

BERICHT

Teil 1: Geplante Aktivität

Umweltverträglichkeitsbericht Gasförderung N05-A

Kunde: ONE-Dyas B.V.

Referenz: BG6396IBRP201007zwölf19

Status: Definitief/2.1

Datum: 7-10-2020

HASKONINGDHV NEDERLAND B.V.

Laan 1914 no.35
3818 EX AMERSFOORT
Industry & Buildings
Trade register number: 56515154

+31 88 348 20 00 **T**
+31 33 463 36 52 **F**
info@rhdhv.com **E**
royalhaskoningdhv.com **W**

Titel document: Teil 1: Geplante Aktivität

Untertitel: Deel 1: Voorgenomen Activiteit
Referenz: BG6396IBRP201007zwölf19
Status: 2.1/Definitief
Datum: 7-10-2020
Projektname: Milieueffectrapport Gaswinning N05-A
Projektnummer: BG6396-102

Classificatie

Projectgerelateerd

Dieser Text wurde aus dem
Niederländischen übersetzt.
Soweit es Widersprüche zum
Originaltext gibt, ist der
Originaltext führend.

Behoudens andersluidende afspraken met de Opdrachtgever, mag niets uit dit document worden verveelvoudigd of openbaar gemaakt of worden gebruikt voor een ander doel dan waarvoor het document is vervaardigd. HaskoningDHV Nederland B.V. aanvaardt geen enkele verantwoordelijkheid of aansprakelijkheid voor dit document, anders dan jegens de Opdrachtgever. Let op: dit document bevat persoonsgegevens van medewerkers van HaskoningDHV Nederland B.V. en dient voor publicatie of anderszins openbaar maken te worden geanonimiseerd.

Inhalt

1	Auswahl realistischer Alternativen und Varianten	5
1.1	Die vorgeschlagene Aktivität in Kürze	5
1.2	Lesehilfe und zusammenfassender Auswahlprozess	6
2	Die vorgeschlagene Aktivität: realistische Alternativen und Varianten	8
2.1	Sicherheit, Gesundheit und Umwelt	8
2.2	Die Bauphase	10
2.2.1	Der Entwurf der Produktionsanlage	10
2.2.2	Standort und Platzierung der Aufbereitungsplattform	11
2.2.3	Verlegung der Pipeline	14
2.2.4	Verlegen des Netzkabels	15
2.2.5	Transportaktivitäten während der Bauphase	16
2.2.6	HSE-Maßnahmen während der Bauphase	16
2.3	Die Bohrphase	17
2.3.1	Der Bohrprozess	18
2.3.2	Transportaktivitäten während der Bohrphase	23
2.3.3	HSE-Maßnahmen während der Bohrphase	23
2.4	Die Produktionsphase	24
2.4.1	Der Produktionsprozess	24
2.4.2	Bestimmungen zur Unterstützung	26
2.4.3	Wartung der Aufbereitungsplattform	28
2.4.4	Transportaktivitäten während der Produktionsphase	29
2.4.5	HSE-Maßnahmen während der Produktionsphase	29
2.5	Die Stilllegungsphase	30
2.5.1	Der Stilllegungsprozess	30
2.5.2	Transportaktivitäten während der Stilllegungsphase	30
2.5.3	HSE-Maßnahmen während der Stilllegungsphase	30
3	Das Auswahlverfahren	32
3.1	Auswahl von Alternativen für den Entladungsweg	34
3.2	Auswahl von Alternativen für die Art der Produktionsanlage	38
3.3	Auswahl von Varianten für die Aufbereitungsplattform	42
3.3.1	Varianten für den Standort der Aufbereitungsplattform	42
3.3.2	Varianten für das Verfahren zur Realisierung der Aufbereitungsplattform	45
3.3.3	Varianten für die Energieversorgung der Aufbereitungsplattform	47
3.3.4	Varianten zur Verankerung der Aufbereitungsplattform	49
3.4	Auswahl von Varianten für die Verlegung der Rohrleitung	51
3.5	Auswahl von Bohrvarianten	53
3.5.1	Varianten für die Installation der Leiter	53
3.5.2	Varianten für die Entfernung von Bohrklein und Bohrschlamm auf Wasserbasis	55
3.5.3	Varianten für das Bohren der Brunnen	56

3.5.4	Varianten für die Stromversorgung der Bohranlage	58
3.6	Auswahl von Varianten für die Versorgungsbasis und den Hubschrauberlandeplatz	59
3.6.1	Varianten für den Standort der <i>Versorgungsbasis</i>	60
3.6.2	Varianten für die Lage des Hubschrauberlandeplatzes	62

1 Auswahl realistischer Alternativen und Varianten

Dieser Teilbericht zum UVP N05-A¹ enthält eine detaillierte Beschreibung der geplanten Aktivität und des Auswahlprozesses von Alternativen und Implementierungsvarianten. Die Königliche HaskoningDHV erstellt dieses UVP im Auftrag des Initiators, ONE-Dyas B.V. (im Folgenden: ONE-Dyas).

1.1 Die vorgeschlagene Aktivität in Kürze

ONE-Dyas ist ein niederländisches Unternehmen, das sich auf die Suche und Förderung von Erdgas aus Feldern im niederländischen, deutschen, britischen und norwegischen Teil der Nordsee konzentriert. Im Jahr 2017 fand ein Konsortium der Gasproduzenten ONE-Dyas und Hansa Hydrocarbons Limited zusammen mit EBN B.V. ein Gasfeld (N05-A) innerhalb des so genannten GEMS-Gebiets. Das GEMS-Gebiet umfasst ein Cluster von (möglichen) Gasfeldern, die sich über den Teil der niederländischen und deutschen Nordsee nördlich der Emsmündung erstrecken (siehe²Abbildung 1).

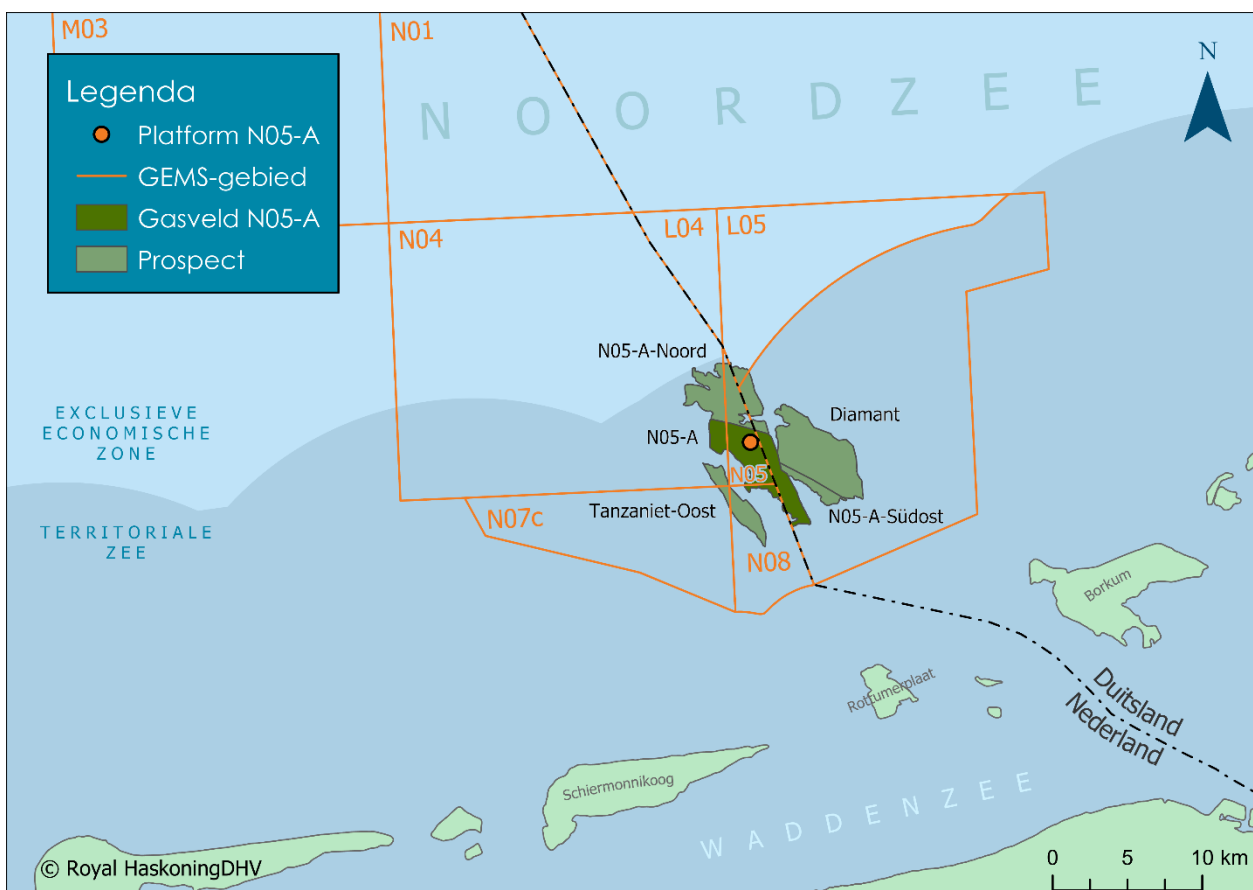


Abbildung 1: Lage des Feldes N05-A, einschließlich des geplanten Plattformplatzes und der von diesem Standort aus anzuzapfenden Aussichten.

Um die Förderung von Erdgas aus dem Feld N05-A zu ermöglichen, will das Konsortium über diesem Feld eine Plattform im Meer platzieren (fachlich gesehen eine Offshore-Plattform). Der vorgesehene Standort der Plattform (der orangefarbene Punkt in der Abbildung 1) liegt im niederländischen Teil der

¹ Der Umweltverträglichkeitsbericht für die Entwicklung des Offshore-Gasfeldes N05-A und die Erkennung und Entwicklung von Perspektiven um N05-A herum.

² GEMS ist die Abkürzung für "Gateway to the Ems" (Tor zur Ems).

Nordsee, etwa 20 Kilometer nördlich von Borkum, Rottumerplaat und Schiermonnikoog. Von diesem Standort aus können zwölf Bohrlöcher gebohrt werden, von denen ein Teil zum Feld N05-A und ein Teil zu angrenzenden Feldern führt. Für diese angrenzenden Felder muss noch nachgewiesen werden, ob wirtschaftlich förderbare Erdgasmengen vorhanden sind. Diese werden in der Fachsprache als *Perspektiven bezeichnet*.

Die Wahrscheinlichkeit, dass bei all diesen Aussichten tatsächlich wirtschaftlich produzierbare Erdgasmengen gefunden werden, ist gering. Nichtsdestotrotz hat ONE-Dyas beschlossen, die Umweltauswirkungen der potenziellen Förderung aller Aussichten um N05-A in das UVP-Verfahren³ für die Erschließung des Feldes N05-A einzubeziehen. Dieses Erdgas wird von der gleichen Plattform gefördert. Das geförderte Erdgas wird per Pipeline auf das Festland transportiert.

Mit der Durchführung der vorgeschlagenen Aktivität will ONE-Dyas eine Reihe von Zielen erreichen. Diese Projektziele sind in Tabelle 1 aufgeführt.

Tabelle 12: Überblick über die Projektziele

Ziele des ONE-Dyas-Projekts

Installation und Betrieb einer Offshore-Produktionsanlage mit einer Auslegungskapazität von vier Millionen Kubikmetern Erdgas pro Tag mit einer Erweiterungsmöglichkeit auf sechs Millionen.

Bohren und Testen von bis zu zwölf Bohrlöchern, einschließlich Bohren und Testen einer möglichen Abzweigung (technisch gesehen ein *Sidetrack*) pro Bohrloch.

Gewinnung von Erdgas aus einem nachgewiesenen Gasfeld (N05-A). Dieses Gasfeld befindet sich sowohl auf niederländischem als auch auf deutschem Gebiet.

Durchführung von Erkundungsbohrungen vom Standort der Plattform bis zu den nächsten Aussichtspunkten auf niederländischem und deutschem Gebiet:

- Diamant
- N05-A-Nord
- N05-A Südost
- Tansanie-Ost

Das in diesen Prospekten gefundene Erdgas wird über die Produktionsanlage gefördert.

Die Ableitung des durch eine Pipeline geförderten Erdgases zu einer anderen Offshore-Plattform oder zum Festland über einen bestehenden oder neuen Verteiler.

1.2 Lesehilfe und zusammenfassender Auswahlprozess

Die Beschreibung der verschiedenen Komponenten der vorgeschlagenen Aktivität und der realistischen Alternativen und Varianten wird in Kapitel 2 gegeben. Die UVP untersucht die Auswirkungen aller realistischen Alternativen und Umsetzungsvarianten auf die Umwelt und die Umgebung.

In Kapitel 3 dieses Berichts wird der Auswahlprozess erörtert, der zu den in Kapitel 2 beschriebenen realistischen Alternativen und Umsetzungsvarianten führte. Die Ergebnisse dieses Prozesses sind in Abbildung 2 zusammengefasst.

³ UVP ist die Abkürzung Umweltverträglichkeitsprüfung..

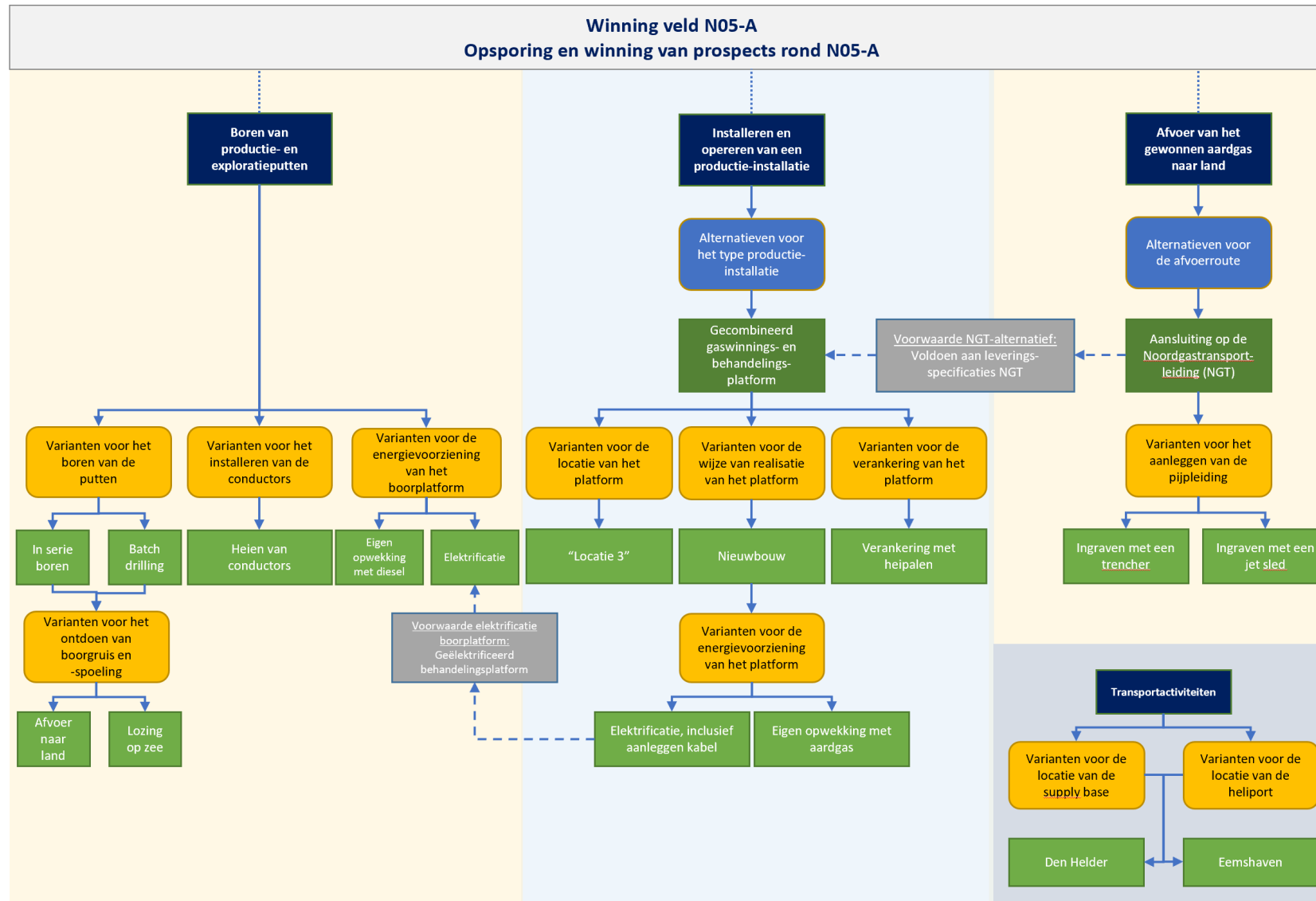


Abbildung 23: Überblick über alle realistischen Alternativen und Umsetzungsvarianten (in grün)

2 Die vorgeschlagene Aktivität: realistische Alternativen und Varianten

Im niederländischen Teil der Nordsee wird Erdgas aus Feldern im tiefen Untergrund an etwa 160 Standorten⁴ gefördert. Die Entwicklung dieser Gasfelder durchläuft an jedem Produktionsstandort mehr oder weniger die gleichen Phasen:

- Die **Bauphase**, in der eine Produktionsanlage über einem nachgewiesenen Gasfeld platziert und eine Pipeline für die Ableitung des geförderten Erdgases gebaut wird.
- Die **Bohrphase**, in der eine oder mehrere Bohrungen mit Hilfe einer mobilen Bohreinrichtung (einer Bohrplattform) in das Erdgasfeld gebohrt werden. Die Bohrungen werden dann an die Produktionsanlage angeschlossen.
- Die **Produktionsphase**, in der das Erdgas mit Hilfe der Produktionsanlage gefördert wird. Das geförderte Erdgas wird per Pipeline auf das Festland transportiert. Dies geschieht über eine andere Offshore-Förderanlage, über eine Haupttransportleitung⁵ oder direkt. Wenn das Erdgas über eine Haupttransportpipeline transportiert wird, muss es zunächst offshore vorbehandelt werden, um die Lieferspezifikationen für diese Pipeline zu erfüllen. Auf dem Festland wird das Erdgas in eine Aufbereitungsanlage nach den Spezifikationen von Gasunie Transport en Services B.V. (GTS) gebracht.
- Die **Stilllegungsphase**, in der die Bohrlöcher stillgelegt und die Produktionsanlage und eventuell die Pipeline nach der Entleerung aller angeschlossenen Gasfelder entfernt werden.

Die vorgeschlagene Aktivität von ONE-Dyas durchläuft ebenfalls diese vier Phasen. In der Praxis werden die Bauphase, die Bohrphase und die Produktionsphase nicht direkt aufeinander folgen, sondern manchmal gleichzeitig oder in einer anderen Reihenfolge durchgeführt werden.

In den folgenden Abschnitten werden nach einer allgemeinen Beschreibung der Politik von ONE-Dyas im Bereich Sicherheit, Gesundheit und Umwelt (*Health, Safety & Environment* oder *HSE*) die geplanten Aktivitäten und realistische Alternativen und Varianten innerhalb jeder Phase beschrieben. Für jede Phase wird auch auf die damit verbundenen Transportaktivitäten und die wichtigsten HSE-Maßnahmen von ONE-Dyas geachtet.

2.1 Sicherheit, Gesundheit und Umwelt

Unfälle oder unvorhergesehene Vorkommnisse bei der Offshore-Förderung von Erdöl und Erdgas, wie *Blowouts*⁶ oder unbeabsichtigte Ableitungen, können potenziell große negative Auswirkungen auf Mensch und Umwelt haben. Aus diesem Grund stellt die niederländische Regierung hohe Sicherheitsanforderungen an Bergbauunternehmen, um das Risiko unvorhergesehener Zwischenfälle zu minimieren.

Beispielsweise muss jedes Unternehmen über ein umfassendes betriebliches Versorgungssystem verfügen, um seine Leistungen im Bereich Sicherheit, Gesundheit und Umwelt (GSU) kontinuierlich zu verbessern. Ziel dieses Managementsystems ist es, die im Rahmen des Geschäftsbetriebs auftretenden GSU-Risiken so weit wie möglich zu begrenzen und die Einhaltung der gesetzlichen Anforderungen sicherzustellen. Das Managementsystem wird periodisch von einer unabhängigen, externen Partei überprüft.

⁴ *Mineralische und geothermische Energie in den Niederlanden, Jahresbericht 2018 (TNO, 2019)*

⁵ *In der Nordsee sind verschiedene Offshore-Haupttransportpipelines vorhanden. Dieser Pipeline-Typ wird für den Transport von Erdgas von einer großen Anzahl von Produktionsanlagen zum Festland verwendet.*

⁶ *Ein Blowout ist das unkontrollierte Ausströmen von Erdgas aus einer Bohrung. Infolgedessen können große Mengen Erdgas in die Umwelt gelangen. Die Brunnen sind serienmäßig mit mehreren automatischen Schutzvorrichtungen und Ventilen ausgestattet, um einen Blowout zu verhindern.*

Das Managementsystem von ONE-Dyas integriert Prinzipien aus der internationalen Norm OSHAS 18001 in Bezug auf Sicherheit und Gesundheit, aus ISO 14001 für die Umwelt und aus der niederländischen NTA 8620 für schwere Unfälle. Das System besteht aus zwölf Elementen. Für jedes Element stehen Verfahren und Anweisungen zur Verfügung. Diese Elemente sind:

- Verantwortung: betont die Verpflichtungen und das Engagement des Unternehmens und der Mitarbeiter in den Bereichen Sicherheit, Gesundheit und Umwelt.
- Organisation: beschreibt Funktionen und Kompetenzprofile.
- Lieferanten: Bewertet und mindert Risiken, die mit der Zusammenarbeit mit Dritten verbunden sind.
- Dienstleistungen: beschreibt die kritischen Sicherheits-, Gesundheits- und Umweltaspekte bei der Annahme einer Dienstleistung.
- Risikoaanalyse: bietet einen strukturierten Prozess zur Identifizierung und Minderung von Risiken. Das Risikoniveau sollte letztlich so *niedrig wie möglich* sein, basierend auf dem ALARP-Prinzip (*As Low As Reasonably Practicable*).
- Entwurf und Konstruktion: beschreibt die kritischen Aspekte von Sicherheit, Gesundheit und Umwelt beim Entwurf und Bau von Anlagen.
- Betrieb und Wartung: enthält Verfahren für Betrieb und Wartung.
- Management von Veränderungen: definiert einen strukturierten und dokumentierten Prozess, mit dem Veränderungen umgesetzt werden können.
- Dokumentation: beschreibt, wie Informationen und Dokumentation verwaltet werden sollten.
- Vorfalluntersuchung: beschreibt, wie ein Vorfall untersucht werden sollte.
- Notfallmaßnahmen: beschreibt den Notfallplan, der die Methode der Reaktion auf einen Vorfall und die damit verbundenen Aktionen und Aufgabenzuweisungen enthält.
- Audits und Überwachung: Beschreibt die Überwachung und Berichterstattung von Sicherheits-, Gesundheits- und Umweltleistungen.

ONE-Dyas ist Mitglied von HSElife (www.hselife.nl.com), um sich über die neuesten Erkenntnisse und Entwicklungen auf dem Gebiet der GSU auf dem Laufenden zu halten. Hierbei handelt es sich um eine Organisation, die Betreiber im Bereich der GSU unterstützt. Zum Beispiel durch die gemeinsame Nutzung von Verfahren für die sichere Durchführung bestimmter Tätigkeiten innerhalb der verschiedenen Mitglieder der Organisation.

Neben dem internen Versorgungssystem ist eine wichtige Aufgabe unabhängigen Stellen vorbehalten. Beispielsweise wird bei Gasförderprojekten eine externe Überprüfung durch einen zertifizierten und unabhängigen Experten durchgeführt, der alle Phasen eines Projekts (von der Planung über die Umsetzung bis hin zur Stilllegung) genau überwacht und kontrolliert.

Darüber hinaus muss die staatliche Aufsicht über die Tiefseebergwerke (im Folgenden: SSM) die Genehmigung für die Gasproduktionstätigkeiten erteilen. Dieses Regierungsorgan überwacht die Sicherheit der Menschen und den Schutz der Umwelt. Schließlich genehmigt eine Prüfstelle (*Notifying Body* oder NoBo) die Anlagenkomponenten, bevor sie in Betrieb genommen werden dürfen. Ein NoBo ist eine von der Regierung benannte Prüfstelle.

2.2 Die Bauphase

2.2.1 Der Entwurf der Produktionsanlage

Für die Art der Produktionsanlage stehen drei technisch erprobte Alternativen zur Verfügung:

- **Eine kombinierte Gaserzeugungs- und -aufbereitungsplattform**, die Erdgas sowohl fördert als auch aufbereitet.
- **Eine Satellitenplattform**, mit der ausschließlich Erdgas gefördert wird. Das geförderte Erdgas wird dann per Pipeline zu einer Aufbereitungsplattform transportiert.
- **Mehrere Unterwasseranlagen**, vollständig unterseeische Gasförderanlagen. Das geförderte Erdgas wird dann per Pipeline zu einer Aufbereitungsplattform transportiert.

Die Durchführbarkeit dieser Alternativen wurde in Abschnitt 3.2 bewertet. Die Bewertung zeigt, dass die Projektziele von ONE-Dyas nur mit einer kombinierten Gaserzeugungs- und Aufbereitungsplattform (im Folgenden: Aufbereitungsplattform) erreicht werden können. Die Beschreibung der beabsichtigten Tätigkeit in diesem Kapitel stützt sich daher auf die Anwendung dieser Art von Produktionsanlagen.

Die vorgesehene Aufbereitungsplattform von ONE-Dyas besteht aus einem Unter- und einem Oberbau (siehe Abbildung 3). Der Unterbau (*Jacket*) ist die tragende Struktur; der Oberbau enthält den Anschluss der Brunnen, die Gasbehandlungsanlagen und verschiedene unterstützende Einrichtungen.



Abbildung 45: Eindruck von der neuen Aufbereitungsplattform von ONE-Dyas

Es gibt zwei mögliche praktikable Varianten für die Methode zur Realisierung der Aufbereitungsplattform:

- Neubau einer Aufbereitungsplattform.
- Wiederverwendung einer bestehenden Aufbereitungsplattform.

Die Durchführbarkeit dieser Implementierungsvarianten wurde in Abschnitt 3.3.2 bewertet. Die Bewertung zeigt, dass, wenn eine bestehende Plattform wiederverwendet werden soll, erhebliche Anpassungen erforderlich sind, um die gleiche Umweltverträglichkeit zu gewährleisten wie bei der Verwendung einer neuen Plattform. Die Wiederverwendung wird daher als eine nicht realistische Variante angesehen. Die Beschreibung der beabsichtigten Tätigkeit in diesem Kapitel geht daher von einer neuen Plattform aus.

