



INEOS E&P A/S
Teknikerbyen 5, 1. Stock
2830 Virum
Dänemark

Büro/Abteilung
Zentrum für Geoenergie und
Speicherung

Datum
20. Mai 2026

AZ 2025-16966

Beschluss über die Genehmigung des überarbeiteten Entwicklungsplans für das Hejre-Feld – „Hejre Re-Development Project“

Die dänische Energiebehörde (Energistyrelsen) trifft hiermit folgende Entscheidung:

- Genehmigung wesentlicher Änderungen und Ergänzungen des bereits genehmigten Entwicklungsplans für das Hejre-Feld¹ gemäß § 10 Abs. 3 des dänisches Bodengesetzes (undergrundsloven, im Folgenden „UL“), einschließlich der Perforation und Reinigung von drei bestehenden Produktionsbohrlöchern, der Installation eines unbemannten Plattformmoduls auf der bestehenden Hejre-Jacket-Struktur, Änderungen an den Syd-Arne-Anlagen zur Aufnahme und Messung der Hejre-Produktion sowie Injektionspumpen für NGL (Natural Gas Liquids) und der anschließenden Produktion des Hejre-Feldes über die Syd-Arne-Anlagen.
- Genehmigung von Ausrüstung, Programm und Ausführungsmethode zur Durchführung von Pipeline-Voruntersuchungen gemäß § 28 Abs. 1 des UL.
- Erteilung der Genehmigung zur Errichtung und zum Betrieb einer Pipelineanlage in Form einer Mehrphasen-Pipeline und eines Versorgungskabels vom Hejre-Feld zur Syd Arne Well Head Platform East (WHPE) gemäß § 17 Abs. 1 des UL.
- Nachträgliche rechtliche Genehmigung der auf dem Hejre-Feld errichteten Anlagen, die gemäß dem Beschluss vom 6. Oktober 2011 errichtet wurden, gemäß § 10 Abs. 2 und § 28 Abs. 3 des UL.

Der Beschluss wird gemäß² § 10 Abs. 2 und 3, § 14, § 15 Abs. 1, § 17 Abs. 1, § 28 Abs. 1 und 3 sowie § 33 des dänischen Bodengesetzes sowie § 3 Abs. 1 und § 5

Energistyrelsen

Carsten Niebuhrs Gade 43
1577 København V

Niels-Bohr-Weg 8
6700 Esbjerg

T: +45 3392 6700
E: ens@ens.dk

www.ens.dk

¹ Beschluss über die Genehmigung des Entwicklungsplans und der Förderung für das Hejre-Feld vom 6. Oktober 2011.

² Gesetz über die Nutzung des dänischen Bodens und Untergrunds, vgl. Gesetzesbekanntmachung Nr. 1461 vom 29. November 2023 mit späteren Änderungen.



Abs. 1 der Offshore-Habitatverordnung³ und in Übereinstimmung mit Abschnitt III des Gesetzes über Umweltverträglichkeitsprüfungen getroffen⁴.

Der Beschluss wird auf Grundlage der Antragsunterlagen „Hejre Re-Development Project“, eingereicht von INEOS E&P A/S im Namen des Lizenznehmers am 15. Januar 2026, des am 30. Januar 2026 übermittelten veröffentlichten Umweltverträglichkeitsberichts, der Ergebnisse der hierzu durchgeführten Anhörungen sowie der Anhörung der Beteiligten zur Entscheidung erlassen. Im Zusammenhang mit der ursprünglichen Bearbeitung des Antrags zum „Hejre Re-Development Project“, wie er am 23. Dezember 2022 eingereicht wurde, fand am 2. Februar 2023 ein Klärungstreffen mit INEOS E&P A/S statt. Informationen aus diesem Treffen, die laufende Korrespondenz mit INEOS sowie der Beschluss vom 13. Oktober 2023 über die Verlängerung der Hejre-Lizenzen 5/98 und 1/06 bildeten eine ergänzende Grundlage für die Sachverhaltsdarstellung und Bewertung in der Entscheidung vom 26. April 2024⁵ sowie für den vorliegenden Beschluss.

Der Bericht des Generalstaatsanwalts vom 12. August 2024⁶ über die Untersuchung der UVP-Praxis der dänischen Energiebehörde im Zusammenhang mit Genehmigungen nach dem Bodengesetz usw. für Anlagen außerhalb der Konzession stellte fest, dass eine Reihe von Genehmigungen ohne Einhaltung der UVP- und Habitatvorschriften erteilt wurden, darunter auch der Beschluss der Energiebehörde vom 6. Oktober 2011 über die Genehmigung des Entwicklungsplans und der Gewinnung des Hejre-Feldes. Dies bedeutet, dass die dänische Energiebehörde im Einklang mit der EU-rechtlichen Loyalitätspflicht verpflichtet sein kann, eine Bewertung der Umweltauswirkungen eines zuvor genehmigten Projekts durchzuführen, dessen Genehmigung unter Verstoß gegen die UVP-Vorschriften erteilt wurde, wenn Arbeiten oder physische Eingriffe im Zusammenhang mit diesem Projekt eine spätere Genehmigung erforderlich machen.

Da Anlagen, die gemäß der Genehmigung vom 6. Oktober 2011 errichtet wurden, im Zusammenhang mit dem beantragten Projekt⁷ genutzt werden sollen, ist es die Auffassung der Energiebehörde, dass eine rechtliche Legalisierung der bestehenden Anlagen im Hejre-Feld erfolgen muss. Bestehende Anlagen auf dem Hejre-Feld sowie etwaige damit verbundene Umweltauswirkungen seit der Errichtung der Anlagen sind daher im Umweltverträglichkeitsbericht für das beantragte Projekt beschrieben.

³ Verordnung Nr. 846 vom 26. Juni 2024 über die Verwaltung internationaler Naturschutzgebiete und den Schutz bestimmter Arten bei wissenschaftlichen Untersuchungen, Voruntersuchungen, Exploration und Gewinnung von Kohlenwasserstoffen, unterirdischer Speicherung, Pipelines usw. im Offshore-Bereich.

⁴ Gesetz über Umweltverträglichkeitsprüfungen, vgl. Gesetzesbekanntmachung Nr. 4 vom 3. Januar 2023 mit späteren Änderungen.

⁵ Beschluss über die Genehmigung des überarbeiteten Entwicklungsplans für das Hejre-Feld – „Hejre Re-Development Project“ vom 26. April 2024.

⁶ Der Bericht des Generalstaatsanwalts vom 12. August 2024 ist hier zu finden:

<https://ens.dk/presse/den-supplerende-undersogelse-af-energistyrelsens-vvm-praksis-godkendelser-af-olie-og>

⁷ Im beantragten Projekt wird davon ausgegangen, dass die bestehende Jacket-Struktur wiederverwendet wird, wobei eine Toppide auf der bestehenden Struktur installiert wird, und dass bestehende Bohrungen perforiert werden, um die Förderung aus dem Hejre-Feld aufzunehmen.



Die bestehenden Anlagen umfassen die bestehende Jacket-Struktur und das Bohrlochkopfdeck sowie die folgenden fünf Bohrungen: HA-1A, HA-2, HA-3A, HA-4 und HA-5. Mit dieser Entscheidung erteilt die Energiebehörde eine rechtliche Legalisierungsgenehmigung für die Anlagen im Hejre-Feld, die gemäß der Beschluss vom 6. Oktober 2011 errichtet wurden.

Es ist eine Voraussetzung für diesen Beschluss, dass INEOS das Projekt innerhalb der physischen und umweltbezogenen Rahmenbedingungen sowie der Annahmen umsetzt, die im Antrag und im Umweltverträglichkeitsbericht dargestellt sind. Der Umweltverträglichkeitsbericht enthält zudem eine Wesentlichkeitsanalyse gemäß § 3 der Verordnung über Offshore-Lebensräume sowie eine Bewertung nach den Vorschriften zum Artenschutz in § 5 der Verordnung.

Der Beschluss ersetzt eine Genehmigung für das Vorhaben gemäß § 25 des Gesetzes über Umweltverträglichkeitsprüfungen, vgl. § 10 Nr. 4 der Umweltprüfungsverordnung⁸.

Bedingungen:

Der Beschluss wird zu den folgenden Bedingungen bekannt gegeben, vgl. § 10 Abs. 4, § 14, § 15 Abs. 1, § 17 Abs. 2, § 28e und § 33 des Bodengesetzes sowie § 8 der Verordnung über Offshore-Lebensräume:

1. Die Produktion aus dem Hejre-Feld darf nicht beginnen, bevor die dänische Energiebehörde die Genehmigung für die Einrichtung des steuerlichen Messsystems auf der Syd Arne WHPE gemäß § 24 der Genehmigung Nr. 5/98 für die Exploration und Gewinnung von Kohlenwasserstoffen vom 15. Juni 1998 erteilt hat.
2. Mit der Produktion aus dem Hejre-Feld darf nicht begonnen werden, bis die dänische Energiebehörde gemäß § 16, Abs. 3 des UL eine Vereinbarung über die Nutzung von Anlagen auf dem Syd Arne-Feld für die Verarbeitung und den Transport der Produktion aus dem Hejre-Feld genehmigt hat.
3. Die dänische Energiebehörde kann INEOS innerhalb einer näher festgelegten Frist dazu verpflichten, Anlagen, Einrichtungen und Installationen, die von dieser Genehmigung erfasst sind, nach Beendigung der Nutzung ganz oder teilweise zu entfernen, vgl. § 33 des UL.
4. INEOS muss die dänische Energiebehörde im Zeitraum vom 1. Juli 2026 bis zum Beginn der Förderung vierteljährlich schriftlich über den Status und Fortschritt des Projekts informieren.

⁸ Verordnung Nr. 1608 vom 9. Dezember 2024 über die Umweltprüfung von Plänen und Programmen sowie von konkreten Projekten.



5. Der Zeitpunkt für den Beginn des Förderbetriebs wird schnellstmöglich, spätestens jedoch auf den 1. Mai 2029 festgelegt, vgl. § 14 des UL.
6. Hinsichtlich der Festlegung der Menge an Kohlenwasserstoffen, die gefördert werden darf, wird die Energiebehörde diese gemäß den beantragten Produktionsprofilen für Zeiträume von üblicherweise 12 Monaten und mindestens für Zeiträume von 6 Monaten entsprechend § 15 des UL festlegen.

Die Festlegung der Mengen, die gefördert werden dürfen, erfolgt künftig durch die dänische Energiebehörde in Übereinstimmung mit den beantragten Produktionsprofilen oder später genehmigten Aktualisierungen, für Zeiträume von üblicherweise 12 Monaten und mindestens für Zeiträume von 6 Monaten, vgl. § 15 des UL. Sofern keine neuen Informationen über die Lagerstätte vorliegen, wird das Produktionsprofil, das dieser Genehmigung zugrunde lag, bei der Festlegung der zulässigen Produktion als Grundlage herangezogen.

7. Die geplanten ROV-Untersuchungen⁹ sind gemäß dem beschriebenen Soft-Start-Verfahren hinsichtlich der Verwendung von USBL- und LBL-Geräten durchzuführen, wobei die Soft-Start-Phase mindestens 22 Minuten vor der Verwendung der USBL-Geräte mit voller Quellenleistung und mindestens 30 Minuten vor der Verwendung der LBL-Geräte mit voller Quellenleistung betragen muss. Beide Soft-Start-Verfahren umfassen eine einzelne USBL/LBL-Einheit mit Signalwiedergabe alle 30 Sekunden auf dem niedrigstmöglichen Niveau.
8. Zur Stabilisierung und zum Schutz der Pipeline und des Versorgungskabels dürfen ausschließlich an Land gewonnene Steine verwendet werden.

INEOS muss eine Dokumentation über die Herkunft des Materials sowie eine etwaige Vornutzung vorlegen, z. B. in Form einer Quittung oder gleichwertig mit diesen Informationen. Die Unterlagen müssen spätestens 4 Wochen vor Beginn der Steinverlegung unter indvindingsekr@ens.dk an die dänische Energiebehörde übermittelt werden.

9. INEOS muss ein Umweltüberwachungsprogramm für die Betriebsphase des Projekts erstellen. Das Überwachungsprogramm muss die umweltbezogenen Aspekte in der Betriebsphase des Projekts umfassen und spätestens 3 Monate vor Aufnahme der Produktion von der Energiebehörde genehmigt werden.

Dieser Beschluss ersetzt den Beschluss vom 6. Oktober 2011 über die Genehmigung des Entwicklungsplans und der Förderung für das Hejre-Feld, mit Ausnahme

⁹ ROV: Ferngesteuertes Unterwasserfahrzeug (ROV)



der Teile des Beschlusses, die die bereits bestehende Infrastruktur in Form eines Jacket, eines Bohrlochkopfdecks und fünf Produktionsbohrlöcher betreffen; HA-1A, HA-2, HA-3A, HA-4 und HA-5, sowie Pipelines von Hejre nach Gorm E bzw. zur Syd Arne – Nybro-Gaspipeline mit Verbindung südöstlich der Harald-Plattform. Dies bedeutet, dass die eigentliche Errichtung der Infrastruktur, wie oben aufgeführt, gemäß dem Beschluss vom 6. Oktober 2011 über die Genehmigung des Entwicklungsplans und der Gewinnung für das Hejre-Feld erfolgt ist, während die Verwendung des Jacket, des Bohrlochkopfdecks sowie der fünf Produktionsbohrlöcher von dem vorliegenden Beschluss erfasst werden.

Darüber hinaus merkt die Energiebehörde an, dass die Errichtung der Syd-Arne-Anlagen und deren Nutzung zur Kohlenwasserstoffproduktion und zum Transport von Kohlenwasserstoffen an Land usw. durch frühere Beschlüsse genehmigt wurden¹⁰.

1. Sachverhaltsdarstellung

INEOS hat als Betreiber und Lizenznehmer für die Genehmigung 5/98 für die Exploration und Gewinnung von Kohlenwasserstoffen, Juni 1998, am 15. Januar 2026 einen überarbeiteten Entwicklungsplan¹¹ und am 30. Januar 2026 eine zugehörige Umweltverträglichkeitsprüfung¹² für das Hejre-Feld mit der Bitte um Genehmigung zur Entwicklung und anschließenden Gewinnung eingereicht.

Der Lizenznehmer für die Genehmigung 5/98 besteht aus folgenden drei Gesellschaften, die alle zur INEOS gehören:

- INEOS E&P A/S (Reg.-Nr. 73349613) mit 60 %,
- INEOS E&P (Norge) Petroleum DK AS (Reg.-Nr. 37009180) mit 25 %
- INEOS E&P (Petroleum Denmark) ApS (Reg.-Nr. 31627117) mit 15 %.

1.1. Geplante Entwicklung

Am 28. Februar 2011 legte der Lizenznehmer der Genehmigung Nr. 5/98 für die Exploration und Gewinnung von Kohlenwasserstoffen einen Plan für die Entwicklung und Förderung des Hejre-Feldes vor, der von der dänischen Energiebehörde mit Beschluss vom 6. Oktober 2011¹³ genehmigt wurde. Die Entwicklung umfasste eine unabhängige Entwicklung des Hejre-Feldes mit fünf Bohrlochern, einer integrierten Prozessplattform mit Gasexport nach Nybro über die Syd-Arne–Nybro-Pipeline und

¹⁰ Beschluss vom 18. August 1997 über die Genehmigung des Plans zur Erschließung und Produktion des Syd-Arne-Feldes; Beschluss vom 14. September 2000 über die Genehmigung des Pilotprojekts zum Einspeisen von Wasser im Syd-Arne-Feld; Beschluss vom 22. Dezember 2000 über die Genehmigung zum Einspeisen von Wasser im Syd-Arne-Feld; Beschluss vom 21. Dezember 2001 über die Genehmigung der Phase II, Etappen 1 und 2, auf dem Syd-Arne-Feld;

Beschluss vom 17. September 2009 über die Genehmigung der weiteren Entwicklung und Produktion aus dem Syd-Arne-Feld; Beschluss vom 1. Oktober 2010 über die Genehmigung der weiteren Entwicklung und Produktion aus dem Syd-Arne-Feld.

¹¹ Hejre-Lizenz 5/98 – Plan zur erneuten Entwicklung und zum Betrieb des Hejre-Feldes, 15. Januar 2026.

¹² Umweltverträglichkeitsbericht – Hejre-Anbindung an Syd Arne, 30. Januar 2026.

¹³ Beschluss vom 6. Oktober 2011 über die Genehmigung der Erschließung und Förderung im Hejre-Feld.



Ölexport über Gorm E und die Ölpipeline nach Fredericia. In diesem Zusammenhang sollte das Fredericia-Terminal um eine Trennanlage zur Abtrennung leichter Bestandteile aus dem Hejre-Öl erweitert werden.

Im Februar 2012 wurde mit der Entwicklung des Hejre-Feldes begonnen.

Im Jahr 2014 wurde vor der Küste ein Jacket mit Bohrmodul installiert und anschließend mit dem Bohren der Produktionsbohrlöcher begonnen. Es wurden Pipelines nach Gorm E (Öl) bzw. zum Anschlusspunkt Harald (Gas) verlegt und die Trennanlagen in Fredericia gebaut.

Der Bau des Prozess- und Gehäusemoduls (Topsides) der Hejre-Plattform auf einer Werft in Südkorea war von technischen und qualitativen Herausforderungen sowie mehreren Verzögerungen betroffen, die dazu führten, dass der Lizenznehmer die Arbeiten im Jahr 2016 einstellte. Die im Entwicklungsplan 2011 geplante Entwicklung des Hejre-Feldes wurde gestoppt und die Topsides wurden nie installiert.

Im Zeitraum 2016–2022 hat der Lizenznehmer eine Reihe alternativer Entwicklungskonzepte für das Hejre-Feld geprüft. Die Arbeit, eine technisch und kommerziell attraktive Lösung für die Erschließung des Hejre-Feldes zu finden, wurde unter anderem durch die Ergebnisse der Hejre-Bohrlöcher erschwert, die in Kombination mit aktualisierten seismischen Messungen zu einer Verringerung der erwarteten Reserven auf ca. ein Drittel der ursprünglichen Schätzung von 2011 geführt haben.

Im Jahr 2022 kam INEOS zu dem Schluss, dass eine Entwicklung des Hejre-Feldes über die Syd Arne-Anlagen die beste Lösung für das Hejre-Feld sei, und reichte am 23. Dezember 2022 einen überarbeiteten Plan für die Entwicklung und Förderung des Hejre-Feldes zur Genehmigung bei der dänischen Energiebehörde ein. Der Plan geht von einer Produktion bis zum Ablauf der Genehmigung im Jahr 2040 aus.

INEOS hat daraufhin erklärt, dass das Hejre-Feld voraussichtlich auch nach 2040 produzieren kann. Infolgedessen hat INEOS am 3. März 2023 einen Antrag auf Verlängerung der Hejre-Lizenzen 5/98 und 1/06 gestellt, sodass diese gleichzeitig mit der Syd Arne-Lizenz 7/89¹⁴ im Jahr 2047 auslaufen. Am 13. Oktober 2023 gab die dänische Energiebehörde die Verlängerung der Hejre-Lizenzen bis zum 14. Februar 2047 bekannt¹⁵.

Die geplante Entwicklung des Hejre-Feldes besteht in der Errichtung eines unbemannten Plattformmoduls, das auf dem bestehenden Hejre-Jacket platziert wird. Das Feld soll nach der Perforation und Sanierung von drei der bestehenden Produktionsbohrlöchern gefördert werden. Darüber hinaus umfasst der Ausbau eine neue

¹⁴ Der Beschluss der dänischen Energiebehörde vom 14. Oktober 2016 über die Verlängerung der Genehmigung 7/89.

¹⁵ Beschluss der dänischen Energiebehörde vom 13. Oktober 2023, Beschluss über die Verlängerung der Hejre-Genehmigungen 5/98 und 1/06 vom 15. Oktober 2040 bis zum 14. Februar 2047 zum Zwecke der Gewinnung.



Mehrphasen-Pipeline und ein Versorgungskabel vom Hejre-Feld zur Syd Arne WHPE, ein neues Inlet-Modul, ein Riser und eine J-Tube auf Syd Arne WHPE, NGL-Injektions- und Boosterpumpen auf der Syd-Arne-Main-Plattform sowie kleinere Modifikationen an den Syd-Arne-Plattformen WHPE und Main.

Es ist geplant, die Produktion aus dem Hejre-Feld unter Nutzung der vorhandenen Anlagen und Kapazitäten in den Syd-Arne-Anlagen und parallel zur Produktion aus dem Syd-Arne-Feld und dem Solsort-Feld, die ebenfalls in Syd-Arne abgewickelt und verarbeitet werden, abzuwickeln und zu verarbeiten.

Die Kohlenwasserstoffe aus Hejre haben einen hohen Gehalt an leichten Bestandteilen (Natural Gas Liquids – NGL), die in der Trennanlage von Syd Arne vom Gas getrennt werden. Ein Teil der leichten Komponenten wird dann in den Syd Arne-Anlagen als Treibstoff verwendet und der Rest wird in das Syd Arne-Reservoir eingespeist, bis die Ölproduktion von Hejre unter 19.000 Barrel/Tag fällt. Danach kann NGL in die Gewinnung einbezogen werden. Das von den Feldern Hejre, Solsort und Syd Arne geförderte Öl wird in Syd Arnes Speichertank auf dem Meeresboden geleitet und von dort mit Hilfe von Syd Arnes vorhandenem Bojenfrachtsystem auf Tanker verladen. Das aus dem Hejre-Feld geförderte Gas wird mit Gas aus den Feldern Syd Arne bzw. Solsort über die Gaspipeline Syd Arne–Nybro zur Onshore-Anlage in Nybro geleitet, von wo aus es weiter in das Übertragungsleitungsnetz von Energinet geleitet wird.

Dem vorgelegten Zeitplan zufolge soll die Förderung aus dem Hejre-Feld voraussichtlich im letzten Quartal 2028 beginnen.

1.2. Geologische und geophysikalische Gegebenheiten

Das Hejre-Feld liegt am nördlichen Ende des Central Graven, ca. 300 km nordwestlich von Esbjerg und wurde durch das Explorationsbohrloch Hejre-1 (2003), das Evaluierungsbohrloch Hejre-2 (2004-2005) und die Entwicklungsbohrlöcher HA-1A, HA-2, HA-3A, HA-4 und HA-5 (durchgeführt im Zeitraum 2014-2016) erschlossen.

Die Bewertung des Hejre-Feldes basiert auf mehreren seismischen Untersuchungen des Gebiets (PAM99 von 1999 – erneut aufbereitet im Jahr 2022, CGR2010/2011 und PGS15015 von 2015 – erneut aufbereitet im Jahr 2021) sowie Daten aus den Hejre-Entwicklungsbohrlöchern. Durch die Einarbeitung neuer Daten und die kürzere Produktionsdauer kam es zu einer Reduzierung der technischen Reserven gegenüber dem Entwicklungsplan 2011.



