

Datum 10. Dezember 2019
An ONE-Dyas
Autor Treecon
Betreff 2019173 / A201 – Technische Notiz: Schiffskollision N05-A

Einführung

Diese Notiz wurde erstellt, um die Häufigkeit von Schiffskollisionen für die Anlage N05-A darzustellen, die in der quantitativen Risikobewertung, die im Rahmen der nächsten Phase des Projekts erstellt wird, verwendet wird. Die Daten zur Häufigkeit von Schiffskollisionen stammen aus der Studie zu Schiffskollisionen (Marin, Platform Collision Risk Study for N5-A, Report No. 32287-1-MO), die für den Standort der Offshore-Anlage durchgeführt wurde. Die Marin-Studie basiert auf realen statistischen Schiffsdaten.

Häufigkeit von Schiffskollisionen

In **Tabelle 1** ist die Häufigkeit von Schiffskollisionen für die Förderplattform N05-A aufgeführt.

Tabelle 1. Marin-Daten zur Häufigkeit von Kollisionen für N05-A (pro Jahr) (Quelle: Marin-Studie)

Kinetische Energie in MJ	Rammen	Driften	Gesamt
<1	5.43E-06	1.03E-03	1.03E-03
1–3	7.54E-06	2.10E-04	2.17E-04
3–5	1.96E-05	3.82E-05	5.78E-05
5–10	4.59E-05	3.69E-05	8.28E-05
10–15	1.30E-05	2.41E-05	3.71E-05
15–50	3.48E-04	5.07E-05	3.99E-04
50–100	5.10E-04	1.35E-05	5.23E-04
100–200	2.70E-04	4.19E-06	2.75E-04
>200	1.04E-03	3.79E-07	1.04E-03
Gesamt	2.26E-03	1.41E-03	3.66E-03

Für die quantitative Risikobewertung werden die folgenden Schadensprofile verwendet:

Tabelle 2. Schadensprofile

Kinetische Energie in MJ;	Schadensprofil
<3 MJ	<u>Geringfügig zu reparieren</u>
3–15 MJ	<u>Deformation der Konstruktion</u>
15–50 MJ	<u>Partielles Versagen der Konstruktion</u>
>50 MJ	<u>Einsturz der Plattformkonstruktion</u>

Häufigkeit von Schiffskollisionen Plattform mit Bohrinself

In der Marin-Studie wurde die Häufigkeit von Schiffskollisionen für die Plattform und die Bohrinself berechnet, und zwar für das Szenario einer Schiffskollision während des Bohrens der Bohrlöcher. Die Abmessungen der Plattform und der Bohrinself wurden mit 153 x 78 m angenommen.

Tabelle 3 Häufigkeit von Schiffskollisionen Plattform mit Bohrinself (als eine Konstruktion betrachtet)

Kinetische Energie	Rammen
<50	3.35E-03
>50	3.99E-03
Gesamt	7.35E-03

Kollisionsvermeidung

Es können Maßnahmen ergriffen werden, um Kollisionen zu vermeiden. Die Daten über und die Wahrscheinlichkeit einer effektiven Kollisionsvermeidung sind den DNV-Daten entnommen (DNVGL Recommended Practice, Risk Assessment of Pipeline protection, Referenz DNV-RP-F107). Die DNV-Daten beinhalten nicht die Verwendung der Überwachung durch ein automatisches Identifikationssystem (AIS). Wenn ein AIS verwendet und aktiv von der zentralen Leitwarte an Land überwacht wird, wird die Risikominderung auf 75 % geschätzt. Es wird davon ausgegangen, dass durch die Überwachung von Live-AIS-Daten während des Zeitraums, in dem die Plattform bemannt ist, das Personal im zentralen Kontrollraum an Land Maßnahmen in Richtung des auf Kollisionskurs befindlichen Schiffs und des Plattformpersonals ergreifen kann.

Tabelle 4. Systeme zur Kollisionsvermeidung

Maßnahme zur Kollisionsvermeidung	Reduktionsfaktor der Kollisionsvermeidung [-]
Bereitschaftsschiff	0,84
AIS (Automatisches Identifikationssystem)	0,75

Die AIS-Überwachung wird als Vermeidungssystem während der Produktionsphase eingesetzt. Im Falle einer Bohrung wird ein Bereitschaftsschiff in der Nähe der Anlage liegen.

Die in dieser Notiz genannte Häufigkeit von Kollisionen beinhalten nicht den Reduktionsfaktor der Kollisionsvermeidung.

Risiken von Schiffskollisionen

In diesem Memo wird die Häufigkeit von Schiffskollisionen auf der Grundlage von Echtzeitdaten für die Anlage N05-A aufgeführt. Außerdem werden Risikominderungsfaktoren für die verschiedenen Vermeidungssysteme vorgestellt. Die Risiken für das Personal auf der Plattform werden quantifiziert und anhand der ONE-Dyas-Risikokriterien in der quantitativen Risikobewertung (QRA) ausgewertet. Die QRA wird die Risiken für Schiffskollisionen einschließen.

N05-A Pipeline-Planung

Risikobewertung und Analyse abgeworfener Objekte

DOKUMENTNUMMER:

N05A-7-10-0-70030-01

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

Revision	Datum	Beschreibung	Urheber	Prüfer	Genehmigt durch
01	02.01.2020	Für Kommentare			
02	24.01.2020	Zur Genehmigung			

Kunde

ONE-Dyas B.V.

Projekt

N05-A Pipeline-Planung

Dokument

Risikobewertung und Analyse abgeworfener Objekte

Projektnummer

19018

Dokumentnummer

N05A-7-10-0-70030-01

Kundendokumentnummer

N05A-7-10-0-70030-01

Revision

02

Datum

24.01.2020



enersea®

offshore energy

consultancy

design

engineering

enersea.nl

Revisionsverlauf

Revision	Beschreibung
01	Für Kundenkommentare
02	Kundenkommentare eingebunden

Revisionsstatus

Revision	Beschreibung	Ausstellungsdatum	Vorbereitet	Geprüft	Genehmigung Enersea	Kundengenehmigung
01	Für Kundenkommentare	02-01-2020	JvdB	PF	PF	
02	Für Kundengenehmigung	24-01-2020	JvdB	PF	PF	

Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung	1
1.1.	Projekteinführung	1
1.2.	Zweck und Geltungsbereich des Dokuments	1
1.3.	Einheitensystem	1
1.4.	Abkürzungen	2
1.5.	Quellen.....	2
2.	Zusammenfassung	3
3.	Sicherheitskriterien der niederländischen Behörden	4
3.1.	NEN 3656	4
4.	Planungsdaten	5
4.1.	Pipeline-Daten.....	5
4.2.	Koordinaten der wesentlichen Einrichtungen	6
4.3.	Bathymetrie und Verlauf der Pipeline	6
4.4.	Eigenschaften des Meeresbodens	7
4.5.	Eigenschaften von Verfüllbaustoffen und Steinbermen	7
5.	Gefahren	8
5.1.	Gefahren	8
5.2.	Klassifizierung der Schäden	8
5.3.	Methodik zur Klassifizierung abgeworfener Objekte	10
5.4.	Methodik für abgeworfene und schleppende Anker	11
6.	Risikoanalyse anderer Gefahren	12
6.1.	Konstruktion, Fertigung und Installation (DFI).....	12
6.2.	Natürliche Risiken.....	12
6.3.	Korrosion.....	12
6.4.	Statik	12
6.5.	Betriebs-/Prozessfehler.....	12
7.	Risikoanalyse von Gefährdungen durch Fremdeinwirkung	13
7.1.	Allgemein	13
7.2.	Schifffahrtsverkehr	13
7.3.	Daten zur Schiffsklassifizierung	14
7.4.	Schiffsunfälle	14
7.5.	Steigleitungsschaden durch Plattformkollision	14
7.6.	Risikoanalyse der Auswirkungen von Fanggeräten	15
7.7.	Sinkende Schiffe	15
7.8.	Häufigkeit von abgeworfenen und schleppenden Ankern	16
7.9.	Schäden durch abgeworfene und schleppenden Anker	18
7.10.	Schäden durch Ankerabwurf	18
7.11.	Schäden durch Ankerschleppen	21
7.12.	Wahrscheinlichkeit von Schäden durch Ankerabwurf und -schleppen	22
7.13.	Kumulierte Schäden durch abgeworfene und schleppende Anker	23
7.14.	Schifffahrtsdichten	23
8.	Analyse abgeworfener Objekte	25
8.1.	Aufprallenergie eines abgeworfenen Objekts	25
8.2.	Energiekapazität von Steinschüttung	26

9.	Schlussfolgerungen	27
A.	Risikountersuchung und -bewertung	28
B.	Risikoregister	29
C.	Referenzkurven für abgeworfene und schleppende Anker	30
D.	Modell der plastischen Verformung	32
E.	Berechnungen für abgeworfene Anker	33
F.	Berechnungen für schleppende Anker	35
G.	Plattformansatz	36

1. Einführung

1.1. Projekteinführung

One-Dyas plant, eine erfolgreich abgeteufte Bohrung im Block N05-A des niederländischen Kontinentalschelfs in der Nordsee zu entwickeln. Weitere Bohrungen werden an diesem Standort durch den gleichen Mantel gebohrt. Es ist geplant, die Bohrungen durch die Installation einer Plattform und einer Gasexportpipeline mit Anschluss an die NGT-Pipeline @KP142.1 zu entwickeln. Die ungefähre Länge der Pipeline beträgt 14,7 km.

Außerdem wird ein Stromkabel vom Riffgat-Windpark zur N05-A Plattform verlegt.

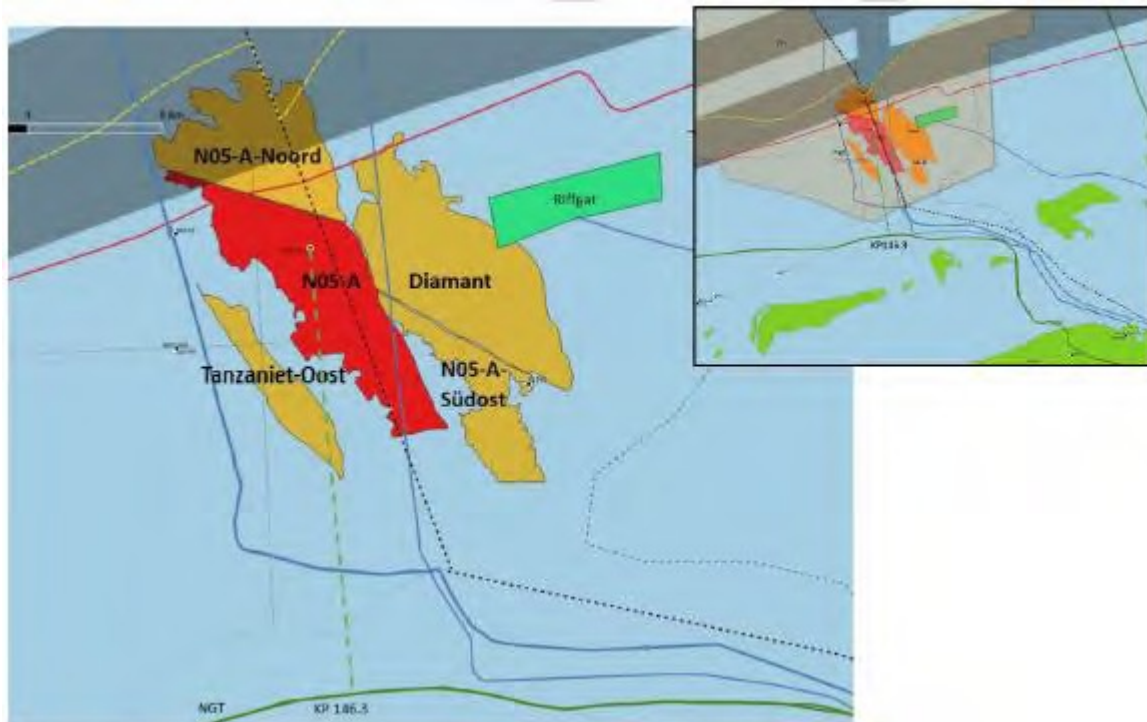


Abbildung 1, N05A Feldanordnung

1.2. Zweck und Geltungsbereich des Dokuments

Dieses Dokument erfüllt die Anforderungen für Risikobewertungen für die 20-Zoll-Pipeline von der N05-A-Plattform zum Anbindungsort am NGT sowie zur Einhaltung der niederländischen Codes (Quelle [3]) und Vorschriften. Der Bericht enthält die Ergebnisse des RIE-Workshops. Das Risikoregister ist in Anhang B erfasst.

Die quantitative Risikobewertung für die typischen Gefährdungen durch Fremdeinwirkung im Unterwasserbereich basiert auf der allgemeinen Praxis der Industrie, technischen Einschätzungen und AIS-Schiffsdaten, die zur Bestimmung der Schiffsdichte verwendet wurden.

Die vorgestellten Analysen beinhalten sowohl den Fall der erdverlegten als auch den Fall der nicht erdverlegten Pipeline.

1.3. Einheitensystem

Alle verwendeten Abmessungen und Berechnungen basieren auf dem Internationalen Einheitensystem (SI), sofern nicht anders angegeben.

1.4. Abkürzungen

AIS	Automatisches Identifikationssystem
ALARP	As Low As Practical Achievable So niedrig wie praktisch machbar
BoD	Basis of Design Konstruktionsgrundlage
CWC	Concrete Weight Coating Betongewicht Beschichtung
DWT	Dead Weight Tonnage Leergewicht Tonnage
DFI	Design Fabrication and Installation Konstruktion Fertigung und Installation
DNV	Det Norsk Veritas
DNVGL	Det Norsk Veritas & Germanischer Lloyds
DWT	Dead Weight Tonnage
ESDV	Emergency shutdown valve Notabschaltventil
NEN	Nederlands Normalisatie-Instituut
NGT	Noord-Gas-Transport B.V.
PIMS	Pipeline Integrity Management System Pipeline-Integritätsmanagement-System
RIER	Risk Inventarisation and Evaluation Risikoinventarisierung und -bewertung
ToP	Top of Pipe Oberseite der Pipeline
TPI	Third Party Interference Eingriffe Dritter

1.5. Quellen

- [1] Overheidsbeleid inzake de aanleg van offshore pijpleidingen voor het transport van olie en/of gas (Regierungsrichtlinien zum Bau von Offshore-Pipelines für den Transport von Öl und/oder Gas), Schreiben des niederländischen Wirtschaftsministeriums an NOGEPA vom 03. November 1987;
- [2] Risk analyses and burial requirements for Dutch Continental Shelf pipelines, D. Schaap a.o., 1987 (Risikoanalysen und Erdverlegungsanforderungen für Pipelines des niederländischen Kontinentalschelfs);
- [3] Eisen voor Stalen Transportleidingssystemen, NEN 3656 (Anforderung an Transportsysteme für Stahlrohrleitungen);
- [4] Veiligheidsanalyse voor zeeleidingen, Rijkswaterstaat Directie Noordzee (Sicherheitsanalyse für See-Pipelines, Rijkswaterstaat Generaldirektion Nordsee);
- [5] -;
- [6] Monitoring-nautische-veiligheid-2013-noordzee (Überwachung-nautische-Sicherheit-2013-Nordsee);
- [7] Beleidsnota Scheepvaartverkeer Noordzee „Op Koers, Nr. 17408-26, Ministerie van Verkeer en Waterstaat (Anmerkung zur Schifffahrtspolitik in der Nordsee „Op Koers“, Nr. 17408-26, Ministerium für Verkehr, öffentliche Arbeiten und Wasserwirtschaft), Januar 1987;
- [8] Snelle reparatie Unocal-pijp volgens het boekje verlopen, Offshore Visie Magazine (Schnelle Reparatur von Unocal-Rohrleitungen nach Vorschrift, Offshore Visie Magazine), Juni 1988;
- [9] Mooring Anchors (Liegeplatzanker), The society of Naval Architects and Marine Engineers Transactions, Vol 67, 1959;
- [10] Lloyd's „Register of Ships“ (Lloyd's „Schiffsregister“);
- [11] DNV RP-F107 – Risk Assessment of Pipeline Protection (Risikobewertung des Pipelineschutzes) - Oktober 2010;

- [12] DNV-RP-C204 - Design against accidental loads (Auslegung gegen zufällige Lasten) – November 2014;
- [13] DNV-RP-F111 (2010) – Interference between trawl gear and pipelines (Interferenz zwischen Schleppnetzen und Pipelines)
- [14] N05A-1-10-0-10001-01 FEED BOD platform facility (FEED BSB-Plattformanlage);
- [15] Marin-Studie, Plattformkollision N05A, 32287-1-MO-Revision 0, November 2019;
- [16] Geo XYZ, Vermessungen, 2019 LU0022H-553-RR-04-2.1, LU0022H-553-RR-05-1.1, LU0022H-553-RR-02;
- [17] N05A-7-51-0-72510-01-03 – Übersichtszeichnung des Feldes;
- [18] N05A-7-10-0-70031-01-01 – Routenauswahlbericht;

2. Zusammenfassung

Dieser Bericht präsentiert die Ergebnisse der Pipeline-Risikobewertungen für die Export-Pipeline, die die zukünftige ONE-Dyas-Plattform N05A mit NGT verbinden wird. Aufgrund des Schiffsverkehrs entlang der südlichen Schifffahrtswege und des ein- und ausgehenden Verkehrs der Ems-Dollart-Häfen ist die Schiffsdichte im gesamten Gebiet hoch.