Die Ummantelung der Aufbereitungsplattform besteht aus Rohren und sechs Gerüstbeinen mit dazwischen liegenden Querstangen, wodurch eine starre Konstruktion entsteht. Die Ummantelung ist ungefähr 45 Meter hoch (25 Meter unter Wasser und 20 Meter über Wasser). Um die Ummantelung vor Korrosion zu schützen, werden sogenannte Opferanoden aus einer Aluminium-Zink-Legierung aufgesetzt.

Das Plattformdesign von ONE-Dyas basiert auf einem Aufbau, der aus drei Decks besteht (siehe Abbildung 3). Die Abmessungen des Aufbaus der geplanten Aufbereitungsplattform werden etwa 60 Meter lang, 40 Meter breit und 15 Meter hoch sein (ohne Kran oder *ventstack*). Die Oberseite des Aufbaus liegt somit 35 Meter über dem Meeresspiegel. Folgende Installationen und Einrichtungen sind – verteilt auf die drei Decks – vorhanden:

- Die oberirdische Fertigstellung der Gasbohranlage.
- Die Prozessanlagen zur Aufbereitung von Erdgas, Kondensat und Produktionswasser.
- Ein Kontrollraum, Mannschaftsräume, Rettungsmittel, ein Kran und ein Hubschrauberdeck.
- Verschiedene Hilfseinrichtungen, wie Kontroll- und Sicherheitssysteme, Anlagen zur Energieversorgung der Plattform, Lagereinrichtungen und ein Feuerlöschsystem.

Für die Energieversorgung der neuen Aufbereitungsplattform gibt es zwei mögliche realisierbare Varianten:

1. Eigene Energieerzeugung mit Erdgas.
2. Anschluss der Plattform an einen Offshore-Windpark. Diese Variante wird als "Elektrifizierung der Plattform" bezeichnet.

Die Durchführbarkeit dieser Implementierungsvarianten wurde in Abschnitt 3.3.3 bewertet. Diese Einschätzung zeigt, dass beide Varianten realistisch sind.

Für eine Beschreibung der Aufbereitungsanlagen und der wichtigsten Unterstützungssysteme siehe Abschnitt 2.4.2 (die Produktionsphase). Aufmerksamkeit wird auch der Wartung der Aufbereitungsplattform geschenkt.

2.2.2 Standort und Platzierung der Aufbereitungsplattform

Standort der Aufbereitungsplattform

Der Unter- und Oberbau wird auf einem Hof an Land gebaut und mit einem Kran von der Werft zum vorgesehenen Plattformstandort transportiert. Der Meeresboden an der vorgesehenen Stelle wurde bereits eingehend untersucht, um sicher zu sein, dass:

- der Boden für die Platzierung der Plattform geeignet ist.
- keine wertvollen Natur- oder archäologischen Überreste an dieser Stelle vorhanden sind.

In der Sondierungsphase des Projekts untersuchte ONE-Dyas mehrere mögliche Standorte für die Aufbereitungsplattform. Für jeden Standort wurde geprüft, ob die Projektziele erreicht werden konnten. Die Bewertung ist in Abschnitt 3.3.1 enthalten.

Diese Bewertung zeigt, dass die Projektziele nur an einem Standort erreicht werden können. Die Beschreibung der beabsichtigten Aktivität in diesem Kapitel basiert daher auf diesem Standort.

Der vorgesehene Standort der Aufbereitungsplattform befindet sich im Bergbaublock 7N05, innerhalb der niederländischen Zwölf-Meilen-Zone⁸ und etwa 20 Kilometer nördlich von Schiermonnikoog, Rottumerplaat und Borkum (siehe Abbildung 1). Abbildung 4 zeigt eine Karte der unmittelbaren Umgebung des Standorts.

Die Koordinaten (ED50, UTM-Zone 31N) des Standortes der Plattform sind:

53° 41' 32" N
06° 21' 23" E

Die Entfernung zur niederländisch-deutschen Grenzlinie beträgt über 500 Meter. Wenige Kilometer nördlich des geplanten Standorts liegt die Schifffahrtsroute Terschelling-Deutsche Bucht. Die Plattform wird in einem Genehmigungsgebiet zur Sandgewinnung platziert.

Der geplante Standort der Plattform befindet sich in einem Gebiet, das als Borkumse Stenen bekannt ist. Der Meeresboden besteht in diesem Gebiet aus Sand und an mehreren Stellen aus Kies und Steinen. Dies verursacht das Vorkommen von Meerespflanzen, die eine harte Oberfläche benötigen, wie Seeanemonen und Schwämme. Es gibt auch eine große Vielfalt an benthischen Organismen. Das Gebiet zeichnet sich ferner durch eine hohe Dichte von Röhrenwürmern aus, die örtlich „Unterwasserdünen“ bilden. Die Borkumse Stenen wurden nicht als Natura 2000-Gebiet ausgewiesen⁹. Die Ausweisung von Borkumse Stenen als MSRL-Gebiet ist in Vorbereitung. Ein Teil des Gebietes könnte in naher Zukunft für Formen der Fischerei, bei denen der Boden berührt wird, geschlossen werden. Die niederländische Regierung untersucht derzeit, ob diese Schließung durch die Ausweisung des Borkumse Stenen als MSRL-Gebiet politisch abgesichert werden kann¹⁰.

Im Jahr 2018 wurde in den Borkumse Stenen ein Projekt zur Wiederherstellung flacher Austernriffe gestartet (siehe Abbildung 4). Innerhalb eines Gebiets von einem Hektar wurden künstliche Riffe auf dem Meeresboden platziert und flache Austern ausgesetzt.

⁷ Der niederländische Teil der Nordsee wurde zum Zweck der Erteilung von Tiefseebaukonzessionen in Blöcke aufgeteilt.

⁸ Die Zwölf-Meilen-Zone umfasst die niederländischen Hoheitsgewässer. Dies ist der Teil der Nordsee, in dem die niederländische Gesetzgebung gilt. Außerhalb der Zwölf-Meilen-Zone gelten niederländische Gesetze nur, wenn dies ausdrücklich in einem Gesetz festgelegt ist. Ein Beispiel dafür ist das Bergbaugesetz.

⁹ Natura-2000-Gebiete sind geschützte Naturreserve auf europäischer Ebene.

¹⁰ Meeresstrategie-Rahmenrichtlinie

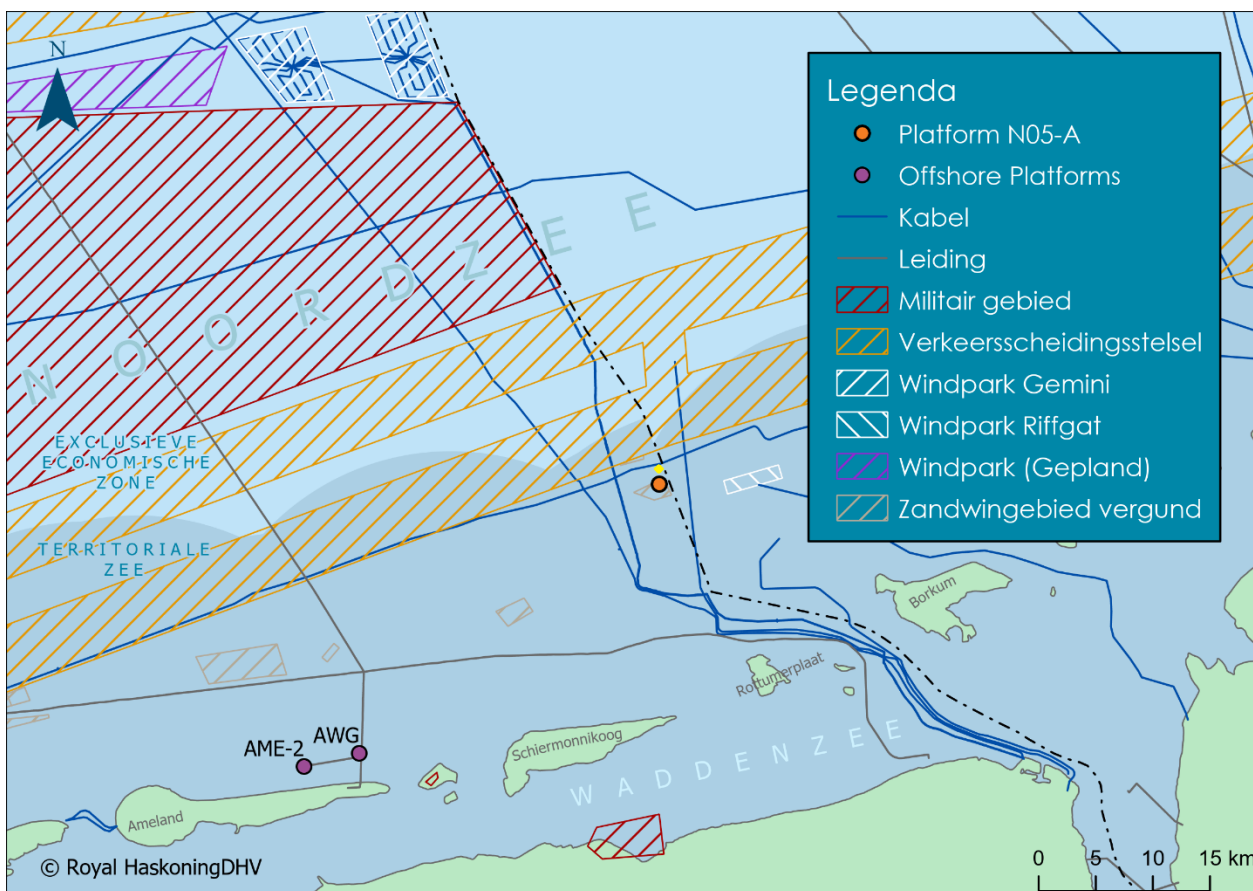


Abbildung 67: Detaillierte Karte des Gebiets um den geplanten Standort der Aufbereitungsplattform (das Projekt zur Wiederauffüllung der Austerbänke ist durch ein gelbes Quadrat gekennzeichnet).

Platzierung der Aufbereitungsplattform

Der Unterbau wird zuerst auf dem Meeresboden platziert und verankert. Um die Gerüstbeine werden Steine geschüttet, um die Erosion durch die Meeresströmung zu verhindern. Der Oberbau wird mit dem Kranschiff auf den Unterbau gesetzt und verankert.

Für die Verankerung der Aufbereitungsplattform stehen zwei technisch bewährte Techniken zur Verfügung:

- 1 Verankerung mit Pfählen.
- 2 Verankerung mit Saugpfahl-Fundamenten.

Die Durchführung dieser Implementierungsvarianten wurde in Abschnitt 3.3.4 bewertet. Diese Bewertung zeigt, dass nur Pfähle für den Einsatz am vorgesehenen Plattformstandort technisch geeignet sind.

Die Installation einer Plattform wird voraussichtlich weniger als zwei Wochen dauern. Die Arbeit wird kontinuierlich durchgeführt (24 Stunden am Tag, 7 Tage die Woche).

2.2.3 Verlegung der Pipeline

Für den Ableitungsweg des geförderten Gases stehen drei technisch erprobte Alternativen zur Verfügung:

1. **Die NGT-Alternative:** Einleitung an Land über eine neue Verbindung zur bestehenden Noordgastransport-Pipeline.
2. **Die AWG-Alternative:** Gasaufbereitung auf der bestehenden Plattform Ameland Westgat und anschließende Ableitung an Land über die Noordgastransport-Pipeline.
3. **Die Eemshaven-Alternative:** direkte Ableitung in den Boden über eine neue Transportleitung.

Die Durchführung dieser Alternativen wurde in Kapitel 3.1 bewertet. Diese Bewertung zeigt, dass die Projektziele nur mit der NGT-Alternative erreicht werden können. Die Beschreibung der beabsichtigten Aktivität basiert daher auf dem Bau einer neuen Pipeline zwischen der Aufbereitungsplattform und dem NGT.

Das geförderte Erdgas wird über eine Pipeline zur Noordgastransport-Pipeline (NGT) transportiert. Der endgültige Verlauf der neuen Pipeline zwischen der Aufbereitungsplattform und dem NGT ist in Abbildung 5 global dargestellt¹¹. Die folgenden Schritte wurden unternommen, um diese Route zu bestimmen:

- Auf der Grundlage von Karten und anderen verfügbaren Daten über den Meeresboden in diesem Gebiet wurde ein Korridor für die Pipeline-Trasse ausgewählt. Voraussetzung für diese Wahl ist, dass die Route nicht in das Gebiet des Ems-Dollar-Vertrags führt und dass wichtige ökologische und kulturhistorische Werte verschont bleiben.
- Dieser Korridor mit einer Breite von einem Kilometer wurde untersucht. Mit Sonar und Magnetometern wurden der Meeresboden und der Untergrund kartiert. In regelmäßigen Abständen und an besonderen Orten wurden Fotos gemacht und Bodenproben entnommen. Die Bodenproben und Kamerabilder wurden auch auf ökologische Merkmale hin untersucht.
- Auf der Grundlage der Forschungsergebnisse wurde die endgültige Pipeline-Trasse innerhalb des Korridors festgelegt, wobei so viel Abstand wie möglich zu wichtigen ökologischen und kulturhistorischen Werten gehalten wurde.

Die Pipeline ist als Stahl-Hochdruckrohrleitung gemäß den Anforderungen der Norm 'NEN 3656 für Stahlrohrleitungssysteme auf See' ausgeführt¹². Die Pipeline wird einen Durchmesser von über 50 Zentimetern (20 Zoll) und eine Länge von etwa 15 Kilometern haben.

Nach der Verlegung wird die Pipeline auf der einen Seite an die Aufbereitungsplattform und auf der anderen Seite mit einem neuen Anschlusspunkt an das NGT angeschlossen. Der Anschlusspunkt zum NGT ist durch eine Käfigkonstruktion geschützt. Wenn nötig, wird die Pipeline im Boden vergraben, um das Risiko von Schäden durch äußere Ursachen wie Anker oder Schiffe zu verringern. Wo die Pipeline bestehende Kabel kreuzt, werden Betonmatratzen und Steinschüttungen verwendet, um eine Beschädigung des gekreuzten Kabels zu verhindern.

¹¹ Siehe die Karte der Pipeline-Route der archäologischen Untersuchung in Teil 2 des UVP: Auswirkungen auf die Umwelt.

¹² Norm NEN 3656:2015: Anforderungen an Stahlrohrleitungssysteme auf See. NEN 3656 legt Mindestanforderungen für den Entwurf, den Bau, die Inbetriebnahme, den Betrieb und die Beendigung von Rohrleitungssystemen für den Transport von Stoffen auf See im Hinblick auf Sicherheitsaspekte für Menschen, Umwelt und Güter fest.

Für den Bau der neuen Pipeline zwischen der Aufbereitungsplattform und der NGT-Hauptpipeline gibt es die folgenden möglichen realisierbaren Varianten:

1. Unterirdische Verlegung der Pipeline mit einer *mechanischen Grabenfräse*.
2. Unterirdische Verlegung der Pipeline mit einem *Düsenschlitten*.
3. Unterirdische Verlegung der Pipeline mit dem Pflug.
4. Oberirdische Verlegung: Platzierung der Pipeline auf dem Meeresboden.

Die Durchführung dieser Implementierungsvarianten wurde in Kapitel 3.4 bewertet. Diese Bewertung zeigt, dass das Eingraben der Pipeline mit einer mechanischen Grabenfräse oder einem Düsenschlitten im Plangebiet technisch möglich ist.

Für den Bau der Pipeline wird ein Arbeitsschiff eingesetzt. Auf diesem Schiff wird die Pipeline durch Zusammenschweißen von Rohrsegmenten gebaut und dann auf dem Meeresboden verlegt. Die für die Verlegung der Pipeline erforderliche Zeit hängt von der Länge und dem Verlauf der Pipeline ab und beträgt im Durchschnitt mehrere Wochen.

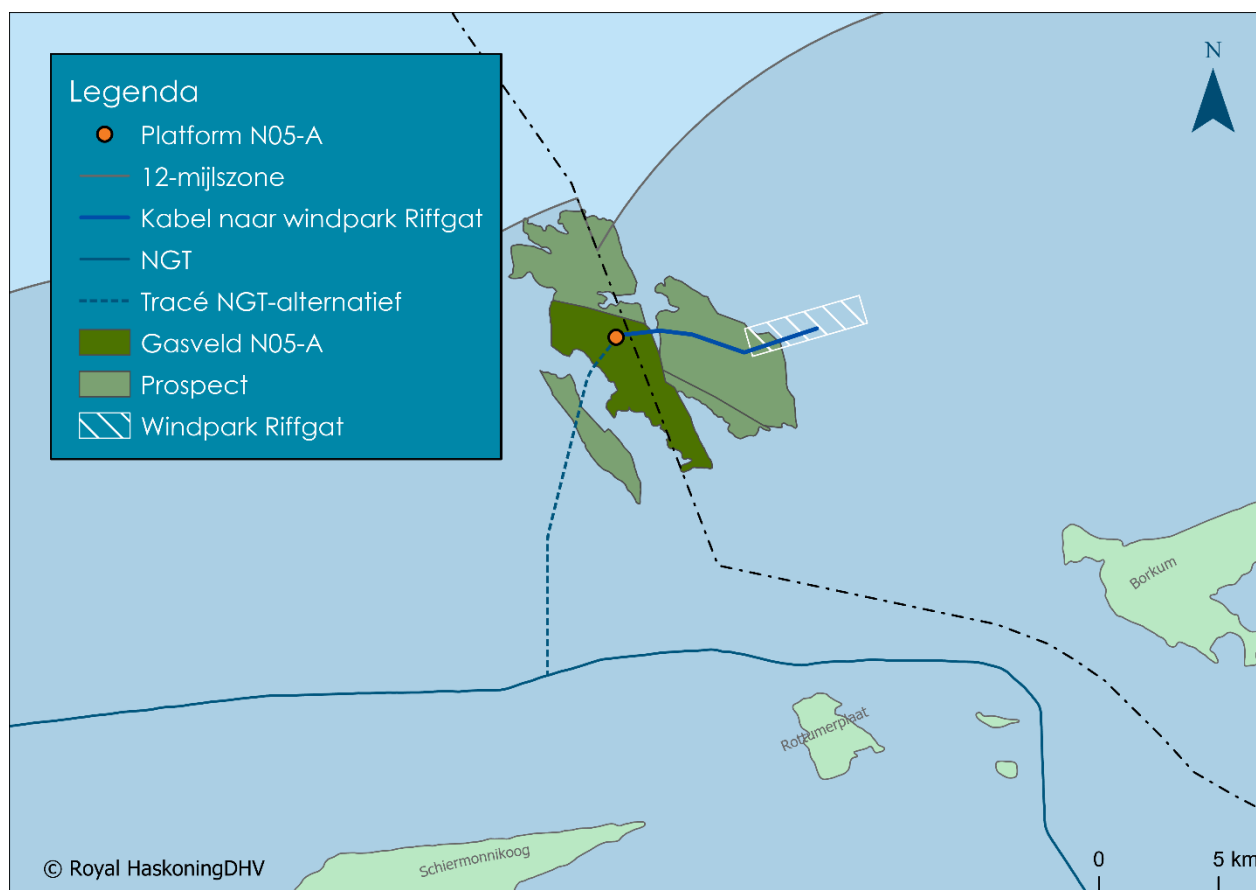


Abbildung 89: Endgültiger Verlauf der Pipeline zur NGT-Pipeline und Stromkabel zum bestehenden Windpark Riffgat

2.2.4 Verlegen des Netzkabels

Wenn die Elektrifizierung der Aufbereitungsplattform gewählt wird, muss ein Stromkabel zwischen der ONE-Dyas-Plattform und dem deutschen Windpark Riffgat verlegt werden (siehe Abbildung 5). Das Stromkabel verfügt über eine Länge von mehr als acht Kilometern und einen Durchmesser von ein bis zwei Dezimetern. Die ersten 500 Meter der Strecke verlaufen über niederländisches Gebiet, der Rest über

deutsches Gebiet. Zur Festlegung der endgültigen Route wurden die gleichen Schritte unternommen wie bei der Festlegung des Verlaufs der Pipeline.

Für den Bau des Stromkabels wird ein Arbeitsschiff verwendet. Das Kabel wird langsam von einer Drehscheibe abgerollt und auf dem Meeresboden verlegt. Auf der Plattform wird das Kabel mit Matten abgedeckt. Wenn vorhandene Kabel gekreuzt werden, wird das Kabel mit Steinen abgedeckt.

Das Kabel wird dann in den Meeresboden eingegraben, um es vor äußeren Beschädigungen durch Anker oder Fischernetze zu schützen, wobei ein spezieller Bagger eingesetzt wird, der den Meeresboden mit *Wasserstrahlen (Jetting)* fluidisieren kann. Beim Jetting wird Wasser unter hohem Druck in den Meeresboden injiziert, so dass der Meeresboden fluidisiert und das Kabel durch sein Eigengewicht in diesen hinein sacken oder hineingedrückt werden kann. Beim Pflügen wird mit einer Art Pflug ein Graben in den Meeresboden gepflügt und das Kabel über den Pflug in den Graben verlegt. Die Verlegung des Kabels nimmt mehrere Tage in Anspruch.

2.2.5 Transportaktivitäten während der Bauphase

Platzierung der Aufbereitungsplattform

Während der Platzierung der Aufbereitungsplattform wird es einige Wochen lang zu einer Zunahme der Transportaktivitäten zum und vom Standort der Plattform kommen. Diese Aktivitäten betreffen

- Das Kranschiff, das für den Transport und die Platzierung des Unter- und Oberbaus der Plattform eingesetzt wird.
- Ein Wachschiff, das während dieser Aktivitäten anwesend ist, um die Schifffahrt in sicherer Entfernung zu halten.
- Besuche von Hubschraubern und eines Versorgungsschiffes für die Ver- und Entsorgung von Personal, Material, Treibstoff und Abfall.

Bau der Pipeline

Auch während des Baus der Pipeline kommt es mehrere Wochen lang zu einer Zunahme der Transportaktivitäten über mehrere Wochen und entlang der Trasse der Pipeline. Diese Aktivitäten betreffen

- Mehrere Arbeitsschiffe für den Bau der Pipeline.
- Ein oder mehrere Wachschiffe, um die Schifffahrt in sicherer Entfernung zu halten.
- Ein Tauchunterstützungsschiff für Tauchaktivitäten.
- Besuche von Hubschraubern und Versorgungsschiffen für die Ver- und Entsorgung von Personal, Material, Treibstoff und Abfall.

Bau eines Stromkabels

Während des Baus des Stromkabels kommt es für einige Tage zu einer Zunahme der Transportaktivitäten entlang der Trasse des Kabels. Diese sind ähnlich wie die logistischen Aktivitäten während des Baus einer Pipeline.

2.2.6 HSE-Maßnahmen während der Bauphase

Die Bauphase beginnt mit dem Entwurf der zu errichtenden Aufbereitungsplattform. ONE-Dyas wendet hierfür ein umfangreiches Verfahren an. Bei diesem Verfahren werden die folgenden Schritte nacheinander durchgeführt:

- 1 Konzeptentwurf;

- 2 Durchführbarkeitsstudie;
- 3 Technischer Entwurf (professionelles Basic Engineering);
- 4 Detailentwurf (Detailplanung in fachlicher Hinsicht);
- 5 Konstruktion der Plattform.

Die durchzuführenden Studien und die zu liefernden Dokumente wurden für jeden einzelnen Schritt festgelegt. Im Rahmen der GSU werden unter anderem die folgenden Studien durchgeführt:

- Identifizierung von Risiken und Gefahren mit Sicherheitsstudien wie HAZID (Hazard Identification) und HAZOP (Hazard and Operability Study);
- Brand- und Explosionsschutz, einschließlich einer Studie zur Rauch- und Gasdiffusion;
- Eine Untersuchung der Notfallsysteme, um sicherzustellen, dass sie im Falle einer Katastrophe funktionsfähig bleiben;
- Evakuierungs-, Flucht- und Rettungsstudien;
- Studien zum Kollisionsrisiko;
- Quantitative Risikoanalysen;
- Designstudien zur optimalen Anordnung der verschiedenen Anlagen und Funktionen auf der Aufbereitungsplattform.

Die Ergebnisse dieser Sicherheitsstudien sind u.a. im gesetzlich vorgeschriebenen Arbeitsschutzpapier (H&S) und im Bericht über die größten Gefahren (RiGG) festgehalten. Das RiGG wird nach den Vorgaben des Bergbaugesetzes erstellt und alle fünf Jahre aktualisiert.

Am Ende dieser Phase wird das Plattformdesign von einem unabhängigen, externen Prüfer bewertet. Nach Genehmigung des Entwurfs stellt er ein Zertifikat aus. In der Folge erhält SSM auch die Möglichkeit, die Entwurfsdokumente zu beurteilen und gegebenenfalls abzulehnen, wenn die rechtlichen Anforderungen nicht erfüllt sind. Für die Installation der Plattform ist eine Genehmigung auf der Grundlage der Bergbauverordnung erforderlich.

2.3 Die Bohrphase

ONE-Dyas plant, bis zu zwölf Brunnen zu bohren. Alle Bohrlöcher werden die Möglichkeit haben, eine Abzweigung zu einem anderen (Teil des) Reservoir (einem Sidetrack) im Bohrloch zu bohren. Dies kann getan werden, um eine Bohrung, bei der die Produktion für eine Bohrung eingestellt wurde, durch eine anderes (Teil des) Reservoir zu ersetzen. Es kann auch ein Sidetrack gebohrt werden, wenn die erste Bohrung nicht das gewünschte Ergebnis liefert. Zur Bestimmung des Effekts geht die UVP von der Bohrung von zwölf Bohrlöchern mit zwölf Sidetracks aus.

ONE-Dyas untersucht noch, ob es wünschenswert ist, so früh wie möglich im Rahmen des Projekts einige Testbohrungen durchzuführen, um zu untersuchen, ob sie förderbare Gasmengen enthalten. Es handelt sich dabei um so genannte „Pre-Drills“, weil sie am Standort der Plattform gebohrt werden, bevor die Produktionsplattform installiert und in Betrieb genommen wird. Durch Testbohrungen ist im Voraus bekannt, wieviel Gas gefördert werden kann und können die wirtschaftlichen Konsequenzen besser eingeschätzt werden. In dieser UVP wird von maximal zwei Vorbohrungen ausgegangen. Im Erfolgsfall werden die Testbohrungen als Produktionsbohrung genutzt, sobald die N05-A-Plattform installiert ist.

Die Bohrungen finden kontinuierlich statt (24 Stunden am Tag, 7 Tage die Woche) und dauern durchschnittlich drei Monate pro Bohrung und anderthalb Monate für ein Sidetrack. Die Bohrung aller vorgesehenen Bohrlöcher, einschließlich der Sidetracks, dauert mehrere Jahre.

2.3.1 Der Bohrprozess

Die Brunnen werden mit einer mobilen Bohreinrichtung, einer Bohrplattform, gebohrt, siehe Abbildung 6. Eine typische Bohranlage besteht aus einem Bohrturm, mit dem die Bohrarbeiten mit verschiedenen Hilfseinrichtungen durchgeführt werden.