INEOS gibt an, dass das Hejre-Feld in eine Reihe separater Struktursegmente unterteilt ist. Die Segmente 1-3 sollen mit den Bohrlöchern HA-1A, HA-2 und HA-4 gefördert werden. Die Segmente 4 und 5 gelten als Explorationspotenzial und die geschätzten Volumina daraus sind daher nicht in STOIP¹⁶ für Hejre enthalten.

Das Reservoir wurde in den Bohrlöchern in einer Tiefe von 5.130 m bis 5.580 m unter dem Meeresspiegel gefunden, außer in HA-3A, wo das Reservoir fehlt.

Das Reservoir im Hejre-Feld besteht aus Gert-Mb-Sandstein des oberen Jura mit einer durchschnittlichen Porosität von 15–18 % in der Ölzone und einer Permeabilität von bis zu 500 mD. Der Druck im Reservoir beträgt 1000-1030 bar und die Temperatur liegt bei etwa 160 Grad Celsius.

Die bedeutendsten bestehenden geologischen Unsicherheiten für das Hejre-Feld sind:

- Ausmaß und Dicke des Reservoirs
- Fazies und Reservoir-Qualität
- Gefahr von Baugliederungen und Dichtungsfehlern
- Ort des Öl-Wasser-Kontakts in den Segmenten 1 und 3

INEOS hat erklärt, dass diese verbleibenden Risiken nicht weiter reduziert werden können, bevor mit der Entwicklung und Produktion des Feldes begonnen wird.

1.3. Fördertechnische Verhältnisse

Das Hejre-Feld soll mit den drei bestehenden Produktionsbohrlöchern (HA-1A, HA-2 und HA-4) gefördert werden.

Segment 1 soll mit der Bohrung HA-2 gefördert werden, die im Øvre Gert-Sand gebohrt wird. HA-2 wurde in Segment 1 flankenabwärts gebohrt, um während der Produktion dem Risiko einer Gasansammlung an der Spitze der Struktur zu begegnen.

Segment 2 und Segment 3 sollen mit den Bohrlöchern HA-1A bzw. HA-4 gefördert werden, die beide auf den Sand von Øvre und Nedre Gert zugreifen.

Aufgrund des hohen Reservoirdrucks, der relativ hohen Kompressibilität der Kohlenwasserstoffe und der Tatsache, dass der Blasenpunkt im Reservoir 700 bar unter dem Reservoirdruck liegt, basiert die Förderung auf einer natürlichen Entleerung durch Druckentlastung, dem „Depletion Drive“. Daher wird die Druckunterstützung nicht durch Einspeisen von Wasser hergestellt, wie es auf anderen Feldern in Dänemark üblich ist. Es wird erwartet, dass die drei Segmente voneinander isoliert sind und die drei Produktionsbohrlöcher in ihrem Segment jeweils Zugriff auf das gesamte

¹⁶ Stock Tank Oil Initially In Place.



Reservoir haben und diese somit vollständig entleeren können. Wenn der Reservoirdruck unter den Blasenpunkt fällt, unterstützt der erhöhte GOR¹⁷ das Anheben der Bohrlöcher, was die Produktionsdauer verlängern kann.

Das Reservoirmanagement soll durch kontinuierliche Datenerfassung und Überwachung der Bohrlöcher erfolgen, einschließlich der Messung von Druck, Temperatur und Produktionsraten sowie der Analyse von Flüssigkeitsproben, die die Grundlage für die kontinuierliche Optimierung der Gewinnungsrate und Produktionsprognosen des Feldes bilden werden. Es ist zu erwarten, dass die vorhandenen Druck- und Temperaturmessgeräte in den Produktionsbohrlöchern durch die hohen Temperaturen beeinträchtigt werden, denen sie seit der Installation ausgesetzt waren, und ihre Funktion muss vor der Produktion getestet werden.

Ergänzt wird dies durch Bohrlochtests und drahtgebundene Protokollierung der Bohrlöcher. Die erwartete Sandproduktion für jedes der Produktionsbohrlöcher wurde bewertet und die Notwendigkeit, über spezielle Ausrüstung für die Handhabung zu verfügen, wurde nicht festgestellt.

Aus dem Antrag von INEOS vom 15. Januar 2026 geht hervor, dass die erwarteten Kohlenwasserstoffmengen im Hejre-Feld für das mittlere Szenario (P50) auf ■■■ Mio. Barrel Öl (stb) geschätzt werden. Ausgehend von einer Förderdauer von 19 Jahren von 2028 bis 2047 werden die Absatzmengen¹⁸ für das mittlere Szenario (P50) auf ■■■ Mio. Barrel Öläquivalente (boe) geschätzt, davon ■■■ % Öl und ■■■ % Gas.

Bei den angegebenen Mengen handelt es sich um P50-Schätzungen aus der probabilistischen Reservoirmodellierung.

Der Gehalt an leichten Bestandteilen (NGL), insbesondere Propan und Butan, in den Hejre-Flüssigkeiten erfordert deren Handhabung vor dem Export von Verkaufsgas und stabilem Öl. In den ersten 1 bis 5 Jahren des Produktionszeitraums ist es daher erforderlich, NGL zu fördern und in das Syd Arne-Reservoir einzuspeisen, soweit es nicht als Brennstoff in Syd Arne verwendet werden kann. Nach 1-5 Jahren wird NGL in die Produktion einbezogen. Das Einspeisen von NGL führt zu einem Ressourcenverlust von etwa 1 % der technischen Reserven im P50-Gehäuse, da ca. ■■■ Mio. Barrel Öläquivalente (boe) NGL nicht kommerziell genutzt werden.

INEOS hat erklärt, dass eine Einbeziehung von NGL in die Produktion von Anfang an zu niedrigeren und unwirtschaftlichen Produktionsraten¹⁹ vom Hejre-Feld führen würde, da in diesem Fall aus dem NGL-Problem heraus eingegriffen werden müsste. INEOS gibt weiter an, dass dies darauf zurückzuführen sei, dass die Hejre-Produktion

¹⁷ Gas-Oil-Ratio

¹⁸ Verkaufsmengen = förderbare Mengen abzüglich Eigenverbrauch und Abfackelung

¹⁹ Maximal ■■■ Barrel pro Tag



tion reduziert werden müsste, um den relativen Anteil der NGLs am gesamten Produktionsstrom aus den Feldern Hejre, Syd Arne und Solsort zu „verdünnen“. INEOS schätzt, dass die Gewinnung und Einspeisung von NGL in den ersten Jahren die tägliche Produktion von Hejre um ■ % steigern wird.

Eine Reihe von Alternativen zur Vermeidung der NGL-Injektion in den ersten Jahren des Produktionszeitraums, einschließlich des Exports mit Gas („Rich Gas“) oder mit Öl („Live Oil“) über Pipelines, wurden von INEOS bewertet und haben sich im Vergleich zum gewählten Expansionsszenario als nicht rentabel erwiesen.

1.3.1. Energieeffizienz und Abfackeln

Auf der Hejre-Plattform gibt es weder Treibstoffverbrauch noch Abfackelung, da die gesamte Verarbeitung der Produktion aus dem Hejre-Feld sowie die Energieerzeugung für die Hejre-Plattform in den Anlagen von Syd Arne erfolgt.

Der Rückgewinnungsmechanismus für das Hejre-Feld basiert auf einer natürlichen Entleerung durch Druckentlastung, sodass kein Einspeisen von Wasser erforderlich ist, was normalerweise sehr energieintensiv ist. Darüber hinaus wird erwartet, dass die Produktion aus dem Hejre-Feld die Kapazität des Kompressors übernimmt, der derzeit für den Gaslift und die Rezirkulation im Syd Arne-Feld verwendet wird. Insgesamt bedeutet dies, dass durch die Hejre-Produktion voraussichtlich kein Anstieg des Energieverbrauchs und damit der Emissionen aus der Energieerzeugung in den Syd-Arne-Werken im Verhältnis zum aktuellen Energieverbrauch in den Syd-Arne-Werken zu erwarten ist.

Die Anlagen in Syd Arne sind außerdem mit einem Fackelgas-Rückgewinnungssystem ausgestattet, das den Großteil des Gases, das in einer herkömmlichen Anlage in der Fackel verbrannt würde, sammelt und nutzt. Dies bedeutet, dass die Anlagen in Syd Arne im Allgemeinen einen niedrigen Abfackelgrad aufweisen und die Emissionen aus der Abfackelung weniger als 3 % der gesamten CO₂-Emissionen der Syd Arne-Werke betragen. Es ist nicht zu erwarten, dass Hejre die Abfackelung in den Syd-Arne-Anlagen während des normalen Betriebs beeinflussen/verstärken wird, und dass es nur kurzfristig zu einer verstärkten Abfackelung im Zusammenhang mit der Inbetriebnahme von Bohrlöchern kommt, wenn diese in Betrieb genommen werden.

INEOS hat angegeben, dass der jährliche CO₂-Ausstoß von Syd Arne 180.000 Tonnen beträgt, vgl. auch der Umweltverträglichkeitsbericht für Syd Arne aus dem Jahr 2006.

1.4. Bohrlochstatus und -aktivitäten

Im Zusammenhang mit der ursprünglichen Hejre-Entwicklung wurden fünf Bohrlöcher gebohrt. Von diesen sind drei (HA-1A, HA-2 und HA-4) für die Produktion vorbereitet. Die Bohrlöcher wurden jedoch nicht perforiert, sondern vorübergehend mit



jeweils zwei mechanischen Stopfen verschlossen. Die übrigen zwei Bohrungen (HA-3A und HA-5) wurden vorübergehend bis einschließlich der 13 5/8"-Casing-Sohle stillgelegt. HA-3A und HA-5 warten auf die endgültige Stilllegung oder auf die mögliche Durchführung neuer Bohrlochverläufe (Side-Tracks).

Die drei Produktionsbohrlöcher sollen mittels Coil Tubing perforiert und anschließend gereinigt werden, um Perforationsrückstände und Completion Fluid aus den Bohrlöchern zu entfernen, bevor sie der Produktion übergeben werden. Die Arbeiten werden mit einer Bohranlage durchgeführt.

Die Bohrlöcher werden mit einer Neigung von 50-55 Grad durch das Reservoir gebohrt und die Perforationen werden vertikal nach oben und unten ausgerichtet, um stabile Perforationstunnel zu gewährleisten und so das Risiko einer Sandproduktion während der Lebensdauer des Feldes zu verringern.

Es bestehen Zweifel an der Integrität des vorhandenen Zementstopfens am 13 5/8-Zoll-Verrohrungsschuh in HA-5. Daher ist geplant, diesen mit einem neuen Stopfen über dem vorhandenen zu verstärken, um die Integrität der beiden Barrieren am Verrohrungsschuh zu gewährleisten.

1.5. Anlagen-, prozess- und kapazitätsbezogene Verhältnisse

Hejre wird als unbemannte Bohrlochkopfplattform mit mehrphasigem Export zur Syd Arne WHPE entwickelt, das 26 km von Hejre entfernt liegt. Die Verarbeitung und der Export der Hejre-Produktion erfolgen über die bestehenden Anlagen in Syd Arne.

Auf dem existierenden Hejre-Jacket wird ein neues Plattformmodul (Topside) von ca. 3.200 Tonnen installiert. Das Modul umfasst einen Hubschrauberlandeplatz, einen Kran, einen Mannschaftsraum/Unterstand, ein Kühlsystem zur Kühlung des Bohrlochflusses, Mehrphasen-Durchflussmesser (einer pro Bohrloch), einen Chemikalienspeicher, einen Pig Launcher und verschiedene Unterstützungssysteme. Ein neuer verstärkter und isolierter Mehrphasen-Export-Riser wird durch einen neuen 38"-Conductor installiert, der im bestehenden zusätzlichen Bohrplatz 12 positioniert wird.

Strom, Überwachung und Steuerung werden von Syd Arne über ein Versorgungskabel (Umbilical) bereitgestellt.

Eine neue isolierte 10- oder 12-Zoll-Mehrphasen-Pipeline wird zur Syd Arne WHPE verlegt, wo ein neuer Senkkasten mit 12-Zoll-Mehrphasen-Steigleitungen und 12-Zoll-J-Rohr für das Versorgungskabel installiert wird.

Die Anlagen in Syd Arne werden darauf vorbereitet, die Hejre-Produktion zusammen mit der Produktion aus den Feldern Syd Arne bzw. Solsort aufzunehmen und zu ver-



arbeiten. Bei der Syd Arne WHPE wird ein Hejre-Modul mit einer 10-Zoll-Mehrphasen-Pipeline, einem Notabschaltventil (ESDV), einem Pig Receiver, einem Schlackenkontrollventil, einem Schlackenfänger, Geräten zum Messen von Gasen und Flüssigkeiten sowie einer Übergangspumpe hinzugefügt. Der Entwicklungsplan umfasst ferner die Installation von NGL-Injektions- und Boosterpumpen auf Syd Arne Main sowie weitere kleinere Änderungen an den Syd-Arne-Anlagen.

Hejre-Prozess: Die Hejre-Anlage ist für einen maximalen Bohrlochkopfdruck von 753 barg ausgelegt und es sind Systeme installiert, um die Pipeline vor dem hohen Druck zu schützen.

Die Flüssigkeiten aus jedem Brunnen werden durch einen Mehrphasen-Durchflussmesser geleitet, danach wird der Druck auf ca. 115 barg reduziert. Der gesamte Produktionsstrom wird dann auf 110 °C abgekühlt, bevor er über die Pipeline zur weiteren Verarbeitung nach Syd Arne exportiert wird.

Neue Mehrphasen-Pipeline von Hejre zur Syd Arne WHPE: Es gibt eine Mindestanforderung an die Ankunftstemperatur in Syd Arne (60 °C), was eine Isolierung der Mehrphasen-Pipeline erforderlich macht. Die bestehende, nicht isolierte „Single Pipe“-Pipeline nach Gorm E kann daher nicht verwendet werden. Die gewählte Lösung wurde mit dem Ziel ausgewählt, die Tail-End-Produktion und damit die Ausnutzung der Reserven zu optimieren, da die Ankunftstemperatur erst spät in der Produktionsperiode unter den Grenzwert fällt. Die neue Pipeline und das neue Versorgungskabel werden parallel zur bestehenden Ölpipeline nach Gorm E verlaufen und in separaten Trassen verlegt.

Syd-Arne-Prozess: Der Mehrphasenstrom aus Hejre soll auf der Syd Arne Main-Plattform unter Nutzung der vorhandenen Prozessanlagen und -kapazitäten verarbeitet werden. Vom Hejre-Schlackenfänger auf der Syd Arne WHPE wird das Gas gemessen und über eine 6-Zoll-Pipeline in die Prozessanlagen der Syd Arne Main-Plattform geleitet. Die Flüssigkeiten aus dem Hejre-Schlackenfänger werden gemessen und über eine 6-Zoll-Pipeline in die Prozessanlagen der Syd Arne Main-Plattform am ersten Abscheider geleitet.

Ölexport: Das Öl aus Hejre wird stabilisiert und zusammen mit dem Öl aus den Feldern Solsort und Syd Arne über das bestehende Tank- und Bojenfrachtsystem (das SAL²⁰-System) von Syd Arne zu Tankschiffen exportiert.

Gasexport: Das Hejre-Gas wird mit dem Gas von Syd Arne und Solsort gemischt und anschließend über die vorhandene 24-Zoll-Gaspipeline zum Gasterminal in Nybro exportiert.

²⁰ Single Anchor Loading



NGL: NGL werden in den ersten Jahren von der Produktion getrennt, bis die Produktionsrate unter [REDACTED] Barrel/Tag sinkt und NGL in die Produktion einbezogen werden können. Bis dahin wird ein Teil des NGL als Brennstoff in den Syd-Arne-Anlagen verwendet, während der Rest voraussichtlich in ein Syd-Arne-Bohrloch eingespeist wird.

Kapazität: Die Produktionsraten werden durch die Kapazitätsbedingungen auf der Syd-Arne-Main-Plattform begrenzt und in der Zugangsvereinbarung für Dritte vereinbart. Siehe nachstehenden Abschnitt 1.5.1 „Zugangsvereinbarung für Dritte“.

Hinsichtlich der Kapazität für zukünftige Projekte hat INEOS in schriftlicher Dokumentation²¹ mitgeteilt, dass auf der Hejre-Plattform Folgendes geplant ist:

- Tie-in-Punkte für zwei zusätzliche von der Hejre-Plattform gebohrte Bohrungen.
- Platzreservierung für die Anbindung eines zusätzlichen Bohrlochs an den Produktionsverteiler.
- 20 % Überkapazität bei elektrischen Anlagen und der Instrumentierung, einschließlich Brandmeldern.

Bei der Syd Arne WHPE wird eine zusätzliche Steigleitung in den neuen Senkkasten eingebaut. Darüber hinaus sind sowohl die Hejre-Mehrphasen-Pipeline als auch der Schlackenfänger bei der Syd Arne WHPE mit Überkapazität ausgelegt.

1.5.1. Zugangsvereinbarung für Dritte

INEOS erhielt am 28. Dezember 2023 ein „Final Term Sheet“ vom Lizenznehmer von Syd Arne mit den Bedingungen für den Drittzugang von Hejre zu den Syd-Arne-Anlagen, [REDACTED]

[REDACTED] Die endgültigen Vereinbarungen werden voraussichtlich vor Beginn der Produktion getroffen und unterliegen der Genehmigung der dänischen Energiebehörde, vgl. § 16, Abs. 3 des UL.

Die Verarbeitungskapazität für das Hejre-Projekt wird anhand mehrerer Parameter in den Vereinbarungen bestimmt, da die Anlagen in Syd Arne die Produktion aus dem Syd Arne-Feld gleichzeitig mit der Produktion aus den Feldern Solsort und Hejre verarbeiten müssen. Basierend auf dem endgültigen Angebot gelten für Hejre folgende allgemeine Einschränkungen:

- Maximale Ölförderrate von [REDACTED] Barrel/Tag.
- Maximale Gasförderrate von [REDACTED] Mio. scf/Tag.
- Einspeisen von NGL bis zu [REDACTED] Tonnen/Tag in einem Bohrloch auf dem Syd-Arne-Feld.

²¹ E-Mails vom 27. Oktober 2025 und vom 24. November 2025.



- Verarbeitung von produziertem Wasser bis zu [REDACTED] Barrel/Tag.

1.5.2. Stilllegung der Anlage

Gemäß § 32 a des UL ist dem Antrag auf Genehmigung des Entwicklungsplans ein Stilllegungsplan für alle im Plan erfassten Anlagen und Anlagen etc. einschließlich aller bereits genehmigten Anlagen und Installationen beizufügen. Der zuletzt gemäß § 32a des UL genehmigte Stilllegungsplan für das Hejre-Feld, einschließlich der in diesem Beschluss beschriebenen Änderungen an der Anlage, gilt ab 2024.²² In dieser Genehmigung legt die dänische Energiebehörde fest, dass spätestens 12 Monate nach Abschluss des Ausbaus ein aktualisierter Stilllegungsplan vorzulegen ist. Die Genehmigung dieses aktualisierten Stilllegungsplans durch die Energiebehörde erfolgt in einem gesonderten Beschluss.

1.6. Projektwirtschaft und Organisation

INEOS macht in dem vorgelegten Entwicklungsplan Angaben zu den Annahmen bezüglich des Hejre-Projekts und dem erwarteten wirtschaftlichen Ergebnis. Die Annahmen und Bewertungen von INEOS sind im Folgenden dargestellt.

Die gesamten Investitionskosten (CAPEX) werden auf etwa [REDACTED] Mrd. DKK geschätzt²³, die hauptsächlich mit der Errichtung der Hejre-Topside und neuer Pipelines verbunden sind.

Die Betriebskosten (Direct OPEX) für die ersten neun²⁴ Betriebsjahre der Hejre-Anlagen werden auf [REDACTED] Mio. DKK pro Jahr geschätzt. Für den Zeitraum 2037–2043 werden die Betriebskosten auf [REDACTED] Mio. DKK pro Jahr geschätzt, und für die letzten drei Produktionsjahre auf [REDACTED] Mio. DKK pro Jahr. [REDACTED]

Die Stilllegungskosten (ABEX) werden auf [REDACTED] Mio. DKK geschätzt.²⁵

Für die Berechnung des Kapitalwerts (Net Present Value) hat INEOS E&P A/S einen Ölpreis von [REDACTED] USD/bbl bei einem Wechselkurs von [REDACTED] DKK/USD zugrunde gelegt. Für den Gaspreis hat INEOS [REDACTED] Øre/Sm³ angenommen. Es werden ein Diskontierungszinssatz von [REDACTED] % und eine Inflation von [REDACTED] % angenommen. Es wird für das Mittelszenario (P50) angenommen, dass die Produktion bis zum Ablauf der Lizenz im Jahr 2047 fortgesetzt wird.

²² Genehmigung des Stilllegungsplans für das Hejre-Feld vom 23. Juni 2025.

²³ Unter Zugrundelegung eines angenommenen Wechselkurses von [REDACTED] DKK/USD, wie in Tabelle 15-1 des Antrags angegeben, und der realen Gesamtinvestitionskosten aus Tabelle 15-3.

²⁴ 2028–2036

²⁵ Dies geht aus der jüngsten ABEX-Schätzung vom 20. Februar 2024 hervor.



Unter diesen Voraussetzungen ergibt sich sowohl im mittleren Szenario P50 ein positiver Nettobarwert (NPV₂₃) von ■■■ Mrd. DKK nach Steuern als auch in den Szenarien P90 und P10. Für das Mittelszenario P50 wurde ein *Breakeven*-Ölpreis von ■■■ USD/bbl berechnet, während er in den Szenarien P90 und P10 bei ■■■ USD/bbl bzw. ■■■ USD/bbl liegt.

Auf Grundlage der oben genannten Punkte ist es die Einschätzung der INEOS, dass das Hejre-Projekt rentabel und robust ist.

Für die Entwicklung des Hejre-Feldes wurde eine eigene Projektorganisation eingerichtet, die laufend an die geplanten Projektphasen angepasst wird. Bei Produktionsbeginn wird die tägliche Betriebsverantwortung für das Hejre-Feld auf die Betriebsorganisation des Syd Arne-Feldes übertragen. Der Zeitplan für das Projekt sieht den Beginn der Produktion („first oil“) Ende 2028 vor.

