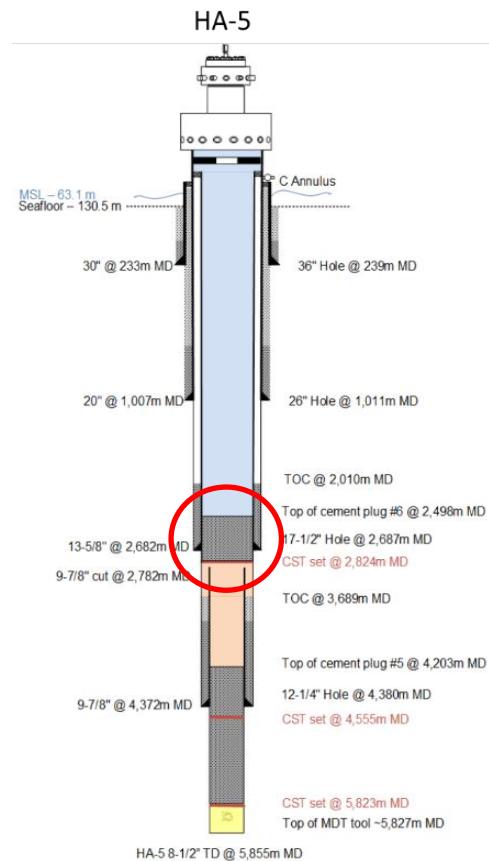


Abbildung 3-6 HA-5 Zementstopfen.

Der Druck zwischen dem Verschluss und der Oberflächenbarriere erhöht sich langsam.

Während der Perforation und der Aufräumarbeiten wird es gelegentlich erforderlich sein, in den Bohrschacht HA-5 einzudringen und den Zementverschluss zu sanieren.

Die Sanierungsarbeiten werden die folgenden Aktivitäten umfassen:

- › Gleitschlitten zu HA-5
- › Entfernen der TA-Kappe, Bohrplatformbau-BOP und Steigrohr an HA-5
- › Eindringen in den Bohrschacht und Herausbohren eines Teils des gebildeten Zementverschlusses
- › Erstellen eines neuen Zementverschlusses und Test desselben
- › Abrüsten, Wiedereinsetzen der TA-Kappe und Entfernen des Gleitschlittens von HA-5.
- › Der vorhandene Stopfen wird nur teilweise aufgebohrt, um den unteren Teil des Stopfens als mechanisches Fundament zu erhalten, auf dem der neue Zementstopfen darüber gesetzt werden kann.

Zur Sanierung des Zementpropfens in HA-5 werden Bohrspülung, Zement und Fertigstellungsflüssigkeit verwendet, um den Zementpropfen auszubohren, einen neuen Zementpropfen zu setzen und das Bohrloch in inhibiertes Fluid zu verdrängen. Anschließend wird das Bohrloch vorübergehend stillgelegt. Zum Ausbohren des Zementpropfens wird Ölbohrschlamm (OBM) verwendet. Der gesamte OBM wird

aufgefangen und zur Wiederverwendung oder Entsorgung an Land transportiert. Die Zementreste werden, während der Ausbohrarbeiten zusammen mit dem OBM aus dem Bohrloch gespült und ebenfalls zur Entsorgung an Land transportiert. Das inhibierte Fluid im Bohrloch wird zur Schlammabfuhr der Bohrinsel und weiter nach Süd Arne geleitet, wo es aufbereitet und mit Produktionswasser wieder injiziert wird. Neues inhibiertes Wasser verbleibt im Bohrloch HA-5. Es finden somit keine Einleitungen statt.

Tabelle 3-4, Tabelle 3-5 und Tabelle 3-6 bieten einen Überblick über die für das Herausbohren des Verschlusses, die Zementierung und die inhibierte Flüssigkeit während der Installation des Sanierungs zementp propfens in HA-5 verwendeten Chemikalien.

Tabelle 3-4 Geschätzter Einsatz von Chemikalien zum Aufbohren des Stopfens von HA-5. Alle Nutzungszahlen beinhalten 100% für Eventualitäten.

Geschätzte Nutzung für Bohrarbeiten	Geplante Nutzung für HA-5 [Tonnen]	Geplante Einleitung für HA-5 [Tonnen]	Farbcode
Grundöl	258	0	GELB
Viskositätsmittel	11	0	GELB
Alkalität	16	0	GRÜN
Emulgator	13	0	GELB
Salzlake	70	0	GRÜN
Frischwasser	103	0	GRÜN
Filterverlust	8	0	ROT
Gewicht Material	1,018	0	GRÜN

Tabelle 3-5 Geschätzter Einsatz von Chemikalien zum Zementieren von HA-5. Alle Nutzungszahlen beinhalten 100% für Eventualitäten.

Geschätzte Nutzung für Zementierarbeiten	Geplante Nutzung für HA-5 [Tonnen]	Geplante Einleitung für HA-5 [Tonnen]	Farbcode
Anti-Sedimentation	4	0	GRÜN
Dispergiermittel	2	0	GRÜN
Viskositätsregler	0.2	0	GRÜN
Dispergiermittel	0	0	GELB
Anti-Schaum	0.2	0	GELB
Kontrolle des Flüssigkeitsverlustes	0.5	0	GELB
Lösungsmittel	0.5	0	GELB
Tensid	0.6	0	GELB
Zement	41	0	GRÜN
Beschwerungsstoff	21	0	GRÜN

Tabelle 3-6 Geschätzter Einsatz von Hemmchemikalien zur Konservierung von HA-5. Alle Nutzungszahlen beinhalten 100% für Eventualitäten.

Konservierung	Geplanter Verbrauch [Tonnen]	Geplante Einleitung [Tonnen]	Farbcode
Bohrwasser/Frischwasser	460	0	GELB
Biozid	0.7	0	GELB
pH-Kontrolle	1.4	0	GRÜN
Kontrolle der Alkalinität	2.3	0	GRÜN
Sauerstoff-Fänger	0.7	0	GELB

Bohrinsel chemikalien

Auf der Bohrinsel wird eine begrenzte Anzahl von Chemikalien verwendet.

Die Bohrinselwäsche wird mit dem Waschwasser abgeleitet. Es wird davon ausgegangen, dass die Wassermenge 10 m³ beträgt und innerhalb von 1 Stunde entsorgt wird. Der Verbrauch und die Ableitung von Rig Wash wird auf 0.3 Tonnen Rig Wash pro Ereignis geschätzt und es wird ca. 25 Ereignisse pro Bohrloch geben. Insgesamt sind das 30 Tonnen Spülwasser für die vier Bohrlöcher.

Das Vortriebsfett wird beim Auf- und Abwärtsfahren der Bohranlage verwendet, also nur zu Beginn und am Ende der Bohrarbeiten. Es wird davon ausgegangen, dass das Vortriebsfett über 10 Tage mit einer Durchflussrate von 20 kg/Tag entsorgt wird.

Es wird davon ausgegangen, dass das Hydrauliköl über 10 Tage mit einer Durchflussmenge von 10 kg/Tag abgeleitet wird.

Tabelle 3-7 Geschätzter Einsatz von Nutzchemikalien. Alle Nutzungszahlen beinhalten 100% für Eventualitäten.

Gebrauchschemikalien	Geplanter Verbrauch [Tonnen]	Geplante Einleitung [Tonnen]	Farbcode
Waschanlage	30	30	GELB
Vortriebsfett / Kufenfett	0.2	0.2	GELB
Rohrdichtmittel/ Rohrleitungsdichtmittel	3.2	0.3	GELB
BOP- Steuerungsflüssigkeit	116	0	GELB
Hydraulikflüssigkeit	1.6	0.1	GELB
Drahtleitungsflüssigkeit	20	10	GELB

Zusammenfassung der Verwendung und Ableitung von Chemikalien

Die voraussichtliche Verwendung von Chemikalien in den verschiedenen Phasen der Perforation, Reinigung und Reparatur der Hejre Legacy-Bohrlöcher ist in Tabelle 3-8 nach den wichtigsten Gefahrenkategorien (DEPA-Farbklassifizierung rot, gelb und grün) aufgeführt.

Tabelle 3-8 Überblick über den erwarteten Verbrauch (in Tonnen) von Chemikalien pro Klassifizierung.

Aktivität	Rote Chemikalien		Gelbe Chemikalien		Grüne Chemikalien	
	Verwen- dung (Tonnen)	Ableitung (Tonnen)	Verwendung (Tonnen)	Ableitung (Tonnen)	Verwendung (Tonnen)	Ableitung (Tonnen)
Perforation und Reinigung	0.2	0	2,569	0.7	2,949	0.1
Aufbohren des Ppropfens	8	0	282	0	1,207	6
Zementierung	0	0	2	0	68	0
Konservierung	0	0	462	0	4	0
Versorgungsunternehmen	0	0	171	40.6	0	0

Emissionen in die Luft

Die Emissionen in die Luft durch die Aktivitäten auf der Bohrinsel und in den Bohrlöchern stehen im Zusammenhang mit:

- Aktivitäten auf der Bohrinsel (hauptsächlich Betrieb des Stromgenerators)
- Transport der Besatzung mit Hubschrauber und Bereitschaftsboot
- Transport der Bohrinsel (Rig Move)
- Abfackeln während der Bohrlochreinigung und des Bohrlochtests
- Versorgungsschiffe (Transport von Gütern).

Tabelle 3-9 Art des Transports im Zusammenhang mit der Fertigstellung von 3 Produktionsbohrungen und der Reparatur von HA-5.

Schiffstyp	Anzahl der Schiffe	Tage	Kraftstoffverbrauch [m³/Tag]
Betrieb des Bohrgeräts während der Fertigstellung und Reinigung			
Bohrinsel	1	100	10
Versorgungsschiff	1	13	10
Bereitschaftsboot	1	100	3
Schlepper	1 (main) + 2 (assisting)	20	20 (main) + 10 (assisting)
Helikopters (Kerosine)	1	13	1.2

Die Annahmen sind:

- Alle geschätzten Tage beinhalten wetterbedingte Verzögerungen und unvorhergesehene Ereignisse.
- Die Bohrinsel ist insgesamt 100 Tage für alle drei Bohrungen im Einsatz.

- Die Versorgungsschiffe sind 11 Stunden/Tag, 2 mal pro Woche in 100 Tagen in Betrieb, was insgesamt ca. 13 vollen Tagen entspricht.
- Das Bereitschaftsboot ist 24 Stunden/Tag verfügbar, während die Bohrinsel in Betrieb ist.
- Die Hubschrauber sind in 100 Tagen 3 Stunden/Tag im Einsatz, was 13 vollen Tagen entspricht.
- Es wird erwartet, dass bei den Reinigungs- und Bohrlochtests ca. 2-4 Bohrlochvolumina gefördert werden. Die gesamte Gasmenge, die aus den drei Bohrungen abgefackelt werden soll, beträgt bis zu 967.000 Sm³.

3.4.2 Plattformen

Modifikation des bestehenden Hejre-Jacket

Vor der Installation der neuen Hejre-Topside werden einige Änderungen am bestehenden Jacket vorgenommen. Die folgenden Arbeiten sind durchzuführen:

- Entfernung von temporären Elementen auf dem Jacket, die von der ursprünglichen Installation im Jahr 2014 übrig geblieben sind, sowie von anderen temporären Ausrüstungen wie Solarpannels.
- Fertigstellung des Pre-Drilling Wellhead Module (PDWM) und Entfernung einiger Senkkästen
- Installation eines neuen befestigten Steigrohrs. Die bestehenden Hejre-Steigrohre bleiben an Ort und Stelle, da sie in Zukunft genutzt werden könnten. D.h. sie können nur nicht für das Hejre-Süd Arne-Konzept verwendet werden, da der Exportdruck und die Temperatur anders sind als beim Hejre Legacy-Konzept.

Die Arbeiten werden mit einem Schwergutschiff (HLV) durchgeführt, und in Hejre wird ein Flotel oder ähnliches für die Unterbringung zur Verfügung stehen.

Installation der neuen Hejre-Topside

Der Hauptrahmen des neuen Hejre-Topside Moduls (Abbildung 3-7) ist so konzipiert, dass er auf den bestehenden Hejre-Jacket passt. Das Modul folgt den vorhandenen Jacket-Beinabständen mit 20 Metern in beide Richtungen. Die Deckshöhe entspricht dem vorhandenen Bohrlochkopfmodul.

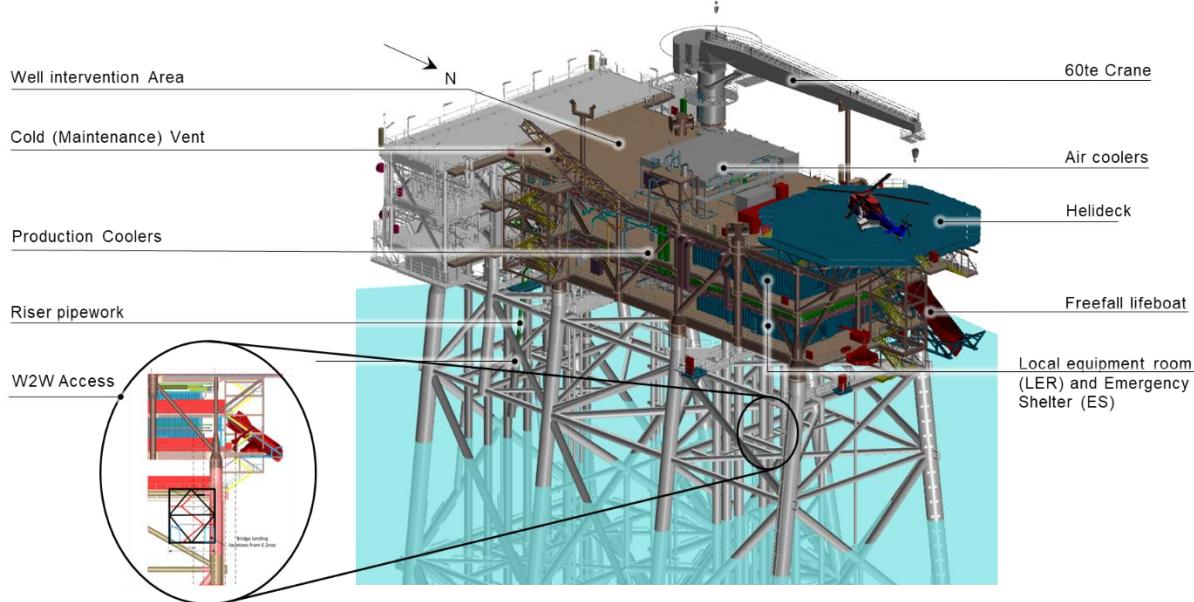


Abbildung 3-7 Die neue unbemannte Topside von Hejre befindet sich auf der bestehenden Jacket-Struktur. Grau ist bestehende Struktur.

Die neue unbemannte Topside-Struktur umfasst:

- Permanenter Hubschrauberlandeplatz
- Ausrüstung für Molchen der Rohrleitung
- elektrohydraulischer Kran
- Luftgekühlter Austausch, Bohrlochstromkühler (keine Verarbeitung)
- Unterstand
- Überdruckschutz, der vollständig für den Schließdruck des Bohrlochs ausgelegt ist
- Erforderliche Versorgungseinrichtungen einschließlich lokaler Chemikalienversorgung

Die Topside wird ein geschätztes Gewicht von 3,200 Tonnen (Trockengewicht) haben.

Das Hauptprinzip der Installation der Topside besteht darin, dass das Modul mit Hilfe eines HLV in einem Hub gehoben wird. Für die Unterbringung ist in Hejre ein Flotel oder ähnliches vorgesehen.

Modifikationen an Süd Arne WHPE und Main

Das Konzept der Tie-back von Hejre an Süd Arne sieht vor, die Multiphase nach Süd Arne zu exportieren.

Die Hejre-Mehrphasenflüssigkeit soll durch eine neue Steigleitung am Süd Arne WHPE gefördert werden. Für die Einspeisung der Mehrphasenflüssigkeit aus Hejre sollen die folgenden neuen Anlagen installiert werden:

- Steigleitung bei Süd Arne WHPE mit Mehrphasen-Steigleitung und Stromkabel
- Neues Anbindungsmodul mit Slug-Catcher (Dosierung an den Auslässen), Erhitzer, Molchempfänger bei Süd Arne WHPE
- NGL-Injektions und booster Pumpen auf der Hauptplattform Süd Arne

Der Steigrohrkasten wird von einem Bauschiff angehoben und das Einbindemodul wird von einem HLV installiert.

Emissionen während der Installation

Die Emissionen in die Luft im Zusammenhang mit den Aktivitäten vor der Installation, der Installation der neuen Hejre-Topsid und den Modifikationen auf der Süd Arne WHPE und der Main-Plattform stehen im Zusammenhang mit: Transportaktivitäten und Operationen des Schwergutschiffs (HLV), der Flotel- und Spezialschiffe für die Installation der Steigleitungen in Hejre, der Topsid von Hejre, des Senkkastens mit Steigleitung in Süd Arne und des Anbindungsmoduls in Süd Arne.

Die in Tabelle 3-10 aufgeführten Schiffe sind in der Flotte enthalten. Die Tage beinhalten eine Rückstellung für wetterbedingte Verzögerungen und unvorhergesehene Ereignisse.

Tabelle 3-10 Art des Transports im Zusammenhang mit der Installation von Topsiden (INEOS).

Schiffstyp	Anzahl der Schiffe	Tage	Kraftstoffverbrauch [m3/Tag]
Schwergutschiff (HMC Balder oder ähnlich)	1	9	40 (mT/day)
Lastkahn	1	35	Keine
Schleppboote	2	35	20
Flotel für HUC (Seafox Marinia oder ähnlich)	1	125	3 (mT/day)
Schwergutschiff (Seven Artic oder ähnlich)	1	18	30 (mT/day)

3.4.3 Rohrleitung und Stromkabel

Das Rohrleitungssystem, das die Plattform Hejre mit der Gastplattform Süd Arne WHPE verbindet, besteht aus einer Rohrleitung und einem Stromkabel: Eine neue 33 km lange 10"- oder 12"- Mehrphasenrohrleitung von Hejre zu Süd Arne WHPE und ein neues 33 km langes Stromkabel mit Strom- und Glasfaserkabeln von Hejre zu Süd Arne WHPE. Die Pipeline (und das Kabel) werden größtenteils innerhalb der Sicherheitszone der bestehenden 12" Pipeline von Hejre zur Gorm-Plattform verlegt; lediglich 6 km verlaufen außerhalb dieser Zone. Die beiden Pipelines verlaufen parallel zueinander und kreuzen sich nicht.

Der voraussichtliche Verlauf der Rohrleitung ist in Abbildung 3-8 dargestellt.

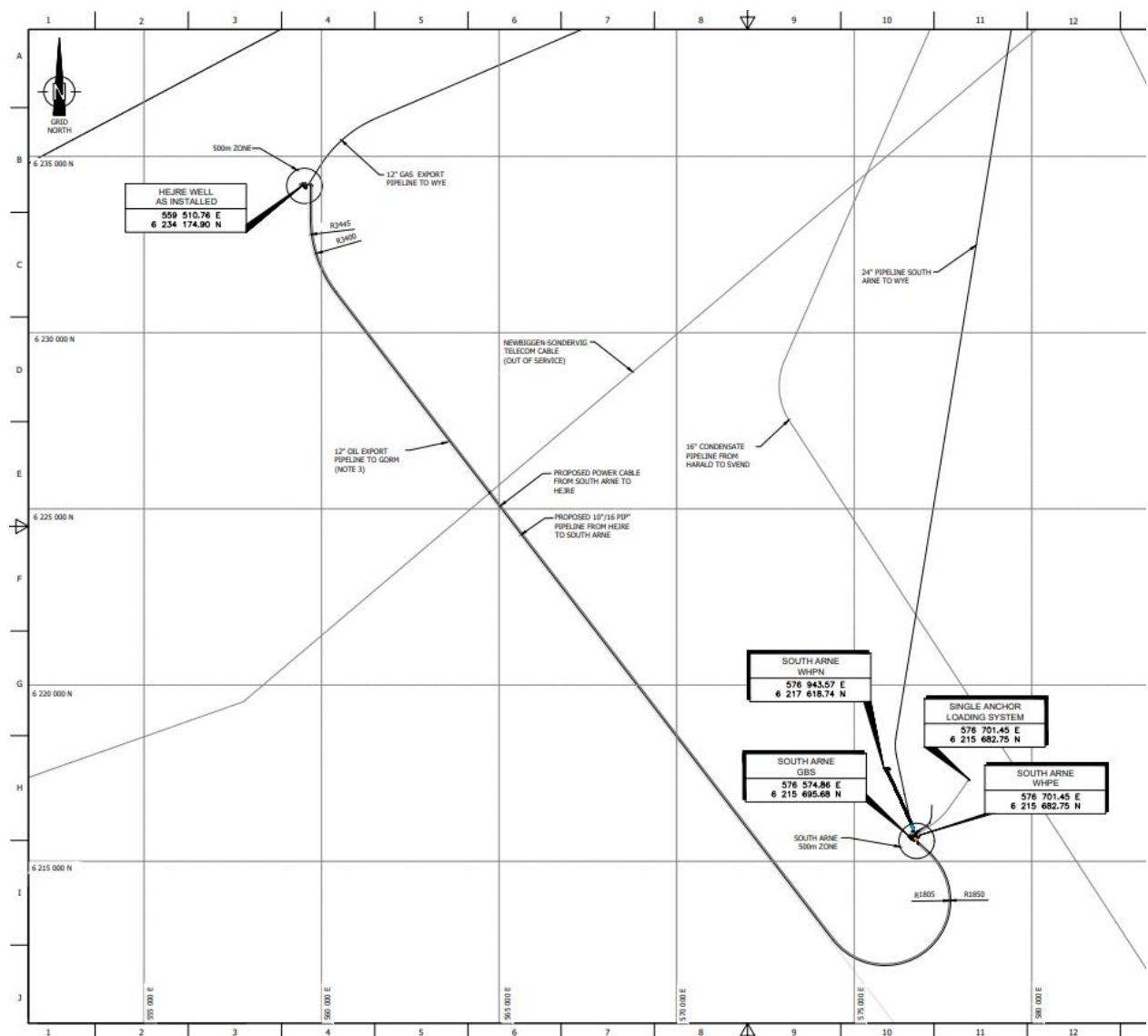


Abbildung 3-8 Rohrleitung- und Stromkabeltrasse von Hejre nach Süd Arne

Der Prozess der Installation, Verlegung und Inbetriebnahme von Rohrleitung und Spools umfasst die folgenden Aktivitäten:

- Vermessung der Trasse der Rohrleitung
- Verlegung der Rohrleitung auf dem Meeresboden
- Fluten mit inhibiertem Seewasser
- Grabenaushub und Verfüllung

- Nachinstallationsprüfung
- Einbinden der Spools
- Reinigen und Auslitem
- Hydrostatische Prüfung
- Entwässerung, falls erforderlich
- Inbetriebsetzung
- Untersuchung der erdverlegten Rohrleitung nach der Installation

Die Ausrichtung der Rohrleitung wird zunächst auf das Vorhandensein von Fremdkörpern überprüft, die die Installation der Rohrleitung beeinträchtigen könnten.

Vor der Installation der Rohrleitung wird eine Untersuchung des Meeresbodens durchgeführt. Die Rohrleitung werden mit einem dynamisch positionierten S-lay oder Reel Verlegeschiff auf dem Meeresboden verlegt und kurz nach der Verlegung mit inhibiertem Meerwasser geflutet, um die Stabilität der Rohrleitung zu gewährleisten.

Die Rohrleitung werden in den Meeresboden eingegraben und vergraben, um sie vor Schleppnetzen und anderen Unterwassergeräten zu schützen. Es werden zwei Grabenbauverfahren in Betracht gezogen, das Pflügen und das Wasserstrahlen, wobei das Pflügen als die kostengünstigste und für das Gebiet geeignete Lösung angesehen wird. Das Pflügen ergibt im Allgemeinen ein gleichmäßiges vertikales Profil der Rohrleitung, was schließlich Maßnahmen zur Schadensbegrenzung nach der Verlegung, wie z. B. das Abladen von Gestein, einschränkt. Bei der Anwendung der Pflugmethode wird ein 1.5-2.5 m tiefer Graben mit einer Geschwindigkeit von 200-400 m pro Stunde hergestellt. Die Verfüllung des Rohrleitungsgrabens erfolgt mit einer ähnlichen Geschwindigkeit. Mit dem Wasserstrahlverfahren wird ein 0.5 m breiter und mindestens 1.5 m tiefer Graben mit einer Geschwindigkeit von 200-1,000 m pro Stunde hergestellt. Die Anwendung dieser Methode ist auf Sand und weichen Ton beschränkt.