Es gibt zwei mögliche Varianten für die Stromversorgung der Bohrplattform:

1. Eigene Stromerzeugung mit Dieselgeneratoren.
2. Elektrifizierung der Bohrplattform.

Die Durchführung dieser Implementierungsvarianten wurde in Abschnitt 3.5.4 bewertet. Diese Einschätzung zeigt, dass beide Varianten realistisch sind.

Die Bohrplattform wird mit eingefahrenen Gerüstbeinen von einem Schlepper zur Bohrstelle transportiert. Die Bohrplattform wird bis etwa 30 Meter über dem Wasserspiegel positioniert, stabilisiert und aufgebockt. Um die Erosion durch die Strömung des Meerwassers zu verhindern, werden Steine um die Beine herum abgelagert.

Die Bohranlage wird über die Aufbereitungsplattform hinaus verlängert (siehe Abbildung 6). Wird sich für Elektrifizierung entschieden, ist die Bohranlage über ein elektrisches Kabel mit der Aufbereitungsanlage verbunden.

Im Oberbau der Aufbereitungsplattform befinden sich Aussparungen (*Slots*) für das Bohren der Brunnen. Die Bohrlöcher werden von der Bohrplattform aus durch diese Schlitze gebohrt. Die Brunnen können auch gebohrt werden, bevor die Aufbereitungsplattform platziert wird.

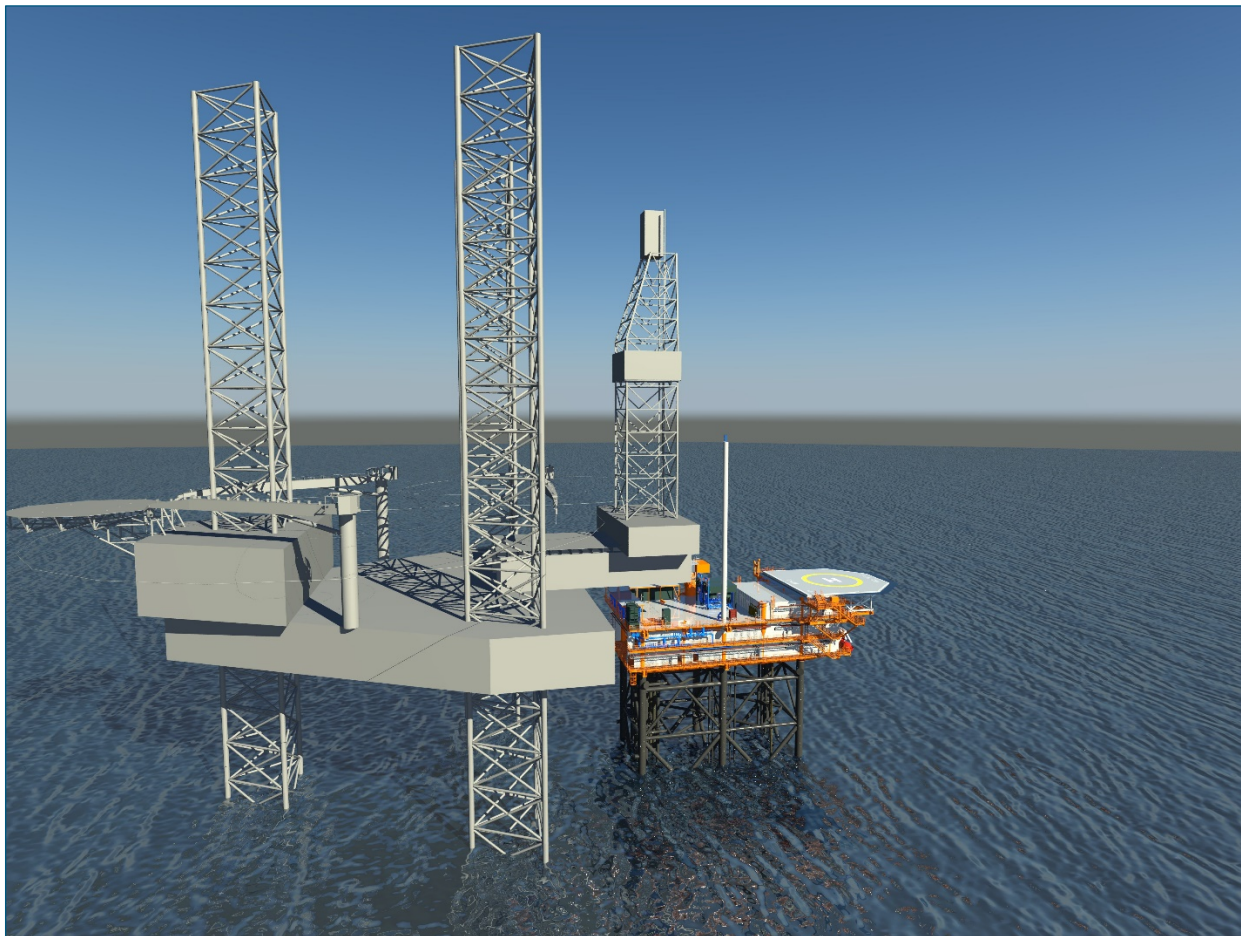


Abbildung 1011: Eindruck einer Bohrplattform (links) neben der neuen Aufbereitungsplattform ONE-Dyas (rechts)

ONE-Dyas bohrt maximal zwölf Bohrlöcher vom Standort der Plattform zum Gasfeld N05-A und zu den umliegenden Testbohrungen. Im UVP-Bericht wird für alle geplanten Bohrungen vom Standort der Plattform aus von einer durchschnittlichen Gasquelle ausgegangen. Die tatsächlich gebohrten Bohrlöcher können von den tatsächlichen Bohrlöchern abweichen und können kürzer, tiefer oder länger sein. Bei Unsicherheit über die Auswirkungen wird von einer Worst-Case-Situation ausgegangen.

Eine Gasbohrung besteht aus verschiedenen Abschnitten mit einem immer kleiner werdenden Durchmesser (siehe Abbildung 7). Die Bohrlöcher werden bis zu einer vertikalen Tiefe von etwa vier Kilometern unter dem Meeresboden gebohrt. Da die Brunnen jedoch schräg gebohrt werden, kann die Gesamtlänge der Brunnen fünf oder mehr Kilometer länger sein. In einem Sidetrack wird in einer Tiefe von zweieinhalb bis drei Kilometern eine Abzweigung in die Anfangsbohrung gebohrt. Ein Sidetrack ist auch identisch mit einer regulären Gasquelle.

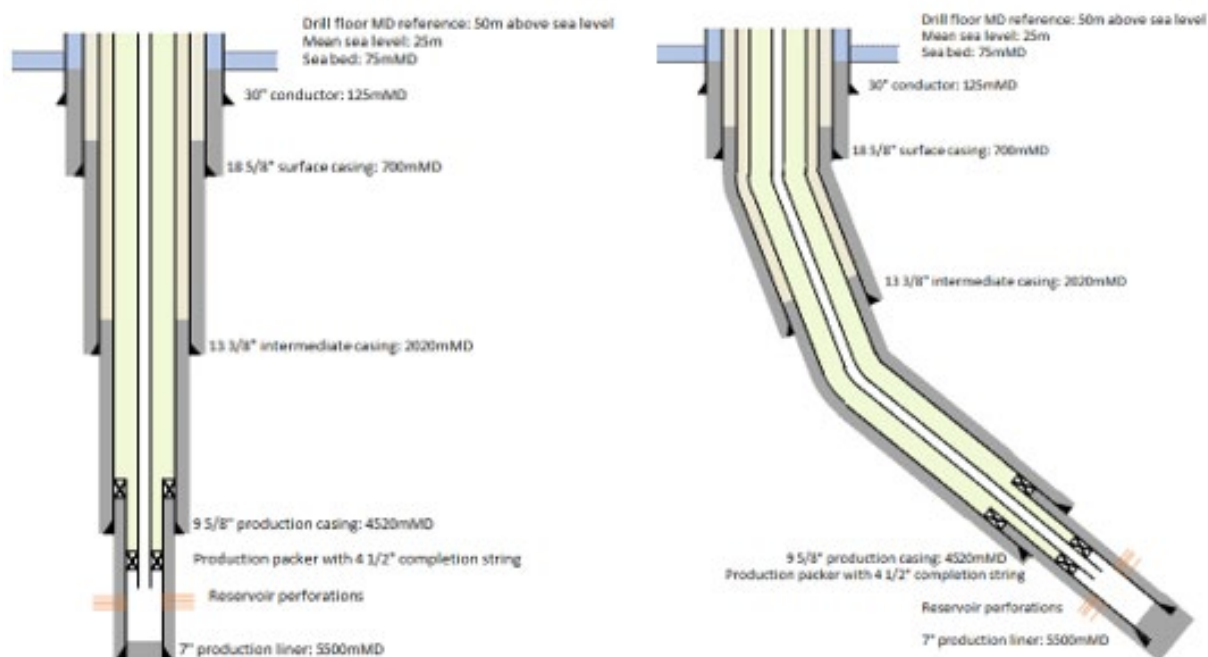


Abbildung 1213: Schematischer Aufbau eines vertikalen und eines abgeschrägten Brunnens innerhalb der geplanten Aktivität von ONE-Dyas (nicht maßstabgetreu)

Im restlichen Teil dieses Abschnitts wird der Bohrprozess ausführlicher erläutert. Dieser Prozess besteht hauptsächlich aus den folgenden Schritten:

- Installation des Leiterrohrs.
- Bohren der Bohrlochabschnitte.
- Anbringen der Hüllrohre.
- Prüfung der Bohrung.
- Fertigstellung des Bohrlochs.
- Demobilisierung der Bohrplattform.

Installation des Leiterrohrs

Bevor mit dem eigentlichen Bohren eines Brunnens begonnen werden kann, wird zunächst ein Leiterrohr an der Stelle des Brunnens platziert. Es handelt sich um ein schweres Metallrohr mit einem Durchmesser von etwa 80 Zentimetern. Das Leiterrohr bildet die Verbindung zwischen der Bohrsohle der Bohrplattform und dem Bohrloch. Die Bohrung wird im Inneren des Leiterrohrs ausgeführt. Das Leiterrohr gewährleistet auch die Stabilität des flachen Bohrlochs und verhindert das Eindringen von Grund- und Meerwasser.

Für die Installation der Leiter stehen zwei technisch bewährte Techniken zur Verfügung:

1. Einrammen der Leiterrohre.
2. Vorbohren und Einzementieren der Leiterrohre.

Die Durchführung dieser Implementierungsvarianten wurde in Abschnitt 3.5.1 bewertet. Diese Bewertung zeigt, dass nur das Einrammen von Leiterrohren technisch für den Einsatz an der vorgesehenen Bohrstelle geeignet ist.

Bohren der Bohrlochabschnitte

Das Bohren erfolgt mit einem Bohrmeißel, mit dem das Gestein im Untergrund zu Kies zerkleinert wird. Der Bohrmeißel ist an der Unterseite einer Reihe von rotierenden Bohrgestängen befestigt. Mit fortschreitender Bohrung werden der Reihe der Bohrgestänge neue Segmente hinzugefügt.

Für die Abfolge der Bohrungen der Brunnenabschnitte stehen zwei technisch erprobte Techniken zur Verfügung:

1. Bohrungen in Serie.
2. Batch-Bohrung.

Die Durchführung dieser Implementierungsvarianten wurde in Abschnitt 3.5.3 bewertet. Diese Einschätzung zeigt, dass beide Varianten realistisch sind.

Es wird eine Bohrlochspülung verwendet. Diese Flüssigkeit wird verwendet, um zerkleinertes Gestein aus dem Bohrloch (das Bohrklein) an die Oberfläche zu entfernen. Gleichzeitig stellt die Spülung die Schmierung und Kühlung des Bohrers und die Stabilisierung des Bohrlochs sicher. ONE-Dyas verwendet in fachlicher Hinsicht so weit wie möglich wasserbasierten *Schlamm*¹³ (WBM). Für die unteren Abschnitte dieser typischen Bohrung ist es jedoch notwendig, *Oil Based Mud*¹⁴ (OBM) zu verwenden. In diesem Fall müssen auch die Nebengleise mit OBM gebohrt werden.

Das Bohrklein wird auf der Bohrplattform aus dem Bohrschlamm ausgesiebt. Die Spülung wird danach wiederverwendet. Bohrklein, das aus Bohrlochabschnitten stammt, die mit WBM gebohrt wurden, kann (nach Benachrichtigung von SodM) auf See von der Plattform entladen werden. Bohrklein und Bohrschlamm, die beim Bohren mit OBM freigesetzt werden, dürfen nicht ins Meer abgeleitet werden und werden immer per Schiff zum Festland transportiert und als Abfall behandelt.

Für die Entfernung von Bohrklein und Bohrschlamm auf Wasserbasis stehen zwei mögliche Ableitungswege zur Verfügung:

1. Entsorgung auf See.
2. Entsorgung per Schiff auf das Festland.

Die Durchführung dieser Implementierungsvarianten wurde in Abschnitt 3.5.2 bewertet. Diese Einschätzung zeigt, dass beide Varianten realistisch sind.

Anbringen der Hüllrohre

Um zu verhindern, dass das Bohrloch zusammenbricht, wird der gebohrte Abschnitt durch das Einkitten von Stahlmantelrohren (fachsprachlich: *Casing*) in das Bohrloch "verrohrt" (siehe Abbildung 8). Dadurch wird das Bohrloch stabilisiert und abgedichtet und die Bodenschichten vor Schadstoffen geschützt. Ein *Bohrlochkopf* und ein *Blow-out Preventer* (BOP) sind auf dem *Bohrloch* installiert. Der BOP ist eine Sicherheitseinrichtung, die das Bohrloch bei Bedarf jederzeit absperren kann.

Beim Bohren eines Sidetracks wird zunächst der Teil des Bohrlochs unterhalb der Abzweigung mit einer Reihe von Stopfen dauerhaft abgedichtet. Dann wird ein Loch in das Gehäuse gefräst. Das Sidetrack wird durch dieses Loch gebohrt. Die weitere Fertigstellung eines solchen Abzweiges ist die gleiche wie bei der zuvor gebohrten Bohrung.

¹³ Wasserbasierter Schlamm (Water Based Mud, WBM) ist eine Mischung aus Wasser und Ton (Bentonit). Dieser Mischung werden Zusatzstoffe wie Stärke, Schwerspat, Kalk, Salz und Schmiermittel hinzugefügt.

¹⁴ Oil Based Mud (OBM) kann zusätzlich zu den gleichen Komponenten wie WBM bis zu 75% Mineralöl enthalten.

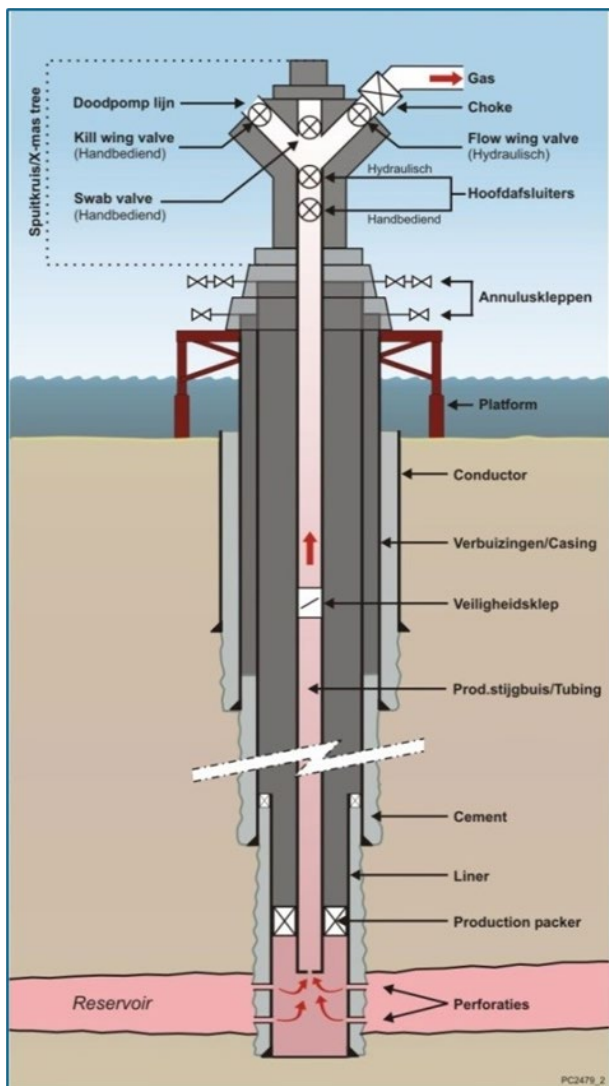


Abbildung 1415: Schematische und vereinfachte Darstellung einer fertigen Gasbohrung

Die durchbohrten Erdschichten können mit einer VSP-Studie (*Vertical Seismic Profiling*) im Detail kartiert werden. Bei einer VSP-Untersuchung werden Mikrofone in das Bohrloch gehängt, während gleichzeitig eine Schallquelle (*Airgun*) von einem Forschungsschiff entlang der Bohrlochstrecke geschleppt wird. Das *Airgun* sendet ein Signal aus, das von den Mikrofonen im Bohrloch aufgenommen wird. Auf diese Weise können die umgebenden Erdschichten genau visualisiert werden.

Abschluss der Bohrungen

Im Falle einer erfolgreichen Bohrung wird die Bohrung als Produktionsbohrung fertig gestellt. Die Fertigstellung besteht unter anderem aus der Installation des Produktionsstutzens (des *Completion Strings*) in das Bohrloch. Als Teil der Fördersteigrohr wird in mindestens 50 Meter Tiefe ein Sicherheitsventil installiert, das im Falle einer Katastrophe die Bohrung automatisch abdichtet. Der Installation wird abgerundet, indem ein sogenanntes Spritzenkreuz (*X-Mas Tree*, siehe Abbildung 8) auf die Öffnung gelegt wird. Die Bohrung kann mit dieser Anlage ferngesteuert werden.

Die Bohrung wird in Betrieb genommen, indem das Erdgas über das Fördersteigrohr an die Oberfläche gebracht wird. Die Förderung eines Bohrlochs wird fachlich weiter durch ein *Drosselventil (Choke Value)*

gesteuert. Jedes Bohrloch ist auch mit Druck- und Temperatursensoren für den Prozessbetrieb und die vorhandenen Alarm- und Sicherheitssysteme ausgestattet.

Wenn bei einer Explorationsbohrung kein Erdgas nachgewiesen wird, wird die Bohrung stillgelegt (*abstrahiert*). In Übereinstimmung mit den Tiefseebergbauvorschriften werden mehrere mechanische und Zementstopfen in das Bohrloch eingebaut. Die Gehäuse des Bohrlochs werden einige Meter unter dem Meeresboden abgeschnitten.

Prüfung der Bohrung

Wird im angebohrten Reservoir Erdgas gefunden, wird die Bohrung zunächst gereinigt (*sauber gefördert*) und dann getestet. Aus den Testdaten lässt sich u.a. ableiten, wie viel Erdgas das Reservoir enthält. Für die Durchführung der Tests ist es notwendig, Erdgas für einen kurzen Zeitraum zu fördern. Das freigesetzte Erdgas wird in der Fackel auf der Bohrplattform verbrannt. Auch ein Sidetrack wird auf diese Weise getestet.

ONE-Dyas bemüht sich darum, Erdgas, das während der Tests freigesetzt wird, direkt über die Aufbereitungsplattform in die dafür vorgesehene Röhre des NGT zu bringen. In diesem Fall muss nur die saubere Förderung eines Brunnens angefackelt werden¹⁵.

Demobilisierung der Bohrplattform

Nach Fertigstellung der Bohrung wird die Bohrplattform für den Transport vorbereitet. Zu diesem Zweck wird die Plattform entlang der Gerüstbeine bis zur Wasseroberfläche abgesenkt. Dann werden die Gerüstbeine zurückgezogen, so dass die Bohrplattform wieder schwimmt und mit Hilfe eines Schleppers entfernt werden kann.

2.3.2 Transportaktivitäten während der Bohrphase

Während der Durchführung der Bohrarbeiten kommt es zu einer Zunahme der Transportaktivitäten zum und vom Standort der Plattform. Diese Aktivitäten betreffen

- Die Ver- und Entsorgung der Bohrplattform mit mehreren Schleppern.
- Ein Wachschiff, um den Schiffsverkehr während der Operationen in sicherer Entfernung zu halten.
- Besuche von Hubschraubern und Versorgungsschiffen für die Ver- und Entsorgung von Personal, Material, Vorräten, Treibstoff und Abfall.

2.3.3 HSE-Maßnahmen während der Bohrphase

Das HSE-Managementsystem von ONE-Dyas beschreibt die spezifischen HSE-Verfahren, die während der Bohrphase angewendet werden.

ONE-Dyas erstellt für jedes Bohrloch ein Arbeitsprogramm, das die technische Ausführung des Bohrlochs beschreibt. Ein unabhängiger, externer Prüfer (*Well Examiner*) bewertet das Arbeitsprogramm. Wird es genehmigt, stellt er ein Zertifikat aus, einschließlich einer Checkliste (*Well Examination Check Sheet* oder WECS). Ein Abweichen von den WECS ist nur nach Durchlaufen eines umfangreichen Verfahrens (*Management of Change-Verfahren*) zulässig.

Zusätzlich zum Arbeitsprogramm wird ein Sicherheits- und Gesundheitsdokument (*Activity Specific HSE-Dokument*) erstellt, in dem beschrieben wird, wie die Organisation rund um die Bohrung organisiert ist, wo

¹⁵ Die direkte Aufbereitung von Erdgas bei der Erprobung von Vorbohrungen ist nicht möglich, da die Aufbereitungsplattform in dieser Situation noch nicht installiert wurde. Deshalb wird beim Testen der Vorbohrungen immer mehr abgefackelt.

die Verantwortlichkeiten liegen und wie dies überwacht wird. In diesem Dokument werden die Verfahren des Bohrunternehmens und von ONE-Dyas miteinander verknüpft und die Kontrolle der gleichzeitigen Aktivitäten (*Concurrent Operations*) auf der Bohr- und der Förderplattform beschrieben. Dieses Dokument enthält auch eine Bestandsaufnahme der wichtigsten Risiken und der Maßnahmen zu deren Bewältigung. Das Arbeitsprogramm und das Sicherheits- und Gesundheitsschutzdokument werden vor der Arbeit zur Stellungnahme an SSM geschickt.

Ein Vertreter von ONE-Dyas ist auf der Bohrinself anwesend, um sicherzustellen, dass die Bohrungen gemäß dem Bohrprogramm durchgeführt werden, und steht in Kontakt mit dem Büro von ONE-Dyas. Das Management der Bohrplattform und ONE-Dyas stehen täglich miteinander in Kontakt.

Nach den Bohrungen wird ein Abschlussbericht, ein so genannter *End of Well Report* (EOWR), erstellt und zur Fertigstellung an SSM geschickt.

2.4 Die Produktionsphase

In der Produktionsphase wird Erdgas aus dem Feld N05-A und aus einem oder mehreren der Vorkommen rund um N05-A gefördert. Nach der Aufbereitung wird dieses Erdgas über die neue Pipeline zum NGT transportiert. ONE-Dyas geht davon aus, dass zehn bis 35 Jahre lang Erdgas aus den Erdgasfeldern gefördert wird.

2.4.1 Der Produktionsprozess

Der Produktionsprozess auf der Aufbereitungsplattform besteht hauptsächlich aus den folgenden Komponenten:

- Abscheidung von Erdgas, Wasser und Kondensat;
- Gasbehandlung;
- Wasseraufbereitung;
- Komprimierung.

Diese Teile werden im Folgenden näher erläutert.

Abscheidung von Erdgas, Wasser und Kondensat

Das Roh-Erdgas, das aus den Bohrlöchern fließt, wird in zwei Förderverteilern¹⁶ gesammelt. Wenn die Bohrlöcher wieder in Betrieb genommen werden, wird Methanol injiziert, um die Hydratbildung¹⁷ im Verteiler zu verhindern. Über diese Sammelleitungen fließt das Erdgas durch einen Dreiphasenabscheider und einen Kühler. Im Dreiphasenabscheider wird das Roh-Erdgas in Erdgas, Wasser und Kondensat getrennt. Die Plattform ist mit zwei Dreiphasen-Separatoren und zwei Kühlern ausgestattet, so dass Erdgas unterschiedlicher Druckstufen gleichzeitig behandelt werden kann. Das abgeschiedene Erdgas, Kondensat und Wasser werden auf der Plattform getrennt behandelt.

Das Prozessdiagramm in der Abbildung 9 zeigt eine schematische Darstellung des Produktionsprozesses. Für die Übersicht sind nur ein Brunnen und ein Prozesszug enthalten.

¹⁶ Die Produktionsverteiler sind so ausgelegt, dass Pipelines von allen zukünftigen Produktionsanlagen von ONE-Dyas innerhalb des GEMS-Gebiets an die Plattform N05-A angeschlossen werden können.

¹⁷ Gashydrate sind kristallförmige Verbindungen aus Wasser und Methan, die mit der Zeit einen Verteiler oder ein Rohr vollständig blockieren können.

Gasbehandlung

Das anzuwendende Gasbehandlungsverfahren wird durch die Eigenschaften des Erdgases und die Lieferbedingungen bestimmt. Das Erdgas aus dem Dreiphasenabscheider enthält immer noch Wasserdampf. Die Entfernung dieses Wasserdampfes wird als Gastrocknung bezeichnet. Diese Gastrocknung ist auch notwendig, um Korrosion und die Bildung von Hydrat in Transportleitungen zu verhindern.

Das Erdgas wird mit TEG (Tri-Ethylenglykol) weiter getrocknet. Bei diesem Verfahren strömt das Roh-Erdgas in eine Absorptionskolonne mit TEG, so dass der TEG das im Erdgas enthaltene Wasserdampf absorbieren kann. Nach dieser Behandlung ist das Erdgas ausreichend trocken, um zusammen mit dem Kondensat über die Pipeline zum NGT transportiert zu werden. Zum Schutz der Pipeline wird dem Erdgas eine geringe Menge Korrosionsinhibitor zugesetzt. Die treibende Kraft für den Gastransport ist der Druck, mit dem das Erdgas auf der Plattform in die Pipeline eingespeist wird.