1.7. Finanzielle Leistungsfähigkeit

Die Lizenznehmer sind INEOS E&P A/S (Reg.-Nr. 73349613) mit 60 %, INEOS E&P (Norge) Petroleum DK AS (Reg.-Nr. 37009180) mit 25 % sowie INEOS E&P (Petroleum Denmark) ApS (Reg.-Nr. 31627117) mit 15 %. Alle Lizenznehmer verfügen über eine Muttergesellschaftsgarantie ■■■■
■■■■

■■■■ erstellt keine konsolidierten Finanzjahresberichte. Infolgedessen hat die dänische Energiebehörde einen proxy-konsolidierten Jahresabschluss für den derzeitigen Garantiegeber erstellt, in dem die Abschlüsse der Tochtergesellschaften ■■■■

■■■■ jedoch ohne Eliminierung konzerninterner Transaktionen. Gemäß dem Proxy-Jahresabschluss der Energiebehörde ■■■■
■■■■
■■■■

1.8. Steuerliche Messung und Aufteilung

Es ist geplant, Aufteilungszähler im Schlackenfänger von Hejre zu installieren, um Hejre-Öl und -Gas sowie produziertes Wasser vor dem Mischen im Syd Arne-Prozess zu messen. Diese Mengen werden dann von der Gesamtproduktion von Syd Arne abgezogen. Die steuerliche Messung der gesamten Öl- und Gasproduktion aus den Feldern Syd Arne, Solsort und Hejre erfolgt mithilfe des bestehenden Systems in Syd Arne. Zur Messung der eingespeisten NGL wird an der gebrauchten Injektionsbohrung ein neuer Durchflussmesser installiert.



1.10. Umweltbedingungen

1.10.1. Das überarbeitete Entwicklungsprojekt für das Hejre-Feld

INEOS hat einen Umweltverträglichkeitsbericht für die Entwicklung des Hejre-Feldes im zentralen Teil der dänischen Nordsee ca. 300 km von der dänischen Westküste entfernt erstellt. Siehe auch Abschnitt 1.1-1.5 für eine detailliertere Beschreibung des Projekts.

Das überarbeitete Entwicklungsprojekt für das Hejre-Feld wird in den verschiedenen Phasen des Projekts die folgenden Aktivitäten umfassen:

1. Bauphase:
 - Bau und Installation einer unbemannten Topside und eines neuen Steigrohrs („riser“) auf Hejre, einschließlich geringfügiger Änderungen am bestehenden Hejre-Jacket, um temporäre Elemente aus der ursprünglichen Installation im Jahr 2014 zu entfernen, sowie der Verbindung zwischen dem Hejre-Vorbohrmodul („pre-drilling wellhead module“) und der neuen Topside.
 - Perforation und Reinigung von drei bestehenden Hejre-HPHT-Bohrungen (HA-1A, HA-2 und HA-4). Eines der Bohrlöcher, das nicht für die Produktion genutzt wird (HA-5), wird repariert.
 - Etablierung einer ca. 33 km langen 10-Zoll- oder 12-Zoll-Mehrphasen-Pipeline und eines Versorgungskabels zwischen Hejre und der Syd Arne WHPE. Vor und nach der Installation wird entlang der Pipeline- und Kabeltrasse eine ROV-Untersuchung durchgeführt.
 - Kleinere Änderungen an der Syd Arne WHPE in Form der Installation einer 10"-Mehrphasen-Pipeline, eines Emergency Shut-Down Valve (ESDV), eines Pig Receivers, eines Slug-Kontrollventils, eines Slug Catchers, von Ausrüstung zur Messung von Gas und Flüssigkeiten sowie einer transienten Pumpe und eines Stromkabels, um die Plattform für die Aufnahme von Bohrflüssigkeiten aus Hejre vorzubereiten.
 - Geringfügige Änderungen an der Syd-Arne-Main-Anlage in Form der Entfernung veralteter Prozessausrüstung und der Installation neuer Ausrüstung, einschließlich NGL-Injektions- und Boosterpumpen.
2. Betriebsphase:
 - Gewinnung von Kohlenwasserstoffen aus dem Hejre-Feld und Behandlung von Bohrflüssigkeiten in den Anlagen in Syd Arne sowie Betrieb und Wartung der Mehrphasenpipeline und des Versorgungskabels, der Hejre-Plattform und der Bohrlöcher über 19 Jahre.



3. Stilllegungsphase:

- Abwicklung und Aufgabe („Plug and Abandonment“) der Hejre-Bohrlöcher sowie Entfernung von Hejre-Plattform und -Jacket, Entleerung der WHPE-Pipeline Hejre–Syd Arne und Vorbereitung für die In-situ-Entsorgung unter dem Meeresboden, sofern dies von den Behörden genehmigt wird. Falls dies nicht erlaubt wird, werden die gesamte Pipeline und das Kabel oder Teile davon entfernt und an Land entsorgt.

Der Umweltverträglichkeitsbericht beleuchtet unter anderem die Umweltauswirkungen der Entwicklung, des Betriebs und der Stilllegung des überarbeiteten Entwicklungsprojekts für das Hejre-Feld. Im Bericht werden die erwarteten erheblichen Auswirkungen des Projekts auf die Umwelt in Auswirkungen während der Bauphase, der Betriebsphase bzw. der Stilllegungsphase unterteilt. Die möglichen Auswirkungen werden einzeln und kumulativ gemäß § 20 des Umweltverträglichkeitsgesetzes sowie Anhang 7 und den 11 Deskriptoren zur Beschreibung des guten Umweltzustands gemäß Anhang 2 des Meeresstrategiegesetzes²⁷ dargestellt.

Der Umweltverträglichkeitsbericht beschreibt außerdem die Auswirkungen unbeabsichtigter Leckagen im Zusammenhang mit Blowouts und Rohrbrüchen sowohl in der Bau- als auch in der Betriebsphase.

Bauphase

Dem Umweltverträglichkeitsbericht zufolge umfassen die Umweltauswirkungen während der Bauphase unter anderem die Ausbreitung von Sedimenten im Zusammenhang mit der Installation der Pipeline und des Versorgungskabels, Einleitungen ins Meer aus der Prüfung der Pipeline sowie aus der Fertigstellung der Bohrlöcher, Unterwasserlärm durch Rohrverlegung und Pipelineuntersuchungen, Lärm von Schiffen und Maschinen, Emissionen in die Luft, Auswirkungen durch künstliches Licht von der Bohrplattform und von Schiffen, den Umgang mit Abfällen sowie mögliche Auswirkungen durch die Unterstruktur der Bohrplattform, das Hejre-Fundament sowie den Fußabdruck der Pipeline auf dem Meeresboden.

Die Arbeiten an den Bohrungen werden voraussichtlich in der ersten Hälfte des Jahres 2027 beginnen, während die Installationsaktivitäten im Zusammenhang mit der Pipeline, dem Versorgungskabel und der Topside voraussichtlich im Laufe des Jahres 2028 vor dem Betriebsstart Ende 2028 durchgeführt werden.

Was die Einleitungen ins Meer betrifft, geht aus dem Umweltverträglichkeitsbericht hervor, dass während der Bauphase insgesamt ca. 6,1 Tonnen Chemikalien, die von der norwegischen Umweltbehörde als umweltfreundliche Chemikalien eingestuft werden, und ca. 42,1 Tonnen Chemikalien, die als gelbe Chemikalien eingestuft sind²⁸, ins Meer eingeleitet werden. Während der Bauphase werden keine als rote

²⁷Meeresstrategiegesetz (havstrategiloven), vgl. Verordnung Nr. 123 vom 1. Februar 2024.

²⁸Die angegebenen Mengen ergeben sich aus der Addition von Tabelle 5.8 und Tabelle 5.20 des Umweltverträglichkeitsberichts.



Chemikalien eingestuft. Chemikalien ausgeleitet. Erdölbasierte Bohrspäne und Bohrschlamm werden zur weiteren Verarbeitung und Entsorgung an Land transportiert. Es scheint, dass INEOS die Auswirkungen von Einleitungen für alle relevanten Chemikalien modelliert hat und dass Schätzungen von Risikoindikatoren für negative Umweltauswirkungen (PNEC und das PEC/PNEC-Verhältnis) gemäß den OSPAR-Richtlinien berechnet wurden. In der Bauphase werden die einleitungsbedingten Umweltauswirkungen durch folgende Tätigkeiten verursacht: Perforation, Reinigung und Reparatur bestehender Bohrlöcher sowie Prüfung von Pipelines.

Die Bohrlöcher HA-1A, HA-2 und HA-4 werden perforiert und gereinigt, während die vorübergehend stillgelegte Bohrung HA-5 repariert wird. Die mit diesen Arbeiten verbundenen Emissionen sind in Tabelle 8-2 des Umweltverträglichkeitsberichts als Gebrauchskemikalien beschrieben und umfassen Rig-Reinigungsmittel, Jacking-Schmierfett und Hydrauliköl. INEOS stellt auf Grundlage von Modellierungen fest, dass Umweltauswirkungen, definiert als ein PEC/PNEC-Verhältnis von über 1, in einer maximalen Entfernung von 1500 m vom Einleitungsort auftreten werden. Die Dauer der Einleitungen liegt zwischen 1 Stunde (Rig-Reinigung) und 10 Tagen für Jacking-Schmierfett und Hydrauliköl, wobei das PEC/PNEC-Verhältnis in einer maximalen Entfernung von 100 m vom Einleitungsort über 1 liegt. INEOS erläutert in Abschnitt 8.2.1, dass die Umweltrisiken im Zusammenhang mit den Arbeiten an den Bohrlöchern als unerheblich eingestuft werden, da der Umfang der Auswirkungen lokal, kurzfristig und räumlich begrenzt ist.

Wenn die 33 km lange Pipeline und das Versorgungskabel zwischen Hejre und der Syd Arne WHPE in Trassen verlegt und im Meeresboden vergraben werden, kommt es durch das Auftreiben von Sedimenten zu Auswirkungen auf den Meeresboden und die Wassersäule. Die Pipeline und das Versorgungskabel werden in parallelen Gräben mit einer Entfernung von 50 m zwischen den Gräben verlegt, und INEOS beschreibt, dass die Verlegung entweder durch Pflügen oder durch Einschwemmen (Water Jetting) erfolgt, abhängig von den Meeresbodenbedingungen. INEOS beschreibt ferner, dass das Einschwemmen (Water Jetting) zu den höchsten Konzentrationen an suspendierten Partikeln führt und dass bei dieser Verlegungsmethode ein größeres Gebiet beeinflusst wird. INEOS erläutert unter Verweis auf Fachliteratur, dass erwartet wird, dass die Konzentration resuspendierten Sediments im Durchschnitt in einer Größenordnung von 2–5 mg/l liegt, in einer Entfernung von 1–200 m von der Aktivität, und dass sich das suspendierte Sediment in einer Höhe von 1–2 m über dem Meeresboden befindet.

INEOS beschreibt, dass während des Pflügens oder Spülens direkt unter der Pipeline die meisten Arten der benthischen Fauna beschädigt oder getötet werden. INEOS gibt an, dass diese Beeinträchtigung in einem abgegrenzten Streifen von 2–3 m Breite entlang der Ausdehnung der Pipeline bzw. des Versorgungskabels auftreten wird. Darüber hinaus wird beschrieben, dass weiter verbreitetes Sediment lokal Organismen beeinträchtigen kann und dass die benthische Fauna die betroffenen Gebiete kurz nach der Wiederverfüllung des Pipelinegrabens erneut besiedeln



wird. Darüber hinaus führt INEOS an, dass die Sedimentverfrachtung keine wesentlichen Auswirkungen auf bodenlebende Fische, Laichbestände oder die Bestandsrekrutierung von Fischen haben wird, die in dem Gebiet laichen.

INEOS beschreibt in Abschnitt 5.4.4, dass die Pipeline nach der Verlegung durch Steinschüttungen (insgesamt 41.000 Tonnen) und Betonmatratzen (insgesamt 175 Stück) geschützt wird. Der Schutz durch Steinschüttungen und Betonmatratzen wird ebenfalls den Meeresboden stören und suspendiertes Sediment verursachen, jedoch in geringerem Ausmaß als bei der Verlegung der Pipeline und des Versorgungskabels.

Basierend auf dem Modellszenario geht INEOS, wie in Tabelle 8-6 beschrieben, davon aus, dass die Umweltauswirkungen, die durch die Ausbreitung von Sedimenten während der Verlegung der Pipeline und des Versorgungskabels verursacht werden, ein unbedeutendes Umweltrisiko darstellen. INEOS begründet diese Bewertung mit der Schlussfolgerung, dass der Umfang der Auswirkungen lokal, von kurzfristiger Dauer und räumlich begrenzt sein wird.

Wenn die Pipeline bei Hejre bzw. der Syd Arne WHPE errichtet und an das System angeschlossen wird, muss sie einem Drucktest unterzogen werden, um sicherzustellen, dass keine Lecks vorhanden sind. Der Drucktest dauert 24 Stunden und erfolgt unter Verwendung von Meerwasser, dem eine Kombination aus Korrosionsinhibitor, Biozid, Sauerstoffreiniger sowie eine fluoreszierende Tracer-Chemikalie zugesetzt werden. INEOS beschreibt, dass nach Abschluss des Pipeline-Tests das Drucktestwasser und die hinzugefügten Chemikalien über die Syd Arne WHPE aus der Pipeline abgeleitet werden und dass die Einleitung ins Meer über einen Zeitraum von ca. 24 Stunden erfolgen wird. Aufgrund der relativ kurzen Dauer der Einleitungen geht INEOS davon aus, dass die toxischen Auswirkungen auf Eier oder Larven von Fischen, die in dem Gebiet laichen können, und auf andere Planktonorganismen lokal, marginal und ohne messbare Auswirkungen auf die Bestände sein werden. INEOS stellt auf Grundlage von Modellierungen fest, dass Umweltauswirkungen, definiert als ein PEC/PNEC-Verhältnis von über 1, in einer maximalen Entfernung von 1.000 m vom Einleitungsort auftreten werden. INEOS stellt ferner in Tabelle 8-6 fest, dass die Auswirkungen der Einleitung von Chemikalien im Zusammenhang mit dem Pipeline-Test ein unbedeutendes Umweltrisiko darstellen werden. Dieser Beurteilung liegt die Tatsache zugrunde, dass die Auswirkungen lokal begrenzt, von kurzer Dauer und geringer Größenordnung sind.

Was den Unterwasserlärm betrifft, beschreibt INEOS im Umweltverträglichkeitsbericht, dass es während der Bauphase verschiedene Quellen für Unterwasserlärm geben wird. Diese Quellen umfassen

- Pipeline-Verlegearbeiten und Untersuchungen mit ROV vor und nach der Installation der Pipeline und des Versorgungskabels.



- Lärm von der Bohranlage und von Schiffen im Zusammenhang mit Arbeiten auf Hejre und Syd Arne, einschließlich der Installation des Topsides und Bohrlochaktivitäten auf Hejre sowie Änderungen auf Syd Arne.
- Platzierung von Steinen und Betonmatratzen zum Schutz des freiliegenden Teils der Pipeline.

Im Zusammenhang mit der Errichtung der Mehrphasen-Pipeline und des Versorgungskabels zum Syd Arne WHPE ist vor der Verlegung der Pipeline und des Kabels eine Voruntersuchung des Meeresbodens entlang der Pipelinetrasse durchzuführen. Nach der Verlegung ist eine ähnliche Untersuchung durchzuführen, um sicherzustellen, dass die Einbettung und der Schutz der Pipeline und des Kabels ausreichend sind. INEOS hat im Umweltverträglichkeitsbericht angegeben, dass INEOS für die Untersuchungen ein ROV einsetzen wird, das mit einer Kombination verschiedener akustischer Geräte ausgestattet ist, darunter Echo-Sounder, Multibeam-Echolot, Side-Scan-Sonar und OAS (Obstacle-Avoidance-Sonar). INEOS gibt an, dass diese Instrumente in Frequenzbereichen oberhalb der Hörschwelle von Meeressäugtieren und relevanten Fischarten (>180 kHz) arbeiten, weshalb Auswirkungen durch den Einsatz dieser Instrumente nicht weiter untersucht werden. Die Voruntersuchungen werden entlang zweier Linien entlang der vorgeschlagenen Pipelinetrasse durchgeführt, wobei jede Linie ca. 33 km lang ist. Jede Untersuchung wird voraussichtlich bis zu 1,5 Tage dauern.

Für die Untersuchungen und die Pipeline-Verlegeaktivitäten werden außerdem Unterwasser-Positionierungssysteme (USBL²⁹ und LBL³⁰) eingesetzt, die zur präzisen Positionierung von ROVs und Installationen auf dem Meeresboden dienen. Die Spezifikationen der voraussichtlich eingesetzten USBL- und LBL-Systeme sind der nachstehenden Tabelle 1 zu entnehmen.

Ausrüstung (ähnlich)	Typ	Platzierung	Frequenz (kHz)	Quellebene (SPL), dB re 1 mPa@1 m	Puls Dauer (msec)	Wiederholungsrate (Hz)	Richtungsabhän- gigkeit (*)
Kongsberg HI-PAP 501/502	USBL-Transceiver	Unter dem Fahrzeug	20,5 – 29,6	189 (182 mit Richtungsabhängigkeit)	30	0,5	180
Kongsberg cNODE	USBL-Transponder	An ROV	20 – 34	188	30	0,5	360 (omnidirektional)
Sonardyne ROVNav6	LBL-Transceiver	Am Meeresboden	19-34 kHz	187 – 196 dB (4 Levels)			Omnidirektional

Tabelle 1: Erwartete Spezifikationen der USBL- und LBL-Systeme.

Das USBL-System wird voraussichtlich für die Verlegung von Pipelines und Kabeln sowie für die Einbettung der Pipeline und des Versorgungskabels eingesetzt, um die

²⁹ USBL: Ultra-Short BaseLine

³⁰ LBL: Long BaseLine



korrekte Position und Tiefe sicherzustellen, während das LBL-System für präzise Vermessungen an jedem Ende der Pipeline zwischen der installierten Pipeline-Spule und dem Steigrohr bei Hejre bzw. Syd Arne WHPE verwendet wird. Insgesamt wird erwartet, dass der Einsatz von USBL und LBL etwa 25 Tage dauern wird.

Hinsichtlich der Lärmbelastung von Schweinswalen durch den Einsatz von USBL und LBL geht INEOS nach dem Vorsorgeprinzip und auf Grundlage einer neueren Studie aus der Nordsee davon aus, dass Schweinswale und andere Meeressäuger ihre ihr Verhalten in einer Entfernung von bis zu 5,5 km von den USBL- und LBL-Systemen verändern. Im Hinblick auf die Frage, ob der Einsatz von USBL und LBL vorübergehende (TTS) oder dauerhafte (PTS) Hörschäden bei Meeressäugern verursachen kann, hat INEOS eine Modellierungsstudie für den Einsatz des USBL-Systems durchgeführt.

INEOS hat sich an den Schwellenwerten von Southall et al. 2019³¹ orientiert und diese mit den überarbeiteten Schwellenwerten des National Marine Fisheries Service 2024³² verglichen, um eine konservative Modellierung durchzuführen. Für die Modellierung gilt, dass das USBL-System im Modus mit der niedrigsten Quellenleistung (Low-Power-Modus) betrieben wird, und INEOS stellt fest, dass die Ergebnisse auch für das LBL-System gelten, da die Parameter der beiden Systeme vergleichbar sind. Die Ergebnisse zeigen, dass Schweinswale in einer Entfernung von 1700 m von der Schallquelle TTS und in einer Entfernung von 180 m PTS ausgesetzt sein können, während bei anderen Meeressäugern nicht erwartet wird, dass sie TTS oder PTS ausgesetzt sind. Auf dieser Grundlage implementiert INEOS ein Soft-Start-Verfahren, das das Risiko von TTS und PTS bei Schweinswalen ausschließt. Es wird davon ausgegangen, dass sich Schweinswale bei der ersten Schallimpulsabgabe mindestens 100 m von der Schallquelle entfernt befinden, da sie zuvor durch den Lärm des Schiffes vertrieben wurden. Das Soft-Start-Verfahren sieht vor, dass das USBL-System 22 Minuten lang mit der niedrigsten Quellenleistung betrieben wird und das LBL-System 30 Minuten lang, bevor beide auf die normale Leistung hochgefahren werden. INEOS gibt an, dass die Dauer auf Grundlage des Vorsorgeprinzips festgelegt wurde und die Hörschwelle von Schweinswalen, die Quellenleistung und Frequenzbereiche der Systeme sowie die TTS-Distanz berücksichtigt. Zusätzlich zum Soft-Start gibt INEOS an, dass als Standardverfahren ein Test des dynamischen Positionierungssystems (DP) des Schiffes durchgeführt wird, bevor das Schiff in die 500-m-Sicherheitszone um die Plattform einläuft, in der die ROV-Untersuchungen beginnen. INEOS beschreibt, dass der Test der DP-Propeller unmittelbar vor

³¹ Southall, B. L. et al. (2019). Marine-Säugetier-Lärmbelastungskriterien: Aktualisierte wissenschaftliche Empfehlungen zu verbleibenden Hörbeeinträchtigungen. *Aquat. Mamm.*, Bd. 45, Nr. 2, S. 125–232, 2019, DOI: 10.1578/AM.45.2.2019.125.

³² National Marine Fisheries Service (2024). Aktualisierung zu: Technische Leitlinien zur Bewertung der Auswirkungen anthropogenen Schalls auf das Gehör von Meeressäugern (Version 3.0): Unterwasser- und Luftschallkriterien für den Beginn von Hörschäden und temporäre Hörschwellenverschiebungen. USA Handelsministerium der USA (U.S. Department of Commerce), NOAA. NOAA Technical Memorandum NMFS-OPR-71, 182 S.



Beginn des Soft-Start-Verfahrens gestartet wird, um sicherzustellen, dass sich keine Meeressäugetiere innerhalb von 100 m um das Schiff befinden.

INEOS beschreibt ferner, dass nicht-impulsiver Unterwasserlärm von der Bohrplattform und den fahrenden Unterstützungsschiffen entstehen wird. Im Zusammenhang mit der Steinschüttung und dem Ausbringen von Betonmatratzen wird ausgeführt, dass die primäre Lärmquelle vom Schiff selbst und seinem DP-System ausgeht und in geringerem Maße vom Verlegen der Steine und Betonmatratzen. INEOS kommt zu dem Schluss, dass Verhaltensänderungen bei Schweinswalen in einer Entfernung von bis zu 1000 m von jedem Schiff zu erwarten sind, und folgert in Tabelle 8-18 des Umweltverträglichkeitsberichts, dass die Umweltbelastung durch Schiffslärm unerheblich sein wird, da die Auswirkungen gering, lokal und kurzfristig sind.

Auf der Grundlage des oben Beschriebenen geht INEOS davon aus, dass die Gesamtauswirkungen des Unterwasserlärms auf Meeressäugetiere unbedeutend sein werden. Dies wird damit begründet, dass der erzeugte Lärm kurzzeitig, vorübergehend und lokal ist sowie dass ein Soft-Start-Verfahren angewendet wird, das es Meeressäugetieren ermöglicht, das Gebiet zu verlassen, bevor sie TTS ausgesetzt werden.