Nach der Installation, dem Ausheben des Grabens und dem Verfüllen der Grube wird eine Nachinstallationsprüfung der vergrabenen Rohrleitung durchgeführt, um sicherzustellen, dass sie ausreichend vergraben und geschützt ist.

Die Rohrleitung und das Stromkabel werden in parallelen Gräben mit einem Abstand von 50 m zwischen den Gräben verlegt (siehe Abbildung 3-10 unten für den Verlauf der Rohrleitung in Hejre). Nach dem Verlassen des Grabens wird der ungegrabene Teil der Rohrleitung durch Steinschüttungen und Betonmatratzen geschützt. Insgesamt werden 41,000 Tonnen Gestein und 175 Betonmatten mit den Abmessungen 6 Meter x 3 Meter und einer Dicke von 0.3 Metern verwendet.

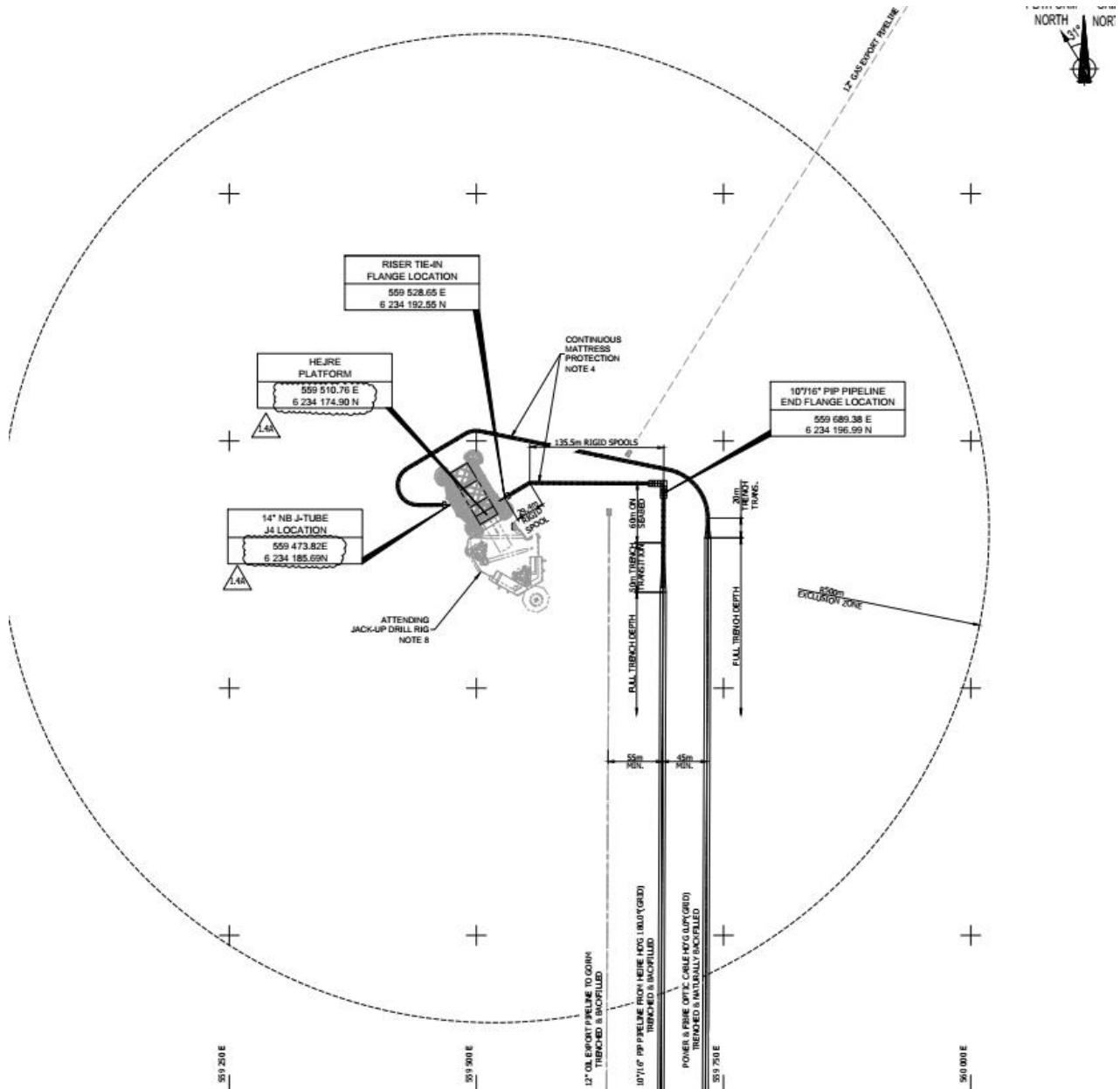


Abbildung 3-10 Rohrleitung- und Stromkabelannäherung an Hejre, die das Ende jedes Grabens zeigt. Der nicht ausgegrabene Teil wird durch eine Steindeponie geschützt

Nachdem die Rohrleitung ausgehoben und verfüllt wurden, wird das System auf den WHPE-Plattformen Hejre und Süd Arne mit Hilfe von bespoken Spools angebunden und gleichzeitig mit einer Geschwindigkeit von etwa 0.5 m pro Sekunde von dafür vorgesehenen Molchen gereinigt und vermessen.

Die Rohrleitung werden vor der Inbetriebnahme hydrostatisch geprüft, um sicherzustellen, dass sie nicht undicht sind. Die gefluteten Rohrleitungen werden 24 Stunden lang einem Prüfdruck ausgesetzt, der in der Regel 15 % über dem Auslegungsdruck liegt, und auf Druckabfälle überwacht, die auf ein Leck hindeuten könnten. Mechanische Verbindungsstellen wie Ventile, Flansche und Schieber haben die höchste Wahrscheinlichkeit, undicht zu werden, daher werden diese während der hydrostatischen Prüfung überwacht. Die Dichtheitsprüfung wird durch die Zugabe einer fluoreszierenden Chemikalie erleichtert, so dass selbst kleine Lecks leicht erkannt werden können.

Die folgende Tabelle 3-11 gibt einen Überblick über die geschätzten Mengen, die bei den Rohrleitungsprüfungen verwendet werden sollen. Die Menge basiert auf einer Dosierungsrate von 450 ppm

einer Mischung für Druckprüfungen, die Sauerstofffänger, Korrosionsinhibitor und Biozid enthält in allen geprüften Rohrleitung. Die Dosierungsrate des Fluoreszenzmittels wird auf weniger als 10 % der Mischung für Druckprüfungen geschätzt.

Tabelle 3-11 Geschätzter Einsatz von Chemikalien bei Rohrleitungstests

Prüfung von Rohrleitung	Geplanter Verbrauch [Tonnen]	Geplante Einleitung [Tonnen]	Farbcode
Korrosionsschutzmittel	0.7	0.7	GELB
Fluoreszierende Tracer-Chemikalie	0.07	0.07	GELB

Der letzte Schritt vor der Inbetriebnahme ist die Entwässerung der Rohrleitung. Falls erforderlich, wird die Mehrphasenrohrleitung in der Richtung von Hejre zum Host mit einem Molch entwässert, der durch die Rohrleitung gepresst wird.

Emissionen während der Verlegung der Rohrleitung und des Stromkabels

Die Emissionen in die Luft im Zusammenhang mit der Rohrleitungverlegung stehen im Zusammenhang mit den Transportaktivitäten und dem Betrieb der Flotte (Verlegungsschiff und Spezialschiffe), die für die Verlegung eingesetzt werden.

Zu den Tätigkeiten der Flotte gehören sowohl Transportaktivitäten als auch Tätigkeiten wie Rohrleitungverlegung, Steinschüttung, Grabenaushub usw. Die in Tabelle 3-12 aufgeführten Schiffe sind in der Flotte enthalten. Die Tage beinhalten eine Reserve für wetterbedingte Verspätungen und unvorhergesehene Ereignisse.

Tabelle 3-12 Art des Transports im Zusammenhang mit der Verlegung der Rohrleitung Tätigkeiten (INEOS).

Schiffstyp	Anzahl der Schiffe	Tage	Kraftstoffverbrauch [m ³ /Tag]
Verlegung der Rohrleitung			
Rohrleitungsschiff (Seven Navica oder ähnlich)	1	30	20
Vermessungsschiff (ROV) (Seven Petrel oder ähnlich)	1	35	5
Trenching-Schiff (Skandi Skansen oder ähnlich)	1	20	20
DSV (Seven Atlantic oder ähnlich)	1	45	20
Wachschiff	1	30	0.5

3.5 Produktionsphase

3.5.1 Produktionsaktivitäten während des Betriebs von Hejre

Im Folgenden wird eine Beschreibung der Produktionsaktivitäten auf der unbemannten Plattform Hejre gegeben. Der aktuelle Projektentwicklungsplan mit Süd Arne als Basisplattform sieht vor, dass das erste Öl

aus dem Hejre-Feld im Jahr 2028 mit den in Tabelle 3-13 aufgeführten Förderraten exportiert wird. Im P50-Szenario wird kein Produktionswasser aus Hejre erwartet. Die Prognose für die Menge des produzierten Wassers ist allerdings mit großer Unsicherheit behaftet.

Tabelle 3-13 Überblick über die erwarteten Produktionsraten aus den Bohrlöchern Hejre.

Produktion	Hejre design Durchflussraten (P50)
Öl	4,000 Sm ³ /d (25,000 bbl/d)
Gas	1,220,000 Sm ³ /d (43 MMSCFD)
Gefördertes Wasser	0 Sm ³ /d (0 bbl/d)
Gesamte produzierte Flüssigkeit*	4,000 Sm³/d (25,000 bbl/d)

*Die Gesamtmenge der aus Hejre exportierten kombinierten Flüssigkeiten ist durch die am Standort Süd Arne angebotene Kapazität (25,000 bbl/d) begrenzt.

Das Produktionsprofil während der voraussichtlichen Lebensdauer von Hejre ist in Abbildung 3-11 dargestellt.

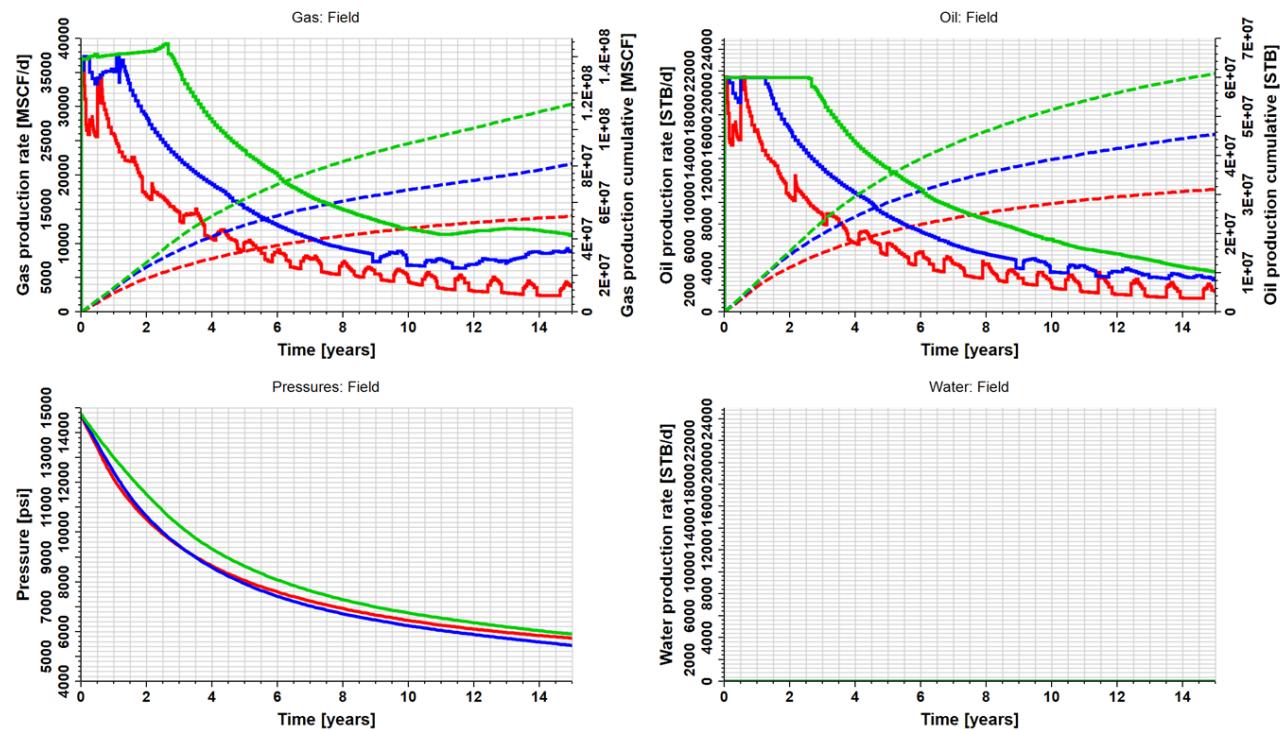


Abbildung 3-11 Erwartetes Produktionsprofil der Produktion von.

Die Bohrungen Hejre werden nicht gleichzeitig ihre maximale Fördermenge erreichen, da die Produktion durch die angebotene Kapazität des Gastgebers Süd Arne (25,000 bbl/Tag) begrenzt ist.

3.5.2 Ableitung von Produktionswasser

Im P50-Szenario wird kein Produktionswasser erwartet. Eine konservative Schätzung, die von keiner Produktionskapazitätsbeschränkung in Süd-Arne ausgeht, geht jedoch von einem maximalen täglichen Produktionswasserfluss aus Hejre von bis zu 2.000 BPD aus.

Bei der Aufbereitung auf der Plattform Süd Arne wird das geförderte Wasser vom Öl und Gas getrennt und gereinigt, bevor es ins Meer eingeleitet wird, wenn das geförderte Wasser die Einleitungskapazität bei Süd Arne überschreitet. Diese Situation tritt im Falle eines Pumpenausfalls ein. Es wird erwartet, dass der im Einleitungsgenehmigung für Süd Arne festgelegte Grenzwert für Öl im Wasser (20 mg/l in 2025/2026) auch nach dem Anschluss von Hejre an Süd Arne weiterhin eingehalten wird.

Es wird erwartet, dass die Menge des produzierten Wassers auf Süd Arne die in der bestehenden Umweltverträglichkeitsprüfung für Süd Arne (Hess, 2006) festgelegten Grenzwerte aufgrund der Tie-back von Hejre nicht überschreiten wird. Ungefähr 80 % des produzierten Wassers in Süd Arne wird wieder eingeleitet.

Produktionschemikalien in Hejre

Es wird davon ausgegangen, dass die in Süd Arne bereits verwendeten Chemikalien auch für die Produktionsflüssigkeiten von Hejre geeignet sind. Die in Hejre verwendeten Chemikalien sind:

- Prozesskorrosionsinhibitor für die kontinuierliche Injektion in die Multiphasen-Exportleitung
- Korrosionsinhibitor zur Verhinderung von Korrosion im geschlossenen Kühlkreislauf
- Wachsinhibitor für die kontinuierliche Einspritzung in die mehrphasige Exportleitung
- Kesselsteininhibitor für die kontinuierliche Einspritzung sromaufwärts vom Drosselventil
- Hydraulikflüssigkeit für die Antriebsflüssigkeit zur Betätigung von Ventilen
- Kühlmedium für den Einsatz im geschlossenen Kühlkreislauf.

Einige der oben genannten Chemikalien werden zusammen mit den Bohrlochflüssigkeiten nach Süd Arne exportiert. Die jährlichen Verbrauchswerte (in Hejre) und Abflüsse (aus Süd Arne) sind in Tabelle 3.14 aufgeführt.

In Süd Arne werden folgende Chemikalien für die Behandlung der Hejre-Produktion eingesetzt:

- Zusätzlicher H₂S-Scavenger zur Entfernung von H₂S aus dem Exportgas gemäß den Lieferspezifikationen.
- Zusätzlicher Demulgator zur kontinuierlichen Einspritzung, um die Trennung von Öl und Wasser im Separator zu verbessern.
- Zusätzlicher Entschäumer zur kontinuierlichen Einspritzung, um die Trennung von Öl und Wasser zu verbessern.

Die drei Chemikalien werden bereits auf Süd Arne zur Aufbereitung von Flüssigkeiten aus bestehenden Brunnen eingesetzt. Der Chemikalienverbrauch auf Süd Arne und die Einleitungen aus Hejre werden den geplanten Chemikalienmengen für Süd Arne hinzugerechnet und sind in Tabelle 3.15 detailliert aufgeführt.

Der Einsatz von Chemikalien wird laufend evaluiert, um den Produktionsprozess zu optimieren und den Chemikalienverbrauch zu senken. Die Chemikalien werden über Tanks in Hejre geliefert oder vor Ort in Süd Arne eingespritzt.

Wie bereits erwähnt wird es keine Einleitungsstelle in Hejre geben. Alle wasserlöslichen Chemikalien werden in Süd Arne teilweise mit dem Produktionswasser abgeleitet. Der Rest der Chemikalien wird mit dem Exportöl an die Küste exportiert oder zusammen mit dem Produktionswasser wieder in das Reservoir eingeleitet.

Tabelle 3-14 gibt einen Überblick über die Chemikalien, die bei der Förderung auf Hejre eingesetzt werden. Die Mengen basieren auf einer maximalen Ölproduktion von 35,000 BOPD, was eine vorsichtige Schätzung ist, die davon ausgeht, dass die Verarbeitungskapazität in Süd Arne nicht eingeschränkt wird.

Tabelle 3-14 Geschätzter Einsatz von Chemikalien bei Hejre während der Produktion. Wasserlösliche Chemikalien werden mit dem produzierten Wasser Abfluss an der Süd Arne Installation abgeleitet.

Hejre Produktionschemikali n	Geplante Verwendung in Hejre [Tonnen/Jahr]	Geplante Einleitung in Süd Arne [Tonnen/Jahr]	Farbcode
Korrosionsinhibitor	12	0	GELB
Prozess- Korrosionsinhibitor	35	0.35	GELB
Kesselsteininhibitor	3	3	GELB
Wachs-Inhibitor	610	6.1	ROT
Kühlmedium (geschlossener Kreislauf)	246	0	GELB
Hydraulikflüssigkeit (geschlossenes System)	1	0	GELB

Produktionschemikalien in Süd Arne nachdem die Hejre-Anbindung hergestellt wurde

Die Verwendung und Einleitung von Produktionschemikalien auf Süd Arne nach der Anbindung von Hejre basiert auf der Produktion der Süd-Arne-Bohrungen und den zusätzlichen Chemikalien aus Hejre. Die Details sind in Tabelle 5.15 dargestellt.

Nach der Anbindung von Hejre wird Süd Arne Öl und Gas aus Hejre zur Verarbeitung erhalten. Bei den Chemikalien, die mit dem Öl und Gas aus Hejre exportiert werden, handelt es sich um Korrosionsinhibitoren, Kesselsteininhibitoren, Wachsinthibitoren, Demulgatoren und Antischäummittel.

Der geschätzte Verbrauch und die Abgabe von Chemikalien in Süd Arne nach der Anbindung von Hejre ist in Tabelle 3-15 dargestellt.

Tabelle 3-15 Geschätzter jährlicher Einsatz von Chemikalien in Süd Arne und Hejre nach der Hejre Anbindung. Die Einleitungen von Chemikalien, einschließlich der auf Hejre verwendeten, sind aufgeführt. Der Gesamtverbrauch und die Einleitungen werden mit den Zahlen der Umweltverträglichkeitsprüfung für Süd Arne aus dem Jahr 2006 verglichen.

Süd Arne Produktionschemikalien	Geplante Nutzung (Süd Arne und Hejre) nach Hejre-Tie-back [Tonne/Jahr]	Geplante Entlassung in Süd Arne nach Hejre-Tie-back [Tonne/Jahr]	Farbcode
Entschäumer (Entlüfter)	2	2	GELB
Biozid (Prozess + Entgaser)	18	4.4	GELB
Korrosionshemmer	60	13	GELB
Demulgator	43	3.5	GELB
EVR	46	3.5	GELB
H ₂ S Aasfresser	260	52	GELB

Natriumhypochlorit	110	110	ROT
TEG	8	2	GELB
Entschäumer (Prozess)	39	0.8	GELB
Sauerstoff-Fänger	27	27	GRÜN
Kalkhemmer (Borloch)	42	6.3	GELB
Kalkhemmer (Topsid)	55	13.9	GELB
Hydrat auflösen	40	0.1	GRÜN
Wax inhibitor	610	6.1	ROT
Gesamtsumme nach Hejre-Tie-In	1360	243.6	
Rot	720	116.1	ROT
Gelb	573	100.4	GELB
Grün	67	27.1	GRÜN

Total Süd Arne (Hess, 2006)	647	336	
Rot	82	82	ROT
Gelb	495	188	GELB
Grün	70	66	GRÜN

Wie aus der obigen Tabelle (3-15) hervorgeht, werden die Mengen der voraussichtlich verbrauchten Chemikalien im Vergleich zur Süd Arne Umweltverträglichkeitsprüfung zunehmen (Hess, 2006), dies ist hauptsächlich auf den erwarteten Einsatz von Wax inhibitor bei der Hejre-Produktion zurückzuführen. Der Wax inhibitor ist lipophil und wird hauptsächlich in der Ölphase absorbiert. Nur 1 % des Wax inhibitors gelangt in die Phase des geförderten Wassers. Es ist außerdem hervorzuheben, dass sich die Vorfärbung von Natriumhypochlorit nach Veröffentlichung der Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) von 2006 von Grün zu Rot geändert hat und dass Natriumhypochlorit aufgrund der Hejre-Produktion nicht verwendet wird. Im Vergleich zur UVP von 2006 wird die Gesamtmenge der Einleitungen aufgrund der heute höheren Rückführungsrate des geförderten Wassers und der daraus resultierenden geringeren Einleitungsmengen sinken.

3.5.3 Emissionsquellen

Emissionen aus Hejre

Die Hejre-Plattform soll als eine unbemannte Anlage entwickelt werden, die von Süd Arne aus gesteuert wird. Ähnlich wie bei anderen von INEOS betriebenen Tie-Back-Satellitenanlagen (wie Cecilie, Nini, Nini East) basiert die Philosophie des Überdruckschutzes auf einer inhärent sicheren Konstruktion mit kohlenwasserstoffhaltigen Prozessleitungen, die so ausgelegt sind, dass sie dem Abschaltdruck standhalten. Dieser Ansatz macht ein Fackelsystem überflüssig. Daher werden in Hejre keine Emissionen auftreten, abgesehen von den Emissionen, die beim Transport per Schiff und Hubschrauber im Zusammenhang mit der Wartung der Anlage entstehen.

Eine begrenzte Entlüftung wird stattfinden, z.B. bei der routinemäßigen Wartung bestimmter Anlagen und Materialien aus Sicherheitsgründen vor dem Zugang zu den Anlagen.

Emissionen aus Süd Arne

Die Multiphase wird zur Süd Arne Wellhead Platform East und weiter zur Süd Arne Main Platform transportiert, wo die Verarbeitung von Öl, Gas und Wasser stattfindet. Im Zusammenhang mit der Produktion entstehen Emissionen in die Luft durch die Verbrennung von Brenngas, Fackelgas und Diesel.

Die Tie-back von Hejre erfolgt im Rahmen der bestehenden Produktionskapazität auf Süd Arne. Es wird davon ausgegangen, dass die Emissionen aus der Verbrennung von Brenngas und Diesel proportional zum Hejre-Produktionsvolumen sind und im Rahmen der bestehenden Umweltgenehmigungen für Süd Arne liegen. Während der Tie-back der Hejre-Bohrungen ist mit einem vorübergehend höheren Abfackeln als bei der normalen Produktion zu rechnen.