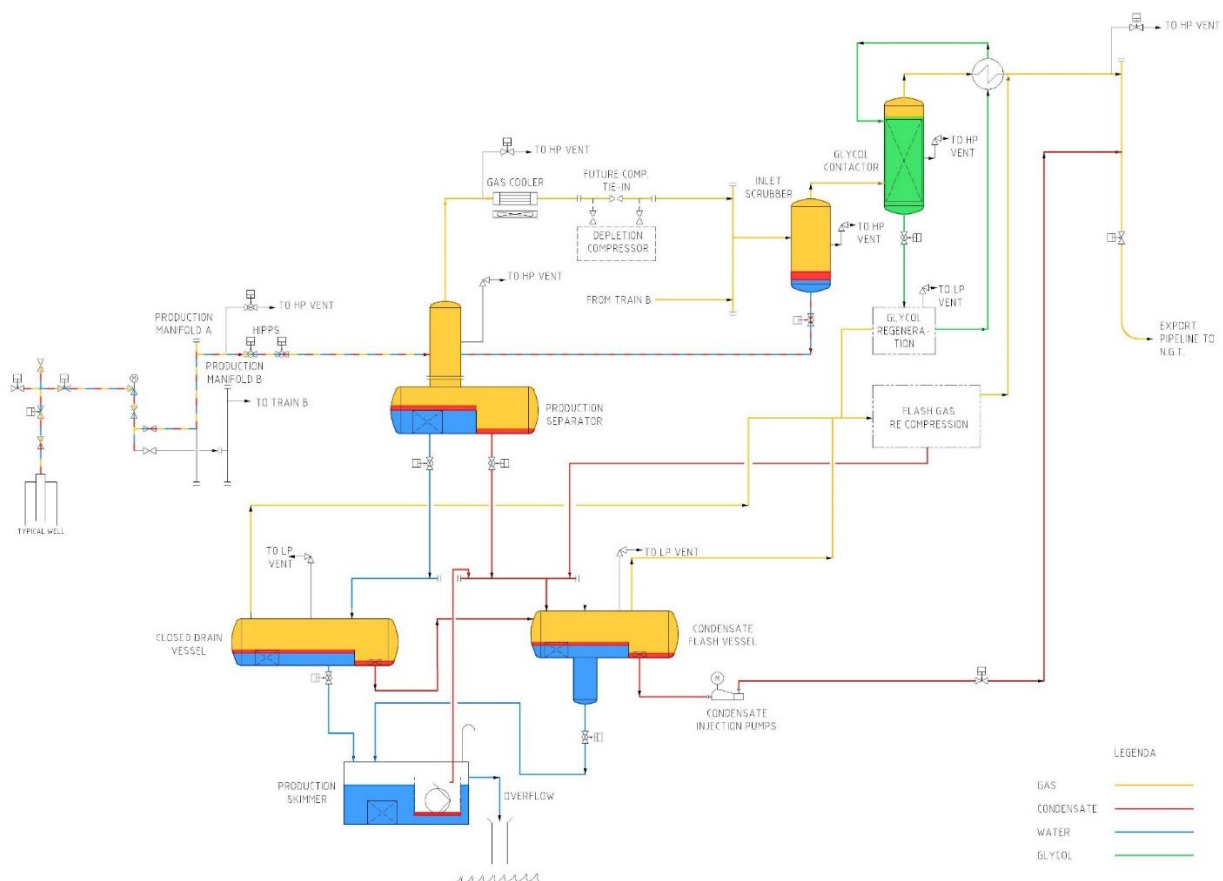


Abbildung 1617: Prozessdiagramm des Produktionsprozesses

Der wassergesättigte TEG wird auf der Aufbereitungsplattform regeneriert und zur Gastrocknung wieder verwendet. Die Regeneration erfolgt durch das Auskochen des TEG in der Glykol-Regenerationseinheit. Dabei werden das absorbierte Wasser und die gelösten Gase freigesetzt. Die freigesetzten Rauchgase werden gesammelt, unter Druck gesetzt und dem Erdgas wieder zugeführt. Dadurch wird die Emission von Kohlenwasserstoffen in die Luft vermieden.

Kondensat-Behandlung

Das Kondensat wird im Dreiphasenabscheider abgeschieden und dem *Kondensatentspanner* zugeführt. Hier werden die letzten Wasser- und Erdgasreste aus dem Kondensat entfernt. Das Kondensat wird mit

den Kondensatpumpen in die Exportleitung gepumpt und zusammen mit dem Erdgas an Land transportiert.

Wasseraufbereitung

Das Wasser, das im Dreiphasenabscheider abgeschieden wird, gelangt in den geschlossenen Ablaufbehälter. Das Wasser, das nach der Regeneration des TEG freigesetzt wird, und das Wasser aus dem geschlossenen Abflussgefäß gelangen ebenfalls in das Gefäß. Im geschlossenen Abflussgefäß wird der Wasserstrom vom Druck entlastet und entgast. Anschließend werden die im Produktionswasser vorhandenen Ölrückstände mit Hilfe eines Öl-Wasser-Separators (*Skimmer*) bis auf einen Wert unterhalb der gesetzlichen Normen entfernt. Das gereinigte Produktionswasser wird nach der Durchflussmessung ins Meer geleitet. Das letzte verbleibende Erdgas aus dem Skimmer wird lokal in die Luft abgeleitet. Durch die Anwendung zusätzlicher Techniken kann der Gehalt an Öl und anderen Stoffen im eingeleiteten Wasser reduziert werden. Mögliche Techniken sind der Einsatz von MPPE-¹⁸ oder Adsorptionsfiltern, Hydrozyklonen, Re-Injektion, Zentrifugen oder das Entfernen des Abwassers. Mit der Re-Injektion in den tiefen Untergrund können praktisch alle Emissionen vermieden werden, was aber nur dann kosteneffizient umgesetzt werden kann, wenn eine geeignete Injektionsbohrung vorhanden ist. Die anderen Techniken werden in Betracht gezogen, wenn sich herausstellt, dass die Emissionsanforderungen nicht erfüllt werden können.

Komprimierung

Zu Beginn der Gasproduktion ist der Druck in den Bohrlöchern ausreichend hoch, damit das Erdgas mit seinem eigenen Druck zum NGT fließen kann. Infolge der Gasförderung sinkt der Druck in den angezapften Reservoirs allmählich. Um die Produktion auf dem gewünschten Druck- und Kapazitätsniveau zu halten, ist es notwendig, den Gasdruck nach einigen Jahren mit so genannten Depletion-Kompressoren zu erhöhen. Dieses Kompressormodul wird direkt hinter dem Kühler platziert.

2.4.2 Unterstützungseinrichtungen

Zusätzlich zu den oben beschriebenen Produktionsanlagen sind auf der Aufbereitungsplattform auch verschiedene unterstützte Einrichtungen vorhanden. Die wichtigsten dieser Einrichtungen werden im Folgenden kurz beschrieben.

Regen-, Wasch- und Spülwasser

Es gibt ein geschlossenes und ein offenes Entwässerungssystem für verschiedene (Ab-)Wasserströme. Das offene Abflusssystem sammelt potenziell verunreinigtes Regenwasser, Wasch- und Spülwasser von den Decks. Ein Öl-Wasser-Trenner trennt die Öl- und Wasserphase des offenen Abflusssystems. Dadurch wird das Öl unterhalb der gesetzlichen Einleitungsverpflichtungen abgetrennt und das verbleibende Wasser kann ins Meer eingeleitet werden. Das abgeschiedene Öl wird in das geschlossene Abflusssystem gepumpt.

Im geschlossenen Abflusssystem werden Prozessflüssigkeiten, die z.B. bei Wartungsarbeiten freigesetzt werden, in den Entgaser abgeleitet. Das Wasser aus dem geschlossenen Abflusssystem wird im Entgaser mit dem Produktionswasser zusammengeführt und abgeleitet. Getrenntes Öl und Kondensat wird zusammen mit anderen Kondensatströmen in die Exportleitung des Erdgases gepumpt. Es ist möglich, bei Bedarf zusätzliche Reinigungssysteme an das geschlossene Abflusssystem anzuschließen. Aus Sicherheitsgründen wird das Wasser vom Helikopterdeck direkt ins Meer abgeleitet.

Lagerung von Hilfsstoffen

¹⁸ MPPE (Macro Porous Polymer Extraction) ist eine Technologie, bei der gelöste und dispergierte Kohlenwasserstoffe aus (Ab-)Wasserströmen mit makroporösen Polymeren (MPPE) extrahiert werden.

Auf der Aufbereitungsplattform werden verschiedene Hilfsmaterialien verwendet, wie z.B. TEG zur Gasbehandlung, Korrosionsinhibitor zum Schutz der Exportpipeline, Methanol zur Verhinderung von Hydraten beim Anfahren des Bohrlochs und Diesel zur Verwendung in Notstromaggregaten und Feuerlöschpumpen. Darüber hinaus sind verschiedene andere Substanzen wie Schmieröl, Farben und Reinigungsmittel enthalten. Alle Hilfsstoffe werden gemäß den gesetzlichen Bestimmungen gelagert. Für größere Mengen stehen Lagertanks zur Verfügung, kleinere Mengen von Stoffen werden in Spezialverpackungen gelagert.

Ablasssysteme

Während des normalen Betriebs der Aufbereitungsplattform werden die meisten der im Prozess freigesetzten Abgasströme über einen Abgasverdichter in den Prozess zurückgeführt. Eine kleine Menge Rauchgas; das letzte im produzierten Wasser gelöste Restgas wird abgelassen. Im Falle von Katastrophen kann es jedoch notwendig sein, eine oder mehrere Anlagen vom Druck zu befreien. Die Plattform wird mit getrennten Hoch- und Niederdruck-Ablasssystemen ausgestattet, um das in diesen Anlagen vorhandene Erdgas im Katastrophenfall sicher abzuleiten. Während der Wartung wird die Plattform über den Abgasverdichter vom Druck entlastet und zur Exportpipeline transportiert.

Feuerlöschsystem

Die Aufbereitungsplattform wird mit einem Feuerlöschsystem ausgestattet sein, das aus Feuerlöschpumpen, Rohrleitungen, Sprinklern und Anschlüssen zur Brandbekämpfung besteht. Die Plattform wird auch mit Flammen- und Gasetektoren ausgestattet sein, um Feuer und die Freisetzung brennbarer Gase frühzeitig zu erkennen. Auf der gesamten Plattform werden auch tragbare Feuerlöscher installiert.

Steuerungs- und Sicherheitssysteme

Zur Steuerung der verschiedenen Prozesse ist die Aufbereitungsplattform mit einem umfangreichen Mess-, Steuer- und Überwachungssystem ausgestattet. Dieses System ermöglicht es, alle Prozesse über den Kontrollraum auf der Plattform selbst oder aus der Ferne über einen zentralen Kontrollraum an Land zu steuern.

Die Plattform wird von einem DCS (Distributed Control System) gesteuert und überwacht. Bei schwerwiegenden Prozessstörungen greift das SGS (Safe Guarding System) ein. Die SGS kann einen Teil oder den gesamten Prozess einschließen, um eine Eskalation zu verhindern.

Die Plattform ist so konstruiert, dass bei einem Ausfall des SGS alle Ventile der Plattform in der sicheren Position sind: (Emergency Shut Down Valves) ESDV-Ventile schließen und (Emergency Blow Down) EBD-Ventile öffnen.

(High Integrity Pressure Protection System) HIPPS-Sicherheit, ein autonomes System, ist ebenfalls auf der Plattform vorhanden. Dieses System wird aktiviert, wenn der Druck in der Anlage zu hoch wird. Die HIPPS-Ventile schließen und isolieren die Bohrlöcher und Verteiler der Plattform und der Exportpipeline. Der isolierte Teil der Anlage kann dem maximalen Druck standhalten, der aus dem Reservoir geliefert werden kann.

Im Brandfall wird die Plattform eingeschlossen und die Anlage abgesprengt. Um geschlossene Teile der Plattform vor Überdruck zu schützen, werden Prozesssicherheitsventile (PSV) installiert, die den Überdruck ablassen.

Andere Plattform-Einrichtungen

Auf der Plattform werden Unterkünfte für bis zu zwölf Personen angeboten. Diese Unterkunft besteht aus Schlaf- und Unterkunftsräumen, sanitären Einrichtungen, einer Küche und einem Lagerraum. Die Unterkünfte sind so gelegen, dass das Personal immer einen sicheren Fluchtweg hat. Darüber hinaus verfügt

die Unterkunft über eine so genannte Sprengwand, die die Besatzung im Falle von Explosionen schützt. Es gibt auch feuerfeste Wände, die Brände für eine gewisse Zeit stoppen.

Zum Umschlag von Gütern auf und von Versorgungsschiffen ist die Plattform mit einem Kran ausgestattet. Dieser Kran wird auch zum Bewegen von Gütern auf der Plattform selbst und für Wartungsarbeiten eingesetzt.

Das Vorfeld verfügt über ein Hubschrauberdeck für den Personentransport. Das Personal kann auch per Schiff zur und von der Plattform transportiert werden. Im Falle von Notfällen auf dem Vorfeld werden Hubschrauber zur Evakuierung eingesetzt. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit der Evakuierung mit Hilfe der auf dem Vorfeld vorhandenen Rettungsboote, Rettungsinseln und Abseilstationen.

An der Unterkonstruktion der Plattform wurden zwei Rohre (J-Rohre) befestigt, mit denen künftig Erdgas von anderen Plattformen zur N05-A geliefert werden kann. Das Erdgas wird dann auf N05-A getrocknet und weiter zum NGT transportiert.

2.4.3 Wartung der Aufbereitungsplattform

Die neue Aufbereitungsplattform ist so robust und wartungsarm wie möglich konzipiert. Eine periodische Wartung ist jedoch weiterhin notwendig. Für größere Wartungsarbeiten oder bestimmte Eingriffe kann es notwendig sein, vorübergehend eine Bohr- oder Unterkunftsplattform neben der Aufbereitungsplattform aufzustellen. Um die Aufbereitungsplattform und alle Anlagen in gutem Zustand zu halten, wird in einem Wartungsprogramm festgelegt, welche periodischen Inspektionen und Wartungsaktivitäten für jede Anlage oder jeden Anlagenteil erforderlich sind. Die Inspektionen und Wartungsaktivitäten mit den zugehörigen Frequenzen und Anweisungen werden von ONE-Dyas im Computer Managed Maintenance System (CMMS) aufgezeichnet. NoBo und SSM genehmigen die Inspektions- und Wartungsprogramme.

Ein spezifischer Teil des Instandhaltungsprogramms sind Pipelines. Die Wartungs- und Inspektionsaktivitäten und -häufigkeiten für die Überwachung der Pipelines sind im Pipeline Integrity Management System (PIMS) enthalten. Die Wartungsaktivitäten und die damit verbundenen Frequenzen sind auf die bisherigen Erfahrungen der verschiedenen Betreiber in der Nordsee zugeschnitten.

Bei der Produktion von Erdgas kann sich Schlamm in den Prozessanlagen ansammeln oder Kesselstein an den Wänden ablagern. Der Schlamm und der Kesselstein sind in der Regel mit Kohlenwasserstoffen und/oder Schwermetallen, möglicherweise einschließlich Quecksilber, verunreinigt und werden als gefährlicher Abfall entsorgt. Bei einigen tief unterirdischen Erdgaslagerstätten wird im Laufe der Produktion NORM ("natürlich vorkommendes radioaktives Material") freigesetzt. In diesem Fall wird eine Plattform als NORM-kontaminiert deklariert, und für die Wartung gelten spezifische Anforderungen und Verfahren. ONE-Dyas verfügt über Verfahren für den Umgang mit diesen Substanzen, einschließlich der Art und Weise der Entsorgung, der Verpackung und der Entsorgung auf dem Festland. An Land werden diese Abfälle, wie auch andere Abfälle von der Plattform, von einem autorisierten Verarbeiter verarbeitet.

Instandhaltung von Brunnen

Die erwartete Produktivität von N05-A und der umliegenden Vorkommen wurde auf der Grundlage des Produktionstests in der Explorationsbohrung N05-01 als mehr als ausreichend eingeschätzt. Es wird nicht für notwendig erachtet, die Produktionsbohrungen zu stimulieren.

Während der Betriebsphase einer Bohrung können Ablagerungen (sog. *Scaling*, z.B. Kalk oder Salz) an der Innenseite der Futterrohre und in den Perforationen auftreten. Um diese Ablagerungen zu entfernen, kann der Brunnen mit frischem Wasser oder einer Säurelösung behandelt werden. Hierbei handelt es sich um einen Routinebetrieb, bei dem kein Überdruck verwendet wird und keine Bohranlage erforderlich ist.

Darüber hinaus müssen möglicherweise neue Perforationen vorgenommen werden, um einen größeren Teil der Formation mit dem Bohrloch in Verbindung zu bringen. Dies dauert einige Tage und wird von einem kleinen Wartungsteam durchgeführt (eine Bohranlage ist nicht erforderlich).

Während der Betriebsphase des Bohrlochs kann es notwendig sein, den Durchmesser der Verrohrung anzupassen. Dieser Vorgang wird mit einer kleinen Anlage (einer so genannten *Workover-Einheit*, keine Bohranlage) durchgeführt.

Schließlich werden während der Lebensdauer einer Quelle verschiedene andere Wartungsarbeiten an Rohren, Ventilen usw. durchgeführt.

2.4.4 Transportaktivitäten während der Produktionsphase

Während der Produktionsphase wird die Aufbereitungsplattform periodisch besucht:

- Ein Hubschrauber oder ein Schiff zum Transport von Personal. Im Moment ist es noch unsicher, ob die Umschlagplattform bemannt oder unbemannt sein wird. Der UVP berücksichtigt beide Optionen. Wenn die Plattform bemannt ist, wird die Besatzung in der Regel alle zwei Wochen gewechselt. Ein unbemanntes Vorfeld wird einmal im Monat besucht. Während der Durchführung von (größeren) Wartungsarbeiten ist die Häufigkeit der Besuche höher.
- Ein Versorgungsschiff für die Lieferung von Gütern und den Abtransport von Abfällen.

2.4.5 HSE-Maßnahmen während der Produktionsphase

Während der Produktionsphase muss der Gasbehandlungsprozess auf der Plattform kontrolliert und die Anlagen gewartet werden. Beide Aktivitäten werden von ONE-Dyas nach gut entwickelten Systemen und Verfahren durchgeführt, bei denen GSU-Aspekte eine wichtige Rolle spielen. HSE-Verfahren stehen auch für spezifische Aktivitäten zur Verfügung, wie z.B. Heben, Arbeiten in der Höhe und Umgang mit gefährlichen Substanzen.

Der Betrieb der Plattform wird von den Produktionsmitarbeitern von ONE-Dyas übernommen. Das Betriebshandbuch beschreibt die Bedienung der Plattform und enthält die Bedienungsanleitung. Routineaufgaben, wie z.B. das Wechseln von Filtern, werden in einer Aufgaben-Risiko-Analyse auf Risiken vorbe-wertet. Alle nicht-routinemäßigen Aufgaben (z.B. Gerüstbau) können nach Erhalt einer Arbeitserlaubnis durchgeführt werden.

Der Wartungs- und Inspektionsplan der Anlage ist in einem Computerized Maintenance Management System (CMMS) festgelegt. Die Wartung von sicherheits- und umweltkritischen Komponenten (z.B. Gaswarnsystem und Rettungsausrüstung) ist im Verifizierungsplan (VES) beschrieben, dessen Durchführung jährlich von einem externen Prüfer bewertet wird. Der VES ist auch Teil des Major Hazards Report (RiGG), der vom SSM genehmigt werden muss. Wartung und Inspektion werden von spezialisierten Unternehmen und von der Besatzung ("Betreiber") der Plattform selbst durchgeführt.

Die Kompetenz und Ausbildung der Besatzung wird in Stellenprofilen und Ausbildungsanforderungen beschrieben. Diese Ausbildungsanforderungen werden zentral von der Branchenorganisation NOGEPa erstellt. Notfallsituationen wie die Brandbekämpfung und der Einsatz von lebensrettender Ausrüstung werden regelmäßig in speziellen Ausbildungszentren geschult. ONE-Dyas verfügt zudem über eine Notfallorganisation, die jederzeit das Management von Notfallsituationen koordinieren kann.

Beinahe-Unfälle und Zwischenfälle ohne Schäden („Near Misses“) werden an die GSU-Abteilung von ONE-Dyas gemeldet. Die Ursachen werden analysiert und Verbesserungsmaßnahmen mit allen

beteiligten Parteien diskutiert. Die Meldung von Beinahe-Unfällen ist ein wichtiger Bestandteil des kontinuierlichen Verbesserungsprozesses von ONE-Dyas.

2.5 Die Stilllegungsphase

2.5.1 Der Stilllegungsprozess

Nach einer Produktionsphase von zehn bis fünfunddreißig Jahren werden die erschlossenen Gasfelder wahrscheinlich leer sein. Die Gasförderung wird zu diesem Zeitpunkt eingestellt. Diese letzte Phase der Gasproduktion wird als Stilllegungsphase bezeichnet.

Die Stilllegungsphase besteht im Wesentlichen aus den folgenden Komponenten:

- Die Bohrlöcher werden mit mechanischen und Zementstopfen verschlossen. Die Hüllrohre werden unter dem Meeresboden abgeschnitten.
- Die Anlagen auf der Aufbereitungsplattform werden gesichert und gereinigt. Die bei diesem Prozess anfallenden Abfälle werden zur Verarbeitung an Land transportiert. Die oberen -und unteren Teile der Aufbereitungsplattform werden mit Hilfe eines Kranschiffs entfernt und zur Wiederverwendung oder zum Abbruch verschifft.
- Gemäß dem Nordsee-Politikdokument 2016 - 2021 müssen neue Pipelines und Kabel auf See saniert werden, es sei denn, die sozialen Vorteile, die sich daraus ergeben, dass dies nicht geschieht, überwiegen die sozialen Kosten.
- Wenn die Pipeline und/oder das Stromkabel entfernt wird, werden diese zunächst ausgegraben und dann mit einem Arbeitsschiff entfernt und an Land transportiert.
- Wenn die Pipeline und/oder das Stromkabel an Ort und Stelle verbleiben können, werden sie gereinigt und wird sichergestellt, dass sie keine Belästigung für die Schifffahrt und andere Nutzer des Gebietes verursachen.
- Nachdem die Aufbereitungsplattform, die Pipeline und das Stromkabel entfernt worden sind, wird der Meeresboden inspiziert und - falls erforderlich - gesäubert.

2.5.2 Transportaktivitäten während der Stilllegungsphase

Während der Stilllegungsphase kommt es für mehrere Wochen zu einer Zunahme der Transportaktivitäten zum und vom Plattformstandort. Diese Aktivitäten betreffen

- Eine Stilllegungsanlage für die Stilllegung von Brunnen.
- Das Kranschiff zur Entfernung des Aufbaus der Aufbereitungsplattform.
- Ein oder mehrere Arbeitsschiffe für die mögliche Entfernung der Pipeline und/oder des Kabels und die anderen Aufräumarbeiten.
- Ein Wachschiff, um die Schifffahrt in sicherer Entfernung zu halten.
- Ein Tauchunterstützungsschiff für Tauchaktivitäten.
- Besuche von Hubschraubern und Versorgungsschiffen für die Ver- und Entsorgung von Personal, Material, Treibstoff und Abfall.

2.5.3 HSE-Maßnahmen während der Stilllegungsphase

ONE-Dyas wendet auch in der Stilllegungsphase HSE-Verfahren an.

Bevor ein Bohrloch stillgelegt wird, stellt ONE-Dyas ein Arbeitsprogramm auf. Dieses Arbeitsprogramm beschreibt die technische Umsetzung der Aktivität. Ein unabhängiger, externer Prüfer bewertet das Arbeitsprogramm. Im Falle einer Genehmigung stellt er ein Zertifikat einschließlich einer Checkliste (WECS) aus.

Zusätzlich zum Arbeitsprogramm wird ein tätigkeitsspezifisches GSU-Dokument erstellt, in dem beschrieben wird, wie die Organisation rund um die Aktivität organisiert ist, wo die Verantwortlichkeiten liegen und wie dies überwacht wird. Die Verfahren des Vollstreckers und von ONE-Dyas sind miteinander verknüpft und die Kontrolle konkurrierender Operationen auf der Bohr- und Förderplattform wird beschrieben. Dieses Dokument enthält auch eine Bestandsaufnahme der wichtigsten Risiken und der Maßnahmen zu deren Bewältigung. Das Arbeitsprogramm und das Sicherheits- und Gesundheitsschutzdokument werden vor der Arbeit zur Stellungnahme an SSM geschickt.

Nachdem die Brunnen außer Betrieb genommen wurden, werden Abschlussberichte erstellt und zur Fertigstellung an SSM geschickt.

Vor dem Beginn des Abbaus der verschiedenen Anlagen auf der Aufbereitungsplattform erstellt ONE-Dyas einen so genannten Beseitigungsplan. Dieses Programm beschreibt alle Schritte und (GSU-)Risiken während der Stilllegung. Der Beseitigungsplan wird einem unabhängigen, externen Prüfer zur Genehmigung vorgelegt. Nach der Genehmigung stellt dieser Auditor ein Zertifikat einschließlich einer Checkliste (WECS) aus. Für die Demontage schickt ONE-Dyas einen Schließungsplan zur Genehmigung an SodM.

3 Das Auswahlverfahren

Auswahl von Alternativen und Varianten

Der Zweck der UVP besteht darin, die Verfügbarkeit, Durchführbarkeit und Umweltauswirkungen realistischer Alternativen und Varianten zu untersuchen. Das vorhergehende Kapitel 2 enthält eine Beschreibung realistischer Alternativen und Varianten. Diese sind das Ergebnis eines Auswahlprozesses. Die Auswahl wird in Abschnitt 3.1 und darüber hinaus durchgeführt. Die verwendete Methode wird im Folgenden beschrieben.

Was sind Alternativen und Varianten?

Eine Alternative ist eine wesentlich andere Interpretation der beabsichtigten Aktivität. Dieses Projekt betrifft Alternativen für die Ableitungsrouten des geförderten Erdgases und für die Art der Produktionsanlage. Eine Alternative kann dann auf verschiedene Weise umgesetzt werden. Beispielsweise gibt es verschiedene Implementierungstechniken für einen ausgewählten Typ von Produktionsanlagen. Diese werden als Implementierungsvarianten bezeichnet. Abbildung 2 gibt einen Überblick über die Alternativen und die in den Auswahlprozess einbezogenen Varianten.

Die Untersuchung von Alternativen und Varianten hat drei Ziele:

- Klärung der Unterschiede in den Umweltauswirkungen von Alternativen und Varianten.
- Ermöglichung einer begründeten Entscheidung für eine bevorzugte Alternative¹⁹.
- Optimierung der bevorzugten Alternative hinsichtlich der Auswirkungen auf die Umwelt und die Umgebung.

Die Methode zur Auswahl realistischer Alternativen und Varianten

Für jeden Teil der geplanten Aktivität hat ONE-Dyas untersucht, welche Alternativen und/oder Varianten zur Verfügung stehen. Um zu beurteilen, ob diese Alternativen und Varianten auch realistisch sind, steht die UVP im Einklang mit dem Umweltmanagementgesetz (Wm). Artikel 7.23 des Wm besagt, dass das UVP die "Alternativen beschreiben muss, die vernünftigerweise in Betracht gezogen werden können". Der UVP definiert nicht, was der Begriff "vernünftig" bedeutet. Eine Interpretation dieses Begriffs ist daher auf der Website des Infomil-Wissenszentrums²⁰. Diese Interpretation besagt, dass eine 'vernünftige' oder 'realistische' Alternative die folgenden Kriterien erfüllen muss:

- Erreichen der Ziele: Die Ziele des Projekts²¹ müssen mit einer Alternative oder Variante zu erreichen sein.
- Technisch möglich und bezahlbar: Eine Alternative oder Variante muss technisch machbar sein. Dabei werden das Ziel des Projekts, die Merkmale des Gebiets und die sich daraus ergebenden Einschränkungen und Voraussetzungen berücksichtigt. Daher müssen unverhältnismäßig teure Alternativen oder Varianten, die unrealistisch sind, nicht untersucht werden.
- Technisch machbar: Alternativen und Varianten müssen grundsätzlich vom Initiator „im Rahmen seiner eigenen Kompetenzen" realisiert werden. Dies bedeutet, dass die Realisierung einer Alternative oder Variante nicht von wesentlichen Kooperationen oder (zukünftigen) Projekten Dritter abhängen sollte, die außerhalb des Einflussbereichs des Initiators liegen. Wenn diese Zusammenarbeit im Voraus vereinbart wurde oder werden kann, gibt es eine praktikable Alternative oder Variante.