Hinsichtlich der Lärmbelastung von Fischen, einschließlich des Europäischen Störs, legt INEOS dar, dass potenzielle Auswirkungen auf die unmittelbare Nähe der Projektaktivitäten beschränkt sein werden. Da die lärmintensiven Aktivitäten lokal und vorübergehend sind, kommt INEOS zu dem Schluss, dass die Auswirkungen auf Fische infolge von Unterwasserlärm unerheblich sind.

Was die Luftemissionen betrifft, schätzt INEOS in Tabelle 8-10 des Umweltverträglichkeitsberichts, dass während der Bauphase insgesamt ca. 32.305 Tonnen CO₂, 383 Tonnen NO_x, 37 Tonnen SO_x, 32 Tonnen CH₄ und 25,7 Tonnen nmVOC in die Luft ausgeleitet werden. Insgesamt werden während der Bauphase 32.394 Tonnen CO₂-Äquivalente in die Luft ausgeleitet. Die Zahlen umfassen u. a. den Kraftstoffverbrauch für die Bohranlage, Schiffe und Helikoptertransport sowie Reinigungsaktivitäten an den Bohrlöchern, bei denen die anfänglich geförderten Bohrflüssigkeiten auf der Bohranlage verbrannt werden, bis akzeptable Produktionswerte erreicht sind (12–24 Stunden pro Bohrloch). INEOS führt auf dieser Grundlage aus, dass die Luftemissionen zwar zur globalen Erwärmung beitragen, jedoch ein geringes oder unbedeutendes Umweltrisiko darstellen. INEOS führt ferner aus, dass die Emissionen von SO_x und NO_x nicht zu gesundheitlichen Auswirkungen an Land beitragen werden und daher ein unerhebliches Umweltrisiko darstellen.



Betriebsphase

Für die Betriebsphase hebt der Umweltverträglichkeitsbericht die Auswirkungen geplanter Einleitungen von produziertem Wasser und Produktionschemikalien, Unterwasserlärm, Emissionen in die Luft sowie Auswirkungen der physischen Präsenz von Topside und Pipelines hervor.

INEOS beschreibt, dass es während der Betriebsphase zu keinerlei Ableitungen von produziertem Wasser aus der Hejre-Plattform kommen wird. Stattdessen wird das produzierte Wasser zu den Syd Arne-Anlagen geleitet, wo es von Öl und Gas getrennt und gereinigt wird, bevor es in das Syd Arne-Feld eingespeist oder ins Meer eingeleitet wird, falls die Menge des von den Feldern Syd Arne, Solsort und Hejre produzierten Wassers die Verarbeitungskapazität der Syd Arne-Anlagen übersteigt. Unter Normalbetrieb werden etwa 80 % des produzierten Wassers eingespeist, und INEOS beschreibt, dass erwartungsgemäß die Menge des eingeleiteten produzierten Wassers in den Syd-Arne-Anlagen innerhalb der bereits erteilten Genehmigungen für das Syd-Arne-Feld abgedeckt werden kann.

INEOS beschreibt, dass alle wasserlöslichen Produktionschemikalien zusammen mit dem produzierten Wasser aus den Syd-Arne-Anlagen abgeleitet werden, sofern sie nicht ins Syd-Arne-Feld eingespeist werden. Sonstige Produktionschemikalien, die nicht eingespeist werden, werden zusammen mit dem Exportöl an Land exportiert. Gemäß Tabelle 5-15 des Umweltverträglichkeitsberichts werden die gesamten jährlichen Einleitungen von Produktionschemikalien aus den Syd-Arne-Anlagen nach der Anbindung des Hejre-Feldes voraussichtlich etwa 27,1 Tonnen grüne Chemikalien, 100,4 Tonnen gelbe Chemikalien und 116,1 Tonnen rote Chemikalien betragen. Unter diesen roten Chemikalien werden sich 6,1 Tonnen Paraffininhinhibitor befinden, die aus Hejre stammen und deren jährliche Einleitung aus den Syd-Arne-Anlagen geplant ist. Gemäß Tabelle 9-3 wird der Wachsinhibitor auf Grundlage eines Modellierungsszenarios, in dem täglich 2781 m³ produziertes Wasser eingeleitet werden, eine schädliche Wirkung in einer Entfernung von bis zu 5 km vom Einleitungsort haben.

INEOS erklärt weiter, dass während der Betriebsphase des Projekts im Zusammenhang mit der Reinigung der Anlagen Anlagenchemikalien sowie Bohr- und Betriebschemikalien im Zusammenhang mit einer Reihe von Wartungsaktivitäten freigesetzt werden. Beim überarbeiteten Entwicklungsprojekt für das Hejre-Feld werden 3 Tonnen Anlagenchemikalien pro Jahr und 8 Tonnen pro Jahr aus den Syd-Arne-Anlagen eingeleitet. Der Einsatz von Bohr- und Servicechemikalien auf der Hejre-Anlage wird zu einer Einleitung von ca. 227,8 Tonnen grüner Chemikalien pro Jahr und ca. 33,8 Tonnen gelber Chemikalien über die Syd-Arne-Anlagen führen, vgl. Tabelle 5-18 des Umweltverträglichkeitsberichts. INEOS gibt an, dass die Freisetzung von Chemikalien pelagische Fischarten, Fischlarven, Zooplankton und Phytoplankton im betroffenen Gebiet beeinträchtigen wird. Benthische Arten, einschließlich des Europäischen Störs, werden in geringerem Maße betroffen sein, da die Chemikalien verdünnt sein werden, bevor sie möglicherweise den Meeresboden erreichen.



Auf Grundlage durchgeführter Modellierungen legt INEOS dar, dass die Betriebsableitungen aus dem überarbeiteten Entwicklungsprojekt für das Hejre-Feld Auswirkungen von lokalem Umfang, kurzer Dauer und geringer Größenordnung verursachen werden. Vor diesem Hintergrund geht INEOS davon aus, dass die Auswirkungen von Einleitungen auf pelagische Organismen ein unbedeutendes Umweltrisiko darstellen.

Während der Betriebsphase werden verschiedene Inspektionen und Wartungsarbeiten an den Anlagen erforderlich sein. Diese Aktivitäten werden Schiffe, ROVs und akustische Ausrüstung nutzen, wobei USBL und LBL die einzigen Geräte sind, die für Meeressäuger hörbar sind. Da bei jeder Anwendung von USBL und LBL ein Soft-Start-Verfahren implementiert wird, kommt INEOS zu dem Schluss, dass die Auswirkungen von Unterwasserlärm kurzfristig, vollständig reversibel und räumlich begrenzt sein werden. Auf dieser Grundlage kommt INEOS zu dem Schluss, dass das Umweltrisiko durch Unterwasserlärm in der Betriebsphase unerheblich ist.

INEOS kommt ferner zu dem Schluss, dass der betriebsbedingte Unterwasserlärm keine absichtliche Störung des Europäischen Störs verursachen wird, da die Art die USBL- oder LBL-Signale nicht hören kann. INEOS legt dar, dass der Europäische Stör während der Produktionsphase vorübergehend durch Vibrationen im Meeresboden verdrängt werden kann, dass diese Verhaltensreaktion jedoch kurzfristig und vollständig reversibel ist und in einem sehr begrenzten Gebiet auftritt. INEOS kommt zu dem Schluss, dass diese Verdrängung nicht als absichtliche Störung angesehen wird.

Während der Betriebsphase des Projekts entstehen Luftemissionen im Zusammenhang mit der Stromerzeugung, dem Transport von Personal und Material sowie dem Abfackeln von Gas. INEOS beschreibt, dass der Strombedarf in Hejre minimal sein wird, da die Hejre-Plattform unbemannet ist. Der Strom für die Hejre-Plattform wird von der Syd Arne Main-Plattform über die vorhandenen gasbetriebenen Turbinengeneratoren geliefert, die Diesel als Treibstoff verwenden, wenn kein Gas verfügbar ist.

Der Treibstoffverbrauch aus Transportaktivitäten per Schiff und Hubschrauber hängt mit der Durchführung von Wartungsbesuchen in der Anlage zusammen, die sowohl geplante als auch notwendige Wartungsarbeiten umfassen. Schiffstätigkeiten werden voraussichtlich jährlich etwa 37,5 Tage dauern, während der Helikoptertransport etwa 1,5 volle Tage pro Jahr entspricht.

INEOS beschreibt, dass auf Hejre kein Gas abgefackelt wird, sondern stattdessen auf der Syd-Arne-Main-Plattform, wo die Behandlung der Bohrflüssigkeiten erfolgt. INEOS erwartet, dass das allgemeine Niveau der Gasabfackelung auf der Syd-Arne-Main-Plattform unverändert bleiben wird. Aus Sicherheitsgründen ist unter anderem im Zusammenhang mit der routinemäßigen Wartung von Ausrüstung auch eine Sicherheitsbelüftung einer begrenzten Gasmenge erforderlich. INEOS führt aus, dass



das Emissionsniveau der Syd-Arne-Anlagen nach dem Anschluss von Hejre ungefähr gleich bleiben wird und gibt an, dass die Emissionen auf jeden Fall unter den in der Syd-Arne-UVP von 2006 festgelegten Grenzwerten bleiben werden, die sich auf etwa 300.000 Tonnen CO₂/Jahr und 1.000 Tonnen NO_x/Jahr belaufen. Auf dieser Grundlage kommt INEOS in Tabelle 9-6 des Umweltverträglichkeitsberichts zu dem Schluss, dass die Emissionen von NO_x und SO_x in der Betriebsphase ein unbedeutendes Umweltrisiko darstellen und dass die Auswirkungen der CO₂-Äquivalent-Emissionen in der Betriebsphase ein geringes Umweltrisiko darstellen. INEOS hat in Kapitel 19 des Umweltverträglichkeitsberichts, einschließlich Tabelle 19-1, dargestellt, wie die betrieblichen Emissionen den Grundsätzen von BAT und BEP entsprechen. Hierbei hat INEOS ausgeführt, dass Luftkühlventilatoren anstelle von Meerwasserkühlung eingesetzt werden. Es wird angegeben, dass Luftkühlventilatoren weniger Strom verbrauchen als der Einsatz von Pumpen für die Meerwasserkühlung, was zu geringeren Emissionen führt. Ferner legt INEOS dar, dass ein elektrisch betriebener Kran anstelle eines dieselbetriebenen Krans eingesetzt wird, dass keine Gasturbine auf Hejre installiert wird und dass auf Hejre kein Gas abgefackelt wird.

INEOS hat ferner eine Darstellung der Emissionen aus der Nutzung der aus dem Hejre-Feld gewonnenen Kohlenwasserstoffe vorgenommen. Dabei hat INEOS nach dem Vorsorgeprinzip angenommen, dass alle im Verlauf der Projektlaufzeit geförderten Kohlenwasserstoffe verbrannt werden. Die Darstellung wurde in Übereinstimmung mit einer britischen Leitlinie zur Bewertung von Downstream-Scope-3-Emissionen aus Offshore-Öl- und Gasprojekten³³ durchgeführt. Auf dieser Grundlage wird der gesamte CO₂-Ausstoß aus der Verbrennung aller geförderten Kohlenwasserstoffe auf etwa 47,5 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente über die Lebensdauer des Feldes geschätzt. Die Schätzung basiert auf einem hohen Produktionsszenario (P10). INEOS führt aus, dass die Scope-3-Emissionen des Projekts keine wesentlichen Auswirkungen haben werden und die internationalen und nationalen Klimaziele im Einklang mit dem Pariser Abkommen nicht behindern werden. Dies begründet INEOS mit der Darstellung, dass das Ausmaß der Auswirkungen gering ist und die Folgen der Wirkung geringfügig und nicht signifikant sind.

Stilllegungsphase

Während der Stilllegungsphase umfassen die Umweltauswirkungen u. a. Unterwasserlärm von ROVs und Schiffen, das Schneiden von Stahlkonstruktionen, Einleitungen im Zusammenhang mit der Stilllegung der Bohrlöcher sowie Luftemissionen

³³ Britische Regierung (2025): *Ergänzende Leitlinien zur Bewertung der Auswirkungen von nachgelagerten Scope-3-Emissionen aus Offshore-Öl- und Gasprojekten*, Ministerium für Energiesicherheit und Netto-Null (Department for Energy Security and Net Zero), Juni 2025. Online abrufbar: https://assets.publishing.service.gov.uk/media/6853fa3d1203c00468ba2b15/Supplementary_guidance_-_Effects_of_Scope_3_Emissions.pdf



aus dem Schiffstransport.

INEOS beschreibt, dass die Stilllegung der Anlagen gemäß den zum Zeitpunkt der Stilllegung geltenden dänischen Rechtsvorschriften und internationalen Vereinbarungen durchgeführt wird und dass im Zusammenhang mit der Verfüllung und Stilllegung der Bohrlöcher Chemikalien ins Meer eingeleitet werden. Tabelle 5-19 im Umweltverträglichkeitsbericht stellt eine Übersicht über die Menge an Chemikalien dar, die im Zusammenhang mit der Schließung der Bohrlöcher im Hejre-Feld freigesetzt werden. INEOS schätzt, dass im Zusammenhang mit einer Schließung der Bohrlöcher ca. 1.386 Tonnen grüne Chemikalien, 116 Tonnen gelbe Chemikalien und 26 Tonnen rote Chemikalien freigesetzt werden. Darüber hinaus erwartet INEOS, dass ca. 31,53 Tonnen gelbe Chemikalien, unter anderem im Zusammenhang mit Reinigungs- und Wascharbeiten der Anlagen und Geräte freigesetzt werden. Ölbasiertes Bohrspülmittel wird nicht eingeleitet, sondern zur Wiederverwertung oder Entsorgung an Land transportiert.

Im Umweltverträglichkeitsbericht beschreibt INEOS die Auswirkungen im Zusammenhang mit den Einleitungen aus der Stilllegungsphase des Projekts, die hauptsächlich mit der Schließung der Bohrlöcher verbunden sind. Es wird beschrieben, dass unter anderem Reinigungschemikalien, Zementchemikalien und Slop-Chemikalien, darunter Rohrdichtfette und Jacking-Schmierfette, freigesetzt werden. In Tabelle 10-1 zeigt INEOS die maximale Entfernung vom Einleitungsort, bei der das PEC/PNEC-Verhältnis bei der Einleitung von gelben und roten Chemikalien größer als 1 ist. Es ist ersichtlich, dass das PEC/PNEC-Verhältnis von mit dem Reinigen verbundenen Chemikalien in Entfernungen von bis zu 5 km von der Einleitungsstelle den Wert 1 übersteigt. INEOS beschreibt, dass die Einleitung von Chemikalien potenzielle Auswirkungen auf pelagische Arten im betroffenen Gebiet, bestehend aus Fischen, Fischlarven, Zooplankton und Phytoplankton, haben wird. INEOS führt hierzu aus, dass der Europäische Stör überwiegend küstennah vorkommt und im Projektgebiet nur in begrenztem Umfang erwartet wird, weshalb INEOS angibt, dass die Art nicht von den Einleitungen betroffen sein dürfte. Da die Dauer der Auswirkungen kurzfristig ist und der Umfang der Auswirkungen marginal, führt INEOS insgesamt aus, dass die Auswirkungen der Einleitungen in der Stilllegungsphase auf pelagische Organismen unerheblich sind.

Emissionen in die Luft aus Stilllegungsarbeiten stammen aus der Energieerzeugung auf der Bohrinsel und dem Treibstoffverbrauch verschiedener Schiffe und Hubschrauber. In Tabelle 10-3 beschreibt INEOS, dass bei den Stilllegungsaktivitäten voraussichtlich insgesamt 53.710 Tonnen CO₂, 906 Tonnen NO_x, 69 Tonnen SO_x, 2 Tonnen CH₄ und 33 Tonnen nmVOC emittiert werden. In Tabelle 10-4 geht INEOS davon aus, dass die mit der Emission von NO_x und SO_x verbundenen Auswirkungen in der Stilllegungsphase ein unbedeutendes Umweltrisiko darstellen werden, ebenso wie die Auswirkungen, die mit der Emission von CO₂-Äquivalenten verbunden sind, da die Treibhausgase unter sonst gleichen Bedingungen zur globalen Erwärmung beitragen.



Kumulative Auswirkungen

In Kapitel 14 des Umweltverträglichkeitsberichts erläutert INEOS die kumulativen Auswirkungen des Projekts. Es wird angegeben, dass die Auswirkungen aus Bau und Betrieb des Hejre-Projekts potenziell mit den Auswirkungen anderer Öl- und Gasaktivitäten sowie mit Auswirkungen anderer Tätigkeiten wie Windparks, Kabel- und Pipeline-Installationen, Fischerei und Schifffahrt in der Region interagieren können.

INEOS beschreibt, dass das Risiko kumulativer Auswirkungen während der Bau-phase nur mit geringer Wahrscheinlichkeit auftritt, da die nächste Plattform (Svend) mehr als 20 km von Hejre entfernt ist. Bei den Anlagen in Syd Arne erwartet INEOS aufgrund der großen Entfernung zu anderen Anlagen mit ähnlichen Einleitungen und in Anbetracht der Tatsache, dass die Einleitungen aus den Anlagen in Syd Arne aufgrund der hohen Wiedereinspeisung des produzierten Wassers begrenzt sind, auch keine potenzielle kumulative Wirkung des produzierten Wassers.

Unterwasserlärm aus den Aktivitäten des Hejre-Projekts wird als lokal wirkend mit einer maximalen Reichweite von 5,5 km angegeben, und die Gesamtauswirkung auf Anhang-IV-Arten wird als unerheblich bewertet, begründet damit, dass die Beeinträchtigung kurzfristig ist, auf ein lokales Gebiet begrenzt bleibt und vollständig reversibel ist. Andere geplante Aktivitäten in dem Gebiet, einschließlich Offshore-Windparks, Energieprojekte und CO₂-Speicherung, werden nach Einschätzung von INEOS weder zeitlich noch räumlich mit dem Hejre-Projekt überlappen und daher voraussichtlich nicht zu kumulativen Auswirkungen beitragen.

Ferner geht aus dem Nachtrag zum Umweltverträglichkeitsbericht „*Scope-3-Bewertung – Hejre Tie-back zum Syd Arne*“ hervor, dass die Darstellung der Emissionen automatisch kumulativ ist, da die Emissionen in den Kontext relevanter Reduktionspfade gestellt werden, wobei bestehende und geplante Projekte und Aktivitäten berücksichtigt werden.

Dänemarks Meeresstrategie II

Der Bericht enthält zusätzlich eine Darstellung, ob die erwarteten Auswirkungen des Projekts die Erfüllung der in der dänischen Meeresstrategie II festgelegten Umweltziele behindern können, sowie eine Erläuterung der Auswirkungen auf die 11 Deskriptoren des HL.

In Tabelle 17-13 des Umweltverträglichkeitsberichts fasst INEOS die potenziellen Auswirkungen auf die 11 Deskriptoren der Meeresstrategie zusammen. Es geht hervor, dass das Projekt im Zusammenhang mit Pipelineverlegungs- und Bohraktivitäten zu vorübergehenden Beeinträchtigungen der Integrität des Meeresbodens führen kann und dass während Bau- und Inspektionsarbeiten niederfrequenter und hochfrequenter Unterwasserlärm entstehen kann. Das Projekt kann auch geplante Einleitungen von Produktionswasser und Produktionschemikalien mit sich bringen, die alle



als unter den festgelegten Schwellenwerten liegend bewertet werden. Gleichzeitig wird erwartet, dass das Projekt die hydrografischen Bedingungen nicht verändert und weder Eutrophierung, Schadstoffe in Fischen und Schalentieren, Meeresmüll noch die Biodiversität in einem erheblichen Ausmaß beeinflusst. INEOS führt ferner aus, dass das Projekt nicht innerhalb der im Rahmen der Meeresstrategie ausgewiesenen Schutzgebiete in der Nordsee liegt.

Insgesamt legt INEOS dar, dass die potenziellen Auswirkungen auf jeden Deskriptor unerheblich oder nicht vorhanden sein werden, und kommt zu dem Schluss, dass das Hejre-Entwicklungsprojekt die Erreichung eines guten Umweltzustands für die 11 Deskriptoren weder verhindern noch verzögern wird.

Natura-2000- und Anhang-IV-Arten

Der Umweltverträglichkeitsbericht enthält eine Darstellung darüber, ob davon auszugehen ist, dass das beantragte Projekt potenziell betroffene Natura-2000-Gebiete und Anhang-IV-Arten erheblich beeinflussen kann. Aus dem Bericht geht hervor, dass alle Elemente des Projekts, die erhebliche Auswirkungen auf relevante Natura-2000-Gebiete und Anhang IV-Arten haben können, entweder für sich oder im Rahmen anderer Projekte, identifiziert wurden.

INEOS führt aus, dass das nächstgelegene Natura-2000-Gebiet die deutsche Doggerbank (DE1003-301) ist, die sich etwa 49 km vom Projektgebiet entfernt befindet. INEOS beschreibt unter Verweis auf das BFN³⁴, dass das Gebiet den Lebensraumtyp Sandbänke mit dauerhaft flacher Meereswasserbedeckung (1110) sowie die marinen Arten Schweinswal (1351), Kegelrobbe (1365), Weißschnauzendelfin (2032), Zwergwal (2617) und Seehund (1364) als Teil der Erhaltungsziele umfasst. Das deutsche Schutzgebiet Dogger Bank erstreckt sich bis in den niederländischen Teil der Nordsee, der ebenfalls als Natura 2000-Gebiet ausgewiesen ist (NL 2008-001) und das britische Naturschutzgebiet Dogger Bank (UK 0030352) im britischen Teil der Nordsee.

Außerdem wurde eine Bewertung für neun betroffene dänische Natura-2000-Gebiete durchgeführt, die im Falle eines unkontrollierten Blowouts auf dem Hejre-Feld potenziell von einem Ölaustritt betroffen sein könnten. Dabei handelt es sich um folgende Gebiete: DK00VA348 Thyborøn Stenvolde, DK00VA257 Jyske Rev, Lillefiskebanke, DK00VA340 Sandbänke vor Thyborøn, DK00VA259 Gule rev, DK00VA258 Store rev, DK00VA301 Lønstrup Rødgrund, DK00FX112 Skagens Gren & Skagerrak, DK00EX023 Agger Tange und DK00VA347 Südliche Nordsee.

Andere Natura-2000-Gebiete wurden im Umweltverträglichkeitsbericht in Bezug auf mögliche Projektauswirkungen nicht weiter behandelt, da sich die Gebiete in großer Entfernung zum beantragten Projekt befinden.