Die mit einer hohen Schiffsdichte verbundenen Gefahren für die Pipeline durch die Schifffahrt von Drittparteien, wie z. B. abgeworfene und schleppende Anker, erfordern zusätzliche Maßnahmen zum Schutz der Pipeline und der Haspel.

Am 3. Dezember 2019 fand ein Pipeline-RIE-Workshop statt. Die folgende Liste enthält in Kurzform die Ergebnisse und Highlights. Es wird auch auf die Anhänge A und B verwiesen.

- Gefährdung der Installation durch Verlegung, Grabenaushub und Durchführbarkeiten der Anschlüsse;
- Gefährdungen durch Fremdeinwirkung. Häufige Gefährdungen für Unterwasser-Pipelines sind abgeworfene Objekte, abgeworfene und schleppende Anker und die Auswirkungen von Fanggeräten;
- Natürliche Risiken, bezogen auf die Stabilität am Boden;

In diesem Bericht werden die Gefährdungen für Unterwasser-Pipelines durch Fremdeinwirkung im Detail analysiert.

Abgeworfene und schleppende Anker stellen die größte Gefährdung dar. Tabelle 1 zeigt das Ergebnis der Wahrscheinlichkeit im Verhältnis zum Deckungsgrad ToP und den Schiffsverkehrsdichten entlang der Route.

Tabelle 1 Übersicht Leckwahrscheinlichkeit der Pipeline (abgefallene und schleppende Anker)

KP Abschnitt	Schiffsdichte/ 1000 km ²	Erdverlegte Überdeckung ToP				Nicht erdverlegt 140 mm CWC
		0,6 m	0.7 m	0.8m	1.0 m	
0.0 - 2.7	45	$1.21 \cdot 10^{-6}$	$1.00 \cdot 10^{-6}$	$0.79 \cdot 10^{-6}$	$0.78 \cdot 10^{-6}$	$1.39 \cdot 10^{-6}$
2.7 - 8.0	15	$0.40 \cdot 10^{-6}$	$0.33 \cdot 10^{-6}$	$0.26 \cdot 10^{-6}$	$0.26 \cdot 10^{-6}$	$0.46 \cdot 10^{-6}$
8.0 - 12.7	45	$1.21 \cdot 10^{-6}$	$1.00 \cdot 10^{-6}$	$0.79 \cdot 10^{-6}$	$0.78 \cdot 10^{-6}$	$1.39 \cdot 10^{-6}$
12.7 - 14.7	27	$0.73 \cdot 10^{-6}$	$0.60 \cdot 10^{-6}$	$0.48 \cdot 10^{-6}$	$0.47 \cdot 10^{-6}$	$0.83 \cdot 10^{-6}$

Innerhalb der Zone mit hoher Schiffsverkehrsdichte sollte die Pipeline-Überdeckung ToP (Top of Pipe) 0,7 m betragen, um den akzeptablen Risikograd ($\leq 1,00 \cdot 10^{-6}$) zu erfüllen. In Gebieten mit geringerer Dichte könnte eine Erdverlegung mit einer ToP-Überdeckung von 0,6 oder eine nicht erdverlegte CWC-Pipeline angewendet werden.

Interferenzen durch Fischfanggeräte und sinkende Schiffe werden als geringes Risiko erachtet.

Das Risiko von abgeworfenen Objekten in der Nähe der Plattform wird durch eine Steinberme in Höhe von 0,65 m auf der Rohrleitung vollständig gemindert, was in Abschnitt 8 analysiert wird.

3. Sicherheitskriterien der niederländischen Behörden

Die Politik hinsichtlich der Sicherheitskriterien für Offshore-Pipelines ist in [1], gültig ab 1987 und [3] festgelegt.

Die niederländischen Behörden fordern eine minimale Bodenbedeckung von 0,2 [m] für Pipelines mit einem Durchmesser kleiner als 16 Zoll, basierend auf der maximalen Eindringtiefe von Schleppnetzen in den Meeresboden, um so jeglichen Kontakt zwischen Fanggeräten und Offshore-Pipelines zu vermeiden. Für Gebiete, die als Schifffahrtswege und Ankerabwurfgebiete ausgewiesen sind, ist eine minimale Überdeckungstiefe von 0,6 [m] obligatorisch.

Pipelines mit einem Außendurchmesser von 400 mm oder mehr müssen nicht gemäß der NEN 3656 erdverlegt werden.

Wenn während der Betriebsdauer natürliche Schwankungen des Meeresbodens auftreten können, ist eine entsprechende zusätzliche Überdeckung zur erforderlichen Mindestüberdeckung hinzuzufügen.

In jedem Fall müssen die folgenden Bedingungen erfüllt sein:

- Die erwartete Häufigkeit von Pipeline-Schäden, die durch Fremdeinwirkung verursacht werden und zu einem Leck führen, sollte weniger als 10^{-6} pro km Pipeline und Jahr betragen;
- Die daraus resultierende Freisetzung von flüssigen Kohlenwasserstoffen sollte weniger als 100 m³, 400 m³, 700 m³ für eine Pipeline betragen, die sich innerhalb von 12 Seemeilen vor der Küste bzw. zwischen 12 und 25 Meilen vor der Küste und über 25 Meilen vor der Küste befindet,

3.1. NEN 3656

Die NEN 3656 bietet eine Anleitung zur Risikobewertung von Pipelines gemäß den Vorschriften der niederländischen Behörde. Die in der NEN 3656 [3] vorgeschlagene Methodik zur Risikountersuchung und -bewertung (RIE) wurde angewandt. Es wird auf die Anhänge A und B verwiesen.

4. Planungsdaten

Alle Planungsdaten, die für die Risiko- und Sicherheitsberechnungen für die Pipeline berücksichtigt wurden, sind in den folgenden Unterabschnitten dargestellt und wurden aus der BoD, Quelle [14], entnommen. Es ist zu beachten, dass die Auslegung der Pipeline noch im Gange ist und sich die Daten der Pipeline ändern können.

4.1. Pipeline-Daten

Die in der Analyse berücksichtigten Ausgangsdaten der Pipeline-Konstruktion sind in den folgenden Tabellen dargestellt. **Tabelle 2** präsentiert die Daten der Pipeline, während **Tabelle 3** die Materialeigenschaften des verwendeten Stahls darstellt.

Tabelle 2, Pipeline-Daten

Eigenschaft	Wert	
Produkt transportiert	Erdgas (taupunktiertes Gas und Kondensat)	
Lebenszyklus der Konstruktion	25 Jahre	
Ungefähre Länge	14.637 km	
Stahlwerkstoffsorte (ISO3183-NEN 3656)	L360 / X52	
Außendurchmesser der Rohrleitung	20 Zoll/508 mm	
Wandstärke	20,62 mm	
Wanddickentoleranz	-/+ 1,5 mm (HFI)	
Korrosionszulage	5 mm	
Minimaler Unterwasser-Heißbiegeradius	2540 mm (5D)	
Beschichtungen und Isolierungen		
Antikorrosionsbeschichtung	3 Schichten Polypropylen	
Dicke der Antikorrosionsschicht	3 mm	
Dichte der Antikorrosionsbeschichtung	900 kg/m³	
Wärmedämmung	N/A	
	Nicht erdverlegt	Erdverlegt
Typ der Außenbeschichtung	Betongewicht Beschichtung	keine
Dicke der Außenbeschichtung	140 mm	-
Dichte der Außenbeschichtung	3300 kg/m³	-

Tabelle 3, Materialeigenschaften

Eigenschaft	Wert
Werkstoff (ISO 3183)	L360
Dichte (kg/m ³)	7850
Spezifizierte Mindeststreckgrenze bei 20C (MPa)	360
Spezifizierte Mindeststreckgrenze bei 50C (MPa)	360
Spezifizierte Mindestzugfestigkeit bei (MPa)	460
Youngs-Modul (GPa)	207
Poissonzahl (-)	0.3
Wärmeausdehnungskoeffizient (m/m C)	1.17 x 10 ⁻⁵

Zusätzliche Rohrleitungseigenschaften.

NEN 3656, erfordern eine Reihe von mechanischen Eigenschaften des Pipeline-Materials. Diese nicht quantifizierten Maßnahmen bieten zusätzliche Sicherheitsmargen (Plastizität, Duktilität und Rissbildung), um die Pipeline vor Schäden zu schützen und katastrophale Brüche zu verhindern. Diese Maßnahmen sind unter anderem:

- Verhältnis Streckgrenze/Zugfestigkeit $\leq 0,90$, um eine Plastizitätsspanne für die Installation zu ermöglichen;
- Charpy-V-Prüfung zusätzlich zur Leitungsrohrnorm, um duktile Ausdehnung und Sprödbbruch zu verhindern;

- Niedrige Kohlenstoffäquivalente in der Materialzusammensetzung und in den Schweißzonen zur Vermeidung von Verhärtungen und zur Verringerung der Rissanfälligkeit;

4.2. Koordinaten der wesentlichen Einrichtungen

Die folgenden Plattform- und Zielboxpositionen wurden aus Quelle [17] abgeleitet und sind in Tabelle 4 dargestellt.

Tabelle 4, Koordinaten der wesentlichen Einrichtungen

Artikel	Nördliche Ausrichtung (m)	Östliche Ausrichtung (m)
N05A Plattform	5 954 650	721 607
Position des NGT-Hot-Tap	5 940 532	718 766
N05A Plattform-Zielbox	5 954 608	721 622
NGT Anzapf-Zielbox	5 940 549	718 738
Wassertiefe an der N05A-Plattform	Ca. 26 m LAT	
Wassertiefe am NGT-Hot-Tap	9,8 m LAT	

4.3. Bathymetrie und Verlauf der Pipeline

Die vorgesehenen Zielboxen an der ONE-Dyas-Plattform und dem NGT-Hot-Tap sind in Abbildung 2 dargestellt.



Abbildung 2, Übersicht über den Verlauf der Pipeline

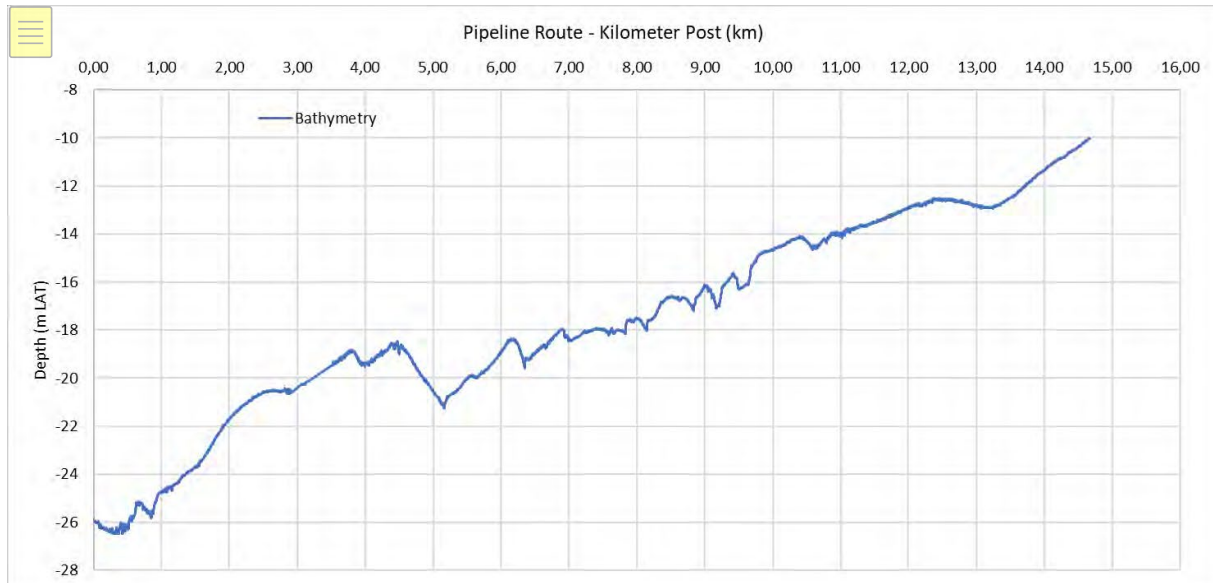


Abbildung 3, Bathymetrisches Profil entlang der geplanten Pipelineroute von der Plattform N05A zum NGT-Hot-Tap, Quelle [18].

4.4. Eigenschaften des Meeresbodens

Der Meeresboden ist mit fein- bis mittelförnigem SAND bedeckt, der im Allgemeinen nach Süden hin dicker wird (Quelle [16]). Sand war nicht vorhanden (oder weniger als 0,5 m dick) von KP 0,430 bis KP 0,450, KP 0,757 bis KP 1,045 und in der Nähe von KP 5,0 (Kanal), wo der Untergrund aus Sand mit Tonschichten besteht. Die Bodeneigenschaften beruhen auf Annahmen mit Bezugnahme auf die Berichte der Geo-Vermessungen, Quelle [16]. Die 0,5 m Deckschicht besteht aus mobilen und lockeren Sandeigenschaften. Die Lehmaufschlüsse werden als harter Boden und im Süden die Unterbodensande als mittelhart angenommen.

4.5. Eigenschaften von Verfüllbaustoffen und Steinbermen

Verfüllbaustoffe.

Es wird angenommen, dass die natürliche Verfüllung der Rinne aus lockeren Sanden besteht.

Tabelle 5, Eigenschaften der Verfüllbaustoffe

Eigenschaft	Wert
Bodenart	Sand
Unterwassergewicht (kg/m^3)	850
Winkel der inneren Reibung ϕ , [deg]	28

Steinschüttung.

Für die Steinschüttung werden die folgenden Eigenschaften berücksichtigt, wie in Tabelle 6 angegeben.

Tabelle 6, Eigenschaften der Steinschüttung

Eigenschaft	Wert
Gesteinsdichte [kg/m^3]	2650
Porosität [%]	30
Unterwassergewicht γ , [kN/m^3]	11.4
Winkel der inneren Reibung ϕ , [deg]	40

5. Gefahren

Die Gefahren für die N05A-Pipeline wurden in dem Workshop zur Risikobeurteilung (RIE) qualifiziert. In den Anhängen A und B werden die Workshop-Teilnehmer, die Risikomatrix, das Risikoregister und die Liste der Maßnahmen vorgestellt.