Die Emissionen von Süd Arne werden jährlich in Berichten an OSPAR gemeldet, und die Emissionen von 2021 werden als beste Prognose für das allgemeine Niveau der jährlichen Emissionen von Süd Arne aus der Stromerzeugung sowie für die Emissionen im Zusammenhang mit dem Abfackeln nach der Tie-back von Hejre verwendet, siehe Tabelle 3-16.

Tabelle 3-16 Emissionen in die Luft von Süd Arne, 2021.

Aktivität	CO ₂ [10 ³ ton]	NO _x [ton]	SO _x [ton]	CH ₄ [ton]	nmVOC [ton]	CO ₂ -eq ¹⁾ [ton]
Operation	180.2	219	3	111	333	180.3

3.5.4 Plattformen

Die Hejre-Plattform ist eine unbemannte Plattform, so dass die Besatzung per Hubschrauber von Süd Arne aus transportiert wird.

Die Konstruktion der Hejre-Topside ist auf hohe Zuverlässigkeit, leichte Wartbarkeit und guten Zugang ohne Gerüste oder andere temporäre Systeme ausgerichtet.

Transport und Logistik werden mit den bestehenden Einrichtungen in Süd Arne abgewickelt, und die Aktivitäten werden koordiniert und optimiert.

Chemische Anlagen in Hejre und Süd Arne

Im Zusammenhang mit der Reinigung und dem Waschen der Anlagen werden bestimmte Chemikalien verwendet und ins Meer geleitet (siehe Tabelle 3-17). In Süd Arne werden zusätzlich zu den bereits heute auf der Plattform verwendeten Chemikalien weitere Chemikalien eingesetzt.

Die Chemikalien werden über einen kurzen Zeitraum, etwa einige Stunden pro Arbeit, abgeleitet, so dass es während des Betriebs nicht zu einer kontinuierlichen Einleitung von Chemikalien kommt.

Tabelle 3-17 Geschätzter jährlicher Einsatz und Abfluss von Anlagenchemikalien in Hejre und Süd Arne.

Anlagenchemikalien	Geplanter Einsatz bei Hejre [Tonnen/Jahr]	Geplante Entladung bei Hejre [Tonnen/Jahr]	Geplanter Einsatz in Süd Arne [Tonnen/Jahr]	Geplante Entlastung bei Süd Arne [Tonnen/Jahr]	Farocode
Rig wash	3	3	0	0	GELB
Wax remover	0	0	8	8	GELB

Chemikalien für den Brunnenbetrieb in Hejre

Darüber hinaus werden in Hejre während der gesamten Lebensdauer der Anlage bei Bedarf Chemikalien für den Bohrlochservice eingesetzt. Zu den Bohrlochchemikalien gehören Chemikalien für die Wartung des Bohrlochkopfes, Säurearbeiten an der Rohrschlange, Arbeiten an der Drahtleitung und an der Rohrschlange. Der Einsatz und die Abgabe von Chemikalien für den Bohrlochservice in Hejre sind in Tabelle 3-18 dargestellt.

Es ist nicht zu erwarten, dass Chemikalien für die Wartung des Bohrlochkopfes freigesetzt werden, da die Hydraulikflüssigkeit in einem geschlossenen System verwendet wird und die übrigen Chemikalien zum Reinigen, Spülen und Nachfüllen des Systems dienen. Bei Wartungsarbeiten kann es erforderlich sein, eine kleine Menge abzulassen. Die Flüssigkeit wird aufgefangen und gemäß dem Abfallmanagementsystem sicher entsorgt. Das Bohrlochkopfsystem wird anschließend mit neuer Hydraulikflüssigkeit aufgefüllt.

Im Zeitraum von 2028 bis 2047 (19 Jahre) werden voraussichtlich vier Coiled-Tubing- und Coiled-Tubing-Säurearbeiten durchgeführt. Da die verwendeten Säurechemikalien in einem geschlossenen Produktionssystem eingesetzt und entweder aufgefangen und an Land transportiert oder im Rahmen der Produktion nach Süd Arne geleitet werden, ist nicht mit einer Einleitung von Chemikalien in Hejre zu rechnen.

Im Zeitraum von maximal 19 Jahren werden voraussichtlich ca. 60 Drahtseil-Arbeiten in Hejre durchgeführt. Auch hier ist nicht mit einer Einleitung von Chemikalien in Hejre zu rechnen, da die verwendeten Chemikalien in einem geschlossenen Produktionssystem eingesetzt und entweder aufgefangen und an Land transportiert oder im Rahmen der Produktion nach Süd Arne geleitet werden.

Tabelle 3-18 Geschätzte Verwendung in Hejre und Einleitung in Süd Arne von Bohrlochdienstchemikalien über 20 Jahre.

Chemikalien für den Brunnenservice	Geplante Nutzung Hejre [Tonnen/Jahr]	Geplante Entladung bei Süd Arne [Tonnen/Jahr]	Farbcode
Wartung des Bohrlochkopfes			
Bohrlochkopf-Hydraulikflüssigkeit	0.08	0	GELB
Hydrat-Inhibitor	38	0	GRÜN
Grundöl	4	0	GELB
Fett	0.8	0	GELB
Coiled Tubing Säuren-Job*			
Säuren	56	56	GRÜN
Frac-Additiv	0.2	0.2	GELB
Korrosionshemmer	1.4	1.4	GELB
Korrosionshemmer	1.4	1.4	GRÜN
Inhibitor-Hilfsmittel	0.4	0.4	GRÜN
Eisen-Stabilisator	0.2	0.2	GELB
Drahtseil-Jobs**			
Hydrat-Inhibitor	166	166	GRÜN
Sole-Schmiermittel	22	22	GELB
Coiled Tubing			
Hydrat-Inhibitor	4	4	GRÜN
Schmiermittel	10	10	GELB

Chemikalien für den Brunnenservice	Geplante Nutzung Hejre [Tonnen/Jahr]	Geplante Entladung bei Süd Arne [Tonnen/Jahr]	Farbcode
* Die angegebenen Tonnen entsprechen der geplanten Gesamtmenge für 4 Coiled-Tubing-Einsätze, geteilt durch die Anzahl der Jahre, in denen Hejre in Betrieb ist.			
** Die angegebenen Tonnen entsprechen der geplanten Gesamtmenge für 60 Drahtseil-Einsätze, geteilt durch die Anzahl der Jahre, in denen Hejre in Betrieb ist.			

3.5.5 Rohrleitungen

Multiphasen-Rohrleitung, Steigleitungen und Molchfallen werden für die Molchung durch Reinigungsmolche und intelligente Molche ausgelegt. Das Mehrphasensystem wird von der Plattform Hejre bis zur Plattform Süd Arne molchbar sein.

3.5.6 Bohrlöcher

Die HPHT-Bohrungen in Hejre werden während der gesamten Lebensdauer des Feldes regelmäßige Eingriffe erfordern. Die meisten Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten können vom WHP Hejre aus durchgeführt werden. Bei komplexeren Eingriffen kann es jedoch erforderlich sein, eine Bohrinsel mit Ausrüstung und Personal zu mobilisieren. Es wird davon ausgegangen, dass während der Lebensdauer des Feldes drei Monate lang eine Bohrinsel auf der Hejre-Plattform zur Wartung der Bohrlöcher vorhanden sein wird.

3.5.7 NORM

Es ist eine allgemeine Erfahrung und bekannte Tatsache, dass die Offshore-Ölförderung in der Nordsee mit einer Kontamination bestimmter Teile der Verarbeitungsanlagen durch kleine Mengen natürlicher radioaktiver Bestandteile in der Lagerstätte verbunden ist, die zusammen mit dem geförderten Öl und/oder Partikeln an die Oberfläche transportiert werden. Dieses Material mit geringer Radioaktivität wird als NORM (Naturally Occurring Radioactive Material) bezeichnet.

NORM tritt in der Regel in Wasserinjektionssystemen auf, in denen das geförderte Wasser mit Meerwasser gemischt wird, kann aber auch in Abscheidern, Rohrleitungen und in den Produktionsauskleidungen der Bohrlöcher vorkommen. Im Jahr 2004 wurden 16 Tonnen NORM aus Abscheidern und anderen Prozessanlagen in Süd Arne entfernt. Die NORM-Ablagerungen wurden zusammen mit OBM-Abfällen in eine spezielle Reinjektionsbohrung eingeleitet. Seit Beginn der Produktion in Süd Arne im Jahr 1999 wurden ca. 6 Tonnen NORM in ein Zwischenlager an Land verbracht.

NORM wird höchstwahrscheinlich auch im Hejre-Feld vorhanden sein und muss gemäß den NORM-Vorschriften der dänischen Gesundheitsbehörde (Strahlenschutz) gehandhabt und entsorgt werden. Mit NORM kontaminierte Ausrüstung wird an Land gereinigt, und NORM-Material wird in einem von den Behörden genehmigten Zwischenlager gelagert.

Es ist nicht möglich, eine genaue Schätzung der in Hejre anfallenden NORM-Menge vorzunehmen, aber es wird erwartet, dass sie in der gleichen Größenordnung liegt wie die in Süd Arne im Zeitraum von 1999 bis heute anfallende Menge.

3.6 Stilllegungsphase

Die erwartete Lebensdauer der Anlage beträgt maximum 19 Jahre. Die Stilllegung der Plattform, der Bohrlöcher und der Rohrleitung erfolgt in Übereinstimmung mit den dänischen Rechtsvorschriften und den am Ende der Lebensdauer der Anlage geltenden internationalen Vereinbarungen.

3.6.1 Stilllegungsaktivitäten

Im Folgenden wird allgemein beschrieben, wie eine Anlage wie Hejre stillgelegt werden kann. Der Prozess ist derselbe wie beim ursprünglichen Hejre-Projekt:

- Die Produktionsstränge werden aus dem Bohrloch gezogen und zur Wiederverwendung oder zum Recycling an Land transportiert.
- Das Reservoir wird durch Verschließen und Abdichten der Bohrlöcher mit Betonfüllungen in einer bestimmten Tiefe gesichert. Die Betonfüllungen verhindern, dass die Gase und Flüssigkeiten aus den Bohrlöchern in die Meeresumwelt oder in andere Schichten des Untergrunds entweichen.
- Die gesamte Plattform und die Unterwasserstrukturen werden von allen Kohlenwasserstoffen gereinigt, demontiert, entfernt und zur Wiederverwertung oder Wiederverwendung an Land transportiert.
- Schließlich wird der Rohrleitung von den verbleibenden Kohlenwasserstoffen befreit, die an Land transportiert und anschließend mit Meerwasser geflutet werden. Die Rohrleitung bleibt im Sediment vergraben, um an Ort und Stelle entsorgt zu werden, sofern dies von den Behörden genehmigt wird. Falls eine Demontage vor Ort nicht zulässig ist, werden die Rohrleitung und das Stromkabel nach folgender Methode für die Entsorgung vorbereitet.

Die Rohrleitungs-Trasse wird ausgebaggert und die Verfahren Umgekehrtes Reeling, Umgekehrtes S Lay oder Schneiden und Heben angewendet. Für Umgekehrtes Reeling und S Lay wird ein Rohrverlegungsschiff eingesetzt. Beim Schneiden und Heben-verfahren kann ein Offshore-Bauschiff verwendet werden. Eine vergleichende Bewertung wird durchgeführt, um die beste Lösung zu ermitteln.

Das Entfernen des Stromkabels erfolgt durch Rückspulen zu einem Offshore-Bauschiff und Lagerung auf Karussells an Bord des Schiffes

Rohrleitung und Stromkabel werden an Land entsorgt

3.6.2 P&A von Bohrlöchern

Bei der Stilllegung der Hejre-Plattform müssen alle Bohrlöcher verschlossen und aufgegeben werden, bevor die Plattform usw. entfernt wird. Die P&A-Aktivitäten sollen von einer Bohrinsel aus durchgeführt werden. Während der P&A der Bohrlöcher werden verschiedene Chemikalien für die Bohrlochaktivitäten und für die Bohrinsel verwendet. Die Auswirkungen des Chemikalieneinsatzes sind die gleichen wie bei den Bohraktivitäten.

Zurzeit ist das P&A-Programm für Hejre noch nicht im Detail festgelegt worden. Es wird zu gegebener Zeit vor der Stilllegung weiter ausgearbeitet werden. Nachfolgend wird das vorläufige P&A-Programm beschrieben:

1. Freimachen des Bohrlochs für Kohlenwasserstoffe
2. Installation einer mechanischen Tiefensperre unterhalb des Produktionspackers
3. Bohrloch verdrängen, um Flüssigkeit abzutöten
4. Installation einer flachen Barriere
5. Weihnachtsbaum entfernen
6. HP-Riser und BOPs nippeln
7. Untiefe Barriere entfernen
8. Produktionsrohre bergen
9. 9 7/8" mechanischen Stopfen installieren und +100m primären/sekundären Zementstopfen Nr.1 darüber setzen
10. Belastung und Drucktest von Stopfen #1
11. Installation eines 9 7/8" mechanischen Stopfen und Setzen eines +100m primären/sekundären Zementstopfen Nr. 2 (Stringer)
12. Belastung und Druckprüfung von Stopfen Nr. 2
13. Setzen eines mechanischen 9 7/8"-Stopfens unter den 13 5/8"-Schuh
14. Verdrängung des Bohrlochs oberhalb des mechanischen Stopfens auf 1.52 sg OBM (gleiches Fluid im 9 7/8"- gegenüber 13 5/8"-Ringraum)
15. Schneiden und Ziehen der 9 7/8" Verrohrung
16. Verlagerung des Bohrlochs auf 1.40 sg WBM
17. Setzen von +100m primärem/sekundärem Zementstopfen Nr.3 über den 13 5/8" Schuh
18. Belastung und Drucktest des Stopfens Nr. 3
19. Setzen der mechanischen Barriere innerhalb des 13 5/8"-Gehäuses
20. Brunnen auf Meerwasser verdrängen
21. Schneiden des 13 5/8", 20"-Rohrs und 30" des Leiters 3 m unter dem Meeresboden mit Multistring. Bergung an die Oberfläche
22. Setzen des Stopfens Nr. 4 (Umweltstopfen) auf die mechanische Barriere im 13 5/8"-Rohr

Bei der Entwicklung des P&A-Programms wird auch über die spezifischen chemischen Produkte entschieden, so dass die folgenden Angaben nur Richtwerte für das P&A-Programm sind.

Während des P&A-Programms werden die Bohrlöcher in WBM und OBM verlagert. Zur Reinigung der Bohrlöcher werden ein Abstandshalter und Waschzüge eingesetzt. Zum Verschließen wird Zement verwendet, und die Slop-Chemikalien werden in die Slop-Gruben auf der Bohrinsel geleitet und entsorgt. Es werden auch Chemikalien der Bohrinsel verwendet. OBM wird an Land transportiert.

Tabelle 3-19 gibt einen Überblick über die für die P&A der Bohrlöcher Hejre verwendeten Chemikalien. Eine rote Chemikalie kann mit dem Wasser aus den Waschanlagen entsorgt werden. Wenn möglich, wird ein gelber Ersatzstoff verwendet.

Tabelle 3-19 Geschätzter Einsatz und Ableitung von Chemikalien für P&A-Aktivitäten der Bohrlöcher.

P&A activities	Funktion	Geplant nutzung Hejre [tons]	Geplant Ausfluss at Hejre [tons]	An Land geschickt [tons]	Farbe code
WBM-Chemikalien (Chemikalien, die in 2.407 mT Süßwasser gemischt sind)	Sole	56	44	13	GRÜN
	pH-Wert	1.9	1.5	0.4	GELB
	Viskosität	7.5	6.8	0.8	GRÜN
	Gewicht Material	1,030	1,030	0	GRÜN

OBM-Chemikalien (Chemikalien, die in 206 mT Süßwasser gemischt werden)	Gewicht Material	1,139	0	1,139	GRÜN
	Grundöl	637	0	637	GELB
	Salzgehalt	210	0	210	GRÜN
	Alkalität	38	0	38	GELB
	Emulsion	38	0	38	GELB
	Viskosität	15	0	15	GELB
	Viskosität	1.1	0	1.1	ROT
	Flüssigkeitsverlust	10.5	0	10.5	ROT
	Benetzungsmittel	7.5	0	7.5	GELB
Abstandhalter	Zement kont.	68	68	0	GRÜN
	pH-Wert	68	68	0	GRÜN
Waschzug (Chemikalien gemischt in 90 mT Frischwasser)	Grundöl	73	73	0	GELB
	Viskosität	2.3	2.3	0	GRÜN
	Tensid	26	26	0	ROT
	Lösungsmittel	26	26	0	GELB
Slop-Chemikalien	pH-Wert	30	30	0	GRÜN
	H ₂ S-Fänger	5.6	5.6	0	GELB
	Biozid	3.8	3.8	0	GELB
Zementierungschemikalien	Anti-Sedimentationsmittel	3.8	3.8	0	GRÜN
	Dispergiertmittel	27	6	21	GRÜN
	Viskositätsregler	7.5	3.0	4.5	GRÜN
	Dispergiertmittel	4.2	1.5	2.7	GELB
	Antischaummittel	1.1	0.9	0.2	GELB
	Streckmittel	3.4	1.3	2.1	GRÜN
	Beschleunigungsmittel	1.9	1.0	0.9	GRÜN
	Kontrolle des Flüssigkeitsverlustes	8.3	2.3	6.0	GELB
	Zement der Klasse G	249	65	185	GRÜN
	Beschwichtigungsmittel	90	90	0	GRÜN
Gesamt (ohne Wasser)		3,862	1,532	2,330	
Insgesamt Rot		38	26	12	
Insgesamt Gelb		860	116	743	
Insgesamt Grün		2,964	1,389	1,575	

Das WBM und die Zementierungschemikalien werden teilweise im Bohrloch verbleiben, der Rest wird ins Meer abgelassen. Die OBM-Chemikalien werden zur Behandlung und Entsorgung an Land gebracht.

Eine begrenzte Anzahl von Chemikalien wird auf der Bohrinsel verwendet. Es wird davon ausgegangen, dass alle Chemikalien der Bohrinsel ins Meer entsorgt werden.

Das Bohrinselwaschmittel wird für die Reinigung der Bohrinsel und der Ausrüstung verwendet. Der Verbrauch wird auf 30 Tonnen für das gesamte Projekt geschätzt, die über einen Zeitraum von 6 Stunden pro Tag zu 100 % entsorgt werden sollen. Die Bohrinselwäsche wird mit einer Konzentration von 1:400 eingeleitet, wobei der anfängliche Wasserverbrauch für die Verdünnung des Produkts und der anschließende zusätzliche Wasserverbrauch für die Spülung berücksichtigt werden.

Das Vortriebsfett wird beim Auf- und Abwärtsfahren verwendet und wird voraussichtlich über einen Zeitraum von 12 Stunden zu 50 % abgeleitet.

Das Bohrrohrspülmittel wird in den Bohrlöchern verwendet, und es wird erwartet, dass 10 % über einen Zeitraum von 6 Stunden freigesetzt werden.

Tabelle 3-30 Geschätzter Einsatz von chemikalien.

Chemikalien	Geplant nutzen [tonnes]	Geplant Ausfluss [tons]	Farbe code
BOP-Flüssigkeit	3.2	0	GELB
Pfeife Dope	0.32	0.032	GELB
Rig waschen	30	30	GELB
Vortriebsfett / Gleiftfett	3	1.5	GELB
Total Gelb	36.52	31.53	

3.6.3 Entfernung der Installation und der Jacketpfähle

Vor der Demontage der Topside werden Prozessflüssigkeiten, Kraftstoffe und Schmiermittel abgelassen und zur Entsorgung gemäß den gesetzlichen Bestimmungen an Land transportiert. Die Topside und das Jacket werden demontiert und zur weiteren Reinigung und zum Recycling oder zur Wiederverwendung an Land transportiert. Die Jacketpfähle werden je nach Sedimenttransport in dem Gebiet ca. 1-3 Meter unter dem Meeresboden abgetragen.

Es wird erwartet, dass die Topside in einem einzigen Hub entweder mit einem Schwergutschiff oder mit einem Hubschiff entfernt wird, ähnlich wie bei der Installation von Windparks. Der Jacket wird voraussichtlich als komplette Einheit mit einem Schwergutschiff entfernt werden. Durch die Beseitigung der Strukturen werden Beeinträchtigungen der Fischerei in Form von Schäden an Fanggeräten vermieden. Darüber hinaus werden die Fischereiverbote innerhalb der Sperrzonen aufgehoben. Einzelheiten zu den zu entfernenden Bauwerken sind in Tabelle 3-21 aufgeführt.

Tabelle 3-21 Informationen über Einrichtungen, die entfernt werden sollen

Informationen zu Einrichtungen						
Art der Einrichtung	Topside-Ausstattung		Jacket			
	Gewicht (Te)	Anzahl der Module	Gewicht (Te)	Anzahl der Beine	Anzahl der Pfähle	Gewicht der Pfähle (Te)
Fester großer Jacket	1,650	1	7,683	8	16	1,393

3.6.4 Verlassen der Rohrleitung und Jacketpfähle

Der Rohrleitung werden auf Kohlenwasserstoffe entleert und mit Meerwasser geflutet. Das Vorhandensein von stillgelegten Rohrleitung, die an Ort und Stelle verbleiben, und von Jacketpfählen, die unterhalb des Meeresbodens verbleiben, wird sich langsam abbauen und keine signifikanten Auswirkungen auf den Meeresboden oder die pelagischen oder benthischen Lebensgemeinschaften haben.

Freigelegte Rohrleitungsabschnitte werden zum Schutz vor Schleppnetzfischerei im Sediment versenkt oder eingegraben.

3.6.5 Schneiden von Pfählen

Wenn ein Feld in tieferen Gewässern aufgegeben wird, stößt man unter den Plattformen häufig auf Haufen von Bohrklein aus den Bohrarbeiten.

Es ist jedoch unwahrscheinlich, dass sich in den relativ flachen Gewässern (68 m) bei Hejre Bohrkleinhaufen bilden, und die Untersuchungen des Untergrunds rund um den Hejre-Jacket haben ergeben, dass sich das Bohrklein aufgrund der relativ starken Strömungen auf dem Meeresboden verteilt hat und daher nicht in einer Form vorliegt, die entfernt werden kann.

3.6.6 Emissionen in die Luft

Luftemissionen sind von der Betriebsflotte zu erwarten, die die Stilllegungsarbeiten durchführt und unterstützt, z. B. Hubbohrinsel, Schwergutschiff, Bereitschaftsboot und Versorgungsboote. In den Tagen sind wetterbedingte Verzögerungen und unvorhergesehene Ereignisse einkalkuliert.

Tabelle 3-22 Übersicht über Schiffe, die während der Stilllegung verwendet werden sollen.

Schiffstyp	Anzahl der Schiffe	Tage	Kraftstoffverbrauch [m ³ /Tag]
Bohrinsel	1	255	10 ¹⁾ / 30 ²⁾
Schwergutschiff	1	83	47
Versorgungsschiff	1	97	7
Vermessungsschiff (ROV)	1	70	4
Rohrgraben/Jet Skid	1	5	30
Steinschüttungsschiff	1	8	27
Offshore-Bauschiff	1	28	20
Tauchunterstützungsschiff	1	320	24
Bereitschaftsboot	1	255	10
Schlepper	3	20	20
Hubschrauber	1	109	1.2
¹⁾ für Jack-Up			
²⁾ Durchschnitt im DP-Modus			

3.7 Abfall und Abfallbehandlung

Hausmüll und Abfälle fallen auf der Plattform Hejre während der verschiedenen Phasen vom Bau bis zur Stilllegung an.

Alle auf der Plattform Hejre anfallenden Abfälle werden gründlich nach Kategorien sortiert, die mit dem Abfallentsorgungsunternehmen vereinbart wurden und den gesetzlichen Anforderungen der Gemeinde Esbjerg entsprechen. Die sortierten Abfälle werden zur Behandlung in zugelassenen Abfallbehandlungs- oder Müllverbrennungsanlagen oder, falls erforderlich, zur endgültigen Entsorgung an Land gebracht.