³⁴ BFN: Bundesamt für Naturschutz <https://www.bfn.de/en/dogger-bank-nca>



Die Bewertung der potenziellen Auswirkungen des Projekts auf Natura-2000-Gebiete und Anhang-IV-Arten im Bericht konzentriert sich auf die Auswirkungen eines Lecks während eines unkontrollierten Ölaustritts sowie auf die Auswirkungen von Unterwasserlärm durch Bautätigkeiten auf der Bohrinselform und der Plattform aus Voruntersuchungen und Pipeline-Verlegung. Sonstige Vorgänge und Vorkommnisse während des Baus, Betriebs und der Stilllegung der Bohrlöcher werden im Umweltverträglichkeitsbericht so bewertet, dass sie aufgrund der großen Entfernung des Projektgebiets zu den nächstgelegenen Natura 2000-Gebieten sowie Art und Umfang der Projektaktivitäten weder Natura 2000-Gebiete noch Anhang-IV-Arten beeinträchtigen.

Unter Berücksichtigung dieser Darstellung kommt der Umweltverträglichkeitsbericht zu dem Schluss, dass das Projekt den Erhaltungszustand der ausgewiesenen Lebensräume und Arten bzw. Anhang-IV-Arten der potenziell betroffenen Natura-2000-Gebiete nicht nachteilig beeinflussen wird. Es wird außerdem der Schluss gezogen, dass das Projekt die Integrität der Naturschutzgebiete nicht beeinträchtigen oder zu einer Verschlechterung oder Zerstörung von Brut- oder Rastplätzen für Anhang-IV-Arten führen wird.

In Bezug auf die Auswirkungen von Unterwasserlärm auf Anhang-IV-Arten basiert die Bewertung darauf, dass der erzeugte Lärm kurzfristig, vorübergehend und lokal begrenzt ist. Im Zusammenhang mit der Verwendung von USBL- und LBL-Geräten wird ein Soft-Start-Verfahren implementiert, um sicherzustellen, dass die Projektaktivitäten keinen schädlichen Lärm für Anhang-IV-Arten verursachen. Etwaige Verhaltensänderungen werden nach Einschätzung von INEOS als kurzfristig und vollständig reversibel erwartet.

Im Zusammenhang mit der Darstellung der Auswirkungen eines Blowouts bei Hejre auf Natura-2000-Gebiete und Anhang-IV-Arten hat INEOS mithilfe von DNV GL Norway ein statistisches Ölkatastrophenmodell für die Bewegung des Ölteppichs und bekannte Auswirkungen von Öl auf Lebensräume und Arten in der Region verwendet. INEOS weist in diesem Zusammenhang darauf hin, dass Blowouts äußerst seltene Ereignisse sind und dass das Risiko eines solchen Ereignisses in Hejre auf 9×10^{-6} pro Jahr geschätzt wird. Falls es zu einem Blowout kommt, wird die Dauer in den meisten Fällen als kurzfristig (unter 15 Tage) erwartet, während etwa 6,5 % als lang andauernd (100 Tage) prognostiziert werden. Im Falle eines Bruchs in der Mehrphasen-Pipeline, die von Hejre zur Syd Arne WHPE verlegt werden soll, wird das System aufgrund eines registrierten Druckabfalls abgeschaltet, wodurch die Ausbreitung von Öl begrenzt wird.

Im Zusammenhang mit den Auswirkungen eines möglichen unkontrollierten Ölaustritts merkt INEOS an, dass die Entfernung zum nächstgelegenen Natura-2000-Gebiet 49 km beträgt und dass die vorherrschende Strömung bei Hejre nordöstlich ist, was die Wahrscheinlichkeit einer Beeinträchtigung der nächstgelegenen Natura-2000-Gebiete verringert, zumal sowohl das deutsche als auch das niederländische



Natura-2000-Gebiet südlich von Hejre liegen. Die Entfernung zu dänischen Natura-2000-Gebieten bedeutet, dass das Öl aus einem Ölaustritt mindestens drei Tage oder länger gedriftet sein muss, bevor es potenziell betroffene dänische Natura-2000-Gebiete erreicht, wobei der Großteil der giftigen Dämpfe aus dem Öl voraussichtlich verdunstet sein wird. Darüber hinaus wird im Umweltverträglichkeitsbericht angegeben, dass die Auswirkungen eines möglichen ungeminderten Ölaustritts auf Meeressäuger und auf deren Erhaltungszustand begrenzt sein werden. In diesem Zusammenhang wird besonders hervorgehoben, dass nur ein sehr kleiner Teil der Populationen der Arten in der Nordsee von einem Ölaustritt betroffen sein dürfte, da der Ölteppich in einem relativ schmalen Band in Oberflächenströmungen treiben wird. Auch der Erhaltungszustand und die Unversehrtheit der Sandbänke in den nächstgelegenen Natura-2000-Gebieten werden als begrenzt angegeben, da ein großer Teil des Öls bereits verdunstet sein wird, wenn es in das Gebiet gelangt. Allerdings besteht ein sehr geringes Risiko der Sedimentation von Öl auf diesem Lebensraumtyp, es wird jedoch festgestellt, dass die Auswirkung unbedeutend ist.

Im Zusammenhang mit einem möglichen unkontrollierten Ölaustritt beschreibt INEOS in Abschnitt 11.1.5 des Umweltverträglichkeitsberichts, dass besonders Seevögel durch Ölaustritte gefährdet sind. INEOS beschreibt, dass in dem unwahrscheinlichen Fall, dass es auf Hejre zu einem Ölaustritt kommt, das Öl wahrscheinlich mit den vorherrschenden Meeresströmungen Richtung Nordosten treiben wird und dabei international wichtige Vogelgebiete im norwegischen Teil der Nordsee passiert. Im unwahrscheinlichen Szenario eines unkontrollierten, unbegrenzten und längeren Austritts sind diese Gebiete höchstwahrscheinlich betroffen. INEOS beschreibt, dass die Zeit, die das Öl zum Erreichen dieser Gebiete benötigt, zwischen 1 und 7 Tagen liegt, je nachdem, um welche spezifischen Bereiche es sich handelt. INEOS beschreibt weiter, dass der nördliche Teil der dänischen ausschließlichen Wirtschaftszone in der Nordsee als mittelstrenges Schutzgebiet für Seevögel gilt und dass im Falle eines unkontrollierten Ölaustritts ein hohes Risiko besteht, dass die Seevögel in diesem Gebiet ölverschmiert und getötet werden. INEOS beschreibt auf Basis von Modellszenarien, dass wichtige Vogelgebiete im und unmittelbar außerhalb des Wattenmeeres nicht betroffen sein werden.

Auf der Grundlage des oben Beschriebenen kommt INEOS zu dem Schluss, dass das beantragte Projekt keine negativen Auswirkungen auf die Integrität von Natura-2000-Gebieten oder den Erhaltungszustand der in den Gebieten ausgewiesenen Lebensräume und Arten sowie auf Anhang-IV-Arten haben wird und dass das Risiko negativer Auswirkungen auf Natura-2000-Gebiete und Arten in Anhang IV unbedeutend ist. INEOS führt außerdem aus, dass im Falle eines unkontrollierten Blowouts oder anderer Arten von Leckagen der Ölunfall-Notfallplan des Unternehmens aktiviert wird, um die Ausbreitung und die Auswirkungen des Ölaustritts zu begrenzen.

Sonstige Umweltaspekte

Aus dem Umweltverträglichkeitsbericht geht hervor, dass bei der Auswahl technischer Lösungen im Zusammenhang mit dem Projekt eine Reihe von Parametern



verwendet wird, um die Umweltauswirkungen zu minimieren, einschließlich der Verwendung von BAT (Best Available Technology – die besten zugänglichen Techniken) und BEP (Best Environmental Practice – die beste Umweltpraxis). Dies gilt unter anderem im Zusammenhang mit Einleitungen ins Meer, Emissionen in die Luft, Unterwasserlärm und der Einführung nicht-heimischer Arten. Zu diesen Maßnahmen gehören unter anderem:

- Das gesamte in Hejre produzierte Wasser wird zu den Anlagen in Syd Arne exportiert, wo es möglich ist, das produzierte Wasser einzupumpen.
- Minimierung des Einsatzes von Chemikalien und die Auswahl von Chemikalien, die als grün oder gelb eingestuft sind (letztes ist angestrebt).
- Keine Gasturbine in Hejre: Der gesamte Strom für Hejre wird von Turbinen mit niedrigem NO_x-Ausstoß über ein Versorgungskabel von der Hauptplattform Syd Arne geliefert.
- Kein Abfackeln auf der Hejre-Plattform
- Anwendung eines Soft-Start-Verfahrens als Minderungsmaßnahme, um die negativen Auswirkungen von Unterwasserlärm auf Meeressäuger zu verringern.
- Aktivierung des Notfallplans für Ölaustritte im Falle eines solchen, und Abschluss einer Kooperationsvereinbarung mit Total E&P Denmark über gegenseitige Unterstützung im Falle eines Ölaustritts aus einer der Produktionsanlagen des Betreibers.
- Schiffe befolgen die IMO-Standards, um die Einführung nicht-heimischer Arten durch Ballastwasser zu verhindern. Darüber hinaus ist die Installation eines Ballastwasseraufbereitungssystems oder die Anforderung einer regelmäßigen Entfernung von Meeresverschmutzungen an den Schiffswänden erforderlich.
- Betriebsoptimierung: Minimierung der Umweltauswirkungen durch Konzentration auf stabile Förderung, Reduzierung von Slugging und Begrenzung der Anzahl der außerplanmäßigen Stopps.

Darüber hinaus beschreibt INEOS in Kapitel 18 des Berichts, dass für das Syd-Arne-Feld ein Überwachungsprogramm eingerichtet wurde und dass für die Betriebsphase des Hejre-Feldes ein weiteres Überwachungsprogramm eingerichtet wird, das zusammen mit dem Überwachungsprogramm für das Syd-Arne-Feld unter anderem die Menge des eingeleiteten Produktionswassers, den Ölgehalt im Produktionswasser, CO₂-Emissionen, NO_x-Emissionen, den Gehalt radioaktiver Stoffe im eingeleiteten Produktionswasser sowie die allgemeine Menge der verwendeten Chemikalien überwachen wird.

Zusammen mit dem Umweltverträglichkeitsbericht hat INEOS auch einen Espoo-Bericht eingereicht, in dem mögliche grenzüberschreitende Umweltauswirkungen des Projekts in Dänemark beleuchtet werden. Der Espoo-Bericht enthält auch eine Bewertung der potenziellen Auswirkungen auf Natura-2000-Gebiete und Anhang-IV-



Arten durch das Projekt an sich oder in Kombination mit anderen Projekten. Die Bewertungen und Schlussfolgerungen des Espoo-Berichts stimmen mit den oben dargelegten Bewertungen und Schlussfolgerungen des Umweltverträglichkeitsberichts überein. Da die Auswirkungen lokal begrenzt und auf dänische Gewässer beschränkt sind, geht INEOS davon aus, dass das Projekt keine erheblichen grenzüberschreitenden Auswirkungen haben wird.

1.10.2. Die bestehenden Anlagen auf dem Hejre-Feld

Aus dem Umweltverträglichkeitsbericht geht hervor, dass die bestehende Hejre-Struktur im Jahr 2014 installiert wurde. Die Struktur besteht aus einem Stahl-Jacket mit acht Beinen und einem Bohrlochkopfdeck. 2016 wurden die Arbeiten zur Bohrung von insgesamt fünf geplanten Bohrlöchern an der Hejre-Plattform abgeschlossen. Von diesen sind drei (HA-1A, HA-2 und HA-4) für die Produktion vorbereitet. Die Bohrlöcher wurden jedoch nicht perforiert, sondern vorübergehend mit jeweils zwei mechanischen Stopfen verschlossen. Die übrigen zwei Bohrungen (HA-3A und HA-5) wurden vorübergehend bis einschließlich der 13 5/8"-Casing-Sohle stillgelegt. HA-3A und HA-5 warten auf die endgültige Stilllegung oder auf die mögliche Durchführung neuer Bohrlochverläufe (Side-Tracks).

INEOS gibt an, dass die bestehenden Anlagen derzeit keine Auswirkungen auf die Umwelt haben, da auf dem Hejre-Feld nie gefördert wurde und es seit dem Ende der Bohrarbeiten im Jahr 2016 keine Einleitungen, Emissionen oder Abfallerzeugung gegeben hat. Mögliche Auswirkungen im Zusammenhang mit der Nutzung der Bohrlöcher im nun beantragten Hejre-Projekt sind oben in Abschnitt 1.10.1 beschrieben.

1.11. Anhörungen

1.11.1. Anhörung der Öffentlichkeit und der betroffenen Behörden

Der Umweltverträglichkeitsbericht wurde gemäß § 35 Abs. 3 Nr. 3 und Abs. 5 des Umweltverträglichkeitsgesetzes im Zeitraum vom 30. Januar 2026 bis zum 2. März 2026 bei den betroffenen Behörden und der Öffentlichkeit zur Anhörung gestellt.

Im Rahmen der Anhörung hat die dänische Energiebehörde Stellungnahmen von einer Reihe von Organisationen und Bürgern sowie vom Umweltministerium, der Behörde für grüne Flächenumwandlung und Wasserumwelt, dem Wirtschaftsministerium und dem Ministerium für Gesellschaftssicherheit und Katastrophenschutz erhalten.

Die dänische Energiebehörde hat INEOS ausgewählte Stellungnahmen aus der Anhörung, die von der dänischen Energiebehörde als repräsentativ und ausreichend umfassend bewertet wurden, zur weiteren Bearbeitung des Antrags vorgelegt. INEOS hat auf Anfrage der dänischen Energiebehörde diese Stellungnahmen kommentiert. Die ausgewählten Stellungnahmen sowie die Antwort von INEOS sind in Anhang 3 des Beschlusses enthalten.



Eine Zusammenfassung der Stellungnahmen aus der nationalen Anhörung, einschließlich der Antworten von INEOS sowie der Bemerkungen der dänischen Energiebehörde, ist im Anhörungsprotokoll enthalten, das zudem als Anhang 1 dieses Beschlusses beigefügt ist. Alle Stellungnahmen sind darüber hinaus als Anhang 3 und 4 beigefügt.

1.11.2. Anhörung der zuständigen Behörden

Der Espoo-Bericht wurde gemäß den Bestimmungen der Espoo-Konvention erstellt. Gemäß Artikel 3 der Espoo-Konvention teilte Dänemark am 21. Februar 2023 den Niederlanden, Norwegen, Schweden, Großbritannien und Deutschland mit, dass für das Hejre-Projekt eine Umweltverträglichkeitsprüfung durchgeführt werden soll.

In der Notifizierung wurden die Länder aufgefordert, anzugeben, ob sie die Absicht haben, sich an einer Umweltverträglichkeitsprüfung zu beteiligen, und eine etwaige Stellungnahme zu grenzüberschreitenden Umweltauswirkungen in ihrem Hoheitsgebiet sowie etwaige Anmerkungen von Seiten der jeweiligen Öffentlichkeit zu übermitteln.

Nach diesem Verfahren betrachteten sich Deutschland und Schweden als betroffene Parteien und wünschten, sich am Umweltprüfungsverfahren beteiligen. Norwegen antwortete, dass es nicht teilnehmen wolle, während die Niederlande und Großbritannien nicht auf die Anfrage antworteten.

In Anbetracht dessen und gemäß § 38 Abs. 6 des Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetzes waren die Espoo-Unterlagen vom 30. Januar 2026 bis zum 2. März 2026 in Schweden und Deutschland in öffentlicher Anhörung.

Im Rahmen der Anhörung gingen Stellungnahmen aus Schweden und Deutschland ein. Schweden teilte mit, dass es keine Kommentare habe, während Deutschland am 4. März 2026 Stellungnahmen über die Notwendigkeit von Vorsorgemaßnahmen und eine Koordination mit den deutschen Behörden im Falle eines Ölaustritts übermittelte.

Dänemark hat den zuständigen Behörden in Deutschland eine schriftliche Antwort übermittelt. Deutschland antwortete anschließend, dass es keine weiteren Anmerkungen zu der von der dänischen Energiebehörde übermittelten Antwort habe.

Die Behörde für grüne Flächenumwandlung und Wasserumwelt hat am XX 2026 ihre Zustimmung erteilt, dass die dänische Energiebehörde die Genehmigung für das Projekt „Hejre zum Syd-Arne-Ausbauprojekt“ gemäß § 38 Abs. 1 des Umweltverträglichkeitsgesetzes erteilen kann.

Eine Zusammenfassung der im Rahmen der internationalen Anhörung eingegangenen Stellungnahmen ist in Anhang 2 enthalten.



1.11.3. Parteanhörung

Der Entwurf der Entscheidung wurde INEOS am 11. Mai 2026 zur Anhörung übermittelt, mit einer Frist bis zum 25. Mai 2026. INEOS sendete am 12. Monat 2026 eine Antwort.

Die Stellungnahme betrifft die sachliche Korrektur kleiner Fehler im Entwurf, einschließlich Anpassungen von Einheiten und Formulierungen sowie die Präzisierung technischer Angaben. Die dänische Energiebehörde hat die von INEOS vorgeschlagenen Anpassungen berücksichtigt und diese in die endgültige Entscheidung aufgenommen.

Ein überarbeiteter Entwurf wurde am 19. Mai 2026 einer Parteanhörung bei INEOS mit Frist bis zum 2. Juni 2026 vorgelegt. INEOS hat am 19. Mai 2026 die Antwort gesendet, dass sie keine Anmerkungen zum überarbeiteten Entwurf haben.

2. Rechtliche Grundlage

2.1. Bodengesetz (undergrundsloven, im Folgenden „UL“)

Die dänische Energiebehörde trifft eine Entscheidung nach dem UL, aus dem hervorgeht, dass Genehmigungen zur Exploration und Förderung von Kohlenwasserstoffen nicht über den 31. Dezember 2050 hinaus erteilt oder verlängert werden können, vgl. § 13 Abs. 6 des UL. Dies bedeutet, dass die dänische Energiebehörde die Exploration und Förderung von Kohlenwasserstoffen bis Ende des Jahres 2050 genehmigen kann. Dies ergibt sich auch aus der Nordseevereinbarung vom 3. Dezember 2020.

Vor Beginn der Förderung und der darauf zielenden Maßnahmen ist dem Minister für Klima, Energie und Versorgung (klima-, energi- og forsyningsministeren) gemäß § 10, Abs. 2 des UL ein Förderbetriebsplan, einschließlich der Gestaltung der Produktion sowie der Anlagen und eventueller dazugehöriger Pipelines (Fördermaßnahmen usw.) zur Genehmigung vorzulegen.

Wesentliche Änderungen und Ergänzungen zu einem bereits genehmigten Plan für die Gewinnung von Rohstoffen müssen vom Minister für Klima, Energie und Versorgung genehmigt werden, bevor sie umgesetzt werden. Die Verringerung der Kapazität von Anlagen und Pipelines gilt als wesentliche Änderung eines genehmigten Plans für die Gewinnung von Rohstoffen, vgl. § 10 Abs. 3 des UL.

Der Minister für Klima, Energie und Versorgung kann bei Genehmigungen nach § 10 Abs. 2 und 3 Bedingungen festlegen, vgl. § 10 Abs. 4 des UL.

Im Falle der Genehmigung von Fördermaßnahmen usw. gemäß § 10 wird der Zeitpunkt für den Beginn der Förderung so festgelegt, dass das Vorkommen in ange-



messener Weise zur Energieversorgung Dänemarks beitragen und die Nutzung bestehender oder geplanter Behandlungs- oder Verkehrssysteme sicherstellen kann, vgl. §14 des UL.

Eine Genehmigung gemäß § 10 des Gesetzes zur Gewinnung von Kohlenwasserstoffen ist davon abhängig, dass der Minister für Klima, Energie und Versorgung für Zeiträume von mindestens sechs Monaten die Menge, die zurückgewonnen werden darf, bestimmt, vgl. § 15, Abs. 1, Punkt 1 des UL.

Die Errichtung und der Betrieb von Pipeline-Anlagen zur Nutzung im Zusammenhang mit Tätigkeiten, die unter das Gesetz fallen, dürfen nur mit Genehmigung des Ministers für Klima, Energie und Versorgung erfolgen, vgl. § 17 Abs. 1 des UL.

Eine Genehmigung kann unter Auflagen erteilt werden, die sich auf die Trassenführung, die Abmessungen, die Transportkapazität, das Eigentum, das Recht zur Nutzung der Pipeline durch andere, die Bezahlung dafür, Gebühren an den Staat usw. beziehen, vgl. § 17 Abs. 2 des UL.

Dies ergibt sich aus § 28 Abs. 1 des UL, der besagt, dass Arbeiten im Zusammenhang mit Tätigkeiten im Rahmen des Gesetzes, einschließlich Bohren, Absenken von Schächten und der Installation von Tunneln, nur durchgeführt werden dürfen, wenn der Minister für Klima, Energie und Versorgung die Ausrüstung, das Programm und die Ausführungsmethode im Einzelfall genehmigt, vgl. § 28 Abs. 1 des UL.

Arbeiten im Zusammenhang mit der Durchführung oder Änderung von Bohrungen im Meeresgebiet, die von Genehmigungen zur Exploration und Förderung von Rohstoffen, einschließlich Kohlenwasserstoffen, erfasst sind, dürfen nur eingeleitet werden, sofern im Einzelfall die Genehmigung des Ministers für Klima, Energie und Versorgung zu den ressourcenbezogenen Aspekten von Ausrüstung, Programm und Ausführungsweise eingeholt wurde, vgl. § 28 Abs. 3 des UL.

Der Minister für Klima, Energie und Versorgung kann Bedingungen bei Genehmigungen nach Abs. 1 festlegen, vgl. § 28 Abs. 4 des UL.

In Genehmigungen nach § 10 Abs. 2 und 3, § 17 Abs. 1, § 23 d Abs. 2 und 4, § 23 k Abs. 1 sowie § 28 Abs. 1 und 3 können umweltbezogene Bedingungen und Auflagen festgelegt werden, um erhebliche nachteilige Auswirkungen auf die Umwelt zu vermeiden, zu verhindern oder zu begrenzen und sie, soweit möglich, zu neutralisieren. In diesem Zusammenhang können Bedingungen und Auflagen hinsichtlich etwaiger Überwachungsmaßnahmen festgelegt werden, vgl. § 28 e des Untergrundgesetzes.

Einem Antrag auf Erteilung einer Genehmigung oder Anerkennung gemäß §§ 10, 17 oder 28 des Gesetzes ist ein Plan für die Abwicklung aller von dem Antrag erfassten Anlagen und Installationen usw. sowie aller zuvor genehmigten Anlagen und Installationen usw. im Zusammenhang mit den Genehmigungen, die unter dieses Gesetz fallen, auf die sich der Antrag bezieht, beizufügen, vgl. § 32 a Abs. 1 des UL. Der



Stilllegungsplan muss eine Schätzung der voraussichtlichen Umsetzungskosten des Stilllegungsplans enthalten und eine Beschreibung dessen, wodurch gewährleistet ist, dass die finanziellen Mittel zur Umsetzung des Stilllegungsplans zur Verfügung stehen. Der Stilllegungsplan muss vom Minister für Klima, Energie und Versorgung genehmigt werden. Für die Genehmigung können Auflagen festgelegt werden, vgl. § 32 a Abs. 2 des UL.