5.1. Gefahren

Unterwasser-Pipelines sind verschiedenen Gefahren ausgesetzt und werden im Allgemeinen in die folgenden Kategorien eingeteilt:

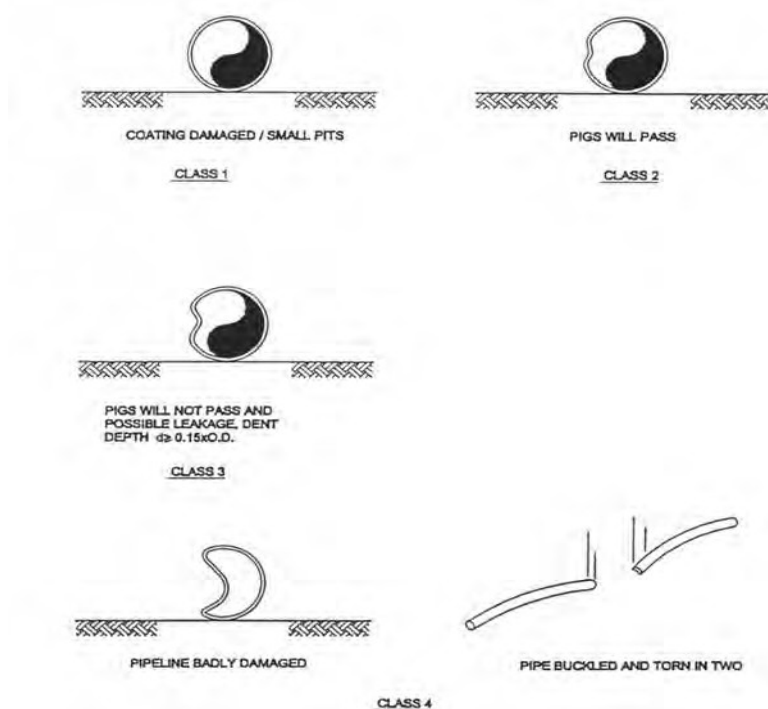
- Gefahren für Konstruktion, Fertigung und Installation;
- Natürliche Risiken (Hanginstabilität, seismische Aktivität, schwerer Sturm, Erosion);
- Schäden durch Fremdeinwirkung (Schifffahrt, Fischerei);
- Gefährdung durch Korrosion;
- Gefährdungen für die Konstruktion;
- Gefahren für Betrieb und Prozess;

Während des Workshops wurden alle Bedrohungen betrachtet und bewertet, ob diese plausibel sind, was sie möglicherweise verursacht und mit welchen potenziellen Auswirkungen, welche anfänglichen Barrieren in der Planung in Betracht gezogen werden, wobei das Risiko als Kombination aus Wahrscheinlichkeit und Schweregrad bewertet wird und welche Kontrollen und Schutzmaßnahmen ergriffen werden, um das Risiko auf ein akzeptables Niveau zu reduzieren oder ob eine ALARP-Analyse erforderlich ist.

Es ist zu beachten, dass diese Risikobewertung ein „dynamischer“ Prozess ist, der eine Aktualisierung erfordert, wenn das Projekt in die folgenden Phasen übergeht.

5.2. Klassifizierung der Schäden

Die potenzielle Auswirkung von Gefahren ist die Beschädigung der Pipeline und letztendlich der Verlust des Containments. Das Hauptthema dieses Berichts sind Schäden durch Fremdeinwirkung, und um Analysen durchzuführen, werden die Schäden in vier Klassen mit unterschiedlichem Schweregrad gemäß [11] unterteilt,



siehe Abbildung 4.

Abbildung 4, Schadensklassifizierung

Alle Folgen von Gefährdungen durch Fremdeinwirkung, wie z. B. abgeworfene Objekte und abgeworfene und schleppende Anker, werden so modelliert, dass sie zu einer der Schadensklassen führen.

KLASSE 1:

Schäden am Beschichtungssystem werden als Schäden der Klasse 1 bezeichnet. Diese Art von Schäden ist kurzfristig nicht schwerwiegend und beschränkt sich im Wesentlichen auf die Beschädigung der Beschichtung der Pipeline. Langfristig kann sie schwerwiegende Folgen haben, wie z. B. Überbeanspruchung oder Materialermüdung durch Überspannen, Zwangskorrosion durch gleichzeitige Beschädigung der Korrosionsbeschichtung oder Verlust von Anoden und Vertiefungen im Stahl. Solche Mängel werden jedoch rechtzeitig bei Routineinspektionen der Rohrleitung entdeckt.

KLASSE 2:

Kleine plastische Verformungen mit Dellen bis zu 15 % des Rohrdurchmessers. 76 mm, für die für dieses Projekt betrachtete 20-Zoll-Rohrleitung, werden als Schäden der Klasse 2 bezeichnet.

Dellen bis zu 10 % des Rohrdurchmessers (50,8 mm) sind schwer zu erkennen und erfordern einen Messmolch zur Erkennung. Messmolche passieren solche Dellen, ohne deformiert zu werden.

Dellen bis zu 15 % des Rohrdurchmessers können als kleine plastische Verformungen benannt werden, stellen aber sicherlich keine unmittelbare Gefahr für den Betrieb der Pipeline dar und führen nicht zu einer Beschädigung der Pipeline, die ein Leck zur Folge hat.

KLASSE 3:

Plastische Verformungen mit Dellen von mehr als 76 mm (15 % des Rohrdurchmessers für die 20-Zoll-Pipeline) werden als Schäden der Klasse 3 bezeichnet.

Diese Art der Beschädigung wird für den Betreiber ernst, da Molche den beschädigten Abschnitt nicht mehr passieren dürfen. Außerdem kann die Möglichkeit eines Lecks in der Pipeline aufgrund der Beschädigung nicht ausgeschlossen werden. Eine Studie von Rijkswaterstaat, Directie Noordzee gibt an, dass bei Verformungen von mehr als 15 % des Außendurchmessers die Wahrscheinlichkeit einer Beschädigung, die zu einem Leck durch abgeworfene Anker führt, 1,0 beträgt.[1]

KLASSE 4:

Schäden der Klasse 4 beziehen sich auf große Verformungen der Pipeline und einen vollständigen Bruch der Pipeline.

Offensichtlich ist ein Schaden der Klasse 4 sowohl für den Betreiber als auch für die Kontrollinstanz schwerwiegender als ein Schaden der Klasse 3. Das Auftreten eines Lecks in der Pipeline ist sehr wahrscheinlich.

Ziel der Risikobewertung ist es, die Wahrscheinlichkeit des Auftretens von Schäden der Klasse 3 durch Fremdeinwirkung und die Wahrscheinlichkeit eines Pipelineschadens, der zu einem Leck führt, zu bestimmen.

Die Sicherheit der Pipeline muss den von den niederländischen Behörden festgelegten Regeln entsprechen, wie in Abschnitt 3 beschrieben.

5.3. Methodik zur Klassifizierung abgeworfener Objekte

Die Methodik und Objektklassifizierung der abgeworfenen Objekte ist der Tabelle 7, DNV RP-F107 [11] entnommen:

Tabelle 7 Übersicht Objektklassifizierung

Nei n	Beschreibung	Masse in Luft (t)	Typische Objekte
1	Flach/Langgezogen	< 2	Bohrkragen/Gehäuse/Gerüst
2		2 – 8	Bohrkragen/Gehäuse
3		> 8	Bohrsteigleitung, Kranausleger
4	Kasten-/Rundform	< 2	Container (Lebensmittel, Ersatzteile), Korb, Kranblock
5		2 – 8	Container (Ersatzteile), Korb, Kranblock
6		> 8	Container (Ausrüstung), Korb
7	Kasten-/Rundform	>> 8	Massive Objekte, z. B. BOP, Rohrhaspel usw.

Mit den hydrodynamischen Eigenschaften wie in Tabelle 8.

Tabelle 8, Übersicht hydrodynamische Koeffizienten

Nr.	Beschreibung	Widerstand (Cd)	Trägheit (Ci)	Zugesetzte Masse (Ca)
1,2,3	Schlanke Form	0,7–1,5	1.0	0,1– 1,0
4,5,6,7	Kastenförmig	1,2–1,3	1.0	0,6 –1,5
Alle	Verschiedene Formen	0,6–2,0	1.0	1,0– 2,0

Der Kran auf der Plattform N05A befindet sich an der Nordseite der Plattform, siehe Anhang G. Das gesamte Lasthandling findet auf dieser Seite statt. Der Kran kann jedoch auch die andere Seite erreichen, allerdings mit einer reduzierten Tragfähigkeit von 5 t. Es besteht weiterhin eine geringe Wahrscheinlichkeit für abgeworfene Objekte.

Kastenförmige Objekte wie z. B. Behälter haben typischerweise eine relativ große Stirnfläche für ihre Masse, was zu einer geringen Aufprallgeschwindigkeit führt. Die wahrscheinlichsten Objekte, die die Spule beschädigen, sind daher rohrförmige Objekte. Eine Reihe typischer rohrförmiger und nicht rohrförmiger Objekte und die entsprechenden Eigenschaften sind in Tabelle 9 aufgeführt.

Tabelle 9, Eigenschaften abgeworfener Objekte

Objekt	Einheit	1	2	3	4	5
Außendurchmesser, OD	[m]	0,47	0,54	0,6	0,64	2
Masse Objekt in Luft, M	[kg]	650	1038	1495	5000	12000
Länge	[m]	0,74	0,85	0,95	1	1,2
Volumen Stahl, V _{steel}	[m ³]	0,083	0,132	0,190	0,637	1,6
Stahlquerschnitt, Ac	[m ²]	0,112	0,156	0,200	0,637	1,274
Wandstärke, WT	[m]	0,076	0,092	0,106	0,317	0,203
Innendurchmesser, ID	[m]	0,318	0,357	0,387	0,416	1,6
Hinzugefügte Masse, M _a	[kg]	84,9	135,5	195,2	783,4	1880

5.4. Methodik für abgeworfene und schleppende Anker

Bei allen Schiffen, die die Pipeline kreuzen, besteht die Gefahr, dass ihr Anker für den Notfall oder für die regelmäßige Verankerung eingesetzt wird. Das Gewicht der Anker steht in einem mehr oder weniger definierten Verhältnis zu den DWTs der Schiffe. Die Beschädigung wird durch Abwerfen direkt auf die Pipeline verursacht, ähnlich wie bei abgeworfenen Objekten. Der Schaden wird durch Schleppen verursacht, wobei der Anker in den Meeresboden eindringt und durch die kinetische Energie des Schiffes und/oder seinen Antrieb vorwärtsbewegt wird.

Beide Schäden können zu Dellen führen und folgen den vorgestellten Schadensklassen. Hakenanker, insbesondere für freiliegende oder flach verlegte Pipelines, können durch Überbeanspruchung, Verbiegen und große Verlagerungen beschädigt werden. Das Schadenskriterium ist eine maximal zulässige Verformung von 5 %. Eine verhakte Rohrleitung zeigt mehrere Beschädigungsmerkmale an, z. B. Dellen und Verformungen.

6. Risikoanalyse anderer Gefahren

In diesem Abschnitt wird kurz auf andere Gefahren als die durch Fremdeinwirkung eingegangen.

Für die detaillierte Risikobewertung wird auf Anhang B verwiesen.

Während aller Pipeline-Phasen sollte ein Pipeline-Integritätsmanagementsystem (PIMS) vorhanden sein. Im Allgemeinen handelt es sich dabei um ein risikobasiertes Inspektions- und Überwachungssystem, bei dem eine kontinuierliche Verbesserung die Risikostufen innerhalb der Akzeptanzgrenzen hält.

6.1. Konstruktion, Fertigung und Installation (DFI)

Die Konstruktion von Pipelines basiert auf dem Pipelinecode NEN 3656. Durch die Einhaltung eines Codes werden alle Konstruktionsaspekte angesprochen und es wird eine Anleitung gegeben, wie die Konstruktionsanalysen durchgeführt werden sollen. Die endgültige Konstruktion führt zu einer zuverlässigen Pipeline, die ihre vorgesehene Lebensdauer erfüllt.

DFI-Gefährdungen sollten nicht zu Schäden an der Pipeline führen, wenn sie in einem frühen Stadium angegangen werden. Die Hauptgefährdungen beziehen sich auf Projektrisiken wie Terminverzögerungen und erhöhte Kosten.

6.2. Natürliche Risiken

Natürliche Risiken wie Verflüssigung und Kolk (oder Auskolkung) erfordern besondere Beachtung. Natürliche Gefahren für eine Pipeline sind Instabilität von Hängen, seismische Aktivität, schwere Stürme sowie Erosion.

Die im Rahmen dieses Projekts betrachteten Naturgefahren beziehen sich hauptsächlich auf die welleninduzierten Auswirkungen der Flachwassergebiete und die Bewegung des Sandes in der Ems-Dollart-Mündung. Die Auswirkungen dieser Dynamik müssen analysiert werden.

Typische naturbedingte Pipelineschäden sind Verbiegungen und Brüche infolge großer Verlagerungen. Materialermüdung kann ein Problem darstellen, wenn die Pipeline aufgrund von Kolkbildung freigelegt wird.

6.3. Korrosion

Bei der Flüssigkeit in der Pipeline handelt es sich um wassergetauchtes Nassgas, bei dem die Flüssigkeiten abgetrennt wurden und dem Gas nur Kondensat für den Export an Land zugesetzt wurde. Korrosionsschutz wird berücksichtigt.

Bei der Korrosion von Pipelines gibt es verschiedene Korrosionsmorphologien und Ausfallarten, von lokalem und allgemeinem Metallverlust bis hin zu Rissbildung.

Von Außenkorrosion spricht man vor allem dann, wenn Schäden durch Fremdeinwirkung auftreten, die sich auf die Beschichtung der Pipeline auswirken und möglicherweise zu äußeren Korrosionsgefahren führen.

6.4. Statik

Das Einklemmen von Steigleitungen ist ein häufiger Interessensschwerpunkt. Zu hohe Belastungen der Steinberme können zu einer Gefährdung der Statik führen. Gefährdungen der Statik sind oft auf andere Ursachen zurückzuführen.

6.5. Betriebs-/Prozessfehler

Betriebliche Risiken werden durch allgemeine Unternehmensverfahren bewältigt, die im PIMS erfasst sind. Die Blockierung durch Hydrate könnte ein zu berücksichtigendes Risiko darstellen.

7. Risikoanalyse von Gefährdungen durch Fremdeinwirkung

7.1. Allgemein

Mögliche Schäden an der Pipeline durch den Schiffsverkehr können durch die folgenden Gefahren verursacht werden:

- Schäden an der Steigleitung durch Kollision mit der Plattform;
- Schäden durch Fanggeräte;
- Abgeworfene und schleppende Anker;
- Sinken von Schiffen;
- Schäden durch abgeworfene Objekte in der Nähe einer Plattform;

Die Wahrscheinlichkeit dieser Gefährdungen hängt von der Schiffsverkehrsdichte am Standort ab. Die Folge all dieser Einflüsse sind Dellen in der Pipeline. Wobei eine Delle von $\geq 15\%$ des Pipelinedurchmessers einen Folgeschaden der Klasse 3 hat und zum Ausfall des Containments führen wird.

Die Analysen werden in diesem Abschnitt durchgeführt. Die Analysen berücksichtigen den Schutz der Pipeline, indem der Widerstand einer einzelnen Barriere oder Kombinationen aus blankem Stahl der Rohrwand, CWC, Sandüberdeckung und/oder Steinbermen als Schutzmaßnahme untersucht werden.

7.2. Schifffahrtsverkehr

Abbildung 5 zeigt die Dichte des Seeverkehrs. Die Karte stammt aus dem Marin-Bericht, Quelle [15], der für die Studie zur Kollision von Plattformen verwendet wurde. Die AIS-Daten werden über das gesamte Jahr 2017 von allen Schiffen gesammelt, die mit (aktivem) AIS-Transponder ausgestattet sind. Für Schiffe über 300 DWT und Fischereifahrzeuge > 15 m besteht eine Pflicht zur Verwendung des AIS-Transponders.