¹⁹ Die bevorzugte Alternative ist die vom Initiator gewünschte Kombination von realistischen Alternativen, Varianten und mildernenden Maßnahmen.

²⁰ Quelle: <https://www.infomil.nl/onderwerpen/integrale/mer/praktijkhandreiking/alternatieven/uitgebreide/redelijkerwijs/>

²¹ Siehe Tabelle 1 in Kapitel 1 für einen Überblick über die Ziele von ONE-Dyas.

- Relevante Umweltauswirkungen: Es ist nur dann sinnvoll, andere Alternativen oder Varianten zu entwickeln, wenn sie zu anderen Umweltauswirkungen führen.
- Beitrag zur Entscheidungsfindung: Eine Alternative oder Variante muss zum Entscheidungsprozess über die beantragten Zustimmungen für das Projekt beitragen. Die Alternative muss auf der Grundlage der geltenden Gesetzgebung zulässig sein.

Alle Alternativen und Varianten in diesem Abschnitt der UVP wurden auf der Grundlage dieser Kriterien bewertet. Dieses Auswahlverfahren umfasst die folgenden Schritte (siehe auch Abbildung 10):

- 1 Beschreibung der Merkmale einer Alternative oder Variante.
- 2 Qualitative Bewertung der Alternativen und Varianten anhand der oben genannten Auswahlkriterien.
 - 2.1 Technik: handelt es sich um eine bewährte und durchführbare Technik, die den Zielen dieses Projekts entspricht?
 - 2.2 Umwelt und Sicherheit: qualitative Beschreibung der wahrscheinlichen Auswirkungen
 - 2.3 Zulässigkeit: Wird eine Alternative oder Variante voraussichtlich zulässig sein, wenn man sich die erwarteten Wirkungen ansieht?

In dieser Beurteilung wird begründet, warum die Alternative oder Variante ein Kriterium erfüllt oder nicht erfüllt. Wenn es bei einem Kriterium ein hartes Knock-Out gibt (z.B. weil etwas technisch unmöglich ist), wird es nicht nach den anderen Kriterien bewertet.

- 3 Eine Alternative oder Variante, die alle Kriterien erfüllt, wird im UVP weiter beschrieben und geprüft.
- 4 Eine Alternative oder Variante, die nicht alle Kriterien erfüllt, gilt als unrealistisch und wird in der UVP nicht weiter untersucht.

In den Tabellen werden nur die Kriterien beschrieben, die für die Auswahl relevant sind. Wo die Alternativen nicht unterscheidbar sind, wurde dies nicht erwähnt.

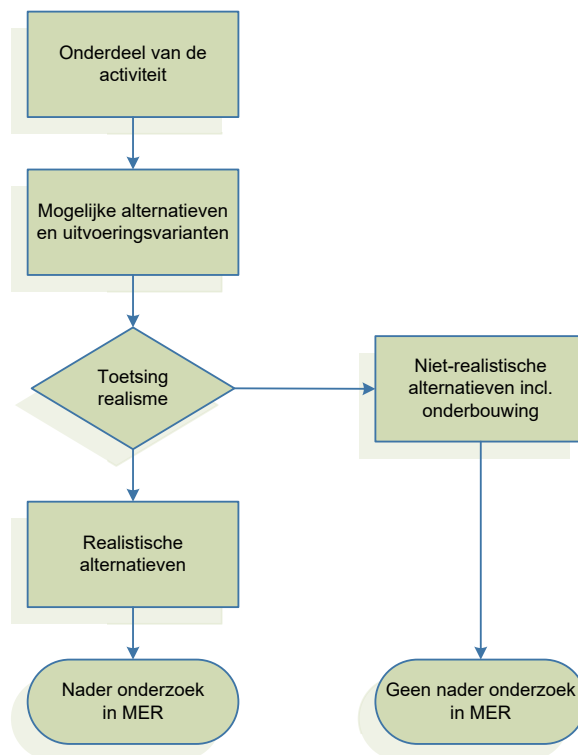


Abbildung 1819: Der Auswahlprozess von Alternativen und Varianten

3.1 Auswahl von Alternativen für den Entladungsweg

Zusammenfassung der Bewertung

Die Wahl des Weges für die Ableitung des geförderten Erdgases und Kondensats hat Auswirkungen auf mehrere andere Teile der geplanten Aktivität. Beispielsweise erfordern bestimmte Einleitungswege eine Vorbehandlung des Erdgases, was nur mit bestimmten Arten von Produktionsanlagen möglich ist. Die Optionen für die Vorbehandlung hängen daher von der Wahl des Ableitungsweges ab. Die Optionen für diesen Entladungsweg werden daher in dieser UVP als Alternativen betrachtet.

ONE-Dyas hat drei Alternativen für den Entladungsweg des geförderten Erdgases geprüft (siehe Abbildung 11):

- **Die NGT-Alternative:** Ableitung an Land über eine neue Verbindung zur bestehenden Noordgastransport-Pipeline (im Folgenden: NGT).
- **Die AWG-Alternative:** Gasbehandlung auf der bestehenden Ameland Westgat-Plattform (AWG-Plattform) und anschließende Ableitung an Land über das NGT.
- **Die Eemshaven-Alternative:** direkte Ableitung in den Boden über eine neue Transportleitung.

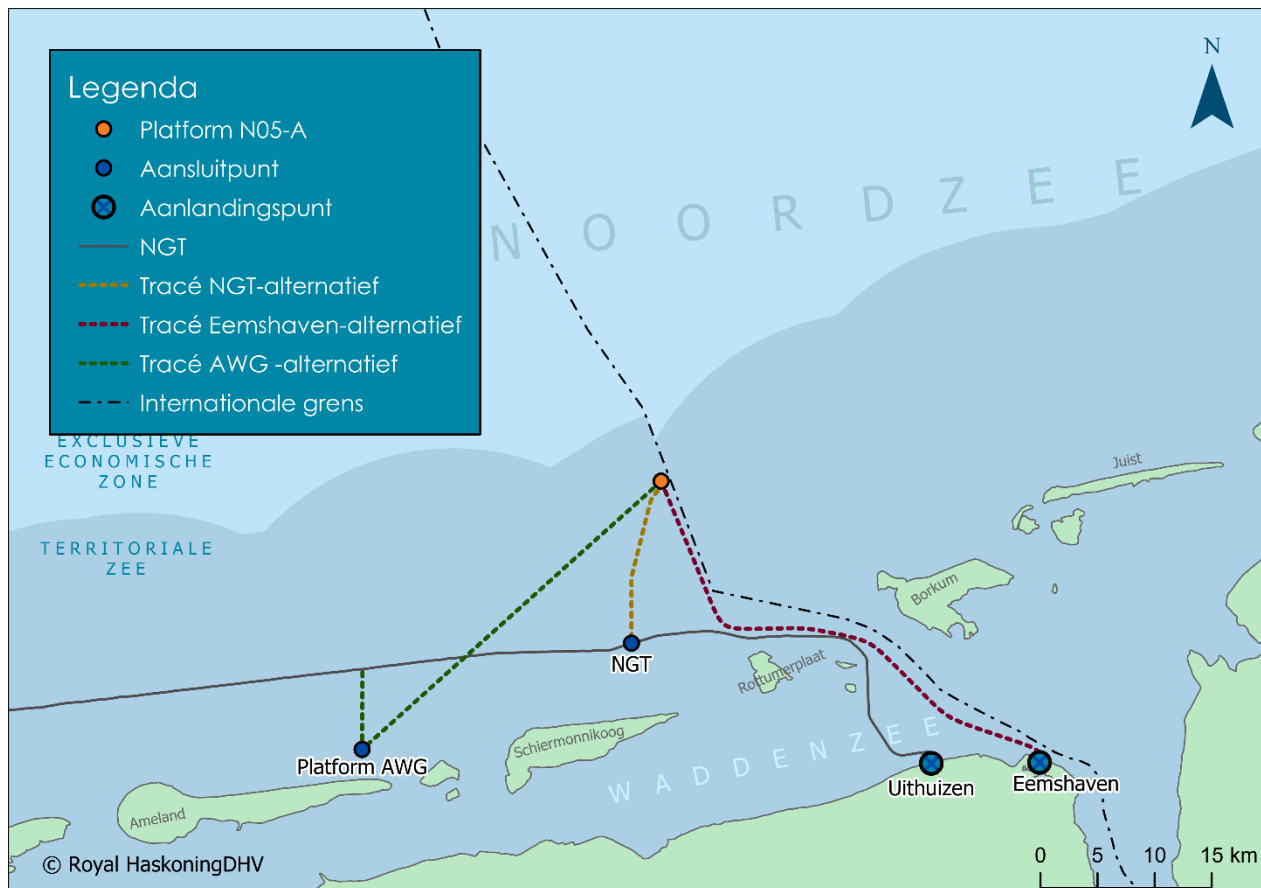


Abbildung 2021: Richtwerte für die drei alternativen Ableitungswege

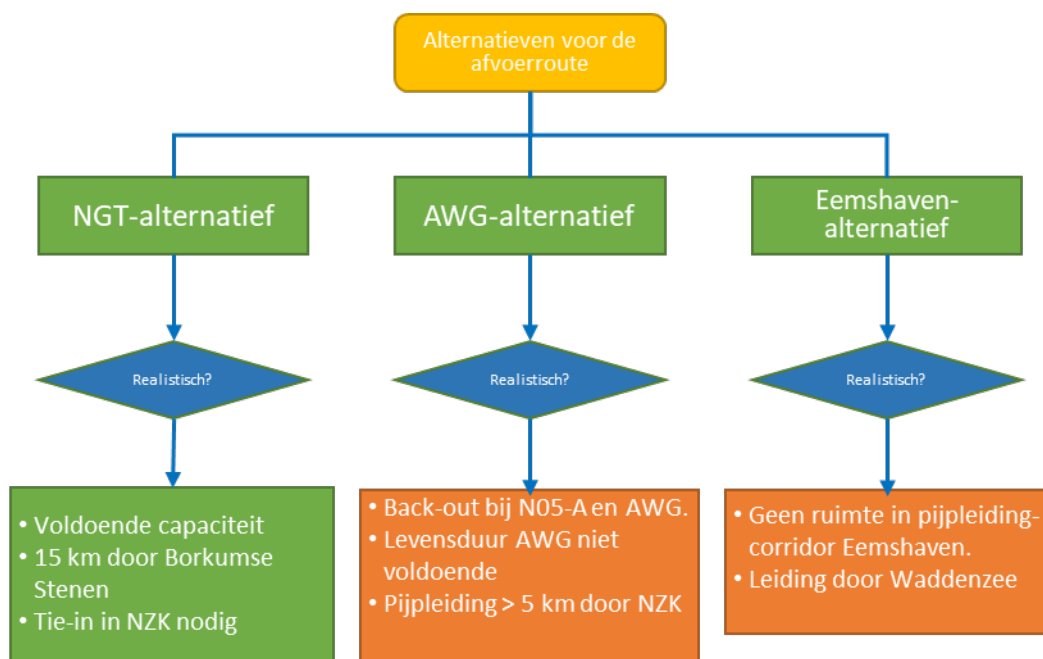


Abbildung 22: Bewertung alternativer Ableitungswege

Die NGT-Alternative erfüllt alle Auswahlkriterien. Diese Alternative wird daher weiter untersucht. Der Ableitungsweg über AWG ist bei AWG aufgrund des zu erwartenden Back-Out nicht realisierbar (siehe Erläuterung der Beschreibung der AWG-Alternative). Die Alternative Eemshaven ist technisch nicht durchführbar und aufgrund des Platzmangels in den ausgewiesenen Pipeline-Korridoren nach Eemshaven nicht lizenzierbar. Diese Alternativen werden daher in der UVP nicht geprüft. Im Folgenden werden die Alternativen mit ihren Vor- und Nachteilen erläutert.

Die NGT-Alternative

Bei dieser Alternative wird das Erdgas über das NGT auf das Festland transportiert. Diese Ableitungsstrecke erfordert den Bau einer neuen Pipeline, die die ONE-Dyas-Produktionsanlage mit dem NGT verbindet.

Die NGT ist eine bestehende Offshore-Haupttransportpipeline. Erdgas aus einer großen Anzahl von Produktionsanlagen im niederländischen Teil der Nordsee wird über das NGT zu einer Aufbereitungsanlage in Uithuizen transportiert. In Uithuizen wird das Erdgas dann so nachbehandelt, dass es den Spezifikationen des Onshore-Transportnetzes von Gasunie Transport Services (GTS) entspricht.

Das an das NGT gelieferte Erdgas muss den Spezifikationen für den Feuchtigkeitsgehalt, die Temperatur und den Druck des Erdgases entsprechen. Zu diesem Zweck ist eine Trocknung des geförderten Erdgases erforderlich. Innerhalb dieser Alternative findet diese Behandlung in der Produktionsanlage N05-A statt.

Die neue Pipeline wird über einen neuen Anschlusspunkt an das NGT angeschlossen (technisch gesehen ein *Bindeglied oder Tie-In*). Die Einbindung dauert etwa zwei Monate. Zur Durchführung der Verankerung wird eine mobile Arbeitsplattform über dem Verbindungspunkt platziert, eine Druckkammer wird auf dem Meeresboden installiert, um Tauchern ein sicheres Arbeiten zu ermöglichen. Um die Verankerung herum wird ein permanenter Schutzkäfig angebracht, um das Risiko von Schäden durch externe Faktoren zu minimieren.

Die neue Pipeline zum NGT wird eine Reihe von Kabeln durchqueren.

Die AWG-Alternative

Die erforderliche Erdgasbehandlung findet auf der bestehenden AWG-Plattform an dieser Entladungsstrecke statt. Das aufbereitete Erdgas wird dann über die bestehende AWG-Verbindung zum NGT auf das Festland transportiert. Diese Ableitungsstrecke erfordert den Bau einer neuen Pipeline zwischen den Produktionsanlagen N05-A und AWG. Diese Pipeline ist etwa 35 Kilometer lang und verläuft auf einer Länge von mehr als fünf Kilometern durch das Natura-2000-Gebiet an der Nordseeküste.

AWG ist eine kombinierte NAM-Gaserzeugungs- und -Aufbereitungsplattform etwa drei Kilometer nördlich von Ameland. Die AWG wurde 1984 installiert und dient als so genannte Mutterplattform für zwei nahe gelegene Gasproduktionsstätten der NAM. Sollte die Entscheidung getroffen werden, das geförderte Gas über die AWG zu entsorgen, wird diese Plattform für einen längeren Zeitraum als derzeit vorgesehen bestehen bleiben müssen. Um die AWG-Plattform länger zu erhalten, müssen lebensverlängernde Anpassungen an der Plattform vorgenommen werden.

Da bei AWG bereits Behandlungsanlagen vorhanden sind, erfordert die N05-A lediglich die Installation einer Satellitenplattform. Dadurch wird die von den Inseln ausgehende Beeinträchtigung der Sichtbarkeit verringert und die gemeinsame Nutzung der bestehenden Infrastruktur sichergestellt. Außerdem sind die Investitions- und Betriebskosten eines Satelliten niedriger als die einer Aufbereitungsplattform. Es wird

jedoch ein Tarif für die Behandlung des Erdgases auf AWG, den weiteren Export in das NGT und die Nutzung eines größeren Teils des NGT fällig. Die Investitionskosten für die längere Pipeline sind relativ hoch.

AWG produziert Erdgas aus verschiedenen Gasfeldern (die AWG-Gasfelder). Der Gasdruck in den AWG-Gasfeldern ist im Laufe der Jahre infolge der Gasförderung gesunken. Infolgedessen ist der Gasdruck der Bohrlöcher bei AWG niedriger als der erwartete Druck in den vorgeschlagenen Bohrlöchern N05-A. Infolgedessen kommt es bei der AWG zu einem Back-Out. Back-Out tritt in Situationen auf, in denen Gasströme unterschiedlichen Drucks mit einem einzigen System oder einer einzigen Anlage gesammelt werden. Das Erdgas mit dem höchsten Druck verdrängt die Ströme mit einem niedrigeren Druck. Der Rückstau kann behoben werden, indem das Gas aus den Niederdruckbohrungen zunächst mit Kompressoren unter Druck gesetzt wird. AWG hat keine ausreichende Kompressionskapazität, um diese Druckdifferenz zu überbrücken. Infolgedessen kommt es zu Produktionsverlusten aus den Gasfeldern der AWG. Auf der N05-A wird es auch einen Rückzug von den Feldern geben. Da die Interessenten zu unterschiedlichen Zeiten mit der Produktion beginnen werden, wird es einen Druckunterschied zwischen den Feldern geben. Da auf einem Satelliten keine Komprimierung möglich ist, wird auch auf N05-A ein Back-Out stattfinden. Bei der NGT-Alternative kommt es nicht zu einem Back-Out, weil dann eine Aufbereitungsplattform mit Kompression platziert wird, mit der Gasströme unterschiedlichen Drucks verarbeitet werden können.

Die Eemshaven-Alternative

Bei dieser Alternative wird das Erdgas über eine völlig neue Pipeline direkt nach Eemshaven transportiert. An Land wird eine bestehende Aufbereitungsanlage mit freier Kapazität oder eine neu zu bauende Gasaufbereitungsanlage das Erdgas auf die Spezifikationen des GTS-Transportnetzes bringen. Die neue Pipeline muss durch einen der ausgewiesenen Korridore für Kabel und Pipelines im Wattenmeer verlaufen.

Im Korridor gilt ein Sicherheitsabstand von mindestens fünfhundert Metern zwischen einer Stahlrohrleitung und einem Hochspannungskabel. Infolgedessen ist im Korridor nicht genügend Platz für die Verlegung einer zusätzlichen Pipeline vorhanden.

Bewertung der Alternativen

Tabelle 3: Bewertung der Realitätsnähe der Alternativen zum Entladungsweg des geförderten Erdgases

Verifizierungskriterium	NGT	AWG	Eemshaven
Technik	Technisch bewährt und machbar. NGT verfügt über ausreichend freie Transportkapazität.	AWG hat keine ausreichende Komprimierungskapazität, so dass ein Back-Out sowohl bei AWG als auch bei N05-A auftritt. Die Lebensdauer von AWG entspricht nicht der Produktionslebensdauer von N05-A.	In dem vorgesehenen Korridor für Kabel und Rohrleitungen nach Eemshaven ist nicht genügend Platz für eine neue Pipeline. Ausreichende Behandlungskapazitäten sind an Land verfügbar oder können realisiert werden.
Umweltbelastung und Sicherheit	Die neue Pipeline wird 15 km lang sein. Sie läuft durch die Borkumse Stenen und 500 m durch die Nordseeküstenzone. Der Standort der Anbindung an das NGT befindet sich in der Küstenzone der Nordsee.	Die neue Pipeline wird 35 km lang sein. Die Route läuft durch die Borkumse Stenen und 5 km durch die Nordseeküstenzone. Die AWG-Plattform befindet sich in der Küstenzone der Nordsee.	Die neue Pipeline nach Eemshaven wird 55 km lang sein. Die Route verläuft durch die Borkumse Stenen und 30 bis 40 km durch die Nordseeküstenzone und das Wattenmeer. Die neue Pipeline erfordert Baggararbeiten in diesen N2000-Gebieten. Es wird eine neue Pipeline an Land benötigt.
Zulässigkeit	Zulässig.	Zulässig.	Voraussichtlich nicht lizenzierbar, da im Korridor kein Platz vorhanden ist.

3.2 Auswahl von Alternativen für die Art der Produktionsanlage

Zusammenfassung der Bewertung

Die verschiedenen Möglichkeiten für die Art der Produktionsanlage werden in dieser UVP als Alternativen betrachtet, da jede Produktionsanlage eine andere Interpretation der beabsichtigten Tätigkeit bedeutet.

Im vorhergehenden Kapitel wurde erläutert, dass eine direkte Pipeline-Verbindung zwischen der ONE-Dyas-Förderanlage und dem NGT die einzige realistische Alternative zur Ableitungsroute des geförderten Erdgases ist. Eine wesentliche Voraussetzung für die Wahl des Typs der Produktionsanlage ist daher, dass das Roh-Erdgas mit Hilfe dieser Anlage auf die NGT-Spezifikation gebracht werden kann.

Für die Art der Produktionsanlage stehen drei technisch erprobte Alternativen zur Verfügung:

- Eine kombinierte Gaserzeugungs- und -Aufbereitungsplattform.
- Eine Satellitenplattform.
- Mehrere Unterwasseranlagen (Subsea-Anlagen) in Kombination mit einer bestehenden oder neuen Aufbereitungsplattform.

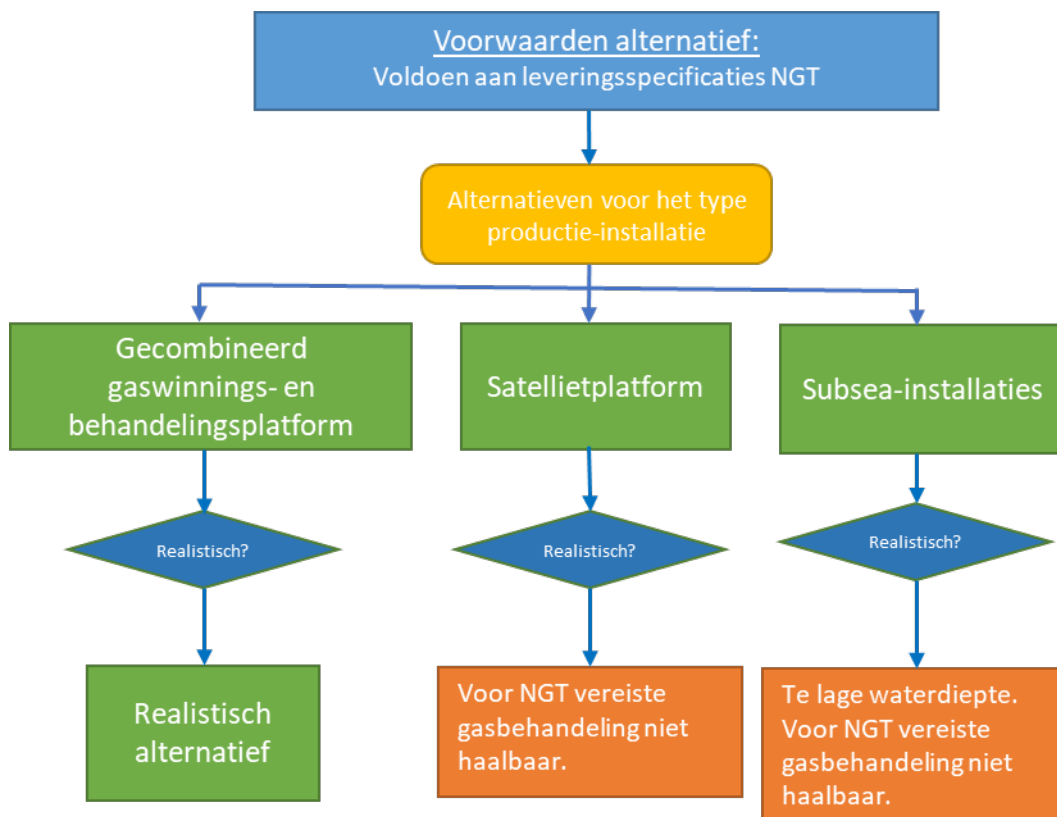


Abbildung 23: Bewertung alternativer Plattformtypen

Eine Aufbereitungsplattform erfüllt alle Auswahlkriterien. Diese Alternative wird daher im UVP weiter untersucht. Mit einer Satellitenplattform oder einer Unterwasseranlage ist es technisch nicht möglich, das Erdgas auf die NGT-Spezifikation zu bringen. Außerdem ist der Einsatz von Unterwasseranlagen aufgrund der geringen Wassertiefe nicht durchführbar. Diese Alternativen sind daher in diesem UVP nicht enthalten. Im Folgenden werden die Alternativen und die Bewertungskriterien erläutert.

Kombinierte Gaserzeugungs- und Aufbereitungsplattform

Eine kombinierte Gaserzeugungs- und Aufbereitungsplattform (im Folgenden als Aufbereitungsplattform bezeichnet) ist eine relativ große Produktionsanlage, die Erdgas fördert und aufbereitet. Die Konstruktion, die Anlagen und das Aufbereitungsverfahren werden in den Abschnitten 2.2.1 und 2.4.2 erläutert.

Satelliten-Plattform

Eine Satellitenplattform (im Folgenden: Satellit) ist eine relativ kleine Produktionsanlage, mit der Erdgas gefördert wird. Das Erdgas kann in begrenztem Umfang auf einer Satellit aufbereitet werden, indem das Produktionswasser vom Roh-Erdgas getrennt und auf See abgeleitet wird. Das Erdgas wird zusammen mit dem Kondensat zu einer Aufbereitungsanlage zur Trocknung transportiert, von wo aus es an Land transportiert wird. Die eventuelle Kompression findet ebenfalls in dieser Kläranlage statt. Eine wichtige Voraussetzung für den Einsatz einer Satellit ist daher die Verfügbarkeit einer nahe gelegenen Aufbereitungsplattform. Die AWG-Plattform ist prinzipiell geeignet, aber aufgrund des zu erwartenden Rückzugs ist dies keine praktikable Alternative.



Abbildung 24: Beispiel eines Satelliten

Wie eine Aufbereitungsplattform besteht ein Satellit aus einem Mantel und einer Aufbaustruktur. Der Aufbau einer Satellit ist relativ klein und enthält im Gegensatz zu einer Aufbereitungsplattform nur Prozessanlagen zur Behandlung des Roherdgases in begrenztem Umfang und zur Reinigung von Abwasser und nur eine Notunterkunft für Wartungspersonal. Eine Satellitenplattform ist fast immer unbemannt und wird ferngesteuert betrieben.

Unterwasser-Installation

Eine Unterwasseranlage ist eine vollständig unterseeische Produktionsanlage, die auf dem Meeresboden installiert ist. Umfassende Unterwasser-Installationen für mehrere Gasfelder bestehen aus verschiedenen Gasbohrlöchern, einschließlich Endstücken²², die durch Verbindungsleitungen und Umbilicals (ein kombiniertes Bündel von Kabeln und Leitungen) mit einer Hauptplattform verbunden sind. Die Hauptplattform kann eine Aufbereitungsplattform oder eine Satellitenplattform sein. Die AWG-Plattform ist prinzipiell als Hauptplattform geeignet, aber aufgrund des zu erwartenden Rückzugs ist dies keine gangbare Alternative.