In § 33 des UL heißt es, dass in Genehmigungen nach diesem Gesetz nähere Regelungen darüber getroffen werden, wie nach Ablauf, Aufgabe, Erlöschen oder Widerruf der Genehmigung mit vom Lizenznehmer errichteten Anlagen zu verfahren ist, und wie mit Anlagen umzugehen ist, die zuvor ihren Zweck erfüllt haben.

Es sei darauf hingewiesen, dass der Minister für Klima, Energie und Versorgung seine Entscheidungsbefugnis nach dem UL an die dänische Energiebehörde delegiert hat, vgl. § 4, Abs. 1, Nr. 1 der Übertragungsanordnung³⁵.

2.2. Verordnung über Offshore-Lebensräume

Die Verordnung über Offshore-Lebensräume findet unter anderem Anwendung bei Anträgen auf Genehmigung eines Plans für Fördertätigkeiten und wesentliche Änderungen oder Ergänzungen eines bereits genehmigten Plans gemäß § 10, Abs. 2 und 3 im UL; für die Errichtung und den Betrieb von Pipeline-Anlagen gemäß § 17, Abs. 1 des Gesetzes; sowie Genehmigung von Arbeiten im Zusammenhang mit den unter das Gesetz fallenden Tätigkeiten gemäß § 28, Abs 1, vgl. § 1, Abs. 2, Nr. 1, 2 und 7 der Verordnung.

Bevor eine Entscheidung über eine Genehmigung oder Zustimmung nach § 10 Abs. 2 und 3, § 17 Abs. 1 oder § 28 Abs. 1 und 3 des UL getroffen werden kann, muss die dänische Energiebehörde prüfen, ob das Projekt für sich allein oder in Verbindung mit anderen Plänen und Projekten ein internationales Naturschutzgebiet erheblich beeinträchtigen kann, vgl. § 3 Abs. 1 der Verordnung. Ist dies der Fall, ist eine detaillierte Verträglichkeitsprüfung der Auswirkungen des Vorhabens auf das internationale Naturschutzgebiet unter Berücksichtigung des Erhaltungsziels für das betreffende Gebiet durchzuführen, vgl. § 3 Abs. 3 der Verordnung über Offshore-Lebensräume.

Darüber hinaus muss die dänische Energiebehörde, bevor eine Entscheidung über die Genehmigung oder Anerkennung gemäß § 10, Abs. 2 und 3, § 17, Abs. 1, oder § 28, Abs. 1 und 3 des UL getroffen werden kann, gemäß § 5, Abs. 1 der Verordnung über Offshore-Lebensräume eine Beurteilung vornehmen, ob der Antragsteller:

³⁵ Verordnung Nr. 244 vom 3. Februar 2026 über die Aufgaben und Befugnisse der dänischen Energiebehörde.



- 1) das natürliche Verbreitungsgebiet der in Anhang IV Buchstabe a der FFH-Richtlinie³⁶ aufgeführten Tierarten in allen Lebensphasen und insbesondere während der Brut-, Aufzucht-, Überwinterungs- oder Zugzeit vorsätzlich stört;
- 2) Fortpflanzungs- oder Ruhegebiete im natürlichen Verbreitungsgebiet der in Anhang IV Buchstabe a der FFH-Richtlinie aufgeführten Tierarten beschädigt oder zerstört; oder
- 3) die in Anhang IV Buchstabe b der FFH-Richtlinie aufgeführten Pflanzenarten in allen Lebensphasen zerstört.

Ergibt die Prüfung, dass der Antrag mit Störungen, Beschädigungen oder Zerstörungen gemäß § 5, Abs. 1 der Verordnung über Offshore-Lebensräume verbunden sein kann, darf die dänische Energiebehörde keine Genehmigung für das beantragte Projekt erteilen, ausgenommen, die Bedingungen in § 6 zum Abweichen von § 5 sind erfüllt, vgl. § 5 Abs. 2 der Verordnung.

Bevor ein Beschluss über eine Genehmigung oder Anerkennung eines beantragten Projekts getroffen wird, das unter die Verordnung über Offshore-Lebensräume fällt, kann die dänische Energiebehörde eine Stellungnahme der Umweltschutzbehörde zu den Bewertungen gemäß § 3 und § 5 einholen, vgl. § 7 der Verordnung.

2.3. Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz (miljøvurderingsloven, im Folgenden „ML“)

§ 15 Abs. 1 des ML besagt, dass bestimmte Projekte, wie aufgeführt in Anhang 1, von denen aufgrund ihrer Art, Größe oder Lage erhebliche Umweltauswirkungen erwartet werden können, erst beginnen dürfen, wenn die Behörde nach einer Umweltverträglichkeitsprüfung des Projekts schriftlich die Genehmigung zum Projektstart erteilt.

Die dänische Energiebehörde stellt fest, dass das beantragte Projekt unter Anhang 1, Punkt 14 des Gesetzes fällt, da das Projekt die Förderung von mehr als 500 Tonnen Rohöl/Tag und mehr als 500.000 m³ Erdgas/Tag zu kommerziellen Zwecken betrifft.

Nach § 20 Abs. 1 des ML müssen Antragsteller für ein Umweltprüfungsprojekt einen Umweltverträglichkeitsbericht erstellen, der eine Umweltverträglichkeitsprüfung enthält. Der Umweltverträglichkeitsbericht muss mindestens die in § 20 Abs. 2 des ML genannten Informationen enthalten.

Nach Prüfung des Umweltverträglichkeitsberichts übermittelt die Behörde diesen den betroffenen Behörden, den betroffenen Staaten und der Öffentlichkeit zur Einsichtnahme, vgl. § 24, Abs. 2, sowie § 35, Abs. 3, Nr. 3 und § 38 des ML. Aus § 35 Abs. 5, letzter Punkt, folgt außerdem, dass der Zeitraum für die öffentliche Anhörung zum Umweltverträglichkeitsbericht mindestens 30 Tage betragen muss.

³⁶ Richtlinie 92/43/EWG des Rates zur Erhaltung von Naturarten sowie wildlebenden Tieren und Pflanzen mit späteren Änderungen.



Über die Genehmigung des Projekts entscheidet der Minister für Klima, Energie und Versorgung gemäß § 25, vgl. § 17, Abs. 4, Nr. 1 des ML. Die Entscheidung wird auf der Grundlage des Antrags durch den Projektträger, des Umweltverträglichkeitsberichts, etwaiger zusätzlicher Informationen, der Ergebnisse der durchgeführten Anhörungen und der behördlichen Begründung getroffen.

Es sei darauf hingewiesen, dass der Minister für Klima, Energie und Versorgung seine Befugnisse gemäß § 17, Abs. 4, Nr. 1 des ML an die dänische Energiebehörde delegiert hat, vgl. § 4, Abs. 1, Nr. 27 der Übertragungsanordnung.

Eine Genehmigung, die gemäß § 10, § 17, Abs. 1, und § 28 des UL erteilt wurde, ersetzt eine Genehmigung gemäß § 25, vgl. § 10, Nr. 4 des ML, ganz oder teilweise.

2.4. Meeresstrategierahmengesetz (havstrategiloven, im Folgenden „HL“)

Die EU-Meeresstrategierahmenrichtlinie³⁷ wurde durch das HL in dänisches Recht umgesetzt. Ziel des Gesetzes ist es, einen Rahmen für die Maßnahmen zu schaffen, die zur Erreichung oder Erhaltung eines guten Umweltzustands der Meeresökosysteme und zur Ermöglichung einer nachhaltigen Nutzung der Meeresressourcen durchzuführen sind.

Das HL verpflichtet den Umweltminister, Meeresstrategien für alle dänischen Seegebiete auszuarbeiten, um folgendes zu gewährleisten:

- 1) den Schutz, die Erhaltung und die Verhütung einer Verschlechterung der Meeresumwelt und, soweit möglich, Wiederherstellung der Meeresökosysteme in Gebieten, in denen sie beeinträchtigt wurden;
- 2) die Vermeidung und die Verringerung von Einflüssen auf die Meeresumwelt, um die Verschmutzung schrittweise zu beenden und sicherzustellen, dass es keine nennenswerten Auswirkungen auf oder Risiken für die biologische Vielfalt der Meere, die menschliche und die Gesundheit der Meeresökosysteme oder die rechtmäßige Nutzung des Meeres gibt;
- 3) die Sicherstellung der Fähigkeit der Meeresökosysteme, mit Veränderungen umzugehen; und
- 4) die Sicherstellung, dass die kombinierten Belastungen durch menschliche Eingriffe in die Natur mit der Erreichung eines guten Umweltzustands vereinbar sind.

Der gute Umweltzustand wird in Anhang 2 des HL (Anhang I der Richtlinie) anhand von 11 sogenannten qualitativen Deskriptoren beschrieben. Die Deskriptoren betreffen:

- 1) Biodiversität
- 2) Nicht-heimische Arten
- 3) Kommerziell genutzte Fischbestände

³⁷ Richtlinie 2008/56/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. Juni 2008 zur Schaffung eines Ordnungsrahmens für Gemeinschaftsmaßnahmen im Bereich Meeresumwelt.



- 4) Das Nahrungsnetz des Meeres
- 5) Eutrophierung
- 6) Meeresboden
- 7) Hydrografische Veränderungen
- 8) Schadstoffe
- 9) Kontaminanten in Fisch und Schalentieren, die für den menschlichen Verzehr bestimmt sind
- 10) Meeresabfälle
- 11) Unterwasserlärm.

Bei der Ausübung von Befugnissen im Rahmen von Rechtsvorschriften sind die Behörden an die vom Umweltminister beschlossenen Umweltziele und Maßnahmenprogramme gebunden, vgl. § 18 des HL. Das bedeutet, dass die Behörden bei der Ausübung ihrer Befugnisse im Rahmen der gesetzlichen Bestimmungen die Meeresstrategie berücksichtigen müssen.

3. Beurteilung der dänischen Energiebehörde und Begründung

3.1. Beurteilung der geplanten Entwicklung

Die dänische Energiebehörde geht davon aus, dass die geplante Erweiterung für ein Reservoir mit den gegebenen Eigenschaften angemessen ist, siehe folgende Abschnitte.

Im Zusammenhang mit der Durchführung der geplanten ROV-Untersuchungen vor und unmittelbar nach der Installation der Pipeline und des Kabels ist die dänische Energiebehörde der Auffassung, dass INEOS die Spezifikationen der eingesetzten geophysikalischen Geräte, einschließlich Quellenleistung und Frequenzbereich, in ausreichendem Umfang dargelegt hat und dass auch das Untersuchungsprogramm sowie die Art und Weise der Durchführung ausreichend beschrieben wurden.

INEOS muss die dänische Energiebehörde im Zeitraum vom 1. Juli 2026 bis zum Beginn der Förderung vierteljährlich schriftlich über den Status und Fortschritt des Projekts informieren, damit die Behörde als Genehmigungs- und Aufsichtsbehörde den Fortschritt des Projekts überwachen kann, siehe Bedingung 4.

3.2. Geologische und geophysikalische Gegebenheiten

Die dänische Energiebehörde schätzt ein, dass das Hejre-Feld im Hinblick auf die geologische Charakterisierung und Modellierung hinreichend beschrieben ist. Die statischen und dynamischen Modelle für Hejre basieren auf einer integrierten Interpretation von Bohrdaten sowie petrophysikalischen und seismischen Interpretationen, die zusammen eine ausreichende und repräsentative Datenbasis für die strukturellen und geologischen Bedingungen des Reservoirs für die Entwicklungsphase bilden. Die Aktualisierung des statischen und dynamischen Modells mit neuen seismischen Daten und neuen Bohrdaten hat im Vergleich zum vorherigen Modell zu



einer größeren Anzahl von Verwerfungen, einer größeren Variation in der Ausdehnung und Mächtigkeit des Reservoirs sowie dazu geführt, dass eine geringere Anzahl von Segmenten in das Modell einbezogen wurde. Der kombinierte Einfluss dieser Elemente auf die Modelle hat zu einer deutlichen Reduzierung der erwarteten vorhandenen Mengen und der daraus resultierenden technischen Reserven geführt. Die dänische Energiebehörde ist der Ansicht, dass diese Reduzierung durchaus gerechtfertigt ist.

3.3. Fördertechnische Verhältnisse

Aufgrund des hohen Reservoirdrucks, der relativ hohen Kompressibilität der Kohlenwasserstoffe und der Tatsache, dass der Blasenpunkt im Reservoir 700 bar unter dem Reservoirdruck liegt, geht die dänische Energiebehörde davon aus, dass der geplante Fördermechanismus, „Depletion Drive“ oder natürliche Entleerung der Reservoirs, angemessen ist. Die dänische Energiebehörde geht außerdem davon aus, dass die vorhandenen Produktionsbohrlöcher die Reservoirsegmente 1–3 ausreichend entleeren können, sofern die Bohrlöcher erwartungsgemäß Zugang zum gesamten Segment haben.

Der Rahmen für die Abnahmevereinbarung mit dem Lizenznehmer von Syd Arne sieht vor, dass NGL aus technischen und wirtschaftlichen Gründen in den ersten 1 bis 5 Jahren der Produktion vom Öl getrennt und zum Teil in eines der Bohrlöcher des Syd Arne-Feldes eingespeist werden muss und zum Teil als Treibstoff in den Syd Arne-Anlagen verwendet wird. Es wird erwartet, dass die Einspeisung von NGL zu einem Ressourcenverlust von etwa █ % der gesamten Reserven führen wird. Die dänische Energiebehörde stellt fest, dass INEOS alternative Lösungen ausreichend erläutert hat, einschließlich der Behandlung von NGL an Land, des Transports von Gas außerhalb der Spezifikation zur weiteren Behandlung in Nybro und der Begrenzung der anfänglichen Produktionsrate auf ein Maximum von █ Barrel/Tag.

Die dänische Energiebehörde hat außerdem eine Bewertung der genannten technischen Alternativen sowie deren wirtschaftlichen Folgen durchgeführt und kommt auf dieser Grundlage zu dem Schluss, dass die gewählte Lösung angemessen ist.

Die gewählte Strategie für das Reservoir-Management und die Produktion des Feldes wurde in ähnlichen Feldern mit Erfolg eingesetzt und wird als ausreichend angesehen.

3.3.1. Energieeffizienz und Abfackeln

Die dänische Energiebehörde stellt fest, dass bei der Entwicklungsplanung besonders auf eine optimierte Energieeffizienz und eine Beschränkung beim Abfackeln auf das unbedingt Notwendige Wert gelegt wurde, um unnötige Ressourcenverschwendung nach Möglichkeit zu vermeiden. In ihrer Bewertung hat die dänische Energie-



behörde auch darauf hingewiesen, dass INEOS im Entwicklungsplan für die Produktion in Hejre darauf abzielt, im Normalbetrieb nur einen sehr begrenzten Einfluss auf den Kraftstoffverbrauch und das Abfackeln in den Anlagen in Syd Arne zu haben.

3.4. Bohrlochstatus und -aktivitäten

Die drei für die Produktion vorbereiteten Bohrlöcher müssen vor der Produktion perforiert und gereinigt werden. Die Wahl des Bohrlochdesigns wird im Entwicklungsplan für das Hejre-Feld von 2011³⁸ erläutert und gilt als bevorzugte Lösung, da sie die Risiken während der Bohrung und der anschließenden Produktion am besten ausbalanciert.

Die dänische Energiebehörde stellt fest, dass der Plan zur Perforation der Bohrlöcher im Vergleich zum Entwicklungsplan für das Hejre-Feld aus dem Jahr 2011 unverändert ist, und kommt weiterhin zu dem Schluss, dass der beschriebene Einsatz geeigneter Spezialausrüstung die mit der Perforation und der zukünftigen Sandproduktion verbundenen Risiken ausreichend verringert.

3.5. Anlagen-, prozess- und kapazitätsbezogene Verhältnisse

Die dänische Energiebehörde geht davon aus, dass die Kapazitätsbedingungen für die Förderung des Hejre-Feldes ausreichend sind. Das angeforderte Produktionsprofil ist im Rahmen der vorhandenen Kapazität der Anlagen in Syd Arne geplant, die auch die Produktion der Felder Solsort bzw. Syd Arne aufnehmen müssen.

Darüber hinaus weist die dänische Energiebehörde darauf hin, dass wesentliche Änderungen und Ergänzungen eines genehmigten Plans für Fördertätigkeiten vor ihrer Umsetzung von der dänischen Energiebehörde genehmigt werden müssen, vgl. § 10, Abs. 3 des UL.

Gemäß § 14 des UL wird der Zeitpunkt für den Beginn der Förderung frühestmöglich, spätestens jedoch auf den 1. Mai 2029 festgelegt, vgl. § 14 des UL, siehe auch Bedingung 5.

Auf der Grundlage der Informationen in den Antragsunterlagen und ergänzender Informationen in der Parteienanhörung hält die dänische Energiebehörde es für realistisch, dass das Projekt im Zeitfenster für die Offshore-Installation im Jahr 2028 abgeschlossen werden kann und die Förderung daher spätestens am 1. Mai 2029 beginnen muss.

Was die Bestimmung der Menge an Kohlenwasserstoffen betrifft, die gewonnen werden dürfen, wird die dänische Energiebehörde diese gemäß den beantragten Produktionsprofilen für Zeiträume von in der Regel 12 Monaten Dauer und mindestens

³⁸Beschluss über die Genehmigung des Entwicklungsplans und der Förderung für das Hejre-Feld vom 6. Oktober 2011.



für Zeiträume von 6 Monaten Dauer festlegen, vgl. § 15 des UL, siehe auch Bedingung 6.

3.5.1. Zugangsvereinbarung für Dritte

Am 28. Dezember 2023 erhielt die dänische Energiebehörde das „Final Term Sheet“ mit der endgültigen Zugangsvereinbarung für Dritte von Hejre zu den Anlagen in Syd Arne.

Zugangsvereinbarungen für Dritte müssen der dänischen Energiebehörde spätestens 8 Tage nach ihrem Abschluss zur Genehmigung vorgelegt werden. Die Produktion aus dem Hejre-Feld darf erst dann aufgenommen werden, wenn die dänische Energiebehörde eine Vereinbarung über die Nutzung von Anlagen auf dem Syd Arne-Feld für die Verarbeitung und den Export der Produktion aus dem Hejre-Feld genehmigt hat, vgl. § 16 Abs. 3 des UL. Siehe Bedingung 2. Zweck der Bedingung ist es sicherzustellen, dass der Zugriff Dritter und die Produktion von Hejre zu angemessenen Bedingungen erfolgt.

3.5.2. Stilllegung der Anlage

Im Zusammenhang mit dem Entwicklungsantrag wurde ein aktualisierter Stilllegungsplan eingereicht, der die bestehenden Anlagen auf dem Hejre-Feld sowie das im Entwicklungsplan Beschriebene umfasst. Spätestens 12 Monate nach Produktionsbeginn ist der dänischen Energiebehörde ein aktualisierter Stilllegungsplan zur Genehmigung vorzulegen, vgl. Bedingung 1 des Beschlusses vom 23. Juni 2025.³⁹ Diese Aktualisierung soll sicherstellen, dass ein Stilllegungsplan vorliegt, der den endgültigen Ausbau des Feldes widerspiegelt. Die Genehmigung des aktualisierten Stilllegungsplans durch die dänische Energiebehörde erfolgt in einem gesonderten Beschluss gemäß § 32a Abs. 2 des UL.

Die dänische Energiebehörde kann INEOS E&P A/S gemäß einem von der Energiebehörde festgelegten Zeitplan verpflichten, Anlagen usw., unabhängig davon, ob sie INEOS oder anderen gehören und die der Staat nicht übernehmen möchte, ganz oder teilweise zu entfernen, wenn die Lizenz durch Ablauf, Aufgabe, Erlöschen oder Widerruf endet, vgl. § 37 Abs. 1 und 6 der Lizenz Nr. 5/98 zur Exploration und Förderung von Kohlenwasserstoffen, Dezember 1989.

In Fortsetzung hiervon und gemäß § 33 des UL kann die dänische Energiebehörde INEOS anweisen, von dieser Genehmigung erfasste Anlagen usw. nach Nutzungsende ganz oder teilweise zu entfernen, vgl. auch Bedingung 3.

Es wird darauf hingewiesen, dass die Bedingung u. a. sicherstellen soll, dass Dänemark internationalen Verpflichtungen nachkommen kann, darunter, aber nicht darauf

³⁹ Genehmigung des Stilllegungsplans für das Hejre-Feld vom 23. Juni 2025.



beschränkt, der „IMO-Empfehlung zu Leitlinien für die Entfernung von Offshore-Anlagen und -Einrichtungen auf dem Festlandsockel und in der Wirtschaftszone“ und „OSPAR Decision 98/3 on the disposal of disused offshore installations“.

3.6. Kosten und Organisation

3.6.1. Technische Kapazität

Bei INEOS ist die Arbeit an der Entwicklung des Hejre-Feldes in einer Projektorganisation verankert, die sich ausschließlich diesem Projekt widmet. Mehrere der Schlüsselmitarbeiter sind seit seiner Gründung mit dem Hejre-Projekt vertraut. Die dänische Energiebehörde hat Unterlagen erhalten, aus denen hervorgeht, dass die Mitarbeiter der Projektorganisation Erfahrung mit der Entwicklung und dem Betrieb eines Reservoirs unter hohem Druck und hoher Temperatur haben.

Die dänische Energiebehörde geht davon aus, dass INEOS die notwendige Organisation für die Durchführung der Hejre-Entwicklung geplant hat und über die erforderliche technische Kapazität verfügt, um die bevorstehenden Phasen der Hejre-Entwicklung, den anschließenden Betrieb und die Produktion durchzuführen.

3.6.2. Finanzielle Kapazität und Wirtschaftlichkeit des Projekts

Anhand der Angaben des Entwicklungsplans beurteilt die dänische Energiebehörde die Finanzierung des Hejre-Projekts als zufriedenstellend. In diese Bewertung fließt unter anderem der Umstand ein, dass die Gesamtkosten dadurch reduziert werden, dass das Hejre-Projekt unter Nutzung des Drittzugangs zu bestehender Infrastruktur sowie der Ausnutzung von Kapazitäten der Syd-Arne-Anlagen erschlossen wird.

[REDACTED] ein positiver Kapitalwert (Net Present Value) erzielt.

Die dänische Energiebehörde hat eine Bewertung der Wirtschaftlichkeit des Projekts sowie der zugrunde liegenden Annahmen vorgenommen und hat auf dieser Grundlage keinen Anlass gesehen, weitere Maßnahmen zu ergreifen. Die dänische Energiebehörde bewertet ferner, dass der Lizenznehmer, unterstützt durch den derzeitigen Garantiegeber, über die erforderliche finanzielle Kapazität verfügt.