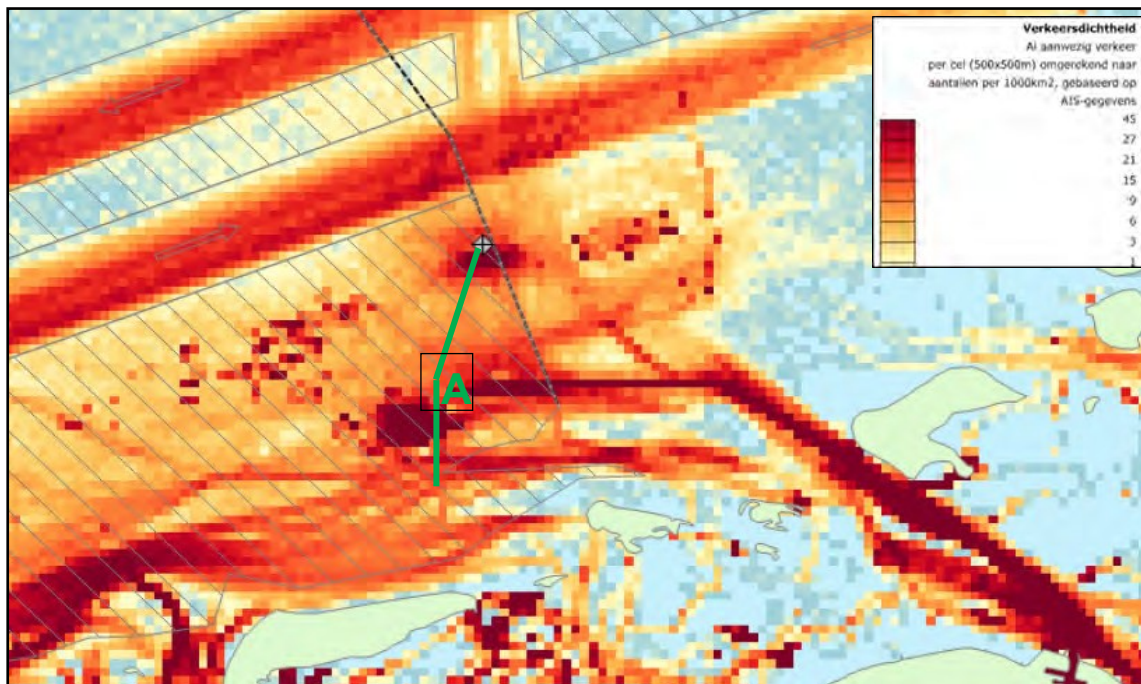


Abbildung 5, Karten zur Schiffsdichte, auf Grundlage von AIS über 2017 Quelle [15], mit Plattform und Pipeline. Es werden alle Schiffsgrößen dargestellt.

Für die in diesem Bericht durchgeführten Analysen wird die Dichtekarte von Abbildung 5 verwendet, da die Methodik auf der Schiffsdichte und auf einer für den niederländischen Sektor der Nordsee typischen Zusammensetzung der Schiffs-TWT basiert. Es sollte beachtet werden

dass viele der kleineren Schiffe dieses Gebiet nicht passieren. Sie bleiben in Küstennähe oder nehmen die Routen südlich der Watteninseln.

Die in dieser Studie verwendete maximale Schiffsichte beträgt 45 pro 1000 km². Es wird angenommen, dass die durchschnittliche Schiffsgeschwindigkeit Knoten 4,5 beträgt. Schiffe, die in den Anker oder Die Fahrrinne einfahren, haben eine reduzierte Geschwindigkeit. Ausfahrende Schiffe werden schneller sein.

Die N05A-Pipeline, von der Plattform im Norden bis zum NGT-Hot-Tap im Süden, befindet sich im Ems-Dollart-Mündungsgebiet, das ein Fahrwasser zu niederländischen und deutschen Häfen hat. Die Fahrrinne ist ein 200 m breites, ausgebaggertes und auf ca. 14,5 m unter LAT („niedrigst möglicher Gezeitenwasserstand“ bzw. „Lowest Astronomical Tide“) gehaltenes Fahrwasser. Die Fahrrinne ist ein stark regulierter Korridor, in dem einlaufende oder auslaufende Schiffe von einer Verkehrsleitzentrale geregelt werden. Es besteht eine Lotsen- und Schlepperpflicht ab DWT ≥ 10.000. Wobei der Sammelplatz am Punkt A (Abbildung 5) auf der Nordseeseite des Fahrwassers liegt. Diese Regelung führt dazu, dass Schiffe in der Lotsenwartezone auf die Genehmigung zum Einfahren in die Fahrrinne warten.

Die aktuell projektierte Pipelinetrasse liegt außerhalb des Fahrwassers, aber aus Abbildung 5 ist ersichtlich, dass Schiffe am Eingang des Fahrwassers warten.

7.3. Daten zur Schiffsklassifizierung

Schiffe werden nach Schiffsklassifizierungssystemen eingeteilt.

Tabelle 10, Schiffsaufbau

Gefäßgröße	Ankergewicht	Prozentsatz
DWT ≤ 3.000	625 kg	74,0
3.000 < DWT ≤ 10.000	2000 kg	6,3
10.000 < DWT ≤ 100.000	13500 kg	18,2
DWT > 100.000	17000 kg	1,5
Gesamt		100,0

In Tabelle 10 sind die Schiffsklassen und die Schiffszusammensetzung angegeben, die als repräsentativ für die Nordsee und für dieses Gebiet angesehen werden.

7.4. Schiffsunfälle

Tabelle 11 zeigt die Anzahl der Vorfälle, die für den niederländischen Sektor Nordsee relevant sind, Quelle [6].

Tabelle 11, Vorfälle und Notrufnummern

Vorfall	Anzahl der Vorfälle	
	2004-2012	pro Jahr
Gesamt 2004 - 2012: Meer und Delta	346	38,4
Anzahl Fischerei + Schifffahrt + Fahren gesamt Niederlande	534	59,3
Gesamtzahl der Schiffsvorfälle	834	93
Anzahl Fischerei + Schifffahrt + Fahren gesamt Meer und Delta	221,5	24,6
Sinken	1,0	0,1

7.5. Steigleitungsschaden durch Plattformkollision

Eine Studie über Plattformkollisionen wurde von Marin [15] durchgeführt. Dieser Kollisionsbericht hat die Kollisionshäufigkeit ermittelt, die durch vorbeifahrende Schiffe verursacht wird. Das hohe Kollisionsrisiko wird von den großen Schiffen dominiert, die mit hohen Geschwindigkeiten in den südlichen Hauptschiffahrtswegen, nördlich der Plattform, vorbeifahren. Die Kollisionen werden auf driftende und rammende Schiffe, die auf die Plattform treffen, bestimmt, was zu einem Gesamtrisiko von 3,66 10⁻³/Jahr oder einmal alle 273 Jahre führt.

Die Studie hat die Folge einer Kollision ausgeschlossen, jedoch festgestellt, dass ein Energieeinschlag von ≥ 200 MJ eine katastrophale Auswirkung auf die Plattform hat. Dies geschieht $1,04 \cdot 10^{-3}$ oder einmal alle 961 Jahre.

Steigleitungen folgen dem Pipelinecode, NEN 3656 und müssen die Ausfallhäufigkeit von 10^{-6} /Jahr erfüllen.

Selbst wenn sich die Steigleitungen innerhalb des Mantels befinden und vor direkten Kollisionsauswirkungen geschützt sind, ist es wahrscheinlich, dass Schäden der Klasse 3 auftreten, wenn 200 MJ Energie auf die Plattform trifft.

Die Plattform ist Gegenstand von Risikominderungs- oder ALARP-Bewertungen, deren Ergebnis noch nicht für die Umsetzung in diesem Bericht zur Verfügung steht. Es wird davon ausgegangen, dass die Steigleitung zusammen mit anderen druckhaltenden Geräten in diesen Bewertungen erfasst wird.

7.6. Risikoanalyse der Auswirkungen von Fanggeräten

Der Aufprall von Fanggeräten wird als Gefährdung für die nicht erdverlegte Pipeline und die Pipeline-Beschichtung durch Fremdeinwirkung angesehen. Er stellt auch eine Gefährdung für das Fanggerät, das Schiff und dessen Besatzung dar.

Bei relativ großen Pipelines, mit CWC, Steinbermen oder bündig mit dem Meeresboden verlegt, gehen von den Fischereiaktivitäten keine Risiken aus. Bei Pipelines mit kleinem Durchmesser und insbesondere bei freien Spannweiten besteht die Gefahr des Eindellens, Schleppens und Verhakens. Wobei das Verhaken für die Fischereifahrzeuge katastrophale Folgen haben kann.

Die N05A 20-Zoll-Pipeline mit 140 mm CWC widersteht der Aufprallenergie des Fanggeräts. Das CWC wird die gesamte Energie absorbieren, die niederländische Baumkurrenkutter (korboom visserij) erzeugen können. Dies gilt unter Berücksichtigung des Gewichts des Fanggeräts, der Schiffsgeschwindigkeit und des maximalen Aufprallwinkels, siehe [13].

$$E_k = 0,5(M + Ma) \cdot v_t^2$$

- Dabei steht M für das Gewicht des Stahlgetriebes mit der angenommenen hydrodynamischen Zusatzmasse (2×5500 kg);
- Und v_t steht für die effektive Aufprallgeschwindigkeit des Schiffes, angenommen 3,4 m/s;

Die maximale kinetische Energie, die durch das Schleppgeschirr erzeugt wird, beträgt nach den obigen Angaben ca. 64 kJ. Während die Pipeline mit 140 mm CWC ein indikatives Absorptionsvermögen von 120 kJ hat, siehe Abschnitt 7.10.

7.7. Sinkende Schiffe

Die durchschnittliche Anzahl von sinkenden Schiffen ist 1 pro 9 Jahre gemäß [6] und die Gesamtentfernung, die von Schiffen zurückgelegt wird, beträgt $21,6 \times 10^6$ Seemeilen, die Häufigkeit von sinkenden Schiffen ist 24,6/Jahr. Folglich ist die Wahrscheinlichkeit, dass ein Schiff sinkt, gleich $P_{accidental} = 5,14 \times 10^{-9}$ pro gefahrener Seemeile pro Jahr.

Ungefähr 85 % aller gesunkenen Schiffe hatten eine DWT von weniger als 500. Nimmt man 500 DWT als Durchschnitt, beträgt die charakteristische Länge der Schiffe 50 m. Der kritische Korridor, in dem ein Schiff sinken und die Pipeline treffen kann, ist 100 m breit, wobei sich die Pipeline in der Mitte befindet.

Der Kurs eines Schiffes im Notfall hat eine zufällige Ausrichtung, nicht alle Schiffe, die im kritischen Korridor sinken, werden die Pipeline treffen. Nur ein Bruchteil von $1/\pi$ der Schiffe, die im kritischen Bereich sinken, wird die Pipeline treffen.

Wie in Abschnitt 7.2 angegeben, wird in dem Gebiet der Nordsee, in dem die Pipeline verlegt werden soll, eine Schiffsichte von 45 Schiffen pro 1000 km^2 angenommen.

Die durchschnittliche Fahrgeschwindigkeit beträgt 4,5 Seemeilen pro Stunde. Das bedeutet, dass ein durchschnittliches Schiff $24 \times 365 \times 4,5 = 39420$ nautische Meilen pro Jahr. Die gefahrene Entfernung (L_s) innerhalb des Gebietes von 1000 km^2 ist also gleich der Anzahl der Seemeilen pro Jahr multipliziert mit der Schiffsichte:

$$L_s = 39420 \cdot 45 = 1,77 \cdot 10^6 \text{ nm}$$

Die Fahrstrecke im kritischen Pipeline-Korridor von 100 m pro km Pipelinelänge entspricht

$$L_c = L_s \frac{0,1}{1000} = 177,4 \text{ nm}$$

Die Wahrscheinlichkeit des Sinkens von Schiffen auf der Pipeline (p_s) ist gleich der Häufigkeit des Sinkens von Schiffen, $p_{accidental}$, multipliziert mit den gefahrenen Seemeilen im kritischen Pipelinekorridor L_c .

Daraus ergibt sich $p_s = p_{accidental} \cdot L_c = 5,14 \cdot 10^{-9} \cdot 177,4 = 9,13 \cdot 10^{-7}$ Unfälle pro km pro Jahr im kritischen Pipelinekorridor durch sinkende Schiffe. Unter Berücksichtigung der zufälligen Richtungsabhängigkeit beträgt die Wahrscheinlichkeit eines sinkenden Schiffes auf der Pipeline $p_s/\pi = 2,90 \cdot 10^{-7}$ pro km pro Jahr und liegt deutlich unter dem NEN 3656-Akzeptanzkriterium von $1,0 \times 10^{-6}$ /Jahr.

Wenn ein Schiff sinkt, kommt es irgendwann auf dem Meeresboden zur Ruhe. Wenn dies direkt über der Pipeline geschieht, würde es von der lokalen Festigkeit der Schiffshülle abhängen, ob die Pipeline eingedellt oder durch Leckage beschädigt würde.

Aufgrund der relativ geringen vertikalen Geschwindigkeit des sinkenden Schiffes beim Auftreffen auf die Pipeline kann man die Belastung der Pipeline als quasi statisch betrachten. Die kinetische Energie, die von einem sinkenden Schiff von 3000 DWT (74 % der Schiffe) getragen wird, liegt in der Größenordnung von 6kJ pro m². Das Energiewiderstandsvermögen der nicht erdverlegten Pipeline mit CWC beträgt indikativ 120kJ, siehe Abschnitt 7.10. Ein gesunkenes Schiff wird wahrscheinlich eine gleichmäßigere Lastverteilung bieten.

Um 0,2 m Überdeckung zu durchdringen, sind ca. 30 kJ kinetische Energie pro m² Kontaktfläche erforderlich. Es ist unwahrscheinlich, dass die erdverlegte Pipeline mit einer Überdeckung von 0,6 m durch ein sinkendes Schiff beeinträchtigt wird.

Die nicht erdverlegte Pipeline mit 140 mm CWC hat eine signifikante Schlagfestigkeit. Dennoch können Stöße nicht ausgeschlossen werden.

7.8. Häufigkeit von abgeworfenen und schleppenden Ankern

Das Abwerfen von Ankern in der Nähe der Pipeline stellt ein Risiko dar, da es möglicherweise die Pipeline treffen und beschädigen kann.

Es wird nicht erwartet, dass das Ankern von Arbeitsbooten außerhalb der Plattformbereiche eine Gefahr für die Pipeline darstellt, da sich die Besatzungen solcher Schiffe stets der Hindernisse in ihrem Arbeitsbereich bewusst sind und das Ankern folglich sorgfältig geplant wird. Außerdem wird das Ankern eines Arbeitsbootes oft mit Hilfe eines speziellen Ankerschiffes durchgeführt.

Die Gründe für die Verankerung können in zwei Gruppen unterteilt werden:

- Regelmäßiges Ankern, um das Einsteigen eines Lotsen oder die Erlaubnis zum Einlaufen in den Hafen abzuwarten, auf weitere Fahrbefehle des Eigentümers zu warten oder zur Reinigung und Wartung.
- Notverankerung, nach einem Unfall wie z. B. Feuer, Motorausfall oder Kollision.

Bei regelmäßigem Ankern wird ein Schiffskapitän seine Seekarten inspizieren, Hindernissen ausweichen und vorzugsweise ein zum Ankern zugewiesenes Gebiet wählen. Aus diesem Grund wird regelmäßiges Ankern nicht als Risikofaktor für den sicheren Betrieb einer Pipeline erachtet.

Im Notfall ist zu erwarten, dass die meisten Schiffskapitäne ihre Seekarten überprüfen, bevor sie den Anker werfen. Darüber hinaus ziehen es viele Kapitäne vor, in Notsituationen überhaupt nicht zu ankern.