Die Menge und die Zusammensetzung der Abfälle hängen vom Umfang der Aktivitäten und der Anzahl der Personen an Bord ab. Bei Wartungs- und Bohrlochkampagnen fallen in der Regel mehr Abfälle an als beim

normalen Tagesbetrieb, und bei diesen speziellen Tätigkeiten fallen auch andere Arten von Abfällen an. So fällt z.B. bei Malerarbeiten Sand aus Sandstrahlarbeiten an.

Die Menge des Hausmülls ist abhängig von der Anzahl der Personen an Bord der Bohrinsel oder der Anlage.

3.7.1 Abfall während der Bauphase

Die während der Bauphase anfallenden Abfälle betreffen hauptsächlich Hausmüll von der Bohrinsel. OBM und Bohrklein aus dem Bohrbetrieb.

Sämtliche Abfälle, die während aller Projektphasen in Hejre und Süd-Arne anfallen, werden per Schiff nach Esbjerg transportiert. Dort werden sie weiter sortiert, um die Recyclingquote zu verbessern, und anschließend in zugelassenen Abfallbehandlungsanlagen weiterbehandelt, verbrannt oder endgültig entsorgt.

OBM, chemikalien und Schneidabfälle werden zur Behandlung und Entsorgung an Land transportiert.

3.7.2 Abfälle bei der Produktion

Das Abfallaufkommen in Süd Arne wird sich durch die Tie-back von Hejre voraussichtlich nicht wesentlich ändern. 2021 betrug das Abfallaufkommen in Süd Arne ca. 271 Tonnen. Die Abfallbehandlungskategorien sind in Abbildung 3-12 angeführt. Die drei wichtigsten Abfallkategorien im Jahr 2021 waren Industrieabfälle, Eisen und Sand aus der Sandstrahlerei. Der größte Teil der Abfälle wird zur Verwertung oder zur Verbrennung zur Energieerzeugung weitergeleitet.

Da Hejre in der Regel unbemannnt sein wird, handelt es sich bei den während der Produktionsphase anfallenden Abfällen hauptsächlich um Haushaltsabfälle und andere Abfälle im Zusammenhang mit Wartungsarbeiten. Das Abfallaufkommen in der Produktionsphase wird für Hejre auf etwa 20-25 Tonnen pro Jahr geschätzt. Es wird davon ausgegangen, dass die Abfallarten ähnlich wie in Süd Arne sind, obwohl die Verteilung von Jahr zu Jahr je nach den Aktivitäten variieren kann.

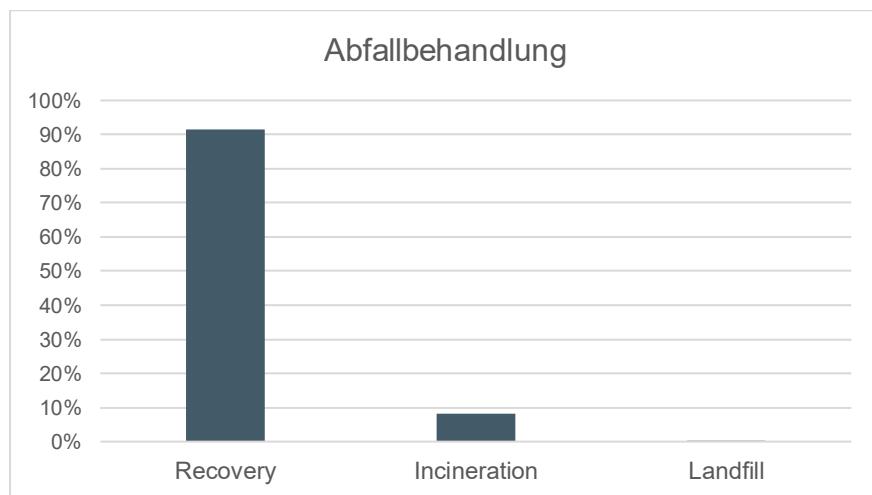


Abbildung 3-12 Informationen zur Behandlung von Abfällen aus Süd Arne (2021).

3.7.3 Abfall während der Stilllegung

Der bei der Stilllegung anfallende Abfall bezieht sich hauptsächlich auf die Offshore-Strukturen, die zur Demontage und zum Recycling oder zur Wiederverwendung in einer zugelassenen Stilllegungswerft in der Nordseeregion an Land gebracht werden. Es werden ca. 12,500 Tonnen Material an Land transportiert, siehe Abschnitt 3.6. Die Hauptabfallfraktion aus den Bauwerken ist Stahl.

Außerdem fallen Haushaltsabfälle von den Schiffen und der Bohrinsel, die die Stilllegungsarbeiten durchführen, sowie ca. 3,000 Tonnen OBM-Abfälle aus den P&A-Aktivitäten an. Alle Abfälle werden zur weiteren Behandlung an Land transportiert.

4. Methodologie für die Bewertung des umweltbezogenen Schweregrads und Risikos

Die umweltbezogene Signifikanz (Schweregrad) und das umweltbezogene Risiko der Auswirkungen des Projekts auf die Umweltrezeptoren wurden anhand der folgenden Methodologie bewertet.

Das umweltbezogene Risiko ist eine Kombination aus der Signifikanz (Schweregrad) einer Auswirkung und der Wahrscheinlichkeit des Auftretens einer Auswirkung. Dies impliziert beispielsweise, dass ein Zwischenfall, der zu schweren Auswirkungen führen kann, aber dessen Auftreten nicht sehr wahrscheinlich ist, ein geringes umweltbezogenes Risiko hat.

Die Beurteilung des umweltbezogenen Risikos für jeden betrieblichen Ablauf oder Zwischenfall umfasst drei Schritte:

- › Beurteilung der umweltbezogenen Signifikanz (Schweregrad) einer Auswirkung;
- › Beurteilung der Wahrscheinlichkeit, dass eine Auswirkung auftreten wird;
- › Beurteilung des Risikos durch Kombination des Schweregrads mit der Wahrscheinlichkeit.

4.1 Beurteilung der umweltbezogenen Signifikanz (Schweregrad) einer Auswirkung

Qualitative Beurteilungen des umweltbezogenen Schweregrads von Auswirkungen verschiedener betrieblicher Abläufe und Ereignisse werden für die EIA-Analyse und die Natura-2000-Analyse durchgeführt. Die Beurteilung des Schweregrads umfasst die folgenden Schritte:

- › Beurteilungen der Art, des Umfangs, der Dauer und der Größenordnung von Auswirkungen anhand der in Tabelle 4-1 angegebenen Kriterien einschließlich der Beurteilung, ob die Auswirkung positiv oder negativ und vorübergehend oder dauerhaft ist.
- › Beurteilung des Schweregrads von Auswirkungen durch Kombination der Beurteilungen des Umfangs, der Dauer und der Größenordnung der Auswirkungen anhand der in Tabelle 4-2 angegebenen Kriterien.

Tabelle 4-1 Kriterien für die Beurteilung der Art, des Umfangs, der Dauer und der Größenordnung von Auswirkungen.

Kriterium	Beschreibung
Art	Art der umweltbezogenen Veränderung
Positiv	Vorteilhafte umweltbezogene Veränderung
Negativ	Nachteilige umweltbezogene Veränderung
Umfang	Der geografische Bereich, der von der Auswirkung betroffen sein kann
Lokal	Nur der Ort, an dem die direkt mit dem Bau verbundenen Aktivitäten auftreten können
Regional	Effekte können in der zentralen Nordsee auftreten
National	Effekte können in dänischen Gewässern auftreten
International	Effekte können in der gesamten Nordsee auftreten

Dauer	Zeitraum, für den die Auswirkung erwartungsgemäß auftreten wird
Kurzfristig	Weniger als 8 (acht) Monate
Mittelfristig	Zwischen 8 (acht) Monaten und 5 (fünf) Jahren
Langfristig	Mehr als 5 (fünf) Jahre
Größenordnung	Die Größenordnung von Auswirkungen auf umweltbezogene Prozesse
Klein	Falls möglich wird die Größenordnung eines Effekts aus den Ergebnissen einer Umweltsimulation beurteilt. Andernfalls basiert die Größenordnung eines Effekts auf einem Gutachten auf der Grundlage früherer Erfahrungen aus anderen Prozessen. Die folgenden Faktoren werden berücksichtigt:
Mittel	
Groß	<p>Der Umfang, in dem potenziell betroffene Habitate und Organismen nicht von der menschlichen Aktivität betroffen sind</p> <ul style="list-style-type: none"> a Die Anzahl/Bereiche eines umweltbezogenen Merkmals, das potenziell betroffen sein wird. b Die Einzigartigkeit/Seltenheit potenziell betroffener Organismen und Habitate c Der Erhaltungsstatus von Habitaten oder Organismen (Natura-2000-Gebiete, Anhang IV Spezies etc.) d Die Empfindlichkeit des Habitats/Organismus e Die Widerstandsfähigkeit der Organismen/Habitate gegen Auswirkungen und die Bewertung der Fähigkeit zur Anpassung an die Auswirkung ohne Beeinträchtigung des Erhaltungsstatus, der Einzigartigkeit oder der Seltenheit f Das Ersetzungspotenzial, d. h. eine Beurteilung, in welchem Umfang der Verlust von Habitaten oder Populationen von Organismen durch andere ersetzt werden kann.
Frequenz	Wie oft die Auswirkung auftreten wird
Niedrig	Die Auswirkung tritt selten oder als einmaliges Ereignis auf
Mittel	Die Auswirkung tritt regelmäßig auf
Hoch	Die Auswirkung tritt häufig oder kontinuierlich auf
Umkehrbarkeit	Ob eine Auswirkung dauerhaft ist oder nicht
Reversibel	Die Auswirkung ist nicht dauerhaft
Unumkehrbar	Die Auswirkung ist dauerhaft

Tabelle 4-2 Kriterien für die Beurteilung des Schweregrads potenzieller Auswirkungen des Projekts.

Bewertung des Schweregrads	Beziehung zu den Kriterien der Art, des Umfangs, der Dauer und der Größenordnung, die die Auswirkung beschreiben.
Positive Auswirkung	Das beurteilte ökologische Merkmal oder der Aspekt wird im Vergleich zu den bestehenden Bedingungen verbessert
Keine Auswirkung	Das beurteilte ökologische Merkmal oder der Aspekt ist nicht betroffen
Unwesentliche Auswirkung	Kleine Größenordnung mit lokalem Umfang und von kurzfristiger Dauer
Geringfügige Auswirkung	1) Kleine Größenordnung mit jeder Kombination anderer Kriterien (außer bei lokalem Umfang und kurzfristiger Dauer, langfristiger Dauer und nationalem oder internationalem Umfang) oder

	2) Mittlere Größenordnung mit lokalem Umfang und von kurzfristiger Dauer
Moderate Auswirkung	1) Kleine Größenordnung mit nationalem oder internationalem Umfang und von langfristiger Dauer oder 2) Mittlere Größenordnung mit jeder Kombination anderer Kriterien (außer bei lokalem Umfang und kurzfristiger Dauer und nationalem Umfang und langfristiger Dauer) 3) Große Größenordnung mit lokalem Umfang und von kurzfristiger Dauer
Wesentliche Auswirkung	1) Mittlere Größenordnung mit nationalem oder internationalem Umfang und von langfristiger Dauer; 2) Große Größenordnung mit jeder Kombination anderer Kriterien (außer bei lokalem Umfang und kurzfristiger Dauer)

4.2 Beurteilung der Wahrscheinlichkeit einer Auswirkung

Die Wahrscheinlichkeit einer Auswirkung wird anhand der in Tabelle 4-3 angegebenen Kriterien beurteilt.

Tabelle 4-3 Kriterium für die Beurteilung der Wahrscheinlichkeit einer Auswirkung.

Wahrscheinlichkeitskriterium	Grad der Möglichkeit einer Auswirkung
Sehr gering	Die Möglichkeit des Auftretens ist sehr gering - entweder aufgrund der Projektgestaltung oder der Art des Projekts oder der Eigenschaften des Projektgebiets
Gering	Die Möglichkeit des Auftretens ist gering - entweder aufgrund der Projektgestaltung oder der Art des Projekts oder der Eigenschaften des Projektgebiets
Wahrscheinlich	Es besteht die Möglichkeit des Auftretens einer Auswirkung
Sehr wahrscheinlich	Das Auftreten einer Auswirkung ist nahezu sicher
Sicher	Es besteht Sicherheit, dass die Auswirkung auftritt

4.3 Risikobeurteilung

Das umweltbezogene Risiko verschiedener betrieblicher Abläufe und Zwischenfälle wird durch Kombination der Signifikanz (Schweregrad) und der Wahrscheinlichkeit einer Auswirkung entsprechend der nachfolgenden zusammengefassten Risikomatrix (Tabelle 4-4) beurteilt.

Tabelle 4-4 Qualitative Risikobeurteilungsmatrix.

		Signifikanz (Schweregrad) der Auswirkung				
		Unwesentliche Auswirkung	Geringfügige Auswirkung	Moderate Auswirkung	Wesentliche Auswirkung	
Wahrscheinlichkeit						

Sicher	Vernachlässigbares Risiko	Geringes Risiko	Signifikantes Risiko	Hohes Risiko
Sehr wahrscheinlich	Vernachlässigbares Risiko	Geringes Risiko	Signifikantes Risiko	Hohes Risiko
Wahrscheinlich	Vernachlässigbares Risiko	Vernachlässigbares Risiko	Geringes Risiko	Signifikantes Risiko
Niedrig	Vernachlässigbares Risiko	Vernachlässigbares Risiko	Geringes Risiko	Geringes Risiko
Sehr gering	Vernachlässigbares Risiko	Vernachlässigbares Risiko	Vernachlässigbares Risiko	Geringes Risiko

5. Potenzielle grenzüberschreitende Auswirkungen

Die folgenden Auswirkungen wurden als potenzielle grenzüberschreitende Auswirkungen identifiziert und werden in Kapitel 6 beschrieben und bewertet:

Mögliche grenzüberschreitende Auswirkungen	Rezeptor
Auswirkungen geplanter Einleitungen ins Meer während des Bohrens und der Fertigstellung von Bohrlöchern und der Druckprüfung von der Rohrleitung, d.h. während der Bauphase.	Fischeier und -larven, Fische, Plankton (pelagische Organismen)
Auswirkungen geplanter Ausleitungen ins Meer (Produktionswasser, Produktionschemikalien).	Fische, Plankton (pelagische Organismen)
Auswirkungen unfallbedingter Freisetzung und Blowout-Ereignisse.	Fische, Meeressäuger, Vögel, Ökosysteme, Tourismus
Auswirkungen der Luftemissionen während der Bau-, Produktions- und Stilllegungsphase.	Luftqualität und Klima

Auf der Grundlage der in Abschnitt 4.1 beschriebenen Methodik und der detaillierten Bewertungen im UVP-Bericht (INEOS (2025)) wurde ein Screening der potenziellen grenzüberschreitenden Auswirkungen durchgeführt.

Auf der Grundlage der Ergebnisse der detaillierten Bewertung enthält der Espoo-Bericht ein Screening der gleichen Auswirkungen in Bezug auf ihre potenziellen grenzüberschreitenden Auswirkungen. Aufgrund der geringen Reichweite der meisten Projektauswirkungen können erhebliche grenzüberschreitende Auswirkungen in vielen Fällen mit Sicherheit ausgeschlossen werden. Daher wird in diesem Kapitel nicht weiter auf diese Auswirkungen eingegangen, sondern der Schwerpunkt liegt auf den Auswirkungen, bei denen erhebliche grenzüberschreitende Auswirkungen in der ersten Runde nicht ausgeschlossen werden können.

Tabelle 5-1 zeigt das Ergebnis des Screenings und weist auf die möglichen grenzüberschreitenden Auswirkungen hin, die weiter unten in diesem Kapitel ausführlich bewertet werden.

Tabelle 5-1 Screening potenzieller grenzüberschreitender Auswirkungen

Aktivitäten	Auswirkung	Grenzüberschreitenden Wirkung
Umweltauswirkungen von Aktivitäten während der Bauphase		
Vorhandensein von Rig	g Auswirkungen auf Fischerei und Schifffahrt durch Sperrzonen in der Nähe von Bohrinseln	h Nur lokale Auswirkungen
Fertigstellung der Brunnen	i Einleitungen von Fertigstellungsflüssigkeiten und Bohrchemikalien können die Wasserqualität und die Meeresfauna beeinträchtigen. Grüne und gelbe Chemikalien werden ausgestoßen.	j Potenziell lokal Impact
Prüfung der Rohrleitung	k Auswirkungen geplanter Einleitungen ins Meer durch	l Mögliche lokale Auswirkungen

Aktivitäten	Auswirkung	Grenzüberschreitenden Wirkung
	Druckprüfungen von der Rohrleitung.	
Bauarbeiten, die Emissionen in die Luft verursachen. Freisetzung von Partikeln aus Verlegeschiffen	m Emission von Partikeln (PM ₁₀) und gasförmigen Emissionen (SO _x , NO _x , CO ₂) von Verlegeschiffen mit potenziellen Auswirkungen auf die Luftqualität	n Regionale und internationale kurzfristige geringfügige Auswirkungen
Versehentliches Verschütten und Ausblasen (Blow-outs)	o Vor allem Vögel, Meeressäuger, Fische, Küstenökosysteme können betroffen sein. Blow-Outs sind extrem seltene Ereignisse	p Mögliche grenzüberschreitende Auswirkungen können auftreten
Verlegung von Rohrleitungen/Versorgungsleitungen und Installation von Bauwerken	q Physikalische Auswirkungen auf den Meeresboden und die benthische Fauna durch Platzierung und Vorhandensein von Rohrleitungen oder Unterwasserstrukturen r Lärmbelästigung von Meeressäugern führt zu Verhaltensvermeidung	s Nur lokale Auswirkungen
Künstliches Licht während der Bauphase	t Künstliches Licht auf See kann bestimmte Vogelarten anlocken und fangen, insbesondere bei schlechtem Wetter und bewölkten Nächten.	u Nur lokale Auswirkungen
Umweltauswirkungen von Aktivitäten während der Produktionsphase		
Vorhandensein von Strukturen Bohrinsel, Plattform und Rohrleitung einschließlich 500 m Sperrzone	v Riffeffekt von Plattformen (Positiver Effekt auf Epifauna und Fische) w Mögliche Störung von Zugvögeln durch künstliche Blitze auf Plattformen x Beeinträchtigung der Schifffahrt durch Sperrzone y Verlust des Zugangs zu den Fischgründen aufgrund der Sperrzone	z Nur lokale Auswirkungen aa Nur lokale Auswirkungen bb Nur lokale Auswirkungen cc Nur lokale Auswirkungen
Einleitung ins Meer Auswirkungen geplanter Ausleitungen ins Meer (produziertes Wasser, Produktionschemikalien, Einleitung von Anlagen- und Bohrlochservicechemikalien).	dd Die Einleitung kann sich auf Meeresorganismen auswirken, insbesondere auf pelagische Organismen wie Plankton, einschließlich Fischeier und Larven	ee Modellrechnungen zeigen lokale Auswirkungen nur bei einer maximalen Entfernung von 5.000 m von der Plattform
Emissionen Emissionen in die Luft	ff Freisetzung von Partikeln und gasförmigen Verbindungen (SO _x , NO _x , CO ₂) aus Generatoren, Kompressoren und anderen Maschinen auf der Produktionsplattform und durch Abfackel- und Transportvorgänge	gg Berechnungen des Ausmaßes der Emissionen von SO _x und NO _x sowie von CO ₂ -eq gelten als regional, sind jedoch kurzfristig und mit geringen Auswirkungen und gelten als vernachlässigbar
Versehentliches Verschütten Ausblasen (Blow-outs)	hh Extrem seltene Ereignisse. Erfahrungen aus früheren Ausbrüchen und Ölverschmutzungen auf See haben gezeigt, dass vor allem Vögel, Meeressäuger, Fische und	ii Mögliche grenzüberschreitende Auswirkungen können auftreten.

Aktivitäten	Auswirkung	Grenzüberschreitenden Wirkung
Versehentliches Verschütten durch Rohrleitungsbruch	Küstenökosysteme betroffen sein können Betroffen sind vor allem Vögel, Plankton, Fischeier und Larven.	jj Mögliche grenzüberschreitende Auswirkungen können auftreten.
Umweltauswirkungen der Stilllegung		
Demontage von Installationen	kk Auswirkungen von Unterwasserlärm, die beim Schneiden der Beine der Plattformen entstehen. ll Entfernung des künstlichen Riffs	mm Nur lokale Auswirkungen nn Nur lokale Auswirkungen
Abfluss von P&A von Bohrlöchern	oo Die Einleitung kann sich auf Meeressorganismen auswirken	pp Modellrechnungen zeigen lokale Auswirkungen nur bei einer maximalen Entfernung von 5.000 m von der Plattform
Emissionen in die Luft	qq Freisetzung von Partikeln (PM ₁₀) und gasförmigen Emissionen (SO _x , NO _x , CO ₂) aus Schiffen mit möglichen Auswirkungen auf die Luftqualität	rr Regionale und internationale kurzfristige geringfügige Auswirkungen

6. Umweltbeurteilung des unbeabsichtigten Auslaufens von Öl und Chemikalien

Versehentliches Auslaufen kann zu grenzüberschreitenden Auswirkungen führen. Diese werden in den folgenden Abschnitten beurteilt. Die ursprüngliche Ölverschmutzungsmodellierung von Hejre Legacy wurde 2020 mit aktualisierten Daten zu Lagerstättendruck, Förderraten aus Bohrungen usw. aktualisiert (siehe DNV, 2020). Der folgende Abschnitt basiert auf der aktualisierten Ölverschmutzungsmodellierung.

Unbeabsichtigtes Auslaufen kann Folgendes umfassen:

- Auslaufen von Öl und Gasemissionen während eines unbeabsichtigten Bohrlochausbruchs auf Hejre. Dies kann während der Bau- und Betriebsphase auftreten
- Unbeabsichtigtes Auslaufen durch den Bruch von Rohrleitungen

Bohrlochausbrüche und Brüche von Rohrleitungen, die zu einer Einleitung und Dispersion von Öl führen, sind extrem seltene Ereignisse. Jedoch können die Umweltauswirkungen im Fall eines Bohrlochausbruchs und Rohrleitungbruchs schwerwiegend sein. Erfahrungen aus früheren Bohrlochausbrüchen und Ölleckts in das Meer haben gezeigt, dass hauptsächlich Vögel, Meeressäuger, Fische und Küsten-Ökosysteme durch große auslaufende Ölmengen betroffen sein können.

6.1 Umweltauswirkungen einer Ölfreisetzung durch einen Bohrlochausbruch

Das Worst-Case-Szenario im Hinblick auf ein unbeabsichtigtes Auslaufen von Öl ist ein unkontrollierter Bohrlochausbruch während der Produktion und des kabelgebundenen Betriebs von der Oberfläche.

Ein Bohrlochausbruch ist eine unkontrollierte Freisetzung von Rohöl und/oder Erdgas aus einem Bohrloch nach einem Versagen der Druckmindersysteme. Die Wahrscheinlichkeit eines Bohrlochausbruchs ist sehr gering. Dennoch kann ein solcher Bohrlochausbruch weitreichende und schwerwiegende Auswirkungen auf die Meeresumgebung haben.

6.1.1 Risiko eines Bohrlochausbruchs

Ein Bohrlochausbruch ist ein extrem seltenes Ereignis und umfangreiche Präventiv-/Kontrollmaßnahmen werden implementiert, um die Wahrscheinlichkeit solcher Ereignisse zu reduzieren. Es wurde geschätzt, dass das Risiko (die Häufigkeit) des Auftretens eines Bohrlochausbruchs auf Hejre 9×10^{-6} pro Jahr beträgt (INEOS Oil & Gas 2019). Ein Bohrlochausbruch besteht, bis das Bohrloch wieder unter Kontrolle ist. Dieser Zustand kann wenige Stunden dauern, wenn die Kontrolle mit den vorhandenen Sicherheitssystemen wiederhergestellt werden kann, oder mehrere Monate, wenn ein sogenannter Entlastungsschacht gebohrt werden muss, um die Kontrolle über den ursprünglichen Bohrschacht zurückzugewinnen. Die Vergangenheit hat gezeigt, dass die Kontrolle über die meisten Bohrschächte innerhalb eines Tages oder weniger Tage wiederhergestellt werden kann.