3.7. Steuerliche Messung und Aufteilung

Anträge auf Genehmigung des Systems zur steuerlichen Bemessung und Aufteilung werden gesondert bearbeitet. Die dänische Energiebehörde sieht es als zweckdienlich an, festzulegen, dass die Förderung von Hejre erst dann aufgenommen werden darf, wenn sie die Genehmigung für das steuerliche Messsystem erteilt hat, siehe Bedingung 1. Die Bedingung muss sicherstellen, dass die dänische Energiebehörde vor Beginn der Produktion sicherstellt, dass das steuerliche Messsystem für die qualitative und quantitative Messung der Kohlenwasserstoffe aus der Produktion des



Hejre-Feldes ordnungsgemäß eingerichtet ist und dass es die produzierten Kohlenwasserstoffe ausreichend genau messen kann. vgl. auch § 24 der Genehmigung 5/98.

3.8. Umgebende Prospektivität

Im Gert- und Gertrud-Play wurden eine Reihe von Möglichkeiten für eine weitere Förderung identifiziert, wobei die Finke- und Lunde-Prospekte am weitesten in der Reifephase sind und von INEOS als diejenigen mit dem größten kommerziellen Potenzial bewertet werden. Aus dem Antrag auf Fristverlängerung der Flächenabgrenzung vom 12. November 2023 geht hervor, dass das Arbeitsprogramm für 2023 bezüglich der Reifung und Priorisierung von Prospekten planmäßig durchgeführt wurde. [REDACTED]

Mit Verweis auf die Beschlüsse der dänischen Energiebehörde im Zeitraum vom 9. Juni 2020 bis 19. Dezember 2025 betreffend die Anpassung der Bedingungen der 30-jährigen Verlängerung vom 15. Oktober 2010 ist die Verlängerung des Gebiets davon abhängig, dass ein konkreter und verbindlicher Plan zur Reifung weiterer Produktion aus dem gesamten Areal des Hejre-Feldes eingereicht wird, einschließlich einer Vereinbarung über die Rückgabe von Flächen, die nicht genutzt werden, [REDACTED] Dies wird separat behandelt und ist nicht von den Bedingungen dieses Beschlusses umfasst.

3.9. Erhebliche Auswirkungen des Projekts auf die Umwelt

3.9.1. Prüfung nach dem Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung

3.9.1.1. Das überarbeitete Entwicklungsprojekt für das Hejre-Feld

Die dänische Energiebehörde hat den Umweltverträglichkeitsbericht geprüft und ist der Meinung, dass der Bericht die Anforderungen von § 20 des ML erfüllt.

Die dänische Energiebehörde hat eine Prüfung der Bedeutung der festgestellten Auswirkungen vorgenommen. Dabei fließen auch eine Bewertung der von INEOS im Antragsunterlagen vorgelegten Informationen ein, einschließlich des Umweltverträglichkeitsberichts, der darin enthaltenen Wesentlichkeitsanalyse und der Bewertung von Anhang-IV-Arten gemäß den Habitatvorschriften sowie der Bewertung gemäß dem Meeresstrategiegesetz, ferner die Stellungnahmen aus der nationalen und internationalen Anhörung sowie die Anmerkungen von INEOS zu den eingegangenen Anhörungsbeiträgen.

Auf der Grundlage der Informationen in den Antragsunterlagen hat die dänische Energiebehörde eine Reihe von Auswirkungen ermittelt, die potenziell erhebliche Auswirkungen auf die Umwelt haben können.



Die Prüfung der Auswirkungen auf Natura-2000-Gebiete und sekundäre Anhang-IV-Arten durch die dänische Energiebehörde ist ebenfalls in Abschnitt 3.9.2 dargestellt: „Prüfung gemäß der Verordnung über Offshore-Lebensräume“.

Nach einer Gesamtbewertung des verfügbaren Materials, einschließlich der Stellungnahmen im Rahmen der Anhörung und deren Beantwortung, befindet die dänische Energiebehörde, dass der Umweltverträglichkeitsbericht das Projekt hinreichend beleuchtet, einschließlich einer abgeschlossenen Anhörung der Öffentlichkeit auf nationaler Ebene bzw. im ESPOO-Rahmen.

3.9.1.1.1. Einleitungen ins Meer

Was die Einleitung von Chemikalien ins Meer betrifft, stellt INEOS einen Bericht über die damit verbundenen geplanten Einleitungen während Bauphase, Betriebsphase und Stilllegungsphase des Projekts zur Verfügung.

Die dänische Energiebehörde schätzt ein, dass INEOS die Auswirkungen von Einleitungen für gelbe und rote Chemikalien modelliert hat und dass Schätzungen von Risikoindikatoren für negative Umweltauswirkungen (PNEC und PEC/PNEC-Verhältnis) gemäß den OSPAR-Richtlinien berechnet wurden. Es wurde keine Modellierung der Einleitung grüner Chemikalien durchgeführt.

Aus den Berechnungen der Emissionen sowohl in der Bau-, Betriebs- als auch Stilllegungsphase geht hervor, dass die maximale Entfernung für Auswirkungen, bei denen das PEC/PNEC-Verhältnis 1 überschreitet, 5.000 m beträgt und die Dauer typischerweise bis zu 24 Stunden pro Einleitungsaktivität umfasst. Darüber hinaus treten Einleitungen mit einer Dauer von bis zu 10 Tagen auf.

Wenn während der Betriebsphase die Einspeisungskapazität der Anlagen in Syd Arne überschritten wird, kann es unter Umständen zu einer täglichen Freisetzung von unter anderem einem Wachsinhibitor mit einer möglichen schädlichen Wirkung von bis zu 5.000 m kommen, bei der das PEC/PNEC-Verhältnis den Wert 1 überschreitet.

Die dänische Energiebehörde stellt außerdem fest, dass ölbasierte Bohrspäne und ölbasierter Bohrschlamm zur Wiederverwertung oder Entsorgung an Land transportiert werden, und dass im Zusammenhang mit der Bauphase keine roten Chemikalien freigesetzt werden. Jedoch ist geplant, dass während der Betriebs- und Stilllegungsphase rote Chemikalien freigesetzt werden.

Auf der Grundlage des oben Beschriebenen geht die dänische Energiebehörde davon aus, dass die Auswirkungen von Einleitungen in allen Projektphasen aufgrund der kurzen Dauer der Einleitungen und der Eigenschaften der Chemikalien im Allgemeinen ein unbedeutendes bis geringes Umweltrisiko darstellen.



Die dänische Energiebehörde hat bei der Bewertung der mit den Einleitungen verbundenen Auswirkungen insbesondere berücksichtigt, dass INEOS E&P A/S in der Betriebsphase produziertes Wasser aus Hejre über die Syd-Arne-Anlagen nur dann einleitet, wenn eine Einspeisung des produzierten Wassers im Syd-Arne-Feld nicht möglich ist, sowie dass ölbasierter Bohrschlamm und Bohrkleinpartikel zur Entsorgung an Land gebracht werden.

Die dänische Energiebehörde weist darauf hin, dass INEOS in Kapitel 19 des Umweltverträglichkeitsberichts beschreibt, dass das Unternehmen kontinuierlich bestrebt sei, die Menge der verwendeten Chemikalien zu reduzieren und Chemikalien auszuwählen, die als grün oder gelb eingestuft sind, um schädliche Umwelteinflüsse zu reduzieren. INEOS erklärt außerdem, dass für die Betriebsphase des Projekts ein Umweltüberwachungsprogramm für das Hejre-Feld eingerichtet wird, das zusammen mit dem bereits eingerichteten Überwachungsprogramm für das Syd-Arne-Feld unter anderem Folgendes überwachen wird: die Menge des eingeleiteten Produktionswassers, CO₂-Emissionen, NO_x-Emissionen, der Gehalt an radioaktiven Stoffen im abgeleiteten Produktionswasser, der Ölgehalt im Produktionswasser sowie die allgemeine Menge der verwendeten Chemikalien.

Die dänische Energiebehörde legt daher Bedingung 9 fest, wonach INEOS ein Umweltüberwachungsprogramm für die Betriebsphase des Projekts erstellen muss. Dies mit dem Ziel, dass die dänische Energiebehörde die mit der Betriebsphase des Hejre-Feldes verbundenen möglichen Umweltauswirkungen überwachen kann. Das Überwachungsprogramm muss die umweltbezogenen Aspekte des Projekts umfassen und spätestens 3 Monate vor Aufnahme der Produktion von der dänischen Energiebehörde genehmigt werden.

Es wird ferner darauf hingewiesen, dass Einleitungen ins Meer zusätzlich den Vorschriften im Zuständigkeitsbereich des Umweltministeriums unterliegen und INEOS E&P A/S daher fortlaufend Einleitungsgenehmigungen bei der dänischen Umweltschutzbehörde beantragen muss.

3.9.1.1.2. Sedimentausbreitung

Was die Ausbreitung von Sedimenten im Zusammenhang mit den Arbeiten zur Verlegung und zum Einbau der Pipeline und des Versorgungskabels betrifft, erklärt INEOS, dass die Umweltauswirkungen lokal begrenzt und von kurzer Dauer sein werden. Die Steinschüttung und das Auslegen von Betonmatten zum Schutz der Pipeline und des Kabels sind ebenfalls von diesen Aktivitäten umfasst. Auf dieser Grundlage kommt INEOS zu dem Schluss, dass das mit den Aktivitäten verbundene Umweltrisiko vernachlässigbar sein wird.

Die dänische Energiebehörde schätzt ein, dass die Auswirkungen der Verlegung der Pipeline und des Versorgungskabels auf die Sedimentausbreitung unbedeutend sein werden. Die Behörde hat bei ihrer Bewertung berücksichtigt, dass INEOS in ihrer Darstellung relevante Studien und Ergebnisse einbezogen hat, darunter Ergebnisse



aus Berechnungen zur Sedimentausbreitung im Zusammenhang mit der Verlegung der Baltic-Pipe-Gaspipeline in der Nordsee sowie Ergebnisse zu Meeresbodenstörungen durch Kabelverlegung aus Studien zu einer Reihe britischer Offshore-Windparks.

Die Baltic-Pipe-Studie zeigt, dass sich das Sediment nahe der Baugrube in einer 75 mm dicken Schicht in unmittelbarer Nähe der Ausgrabung auf dem Meeresboden absetzt. Ab einer Entfernung von 50 m von der Ausgrabung wird die Schicht des neu abgelagerten Sediments auf dem Meeresboden zunehmend dünner, während die Studie auch zeigte, dass sich sehr feine Partikel über ein Gebiet von bis zu 500 m ausbreiten und sich in einer Schicht von bis zu 0,6 mm auf dem Meeresboden ablagern können. Studien zu britischen Offshore-Windparks zeigen ebenfalls, dass Sedimentstörungen im Zusammenhang mit der Kabelverlegung kurzfristig und lokal begrenzt sind. Die Konzentrationen von suspendiertem Sediment sind relativ gering und auf das Gebiet in der Nähe des Arbeitsortes beschränkt, typischerweise innerhalb von etwa 200 m, und die Partikel verbleiben nahe am Meeresboden.

In ihrer Bewertung hat die dänische Energiebehörde auch betont, dass INEOS hinreichend erklärt, dass die Auswirkungen auf die benthische Fauna und die Fischarten, einschließlich Eiern und Larven, keine signifikanten und messbaren Auswirkungen auf die Bestände verursachen werden, da die Störung vorübergehender Art, kurzlebig und auf ein relativ kleines Gebiet rund um die Pipeline-Trasse beschränkt sein wird.

3.9.1.1.3. Steinverlegung

Hinsichtlich des Schutzes der Pipeline und des Versorgungskabels erläutert INEOS, dass insgesamt 41.000 Tonnen größere Steine sowie 175 Betonmatten (6 m × 3 m × 0,3 m) ausgelegt werden, die sowohl die Pipeline als auch das Versorgungskabel schützen und stabilisieren sollen.

Die dänische Energiebehörde geht davon aus, dass die Verwendung von im Meer abgebauten Steinen möglicherweise nicht-heimische Pflanzen- und Tierarten in die Nordsee einschleppen könnte, je nachdem, wo die Steine konkret abgebaut werden. Es kann daher nicht ausgeschlossen werden, dass die Verlegung von Steinen erhebliche Auswirkungen auf die Umwelt haben kann.

Die dänische Energiebehörde hält es daher für erforderlich, sicherzustellen, dass die verwendeten Steine an Land abgebaut werden, und schreibt daher Bedingung 8 vor, wonach zur Stabilisierung und zum Schutz von Pipeline und Versorgungskabel nur Steine verwendet werden dürfen, die an Land abgebaut wurden.

INEOS hat spätestens 4 Wochen vor Beginn der Verlegung der Steine einen Nachweis über die Herkunft des Materials und eine etwaige Vorverwendung, z. B. in Form einer Quittung oder eines gleichwertigen Nachweises mit diesen Angaben, einzureichen.



3.9.1.1.4. Unterwasserlärm

Hinsichtlich des Unterwasserlärms erläutert INEOS, dass die beiden Arten von Unterwasserlärm im Zusammenhang mit den beantragten Arbeiten Impulslärm sowie anhaltender Lärm nicht-impulsiver Art sein werden. Der Impulslärm wird mit ROV-Untersuchungen im Zusammenhang mit unter anderem Rohrverlegungen, Inspektionen und Wartungsaktivitäten verbunden sein. INEOS hat die Umsetzung von Minderungsmaßnahmen unter Einsatz von USBL- und LBL-Ausrüstung dargelegt, um sicherzustellen, dass keine Schäden an Meeressäugern entstehen.

Im Hinblick auf Auswirkungen auf Meeressäuger kann die dänische Energiebehörde nicht ausschließen, dass die geplanten ROV-Untersuchungen im Zusammenhang mit der Errichtung der Pipeline und des Versorgungskabels zu einer vorsätzlichen Störung von Meeressäugern führen könnten. INEOS muss daher – in Übereinstimmung mit Abschnitt 8.5.1.2 des Umweltverträglichkeitsberichts – die Arbeiten gemäß dem beschriebenen Soft-Start-Verfahren in Bezug auf die Verwendung von USBL- und LBL-Ausrüstung durchführen, vgl. Bedingung 7. Dies bedeutet unter anderem, dass die Soft-Start-Phase mindestens 22 Minuten vor der Verwendung der USBL-Ausrüstung mit voller Quellenleistung bzw. mindestens 30 Minuten vor der Verwendung der LBL-Ausrüstung mit voller Quellenleistung betragen muss. Beide Soft-Start-Verfahren beinhalten eine einzelne USBL-/LBL-Einheit mit der Signalwiedergabe alle 30 Sekunden auf dem niedrigstmöglichen Niveau. Darüber hinaus wird das Soft-Start-Verfahren mit einem DP-Test eingeleitet, wenn sich das Schiff dem Bereich von 500 m um die Hejre- und Syd-Arne-Plattform nähert, was innerhalb der Sicherheitszone liegt.

Die dänische Energiebehörde schätzt ein, dass die Soft-Start-Phasen von mindestens 22 bzw. 30 Minuten als ausreichend angesehen werden, um sicherzustellen, dass Schweinswale und andere Meeressäuger genügend Zeit haben, außerhalb der TTS-Auswirkungsdistanz zu schwimmen. Nach der Implementierung des Soft-Start-Verfahrens wird das Risiko von Hörschäden bei Meeressäugern somit als ausgeschlossen bewertet.

Hinsichtlich der Auswirkungen auf Fische stellt die dänische Energiebehörde fest, dass nicht ausgeschlossen werden kann, dass es bei der Durchführung der ROV-Untersuchungen zu einer Überschreitung der Schadensschwellenwerte für Fische kommen kann, sofern die Untersuchungen ohne Umsetzung eines Soft-Start-Verfahrens durchgeführt werden.

Die dänische Energiebehörde schätzt ein, dass das implementierte Soft-Start-Verfahren gemäß Bedingung 7 ebenfalls sicherstellen wird, dass relevante Fischarten aus den Aktivitätsbereichen verdrängt werden, bevor es zu einer schädlichen Beeinträchtigung kommt, und dass daher keine zusätzlichen Auflagen erforderlich sind.



Die dänische Energiebehörde begründet diese Auflage damit, dass der niederfrequente Unterwasserlärm, der durch die Schifffahrt verursacht wird, fischsensible Arten gegenüber niederfrequentem Lärm verdrängen wird, einschließlich des Europäischen Störs. Anschließend wird erwartet, dass das Soft-Start-Verfahren beim Einsatz von USBL die Fischarten verdrängt, die gegenüber dem höherfrequenten Unterwasserlärm empfindlich sind.

Die Behörde geht daher davon aus, dass es durch die angewandten Arbeiten nur zu geringfügigen und begrenzten Auswirkungen auf Fische, einschließlich Fischeier und Fischlarven, kommen kann. Es wird nicht erwartet, dass es infolge der begrenzten Beeinträchtigung zu messbaren Auswirkungen auf die aktuellen Fischbestände kommen kann.

Die Behörde hat bei der Bewertung berücksichtigt, dass die Arbeiten, bei denen Unterwasserlärm entsteht, in einem geografisch begrenzten Gebiet entlang der 33 km langen Pipeline- und Kabeltrasse stattfinden werden und dass die Dauer der Arbeiten relativ kurz sein wird und innerhalb von 25 Tagen abgeschlossen werden.

3.9.1.1.5. Emissionen in die Luft

INEOS beschreibt, dass die direkten Emissionen aus der Errichtung, dem Betrieb und der Stilllegung des Hejre-Feldes als begrenzt und insgesamt relativ gering eingeschätzt werden. Darüber hinaus beschreibt INEOS, dass die indirekten Emissionen aus der Verbrennung der nach dem Verkauf produzierten Kohlenwasserstoffe keine wesentlichen Auswirkungen haben werden und auch nicht die Erreichung internationaler und nationaler Klimaziele im Einklang mit dem Pariser Abkommen behindern werden.

Die dänische Energiebehörde stellt fest, dass INEOS die erwarteten Emissionen infolge des Projekts, einschließlich direkter Emissionen aus Errichtung, Betrieb und Stilllegung sowie indirekter Emissionen aus der Verbrennung der geförderten Kohlenwasserstoffe, in ausreichendem Umfang dargelegt hat.

Die dänische Energiebehörde schätzt ein, dass INEOS hinsichtlich der direkten Emissionen im Zusammenhang mit der Bau-, Betriebs- und Stilllegungsphase, die etwa 106.454 t CO₂-Äquivalente betragen, den Grundsätzen der besten verfügbaren Technik (BAT) und der besten Umweltpraxis (BEP) entspricht, um die Emissionsmenge zu begrenzen. Die dänische Energiebehörde hat bei ihrer Bewertung besonders berücksichtigt, dass INEOS emissionsmindernde Maßnahmen umgesetzt hat, wie sie in der Sachverhaltsdarstellung in Kapitel 1.10.1 des Beschlusses im Abschnitt „Betriebsphase“ und im Abschnitt „Sonstige Umweltaspekte“ dargelegt sind.

Auf Grundlage der Darlegung von INEOS bewertet die dänische Energiebehörde, dass die direkten Emissionen aus der Errichtungs-, Betriebs- und Stilllegungsphase des Projekts einen begrenzten Beitrag zu den gesamten globalen und kumulativen Emissionen darstellen.



Hinsichtlich der indirekten Emissionen, die mit der Verbrennung nach dem Verkauf der geförderten Kohlenwasserstoffe verbunden sind, werden diese außerhalb des Projektgebiets stattfinden. Die Gesamtemissionen werden auf bis zu ca. 47,5 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalente über die 19-jährige Lebensdauer des Projekts geschätzt, basierend auf einem hohen Produktionsszenario und unter der Annahme, dass alle produzierten Kohlenwasserstoffe verbrannt werden.

Die dänische Energiebehörde merkt an, dass INEOS dargelegt hat, dass die erwarteten indirekten Emissionen infolge des Projekts in die gesamten globalen Emissionen einfließen und in diesem Zusammenhang bewertet werden müssen. In diesem Zusammenhang wird darauf hingewiesen, dass die erfassten Emissionen aus der Verbrennung der geförderten Kohlenwasserstoffe nach dem Verkauf für sich genommen keinen Ausdruck des tatsächlichen Beitrags des Projekts zu Veränderungen der gesamten globalen Emissionen darstellen. Die Berechnung stellt somit eine übergeordnete Schätzung dar und kann von der tatsächlichen Entwicklung der globalen Emissionen abweichen, da marktbezogene Faktoren wie Substitutionseffekte oder Carbon Leakage nicht berücksichtigt wurden. In diesem Zusammenhang wird ferner darauf hingewiesen, dass die Nutzung von Kohlenwasserstoffen durch Marktbedingungen gesteuert wird, insbesondere durch die Nachfrage auf dem Weltmarkt, und dass die tatsächlichen Emissionen unter anderem eine Folge dieser Bedingungen sowie der auf den Absatzmärkten für Kohlenwasserstoffe geltenden Regulierung sein werden.

Auf Grundlage der Darlegung von INEOS bewertet die dänische Energiebehörde, dass die indirekten Emissionen infolge der Verbrennung der nach dem Verkauf geförderten Kohlenwasserstoffe einen begrenzten Beitrag zu den gesamten globalen und kumulativen Emissionen darstellen.

Die dänische Energiebehörde merkt an, dass der gesamte Emissionsbeitrag über die Lebensdauer des Projekts, bestehend aus direkten und indirekten Emissionen, eine abgeleitete Auswirkung auf die Umwelt in Form globaler Klimaauswirkungen haben kann.

Hinsichtlich der indirekten Emissionen im Zusammenhang mit der Verbrennung der nach dem Verkauf geförderten Kohlenwasserstoffe bewertet die dänische Energiebehörde ferner, dass es nicht möglich ist, Maßnahmen umzusetzen, die die Umweltwirkungen verhindern oder begrenzen könnten, zu denen die Emissionen infolge des Hejre-Projekts beitragen können. Die dänische Energiebehörde hat bei dieser Bewertung berücksichtigt, dass die Emissionen im Zusammenhang mit der Verbrennung der nach dem Verkauf geförderten Kohlenwasserstoffe mit Umständen außerhalb des Projektumfangs verbunden sind. Die Verwendung der gewonnenen Kohlenwasserstoffe wird somit in einem anderen Rahmen reguliert.



Die dänische Energiebehörde schätzt ein, dass die vorgenannten Umstände hinsichtlich der Gesamtemissionen der Erteilung einer Genehmigung für das Projekt nicht entgegenstehen.

3.9.1.1.6. Kumulative Auswirkungen

Die dänische Energiebehörde geht davon aus, dass im Zusammenhang mit dem beantragten Projekt in der Bauphase keine erheblichen kumulativen Auswirkungen zu erwarten sind, da die Entfernung zu anderen Aktivitäten rund um das Hejre-Feld relativ groß ist und die Auswirkungen des beantragten Projekts, einschließlich des Unterwasserlärms, lokal und kurzlebig sind.