Es ist jedoch nicht ganz auszuschließen, dass sich einige von ihnen impulsiv zum Abwerfen eines Ankers entschließen. Dieser Überlegung folgend wird in dieser Studie angenommen, dass in 25 Prozent der Notsituationen Anker ohne vorherige Inspektion der Seekarten geworfen werden. In diesem Fall wird davon ausgegangen, dass die Anker willkürlich abgeworfen werden; einige von ihnen werden in der Nähe der Pipeline landen und können eine kritische Situation für die Pipeline schaffen.

Die Wahrscheinlichkeit, dass der Anker fällt oder in der Nähe der Pipeline schleppt, hängt von folgenden Faktoren ab:

- Die Wahrscheinlichkeit, dass ein Schiff einen Notfall erlebt.
- Die Breite des Korridors, in dem Ankerfall oder -schlepp zu einem Risikofaktor für die Pipeline wird.
- Die Länge der Gefahrenzone, die eine Funktion des Winkels zwischen dem Kurs der Schiffe und der Pipeline ist.
- Verkehrsdichte und -zusammensetzung in der identifizierten Region.
- Kritische Schiffs-TWT, die im Fall von Schäden der Klasse 3 durch Abwerfen/Schleppen verursacht.
- Typ und Masse des verwendeten Ankers

Die Verkehrsdichte/-zusammensetzung und die Wahrscheinlichkeit, dass ein Schiff in eine Notsituation gerät, ist eine Funktion der registrierten Unfälle und Notsituationen, Quelle [6] und aufgeführt in Abschnitt 7.3 und 7.4.

Die Wahrscheinlichkeit, dass ein Schiff in einen Unfall verwickelt wird oder in eine Notsituation gerät, hängt von der von einem Schiff zurückgelegten Strecke ab. Unter Verwendung der Daten aus [6] wird die kumulierte Entfernung pro Tag aller Schiffe ermittelt. [6] wird die kumulative Entfernung, die von allen Schiffen pro Tag zurückgelegt wird, mit 21,6 Millionen Seemeilen ermittelt.

Betrachtet man die Gesamtzahl der beteiligten Schiffe abzüglich der auf Grund gelaufenen Schiffe 24,5/Jahr (24,6/Jahr - Sinken 0,1/Jahr), ist die Häufigkeit eines Unfalls oder Notfalls:

$$P_{\text{accidental}} = \frac{24,6-0,1}{21,6 \cdot 10^6} = 1,13 \cdot 10^{-6} \text{ Unfälle pro gefahrener Seemeile pro Jahr.}$$

Die maximale Schleppdistanz eines Ankers hängt vom Typ, der Masse und den Bodenverhältnissen ab. Bei kleineren Ankern in Sand beträgt die Schleppstrecke weniger als 10 m, bei schwereren Ankern 10-15 m. In dieser Studie wird der kritische Korridor für alle Anker mit 30 m angenommen (15 m auf jeder Seite der Pipeline).

Wenn der Anker im inneren Teil der kritischen Zone abgeworfen wird, trifft er direkt auf die Pipeline. Die Breite der dieser Ankerabwurfsektor ist eine Funktion der Ankerbreite. Die Breite dieses Ankerfallsektors ist eine Funktion der Ankerbreite. Die Breite eines großen Ankers wird mit 2,5 m angenommen (siehe auch Anhang C für Ankergrößen), was zu einer Sektorbreite für den Ankerfall von 5,0 m führt.

Die Wahrscheinlichkeit, dass ein Anker, wenn er in der kritischen Zone abgeworfen wird, direkt auf das Rohr fällt, ist also 5/30. Folglich ist die Wahrscheinlichkeit, dass das Abwerfen eines Ankers in der kritischen Zone zu einem Ankerwiderstand in Richtung der Pipeline führt ist 25/30.

Die Häufigkeit der Unfälle pro Jahr, die in der kritischen Zone auftreten, wird wie folgt berechnet:

Es wird davon ausgegangen, dass in 25 Prozent der Fälle, in denen sich ein Unfall ereignet, ein Anker geworfen wird, ohne dass vorher irgendwelche Karten konsultiert werden, wie oben beschrieben. Weiterhin wurde gezeigt, dass die Wahrscheinlichkeit, dass ein abgeworfener Anker innerhalb der kritischen Zone direkt die Pipeline trifft, 5/30 beträgt. Damit kann die Häufigkeit des direkten Auftreffens auf die Pipeline pro km und Jahr berechnet werden.

Die Richtung des schleppenden Ankers ist variabel und der Anteil der abgeworfenen Anker, die in Richtung der Pipeline geschleppt werden, wird durch Multiplikation der Gesamtzahl mit einem Faktor $1/\pi$ berücksichtigt.

Die pro Jahr zurückgelegte Strecke im kritischen Pipeline-Korridor von 30 m pro km Pipelinelänge entspricht:

$$L_c = L_s \cdot \frac{0,03}{1000} = 53,2 \text{ nm}$$

Die Wahrscheinlichkeit eines Unfalls aufgrund von Notankern P_{anchor} pro km und Jahr im Korridor ist gleich der Wahrscheinlichkeit von Unfällen pro gefahrener Seemeile P_{acc} multipliziert mit den gefahrenen Seemeilen pro Jahr im Korridor L_c und Anwendung der Faktoren 0,25 und 5/30 zur Berücksichtigung der Wahrscheinlichkeit von Ankerabwurf und Ankern direkt auf das Rohr P_{drop} fallen:

$$P_{\text{anchor}} = P_{\text{accidental}} \cdot L_c = 6,04 \cdot 10^{-5} \text{ Notverankerungen pro Kilometer pro Jahr}$$

$$P_{\text{drop}} = P_{\text{anchor}} \cdot \frac{5}{30} \cdot 0,25 = 2,52 \cdot 10^{-6} \text{ auf die Pipeline fallende Anker pro Kilometer und Jahr.}$$

Die Wahrscheinlichkeit eines Unfalls durch das Abwerfen von Ankern P_{drag} außerhalb der Fahrrinne ist gleich der Wahrscheinlichkeit einer Notverankerung multipliziert mit 25/30 unter Berücksichtigung der Ankerzuglänge von 25m relativ zur Länge des kritischen Bereichs 30 m. Weitere Faktoren von $1/\pi$ und 0,25 werden angewendet, um die Richtungsabhängigkeit und die Wahrscheinlichkeit der Verankerung zu berücksichtigen.

$$P_{drag} = P_{anchor} \cdot \frac{25}{30} \cdot \frac{1}{\pi} \cdot 0.25 = 4.00 \cdot 10^{-6} \quad \text{Unfälle pro km Rohrleitung pro Jahr durch schleppende Anker}$$

7.9. Schäden durch abgeworfene und schleppenden Anker

Nicht alle Anker, die in der kritischen Zone abgeworfen oder geschleppt werden, führen zu einer Leckage. Dazu tragen zwei wesentliche Faktoren bei. Der erste ist die Absorption von Energie durch den Boden, der die Pipeline bedeckt, der zweite ist die zulässige Verformung der Pipeline, bevor ein Leck auftritt.

Ein von einem Schiff abgeworfener Anker dringt zunächst vertikal in den Meeresboden ein. Die Eindringtiefe hängt vom Gewicht und der Form des Ankers sowie von den Eigenschaften des Meeresbodens ab.

Wenn sich das Schiff weiterbewegt, nachdem der Anker den Meeresboden erreicht hat, strafft sich die Ankerkette und schleppt den Anker weiter, bis er eine horizontale Position auf dem Meeresboden erreicht. Von dieser Position aus arbeiten sich die Flanken allmählich nach unten in den Boden, bis der Ankerkörper entweder ganz oder teilweise im Meeresboden eingebettet ist und der Anker seine maximale Haltekraft erreicht hat.

Um die gesamte Bandbreite an Ankern zu repräsentieren, wurden in dieser Studie Anker mit Massen von 1000 kg, 5000 kg, 10000 kg und 15000 kg berücksichtigt. Typische Ankerparameter sind in den Anhängen C angegeben. Basierend auf veröffentlichten Testergebnissen wurde ein durchschnittlicher Schleppabstand von 10 m als angemessen für die betrachteten Ankergrößen gewählt. [9]

Der passive Bodenwiderstand bestimmt die maximale Haltekraft eines Ankers. Wenn diese Haltekraft überschritten wird, ziehen einige Anker horizontal durch den Boden, während andere sich drehen und wieder ausbrechen und eingraben werden. Wenn ein Anker am Ende des Schleppens seine maximale Haltekraft erreicht hat, ist er auch in einer bestimmten Tiefe unter dem Meeresboden eingebettet.

Eine Pipeline, die im oder auf dem Meeresboden ruht, wird von einem Anker getroffen, entweder vertikal, wenn der Anker darauf fällt, oder horizontal, wenn der Anker zur Seite der Pipeline geschleppt wird.

Beide Belastungsarten verformen die Pipeline unterschiedlich und werden im Folgenden besprochen.

7.10. Beschädigung durch Ankerabwurf

Die kinetische Energie des fallenden Ankers wird durch den Boden und durch Verformung der Pipeline absorbiert. Zur Veranschaulichung der plastischen Verformungsenergie wird das Modell in Anhang D verwendet.

Die für die plastische Verformung erforderliche Energie ist eine Funktion der Eigenschaften der Pipeline und des Ausmaßes der Verformung gemäß der Gleichung:

$$E_p = 2 \sigma t_{EO}^2 \delta \sqrt{2},$$

in dem:

$$t_{EOL} = (1 - wtt) \cdot wt - t_{cor},$$

wobei

- t_{EOL} die Wandstärke der Pipeline am Ende des Lebenszyklus ist;
- wtt die Waddickentoleranz ist, wie in Tabelle 2 definiert (50 % werden berücksichtigt);
- t_{cor} der innere Korrosionszuschlag ist, wie in Tabelle 2 definiert (50 % werden berücksichtigt);
- δ 15 % des Pipeline-AD, also 41 [mm];

Für die gegebenen Materialeigenschaften und Wandstärken, die in Abschnitt 4.1. Dies führt zu einer plastischen Energie von 26,1 [kJ]. Es ist zu beachten, dass die nicht erdverlegte Pipeline 140 mm CWC hat, was einen zusätzlichen Energieabsorptionswiderstand von 120 [kJ] (indikativ) bietet. Dies basiert auf der linearen Extrapolation der Absorptionsenergie der Betonummantelung, wie in Abschnitt 4.6 von Quelle [11] angegeben.

Die maximal zulässige Verformung (δ) beträgt 15 % des Durchmessers der Pipeline, weitere Verformungen sind mit Leckagen verbunden. Um die Aufprallgeschwindigkeit des Ankers zu ermitteln, ist es notwendig, die

—

Aufprallgeschwindigkeit des Ankers zu bestimmen, wenn er den Meeresboden erreicht. Während seines Absinkens auf den Meeresboden ist der Anker den Kräften der Schwerkraft und des Luftwiderstands ausgesetzt. Der Luftwiderstand kann berechnet werden aus:

$$F_d = \frac{1}{2} \rho V^2 C_d A$$

Wenn der Anker aus ausreichender Höhe losgelassen wird, halten sich Luftwiderstand und Schwerkraft bei einer bestimmten Sinkgeschwindigkeit, der so genannten Endgeschwindigkeit, die Waage. Die Endgeschwindigkeit kann berechnet werden aus:

$$v_T = \sqrt{\frac{2 \cdot g \cdot (m - V \cdot \rho_{\text{water}})}{\rho_{\text{water}} \cdot C_d \cdot A}},$$

in dem:

- m die Masse des abgeworfenen Objekts ist;
- g die Gravitationskonstante ist;
- V das Volumen des Objekts ist (das Volumen des verdrängten Wassers);
- ρ_{water} die Dichte des Meerwassers ist, 1025 [kg/m³];
- C_d der Widerstandskoeffizient ist, der eine Funktion der Form des abgeworfenen Objekts ist;
- A die projizierte Fläche des Objekts in Durchflussrichtung;
- v_T die Endgeschwindigkeit ist;

Die kinetische Energie des Ankers berechnet sich aus

$$E_k = 0,5(M + Ma) \cdot v^2$$

Mit der zusätzlichen Masse,
die durch

$$m_a = \rho_{\text{water}} \cdot V \cdot C_a,$$

in dem:

- C_a ist der addierte Massenkoeffizient, der eine Funktion der Objektform ist;

Die Berechnung der kinetischen Energie in Abhängigkeit von der Ankermasse finden Sie in Anhang E.

Die Energieabsorption (E_{pen}) durch den Meeresboden kann mit dem Brinch-Hansen-Verfahren für die Bodentragfähigkeit abgeleitet werden

$$E_{\text{pen}} = \int_0^{dp} F(y) dy$$

Wobei

y die Eindringtiefe [m] ist

d_p die Tiefe der Bodenüberdeckung über der Oberkante der Pipeline [m] ist

$F(y)$ die Bodentragfähigkeit in einer bestimmten Tiefe [N] ist, gegeben durch:

$$F(y) = A \cdot (c N_c SC Dc + q_0 N_q Sq Dq + 0.5 \gamma B N_\gamma S_\gamma D_\gamma)$$

Wobei:

A die Stirnfläche des Ankers [m²] ist

c die Kohäsion des Bodens [N/m²], für das betrachtete Projekt ist $c = 0$ (Quelle [14]);

q_0 die Deckgebirgslast in der Tiefe y [N/m²] ist, $q^0 = \gamma g y$

γ die Unterwasserdichte des Bodens [kg/m³] ist, wie in **Tabelle 6** angegeben;

ϕ der Winkel der inneren Bodenreibung [deg] ist, wie in **Tabelle 5** angegeben;

B die Breite der Anker-Frontfläche [m] ist;

L die Länge der Ankerfrontfläche [m] ist;

N , S und D sind dimensionslose Faktoren, die sich auf die Bodentragfähigkeit, die Form der Stirnfläche bzw. die Tiefe beziehen

$$N_c = \frac{Nq - 1}{\tan \phi}$$

$$S_c = 1 + 0,2 \frac{B}{L}$$

$$D_c = 1 + 0,4 \operatorname{atan} \frac{y}{B}$$

$$N_q = e^{\pi \tan \phi} \tan^2 \left(45 + \frac{\phi}{2} \right) F$$

$$S_q = 1 + \sin \phi \frac{B}{L}$$

$$D_q = 1 + 2 \tan \phi (1 - \sin \phi)^2 \operatorname{atan} \frac{y}{B}$$

$$N_\gamma = 2 (Nq - 1) \tan \phi$$

$$S_\gamma = 1 - 0,4 \frac{B}{L}$$

$$D_\gamma = 1$$

Eine Beschädigung liegt jenseits der zulässigen Verformung von 15 %, wenn:

$$E_k - E_{pen} > E_p$$

Anhang C zeigt einen Zusammenhang zwischen der Ankermasse und der Stirnfläche des Ankers.

Die berechnete Absorptionsenergie in Abhängigkeit von der Überdeckungshöhe finden Sie in Anhang E.

Unter Verwendung eines repräsentativen Satzes von Ankermassen wurde eine Beziehung zwischen Ankermasse und der erforderlichen Mindestbodenüberdeckung hergestellt, wie in Abbildung 6 dargestellt.