²² Diese Ausführung besteht im Wesentlichen aus mehreren Ventilen und Absperrventilen für den Betrieb und den Schutz eines Brunnens.

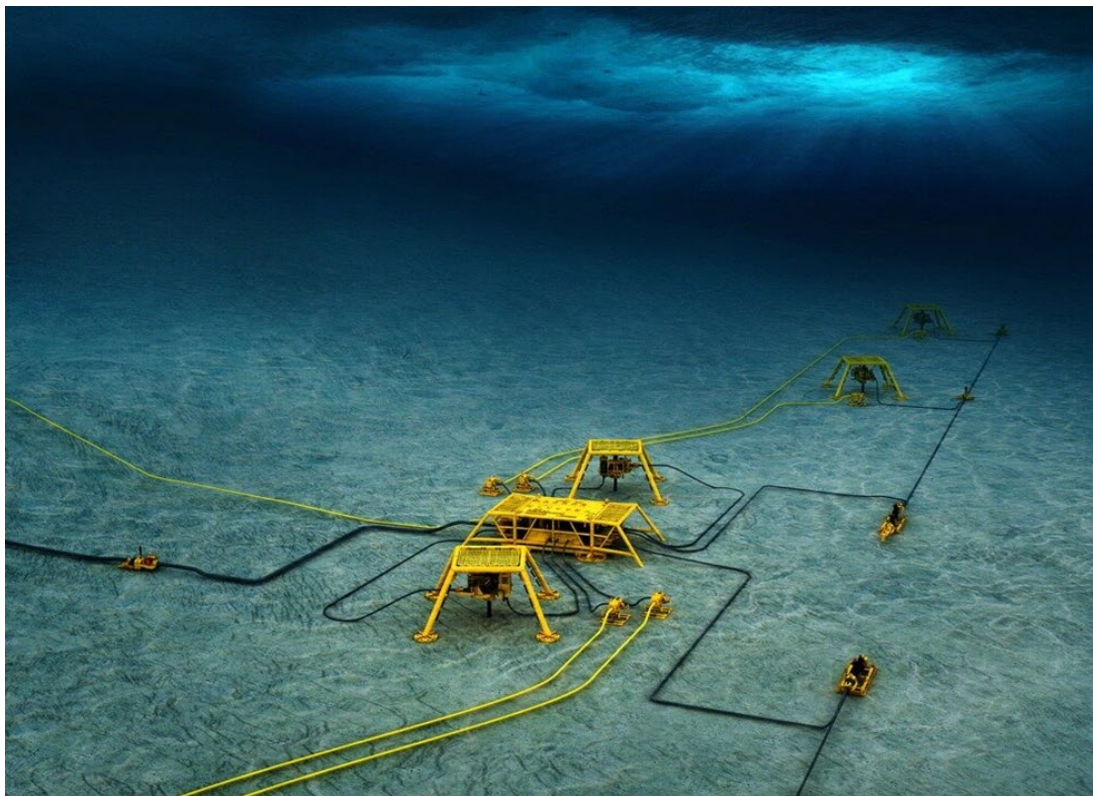


Abbildung 25: Beispiel einer erweiterten Unterwasser-Komplettierungsanlage

Um die Pipelines von innen zu schützen, wird in der Unterwasseranlage ein Korrosions- und Hydratinhibitor in das Roh-Erdgas injiziert. Der Korrosionsinhibitor ist notwendig, um die Rohrleitung vor Innenkorrosion zu schützen, der Hydrat-Inhibitor zur Verhinderung einer Verstopfung der Rohrleitung mit einem Hydrat-Stopfen²³. Die Ansteuerung und Versorgung mit Korrosions- und Hydratinhibitoren erfolgt über ein Umbilical von der Hauptplattform aus.

Die Wartung der Unterwasseranlagen wird von Tauchern durchgeführt. Für Maßnahmen am Bohrloch, die die Förderzeit verlängern, wird eine Bohrplattform benötigt. Solche Maßnahmen sind teuer und werden deshalb oft nicht durchgeführt. Dadurch wird sichergestellt, dass diese Felder weniger leerproduziert werden als Felder, die mit Hilfe einer Plattform extrahiert werden. Mit anderen Worten, es bleibt Erdgas zurück, das andernfalls hätte produziert (und verkauft) werden können.

Die Unterwasseranlagen werden zum Schutz gegen Fischfanggeräte und Anker eine übergreifende Käfigkonstruktion haben. Im niederländischen Teil der Nordsee werden Unterwasseranlagen hauptsächlich in Gebieten eingesetzt, in denen keine Anlagen über der Meeresoberfläche erlaubt sind, wie z.B. in militärischen Gebieten. Über einer Unterwasseranlage und dem Schutzbauwerk muss eine freie Wassertiefe für die Schifffahrt eingehalten werden. Falls dies nicht möglich ist, kann die Stelle auf der Wasseroberfläche in Absprache mit der Küstenwache mit Bojen markiert werden. In stark frequentierten Gebieten ist dies jedoch keine erwünschte Lösung.

Wichtige Voraussetzungen für die Anwendung von Unterwasseranlagen sind die Verfügbarkeit einer nahe gelegenen Hauptplattform und die Möglichkeit, eine ausreichende freie Wassertiefe zu gewährleisten.

²³ Hydrate sind kristallförmige Verbindungen einer chemischen Substanz mit Wasser. Diese Kristalle können zusammenklumpen und das Rohr verstopfen.

Bewertung von Alternativen

Tabelle 4: Bewertung realistischer Alternativen für die Plattformtypen

Aspekt	Plattform zur Behandlung	Satellit	Unterwasser
Technik	Technisch bewährt und machbar.	Gastrocknung nach NGT-Spezifikationen auf einem Satelliten nicht durchführbar. ²⁴ In der Nähe gibt es keine geeignete Aufbereitungsplattform.	Gastrocknung nach NGT-Spezifikationen mit einem Unterwassergerät nicht durchführbar. Es gibt keine geeignete Aufbereitungsplattform in der Nähe ²⁴ . Die Wartung ist relativ teuer, weil eine Bohrplattform benötigt wird oder von Tauchern durchgeführt werden muss.
Umweltbelastung und Sicherheit	Relativ großer Überbau und daher besser sichtbar als ein Satellit. Um die Plattform herum gilt eine Sicherheitszone von 500 m.	Relativ kleiner Überbau und daher weniger sichtbar als eine Aufbereitungsplattform. Um die Plattform herum gilt eine Sicherheitszone von 500 m.	Völlig unsichtbar aufgrund seiner Lage auf dem Meeresboden. Oberhalb einer Unterwasseranlage muss eine freie Mindestwassertiefe eingehalten werden, es sei denn, Bojen sind erlaubt.
Zulässigkeit	Zulässig.	Zulässig.	Voraussichtlich nicht lizenzierbar, da die freie Wassertiefe nicht eingehalten werden kann und Hindernisse für die Schifffahrt in diesem Gebiet unerwünscht sind.

3.3 Auswahl von Varianten für die Aufbereitungsplattform

Für eine Reihe von Aspekten der geplanten Aufbereitungsplattform kann es eine Reihe realistischer Varianten geben (siehe Abbildung 16). Diese Varianten werden für jeden Aspekt in diesem Kapitel beschrieben und dann anhand der Auswahlkriterien auf Durchführbarkeit geprüft, wie auf Seite 32 angegeben.

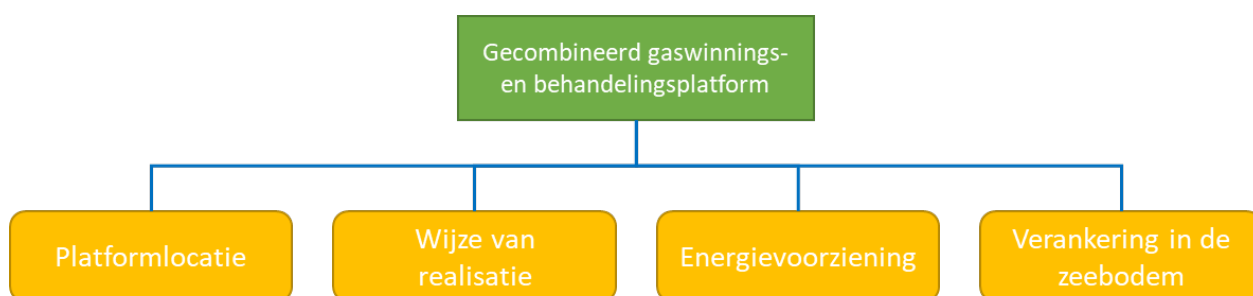


Abbildung 2627: Aspekte der Aufbereitungsplattform, für die realistische Varianten existieren können

3.3.1 Varianten für den Standort der Aufbereitungsplattform

Zusammenfassung der Bewertung

In der [Mitteilung über die Absicht der UVP N05-A](#) wird beschrieben, dass der optimale Standort der Aufbereitungsplattform bereits festgelegt wurde. Um an diesen Standort zu gelangen, hat ONE-Dyas während der Sondierungsphase des Projekts mehrere mögliche Varianten für den Standort der Plattform definiert und recherchiert.

²⁴ Für die Bewertung der AWG-Plattform siehe Abschnitt 3.2.

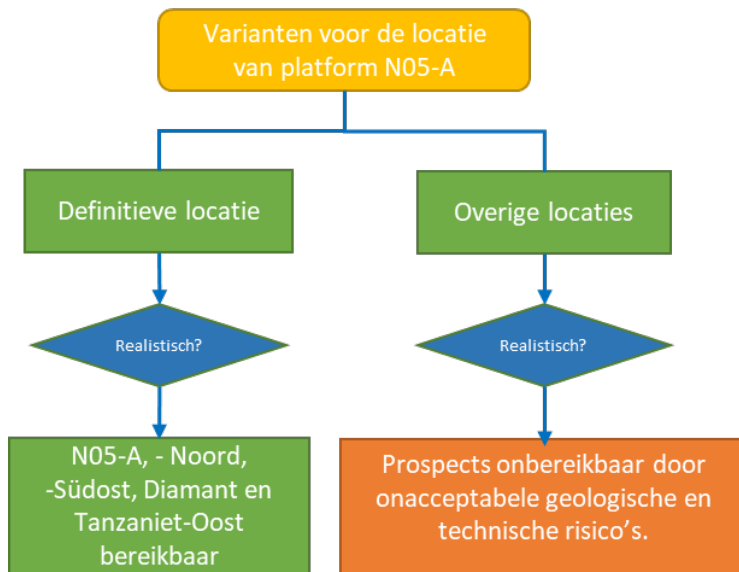


Abbildung 28: Bewertung alternativer Standorte

Der endgültige Standort wurde gewählt, weil von diesem Standort aus das Feld N05-A und die nächsten vier Prospekte erschlossen und produziert werden können:

- Diamant
- N05-A Nord
- N05-A Südost
- Tansanie-Ost

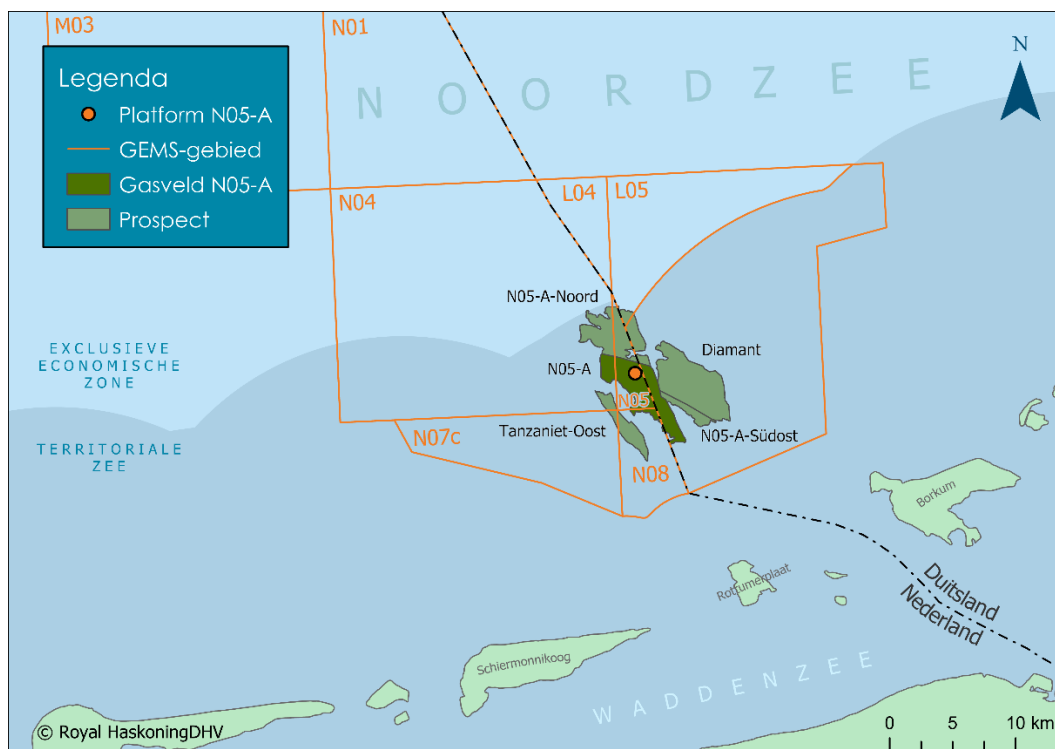


Abbildung 29: Beabsichtigter Standort der Aufbereitungsplattform, einschließlich der Lage des zu bohrenden Gasfeldes und der Prospects

Die sieben Standorte der von ONE-Dyas untersuchten Aufbereitungsplattform liegen in einer Linie von Südost nach Nordwest, zwischen einem Kilometer und fünfhundert Metern von der Grenze entfernt. Eine Untersuchung der Machbarkeit der Standorte hat gezeigt, dass die vier vielversprechendsten Perspektiven nur von einem Standort aus erreicht werden können. Die anderen sechs Standorte sind aus verschiedenen Gründen ausgefallen. Erstens, weil eine oder mehrere vielversprechende Perspektiven oder Teile einer Reihe von Standorten aufgrund technischer Beschränkungen nicht erreicht werden können (sie sind zu weit entfernt). Zweitens, weil das Risiko eines Bohrlochversagens aufgrund der geologischen Bedingungen zu hoch ist. In beiden Fällen können Prospects oder Teile von Prospects nicht erreicht werden. Wenn die beabsichtigten Perspektiven oder Teile davon nicht erschlossen werden können, verringert sich der Gasgewinn und der wirtschaftliche Wert des Projekts.

Die folgenden Überlegungen bestimmten die Wahl des endgültigen Standorts:

- Die Lage und Route des vorhandenen Bohrlochs. An diesem Standort werden zukünftige Bohrungen durch die bestehende Bohrung nicht behindert.
- Die Zugänglichkeit des N05-A-Feldes und der Prospects und die Gasmenge, die gefördert werden kann. Dies wirkt sich direkt auf den wirtschaftlichen Wert des Projekts aus. Der Nachteil dieser Lage ist, dass der südlichste Prospect, Emerald (nicht auf einer Karte verzeichnet), nicht erreicht werden kann. Da die Wahrscheinlichkeit, dass dieser Prospect Erdgas enthält, geringer ist als bei Diamond und N05-A Noord, wurde dieser Prospect zugunsten der nördlichen Prospects aufgehoben.
- Die technischen Risiken von Bohrungen. Vom gewählten Standort aus sind die Risiken des Versagens eines Bohrers aufgrund eines zu großen horizontalen Abstands oder aufgrund der zu durchbohrenden Brüche begrenzt. Darüber hinaus gilt dies sowohl für Initialbohrungen als auch für Sidetracks.

Der endgültige Standort liegt relativ weit im Norden, was die Sicht von der Küste aus verringert. Es ist auch möglich, von diesem Standort aus mehrere Prospects zu erreichen und so die Anzahl der erforderlichen Installationen zu reduzieren. Der genaue Standort wurde auf der Grundlage der Standortuntersuchung ausgewählt²⁵, die im Zusammenhang mit der Pipeline- und Kabeltrasse durchgeführt wurde. Dabei wurden archäologische Werte²⁶, bestehende Kabel und Leitungen sowie ökologisch wertvolle Gebiete berücksichtigt. Insbesondere wurden bei der exakten Platzierung der Plattform größere Felsbrocken und steinige Bereiche vermieden. Die Kabeltrasse vermeidet auch ein Gebiet mit größeren Felsblöcken, in dem eine hohe Artenvielfalt gefunden wurde. Der Standort liegt mehr als 500 Meter von der deutschen Grenze entfernt.

Dieser Standort ist praktisch derselbe wie der Standort der Explorationsbohrung, mit der 2017 das Vorhandensein von förderbarem Erdgas im Feld N05-A nachgewiesen wurde.

Die bei der Auswahl bewerteten Aspekte sind in Tabelle aufgeführt⁴.

Tabelle 56: Zusammenfassende Bewertungskriterien für den Standort der Produktionsanlage

Aspekt	Erläuterung
Maximierung der potenziell zu fördernden Erdgasmenge	Der Standort der Aufbereitungsplattform muss so gewählt werden, dass sowohl das Feld N05-A als auch die vielversprechendsten Perspektiven rund um N05-A optimal produziert werden können.

²⁵ GEOxyz, Bericht über die Umfrage - N05-A Platform Area, 2019

²⁶ Periplus Archeomare, Archäologische Schreibtischforschung im Zusammenhang mit der Entwicklung des Feldes N05-A, 2020

Aspekt	Erläuterung
	Die vielversprechendsten Aussichten sind Diamond und N05-A-Nord.
Geologische Einschränkungen	Im tiefen Untergrund über dem Feld N05-A und den Aussichten um N05-A gibt es mehrere andere Formationen und Risse. Aufgrund der geologischen Eigenschaften der verschiedenen Formationen kann das Risiko eines Bohrlochversagens unannehmbar hoch werden.
Technische Grenzen des Bohrens	Gasfelder können auch schräg (technisch gesehen) erschlossen werden. Die Durchführung einer langen abweichenden Bohrung ist jedoch komplex, und die horizontale Entfernung, die überbrückt werden kann, ist bei diesem Projekt aus geologischen und technischen Gründen auf maximal fünf Kilometer begrenzt.
Infrastruktur und andere Nutzer	Bei der Standortwahl wird ein Mindestabstand von 500 Metern von der Grenzlinie mit Deutschland und von bestehenden Kabeln, Rohrleitungen und Schifffahrtswegen berücksichtigt. Eine Beeinträchtigung anderer Betriebsfunktionen wird so weit wie möglich vermieden.
Tragfähigkeit des Meeresbodens	Es dürfen sich keine Hindernisse auf dem Meeresboden befinden, die die Stabilität der Produktions- oder Bohrplattform gefährden könnten.
Ökologische und archäologische Werte	Bei der Standortwahl ging man davon aus, dass eine Beeinträchtigung der ökologischen und archäologischen Werte so weit wie möglich vermieden werden sollte.
Sichtbarkeit	Bei der Wahl des Standorts der Plattform wurde ein möglichst nördlicher Standort berücksichtigt, um die Sicht von der Küste aus zu minimieren.
Spuren von Rohren und Kabeln	Der Standort der Plattform wurde so gewählt, dass die Trassen der Pipeline und des Stromkabels so kurz wie möglich sind und eine Störung der ökologischen und archäologischen Werte so weit wie möglich vermieden wird.

3.3.2 Varianten für das Verfahren zur Realisierung der Aufbereitungsplattform

Zusammenfassung der Bewertung

Es gibt zwei mögliche Varianten für die Methode zur Realisierung der Aufbereitungsplattform:

- Neubau einer Aufbereitungsplattform.
- Wiederverwendung einer bestehenden Aufbereitungsplattform.

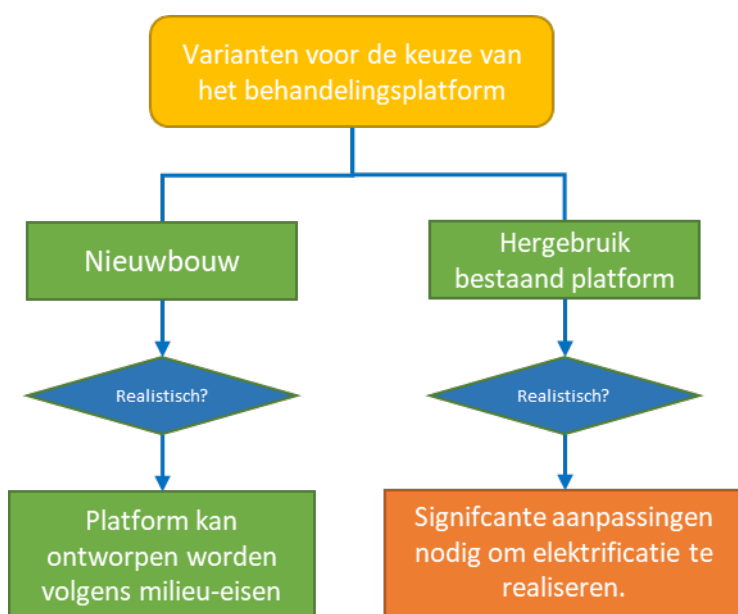


Abbildung 30: Zusammenfassende Auswahlvarianten für die Methode zur Realisierung der Aufbereitungsplattform

Eine neue Bauplattform erfüllt alle Auswahlkriterien. Diese Variante wird daher im UVP weiter untersucht. Bei der Wiederverwendung einer bestehenden Plattform sind erhebliche Änderungen erforderlich, um zusätzliche Umweltmaßnahmen, wie z.B. Elektrifizierung, zu ermöglichen. Infolgedessen ist die Umweltleistung einer bestehenden Plattform erheblich schlechter als die einer neu gebauten Plattform. Eine bestehende Plattform gilt daher als unrealistisch.

Im Folgenden werden die untersuchten Varianten sowie die verschiedenen Vor- und Nachteile erläutert.

Neu gebaute Aufbereitungsplattform

Bei dieser Variante wird eine völlig neue Aufbereitungsplattform entworfen. Die Gestaltung dieser Plattform wird vollständig auf die spezifischen Anforderungen des Projekts zugeschnitten und basiert auf dem aktuellen Stand der Technik im Bereich der Umwelt- und (Arbeits-)Sicherheit. Der Neubau bietet die Möglichkeit, die notwendigen Einrichtungen für die Elektrifizierung, die Fernsteuerung und eventuelle zusätzliche mildernde Maßnahmen direkt in das Plattformdesign zu integrieren. Auf diese Weise kann die Sichtbarkeit einer Plattform verringert werden, indem man sich für eine geringere Bauhöhe entscheidet.

Wiederverwendung der bestehenden Aufbereitungsplattform

Die Erschöpfung der Gasfelder in der Nordsee macht gebrauchte Aufbereitungsplattformen verfügbar. Eine solche Plattform könnte möglicherweise im Rahmen der beabsichtigten Tätigkeit von ONE-Dyas ein zweites Leben erhalten. Dies wird die Wiederverwendung von Material fördern.

ONE-Dyas hat inventarisiert, welche bestehenden Aufbereitungsplattformen in den kommenden Jahren zur Verfügung stehen werden. Aus dieser Bestandsaufnahme ging die Plattform F16-A der Wintershall Noordzee B.V. hervor (siehe Abbildung 20). Sie ist seit 2004 etwa 140 Kilometer nordwestlich von Den Helder in Betrieb. Nur der Oberbau der Plattform ist für eine Wiederverwendung geeignet. Der Unterbau ist für eine bestimmte Wassertiefe (ca. 48 m) ausgelegt, die nicht der Wassertiefe bei N05-A (ca. 25 m) entspricht.

Die Plattform F16-A muss modernisiert werden, um den geltenden Umwelt- und Sicherheitsvorschriften zu entsprechen. Zusätzliche Umweltmaßnahmen wie die Elektrifizierung sind ohne einen sehr großen Umbau nicht möglich. Die Umweltleistung der F16-A (mit Energieerzeugung aus eigenem Erdgas) ist erheblich geringer als die von Neubauten. Die Erzeugung von Energie aus Erdgas setzt voraus, dass die Plattform bemannt ist. F16-A ist termingerecht verfügbar und hat eine Restlebensdauer, die der Produktionsphase von N05-A entspricht.

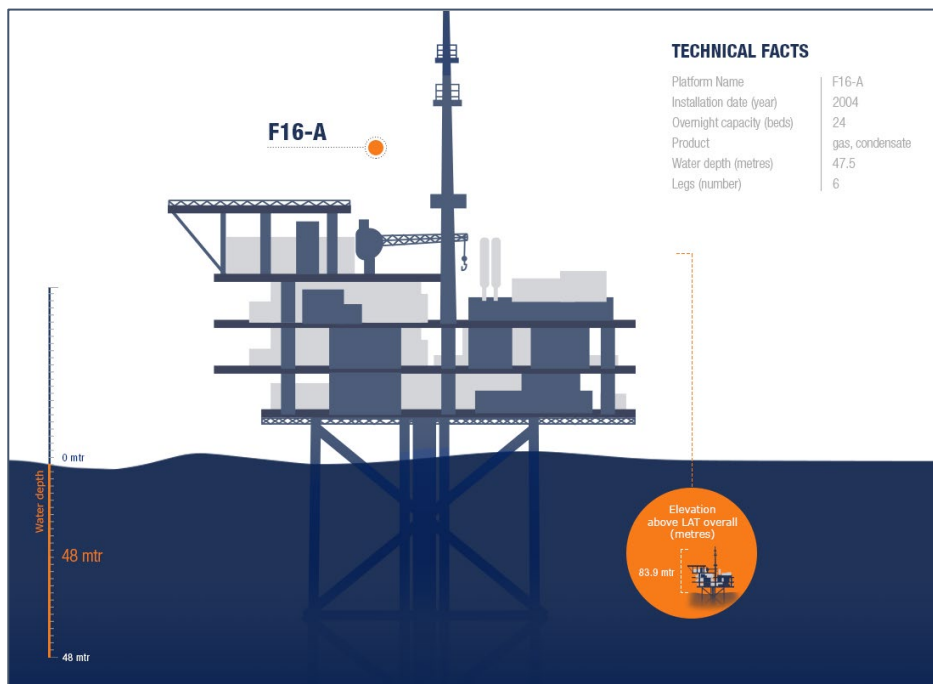


Abbildung 3132: Schematische Darstellung der Aufbereitungsplattform F16-A (Quelle: Wintershall)

Bewertung der Varianten

Tabelle 7: Bewertung des Realismus der Varianten für die Realisierung der Aufbereitungsplattform

Aspekt	Neues Gebäude	Wiederverwendung
Technik	Realisierbar	Erhebliche Änderung erforderlich, um die Elektrifizierung zu ermöglichen.
Umweltbelastung und Sicherheit	Die Plattform kann nach dem aktuellen Stand der Technik gestaltet werden, und es können zusätzliche Umweltmaßnahmen in die Gestaltung einbezogen werden.	<p>Eine eigene Energieerzeugung auf der Basis von Erdgas führt zu mehr (Stickstoff-)Emissionen, erfordert eine bemannte Plattform und führt zu mehr Transportbewegungen.</p> <p>Eine Elektrifizierung der Bohranlage ist nicht möglich.</p> <p>Der Aufbau der Plattform F16-A ist relativ hoch und kann nicht angepasst werden, um die Sichtbarkeit einzuschränken.</p>
Zulässigkeit	Zulässig.	Hohe (Stickstoff-)Emissionen können zu Problemen bei der Erteilung von Genehmigungen führen.