6.1.2 Verhalten und Effekt von während eines Bohrlochausbruchs freigesetztem Öl

Während eines Bohrlochausbruchs wird das Öl mit der Oberflächenströmung verbreitet und unterliegt gleichzeitig einer Vielzahl von Prozessen einschließlich Verdunstung, Dispersion, Emulsionsbildung, Auflösung, Oxidation, Sedimentation und biologischem Abbau. Ölkomponenten und ihr Abbauprodukt können Meeres- und Küstenhabitatem und -spezies betreffen. Die schwerwiegendsten Auswirkungen auslaufenden Öls werden im Allgemeinen auftreten, wenn der Ölteppich Meeresvogelkolonien oder Küstengewässer oder Küstenlinien erreicht.

6.1.3 Methodologie

DNV GL Norway führte eine Simulation des Auslaufens von Öl bei einem Topside-Bohrlochausbruch auf Hejre anhand des von SINTEF Norway entwickelten statistischen Öldriftmodells OSCAR durch. OSCAR ist ein 3D-Simulationstool zur Vorhersage der Bewegung und des Verhaltens von Öl auf der Meeresoberfläche und durch die gesamte Wassersäule. Einzelheiten zu den Ölleckszenarien sind in Anhang A der EIA angegeben.

Der simulierte Bohrlochausbruch repräsentiert eine Variation von 3 Freisetzungsraten und 4 Dauerkombinationen mit einer individuellen Verteilung (Tabelle 6-1). Die Wahrscheinlichkeit eines Bohrlochausbruchs ist extrem gering. Darüber hinaus wird die Dauer im unwahrscheinlichen Fall eines Bohrlochausbruchs in den meisten Fällen kurzfristig sein (<15 Tage), während die Wahrscheinlichkeit eines langfristigen Bohrlochausbruchs von 100 Tagen nur 6,5 % beträgt. Ein langfristiger Bohrlochausbruch (100 Tage) ist die erwartete Dauer für die Mobilisierung einer Bohrplattform und das Bohren eines Entlastungsschachts.

Tabelle 6-1 Modellierung von Ölverschmutzungen. Zusammenfassung des Setups für Verschüttungsszenarien im Falle eines Blowouts. Freisetzungsdauer und Freisetzungsraten sowie die Wahrscheinlichkeitsverteilungen von Freisetzungsdauern und Freisetzungsraten auf der Grundlage von Informationen aus Lloyds und Blowout-Statistiken.

Szenario-Variationen				
Release-Dauer (Tage)	2	15	35	100
Anzahl der Simulationen (Trajektorien/Jahr)	36	24	12	12
Wahrscheinlichkeitsverteilung (%)	52.7	35.2	5.6	6.5
Auslöseraten (Sm ³ /Tag)	2077	2525	7328	
Wahrscheinlichkeitsverteilung (%)	34	33	33	

Die Beurteilung der Umweltauswirkungen eines versehentlichen Bohrlochausbruchs basiert auf einer Matrix unter Verwendung aller vier Szenarien, die ein Worst-Case-Szenario repräsentieren, in dem keine Eindämmungsmaßnahmen gegen auslaufendes Öl getroffen werden. Die Simulationen wurden anhand stochastischer und deterministischer Modellierung durchgeführt.

Die stochastische Modellierung ist durch eine gewisse inhärente Zufälligkeit gekennzeichnet, während das deterministische Modell vollständig durch die Parameterwerte und die Ausgangsbedingungen beschränkt wird.

Bei Anwendung eines stochastischen Modells kann der Bohrlochausbruch statistisch analysiert werden. Die Vorhersage repräsentiert jedoch die Bruttofläche, die von einem Auslaufen betroffen sein kann, da sie den Auswirkungsbereich mehrerer einzelner Auslaufereignisse kombiniert und somit keinen realen Bohrlochausbruch darstellt (siehe Anzahl der Simulationereignisse in Tabelle 6-1).

Im Gegensatz hierzu simuliert das deterministische Modell ein einzelnes Auslaufen zu einem gewählten Datum unter den zu diesem Zeitpunkt herrschenden Witterungsbedingungen. Es sagt daher den tatsächlichen Verlauf eines einzelnen Auslaufereignisses voraus, berücksichtigt aber nicht die statistische Unsicherheit der Tatsache, dass der Verlauf des Auslaufens je nach Witterungsbedingungen unterschiedlich ist. Effiziente Eindämmungsmaßnahmen werden die Ausbreitung von auslaufendem Öl erheblich reduzieren und daher sind der Umfang und die Größenordnung des Umweltschadens sehr wahrscheinlich geringer, als die Modellergebnisse tatsächlich anzeigen.

Im folgenden Abschnitt werden die Modellergebnisse im Verhältnis zu den potenziellen Auswirkungen auf Nature-2000-Habitate und -Spezies sowie die in Anhang IV angegebenen Spezies beurteilt.

6.1.4 Simulierte Dispersion von Öl während eines uneingedämmten Bohrlochausbruchs

Ausbreitung von Öl

Abbildung 6-1 zeigt die simulierte stochastische Wahrscheinlichkeit, dass die Meeresoberfläche in Gitterzellen von 10 x 10 km von mehr als 1 Tonne während März-August und September-Februar auf Hejre freigesetztem Öl getroffen werden könnte.

Es zeigt sich, dass das während des Bohrlochausbruchs freigesetzte Öl mit der vorherrschenden Strömung nach Nordosten transportiert wird, aber auch in Richtung des Vereinigten Königreichs sowie in deutsche und niederländische Gewässer einschließlich Natura-2000-Gebieten (SAC) transportiert werden kann.

Abbildung 6-2 zeigt die saisonale Auflösung der Ankunftszeiten (seit Beginn der Freisetzung) innerhalb des Einflussbereichs zu Gitterzellen von 10 x 10 km (Driftzeit). Es ist zu erkennen, dass es etwa 2 Wochen dauert, bis das Öl die Küste erreicht. Auch wenn statistisch alle Küsten im Fall eines Bohrlochausbruchs nach Abbildung 6-1 von Öl betroffen sein können, zeigt Abbildung 6-3, dass die Menge des Öls, das auf die Küste trifft, unterhalb der Nachweisgrenze von 4 Tonnen pro 100 km² (0.04 µm Dicke) liegt.

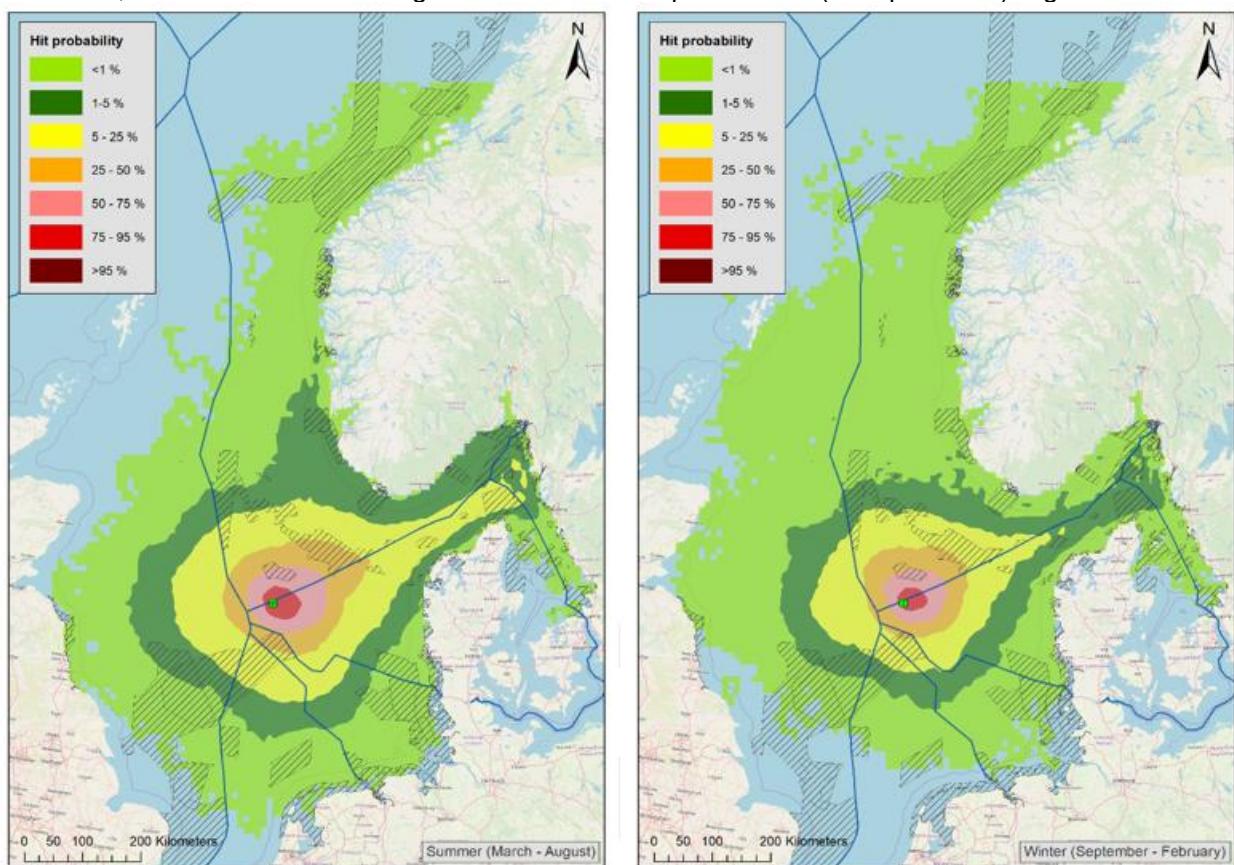


Abbildung 6-1 Ergebnis der stochastischen Öllecksimulation einer ungeminderten Oberflächenfreisetzung von Öl im ungünstigsten Fall während eines Bohrlochausbruchs auf Hejre während März-August (links) und September-Februar (rechts). Die Abbildungen zeigen die simulierte Wahrscheinlichkeit, dass die Meeresoberfläche in Gitterzellen von 10 x 10 km von mehr als 1 Tonne auf Hejre freigesetztem Öl getroffen werden könnte. Die schraffierten Flächen zeigen Natura-2000-Gebiete (SAC) in Hoheitsgewässern von EU-Ländern und SVO-Gebiete (wertvolle und gefährdete Bereiche) in norwegischen Gewässern.

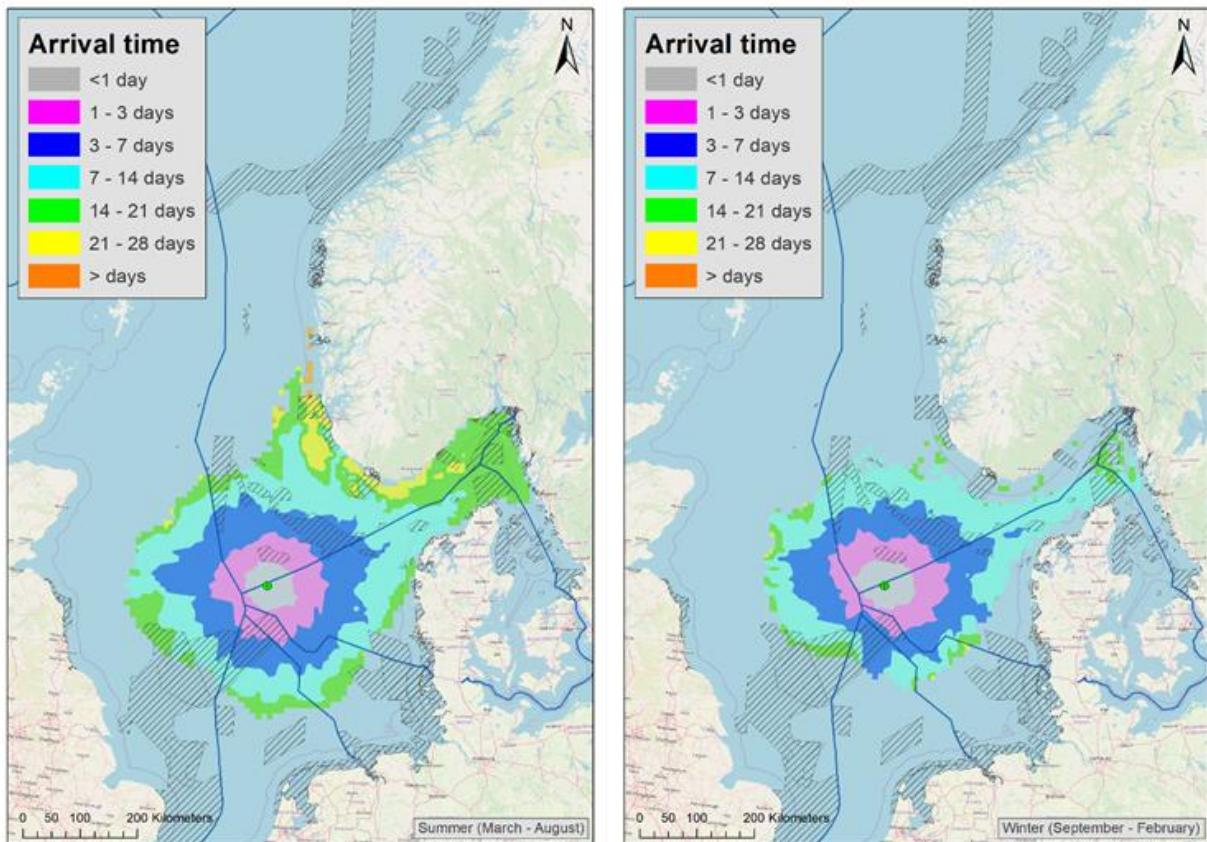


Abbildung 6-2 Ergebnis der stochastischen Öllecksimulation einer ungeminderten Oberflächenfreisetzung von Öl im ungünstigsten Fall während eines Bohrlochausbruchs auf Hejre während März-August (links) und September-Februar (rechts). Die Abbildungen zeigen die saisonale Auflösung der Ankunftszeiten (seit dem Beginn der Freisetzung) innerhalb des Einflussbereichs auf Gitterzellen von 10 x 10 km; die schraffierten Flächen zeigen Natura-2000-Gebiete (SAC) in Hoheitsgewässern von EU-Ländern und SVO-Gebiete (wertvolle und gefährdete Bereiche) in norwegischen Gewässern.

Die saisonale Auflösung der Ölmasse innerhalb des Einflussbereichs ist in Abbildung 6-3 dargestellt. Die Abbildung zeigt, dass während des Sommers bis zu 50 Tonnen Öl auf 100 km² im nordöstlichen Teil des nächstgelegenen SAC und bis zu 25 Tonnen auf 100 km² im Winter auftreten können.

Tabelle 6-3 zeigt die erwartete Dicke der Oberflächenölschicht entsprechend der Ölmasse in Übereinstimmung mit dem Bonn-Übereinkommen (2016). Das Bonn-Übereinkommen unterscheidet fünf Stufen des Auftretens von Öl.

Vögel gelten grundsätzlich als von dem Oberflächenöl betroffen, wenn die Emulsionsdicke mehr als 1 µm beträgt, während Seehunde und Wale (einschließlich Schweinswale) Oberflächenöl besser vertragen. Letztere sind betroffen, wenn die Emulsionsdicke mehr als 10 µm und 100 µm für Seehunde bzw. Wale beträgt (French-McCay 2009).

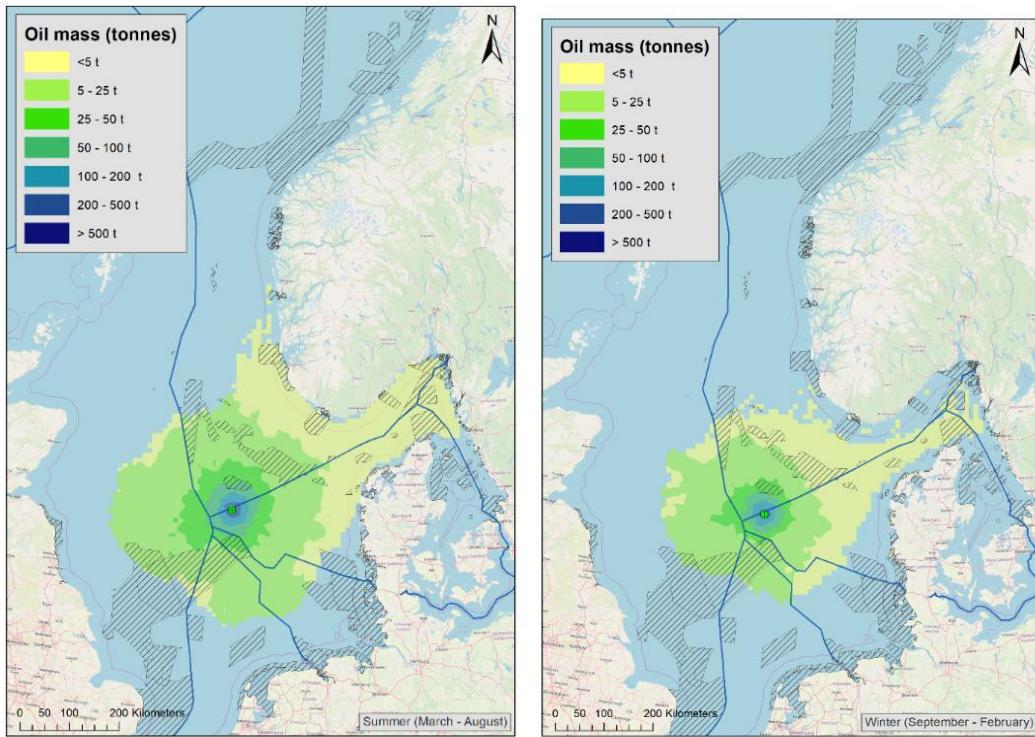


Abbildung 6-3 Saisonale Auflösung der Ölmasse innerhalb des Einflussbereichs in Gitterzellen von 10 x 10 km; Sommer links und Winter rechts, einschließlich Meeresschutzgebiete, SVO-Gebiete und Landesgrenzlinien.

Tabelle 6-2 Stufen des Ölauftretens unterschieden nach dem Bonn-Übereinkommen (2016).

Code	Beschreibung -- Auftreten	Schichtdicke (µm)	Tonnen pro 100 km ²
1	Silber/grau	0.04 - 0.30	4 – 30
2	Regenbogen	0.30 - 5.0	30 – 500
3	Metallisch	5.0 - 50	500 - 5,000
4	Unterbrochene tatsächliche Ölfarbe	50 - 200	5,000 - 20,000
5	Durchgehende tatsächliche Ölfarbe	> 200	> 20.000

6.1.5 Auswirkungen von während eines Bohrlochausbruchs freigesetztem Öl auf Meeresvögel

Es ist ausreichend dokumentiert, dass Meeresvögel anfällig für auslaufendes Öl sind und bei einer Öl katastrophe in Gebieten mit Meeresvogelkolonien oftmals Meeresvögel in großer Zahl getötet werden. Meeresvögel sind besonders anfällig, weil sie oft Kontakt zum Oberflächenwasser haben und das Öl den Auftrieb und die isolierende Eigenschaft des Gefieders zunichtemacht. Mit Öl bedeckte Meeresvögel sterben normalerweise an Unterkühlung oder Hunger oder ertrinken. Selbst sehr kleine Ölflecke können insbesondere im Winter tödlich sein. Dies gefährdet hauptsächlich Meeresvögel, die sich über einen längeren Zeitraum auf der Meeresoberfläche aufhalten, kann aber auch alle anderen Arten von Meeresvögeln betreffen (Trosi et al 2016). Der Schwellenwert, ab dem die Emulsionsdicke als schädlich für Vögel gilt, beträgt 1 µm (etwa 100 t auf 10 x 10 km, Tabelle 6-3) (French-McCay 2009) (etwa 100 t auf 10 x 10 km, Tabelle 6-1 und Tabelle 6-2). Eine Exposition oberhalb dieses Schwellenwerts wird zu Auswirkungen wie der Übertragung des Öls auf Eier und somit einem reduzierten Schlüpferfolg führen. Eine Emulsionsdicke von mehr als 10 µm wird zum unmittelbaren Tod führen.

Im unwahrscheinlichen Fall eines Bohrlochausbruchs auf Hejre wird das Öl höchstwahrscheinlich mit den vorherrschenden Strömungen nach Nordosten transportiert und passiert international bedeutende Vogelschutzgebiete im norwegischen Teil der Nordsee. Die Wahrscheinlichkeit, dass dieses Gebiet von einem Bohrlochausbruch betroffen wird, ist extrem gering. Im unwahrscheinlichen Fall eines langfristigen ungeminderten Bohrlochausbruchs ist die Wahrscheinlichkeit, dass das Gebiet betroffen wird, hoch (d. h. 50-75 % im östlichen Teil des Gebiets und abnehmend bis auf 25-50 % in größerer Entfernung). Die Driftzeit zu diesen Gebieten beträgt 1-3 Tage bzw. 3-7 Tage (Abbildung 6-1 und Abbildung 6-2). Das Gebiet ist wichtig für Möwen und Alke (d. h. hauptsächlich Krabbentaucher, aber auch Trottellummen und Tordalke (Skov et al. 1995, Skov et al. 2007)). Alke sind extrem anfällig für Ölleck, da sie die meiste Zeit auf der Meeresoberfläche verbringen. Die Vögel sind besonders in der Winterzeit anfällig, wenn die meisten Spezies Schwärme bilden. Es wird geschätzt, dass sich etwa 1 Million Vögel im Winter in der Nordsee sammeln (Skov et al. 2007). Der nördliche Teil der dänischen ausschließlichen Wirtschaftszone in der Nordsee gilt als wichtiges Zwischen-Schutzgebiet für Meeresvögel (Skov et al. 2007). Dementsprechend besteht ein hohes Risiko der Verölung und des Sterbens von Vögeln in diesem Gebiet im unwahrscheinlichen Fall eines Bohrlochausbruchs. Andererseits werden die wichtigen Vogelgebiete im Wattenmeer und an seiner unmittelbaren Grenze nicht betroffen.

6.1.6 Auswirkungen von während eines Bohrlochausbruchs freigesetztem Öl auf Meeressäuger

Die Simulation zeigt, dass Öl aus einem Bohrlochausbruch Bereiche treffen kann, in denen sich möglicherweise Schweinswale, Kegelrobben oder Seehunde aufhalten. Schweinswale und Seehunde sind im Allgemeinen weniger anfällig für ausgelaufenes Öl als Vögel (d. h. der geschätzte Schwellenwert beträgt 10 µm für Seehunde und 100 µm für Wale, French-McCay 2009) (10 µm entspricht etwa 1000 t Öl pro 10 x 10 km (Tabelle 6-3)). Da ihre Wärmeisolierung durch Walspeck sichergestellt wird, ist die Bedeckung mit Öl für einen Schweinswal oder Seehund nicht so tödlich wie für einen Vogel.

Schweinswal

Es ist vergleichsweise wenig über die Auswirkung von Öl auf Wale (Wale, Delfine und Schweinswale) bekannt, doch basierend auf den wenigen Berichten über die Mortalität von Walen in Verbindung mit auslaufendem Öl wird angenommen, dass auslaufendes Öl nur eine kleine Anzahl an Walen betrifft. Mehrere Autoren vermuten, dass die größte Bedrohung durch das Einatmen verdunsteter flüchtiger toxische Stoffe aus dem Ölteppich auf der Meeresoberfläche entsteht, wenn die Tiere in der Mitte eines Ölteppichs zum Atmen an die Oberfläche auftauchen. Das Risiko ist in der Nähe des frisch ausgelaufenen Öls am größten, weil flüchtige giftige Dämpfe schnell verdunsten und dispergieren. Wenn konzentrierte Dämpfe eingeatmet werden, können sich Schleimhautmembranen entzünden, Lungen verstopft werden und eine Lungenentzündung entstehen. Eingeatmete Oldämpfe können sich im Blut und Gewebe ansammeln und zu möglichen Leberschäden oder neurologischen Erkrankungen führen. Da Schweinswale Walspeck zur Wärmeisolierung nutzen, scheint ihre thermoregulatorische Fähigkeit durch den Kontakt mit Öl nicht ernsthaft beeinträchtigt zu werden (Helm et al. 2015).