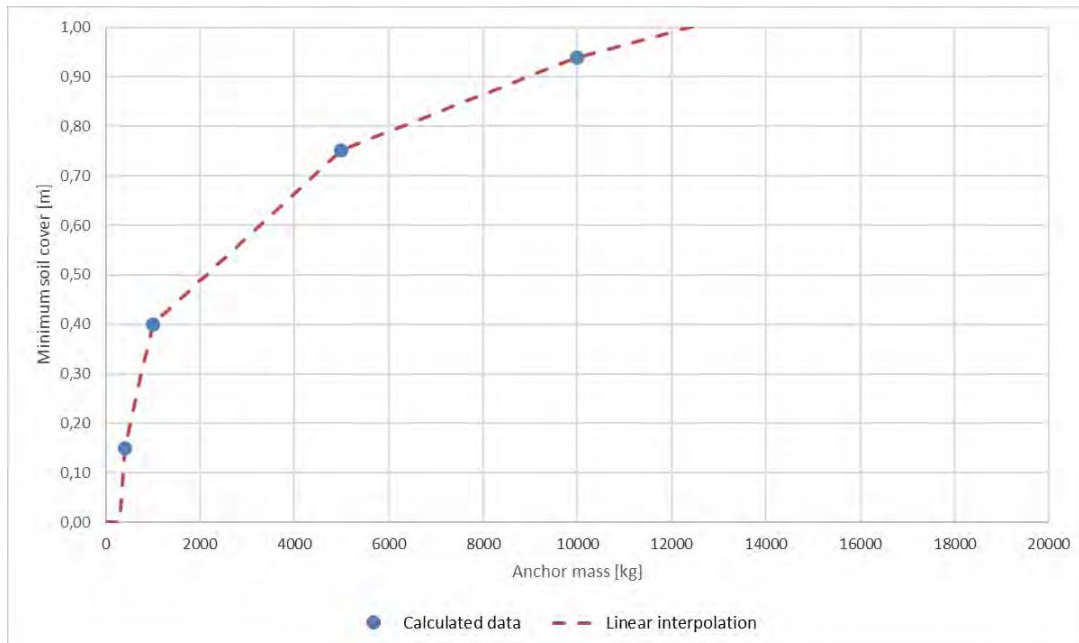


Abbildung 6 Erforderliche Mindestbodenüberdeckung als Funktion der Ankermasse (gültig > 1200 kg)

Der Aufprall von abgeworfenen Anker beginnt bei 1200 kg für Pipelines ohne CWC und 4500 kg für Pipelines mit 140 mm CWC (diese letzte Zahl ist nur ein Richtwert).

7.11. Schäden durch Ankerschleppen

Wird die Pipeline von einem schleppenden Anker getroffen, erfährt sie zunächst eine Stoßbelastung, gefolgt von einer Dauerbelastung, wenn sich der Anker hinter der Pipeline verhakt und die Ankerkette/das Ankerkabel aufgerichtet wird.

Die Stoßbelastung und ihre Konsequenz für die Pipeline ergeben sich aus den obigen Ergebnissen. Es ist logisch zu erwarten, dass die Geschwindigkeit des geschleppten Ankers sehr gering ist und in der gleichen Größenordnung liegt wie die Geschwindigkeit der Oberflächenströmung, die das Schiff ohne Motorkraft in Bewegung hält. Bei einer Ankerschleppgeschwindigkeit von 1 m/s ist die Auswirkung der Stoßbelastung aufgrund der Ankergeschwindigkeit zum Zeitpunkt eines direkten Abwurfs vernachlässigbar.

Aus diesem Grund wird die Schadensbeurteilung der Pipeline nach einem Ankerschleppen nur für die zweite Phase der Belastung durchgeführt, wenn der Anker sich einhakt und beginnt, die Pipeline zu ziehen. Es wird angenommen, dass die Bruchlast, der die Pipeline ausgesetzt ist, gleich der Bemessungslast der Ankerkette ist.

Wenn eine Pipeline eine ausreichende Überdeckung hat, ist es möglich, dass der Schleppanker diese nicht erreicht. Diese Überdeckungstiefe ist gleich der Einbettungstiefe des Ankers nach dem Schleppen abzüglich des halben Rohrdurchmessers, da ein Anker, der das Rohr auf seiner oberen Hälfte trifft, über die Pipeline geschleppt wird, ohne ernsthafte Schäden zu verursachen.

Die Eindringtiefe oder Einbettung als Funktion der Ankergröße ist in Anhang C dargestellt. Diese Beziehung gilt für sandige Böden, wie sie entlang der betrachteten Pipelinetrasse zu finden sind. Um die gleichmäßig gelagerte Pipeline zu untersuchen, die einer konzentrierten Last ausgesetzt ist, wird ein mechanisches Modell ausgewählt, das auf den folgenden Annahmen basiert:

- Die Pipeline wird durch nachgebenden Boden gestützt, und daher ist der Bodenwiderstand gleich dem endgültigen Bodenwiderstand.
- Drei plastische Gelenke stellen das Durchbiegungsmuster der Pipeline dar.
- Die maximale Tragfähigkeit der Pipeline ist erreicht, wenn das Spannungsniveau im vollplastischen Querschnitt die Bruchfestigkeit von Stahl erreicht.

Basierend auf den obigen Annahmen kann die maximale Belastbarkeit durch Betrachtung einer Energiebilanz ermittelt werden.

Die Tragfähigkeit aufgrund der von den Kunststoffgelenken und dem Boden absorbierten Energie ist gleich:

$$F = 4\sqrt{M_p R}$$

Wobei:

M_p das plastische Moment [Nm] ist, $M_p = D^2 t \sigma_t$

D der Rohraußendurchmesser [m] ist

t die Rohrwanddicke am Ende des Lebenszyklus [m] ist

σ_t die Zugfestigkeit von Stahl [N/m²] ist

R der Widerstand des Bodens hinter dem Rohr [N/m] ist,

$$R = \gamma g z N_q D$$

z ist die Tiefe der Mittellinie des Rohrs

γ ist die Unterwasserdichte des Bodens [kg/m³], wie in Tabelle 4 angegeben

$$N_q = e^{\pi \tan \phi} \tan^2 \left(45 + \frac{\phi}{2} \right)$$

Die maximale Ankerzugkraft, der die Pipeline ausgesetzt wird, wird mit der Hälfte der Bruchfestigkeit der Kette angenommen. Laut Lloyd's Schifffahrtsregister steht die Masse eines Ankers im Verhältnis zur Gliederbruchfestigkeit der Ankerkette. Anhang C zeigt eine Darstellung dieser Beziehung.

Die Zugkraft in der Kette ist gleich der Ankerwiderstandskraft plus dem Widerstand der Kette selbst auf dem Meeresboden und der Schwerkraftkomponente bis zum Befestigungspunkt der Schiffskette. Um diese Kräfte zu berücksichtigen, wird die folgende ungefähre lineare Beziehung verwendet:

$$T=K \cdot F$$

Der Faktor K hängt davon ab, ob die Pipeline erdverlegt ist oder nicht, und von der Art des betrachteten Ankers. Für Anker, die auf Handelsschiffen verwendet werden, gilt $K = 1,1$ für eine nicht erdverlegte Pipeline und $K = 1,3$ für eine erdverlegte Pipeline. Für dieses Projekt wird eine erdverlegte Pipeline betrachtet.

7.12. Wahrscheinlichkeit von Schäden durch Ankerabwurf und -schleppen

Unter Berücksichtigung der zugehörigen Schiffstonnage (DWT) wurde die Wahrscheinlichkeit ermittelt, dass ein abgeworfener Anker zu einem inakzeptablen Schaden führt. Die Verteilung des Schiffsverkehrs, aufgeteilt in die vier Gruppen, wie zuvor in diesem Kapitel beschrieben, wurde verwendet, um diese Wahrscheinlichkeit (in Prozent) zu ermitteln:

$$P(d) = 100 - \frac{DWT}{3000} P_{0,group1} ; \text{gültig für } DWT < 3.000 \text{ t}$$

$$P(d) = 100 - \frac{DWT-3000}{7000-3000} P_{0,group2} \bar{P}_{0,group1} ; \text{gültig für } 3.000 \text{ t} < DWT < 10.000 \text{ t}$$

$$P(d) = 100 - \frac{DWT-10000}{100000-10000} P_{0,group3} \bar{P}_{0,group1} \bar{P}_{0,group2} ; \text{gültig für } 10.000 \text{ t} < DWT < 100.000 \text{ t}$$

$$P(d) = P_{0,group4}; \text{gültig für } DWT > 100.000 \text{ t}$$

Abgeworfene Anker

Die DWT der Schiffe, die Anker abwerfen, kann Schäden der Klasse 3 verursachen, wenn sie direkt auf die Pipeline abgeworfen wurden, wurde in Abschnitt 7.9, berechnet. Für die zugehörigen DWT-Gebiete kann der prozentuale Anteil einer Gruppe, der durch einen abgeworfenen Anker Schaden verursacht, wie in Tabelle 12 angegeben, ermittelt werden (Berechnung nach Anhang E)

Tabelle 12, Wahrscheinlichkeit eines Lecks in Abhängigkeit von der kritischen Ankermasse und der ToP- Überdeckung

ToP-Überdeckung [m]	Kritische Ankermasse [m]	Kritische DWT [t]	Verkehr > Krit. DWT [%]	Wahrscheinlichkeit eines Lecks X10-6
0,4	3001,6	1430,1	64,7 %	0,49
0,6	3980,5	1430,1	64,7 %	0,44
0,8	7621,0	40658,8	13,5 %	0,04
1,0	>>13500	>> 100000	1,5 %	0,04

Die nicht erdverlegte Pipeline hat 140 mm mit CWC, was die Absorptionsenergie erhöht (120 kJ). Da keine Überdeckung ToP vorhanden ist, beträgt die Versagenswahrscheinlichkeit für Fallanker analog zu Anhang E 0,42 10-6/Jahr.

Schleppanker

Die DWT der Schiffe, die ankern, können Schäden der Klasse 3 verursachen, wenn sie direkt gegen die Pipeline geschleppt werden, wurden in Abschnitt 7.9 berechnet. Die relevanten Eigenschaften, die für den Ankerwiderstand berechnet wurden, finden Sie in Anhang F.

Tabelle 13, Wahrscheinlichkeit eines Lecks in Abhängigkeit von der kritischen Ankermasse und der Überdeckungstiefe

ToP-Überdeckung [m]	Kritische Ankermasse [m]	Kritische DWT [t]	Verkehr > Krit. DWT [%]	Wahrscheinlichkeit eines Lecks X10-6
0,4	1887	9435	22,1 %	0,79
0,6	2226	11235	19,5 %	0,77
0,8	2543	12955	19,1 %	0,76
1,0	2832	14547	18,8 %	0,74
1,2	3111	16107	18,5 %	0,73
1,4	3383	17648	18,2 %	0,72

7.13. Kumulierte Schäden durch abgeworfene und schleppende Anker

Die kumulierte Wahrscheinlichkeit ist in Tabelle 14 dargestellt.

Tabelle 14, Kumulative Wahrscheinlichkeit des Ankerabwurfs und des Widerstandes für erdverlegte Pipelines

ToP-Überdeckung [m]	Wahrscheinlichkeit eines Lecks: Ankerfall $\times 10^{-6}$	Wahrscheinlichkeit eines Lecks: Ankerwiderstand $\times 10^{-6}$	Gesamtwahrscheinlichkeit des Lecks: (Ankerabwurf + Ankerschleppen) $\times 10^{-6}$
0,4	0,49	0,79	1,28
0,6	0,44	0,77	1,21
0,7	0,24	0,76	1,00
0,8	0,04	0,76	0,80
1,0	0,04	0,74	0,78

Die erforderliche Mindestüberdeckung ToP, die zu einer Wahrscheinlichkeit $\leq 1 \cdot 10^{-6}$ /Jahr führt, beträgt bei einem Schaden der Klasse 3, 0,7 [m] ist ausreichend. Es ist zu beachten, dass die berechnete Überdeckungstiefe die tatsächliche Dicke ToP der aufgetragenen Verfüllung ist.

Die kumulierte Wahrscheinlichkeit für den Fall einer nicht erdverlegten Pipeline beträgt $1,39 \cdot 10^{-6}$ /Jahr. Diese Wahrscheinlichkeit ist ohne weitere Abhilfemaßnahmen inakzeptabel.

7.14. Schifffahrtsdichten

Entlang der gewählten Pipelinetrasse treten unterschiedliche Schifffahrtsdichten auf. Die Pipelinetrasse wurde in 4 Abschnitte unterteilt, für die die höchste Schifffahrtsdichte gilt, siehe Abbildung 7 unten und Tabelle 15.

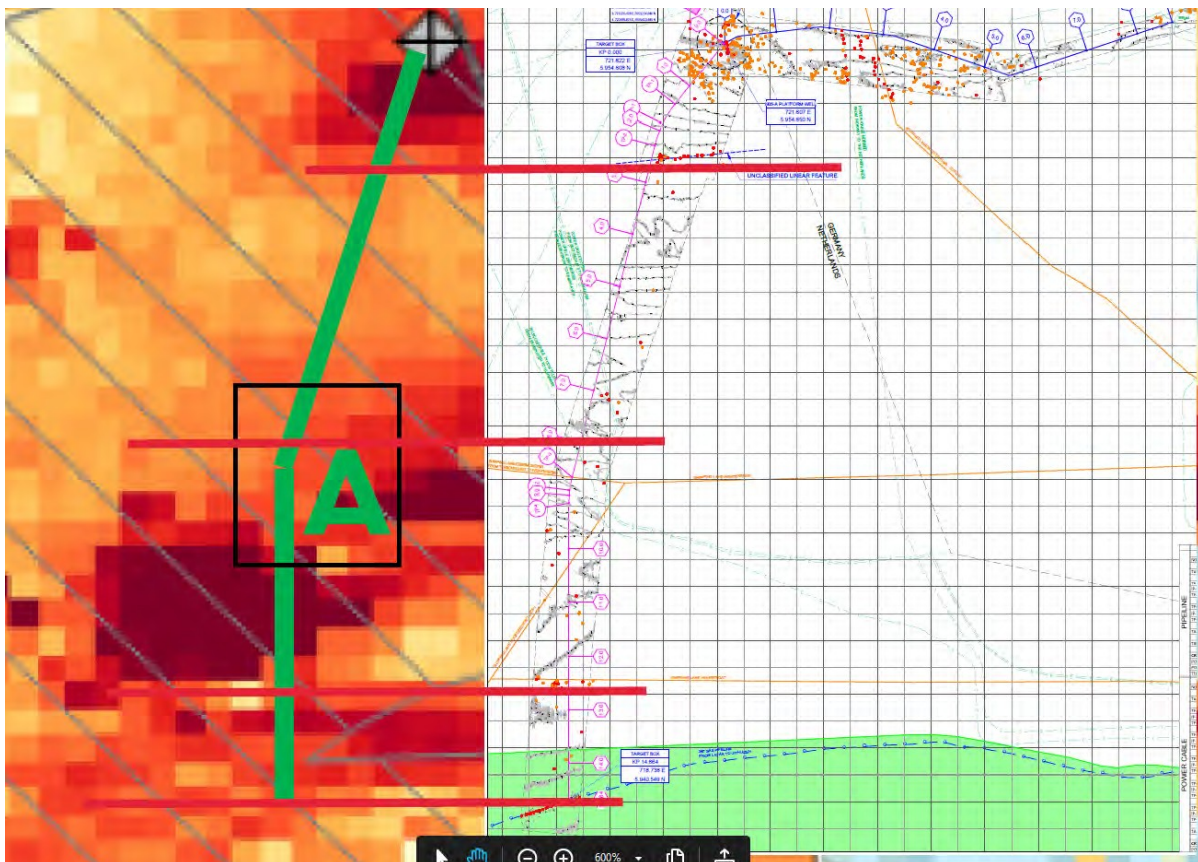


Abbildung 7 Schifffahrtsdichte entlang der Pipelinetrasse

Tabelle 15 Schifffahrtssichten entlang der Pipelinetrasse

Von KP	An KP	Versanddichte
0,0	2.7	45
2.7	8.0	15
8.0	12.7	45
12.7	14.7	27

Um den Einfluss der Schifffahrtssichten zu bestimmen, wurden mehrere Berechnungen zur Fall- und Schleppankerwahrscheinlichkeit für den Fall der vergrabenen und nicht vergrabenen Pipeline durchgeführt (siehe Tabelle 16).