3.3.3. Varianten für die Energieversorgung der Aufbereitungsplattform

Zusammenfassung der Bewertung

Es gibt zwei mögliche Varianten für die Energieversorgung der neuen Aufbereitungsplattform:

- Eigene Energieerzeugung mit Erdgas.
- Anschluss der Plattform an einen Offshore-Windpark. Diese Variante wird 'Elektrifizierung' genannt.

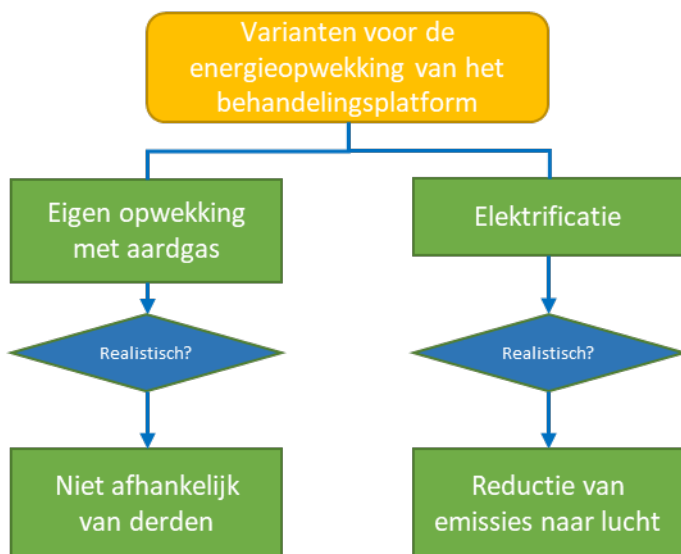


Abbildung 33: Bewertung von Varianten der Aufbereitungsplattform für die Energieversorgung

Da beide Varianten möglich sind, werden die Umweltauswirkungen beider in der UVP bewertet. Im Folgenden werden die Vor- und Nachteile der Varianten erläutert.

Eigene Energieerzeugung mit Erdgas

Bei dieser Variante wird der Energiebedarf der Aufbereitungsplattform durch einen Generator gedeckt, der mit dem selbst produzierten Erdgas betrieben wird. Durch die Verwendung eigenen Erdgases kann die Plattform autonom arbeiten. Auch die Lieferung an Dieselmotor wird reduziert. In dieser Variante wird die Plattform mit den folgenden Installationen geliefert:

- Ein Verbrennungssystem, um das geförderte Erdgas für die Verwendung in einer Verbrennungsanlage geeignet zu machen;
- Ein von einem Gasmotor angetriebener Generator für die Stromerzeugung;
- Eine Gasturbine zum Antrieb des Erschöpfungskompressors;
- Ein gasbeheizter Ofen für die Regeneration von TEG;
- Ein Dieselmotor zur Deckung des Energiebedarfs von lebenswichtigen Systemen, wenn Erdgas aufgrund einer Störung oder Wartung vorübergehend nicht verfügbar ist.

Da Erdgas verbrannt wird, ist ein bemannter Betrieb der Aufbereitungsplattform aus Sicherheitsgründen vorzuziehen. Bei der Verbrennung von Erdgas entstehen Emissionen in die Luft (Kohlendioxid, Stickoxide und BTEX²⁷). Das ist weniger als bei Diesel, aber deutlich mehr als bei der Elektrifizierung von Windparks.

Elektrifizierung der Aufbereitungsplattform

Bei dieser Variante wird der Energiebedarf der Aufbereitungsplattform durch Strom aus dem Offshore-Windpark Riffgat gedeckt. Dieser Windpark befindet sich im deutschen Teil der Nordsee, etwa acht Kilometer östlich des Plattformstandortes. Die Riffgat-Transformatorplattform bietet die Möglichkeit, Strom vom Festland zur Aufbereitungsplattform zu liefern. Damit kann die Plattform auch an windstillen Tagen und beispielsweise bei Großwartungen ausreichend mit Strom versorgt werden.

²⁷ BTEX: Benzol, Toluol, Ethylbenzol und Xylol

Um die Elektrifizierung zu ermöglichen, muss ein Stromkabel zwischen der Aufbereitungsplattform und der Transformatorplattform des Windparks verlegt werden. Die Kabeltrasse verläuft über etwa 500 Meter durch die Borkumse Stenen, siehe Abbildung 5. Der restliche Teil der Strecke liegt in Deutschland und verläuft nicht durch Natura 2000-Gebiete. Die Kabeltrasse kreuzt eine Reihe von bestehenden Kabeln.

In dieser Variante gibt es keine gasbefeuelten Anlagen. Eine elektrifizierte Aufbereitungsplattform verursacht praktisch keine direkten Emissionen in die Luft, da keine fossilen Brennstoffe verbraucht werden. Aufgrund der Herkunft des Stroms, d.h. aus dem Windpark Riffgat, sind auch die indirekten Emissionen praktisch gleich Null. Die Verlegung eines Stromkabels verursacht vorübergehende Umweltauswirkungen aufgrund von Störungen des Meeresbodens und Trübung des Meerwassers sowie Störungen durch Schiffe.

Aufgrund des unbemannten Betriebs der Aufbereitungsplattform können die Transporte zur Plattform begrenzt werden.

Bewertung der Varianten

Tabelle 8: Bewertung des Realismus der Varianten der Stromerzeugung

Aspekt	Eigene Energieerzeugung mit Erdgas	Elektrifizierung
Technik	Technisch bewährt und machbar. Die Plattform kann autonom gesteuert werden.	Die Elektrifizierung über den Windpark Riffgat erfordert die Mitarbeit von EWE. Diese Zusammenarbeit wurde zugesagt.
Umweltbelastung und Sicherheit	Emissionen in die Luft: Kohlenoxide, Stickoxide und BTEX. Ein bemannter Betrieb wird bevorzugt.	Praktisch keine Emissionen in die Luft. Vorübergehende Störung durch den Bau eines Stromkabels. Unbemannter Betrieb ist möglich.
Zulässigkeit	Die Genehmigung wird von ONE-Dyas in den Niederlanden beantragt.	Kooperation von EWE für die Beantragung einiger Genehmigungen in Deutschland notwendig.

3.3.4. Varianten zur Verankerung der Aufbereitungsplattform

Zusammenfassung der Bewertung

Für die Verankerung der Aufbereitungsplattform stehen zwei technisch bewährte Techniken zur Verfügung:

- Verankerung mit Pfählen.
- Verankerung mit Saugankern.

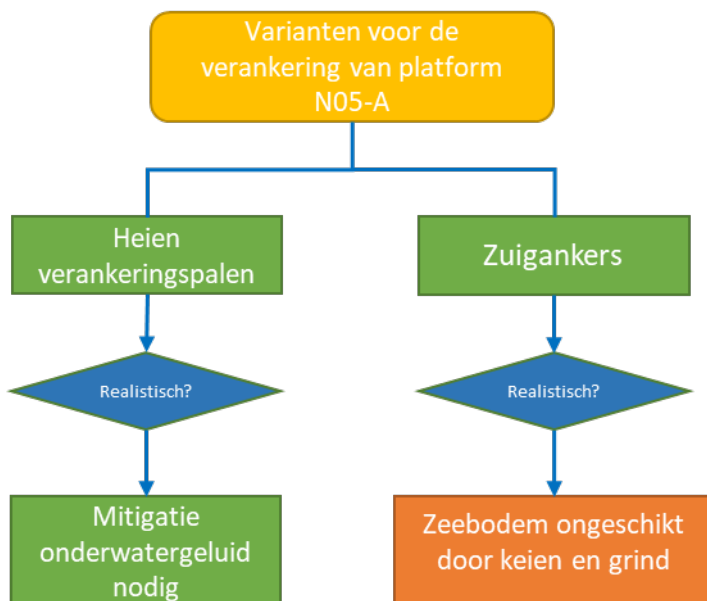


Abbildung 34: Bewertung von Alternativen zur Verankerungsplattform

Die Verwendung von Pfählen entspricht den Auswahlkriterien. Diese Variante wird daher im UVP weiter untersucht. Der Einsatz von Saugankern ist aufgrund der Struktur des Untergrundes technisch nicht durchführbar. Diese Technik wird daher im UVP nicht weiter untersucht. Im Folgenden werden die Varianten erläutert und die Vor- und Nachteile beschrieben.

Verankerung mit Pfählen

Bei dieser Variante wird die Unterkonstruktion mit großen Stahlpfählen verankert. Diese Pfähle haben einen Durchmesser von etwa drei Metern und werden mit einer Pfahlramme in den Meeresboden gerammt. Jedes Mantelbein hat einen Montagerahmen, durch den der Pfahl gerammt wird.

Die Konstruktion von Pfählen kann relativ leicht an die Eigenschaften des Untergrundes angepasst werden. Die Ramme befindet sich unter Wasser und erzeugt Unterwassergeräusche. Dies kann zu einer vorübergehenden Störung in der Umgebung der Plattform führen, die gemildert werden muss.

Verankerung mit Saugankern

Bei dieser Variante wird der Unterbau mit Hilfe von Saugankern im Meeresboden verankert. Dabei handelt es sich um eine Art Stülpchaufel mit einem Durchmesser von fünf bis zehn Metern, die an der Unterseite jedes Mantelbeins angeschweißt sind. Diese Anker werden vakuumgezogen, nachdem sie auf dem Meeresboden platziert wurden. Dadurch werden sie mehrere Meter in den Meeresboden gesaugt, wonach die Beine genauso fest verankert werden wie bei der Verwendung von Pfählen. Sauganker verursachen wenig Unterwasserlärm.

Sauganker können in Meeresböden eingesetzt werden, die hauptsächlich aus Sand und Lehm bestehen. Sie sind nicht geeignet für Meeresböden, die eine beträchtliche Menge an grobem Sediment (Kies, Geröll) und/oder harten Tonschichten enthalten. ONE-Dyas hat am Standort der geplanten Plattform eine geophysikalische und geotechnische Bodenuntersuchung²⁸ durchführen lassen. Diese Untersuchungen zeigen, dass die oberen 15 Meter des Meeresbodens aus einer Anhäufung von Ton-, Sand- und Kiesschichten bestehen und auch große Felsbrocken enthalten.

²⁸ GEOxyz, Bericht über die Umfrage - N05-A Platform Area, 2019

Bewertung der Varianten

Tabelle 9: Bewertung der Durchführbarkeit der Varianten vor der Installation der Plattform

Aspekt	Heipoles	Sauganker
Technik	Technisch bewährt und realisierbar	Nicht geeignet für Meeresböden mit einem signifikanten Anteil an groben Sedimenten (Kies, Geröll) und/oder harten Tonschichten.
Umweltbelastung und Sicherheit	Vorübergehende Störung durch Unterwasserlärm	Praktisch keine Störungen durch Unterwasserge-räusche
Zulässigkeit	Der Unterwasserlärm muss abgeschwächt werden, um zulässig zu sein.	Unzulässig, weil die Stabilität des Jackets nicht garantiert werden kann.

3.4 Auswahl von Varianten für die Verlegung der Rohrleitung

Zusammenfassung der Bewertung

Für den Bau der neuen Pipeline zwischen der Aufbereitungsplattform und der NGT-Hauptpipeline gibt es die folgenden möglichen realisierbaren Varianten:

- Ausheben der Pipeline mit einer mechanischen Grabenfräse.
- Grabung der Pipeline mit einem Düsenschlitten.
- Graben der Pipeline mit dem Pflug.
- Nicht eingraben: Platzierung der Pipeline auf dem Meeresboden.



Abbildung 35: Bewertung von Pipelinebauvarianten

Das Vergraben der Pipeline mit einer mechanischen Grabenfräse und einem Düsenschlitten erfüllt alle Auswahlkriterien. Diese Varianten werden daher in der UVP weiter untersucht. Ein Pflug ist aufgrund der Struktur des Untergrundes nicht geeignet. Eine auf dem Meeresboden verlegte Pipeline kann die gesetzlichen Anforderungen nicht erfüllen und ist daher nicht lizenzierbar. Diese Bautechniken sind nicht

durchführbar und werden daher nicht weiter untersucht. Im Folgenden werden die verschiedenen Varianten mit ihren Vor- und Nachteilen erläutert.

Eingraben mit einer mechanischen Grabenfräse

Bei dieser Variante wird die Pipeline mit einer mechanischen Grabenfräse an Bord eines Arbeitsschiffes in den Meeresboden eingegraben. Bei dieser Methode wird die Pipeline zunächst mit dem Arbeitsschiff auf dem Meeresboden verlegt. Dann wird mit Hilfe der Grabenausleger der mechanischen Grabenfräse ein anderthalb Meter tiefer V-förmiger Graben in den Meeresboden unter der Pipeline gegraben, wonach die Pipeline in diesen Graben absinkt²⁹.

Die mechanische Grabenfräse unterbricht vorübergehend einen zehn Meter breiten Streifen. Beim Ausheben des Grabens wird eine relativ begrenzte Menge Sediment freigesetzt. Diese vorübergehende Trübung des Meerwassers kann eine störende Wirkung auf Organismen haben.

Eingraben mit einem Düsenschlitten

Bei dieser Variante wird die Pipeline mit einem Düsenschlitten vergraben. Bei dieser Methode wird die Pipeline zunächst mit dem Arbeitsschiff auf dem Meeresboden verlegt. Anschließend wird mit Hilfe des Düsenschlittens Wasser unter hohem Druck in den Meeresboden injiziert. Dadurch wird der Meeresboden teilweise verflüssigt (*fluidisiert*) und kann daher mit kräftigen Wasserstrahlen weggeblasen werden. Dadurch entsteht ein Graben, in dem die Pipeline in den Graben sackt³⁰.

Der Düsenschlitten durchbricht vorübergehend einen vier Meter breiten Streifen. Dadurch wird eine relativ große Menge Sediment freigesetzt. Diese vorübergehende Trübung des Meerwassers kann eine störende Wirkung auf Organismen haben.

Eingraben mit Hilfe eines Pfluges

Bei dieser Variante wird die Pipeline mit einem Aushubpflug in den Meeresboden eingegraben. Bei dieser Methode wird die Pipeline zunächst vom Arbeitsschiff auf dem Meeresboden verlegt und danach mit dem Pflug ein Graben gezogen. Die Pipeline wird mit dem Pflug angehoben und dann in den Graben³¹ verlegt. Beim Pflügen des Grabens entsteht auf beiden Seiten ein länglicher Haufen Erdaushub. Ein etwa sechzehn Meter breiter Streifen ist vorübergehend gestört. Das Pflügen eines Grabens verursacht relativ wenig Trübung.

Das Pflügen eignet sich nicht für den Einsatz auf lockeren, sandigen Böden, da sich der Graben fast sofort mit Sand füllt. Infolgedessen kann die erforderliche Tiefe nicht erreicht werden.

Nicht eingraben: Platzierung der Pipeline auf dem Meeresboden

Bei dieser Variante wird die Pipeline mit einem Arbeitsschiff auf dem Meeresboden verlegt. Um sicherzustellen, dass die Pipeline am Boden stabil bleibt, ist es notwendig, das Gesamtgewicht der Pipeline mit einem Betonmantel zu steigern. Infolge der Meeresströmungen und der Wellenverarbeitung bewegt sich die Pipeline in einem mehrere Meter breiten Streifen hin und her. Da die Pipeline auf dem Meeresboden liegt, wird sie mit Bodenorganismen wie Muscheln und Pflanzen bewachsen sein.

In Übereinstimmung mit NEN 3656 müssen Rohrleitungen mit einem Durchmesser von mehr als 40 Zentimetern nicht vergraben werden. Es muss jedoch unbedingt nachgewiesen werden, dass die Wahrscheinlichkeit eines Versagens der Pipeline aufgrund von Schäden durch externe Faktoren (Fischernetze, Anker usw.) weniger als 10^{-6} pro Kilometer und Jahr beträgt. ONE-Dyas hat eine Risikostudie durchgeführt, die zeigt³², dass eine Pipeline auf dem Meeresboden nicht die erforderliche Ausfallwahrscheinlichkeit erfüllen

²⁹ Für die Zwecke dieser UVP wird davon ausgegangen, dass ein Graben nicht aktiv geschlossen wird (Back-Filling), sondern sich infolge der Meeresströmung allmählich mit Sediment füllt.

³⁰ In het kader van dit MER wordt aangenomen dat een sleuf niet actief wordt dichtgemaakt (Back-Filling), maar zich als gevolg van de zeestroming weer geleidelijk met sediment vult.

³¹ In het kader van dit MER wordt aangenomen dat een sleuf niet actief wordt dichtgemaakt (Back-Filling), maar zich als gevolg van de zeestroming weer geleidelijk met sediment vult.

³² Enersea, N05-A Pipeline-Konstruktion - Risikobewertung & Analyse der abgeworfenen Objekte

kann. Es ist technisch nicht möglich, eine ausreichend schwere Betonummantelung um die Pipeline zu legen, um die Stabilität zu gewährleisten.

Bewertung der Varianten

Tabelle 10: Bewertung des Realismus der Varianten für den Bau der Pipeline

Aspekt	Mechanische Grabenfräse	Jet-Schlitten	Mannschaften	Platzierung auf dem Meeresboden
Technik	Technisch bewährt sowohl in sandigen als auch in lehmigen Böden.	Technisch bewährt in lockeren, sandigen Böden.	Das Pflügen eignet sich nicht für den Einsatz auf lockeren, sandigen Böden.	Nur für größere Durchmesser in Wasser mit begrenztem Durchfluss geeignet.
Umweltbelastung und Sicherheit	Vorübergehende Störung des Meeresbodens mit einem relativ breiten Streifen und geringer Trübung.	Vorübergehende Störung des Meeresbodens mit einem relativ schmalen Streifen und viel Trübung.	Vorübergehende Störung des Meeresbodens mit einem relativ breiten Streifen und geringer Trübung.	Sehr begrenzte Störung des Meeresbodens. Das Rohr kann als hartes Substrat dienen.
Zulässigkeit	Zulässig	Zulässig	Technisch nicht durchführbar.	Unzulässig, weil die Stabilität nicht garantiert werden kann.

3.5 Auswahl von Bohrvarianten

Für einige Aspekte des Bohrprozesses bestehen realistische Varianten (siehe Abbildung 24). Diese Varianten werden in diesem Kapitel für jeden Aspekt beschrieben und dann anhand der Auswahlkriterien in Kapitel 3 dieses Unterberichts auf ihre Durchführbarkeit geprüft.

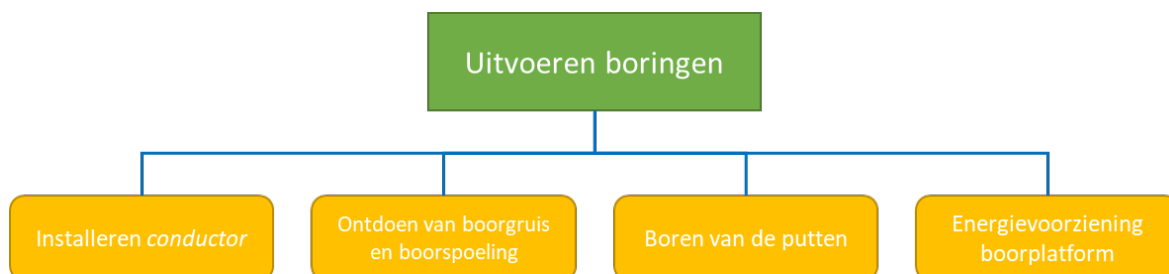


Abbildung 3637: Aspekte des Bohrprozesses, für die realistische Varianten existieren können

3.5.1 Varianten für die Installation des Leiterrohrs

Zusammenfassung der Bewertung

Für die Installation des Leiterrohrs stehen zwei technisch bewährte Techniken zur Verfügung:

- Einrammen der Leiterrohre.
- Vorbohren und Zementieren von Leiterrohren.

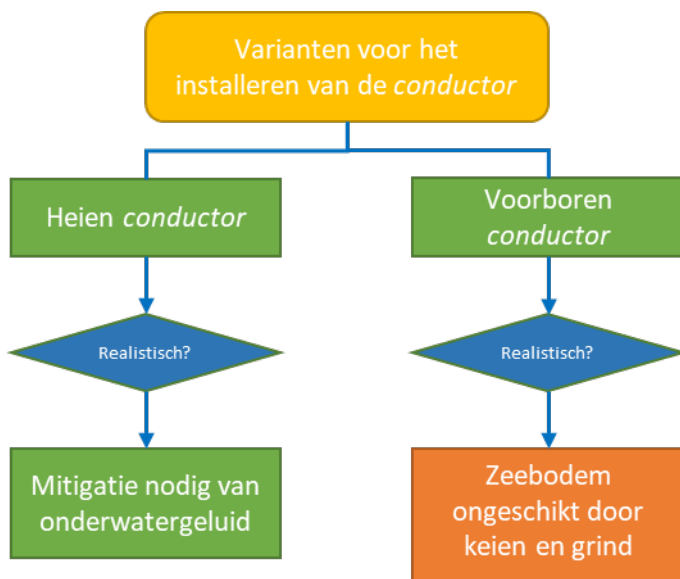


Bild 38: Bewertung von Varianten von Rammleitern

Das Einrammen von Leiterrohren erfüllt alle Auswahlkriterien. Diese Variante wird daher im UVP weiter untersucht. Aufgrund der Struktur des Untergrundes ist das Vorbohren und Zementieren von Leiterrohren technisch nicht durchführbar. Diese Technik wird daher im UVP nicht weiter betrachtet. Im Folgenden werden beide Varianten einschließlich der Vor- und Nachteile erläutert.

Einrammen von Leiterrohren

Bei dieser Variante werden die Leiterrohre mit einer Pfahlramme in den Meeresboden gerammt. Die Leiterrohre der N05-A haben einen Durchmesser von 30" und sorgen für Stabilität in den ersten zehn Metern des Bohrlochs. Das Einrammen eines einzelnen Leiterrohrs dauert bis zu 24 Stunden.

Die Ramme befindet sich über Wasser und erzeugt über und unter Wasser Geräusche. Dies verursacht eine vorübergehende Störung rund um den Standort der Plattform.

Vorbohren und Zementieren von Leiterrohren

Bei dieser Variante wird zuerst der obere Teil der Bohrung gebohrt. Der Leiterrohr wird dann in das Bohrloch abgesenkt und durch Injektion von Zement an den umgebenden Bodenschichten befestigt.

Der Durchmesser des Bohrlochs bei Verwendung eines vorgebohrten Leiterrohrs ist im Vergleich zu einem angetriebenen Leiterrohr groß (36" gegen 30"). Wenn das Bohrloch gebohrt wird, wird der gebohrte Sand direkt neben dem Loch auf dem Meeresboden abgelagert. Wenn der Leiterrohr einzementiert wird, kann eine begrenzte Menge Zement auf den Meeresboden gelangen. Bei Böden, die aus lockerem Sediment bestehen (z.B. Sand gemischt mit Geröll und Kies), ist die Gefahr des Einsturzes des Bohrlochs hoch.

Das Vorbohren und Zementieren eines einzelnen Leiterrohrs dauert maximal ein paar Tage.

Bewertung der Varianten

Tabelle 11: Bewertung des Realismus der Varianten für die Installation des Leiters

Aspekt	Heben von Leitern	Vorgebohrte Leiter
Technik	Technisch bewährt und realisierbar	Wegen des Vorhandenseins von Geröll und Kies für diesen Standort nicht geeignet.
Umweltbelastung und Sicherheit	Einrammen verursacht hauptsächlich Unterwasserlärm.	Diese Technik erzeugt praktisch keine Unterwassergeräusche.
Zulässigkeit	Zulässig	Zulässig

3.5.2 Varianten für die Entfernung von Bohrklein und Bohrschlamm auf Wasserbasis

Zusammenfassung der Bewertung

Für die Entfernung von Bohrklein und Bohrschlamm auf Wasserbasis³³ stehen zwei mögliche Ableitungswege zur Verfügung:

- Entsorgung auf See.
- Ableitung per Schiff auf das Festland.

Sowohl die Entsorgung von Bohrklein und wasserbasiertem Bohrschlamm auf See als auch die Ableitung dieser Abfallströme auf das Festland entsprechen den Auswahlkriterien. Beide Varianten werden daher in der UVP weiter untersucht. Die verschiedenen Varianten, einschließlich der Vor- und Nachteile, werden im Folgenden erläutert.

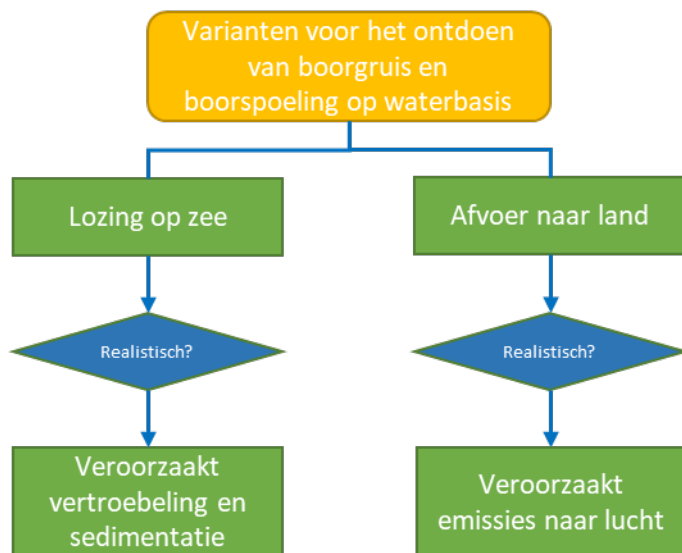


Abbildung 39: Bewertung von Bohrschlämmen und Spülungsvarianten

Entsorgung auf See

Während der Bohrungen wird das Bohrklein aus den Bohrlochabschnitten, in denen Bohrschlamm auf Wasserbasis aufgetragen wurde, ins Meer geleitet. Auch Bohrschlamm auf Wasserbasis wird abgeleitet.

³³ Bohrklein und Bohrschlamm auf Ölbasis dürfen nicht ins Meer abgeleitet werden. Diese Abfallströme werden immer per Schiff an Land transportiert und gehören daher nicht zu den in diesem Abschnitt beschriebenen Varianten.

Dies geschieht, wenn eine andere Art von Spülung erforderlich ist, um den nächsten Bohrlochabschnitt zu bohren.

Das Bohrklein und der Bohrschlamm werden von der Bohrplattform über ein Rohr ins Meer abgeleitet. Der Ableitungspunkt befindet sich etwa zehn Meter unter der Wasseroberfläche. Der Abfluss des Bohrkleins verursacht eine Trübung der Wassersäule und Sedimentation um die Plattform herum.