Schweinswale in der zentralen Nordsee können im unwahrscheinlichen Fall eines Bohrlochausbruchs auf Hejre betroffen sein. Da der Ölteppich während eines Bohrlochausbruchs jedoch in einem relativ schmalen Band in Strömungsrichtung transportiert wird und die Populationsdichte der Schweinswale relativ gering ist (0.01-8 Tiere/km²), ist wahrscheinlich nur ein winziger Teil der Schweinswalpopulation in der Nordsee betroffen (Geelhoed et al 2014). Es ist daher nicht wahrscheinlich, dass eine potenzielle Ölverschmutzung durch einen Bohrlochausbruch die Populationsgröße der Schweinswale in der Nordsee wesentlich beeinflussen wird.

Seehunde

Seehunde können auf verschiedene Weise durch direkten Kontakt mit Öl betroffen sein. Öl kann ihre Körperoberfläche ganz oder teilweise bedecken und sie können giftige Dämpfe aus Kohlenwasserstoffen einatmen und so Lungenschäden erleiden. Darüber hinaus können sie Öl direkt oder durch ölverschmutzte Beute verschlucken. Da Seehunde Walspeck zur Isolierung nutzen, scheint ihre thermoregulatorische Fähigkeit durch den Kontakt mit Öl nicht ernsthaft beeinträchtigt zu werden. Beobachtungen deuten jedoch darauf hin, dass einzelne Tiere so stark mit Öl bedeckt waren, dass sie nicht schwimmen konnten und demzufolge ertrunken sind. Darüber hinaus deuten Beobachtungen ebenfalls darauf hin, dass die Augen, die Mundhöhle, die Oberflächen der Atemwege und urogenitale Oberflächen besonders empfindlich auf den Kontakt mit Öl reagieren (Helm et al. 2015).

Es kann nicht ausgeschlossen werden, dass Seehunde in der zentralen Nordsee betroffen sein können. Da der Ölteppich während eines Bohrlochausbuchs jedoch in einem schmalen Band in Richtung der Oberflächenströmung transportiert wird und Seehunde in der zentralen Nordsee relativ selten sind, ist wahrscheinlich nur ein verschwindend geringer Teil der Seehunde betroffen. Es ist daher unwahrscheinlich, dass eine potenzielle Ölverschmutzung durch einen Bohrlochausbuch die Populationsgröße der Seehunde wesentlich beeinflussen wird.

6.1.7 Auswirkungen auf Islandmuschel, Fischeier und Larven durch die Freisetzung von Öl während eines Bohrlochausbuchs

Die Islandmuschel (*Arctica islandica*) ist gemäß der OSPAR-Liste gefährdeter und rückläufiger Lebensräume und Arten als bedroht und gefährdet eingestuft und somit durch die in Anhang V von OSPAR festgelegten Verpflichtungen vor negativen menschlichen Einflüssen geschützt. Sie kann im Projektgebiet vorkommen. Der Hauptdruck auf die Art geht zwar von physikalischen Störungen des Meeresbodens aus, doch führt eine Ölverschmutzung, wie beschrieben, zur Freisetzung einer Reihe chemischer Verbindungen wie PAK, die bekanntermaßen die benthische Fauna potenziell beeinträchtigen können.

Eine Studie von Webster und Fryer (2022) ergab, dass die PAK-Konzentrationen in Schalentieren und Sedimenten der Nordsee zwar über den natürlichen Hintergrundwerten lagen, die gemessenen Konzentrationen jedoch unterhalb der Referenzmenge (ERL) lagen und daher als unbedenklich für Muscheln eingestuft wurden. Abhängig von Ausmaß und Dauer des Austritts können die Konzentrationen Werte erreichen, die die ERL überschreiten und somit potenziell die benthische Fauna, einschließlich *A. islandica*, beeinträchtigen. Ähnliche Auswirkungen durch andere Chemikalien können nicht ausgeschlossen werden.

Die negativen Auswirkungen eines solchen Ereignisses beschränken sich auf die direkt vom Austritt betroffenen Gebiete, und das Ausmaß der Auswirkungen nimmt mit zunehmender Entfernung von der Quelle ab.

Eier und Larven gelten als die empfindlichsten Lebensphasen im Hinblick auf akute Auswirkungen von ausgelaufenem Öl.

Die Norwegian Oil Industry Association hat 25 ppb als die Konzentration festgelegt, ab der Fischeier und Larven und andere empfindliche Meereslebensformen von Ölkomponenten betroffen sind. Eine von BP selbst durchgeführte Studie der Literatur deutete darauf hin, dass ein Ölgehalt von mehr als 500 ppb zu akuter Toxizität bei mehr als 50 % der Meereslebensformen in dem Gebiet führen wird (DONG E&P 2015).

Für Öl in der Wassersäule zeigt die Simulation, dass Konzentrationen von mehr als 25 ppb auf ein winziges Gebiet um Hejre begrenzt sind, was einen vernachlässigbaren Anteil der gesamten Laichgebiete der Islandmusche und Fische in der Nordsee darstellt (Abbildung 6-4). Darüber hinaus werden die wichtigen Aufwuchsgebiete für Larven von Kabeljau, Franzosendorf, norwegischem Dorsch, Schellfisch und Sandaal in der produktiven hydrographischen Grenze des nordöstlichen Teils der Nordsee nicht von einem Bohrlochausbruch betroffen sein. Es wird daher festgestellt, dass ein Bohrlochausbruch auf Hejre die Menge der Islandmusche, Fischeier und Larven in der Nordsee nicht wesentlich beeinträchtigen wird.

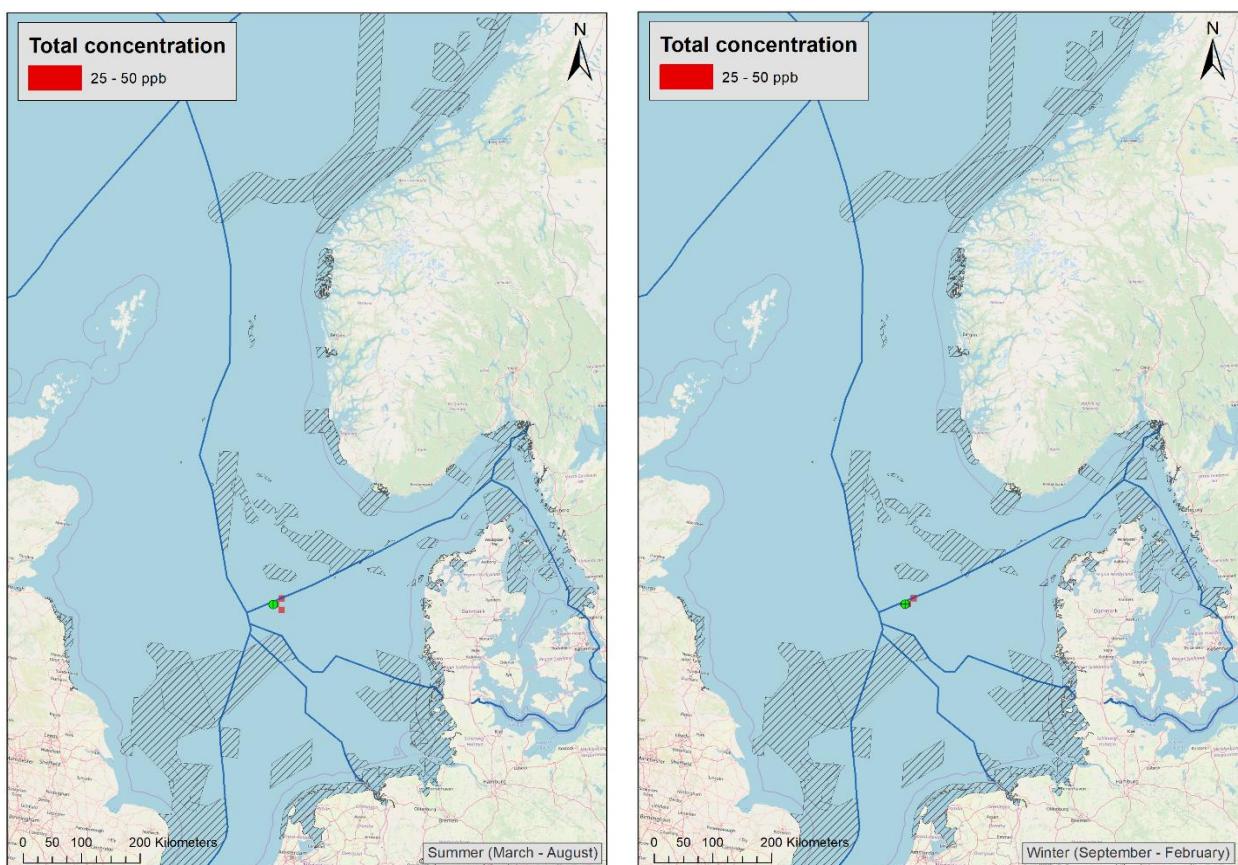


Abbildung 6-4 Ergebnis der Öllecksimulation einer ungeminderten Oberflächenfreisetzung von Öl im ungünstigsten Fall während eines Bohrlochausbruchs auf Hejre während März-August (links) und September-Februar (rechts). Die Abbildungen zeigen die saisonale Auflösung der gesamten Konzentration gelöster Ölkomponenten innerhalb des Einflussbereichs in Gitterzellen von 10 x 10 km. Öl in der Wassersäule liegt nur in den eingefärbten Quadranten innerhalb der Nachweigrenze (>25 ppm). Die schraffierten Flächen zeigen Natura-2000-Gebiete (SAC) in Hoheitsgewässern von EU-Ländern und SVO-Gebiete (wertvolle und gefährdete Bereiche) in norwegischen Gewässern.

6.1.8 Auswirkungen von während eines Bohrlochausbruchs angelandetem Öl

Die Simulation zeigt, dass das Risiko eines Anlandens von Öl an den Küsten vernachlässigbar ist. Die Wahrscheinlichkeit beträgt weniger als 1 %, siehe Abbildung 6-5. In einigen Bereichen und insbesondere entlang der norwegischen Küste wurde jedoch eine Wahrscheinlichkeit von 1-5 % berechnet. Die Simulation zeigt, dass die Driftzeit zur Küste in diesen Gebieten mindestens 14 bis 28 Tage beträgt.

Der Grund für das geringe Strandungsrisiko ist, dass die Ölkomponenten einer Vielzahl unterschiedlicher Prozesse einschließlich Verdunstung, Dispersion, Emulgation, Lösung, Oxidation, Sedimentation und biologischem Abbau ausgesetzt sind, bevor sie die Küste erreichen.

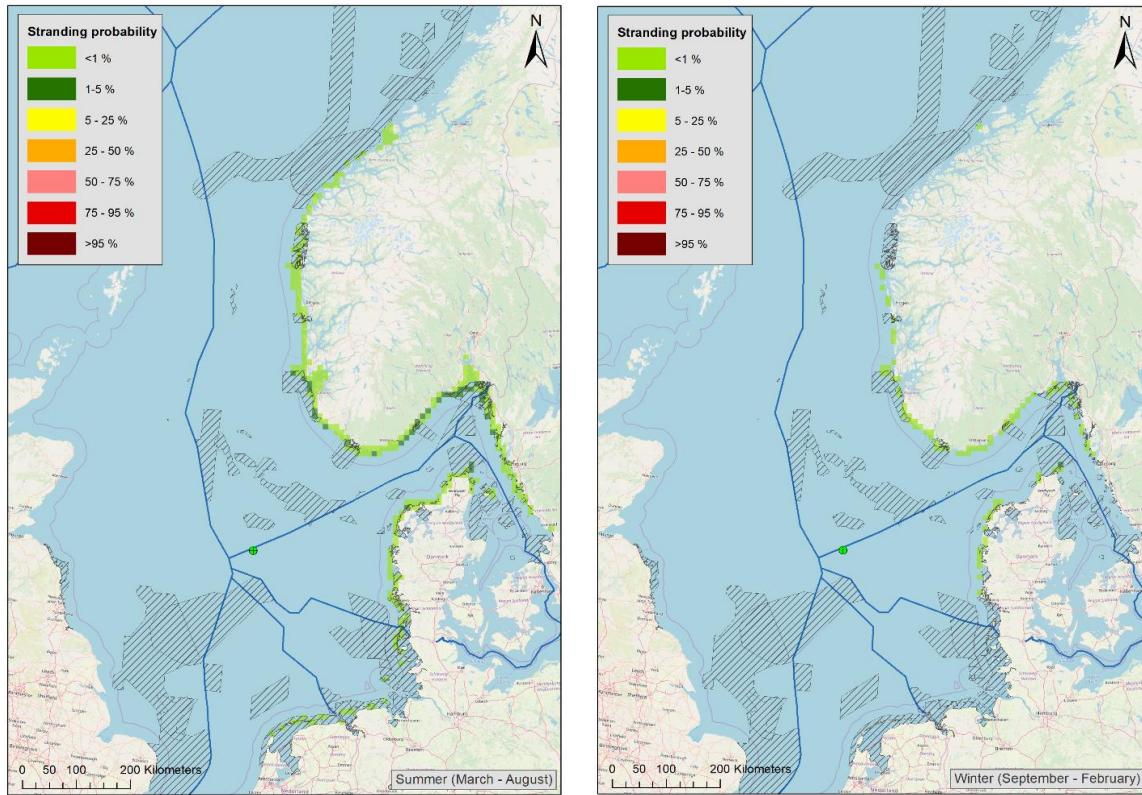


Abbildung 6-5 Ergebnis der Öllecksimulation einer ungeminderten Oberflächenfreisetzung von Öl im ungünstigsten Fall während eines Bohrlochausbruchs auf Hejre während März-August (links) und September-Februar (rechts). Die Abbildungen zeigen die saisonale Auflösung der Wahrscheinlichkeit des Anlandens von Öl an der Küste in Gitterzellen von 10 x 10 km. Die schraffierten Flächen zeigen Natura-2000-Gebiete (SAC) in Hoheitsgewässern von EU-Ländern und SVO-Gebiete (wertvolle und gefährdete Bereiche) in norwegischen Gewässern.

Das biologisch hochproduktive Wattenmeer und die Salzwiesen im Wattenmeer im südlichen Teil der dänischen Küste werden davon nicht betroffen sein. Die norwegischen und schwedischen Küsten, die von Öl getroffen werden können, sind felsige Küsten, die im Vergleich zu den dänischen Sandstränden empfindlicher auf Ölverschmutzungen reagieren. Bei einer Driftzeit von 14-21 Tagen (DNV, 2020) liegt der größte Teil des Öls jedoch in Form von Teerkugeln vor, die wesentlich weniger schädlich sind, da sie nicht mehr klebrig oder giftig sind.

Die Ölung an der Küste wird wahrscheinlich zwischen sehr leicht und mäßig liegen, wie in der Anerkennung der Richtlinien für die Ölung an der Küste durch die ITOPF definiert. Unter den schlimmsten Bedingungen auf dem Meer wird der schnellste Aufprall auf die Küstenlinie in Dänemark zwischen 14 und 21 Tagen liegen. Auswirkungen auf die Küstenlinie können auch in Norwegen (nach 14-28 Tagen) und Schweden (nach 14-21 Tagen) auftreten. In Großbritannien, Deutschland oder den Niederlanden wird es keine Auswirkungen auf die Küstenlinie geben. Im Falle eines Ausbruchs mit Oberflächenfreisetzung im Winter ist das Ausmaß der betroffenen Küstenlinien erheblich geringer als bei einer Freisetzung im Sommer.

In ähnlicher Weise werden möglicherweise nur marginale Mengen Öl die schwedische Küste erreichen, nämlich <1 Tonnen im Winter und 1 Tonne im Sommer. Für Norwegen ist dieses Muster für den Winter ähnlich, d.h. 1 Tonnen, aber im Sommer deuten die Modellergebnisse darauf hin, dass 31 Tonnen Öl die norwegische Küste erreichen können, was als begrenzte Menge angesehen wird (DNV 2020). Die Modellierung zeigte, dass das Risiko, das Ausmaß und der Grad der Verölung von Küstenlinien bei einer Freisetzung von Öl am Meeresboden einer Freisetzung an der Oberfläche sehr ähnlich ist (DNV 2020).

6.1.9 Auswirkungen auf norwegische SVO

Die Simulation zeigt, dass norwegische SVO im Fall eines ungeminderten Bohrlochausbruchs von Öl betroffen sein können (Abbildung 6-1 und Abbildung 6-2), d.h.:

- › Es besteht eine Wahrscheinlichkeit von 25-50 %, dass das SVO „Makrellfelt“ - ein Laichgebiet für Makrelen zwischen Mai und Juli - von Öl getroffen wird. Die berechnete Driftzeit ab Hejre beträgt 3-7 Tage.
- › Das Sandaalfeld im Süden kann ebenfalls getroffen werden (Wahrscheinlichkeit 5-25 %, Driftzeit 1-3 Tage). Das Sandaalfeld im Süden ist Laich- und Futtersuchgebiet für Sandaale (*Ammodytes sp.*). Darüber hinaus ist das Sandaalfeld im Süden ein wertvolles Habitat für Trottellummen (*Uria aalge*) und den nordatlantischen Eissturmvogel (*Fulmaris glacialis*) zwischen April und Dezember. Die Modellergebnisse zeigen, dass die Ölkonzentration in diesen Bereichen bei weniger als 25 ppb und damit unter den für Fischeier und Larven schädlichen Konzentrationen liegt (siehe 6.1.7), sodass das Laichen in diesem Gebiet nicht gefährdet ist.

Andererseits besteht ein Risiko, dass Vögel im südlichen Sandaalfeld verölen und getötet werden (siehe 6.1.5).

6.1.10 Grenzüberschreitende Auswirkungen auf SAC (Natura-2000-Gebiete)

Die Abschätzungen der Auswirkungen der Ölfreisetzung während eines Blowout-Vorfalls auf SACs (Natura-2000-Gebiete) werden im Folgenden auf der Grundlage der von DNV (2020) durchgeföhrten Modellierung zusammengefasst.

Diese Einschätzung wird im Folgenden zusammengefasst.

Auswirkungen auf deutsche, niederländische und britische Natura-2000-Gebiete südlich von Hejre

Im unwahrscheinlichen Fall eines Bohrlochausbruchs können die deutschen, niederländischen und britischen Natura-2000-Gebiete (SAC) südlich von Hejre von einem ungeminderten Auslaufen betroffen sein. Dies gilt insbesondere für das deutsche Gebiet (siehe Tabelle 6-4):

- › Es besteht eine Wahrscheinlichkeit von 25-50 %, dass das Öl die deutsche DE 1003301 *Doggerbank* im März-August trifft und die Driftzeit des Öls zu diesem Gebiet beträgt 1-3 Tage. Zwischen September und Februar ist die Wahrscheinlichkeit geringer (5-25 %) und die Driftzeit beträgt ebenfalls 1-3 Tage.
- › Die Wahrscheinlichkeit, dass die niederländische NL 2008001 *Doggerbank* getroffen werden kann, beträgt für beide Jahreszeiten 5-25 % mit einer Driftzeit von 1-3 Tagen zwischen März und August und 3-7 Tagen zwischen September und Februar.
- › Die Wahrscheinlichkeit, dass das britische SAC UK0030352 *Doggerbank* getroffen wird, beträgt zwischen März und August 5-25 % bei einer Driftzeit zu diesem Gebiet von 3-7 Tagen. Zwischen September und Februar beträgt die Wahrscheinlichkeit nur 1-5 % und die Driftzeit 7-14 Tage.

Tabelle 6-4 Ergebnisse der OSCAR-Öllecksimulation eines ungeminderten Auslaufens von Öl nach einem Bohrlochausbruch auf Hejre Wahrscheinlichkeiten, dass die deutschen, niederländischen und britischen Natura-2000-Gebiete (SAC) südlich von Hejre von Öl getroffen werden, und Driftzeit des Öls zu dem Gebiet (die simulierte Driftzeit ist in Abbildung 6-1 angegeben).

Jahreszeit	Gebiet	Wahrscheinlichkeit, dass das Gebiet von Öl getroffen wird	Driftzeit ab dem Bohrlochausbruch zu dem Gebiet
März bis August	DE 1003301 Doggerbank	25-50 %	1-3 Tage
	NL 2008001 Doggerbank	5-25 %	1-3 Tage
	UK0030352 Doggerbank	5-25 %	3-7 Tage
September bis Februar	DE 1003301 Doggerbank	5-25 %	1-3 Tage
	NL 2008001 Doggerbank	5-25 %	3-7 Tage
	UK0030352 Doggerbank	1-5 %	7-14 Tage

Die Grundlage für die Ausweisung der drei Gebiete sind der Habitattyp 1110 *Sandbänke* und die Habitatspezies 1351 *Schweinswal*, 2032 *Weißschnauzendelfin*, 2618 *Zwergwale*, 1365 *Seehund* und 1364 *Kegelrobbe*.

Auswirkungen auf Schweinswale

Wie oben beschrieben, können die Auswirkungen auf Schweinswale hauptsächlich durch giftige Dämpfe aus dem Ölteppich auf der Oberfläche verursacht werden.

Es kann nicht ausgeschlossen werden, dass einzelne Schweinswale in der zentralen Nordsee (einschließlich Tiere in den deutschen, niederländischen und britischen Natura-2000-Gebieten (SAC)) im Fall eines Bohrlochausbruchs von Öl betroffen werden. Das Risiko, dass einzelne Tiere betroffen werden, ist jedoch vernachlässigbar und es ist unwahrscheinlich, dass eine potenzielle Ölverschmutzung durch einen Bohrlochausbruch eine wesentliche Auswirkung auf die Populationsgrößen der Schweinswale in dem Gebiet haben wird.

Auswirkungen auf Seehunde

Es kann nicht ausgeschlossen werden, dass Seehunde in den deutschen, niederländischen und britischen Natura-2000-Gebieten betroffen sein können. Da der Ölteppich während eines Bohrlochausbruchs jedoch in einem schmalen Band in Richtung der Strömung transportiert wird und Seehunde in der zentralen Nordsee relativ selten sind, ist wahrscheinlich nur ein winziger Teil der Seehunde betroffen. Es ist daher unwahrscheinlich, dass eine potenzielle Ölverschmutzung durch einen Bohrlochausbruch die Populationsgröße der Seehunde wesentlich beeinflussen wird.

Auswirkungen auf den Europäischen Stör

Aufgrund der Seltenheit des Europäischen Störs, insbesondere küstenfern, des Fehlens von Laichgebieten in der Nähe von Hejre und der kurzfristigen Auswirkungen der durch dieses Projekt verursachten Störungen wird davon ausgegangen, dass ein potenzieller Ausbruch keine Beeinträchtigung oder Zerstörung von Laich- oder Ruheplätzen dieser in Anhang IV aufgeführten Art zur Folge haben wird. Da Störe zudem in Flüssen laichen, können Eier und Larven daher nicht beeinträchtigt werden.

Auswirkungen auf den Habitattyp 1110 Sandbänke und artenreiche Kies-, Grobsand- und Muschelschichten.

Öl kann in Plankton enthalten sein oder sich mit maritimem Schnee verbinden und sich so auf dem Habitattyp 1110 *Sandbänke die durchgängig leicht von Wasser bedeckt sind* absetzen, insbesondere im deutschen Gebiet. Dies betrifft die benthische Fauna, die hauptsächlich aus Bathyporeia-Fabulina (Amphipod-Teilina) mit dem Schalentier *Bathyporeia elegans* und den Borstenwürmern *Spiophanes bombyx* und *Spio decorata* als charakterisierenden Spezies besteht. Da das Risiko eines Bohrlochausbruchs jedoch gering ist und 60 % des Öls zum Zeitpunkt des Eintreffens in dem Gebiet verdunstet sein werden, ist das Risiko vernachlässigbar.

Schlussfolgerung

Es wird festgestellt, dass die „Hejre-zu-Süd Arne“-Erschließung keine negative Auswirkung auf den Erhaltungsstatus der Habitate und Spezies, für die potenziell betroffene Natura-2000-Gebiete ausgewiesen wurden, sowie auf die in Anhang IV der EU-Habitatrichtlinie (Richtlinie 98/43/EWG vom 21. Mai 1992) aufgeführten Spezies haben wird. Darüber hinaus wird die Erschließung die Unversehrtheit der Gebiete nicht beeinträchtigen.