Es ist zu beachten, dass die CWC-Dicke des nicht vergrabenen Pipelinesgehäuses aus Sicht der Herstellung, Handhabung und Installation bereits ihre maximale Dicke erreicht hat.

Tabelle 16 Wahrscheinlichkeit [1/(km-Jahr)], Ergebnis für verschiedene Schifffahrtssichten

Schifffahrtssichte /1000 km ²	Erdverlegte Überdeckung ToP				Nicht hat erdverlegt
	0,6 m	0,7 m	0,8 m	1,0 m	
45	$1.21 \cdot 10^{-6}$	$1.00 \cdot 10^{-6}$	$0.79 \cdot 10^{-6}$	$0.78 \cdot 10^{-6}$	$1.39 \cdot 10^{-6}$
27	$0.73 \cdot 10^{-6}$	$0.60 \cdot 10^{-6}$	$0.48 \cdot 10^{-6}$	$0.47 \cdot 10^{-6}$	$0.83 \cdot 10^{-6}$
15	$0.40 \cdot 10^{-6}$	$0.33 \cdot 10^{-6}$	$0.26 \cdot 10^{-6}$	$0.26 \cdot 10^{-6}$	$0.46 \cdot 10^{-6}$
9	$0.24 \cdot 10^{-6}$	$0.20 \cdot 10^{-6}$	$0.16 \cdot 10^{-6}$	$0.16 \cdot 10^{-6}$	$0.28 \cdot 10^{-6}$

8. Analyse abgeworfener Objekte

In diesem Abschnitt wird die verwendete Methodik zur Bestimmung der Aufprallenergie durch die abgeworfenen Objekte und der von der Steinschüttung absorbierten Energiemenge in Abhängigkeit von ihrer Höhe beschrieben. Dieser Ansatz schließt probabilistische Daten aus und ist lediglich ein Vergleich zwischen der Aufprallenergie des abgeworfenen Objekt und der absorbierten Energie durch die Deckschicht. Es wird davon ausgegangen, dass die Spule die gleichen Eigenschaften wie die Pipeline hat, als Ergebnis wurde die gleiche akzeptable Menge an plastischer Verformungsenergie verwendet.

Die erforderliche Höhe der Steinschüttung in der Nähe der Plattformen und der Anlegestelle, um der Aufprallenergie standzuhalten, die durch abgeworfene Objekte aufgrund des Kranhandlings von und auf die Plattform/das Versorgungsschiff (Container, Ausrüstung, Rohre usw.) entsteht, wird in Anlehnung an DNV-RP-F107 [11] bestimmt.

8.1. Aufprallenergie eines abgeworfenen Objekts

Die Berechnung der kinetischen Energie (E_k) eines abgeworfenen Objekts erfolgt nach der gleichen Methode wie in Kapitel 7.8 beschrieben. Wie in Kapitel 5.3 besprochen, sind die wahrscheinlichsten Objekte, die die Pipeline beschädigen, rohrförmige Objekte wie z. B. Rohrelemente.

Unter Verwendung der Daten typischer abgeworfener Objekte, wie in Tabelle 9 dargestellt, werden die Endgeschwindigkeit und die kinetische Energie beim Aufprall berechnet, und die Ergebnisse sind in Tabelle 17 dargestellt. Die maximale Fallhöhe (H_d) in Luft wird auf maximal 50 [m] geschätzt.

Die Aufprallgeschwindigkeit auf Meereshöhe kann mit Hilfe von Abschnitt 4 von Quelle [12] bestimmt werden:

$$v_{i,a} = \sqrt{2 \times g \times H_d}$$

Die charakteristische Wassertiefe wird bestimmt mit 4 aus Quelle [12]:

$$s_c = \frac{M + Ma}{\rho_w \cdot C_d \cdot A_p}$$

Bei Kenntnis der minimalen Wassertiefe von 28 [m], (s) und nach Bestimmung des charakteristischen Abstands (s_c) und Endgeschwindigkeit (v_t) für ein bestimmtes Objekt, kann die tatsächliche Aufprall-Unterwasser-Geschwindigkeit (v) und damit die Aufprallenergie mit Hilfe der oben angegebenen 8 berechnet werden.

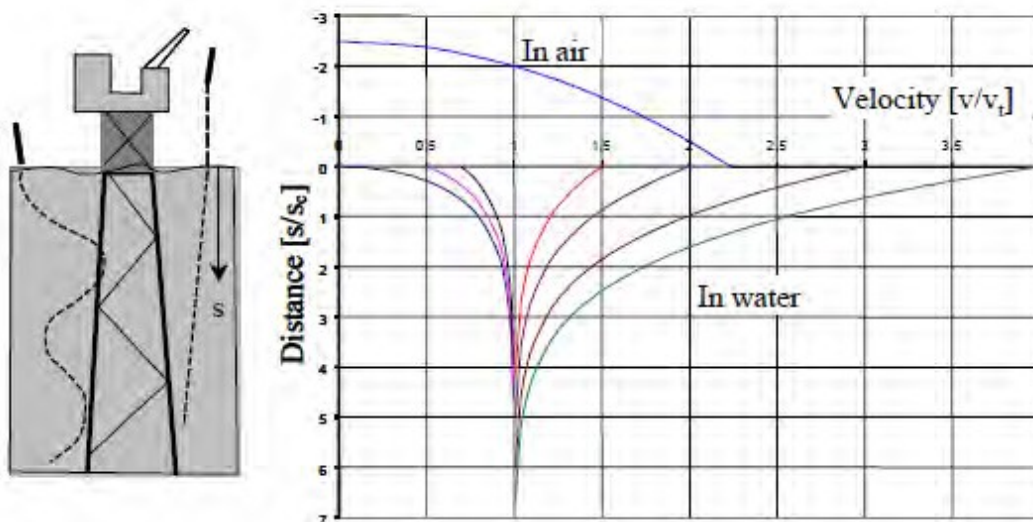


Abbildung 8, Geschwindigkeitsprofil für in Wasser fallende Objekte [12]

Tabelle 17 Kinetische Aufprallenergien für Design-Fallobjekte

Objekt	Gerät	1	2	3	4	5
Aufprall v _{i,a} an der Wasserlinie. S _a =50 m	[m/s]	31,3	31,3	31,3	31,3	31,3
Endgeschwindigkeit im Wasser, v _t . S=26m	[m/s]	8,98	9,62	10,17	12,5	11,43
Kinetische Aufprallenergie, E _k	[kJ]	35,8	65,7	105,8	453,3	1097
Tragfähigkeit, p(h)	[Tonnen/m²]	41,8	65,7	58,7	108,6	108,2
Absorptionsenergie Steinschüttung, (E _{pd})	[kJ]	36,4	65,2	105,0	443,1	1095,5
Absorptionsenergie Rockspule, (E _{ps})	[kJ]	26,1	26,1	26,1	26,1	26,1
h _{kritisch}	[m]	0,24	0,28	0,32	0,65	0,43

Es ist zu beachten, dass die Absorptionsenergie der Spule nicht zur gesamten Absorptionsenergie beiträgt. Der Steinberme sollte die gesamte Absorptionsenergie bereitstellen, so dass die Pipeline vollständig geschützt ist und keinen Beitrag zur Absorption leistet.

8.2. Energiekapazität von Steinschüttung

Die Eigenschaften der Steinschüttung, wie in Tabelle 6 dargestellt, werden als Eingabe für die Fallkörperberechnung verwendet. Die von der Steinschüttung aufzunehmende Auflagerkraft wird nach dem Brinch-Hansen-Verfahren bewertet.

Das Energieaufnahmevermögen einer Steinschüttung ist definiert durch:

$$E_p = p \cdot g \cdot \left\{ \frac{1}{2} \cdot (B_r + B_o) \cdot \frac{1}{2} \cdot (L_r + L_o) \cdot h \right\}$$

Wohingegen, B_r, L_r=Breite/Länge Einflusszone Steinschüttung am oberen Ende des Rohres .

$$B_r = B_o + 2 \cdot h \cdot \tan(90^\circ - \varphi)$$

$$L_r = L_o + 2 \cdot h \cdot \tan(90^\circ - \varphi)$$

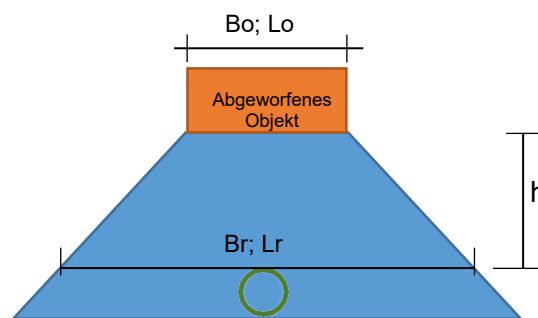


Abbildung 9 Geometrische Beschriftungen der Schüttung

Wobei sowohl B_r als auch L_r pro Objekt berechnet werden, basierend auf den Steinschüttungseigenschaften wie in Tabelle 6 angegeben und dem Rohrdurchmesser, der gleich B_o und L_o ist.

Zylindrische Objekte finden in einer horizontalen Position eine stabile Fallorientierung. Da das längste betrachtete Objekt 1,2 m lang ist und die Breite der Felsdecke typischerweise 2 m beträgt, wird angenommen, dass das Objekt die Felsdecke über die gesamte Länge berührt. Die Kontaktfläche ist dann gleich dem Außendurchmesser mal der Länge.

Die berechnete Absorptionsenergie für die auf die und 20 Zoll abgeworfene Objekte sowohl für die Steinschüttung als auch für die Spule ist in Tabelle 16 dargestellt, wobei der Maximalwert für die Steinschüttungsüberdeckung hervorgehoben ist. Die Absorptionsenergie der Spule ist identisch mit der Absorptionsenergie der Rohrleitung (E_p = 26,1 [kJ]), wie in Abschnitt 7.10 berechnet.

Wie man sieht, ist das Objekt 4 am kritischsten, was die erforderliche Schütthöhe über der Pipeline betrifft, die mehr als 0,65 m betragen sollte.

9. Schlussfolgerungen

Schlussfolgerungen.

Das Gebiet zwischen der Ems- und der Nordsee ist ein stark befahrenes Gebiet mit einer hohen Schiffsdichte. Im Allgemeinen führt eine hohe Schiffsdichte zu höheren Unfallraten bei Kollisionen und Sinken. Schiffsunfälle führen zu einem höheren Pipeline-Risiko für abgeworfene und schleppende Anker.

Die Schiffe, die die Ems-Dollart-Häfen anlaufen, sind in der Regel kleinere Schiffe, da die Ems-Dollart-Häfen nicht erhalten die sehr großen Schiffe (max. Tiefgang ca. 14 m), alle größeren Schiffsankünfte und -abfahrten werden von einer Verkehrsleitzentrale kontrolliert. Und werden mit der obligatorischen Lotsen- und Schlepperhilfe in die Fahrrinne ein- oder ausfahren.

Die N05A-Pipeline hat eine relativ große Wandstärke und ist aus Stabilitätsgründen mit einer Kombination von Maßnahmen wie Steinbermen, CWC und Erdverlegung versehen. Diese zusätzlichen Maßnahmen bieten zusätzlichen Schutz vor Fremdeinwirkungen.

Abgeworfene und schleppende Anker

Im Allgemeinen sind abgeworfene und schleppende Anker die vorherrschende Gefahr für die Pipeline. Nur weil Schiffe in der engen Fahrrinne navigieren müssen, bedeutet das, dass Anker im Notfall leicht eingesetzt werden.

Für den **Fall der erdverlegten Pipeline** beträgt die berechnete Überdeckungstiefe 0,7 m. Um die Akzeptanzkriterien von 10-6/km/Jahr zu erfüllen.

Der **Fall der nicht erdverlegten Pipeline**, das Akzeptanzkriterium kann in den Bereichen mit hoher Schiffsdichte nicht erfüllt werden.

Außerdem sind die in diesem Dokument genannten Energieabsorptionsfähigkeiten des CWC nur indikativ und bedürfen der Bestätigung. Wenn eine nicht erdverlegte Pipeline verwendet wird, scheint eine Umleitung erforderlich zu sein, und es sollten Gebiete mit geringerer Schiffsverkehrsdichte gewählt werden. Eine Art Hotspot-Steinbermenschutz könnte angewendet werden, um lokal die Schadenswahrscheinlichkeit auf ein akzeptables Niveau zu reduzieren.

Abgeworfene Objekte

Die Pipelinesspulen in der Nähe der Plattform N05A müssen vollständig gegen abgeworfene Objekte geschützt werden. Dies erfolgt durch eine Steinberme mit einer erforderlichen Steinbermenhöhe von 0,65 m über den Spulen.

Fanggeräte und sinkende Schiffe

Interferenzschäden an Fischereigeräten und sinkende Schiffe sind beides relativ unkritische Pipeline-Risiken. Der Fall der nicht erdverlegten Pipeline ist exponierter, aber das Risiko liegt immer noch unter der Akzeptanzgrenze.

Folge der Beschädigung

Die berechneten Wahrscheinlichkeiten sind für Schäden der Kategorie 3. Es handelt sich um einen Verlust des Containments von Erdgas mit einem Anteil Kondensat. Bei dem maximalen Flüssigkeitsstau von ca. 137 m³ könnte ein Teil dieses Volumens freigesetzt werden.

A. Risikountersuchung und -bewertung

Die folgenden Teilnehmer haben an der Pipeline-RIE teilgenommen, die am 3. Dezember 2019 in One-Dyas Büro in Amsterdam stattfand

- Jan Willem in 't Anker Engineering-Manager ONEDyas
- Frits Gremmen Pipeline-Ingenieur ONEDyas
- Michel van der Beek HSE-Ingenieur ONEDyas
- Pascal Ferier Projektleiter Enersea
- Jan van den Berg Pipeline-Ingenieur Enersea

Angewandte Risikomatrix

Risk assessment matrix									
Potential consequences					Never heard of in Industry	Heard of in Industry	Has occurred in NL or UK EP Industry	Happens several times per year in NL or UK EP Industry	Happens several times per year in own company
Harm to People	Environmental Impact	Asset Damage	Reputation Impact						
P	E	A	R		A	B	C	D	E
No injuries or health effect	No effect	No damage	No impact	0	Low	Low	Low	Low	Low
Slight injuries not effecting daily life	Slight impact	Slight damage <10K €	Slight impact	1	Low	Low	Low	Low	Low
Minor injuries or health effect, restriction in work or life for 5 days	Minor environmental damage, but self-reversible	Minor damage 10K-100K €	Minor impact	2	Low	Low	Low	Medium	Medium
Major injuries or health effect, lost time or effect for more than 5 days	Limited environmental damage that will persist or needs intervention	Moderate damage 100K-1000K €	Significant regional impact	3	Low	Low	Medium	Medium	High
Permanent total disability or up to 3 fatalities	Severe Environmental damage that will require extensive measures to restore	Major damage 1-10x10 ⁶ €	Major impact on national reputation	4	Low	Medium	Medium	High	High
More than 3 fatalities	Persistent severe Environmental damage that will lead to loss of use or natural resources over wide area	Massive damage over 10x10 ⁶ €	Major impact on Companywide reputation	5	Medium	Medium	High	High	High
Score P, E, A, R, on Consequences and Likelihood. The highest score is valid for the registration and investigation. Example an incident with a score for either P,E,A,R in 3E makes it a High for Registration and Investigation					An incident can score different on P,E,A,R. An incident can happen with damage several times per year (score E on Asset), but hardly ever with Environmental damage (score B on Environment)				