Hinsichtlich der Betriebsphase des Projekts bewertet die dänische Energiebehörde, dass keine wesentlichen kumulativen Auswirkungen zu erwarten sind, da lediglich Produktionswasser aus dem Hejre-Feld über die Syd-Arne-Anlagen eingeleitet wird, wenn eine Einspeisung des produzierten Wassers im Syd-Arne-Feld nicht möglich ist. Die dänische Energiebehörde legt ferner Gewicht auf die erhebliche Entfernung zu anderen Anlagen sowie darauf, dass die Einleitungen kurzzeitig sind und etwaige Auswirkungen vorübergehender Natur sind.

Beim Bau, Betrieb und der Stilllegung des Hejre-Projekts werden sowohl mit dem Betrieb als auch mit den Bauarbeiten Emissionen verbunden sein. Darüber hinaus werden auch Emissionen infolge der Nutzung der produzierten Kohlenwasserstoffe entstehen. Die dänische Energiebehörde schätzt ein, dass die Emissionen aus dem Hejre-Projekt einen begrenzten Beitrag zu den kumulativen und globalen Emissionen darstellen werden. Im obigen Abschnitt 3.9.1.1.5. Emissionen in die Luft werden sowohl im Hinblick auf direkte als auch auf kumulative Emissionen im Zusammenhang mit dem Projekt bewertet.

3.9.1.1.7. Gesamtbewertung

Die dänische Energiebehörde schätzt ein, dass die oben genannten Umstände hinsichtlich potenzieller Umweltwirkungen der Genehmigung des überarbeiteten Erschließungsprojekts für das Hejre-Feld in der Nordsee nicht entgegenstehen. Es wird vorausgesetzt, dass das Projekt gemäß dem vorgelegten Antrag und dem zugehörigen Umweltverträglichkeitsbericht errichtet und betrieben wird und dass die Bedingungen des Beschlusses eingehalten werden.

Bei der Gesamtbewertung hat die dänische Energiebehörde unter anderem die in dem Antrag und dem Umweltverträglichkeitsbericht enthaltenen Informationen berücksichtigt, einschließlich der integrierten Wesentlichkeitsanalyse und der Bewertung von Anhang-IV-Arten gemäß den Habitatvorschriften sowie der Bewertung nach dem Meeresstrategiekonzept-Gesetz. Die dänische Energiebehörde hat ferner die Ergebnisse der öffentlichen Anhörung, einschließlich der eingegangenen Stellungnahmen sowie der Antworten des Antragstellers darauf berücksichtigt.

3.9.1.2. Die bestehenden Anlagen auf dem Hejre-Feld



Die dänische Energiebehörde geht davon aus, dass INEOS die bestehenden Anlagen in Hejre und die damit verbundenen Umweltauswirkungen ausreichend beschrieben und bewertet hat.

Die dänische Energiebehörde schätzt ein, dass der physische Fußabdruck der Hejre-Struktur auf dem Meeresboden eine unbedeutende Umweltbelastung darstellt. In dieser Bewertung bezieht sich die dänische Energiebehörde auf die Tatsache, dass die Größe des betroffenen Gebiets 40 x 60 m beträgt und daher im Verhältnis zur Umgebung unbedeutend ist.

Die dänische Energiebehörde geht außerdem davon aus, dass mit den bestehenden Anlagen auf dem Hejre-Feld keine weiteren erheblichen Auswirkungen verbunden sind. Bei der Bewertung hat die dänische Energiebehörde entscheidenden Wert darauf gelegt, dass seit dem Abschluss der ursprünglichen Bohrung im Jahr 2016 keine Produktions-, Bau- oder Bohraktivitäten stattgefunden haben. Daher kam es auch zu keinen Emissionen, Einleitungen ins Meer oder Abfallentstehung kommen.

3.9.2. Bewertung gemäß der Verordnung über Offshore-Lebensräume

Die dänische Energiebehörde hat die Antragsunterlagen geprüft und ist zu dem Schluss gekommen, dass die Darstellung der möglichen Auswirkungen auf internationale Naturschutzgebiete (Natura-2000-Gebiete) und die in Anhang IV Buchstabe a der FFH-Richtlinie aufgeführten Arten angemessen ist, vgl. § 3, Abs. 2 und § 5, Abs. 3 der Verordnung über Offshore-Lebensräume.

Die dänische Energiebehörde hat eine Prüfung der Bedeutung der festgestellten Auswirkungen vorgenommen. Dabei werden auch die von INEOS in den Antragsunterlagen vorgelegten Informationen berücksichtigt, einschließlich des Umweltverträglichkeitsberichts und der darin enthaltenen Wesentlichkeitsanalyse gemäß den Habitatvorschriften sowie der Anhörungsantworten der betroffenen Behörden.

Die dänische Energiebehörde schließt sich der Meinung an, dass die Aspekte im Zusammenhang mit der Projektdurchführung, die entweder allein oder in Kombination mit anderen Projekten erhebliche Auswirkungen auf potenziell betroffene Natura-2000-Gebiete und Anhang-IV-Arten haben können, Unterwasserlärm und ein potenzieller Ölaustritt sind.

Die dänische Energiebehörde stellt fest, dass die potenziell betroffenen Natura-2000-Gebiete folgende sind:

- Dänische Natura-2000-Gebiete: DK00VA348 Steinwälle bei Thyborøn, DK00VA257 Jütlandbank, Lillefiskebanke, DK00VA340 Sandbänke vor Thyborøn, DK00VA259 Gelbe Riffe, DK00VA258 Große Riffe, DK00VA301 Lønstrup Rødgrund, DK00FX112 Skagens Gren und Skagerrak, DK00EX023 Agger Tange und DK00VA347 südliche Nordsee.



- Internationale Natura-2000-Gebiete: Die britische GB 0030352 Dogger Bank, die niederländische NL 2008-001 Doggerbank und die deutsche DE 1003-301 Doggerbank.

Die dänische Energiebehörde geht davon aus, dass das beantragte Projekt weder für sich genommen noch im Zusammenhang mit anderen Plänen oder Projekten erhebliche Auswirkungen auf die oben genannten internationalen Naturschutzgebiete haben wird, vgl. § 3, Abs. 1 der Verordnung.

Der obigen Bewertung legt die dänische Energiebehörde zugrunde, dass die Entfernung vom Hejre-Feld zum nächsten Natura-2000-Gebiet ca. 49 km beträgt. Unterwasserlärm aus der Bau- und Betriebsphase wird als geeignet eingeschätzt, Verhaltensänderungen bei Meeressäugetieren in einer Entfernung von bis zu ca. 5,5 km von der Schallquelle zu verursachen. Vor diesem Hintergrund wird die Beeinträchtigung aufgrund der erheblichen Entfernung im Hinblick auf die Erhaltungsziele für Lebensraumtypen und Arten in den Natura-2000-Gebieten als unerheblich bewertet.

Die dänische Energiebehörde betont außerdem, dass das Risiko eines Blowout äußerst gering sei und dass die Auswirkungen auf den Erhaltungszustand der nächstgelegenen Natura-2000-Gebiete begrenzt seien, da das Öl aus einer möglichen Ölkatastrophe in einem schmalen Band in Richtung der Oberflächenströmungen transportiert werde, wodurch die Wahrscheinlichkeit einer Beeinträchtigung der nächstgelegenen Natura-2000-Gebiete, die südlich des Projekts liegen, verringert wird. Darüber hinaus wird das Öl aus einer möglichen Leckage wahrscheinlich mit den vorherrschenden Meeresströmungen in nordöstlicher Richtung und damit weg von den nächstgelegenen Natura-2000-Gebieten transportiert.

Die dänische Energiebehörde ist daher der Auffassung, dass eine Habitat-Verträglichkeitsprüfung der Auswirkungen des Projekts nicht erstellt werden muss, vgl. § 3, Absätze 1 und 3 der Verordnung über Offshore-Lebensräume, da ausgeschlossen werden kann, dass das Projekt aufgrund der geplanten Tätigkeiten erhebliche Auswirkungen auf ein Natura-2000-Gebiet haben wird.

Was den Schutz der Anhang-IV-Arten betrifft, kann die dänische Energiebehörde nicht ausschließen, dass die geplanten ROV-Untersuchungen im Zusammenhang mit unter anderem Pipeline-Verlegungen, Inspektionen und Wartungsaktivitäten Unterwasserlärm erzeugen, der zu einer vorsätzlichen Störung im natürlichen Verbreitungsgebiet der Arten des Anhangs IV führen kann, vgl. § 5 Abs. 1 Nr. 1 der Verordnung.

INEOS muss daher – in Übereinstimmung mit Abschnitt 8.5.1.2 des Umweltverträglichkeitsberichts – die Arbeiten gemäß dem beschriebenen Soft-Start-Verfahren in Bezug auf die Verwendung von USBL- und LBL-Ausrüstung durchführen, vgl. Bedingung 7.



Dies bedeutet unter anderem, dass die Soft-Start-Phase mindestens 22 Minuten vor der Verwendung der USBL-Ausrüstung mit voller Quellenleistung bzw. mindestens 30 Minuten vor der Verwendung der LBL-Ausrüstung mit voller Quellenleistung betragen muss. Beide Soft-Start-Verfahren beinhalten eine einzelne USBL-/LBL-Einheit mit der Signalwiedergabe alle 30 Sekunden auf dem niedrigstmöglichen Niveau. Darüber hinaus wird das Soft-Start-Verfahren mit einem DP-Test eingeleitet, wenn sich das Schiff dem Bereich von 500 m um die Hejre- und Syd-Arne-Plattform nähert und sich damit der Sicherheitszone annähert.

Die dänische Energiebehörde schätzt ein, dass mit dem implementierten Soft-Start-Verfahren relevante Anhang-IV-Arten, insbesondere Schweinswale, verdrängt werden können, ohne dass diese Beeinträchtigung zu einer verminderten physiologischen Funktionalität des einzelnen Individuums führt. Bei dieser Bewertung hat die dänische Energiebehörde berücksichtigt, dass INEOS eine Dauer für das Soft-Start-Verfahren auf der Grundlage konservativer Daten zu den Einwirkungsschwellenwerten festgelegt sowie eine konservative Schwimmgeschwindigkeit von 1,5 m/s angenommen hat. Daher besteht infolge des beantragten Projekts kein Risiko einer vorsätzlichen Störung von Individuen der Anhang-IV-Arten.

Die dänische Energiebehörde kommt ferner zu dem Schluss, dass die Untersuchungen die Brut- oder Ruhegebiete im natürlichen Verbreitungsgebiet der Anhang-IV-Arten nicht beschädigen oder zerstören werden, vgl. § 5, Abs. 1, Nr. 2 der Verordnung über Offshore-Lebensräume.

Die dänische Energiebehörde hat bei der Bewertung berücksichtigt, dass die Emissionen von Unterwasserlärm im Zusammenhang mit dem beantragten Projekt vorübergehend sein werden und dass die Anhang-IV-Arten das betroffene Gebiet unmittelbar nach Abschluss der Untersuchungen wieder nutzen können. Die dänische Energiebehörde stellt zudem die Bedingung, dass INEOS die Arbeiten gemäß dem beschriebenen Soft-Start-Verfahren durchführen muss.

In Bezug auf einen unbeabsichtigten Ölaustritt im Zusammenhang mit der Durchführung des Projekts geht die dänische Energiebehörde davon aus, dass keine Gefahr besteht, dass Anhang-IV-Arten im Gebiet der Nordsee beeinträchtigt werden. In ihrer Bewertung betont die dänische Energiebehörde, dass die Wahrscheinlichkeit eines Blowouts während eines unkontrollierten Ölaustritts, eines unkontrollierten Austritts von Gas aufgrund eines Blowouts und eines unkontrollierten Austritts aufgrund eines Pipeline-Bruchs äußerst gering ist. Die dänische Energiebehörde betont ferner, dass INEOS einen Notfallplan für Ölaustritte implementiert hat, der sicherstellen muss, dass jeder Ölaustritt so schnell wie möglich eingedämmt und abgemildert wird, vgl. Abschnitt 11.4 des Umweltverträglichkeitsberichts.



3.9.3. Bewertung gemäß dem Meeresstrategiegesetz („HL“)

Auf der Grundlage der Informationen in den Antragsunterlagen gelangt die dänische Energiebehörde zu der Einschätzung, dass die beantragten Arbeiten keine erheblichen Auswirkungen auf die Meeresumwelt haben werden und dass die beantragten Arbeiten keinen Einfluss auf die Belastung, Kriterien oder Ziele für die 11 Deskriptoren in Anhang 2 des HL haben werden.

Ihre Bewertung basiert die dänische Energiebehörde darauf, dass der Umweltverträglichkeitsbericht eine Beschreibung und Bewertung der möglichen Auswirkungen auf die 11 Deskriptoren enthält, aus der hervorgeht, dass es für die 11 Deskriptoren keine bzw. geringe Auswirkungen geben wird.

Was den Deskriptor 2 der Meeresstrategie (Nichtheimische Arten) betrifft, schätzt die dänische Energiebehörde ein, dass die beantragten Aktivitäten die festgelegten Umweltziele nicht beeinträchtigen und auch nicht die Erreichung oder Aufrechterhaltung eines guten Umweltzustands für diesen Deskriptor behindern werden, da Bedingungen für die Verwendung von an Land gewonnenem Steinmaterial festgelegt wurden, vgl. Bedingung 8.

Darüber hinaus hat INEOS u. a. erklärt, dass es in Bezug auf Deskriptor 6 (Integrität des Meeresbodens), Ziel 6.2, keine Auswirkungen des Projekts auf relevante NOVANA-Überwachungsstationen geben wird. Bezüglich Deskriptor 8 (Schadstoffe) erklärt INEOS, dass durch die Verlegung der Pipeline möglicherweise Schadstoffe im Sediment mobilisiert werden könnten und dass die Schadstoffwerte unter den Schwellenwerten liegen, weshalb davon keine Auswirkungen auf die Umwelt zu erwarten seien.

Was den Deskriptor 11 (Unterwasserlärm) betrifft, wird auf Bedingung 7 verwiesen, wonach lärmintensive Arbeiten gemäß dem angegebenen Soft-Start-Verfahren durchgeführt werden, und zwar jeweils über 22 Minuten bei Verwendung von USBL-Ausrüstung und 30 Minuten bei Verwendung von LBL-Ausrüstung.

Die dänische Energiebehörde ist der Auffassung, dass kein Bedarf besteht, die Dauer der angegebenen Soft-Start-Phase gemäß Bedingung 7 zu ändern. Dies liegt daran, dass die Soft-Start-Phasen von mindestens 22 bzw. 30 Minuten als ausreichend angesehen werden, um sicherzustellen, dass Schweinswale und andere Meeressäuger genügend Zeit haben, außerhalb der TTS-Auswirkungsdistanz zu schwimmen. Nach der Implementierung des Soft-Start-Verfahrens bewertet die dänische Energiebehörde das Risiko von Hörschäden bei Meeressäugern als ausgeschlossen.

Vor diesem Hintergrund ist die dänische Energiebehörde der Ansicht, dass Aktivitäten im Zusammenhang mit der Entwicklung und dem Betrieb des Hejre-Feldes die festgelegten Umweltziele nicht beeinträchtigen oder das Erreichen bzw. Aufrechterhalten eines guten Umweltzustands für die 11 Deskriptoren behindern werden.



3.10. Dänemarks maritimer Plan

Aus dem Gesetz über die maritime Raumordnung⁴⁰ geht hervor, dass der maritime Plan zum Ziel hat, das Wirtschaftswachstum zu fördern, Meeresgebiete zu entwickeln und Meeresressourcen auf einer nachhaltigen Grundlage zu nutzen, zur Erreichung der in diesem Gesetz festgelegten Ziele für die Meeresraumplanung beizutragen, das Zusammenspiel von Land und Meer zu berücksichtigen sowie die grenzüberschreitende Zusammenarbeit in Übereinstimmung mit den Regelungen des Seerechtsübereinkommens der UN von 1982 zu stärken.

Gemäß den Bestimmungen des maritimen Plans kann eine Genehmigung nur nach Beratung mit dem zuständigen Minister für den Zweck oder das Vorhaben erteilt werden, für den/das das Gebiet ausgelegt wurde.

Da der überarbeitete Entwicklungsplan für das Hejre-Feld physische Anlagen umfasst, die die Entwicklungszone für erneuerbare Energien und Energieinseln (Ei4) sowie für die CO₂-Speicherung (Ec1) überlappen, fand eine interne Beratung gemäß dem maritimen Plan im Hinblick darauf statt, die Anwendung der Gebiete und die Möglichkeiten einer Koexistenz zu klären.

Es wurde eine Vereinbarung mit dem Minister für Klima, Energie und Versorgung getroffen, die darlegt, dass Teile der Entwicklungszone für erneuerbare Energien und Energieinseln (Ei4) und Teile der Entwicklungszone für die CO₂-Speicherung (Ec1) nicht für den beabsichtigten Zweck genutzt werden können.

4. Planungsgrundlage

Das beantragte Projekt betrifft Anlagen, die in dem in der Genehmigung Nr. 5/98 für die Exploration und Gewinnung von Kohlenwasserstoffen und in der Genehmigung Nr. 7/89 für die Exploration und Gewinnung von Kohlenwasserstoffen sowie Etablierung einer Pipeline-Anlage festgelegten Gebiet errichtet wurden.

Das Projektgebiet liegt damit innerhalb des Gebiets Eo, das im maritimen Plan⁴¹ als Entwicklungsgebiet für die Exploration und Gewinnung von Erdöl und Erdgas ausgewiesen ist.

Die dänische Energiebehörde ist daher der Auffassung, dass diese Entscheidung im Einklang mit § 14 des Gesetzes über die maritime Raumordnung ist⁴².

5. Sonstige Bemerkungen

⁴⁰ Verordnung Nr. 400 vom 6. April 2020 über die maritime physische Planung

⁴¹ www.havplan.dk

⁴² Gesetz über die maritime Raumordnung (lov om maritim fysisk planlægning), vgl. Verordnung Nr. 400 vom 4. April 2020 mit späteren Änderungen.



Es wird darauf hingewiesen, dass dieser Beschluss ausschließlich Angelegenheiten umfasst, die unter die im Abschnitt über die Rechtsgrundlage genannten Regelwerke fallen, und dass daher nicht darüber entschieden wurde, ob eine Genehmigung nach anderen Rechtsvorschriften erforderlich ist.

Die konkreten Bohrlocharbeiten auf dem Hejre-Feld im Zusammenhang mit der Perforation der Bohrlöcher müssen von der dänischen Energiebehörde gemäß § 28, Abs. 3 des UL genehmigt werden.

Was Untersuchungen mit ROV in der Betriebsphase betrifft, weist die dänische Energiebehörde darauf hin, dass hierfür eine gesonderte Genehmigung beantragt werden muss, gemäß § 28 Abs. 1 des UL.

Dieser Beschluss entbindet INEOS nicht von der Einholung der ansonsten gesetzlich vorgeschriebenen Genehmigungen und Zulassungen.

6. Rechtsbehelfsbelehrung

Beschwerden gegen diesen Beschluss können gemäß § 37 a Abs. 1 des UL bei der Beschwerdekammer „Energiklagenævnet“ eingelegt werden.

Gegen diese Entscheidung kann jeder, der ein nicht unerhebliches und individuelles Interesse hat, Beschwerde einlegen, vgl. § 37 a Abs 2 Satz 1.

Lokale und landesweite Vereinigungen oder Organisationen, deren Hauptzweck der Schutz von Natur und Umwelt ist oder die nach ihrem Zweck wesentliche Erholungsinteressen wahrnehmen, sind beschwerdeberechtigt, soweit Umweltaspekte betroffen sind, wenn die Beschlüsse oder die Genehmigung zudem von § 28 b, von gemäß § 28 a erlassenen Vorschriften oder vom Gesetz über Umweltverträglichkeitsprüfungen erfasst sind, vgl. § 37 a Abs. 3 Satz 1 des UL. Diese Vereinigungen oder Organisationen müssen spätestens gleichzeitig mit der Beschwerde ihre Satzung bei der Beschwerdekammer Energiklagenævnet einreichen, als Nachweis dafür, dass sie lokal oder landesweit tätig sind und dass ihr Zweck die genannten Anforderungen erfüllt, vgl. § 37 a Abs. 3 letzter Satz des UL.

Der Einspruch ist binnen 4 Wochen nach Mitteilung des Beschlusses schriftlich bei der Beschwerdekammer Energiklagenævnet einzureichen. Ist der Beschluss öffentlich bekannt gemacht worden, wird die Frist jedoch stets ab der Bekanntmachung berechnet. Läuft die Frist für die Einlegung des Einspruchs an einem Samstag oder Feiertag ab, verlängert sich die Frist auf den darauffolgenden Werktag, vgl. § 37 a, Abs. 5 des UL.



Mit Gesetz Nr. 468 vom 14. Mai 2025 über die Beschwerdekammer Energiklagenævnet ist die Nutzung des Beschwerdeportals des Nævnenes Hus zur Einreichung von Beschwerden beim Energiebeschwerdeamt verpflichtend, vgl. § 15 des Gesetzes.

Das Beschwerdeportal ist über borger.dk oder virk.dk zugänglich, und die Anmeldung erfolgt mit MitID. Eine Beschwerde gilt als eingereicht, sobald sie für die dänische Energiebehörde im Beschwerdeportal zugänglich ist. Eine Bestätigung wird versandt, sobald die Beschwerde eingereicht wurde.

Die Beschwerde wird zunächst automatisch an die dänische Energiebehörde übermittelt. Wenn die dänische Energiebehörde die Entscheidung aufrechterhält, wird die Beschwerde über das Beschwerdeportal an die Beschwerdekammer Energiklagenævnet weitergeleitet. Eine Benachrichtigung wird erteilt, sobald die Beschwerde weitergeleitet wurde.

Die Beschwerdekammer Energiklagenævnet wird Beschwerden, die nicht über das Beschwerdeportal eingereicht werden, grundsätzlich zurückweisen, sofern keine besonderen Gründe dagegen vorliegen. Wenn man von der Pflicht zur Nutzung des Beschwerdeportals befreit werden möchte, muss ein begründeter Antrag bei der dänischen Energiebehörde eingereicht werden. Wir leiten anschließend den Antrag an die Beschwerdekammer Energiklagenævnet weiter, die darüber entscheidet, ob dem Antrag stattgegeben werden kann.

Mit freundlichen Grüßen

Peter Christian Baggesgaard Hansen



Anhänge

Anhang 1: Anhöringsprotokoll

Anhang 2: Zusammenfassung – Stellungnahmen – Espoo-Verfahren

Anhang 3: Ausgewählte Stellungnahmen und Bemerkungen von INEOS

Anhang 4: Sonstige Stellungnahmen