Die Schlussfolgerung basiert auf den folgenden Argumenten:

- › Das Risiko eines Bohrlochausbruchs ist gering, da alle Sicherheitssysteme und -maßnahmen auf der Plattform vorhanden sind.
- › Der Ölteppich wird in einem schmalen Band in Richtung der Oberflächenströmung transportiert.
- › Der Notfallmaßnahmenplan für auslaufendes Öl von INEOS Oil & Gas Denmark wird aktiviert und das Auslaufen des Öls wird bekämpft, sodass die Ausbreitung des Öls reduziert und die Auswirkungen des Auslaufens gemindert werden.

6.2 Umweltauswirkungen von während eines Bohrlochausbruchs freigesetztem Gas

Im unwahrscheinlichen Fall eines Bohrlochausbruchs auf Hejre kann Gas aus der geologischen Formation entweichen.

Der Umfang der Umweltauswirkungen von entwichenem Gas ist grundsätzlich nicht mit der Auswirkung des Öls bei einem Bohrlochausbruch vergleichbar. Die Gasmasse steigt in Blasen an die Oberfläche und entweicht in einem relativ kleinen Bereich um die Plattform in die Atmosphäre ohne im Wasser in der gleichen Weise wie Öl zu dispergieren. Andererseits haben Feld- und Laboruntersuchungen gezeigt, dass in unmittelbarer Nähe der Plattform schwerwiegende Umweltauswirkungen beobachtet werden können. Die Untersuchungen haben eindeutig nachgewiesen, dass schwerwiegende Schäden und ein Massensterben von Zooplankton, benthischer Fauna und Fischen innerhalb des kleinen von dem Gas betroffenen Bereichs auftreten könnten (Tabelle 6-4).

Auch wenn ein Gas-Bohrlochausbruch kleinere Umweltauswirkungen als Öl-Bohrlochausbrüche hat, kann Gas ein ernsthaftes Sicherheitsrisiko für das Personal auf der Bohrplattform, der Plattform und den Schiffen darstellen. Wenn sich das Gas entzündet und Brände oder Explosionen verursacht, werden Anlagen und Geräte beschädigt, und wenn das Personal nicht rechtzeitig evakuiert wird, kann es zu schweren oder tödlichen Verletzungen kommen. Dieses Risiko ist jedoch aufgrund der technischen Sicherheitsfunktionen auf der Plattform, die einen Bohrlochausbruch verhindern, gering. In einem unwahrscheinlichen Fall werden die bestehenden Notfallmaßnahmen einschließlich der Evakuierung des Personals von der Plattform das Risiko noch weiter minimieren.

Tabelle 6-4 Feld- und Laborstudien zu den Auswirkungen von Methangas auf die Meeresumgebung.

Studie	Beobachtungen	Bezugsdokumente
Feldstudie in Verbindung mit einem Gas-Bohrlochausbruch an Bohrplattformen in der Azov-See im Sommer/Herbst 1982 und 1985	<p>95 % des entwichenen Gases war Methangas. Die Methankonzentration in der Umgebung des Bohrschachts betrug 4-6 mg/l. Die Konzentration hatte sich in einer Entfernung von 200 m zu dem Bohrschacht auf 0.07-1.4 mg/l reduziert.</p> <p>In Bereichen mit hoher Methankonzentration nahm die Biomasse von Benthos ab. Darüber hinaus wurde ein gewisser Rückgang der Zooplankton-Biomasse in der Umgebung des betroffenen Bohrschachts festgestellt.</p> <p>Fische in der Nähe des Bohrschachts entwickelten eindeutig erhebliche Vergiftungssymptome wie etwa beeinträchtigte Bewegungscoordination, geschwächter Muskeltonus, Erkrankungen der Organe und des Gewebes, beschädigte Zellmembranen, Blutbildungsstörungen, Veränderungen der Proteinsynthese, dramatisch erhöhte gesamte Peroxidase-Aktivität und einige weitere typische Anomalien bei akuten Vergiftungen von Fischen.</p>	Glabrybvod 1983 AzNIRKH 1986
Laboruntersuchungen der Auswirkungen von Erdgas auf Fische	Fische vermeiden eindeutig Konzentrationen von gelöstem Gas von 0.1-0.5 mg/l	Sokolov and Vinogradov 1991
Laboruntersuchungen der akuten Toxizität von Erdgas bei Fischen und Zooplankton	48h LC ₅₀ für Fische = 1-3 mg/l 96h LC ₅₀ für Zooplankton = 5.5 mg/l	Umorin et al 1991
Laboruntersuchungen der akuten Toxizität von Erdgas bei Zooplankton, benthischer Fauna und Fischbrut	96h LC ₅₀ bei Zooplankton, benthischer Fauna und Fischbrut = 0.6-1.8 mg/l	Borisov et al 1995
Laboruntersuchungen der Auswirkungen von Erdgas auf Fische	Eine Exposition gegenüber 1 mg/l und mehr induzierte Vergiftungssymptome (eingeschränkte Bewegungscoordination, beeinträchtigte Sauerstoffaufnahme, Desorientierung). Tödliche Auswirkungen traten nach zwei Tagen ein.	Patin 1993

6.3 Umweltauswirkungen von Rohrleitungsbrüchen

Rohrleitungsbrüche können durch Korrosion oder Schäden durch Trawler entstehen. Das Risiko des Auslaufens größerer Öl- oder Gasmengen im Falle eines Bruchs ist jedoch gering.

Der Rohrleitungdruck wird kontinuierlich von der Produktionsplattform aus überwacht. Im Falle eines Druckabfalls schließt das System. Darüber hinaus werden alle Ölverschmutzungen in Übereinstimmung mit dem Notfallplan für Ölverschmutzungen für die Offshore-Aktivitäten von INEOS Energy Denmark in der Fassung vom März 2022 (INEOS Oil & Gas DK 2022) behandelt.

6.3.1 Simulierte Dispersion von Öl während eines Rohrleitungs-Bruchs

Ausbreitung von Öl

Das unwahrscheinliche Ereignis einer Unterwasserleckage durch den Bruch der längsten Rohrleitung wurde simuliert von die „Hejre zu Siri“ Konzept (HESI-DNVI-S-RA-00002). Abbildung 6-6 zeigt die simulierte Wahrscheinlichkeit, dass eine Leckage durch einen Rohrleitungs-Bruch von $\geq 1\%$ von 1 Tonne Öl pro Gitterzelle von 10×10 km von März bis August bzw. September bis Februar getroffen wird. Diese Modellierung wird als konservatives Szenario angesehen, da der Rohrleitung von Hejre nach Süd Arne eine kürzere Rohrleitung mit potenziell weniger Leckagestellen und damit insgesamt einem geringeren Risiko für Leckagen haben würde.

Es zeigt sich, dass das während des Rohrleitung-Bruchs freigesetzte Öl mit der vorherrschenden Strömung in Richtung des nordöstlichen Teils des norwegischen und dänischen Teils der Nordsee transportiert wird. Im unwahrscheinlichen Fall eines ungeminderten Rohrleitung-Bruchs beträgt die Trefferwahrscheinlichkeit in dänischen Gewässern mehr als 94 % in der unmittelbaren Umgebung der Leckstelle. In norwegischen Gewässern beträgt die Trefferwahrscheinlichkeit 75-95 % im Sommer und 50-75 % im Winter. Für alle Nachbarländer einschließlich Natura-2000-Gebiete (SAC) beträgt die Trefferwahrscheinlichkeit 0-50 %. Die Simulation zeigt, dass das Risiko eines Anlandens von Öl an der Küste selbst bei einem ungeminderten Austreten 0 % beträgt. Dies bedeutet, dass kein Öl in Küstenregionen wie dem Wattenmeer in Deutschland, der Westküste von Jütland oder der norwegischen Küste anlandet.

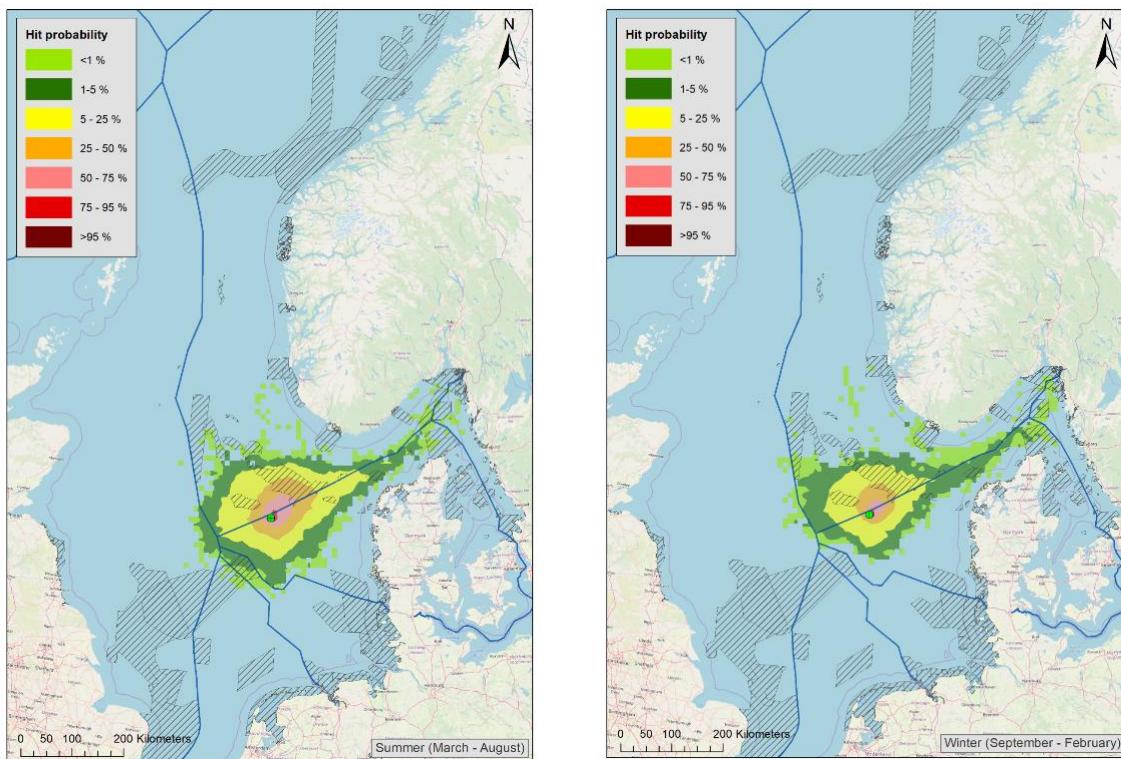


Abbildung 6-6 Ergebnis der stochastischen Öllecksimulation einer ungeminderten Oberflächenfreisetzung von Öl im ungünstigsten Fall während eines Rohrleitung-Bruchs auf Siri während März-August (links) und September-Februar (rechts). Die Abbildungen zeigen die simulierte Wahrscheinlichkeit, dass die Meeresoberfläche in Gitterzellen von 10×10 km von mehr als 1 Tonne Öl getroffen wird. Die schraffierten Flächen zeigen Natura-2000-Gebiete (SAC) in Hoheitsgewässern von EU-Ländern und SVO-Gebiete (wertvolle und gefährdete Bereiche) in norwegischen Gewässern.

Abbildung 6-7 zeigt die saisonale Auflösung der Ankunftszeiten ab dem Rohrleitungs-Bruch innerhalb des Einflussbereichs in Gitterzellen von 10×10 km (Driftzeit).

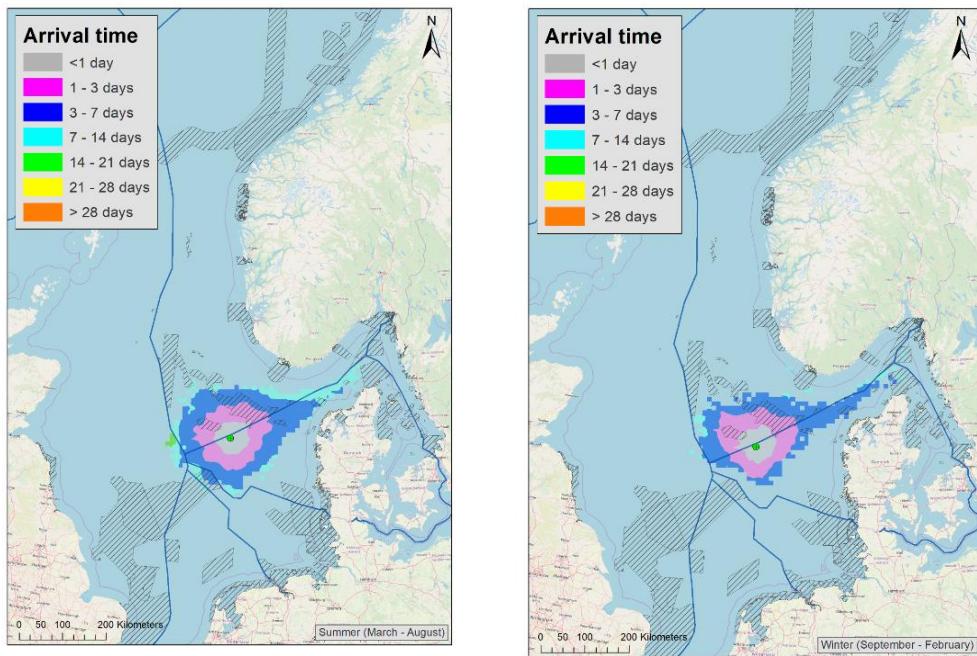


Abbildung 6-7 Ergebnis der stochastischen Öllecksimulation einer ungeminderten Freisetzung von Öl im ungünstigsten Fall während eines Rohrleitungsbruchs der „Hejre-zu-Siri“-Tie-back während März-August (links) und September-Februar (rechts). Die Abbildungen zeigen die kürzesten Ankunftszeiten (seit Beginn der Freisetzung) innerhalb des Einflussbereichs in Gitterzellen von 10 x 10 km. Die schraffierten Flächen zeigen Natura-2000-Gebiete (SAC) in Hoheitsgewässern von EU-Ländern und SVO-Gebiete (wertvolle und gefährdete Bereiche) in norwegischen Gewässern.

Abbildung 6-8 Die Abbildung zeigt, dass während des Sommers weniger als 5 Tonnen Öl auf 100 km² im nordöstlichen Teil des nächstgelegenen SAC und kein erkennbares Öl im Winter auftreten.

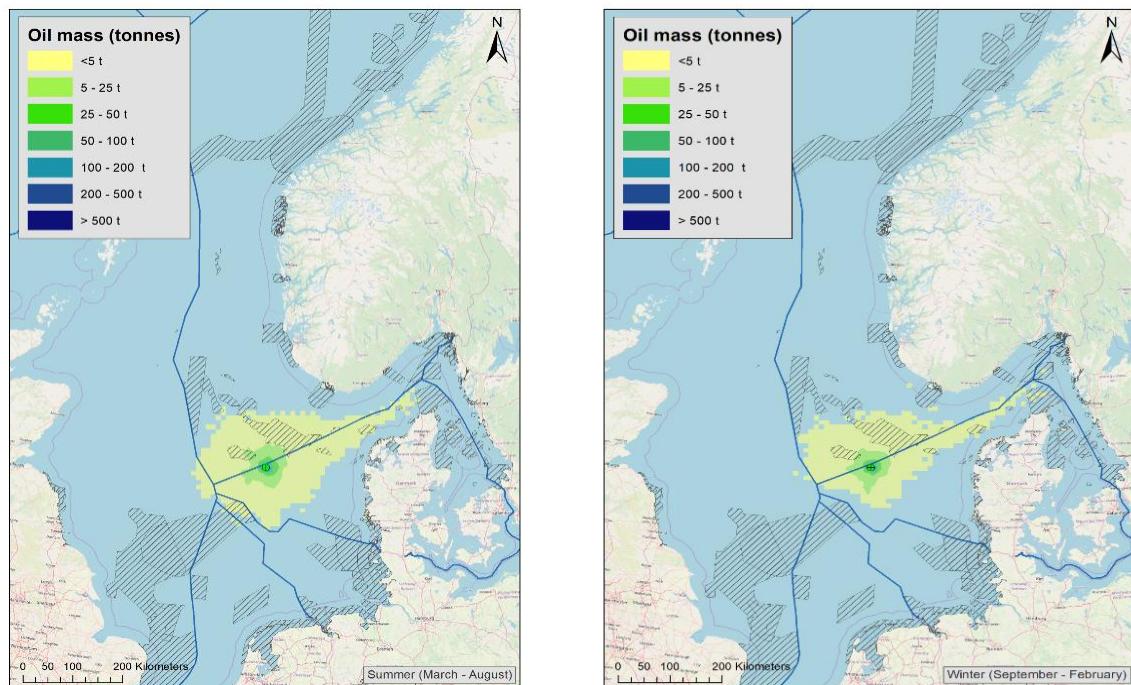


Abbildung 6-8 Saisonale Ölmasse innerhalb des Einflussbereichs in Gitterzellen von 10 x 10 km während eines Rohrleitungsbruchs der „Hejre-zu-Siri“-Tie-back während März-August (links) und September-Februar (rechts). Die schraffierten Flächen zeigen Natura-2000-Gebiete (SAC) in Hoheitsgewässern von EU-Ländern und SVO-Gebiete (wertvolle und gefährdete Bereiche) in norwegischen Gewässern.

6.3.2 Auswirkung von Öl auf Meeresvögel während eines Rohrleitungsbruchs

Wie bereits in Abschnitt 6.1.5 erwähnt, sind Vögel sehr anfällig für ausgelaufenes Öl und werden oftmals getötet, wenn sie sich innerhalb eines von auslaufendem Öl betroffenen Gebiets befinden. Ausgelaufenes Öl aus einem Rohrleitungsbruch betrifft ein sehr viel kleineres Gebiet als ein Öl-Bohrlochhausbruch (grünes Gebiet in Abbildung 6-8). Im unwahrscheinlichen Fall eines ungeminderten Rohrleitungsbruchs werden Meeresvögel in der Nähe der Rohrleitung betroffen. Das Öl wird mit der Strömung in Richtung der international bedeutenden Vogelschutzgebiete im norwegischen Teil der Nordsee transportiert. Der größte Teil des Öls wird jedoch zum Zeitpunkt der Ankunft bereits verdunstet sein und die Dicke des Ölteppichs wird höchstwahrscheinlich so gering sein, dass die Vögel überleben werden.

Meereshabitate vor und entlang der norwegischen, schwedischen, deutschen, niederländischen und britischen Küsten werden von einem Rohrleitung-Bruch nicht betroffen sein.

6.3.3 Auswirkung von Öl auf Meeressäuger während eines Rohrleitungsbruchs

Die Simulation zeigt, dass Öl aus einem Rohrleitungsbruch Bereiche treffen könnte, in denen sich möglicherweise Schweinswale, Kegelrobben oder Seehunde aufhalten. Da der Einflussbereich jedoch auf eine kleine Fläche in der Umgebung der Rohrleitung beschränkt ist und Meeressäuger im Allgemeinen widerstandsfähig gegen auslaufendes Öl sind (der Schwellenwert beträgt etwa 10 µm für Seehunde und 100 µm für Wale, French-McCay 2009), wird nur ein kleiner Teil der Nordsee-Population der Wale und Robben erwartungsgemäß negativ beeinträchtigt. Auf dieser Grundlage wird geschätzt, dass die Auswirkung eines ungeminderten Ölleckts aus einem Rohrleitungsbruch auf Seehunde und Robben vernachlässigbar ist. Die Auswirkung eines Ölleckts auf Meeressäuger wurde ausführlicher in Abschnitt 6.1.6 beschrieben.

6.3.4 Auswirkungen auf Fischeier und Larven durch die Freisetzung von Öl während eines Rohrleitungsbruchs

Eier und Larven gelten als die empfindlichsten Lebensphasen im Hinblick auf akute Auswirkungen von ausgelaufenem Öl. Die Norwegian Oil Industry Association hat 25 ppb als die THC-Konzentration festgelegt, ab der Fischeier und Larven und andere empfindliche Meereslebensformen von Ölkomponenten betroffen sind (siehe auch Abschnitt 6.1.7). Die THC-Konzentration übersteigt nicht 25 ppb bei einer Gitterzellenauflösung von 10 x 10 km, sodass Fischeier und Larven erwartungsgemäß während eines Rohrleitungsbruchs nicht von Öl betroffen sind.

Die Eier des Europäischen Störs sind nicht gefährdet, da sich die Art in Flüssen fortpflanzt.

Abbildung 6-9 zeigt die Wahrscheinlichkeit des Strandens von während eines Rohrleitungsbruchs austretendem Öl. Die Berechnungen zeigen, dass im Sommer keine Strandungswahrscheinlichkeit besteht. Im Winter beträgt die Strandungswahrscheinlichkeit an der norwegischen Südküste weniger als 1 %. In anderen Gebieten besteht keine Strandungswahrscheinlichkeit.

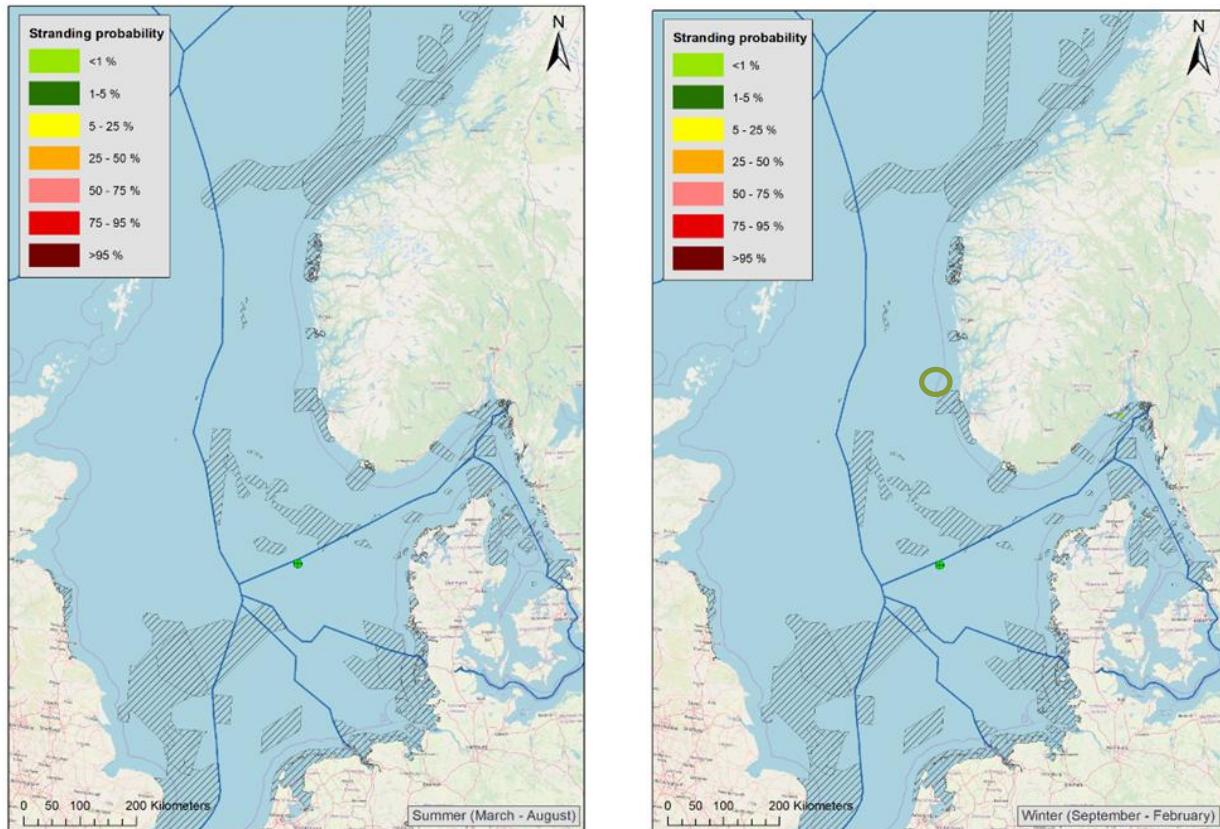


Abbildung 6-9 Ergebnis der stochastischen Öllecksimulation einer ungeminderten Freisetzung von Öl im ungünstigsten Fall während eines vollständigen Rohrleitungsbruchs der „Hejre-zu-Siri“-Erschließung während März-August (links) und September-Februar (rechts). Es besteht eine Strandungswahrscheinlichkeit von weniger als 1 % in Norwegen (hellgrünes Gebiet im roten Kreis). Die Abbildung zeigt die kürzesten Ankunftszeiten (seit Beginn der Freisetzung) innerhalb des Einflussbereichs in Gitterzellen von 10 x 10 km. Die schraffierten Flächen zeigen Natura-2000-Gebiete (SAC) in Hoheitsgewässern von EU-Ländern und SVO-Gebiete (wertvolle und gefährdete Bereiche) in norwegischen Gewässern.