Entsorgung per Schiff auf das Festland

Bei dieser Variante werden das Bohrklein und der Bohrschlamm nicht auf See abgeleitet, sondern zur Weiterverarbeitung per Schiff auf das Festland transportiert. In diesem Fall werden das Bohrklein mit Hilfe eines Vorratsbehälters mit Containern (*Skips*) entfernt. Der Bohrschlamm auf Wasserbasis wird mit Tanks auf dem Versorgungsschiff an Land transportiert. Im Hafen werden die Abfallströme einem zugelassenen Abfallverarbeiter übergeben.

Insbesondere beim Bohren der größten Bohrlochabschnitte werden innerhalb kurzer Zeit große Mengen an Bohrklein und Bohrschlamm freigesetzt. Bei dieser Variante besteht die Gefahr, dass bei schlechtem Wetter der Umschlag vorübergehend gestoppt werden muss. Bei länger anhaltendem schlechtem Wetter kann dies dazu führen, dass Bohrungen gestoppt werden müssen, weil der Lagerraum für Abfallmaterialien auf einer Bohrplattform begrenzt ist.

Die Entsorgung per Schiff und weiter an Land per LKW führt zu Emissionen in die Luft.

Bewertung der Varianten

Tabelle 12: Bewertung des Realismusgehalts der Varianten Trümmerbeseitigung und Spülung

Aspekt	Entladung auf See	Transport nach Land
Technik	Technisch bewährt. Der Abfluss von Bohrklein und Bohrschlamm auf Wasserbasis ist nicht wetterabhängig	Technisch bewährt. Bei schlechtem Wetter kann keine Entwässerung stattfinden, dies kann zu einer Verzögerung führen.
Umweltbelastung und Sicherheit	Der Ausstoß von Feinpartikeln verursacht eine Trübung des Wassers. Die größeren Partikel sedimentieren in der Nähe der Plattform.	Die Entfernung von Bohrklein und Bohrschlamm auf Wasserbasis führt zu einer Zunahme der Transportbewegungen. Dies verursacht Emissionen in die Luft, darunter CO ₂ , Stickoxide und Kohlenwasserstoffe. Der Abfall muss an Land behandelt werden.
Zulässigkeit	Prinzipiell zulässig	Prinzipiell zulässig

3.5.3 Varianten für das Bohren der Brunnen

Zusammenfassung der Bewertung

Für das Bohren der Gasbohrungen stehen zwei technisch erprobte Techniken zur Verfügung:

- Brunnen in Serie bohren.
- Batch-Drilling von Brunnen.

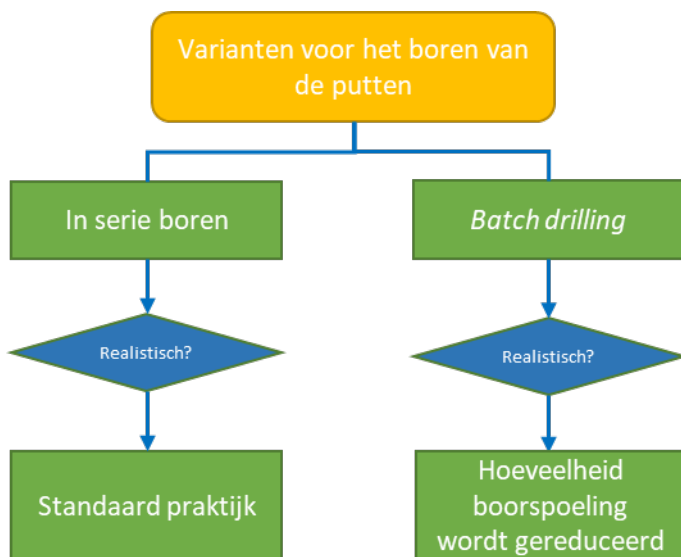


Abbildung 40: Bewertung von Varianten von Brunnenbohrungen

Batch-Bohrungen sind beim Bohren von Sidetracks nicht anwendbar, da diese Art von Bohrung von Fall zu Fall nach Abschluss der ersten Bohrung geplant wird. Der Umfang der in diesem Abschnitt beschriebenen Varianten beschränkt sich daher auf erste Bohrungen.

Sowohl die Serienbohrung der Brunnen als auch die Anwendung von Losbohrungen erfüllen die Auswahlkriterien. Beide Varianten werden daher im UVP weiter untersucht.

Brunnen in Serie bohren

Bei dieser Variante werden alle Brunnen nacheinander gebohrt. Zuerst wird der Leiter des ersten Bohrlochs installiert, dann werden alle Abschnitte des Bohrlochs gebohrt, und schließlich wird das Bohrloch fertig gestellt und getestet. Als nächstes wird die Bohranlage über der Schleuse für die zweite Bohrung platziert. Das zweite Bohrloch wird auf die gleiche Weise gebohrt, fertiggestellt und getestet. Dieser Prozess wird fortgesetzt, bis alle Brunnen fertig sind.

Batch-Bohren

Bei dieser Variante werden die Brunnen nicht nacheinander gebohrt, sondern es werden immer die entsprechenden Abschnitte eines Satzes von Brunnen (einer Charge) gebohrt. Zunächst werden alle Leitungen installiert. Als nächstes wird Abschnitt 1 von Brunnen 1 gebohrt, dann Abschnitt 1 von Brunnen 2, Abschnitt 1 von Brunnen 3, dann Abschnitt 2 von Brunnen 1, Abschnitt 2 von Brunnen 2 und so weiter, bis der Satz von Brunnen gebohrt, fertiggestellt und vollständig getestet ist.

Beim Chargenbohren kann ein Teil des Bohrschlammes auf Wasserbasis beim Bohren der entsprechenden Abschnitte der anderen Bohrlöcher der Charge wiederverwendet werden. Daher wird je nach gewählter Variante für die Methode des Auftauens von Bohrschlamm das Batch-Bohren eingesetzt:

- Es wird weniger Bohrschlamm auf Wasserbasis ins Meer abgeleitet, was zu einer geringeren Trübung und Verschmutzung des Meerwassers führt, oder
- Es wird weniger Bohrschlamm ans Land abgeleitet, was zu weniger Emissionen in die Luft, weniger Störungen durch Schiffe und einem geringeren Abfallaufkommen führt.

Diese Variante hat keinen Einfluss auf die Menge des ausgetragenen oder entfernten Bohrkleins.

Im Rahmen der geplanten Aktivität ging ONE-Dyas Lose von vier Bohrlöchern aus. Es wird angenommen, dass für das Bohren von vier Bohrlöchern die zweieinhalbfache Menge an Bohrschlamm im Vergleich zu einem typischen Bohrloch benötigt wird. Chargenbohrungen können Zeit sparen, aber in der Praxis ist dies nur wenig.

Bewertung der Varianten

Tabelle 13: Bewertung des Realismus von Varianten in Serien- oder Losbohrungen

Aspekt	Bohren in Serie	Batch-Bohren
Technik	Technisch bewährt und machbar.	Technisch bewährt. Sie wird nicht beim Bohren von Sidetracks verwendet.
Umweltbelastung und Sicherheit	Nach Gebrauch wird der Bohrschlamm direkt ins Meer oder an Land eingeleitet.	Ein Teil des Bohrschlammes auf Wasserbasis kann beim Bohren der entsprechenden Abschnitte der anderen Bohrlöcher in der Charge wiederverwendet werden.
Zulässigkeit	Zulässig	Zulässig

3.5.4 Varianten für die Stromversorgung der Bohrplattform

Zusammenfassung der Bewertung

Es gibt zwei mögliche Varianten für die Stromversorgung der Bohrplattform:

- Eigene Stromerzeugung mit Dieselgeneratoren.
- Elektrifizierung der Bohrplattform.

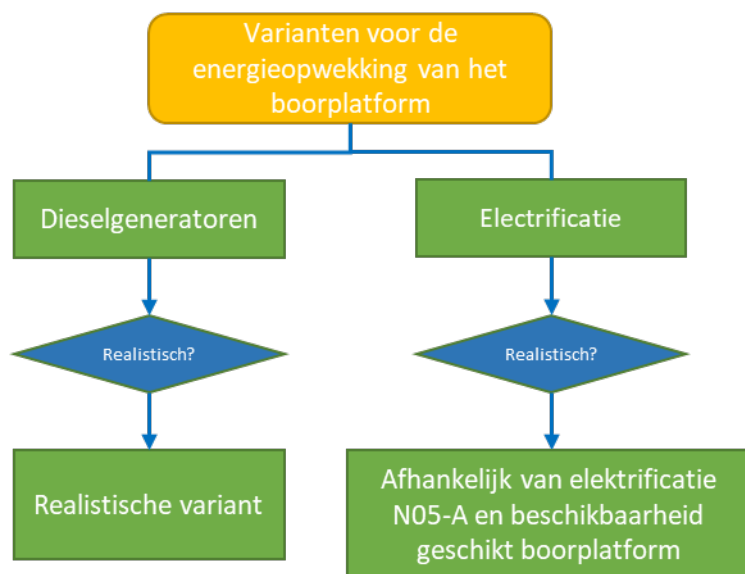


Abbildung 41: Bewertung von Varianten zur Stromerzeugung auf Bohranlagen

Sowohl die eigene Energieerzeugung mit Dieselgeneratoren als auch die Elektrifizierung der Bohranlage erfüllen die Auswahlkriterien. Beide Varianten werden daher in der UVP weiter untersucht.

Eigene Stromerzeugung mit Dieselgeneratoren

Bei dieser Variante wird der gesamte Energiebedarf der Bohrplattform durch die Verbrennung von Diesel gedeckt. Auf der Bohrplattform werden mehrere Dieselgeneratoren zur Stromerzeugung installiert. Die Generatoren sind doppelt vorhanden, um jederzeit eine zuverlässige Energieversorgung zu

gewährleisten. Diesel wird vom Versorgungsschiff geliefert und vom Schiff zu einer Reihe von Lagertanks auf der Bohrplattform gepumpt.

Der Einsatz von Dieselgeneratoren verursacht Emissionen in die Luft, u.a. von CO₂, Stickoxiden und Kohlenwasserstoffen.

Elektrifizierung der Bohrplattform

Bei dieser Variante wird der gesamte Energiebedarf der Bohrplattform durch Strom aus dem Offshore-Windpark Riffgat gedeckt. Dieser Windpark befindet sich im deutschen Teil der Nordsee, etwa acht Kilometer östlich des Plattformstandorts (siehe Abbildung 4). Der Stromanschluss für die Bohrplattform wird auf der Aufbereitungsplattform realisiert. Eine wesentliche Voraussetzung für die Realisierung dieser Variante ist daher der Einsatz einer elektrifizierten Aufbereitungsplattform (siehe Abschnitt 3.3.3).

Die Elektrifizierung der Bohrplattform bedeutet, dass der benötigte Strom nicht mehr durch Dieselgeneratoren erzeugt werden muss. Die Generatoren werden jedoch weiterhin für Anlagen benötigt, die zur Gewährleistung der Sicherheit erforderlich sind. So müssen beispielsweise die Zementpumpe und der Kran immer funktionsfähig sein.

Da der Stromanschluss an die Aufbereitungsplattform realisiert ist, ist es nicht möglich, mit einer elektrifizierten Bohrplattform sogenannte Vorbohrbrunnen zu bohren. Dabei handelt es sich um Bohrlöcher, die vor der Installation der Aufbereitungsplattform gebohrt werden.

Bewertung der Varianten

Tabelle 14: Bewertung der Realitätsnähe der Energieerzeugungsvarianten der Bohranlage

Aspekt	Eigene Stromerzeugung mit Dieselgeneratoren	Elektrifizierung
Technik	Technisch bewährt.	Abhängig von der Elektrifizierung der Aufbereitungsplattform.
Umweltbelastung und Sicherheit	Dies verursacht Emissionen in die Luft, darunter CO ₂ , Stickoxide und Kohlenwasserstoffe.	Dies verursacht während der Bohrphase nur geringe Emissionen in die Luft, da deutlich weniger fossile Brennstoffe verbraucht werden.
Zulässigkeit	Zulässig	Zulässig

3.6 Auswahl von Varianten für die Versorgungsbasis und den Hub-schrauberlandeplatz

Für zwei Aspekte der Logistik innerhalb der von ONE-Dyas vorgeschlagenen Aktivität bestehen realistische Varianten (siehe Abbildung 29). Diese Varianten werden für jeden Aspekt in diesem Kapitel beschrieben und dann auf der Grundlage der Auswahlkriterien in Kapitel 3 dieses Unterberichts auf ihre Durchführbarkeit geprüft.

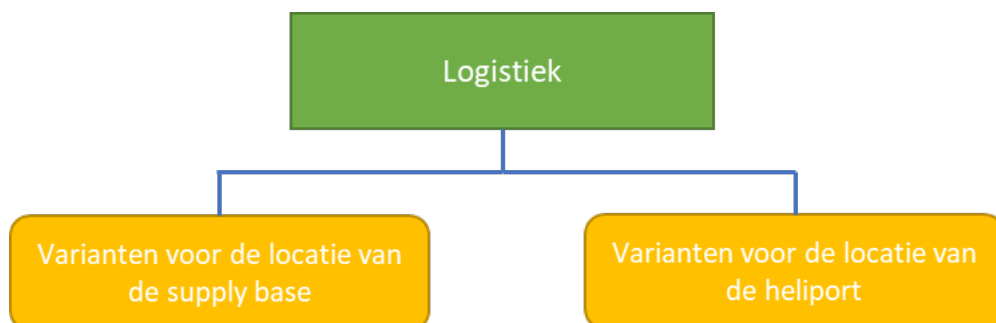


Abbildung 42: Aspekte der Logistik, für die es realistische Varianten gibt

3.6.1 Varianten für den Standort der *Supply Base*

Zusammenfassung der Bewertung

Für den Standort des Versorgungshafens (*Supply Base*) gibt es zwei mögliche praktikable Varianten:

- Den Helder
- Eemshaven

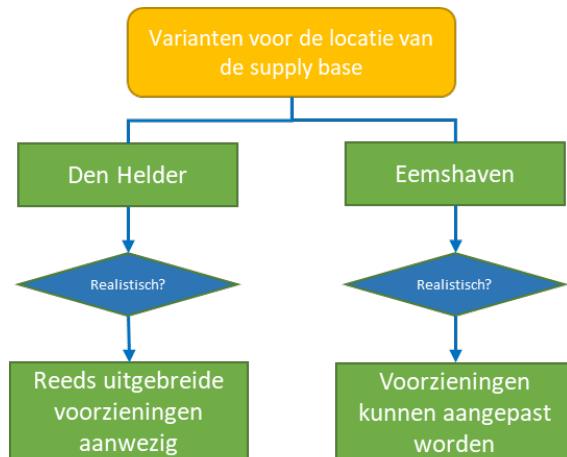


Abbildung 43: Bewertungsvarianten *Supply Base*

Sowohl Den Helder als auch Eemshaven erfüllen die Auswahlkriterien. Beide Varianten werden daher im UVP weiter untersucht.

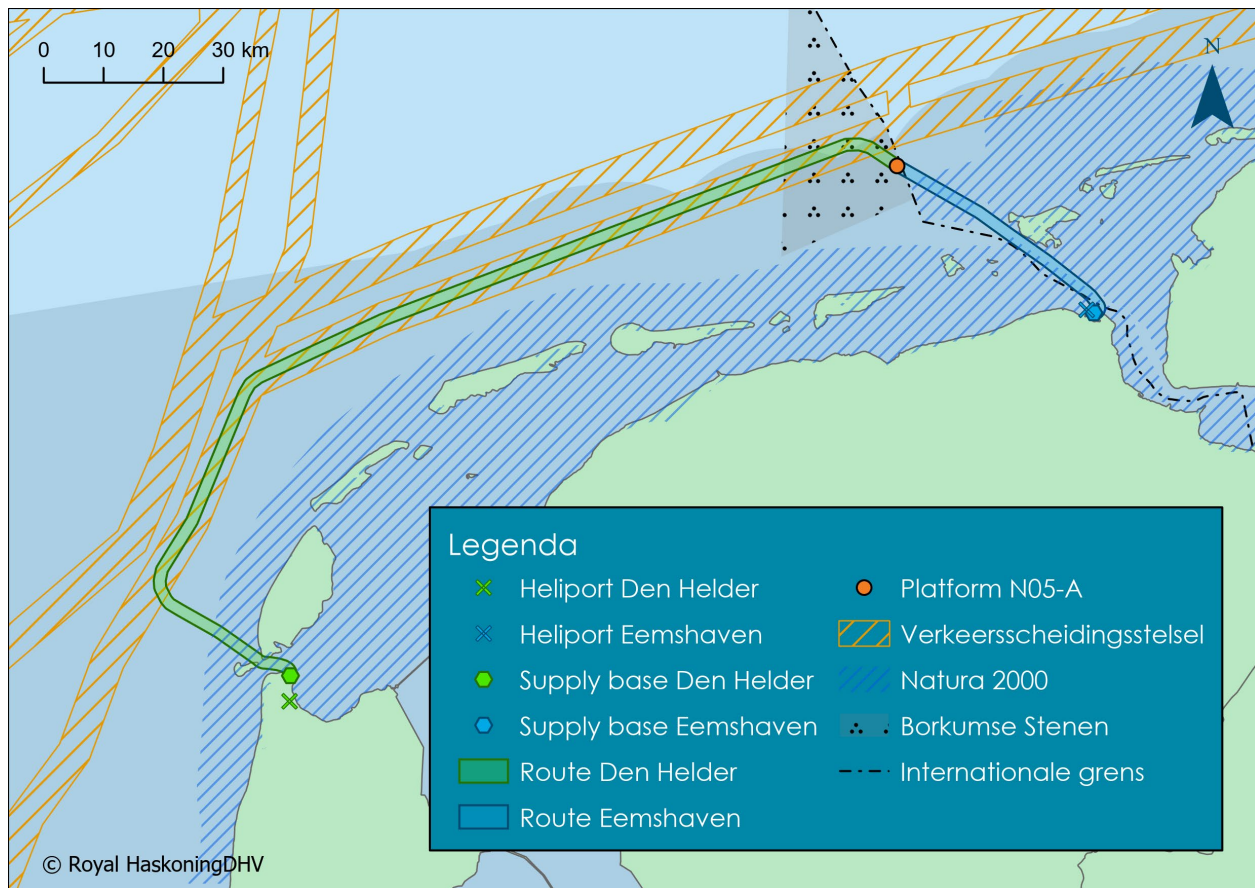


Abbildung 44: Lage der Versorgungsbasis und des Hubschrauberlandeplatzes in Den Helder und Eemshaven

Den Helder

Der Hafen von Den Helder ist der größte niederländische Versorgungstützpunkt und wird derzeit zur Versorgung von etwa einhundertsechzig Offshore-Förder- und Bohrplattformen in der niederländischen Nordsee genutzt. In Den Helder werden die Schiffstransporte einer Reihe von Öl- und Gasunternehmen zusammengelegt, um die Gesamtzahl der Transporte zu reduzieren.

Die Fahrstrecke von Den Helder bis zum Standort der Plattform beträgt etwa 180 Kilometer. Die Emissionen in die Luft und die damit verbundenen Auswirkungen (Luftqualität, Stickstoffdeposition) sind daher bei dieser Variante höher als bei einem Schifffahrtsweg ab Eemshaven. Die Schifffahrtsroute von Den Helder verläuft über f15 bis 20 Kilometer durch die Natura-2000-Gebiete des Wattenmeeres und der Nordseeküste.

Eemshaven

Eemshaven dient als logistischer Hub für Schifffahrtswege in Nordwesteuropa und als *Supply Base* für den Offshore-Windenergiesektor. Künftige Erweiterungen des Hafens sind besonders auf das schnelle Wachstum des letztgenannten Sektors ausgerichtet.

Die Fahrstrecke von Eemshaven bis zum Standort der Plattform beträgt etwa 50 Kilometer. Die Emissionen in die Luft und die damit verbundenen Auswirkungen (Luftqualität, Stickstoffdeposition) sind daher bei dieser Variante geringer als bei einem Schifffahrtsweg ab Den Helder. Die Schifffahrtsroute ab Eemshaven verläuft auf einer Länge von etwa 30 Kilometern durch oder direkt an den Natura 2000-Gebieten Wattenmeer, Nordseeküste und/oder Niedersächsisches Wattenmeer und angrenzendes Küstenmeer.

Bewertung der Varianten

Tabelle 15: Bewertung der Durchführbarkeit der Varianten für die Supply Base

Aspekt	Den Helder	Eemshaven
Technik	In Den Helder gibt es umfangreiche Einrichtungen, die speziell auf den Offshore-Öl- und Gassektor ausgerichtet sind.	Eemshaven verfügt derzeit hauptsächlich über Einrichtungen für Betreiber von Offshore-Windparks.
Umweltbelastung und Sicherheit	Die Fahrstrecke beträgt 180 km und verursacht mehr Emissionen in die Luft.	Die Fahrstrecke beträgt 50 km und verursacht weniger Emissionen in die Luft. Diese Route läuft über eine etwas größere Strecke entlang weiterer N2000-Gebiete.
Zulässigkeit	Zulässig	Zulässig

3.6.2 Varianten für die Lage des Hubschrauberlandeplatzes

Zusammenfassung der Bewertung

Für den Standort des Hubschrauberlandeplatzes oder Hubschrauberlandeplatzes gibt es zwei mögliche praktikable Varianten:

- Den Helder
- Eemshaven

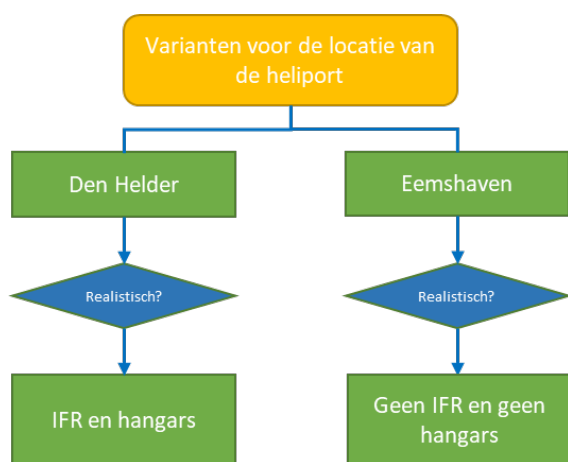


Abbildung 45: Bewertungsvarianten eines Hubschrauberlandeplatzes

Sowohl Den Helder als auch Eemshaven erfüllen die Auswahlkriterien. Beide Varianten werden daher im UVP weiter untersucht.

Den Helder

Der Flughafen Den Helder ist der größte niederländische Offshore-Hubschrauberlandeplatz. Praktisch alle Hubschrauberflüge zu Produktions- und Bohrplattformen an der niederländischen Nordsee gehen von diesem Flughafen aus. Der Flughafen Den Helder verfügt über Einrichtungen, mit denen die Navigation auf Instrumenten (Instrumentenflugregeln oder IFR) möglich ist. Dadurch ist es möglich, Flüge bei Dunkelheit und schlechten Wetterbedingungen durchzuführen. Der Flughafen Den Helder verfügt über Hangars zum Abstellen von Hubschraubern.

Die Flugroute von Den Helder zur N05-A verläuft über die Natura-2000-Gebiete Dünen von Den Helder-Callantsoog und die Nordseeküstenzone.

Eemshaven

Der Hubschrauberlandeplatz Eemshaven ist seit September 2019 in Betrieb. Hubschrauberflüge von Eemshaven aus werden derzeit für den Transport von Wartungspersonal zu Offshore-Windparks und für Ambulanz- und Traumaflüge durchgeführt. Der Hubschrauberlandeplatz Eemshaven verfügt nicht über IFR-Einrichtungen. Folglich ist es nur möglich, nach Sicht (Visual Flight Rules oder VFR) zu navigieren. Das bedeutet, dass bei schlechter Sicht weniger oder gar keine Flüge durchgeführt werden können. Der Hubschrauberlandeplatz Eemshaven verfügt nicht über Hangars zum Abstellen von Hubschraubern. Daher müssen der erste und der letzte Flug des Tages immer von einem nahe gelegenen Flughafen starten, was die Flugdistanzen vergrößert. Der nächste Hubschrauberlandeplatz befindet sich in Emden (Deutschland). Aus operativer Sicht ist es kompliziert, ständig Personal über die Grenze zu transportieren. Die Flugroute von Eemshaven zur N05-A verläuft über die Natura 2000-Gebiete Wattenmeer und/oder Niedersächsisches Wattenmeer und das angrenzende Küstenmeer.

Bewertung der Varianten

Tabelle 16: Bewertung des Realismus der Hubschrauberlandeplatzvarianten

Aspekt	Den Helder	Eemshaven
Technik	Sie können hier bei allen Wetterbedingungen fliegen. Es gibt Hangars.	Es ist nicht möglich, hier bei allen Wetterbedingungen zu fliegen. Es gibt keine Hangars.
Auswirkungen auf die Umwelt	Die Flugroute verläuft über die Natura-2000-Gebiete Dünen von Den Helder-Callantsoog und die Nordseeküstenzone.	Die Flugroute verläuft über die Natura 2000-Gebiete Wattenmeer und/oder Niedersächsisches Wattenmeer und das angrenzende Küstenmeer.
Zulässigkeit	Zulässig	Zulässig



Royal HaskoningDHV ist ein unabhängiges, internationales Ingenieur- und Projektmanagement-Beratungsunternehmen mit über 138 Jahren Erfahrung. Unsere Fachleute erbringen Dienstleistungen in den Bereichen Luftfahrt, Gebäude, Energie, Industrie, Infrastruktur, Schifffahrt, Bergbau, Verkehr, städtische und ländliche Entwicklung und Wasser.

Mit dem Fachwissen und der Erfahrung von 6 000 Kollegen auf der ganzen Welt arbeiten wir für öffentliche und private Kunden in über 140 Ländern. Wir verstehen den lokalen Kontext und liefern angemessene lokale Lösungen.

Wir konzentrieren uns darauf, unseren Kunden einen Mehrwert zu bieten und gleichzeitig die Herausforderungen anzugehen, mit denen die Gesellschaften konfrontiert sind. Dazu gehören die wachsende Weltbevölkerung und die Folgen für Städte und Gemeinden; die Frage nach sauberem Trinkwasser, Wasserversorgung und Wassersicherheit; der Druck auf Verkehr und Transport; die Verfügbarkeit von Ressourcen und die Frage nach Energie und die Abfallprobleme der Industrie.

Wir sind bestrebt, unsere Auswirkungen auf die Umwelt zu minimieren, indem wir bei unseren Projekten, unserer eigenen Geschäftstätigkeit und durch die Rolle, die wir im ‚Zurückgeben‘ an die Gesellschaft sehen, mit gutem Beispiel vorangehen. Indem wir gemeinsam mit unseren Kunden eine Führungsrolle in den Bereichen nachhaltige Entwicklung und Innovation übernehmen, arbeiten wir daran, Teil der Lösung für eine nachhaltigere Gesellschaft jetzt und in der Zukunft zu werden.

Unser Hauptsitz befindet sich in den Niederlanden, weitere Hauptsitze befinden sich im Vereinigten Königreich, in Südafrika und Indonesien. Darüber hinaus haben wir Büros in Thailand, Indien und Nord- und Südamerika, und wir sind seit langem in Afrika und im Nahen Osten präsent.

royalhaskoningdhv.com