6.3.5 Auswirkung auf norwegische SVO

Die Simulation zeigt, dass norwegische SVO im Fall eines ungeminderten Rohrleitungsbruchs von Öl betroffen sein können (Abbildung 6.1 und Abbildung 6.2), d.h.:

- › Das südliche Sandaalfeld kann von Öl aus einem Rohrleitungsbruch getroffen werden. Die Trefferwahrscheinlichkeit wurde auf 25-50 % im Sommer geschätzt; Driftzeit <1 Tag. Das Sandaalfeld im Süden ist Laich- und Futtersuchgebiet für Sandaale (*Ammodytes sp.*). Darüber hinaus ist das Sandaalfeld im Süden ein wertvolles Habitat für Trottellummen (*Uria aalge*) und den nordatlantischen Eissturmvogel (*Fulmaris glacialis*) zwischen April und Dezember. Die Modellergebnisse zeigen, dass die Ölkonzentration in diesen Bereichen bei weniger als 25 ppb und damit unter den für Fischeier und Larven schädlichen Konzentrationen liegt (siehe 6.1.7), sodass das Laichen in diesem Gebiet nicht gefährdet ist.
- › Das SVO „Makrellfelt“ - ein Laichgebiet für Makrelen von Mai bis Juli - hat keine Trefferwahrscheinlichkeit.

6.3.6 Auswirkungen auf SAC (Natura-2000-Gebiete)

Die Simulation des Ölauslaufens bei einem Rohrleitung-Bruch zeigt, dass es sehr unwahrscheinlich ist, dass Natura-2000-Gebiete von Öl getroffen werden. Die Trefferwahrscheinlichkeit innerhalb des deutschen SAC DE 1003301 Doggerbank beträgt daher <1 %. DE 1003301 ist ausgewiesen, um Sandbänke, Riffe und verschiedene Arten von Fischen und Meeressäugern zu schützen (siehe weitere Beschreibung in Abschnitt 6.1.10). Für SAC in den Niederlanden und dem Vereinigten Königreich besteht keine Trefferwahrscheinlichkeit. Basierend auf den geringen Trefferwahrscheinlichkeiten in den benachbarten SAC wird geschätzt, dass dieser Rohrleitungsbruch keine wesentliche Auswirkung auf die Bezeichnung dieser Gebiete haben wird.

6.4 Meeresstrategie-Rahmenrichtlinie (MSFD)

Die in den vorangegangenen Abschnitten in Kapitel 6 beschriebenen Auswirkungen potenzieller grenzüberschreitender Auswirkungen können sich potenziell auf die 11 Deskriptoren des guten Umweltzustands der Meeresstrategie-Rahmenrichtlinie (MSRL) auswirken.

Die wichtigsten Parameter aus dem Projekt sind geplante und ungeplante Einleitungen von Chemikalien und Öl ins Meer.

Eine Zusammenfassung der potenziellen Konsequenzen der potenziellen grenzüberschreitenden Auswirkungen des Deskriptors 11 findet sich in Tabelle 6-5.

Tabelle 6-5 Die möglichen Auswirkungen auf die 11 Deskriptoren der Meeresstrategie-Rahmenrichtlinie werden im Folgenden zusammengefasst. Das Umweltrisiko wird bewertet. ANMERKUNG: Die Auswirkungen, bei denen potenzielle grenzüberschreitende Auswirkungen festgestellt wurden, sind kursiv hervorgehoben.

Deskriptor	Mögliche Auswirkungen	Umweltrisiken
D1 Biodiversität (Vögel)	<p>Das Projektgebiet ist kein wichtiges Gebiet für Vögel, die in der Vogelschutz-Habitat-Richtlinie aufgeführt sind. Mögliche Auswirkungen sind:</p> <p><u>Lärm und Licht:</u> Die Auswirkungen von Schiffslärm, Lärm von der Bohrinsel und der Installation der Topside und der Rohrverlegung gelten als gering und vorübergehend.</p> <p><u>Versehentliches Verschütten und Ausblasen:</u> sehr unwahrscheinliche Ereignisse. Falls ein großes Ausblasereignis auftritt, hat dies große Auswirkungen auf Seevögel.</p>	Unbedeutend Niedrig
Biodiversität (Säugetiere)	<p>Das Projekt wird nicht verhindern, dass Schweinswale, Seehunde und Graupel einen guten Umweltzustand erhalten. Mögliche Auswirkungen sind:</p> <p><u>Versehentliches Verschütten und Ausblasen:</u> Große Ausbrüche sind sehr unwahrscheinlich, wirken sich jedoch auf Meeressäuger aus, wenn sie auftreten.</p> <p><u>Unterwasserlärme:</u> Siehe Deskriptor 11</p>	Niedrig Unbedeutend
Biodiversität (pelagische Lebensräume)	<p><u>Geplante Einleitung von Chemikalien,</u> die für die Prüfung von Rohrleitungen verwendet werden, und Einleitung von gereinigtem Abwasser.</p> <p><u>Ungeplante Einleitung ins Meer,</u> einschließlich versehentlicher Verschüttungen und Ausbrüche (unwahrscheinlich).</p>	Unbedeutend Niedrig

Deskriptor	Mögliche Auswirkungen	Umweltrisiken
D2 Nicht-einheimische Arten	Das Projekt wird keine Auswirkungen auf D2 haben.	Keine
D3 Kommerziell genutzte Fischbestände	<p>Die Laichbiomasse kommerziell genutzter Fischbestände kann durch Störungen des Meeresbodens und die Ausbreitung von Sedimenten während der Bauphase beeinträchtigt werden. Dies ist besonders relevant für Sandale, die im Sediment vergraben sind.</p> <p><u>Störung des Meeresbodens und Ausbreitung von Sedimenten.</u> Sandale ist besonders anfällig für physische Störungen in der Nähe des Grabens, da sie im Sediment vergraben leben. Die Auswirkungen sind temporär und lokal. Sandale im Grabengebiet werden einen kleinen Teil der Sandalpopulationen in der Nordsee ausmachen.</p> <p><u>Geplante Einleitung von Chemikalien und gereinigtem Abwasser.</u> Die Auswirkungen auf die Laicherbestände sind marginal und nicht messbar.</p> <p><u>Ungeplante Einleitung ins Meer (Blow-out und Rohrleitungsbruch): Ein Blow-out-Ereignis ist sehr unwahrscheinlich, kann aber große Auswirkungen auf die Laichbestände haben.</u></p>	Unbedeutend
D4 Marine Nahrungsnetze	<p>Der Schwerpunkt der Meeresstrategie II liegt auf Phytoplankton- und Zooplankton, da sie die Basis des marinen Nahrungsnetzes bilden.</p> <p>Zooplankton wird beeinflusst von:</p> <p><u>Sedimententsorgung:</u> temporär und lokal</p> <p><u>Geplante Einleitungen ins Meer:</u> Die Fitness (Überleben und Fruchtbarkeit) des Zooplanktons wird in der Nähe der Plattform abnehmen. Das Gebiet ist keine wichtige Produktionsfront und die Auswirkungen werden als vernachlässigbar angesehen.</p> <p><u>Ungeplante Einleitung ins Meer (Blow-out):</u> Blow-out-Ereignisse haben potenziell erhebliche negative Auswirkungen auf alle Elemente des marinen Nahrungsnetzes. Blow-Out-Ereignisse sind sehr unwahrscheinlich. Abhilfemaßnahmen sind in Abschnitt 6.5 beschrieben.</p>	Unbedeutend
D5 Eutrophierung	<u>Freisetzung von gereinigtem Abwasser:</u> Es wird ein guter Umweltzustand für D5 in der Nordsee erreicht. Die Freisetzung des behandelten Abwassers wird marginal und lokal sein.	Unbedeutend
D6 Integrität des Meeresbodens	<u>Physische Schäden und Verlust des Meeresbodens:</u> Die Errichtung neuer Rohrleitung führt zu physischen Schäden und zum Verlust des Meeresbodens. Der Verlust und die Beschädigung des Meeresbodens betreffen den zirkalitoralen Schlamm und Sand vor der Küste, der 24,4 % (18170 km ²) bzw. 27,3 % (20322 km ²) des Meeresbodensediments in Dänemark ausmacht.	Unbedeutend
D7 Veränderung der hydrographischen Bedingungen	Das Projekt wird die hydrographischen Bedingungen nicht verändern.	Keine

Deskriptor	Mögliche Auswirkungen	Umweltrisiken
D8 Schadstoffe (Konzentrationen und Arten gesundheit)	<u>Geplante Einleitungen ins Meer:</u> Die Einleitung von produziertem Wasser, Produktionschemikalien und Molchvorgängen wird die in der Meeresstrategie II festgelegten Schwellenwerte nicht überschreiten. Siehe Abschnitt 6.5 für Maßnahmen zur Minderung der negativen Auswirkungen von Chemikalien- und Öleinleitungen. 6.5	Unbedeutend
D8 Verunreinigungen (akute Verschmutzungssereignisse)	<u>Versehentliches Verschütten und Ausblasen sind äußerst seltene Ereignisse. Das Risiko eines versehentlichen Verschüttens und Ausblasens wird durch eine Reihe von minderungsfördernden Maßnahmen verhindert (siehe Abschnitt 6.5).</u> 6.5	Niedrig
D9 Schadstoffe in Fisch und anderen Meeresfrüchten für den menschlichen Verzehr.	<u>Geplante Einleitungen ins Meer:</u> Die Einleitung von produziertem Wasser, Produktionschemikalien und Molchvorgängen kann den Schadstoffgehalt in Fisch und anderen Meeresfrüchten erhöhen. Messbare Verunreinigungen in Fisch und anderen Meeresfrüchten treten nur als Folge einer großen Ölpest auf.	Unbedeutend
D10 Meeresmüll	<u>Auswirkungen von Abfällen im Meer:</u> Es besteht ein erhöhtes Risiko, aufgrund menschlicher Tätigkeiten zu Abfällen im Meer im Bereich der Plattform beizutragen. Littering wird auf der Plattform verboten und alle Abfälle werden gesammelt, sortiert und an Land geschickt. Die Beobachtung von Abfällen im Meer auf dem Meeresboden wird in die Voruntersuchung vor der Stilllegung einbezogen und erfasst, falls vorhanden.	Unbedeutend
D11 Unterwasserlärm	<u>Auswirkungen von Unterwasserlärm auf Meeressäugetiere:</u> Während des Baus, der Produktion und Stilllegung wird erwartet, dass der Großteil des erzeugten Lärms aus Schiffsgeräuschen (niederfrequent) und dem Lärm von Geräten wie USBL (hochfrequent) besteht. Diese Geräte werden so ausgelegt, dass die Lärmpegel die in der dänischen Meeresstrategie II festgelegten Schwellenwerte für die dauerhafte Lärmschwellenverschiebung (PTS) nicht überschreiten.	Unbedeutend bis unerheblich

6.5 Notfallplan für Ölverschmutzungen

Die Simulation und die oben beschriebenen Beurteilungen basieren auf der Annahme, dass alle Sicherheitssysteme auf der Plattform versagen und keine Maßnahmen zur Bekämpfung der Ölleckage getroffen werden. Im Fall eines unkontrollierten Bohrlochausbuchs oder anderer Arten des Auslaufens wird der Notfallmaßnahmenplan für Ölleckagen von INEOS Oil & Gas Denmark aktiviert und die Auswirkungen des Auslaufens wesentlich mindern (INEOS Energy 2024).

INEOS hat eine rechtlich bindende Kooperationsvereinbarung mit Total E&P Denmark zur gegenseitigen Unterstützung im Fall eines Ölaustritts aus den Produktionsanlagen eines der Betreiber geschlossen. Diese Vereinbarung stellt sicher, dass vier containerisierte Ölschnellsammelsysteme von DESMI (Hersteller von Pumpen und Systemen) für die Eindämmung und Aufnahme des ausgelaufenen Öls je nach Größenordnung der ausgelaufenen Menge zur Verfügung stehen. Im Fall eines Bohrlochausbuchs werden weitere Ressourcen zur Eindämmung der Ölleckage von Oil Spill Response Ltd (OSRL)

bereitgestellt. Es liegen somit Notfallpläne für Ölunfälle vor und diese werden umgesetzt. Die Pläne werden den Behörden zur Genehmigung vorgelegt.

In Dänemark besteht die bevorzugte Maßnahmenstrategie in der Eindämmung und dem Bergen des ausgelaufenen Öls. Vorbehaltlich einer Genehmigung durch die DEPA in jedem Einzelfall können Dispersionsmittel gesprührt werden. Einzelheiten zu der spezifischen für die bevorzugte Maßnahmenstrategie (mechanische Eindämmung und Bergung) verfügbaren Ausrüstung für die dreistufigen Maßnahmen sind in Tabelle 6-6 und Tabelle 6-7 beschrieben.

Tabelle 6-6 Eigenschaften von den Stufe 1, Stufe 2 und Stufe 3 Ölleckagen (INEOS Energy 2024).

STUFE 1	STUFE 2	STUFE 3
Ölverschmutzungen sind wahrscheinlich klein und betreffen ein begrenztes Gebiet. Der Ölteppich kann mit den von INEOS vorbereiteten PSV-Ressourcen bewältigt werden. 1 Eindämmungs- und Bergungsteam an Bord des Wachschiffs Esvagt Innovator.	Eine Verschmutzung, bei der TOTAL Einsatzmittel und Unterstützung erforderlich sind, um die Verschmutzung unter Kontrolle zu bringen. Zusätzliche Offshore-Eindämmungs- und Bergungsausrüstung (2 C&R-Einsatzteams von Total Energies)	Ein Vorfall, der internationale Unterstützung (OSRL) erfordert. Spezialisiertes Tier-3-Reaktionszentrum und entsprechende Ressourcen für die Branche.
Eigenschaften	Eigenschaften	Eigenschaften
Die Verschmutzung erfolgt in unmittelbarer Nähe des Standorts und liegt wahrscheinlich über 5 m ³ oder wird als bekämpfbar eingestuft. Verschmutzungen können leicht mit den vor Ort verfügbaren Mitteln bekämpft werden Die Quelle der Verschmutzung ist gesichert	Die Verschmutzung geht über die unmittelbare Umgebung des Standorts hinaus. Die Ressourcen der Stufe 1 sind überlastet. Quelle der Verschmutzung kann nicht sofort gesichert werden.	Unkontrollierter Bohrlochausbau / großflächige, andauernde Verschmutzung. Große Verschmutzung hat internationale Seegrenzen überschritten. Tier-1- und Tier-2-Ressourcen sind überlastet.

Tabelle 6-7 Eigenschaften von den Stufe 1, Stufe 2 und Stufe 3 Ölleckagen und verfügbare Ressourcen zur Bekämpfung der drei Arten von Leckage (INEOS Energy 2024).

Ressourcen der Stufe 1: Lokal / INEOS	
C &R	Ein containerisiertes DESMI Speed Sweep 1500-System (Schaufelbreite 25 m) mit integriertem Ro-Skim 1500-Skimmer ist an ein DOP 250-Pumpensystem (Nennleistung: 100–125 m ³ /h) angeschlossen. Das System wird zusammen mit einem DESMI Ro-Kite 1500 betrieben, sodass es von einem einzigen Schiff aus bedient werden kann. Beschränkungen: Wellenhöhe: 3,5 m, Meereströmung: 3 Knoten. Betriebstemperatur: -35 bis 70 °C. Weitere Systemdetails finden Sie in Anhang 7, Abschnitt 3.2.1. Das System ist permanent auf einem Versorgungsschiff gelagert und sofort einsatzbereit. Esvagt Innovator Flüssigkeitsspeicherkapazität für aufgefangenes Öl: 1200 m ³ . Die Ausrüstung des Einsatzteams gehört INEOS.
Überwachung	Luftüberwachung durch Hubschrauber mit Besatzungswechsel oder Unterstützungsschiffe, Ölbeobachter von INEOS und/oder Beobachter von OSRL. Driftvorhersagemodellierung „Seatrack Web“. Ölverschmutzungsmodellierung von OSRL und Satellitenbilder von OSRL.
Ressourcen der Stufe 2: Regional / National TOTAL	
C&R	Ein containerisiertes DESMI Speed Sweep 1500-System mit integriertem Skimmer (gilt auch für Stufe 1). Das System ist permanent auf einem Schiff gelagert und sofort einsatzbereit. Flüssigkeitsspeicherkapazität Esvagt Dee: 510 m ³ Ein containerisiertes DESMI Speed Sweep 1500-System mit integriertem Skimmer (wie für Stufe 1). Das System ist auf einer Offshore-Anlage von TOTAL gelagert. Im Einsatzfall wird es auf ein geeignetes Schiff – vorzugsweise die Hvila Fanø – mit einer Flüssigkeitsspeicherkapazität von 1150 m ³ verladen. Bitte benennen Sie hierfür ein geeignetes Schiff. Die beiden Strike-Team-Systeme sind Eigentum von TOTAL.
Überwachung	Luftüberwachung durch Hubschrauber mit Besatzungswechsel oder Begleitschiffe + OSRL-Beobachter. Driftvorhersagemodellierung „Seatrack Web“. OSRL-Ölverschmutzungsmodellierung und OSRL-Satellitenbilder.
Tier-3-Ressourcen: International / OSRL	
C&R	OSRL ist ein Stufe-3-Anbieter für INEOS. Anhang 4 und das: Readiness Dashboard Oil Spill Response listet die Ausrüstung von OSRL auf. OSRL verfügt über verschiedene Ölspalten und Skimmersysteme, darunter auch Schnellabscheider, die von

	einem Schiff aus bedient werden können. Die Bereitstellung von Personal für den Einsatz und das Management des Vorfalls ist Teil der Dienstleistung. 50 % davon werden INEOS zur Verfügung gestellt. INEOS wird am Einsatzttag geeignete Schiffe anmieten.
Überwachung	Luftüberwachung durch Hubschrauber mit Besatzungswechsel oder Begleitschiffe + OSRL-Beobachter. Driftvorhersagemodellierung „Seatrack Web“. OSRL-Ölverschmutzungsmodellierung und OSRL-Satellitenbilder.
Dispergiermittel	Die Verwendung bedarf der Genehmigung durch die DEPA. Relevante Dispersionsmittel sind in Anhang 19 OSRL aufgeführt. Sprühgeräte und Dispersionsmittelvorrat dürfen maximal 50 % des 750 m³ großen Vorratsbestands ausmachen. Geeignete Schiffe werden von INEOS am Spotmarkt angemietet.

6.6 Risikobeurteilung des unbeabsichtigten Auslaufens

Auf der Grundlage der vorstehenden Ausführungen und unter Verwendung der in Abschnitt 4 beschriebenen Kriterien wird bewertet, dass die Umweltrisiken im Zusammenhang mit unbeabsichtigten Verschüttungen während des Baus und Betriebs des Entwicklungsprojekts Hejre zu Süd Arne **gering bis vernachlässigbar** sind (Tabelle 6-7).

Tabelle 6-7 Umweltrisiko durch versehentliches Verschütten während des Betriebs von Hejre.

Auswirkung	Umfang der Auswirkung	Dauer der Auswirkung	Größenordnung der Auswirkung	Schweregrad der Auswirkung	Wahrscheinlichkeit der Auswirkung	Umweltrisiko
Auswirkungen des Ölaustritts während des Bohrlochhausbruchs	International	Mittelfristig	Groß	Wesentliche Auswirkung	Sehr gering	Geringes Risiko
Auswirkungen des Gasaustritts während des Bohrlochhausbruchs	Lokal	Kurzfristig	Groß	Moderate Auswirkung	Sehr gering	Vernachlässigbares Risiko
Auswirkungen eines Rohrleitung-Bruchs	Lokal	Kurzfristig	Moderat	Geringfügige Auswirkung	Niedrig	Vernachlässigbares Risiko

7. Schlussfolgerung

Die meisten Umweltauswirkungen des Entwicklungsprojekts von Hejre nach Süd Arne sind lokal oder beschränken sich auf dänische Gewässer. Diese Auswirkungen wurden im UVP-Bericht als unbedeutend oder geringfügig eingestuft. Unterwasserlärm wird als mäßig, aber kurzfristig eingestuft und ist auf dänische Gewässer beschränkt.

Die Umweltauswirkungen von unbeabsichtigten Ölverschmutzungen und insbesondere ein unkontrolliertes Ausblasen während des Bohrens eines Bohrlochs oder während der normalen Produktion können jedoch grenzüberschreitende Auswirkungen haben. Diese wurden in Abschnitt 6 oben bewertet. Die wichtigsten Schlussfolgerungen sind, dass die Auswirkungen gering bis vernachlässigbar sind, wie in Abschnitt 6.6 zusammengefasst. Im Falle eines unkontrollierten Ausbruchs oder anderer Arten von Ölverschmutzung wird der Notfallplan von INEOS aktiviert, um die Ölpest zu bewältigen.

8. Referenzen

- AzNIIRKH (1986). Refereret i Patin S. Gas impact on fish and other marine organisms. In Environmental impact of the offshore oil and gas industry. www.offshore-environment.com/gasimpact.html.
- Borisov et al (1995) Referred in Patin S. Gas impact on fish and other marine organisms. In Environmental impact of the offshore oil and gas industry. www.offshore-environment.com/gasimpact.html.
- DNV (2020), Oil spill modelling for Hejre oil field – surface blowout, DNV GL AS, Norway, Ineos E&P A/S, 2020
- DONG E&P A/S (2011). Hejre Development Project. Vurdering af virkninger på miljøet (VVM) for Hejre Feltet-udbygning og production. Prepared by COWI
- French-McCay D. (2009) State-of-the-art and research needs for oil spill impact assessment modeling. Proceedings of the 32nd AMOP Technical Seminar on Environmental Contamination and Response.
- Geelhoed SCV., Bemmelen RSA van, Verdaat JP. (2014). Marine mammal surveys in the wider Dogger Bank area summer 2013. IMARES, Report number C016/14.
- Glabrybvod (1983). Referred in Patin S. Gas impact on fish and other marine organisms. In Environmental impact of the offshore oil and gas industry. www.offshore-environment.com/gasimpact.html.
- Helm R.C., D.P. Costa, T.D. DeBruyn, T.J. O`Shea, R.S. Wells and T.M. Williams (2015). Chapter 18. Overview of effects of oil spills on marine mammals. In Handbook of Oil Spill Science and Technology. First Edition. Edited by Merv Fingas 2015 John Wiley & Sons. Inc. Published 2015 by John Wiley & Sons Inc.
- INEOS Oil & Gas DK (2019). Oil Spill Contingency Plan for INEOS Oil & Gas DK offshore operations in the Danish Sector.
- INEOS Energy. Oil spill contingency plan for INEOS offshore installations, 2024.
- INEOS Energy Denmark (2023). Environmental Impact Assessment – Hejre tie back to South Arne. COWI.
- Patin (1993). Gas impact on fish and other marine organisms. In Environmental impact of the offshore oil and gas industry. www.offshore-environment.com/gasimpact.html.
- Skov H., J. Dürinck, M.F. Leopolds & M.L.Tasker (1995). Important Bird Areas in the North Sea--BirdLife International Cambridge.
- Skov H., J. Dürinck, M.F. Leopolds & M.L.Tasker (2007) A quantitative method for evaluating the importance of marine areas for conservation of birds. Scioence Direct
- Sokolov og Vinogradov (1991). Referred in Patin S. Gas impact on fish and other marine organisms. In Environmental impact of the offshore oil and gas industry. www.offshore-environment.com/gasimpact.html