RIE-Ergebnis, Aktionsliste

Die folgenden Aktionen wurden während des Workshops aufgezeichnet				
	Aktion	Antwort	Aktionshalter	Datum
Auslegung auf Basis fehlerhafter Metozeen- und Umweltdaten oder fehlerhafter Anwendung	Vergleich mit anderen Standorten		OneDyas	
Installation, Einbindung NGT defekt	separate Risikobewertung erforderlich		OneDyas	
Verflüssigung	ALARP. Können wir ähnliche Projekte finden	.. E-Mail 04 dec 2019 an Frits Gremmen	Enersea	
Kolk, Verlust der Überdeckung, Exposition (freie Spannweite), Auftrieb	Erfasst in MER		OneDyas	
Abgeworfener und schleppender Anker	Kontaktieren Sie RWS, um die Legitimität der Verankerungszone zu untersuchen. ALARP. Beurteilen Effektivität der Maßnahmen.		OneDyas	
Schiffsverkehr	ALARP. Wird durchgeführt für Plattform		OneDyas	
Wasserstraße ausbaggern	Kontakt RWS		OneDyas	

B. Risikoregister

(3 Seiten)

Allgemeine Gefahr	Spezifische Gefahr	Pipeline-Abschnitt	Ursache	Potenzieller Effekt	Anfängliche Hürden	Anfängliches Risiko			Steuerung / Absicherung	Quellendokument	Residuales Risiko			Maßnahme
		S				L	RR	S			L	RR		
DFI (Konstruktions-, Fertigungs- und Installationsfehler)														
	Design und Material, Spezifizierung Eigenschaften	allgemein	Unzureichende Materialeigenschaften zur Erfüllung der Konstruktionsanforderungen	Nichteinhaltung von Vorschriften und Regeln, Verzögerungen, Kosten	Design-Standards,	2	C	L	Entwurfsprüfung, Verifizierung durch Zertifizierungsstelle		2	B	L	
	Konstruktion und Material, Bruchkontrolle	allgemein	Unzureichend spezifizierte spröde und duktile Zähigkeitseigenschaften.	Nichteinhaltung von Vorschriften und Regeln, Verzögerungen, Kosten	Design-Standards,	2	C	L	Entwurfsprüfung, Verifizierung durch Zertifizierungsstelle		2	B	L	
	Auslegung auf Basis fehlerhafter Prozessparameter	allgemein	Prozessparameter und -bedingungen sind unbestätigt, nicht konsistent	Nichteinhaltung von Vorschriften und Regeln, Verzögerungen, Kosten	Design-Standards,	2	C	L	Entwurfsprüfung (Peer Review), Verifizierung durch Zertifizierungsstelle		2	B	L	
	Auslegung auf Basis fehlerhafter Metocean- und Umweltdaten oder fehlerhafter Anwendung	allgemein	Die Wassertiefe variiert von 26,5 bis 9,5 m mit erheblichen Stabilitätsproblemen. Schlechte geotechnische Interpretationen	Die Stabilität der Pipeline ist gefährdet. Nichteinhaltung von Vorschriften und Regeln, Verzögerungen, Kosten.	Design Standards, Design konzentriert sich speziell auf die Stabilität, Metocean-Daten.	3	C	M	Entwurfsprüfung (Peer Review), Verifizierung durch den Zertifizierungsstelle,		3	B	L	
	Konstruktions- und Materialfehler, Lebenszyklus	allgemein	Ermüdung, Korrosionsraten, Materialverschleiß.	Der erwartete Lebenszyklus wird nicht erreicht. Nichteinhaltung von Codes und Vorschriften, Verzögerungen, Kosten.	Konstruktionsstandards. Bei der Auslegung werden Ermüdungslebensdauer, Korrosionsrate und Degradationsvorhersagen berücksichtigt.	2	C	L	Entwurfsprüfung, Verifizierung durch den Zertifizierungsstelle.		2	B	L	
	Materialfehler bei der Herstellung, falsche Eigenschaften von Materialien	allgemein	Fertigungsfehler, unzureichende Materialprüfung und Testverfahren	Nichteinhaltung von Vorschriften/Unternehmensspezifikationen, Verzögerungen, Kosten	Konstruktionsstandards, QA/QC-Richtlinie, Firmenstandards.	2	C	L	Inspektion und Überwachung		2	B	L	
	Installation, Baumängel		Installationsfehler	Dellen in der Pipeline, Dellen, jede Art von Schäden. Verursacht Verzögerungen und Kosten.	Konstruktionsstandards, Installationsplanung und -verfahren, QA/QC-Politik	2	C	L	Inspektion und Überwachung		2	B	L	
Erdverlegt	Installation Vergrabungsproblem	Pipeline	unzureichende Grabentiefe, Felsbrocken im Graben, UHB-Risiko, Eignung des Bodens	Nichteinhaltung der erforderlichen Verschüttungstiefe, Verzögerungen, Kosten	Konstruktionsstandards, QA/QC-Richtlinien, Standortvermessungen: Objekte auf dem Meeresboden, wie Felsen, Wracks und magnetische Objekte, werden vermessen und in das Routing-Design einbezogen.	3	C	M	Führen Sie den Grabenaushub und die Installationsmöglichkeit durch und bestimmen Sie geeignete Installationsgeräte.		3	B	L	
Nicht erdverlegt	Installation Stabilitätsproblem	Pipeline	Unzureichendes Eintauchgewicht (Stahlwandstärke und / oder CWC)	Nichteinhaltung von Stabilitätsanforderungen, Verzögerungen, Kosten	Konstruktionsstandards, QA/QC-Richtlinien, Bodenuntersuchungen und Metocean-Daten.	3	B	L			3	B	L	
	Installation (Umgebungs-einschränkungen)	Pipeline	Unvorhergesehene Einschränkungen	Verzögerung und Kosten	Pipeline ist Teil der Umweltprüfung (MER)	2	C	L	Nachverfolgung des MER-Ergebnisses		2	C	L	
	Installationskonflikt, Fehler	am Bahnsteig	Unvorhergesehene SIMPOS, Kontrollverlust, Kollision mit Plattform, Workover-Rig, Zielbox zu nahe an der Plattform. Magnetische Kontakte in der Nähe der Plattform.	Verzögerung, Kosten, Sicherheit	Planung, Schnittstellenmanagement. Das Design berücksichtigt mögliche Kollisionen oder vermeidet Hindernisse.	3	D	M	Stakeholder und Schnittstellen verwalten. Installation Machbarkeit durchführen Verwalten Sie Verträge und Zeitfenster von Installationsfirmen, um Kollisionen zu vermeiden.		3	C	M	
	Installation, Einbindung NGT defekt	bei NGT Einbindung	Nicht in der Lage, die Verbindung herzustellen. Unvorhergesehene Probleme, z. B. verringerte Wandstärke am Ort der Heißwasserentnahme usw.	Nichteinhaltung der Installationsspezifikationen, Verzögerungen, Kosten, Verlust des Containments.	Planung, Schnittstellenmanagement.	5	C	H	Stakeholder und Schnittstellen verwalten. Durchführen einer Machbarkeitsstudie. Wird von NGT ausgeführt. Soll verwaltet werden von seriösen Auftragnehmern und wird gesondert einer Risikobewertung unterzogen.		5	B	M	Gesonderte Bewertung des Risikos erforderlich
	Vor-Inbetriebnahme-Fehler		Jeder Fehler im Zusammenhang mit der Vorinbetriebnahme der Pipeline. Unzureichende Reinigung und Trocknung	Nichteinhaltung, Verzögerungen, Kosten.	Konstruktionsstandards, QA/QC-Richtlinie	2	C	L	Inspektion und Überwachung, „as-laid“-Informationen		2	B	L	
Naturereignis/Gefahren														
	Erdbeben, Murgang	allgemein	Boden- und Hanginstabilität. Nicht in geotechnischen Berichten erfasst	Pipeline-Bruch, große Verlagerungen der Pipeline, die zu Knicken führen und Verlust des Containments	Geotechnische Daten interpretiert und keine signifikante Exposition gefunden	2	C	L	PIMS, ereignisbasierte Inspektion durchführen. Periodische Sichtprüfung unter Wasser (allgemeine Sichtprüfung (GVI) und Abtastung des Meeresbodens (z. B. Fächerecholot)		2	C	L	
	Seismische Belastung, Verwerfungslinien	allgemein	Seismische und Verwerfungsbewegungen	Überbeanspruchung der Pipeline, Abknicken mit Verlust des Containments	Geotechnische Daten interpretiert und keine bekannten seismischen Risiken gefunden	2	C	L	PIMS, ereignisbasierte Prüfung durchführen		2	C	L	
	Absenkung	Plattform	Absenkung durch Brunnenbohrungen, historische Sandentnahme	unvorhergesehene Verlagerungen der Pipeline, die zu Knicken und zum Verlust des Containments führen	Geotechnische Daten interpretiert und keine Setzungen erwartet	2	C	L	PIMS, führen Sie eine ereignisbasierte Inspektion durch. Periodische visuelle Inspektion unter Wasser (allgemeine visuelle Inspektion (GVI) und Abtasten des Meeresbodens (z. B. Fächerecholot)		2	C	L	

Pipeline RIE OneDyas														
Begraben	Verflüssigung	Pipeline	Welleninduzierte Verflüssigung	Aufschwimmen der Pipeline, was zu Knicken führt. Unterbrechung der Produktion	Grabengerechtes Verfüllungsmaterial. Verwenden Sie ein hohes spezifisches Gewicht.	3	C	M	PIMS, Inspektionen durchführen. Regelmäßige visuelle Inspektion unter Wasser (allgemeine visuelle Inspektion (GVI) und Abtasten des Meeresbodens (z. B. Fächerecholot). Führen Sie Graben- und Verfüllungsanalysen durch. Sanierungsarbeiten (Neuaushub, Verfüllung z. B. Steinschüttung)		3	C	M	ALARP

Allgemeine Gefahr	Spezifische Gefahr	Pipeline-Abschnitt	Ursache	Potenzieller Effekt	Anfängliche Hürden	Anfängliches Risiko			Steuerung / Absicherung	Quellendokument	Residuales Risiko			Maßnahme
						S	L	RR			S	L	RR	
<i>Erdverlegt</i>	Unkontrollierte Bewegung der Pipeline (vertikal)	Pipeline	Verlust der Überdeckung, Verlust der Stabilität	Überbeanspruchung, Knickung, dadurch Verlust des Containments	Konstruktionsstandards. Grabenaushub für kontrollierte Pipeline-Stabilität. Tiefe der Überdeckung.	3	C	M	PIMS, Inspektionen durchführen. Regelmäßige visuelle Inspektion unter Wasser (allgemeine visuelle Inspektion (GVI), Rohrverfolgung und Abtasten des Meeresbodens (z. B. Fächerecholot). Führen Sie Grabenaushub- und Verfüllungsanalysen durch. Sanierungsarbeiten (z. B. Steinschüttung)		3	B	L	
<i>Nicht erdverlegt</i>	Unkontrollierte Bewegung der Pipeline (vertikal, lateral)	Pipeline	Verlust der Stabilität	Übermäßige Verschiebung, Überbeanspruchung, Knickung, dadurch Verlust des Containments	Konstruktionsstandards. Beton Gewicht Beschichtung =140 mm,	3	C	M	PIMS, Inspektionen durchführen. Regelmäßige visuelle Inspektion unter Wasser (allgemeine visuelle Inspektion (GVI) und Abtasten des Meeresbodens (z. B. Fächerecholot). Durchführung von Stabilitätsanalysen nach dem Stand der Technik. Sanierungsarbeiten (z. B. Steinschüttung)		3	B	L	
<i>Nicht erdverlegt</i>	Kolk, Verlust der Überdeckung, Exposition (freie Spannweite), Auftrieb	Pipeline	Mobilität des Meeresbodens	Entwicklung freier Spannweiten mit der Folge von Überbeanspruchung, Ermüdung, Verhaken von Fanggeräten, übermäßige Verlagerungen	Konstruktionsstandards.	3	C	M	PIMS, führen Sie Inspektionen durch. Holen Sie geotechnische/hydromorphologische Beratung ein. Sanierungsarbeiten (z. B. Steinschüttung)		3	B	L	MER gibt eine Anforderung für eine morphologische Studie an
	Schlechtes Wetter	Pipeline	Unvorhergesehene Unwetter Bedingungen	Jede Beschädigung	Ausreichende Kenntnisse über Wetter und Umweltdaten	2	C	L	PIMS, führen Sie eine ereignisbasierte Prüfung durch.		2	C	L	
Schäden/Störungen durch Fremdeinwirkung														
	Abgeworfene Objekte	nahe der Plattform	Abgeworfenes Objekt von Schiff/Rigg/Plattform	Beschädigung der Beschichtung und der Pipeline. Delle, Verlust der Eindämmung. (Wirkung kann sich auf die Plattform ausdehnen)	Die Steinberme ist für einen vollständigen Schutz vor abgeworfenen Objekten (und Rigg-Ankern) auf Spulen ausgelegt. Hebeaktivitäten am Nordende der Plattform	3	D	M	PIMS, Beibehaltung der Verfahren für Heben, Annäherung und Position von Schiffen und Bohrgerät. Regelmäßige visuelle Inspektion von Steinbermen/Schutzvorrichtungen oder Seitenscan-Sonar. Beseitigungsarbeiten (z. B. Felsverklappung). Verfahren zur Stilllegung der Plattform.	Studie zur Risikobeurteilung beim Erfassen abgeworfener Objekte	3	B	L	
<i>Erdverlegt</i>	Abgeworfener und schleppender Anker	Pipeline	Abgeworfener/schleppender Anker Pipeline-Route kreuzt Ankerzone.	Beschädigung der Beschichtung und der Pipeline. Beschädigung der Pipeline, Bruch. Verlust des Containments	Grabenführung und großer Durchmesser reduzieren die Gefahr des Einhakens. Tiefe der Überdeckung = 1 m.	4	D	H	PIMS, periodische Rohrverfolgungsmessung und aktive AIS-Überwachung. Regelungen im Fahrwasser für den Schiffsverkehr auf der Ems (Lotsen- und Schlepperhilfe). Sanierungsarbeiten (z. B. Steinschüttung). Regulatorische Einschränkung für das Ankern außerhalb ausgewiesener Ankerzonen.	Studie zur Risikobewertung beim Erfassen von abgeworfenen und schleppenden Ankern	4	C	M	Setzen Sie sich mit RWS in Verbindung, um die Zulässigkeit der Verankerungszone zu prüfen. ALARP. Bewertung der Effektivität von Maßnahmen.
<i>Nicht erdverlegt</i>	Abgeworfener und schleppender Anker	Pipeline	Abgeworfen/Schleppend. Pipelinetrasse kreuzt Ankerzone.	Beschädigung der Beschichtung und der Pipeline. Beschädigung der Pipeline, Bruch. Verlust des Containments	Die Beschichtung mit Betongewicht (CWC=140 mm) reduziert einige Auswirkungen von Dellen oder Haken.	4	D	H	PIMS, periodische Rohrverfolgungsmessung und aktive AIS-Überwachung. Regelungen im Fahrwasser für den Schiffsverkehr auf der Ems (Lotsen- und Schlepperhilfe). Sanierungsarbeiten (z. B. Steinschüttung). Regulatorische Einschränkung für das Ankern außerhalb ausgewiesener Ankerzonen.	Studie zur Risikobewertung beim Erfassen von abgeworfenen und schleppenden Ankern	4	C	M	Setzen Sie sich mit RWS in Verbindung, um die Zulässigkeit der Verankerungszone zu prüfen. ALARP. Bewertung der Effektivität von Maßnahmen.
<i>Erdverlegt</i>	Gießen, Schiffsuntergang	Pipeline (flacher Abschnitt)	Sinkendes, gestrandetes Schiff	Schaden an der Pipeline, wahrscheinlich nur Knickung	Grabenverlegung bietet einen geringen Schutz	3	C	M	PIMS, und aktive AIS-Überwachung. Regelung für den Schiffsverkehr auf Ems (Lotsen- und Schleppdienst (obligatorisch DWT >10.000)). Pipeline absichern. Sanierungsarbeiten (z. B. Steinschüttung)	Studie zur Risikobewertung beim Erfassen von sinkenden Schiffen	3	B	L	
<i>Nicht erdverlegt</i>	Gießen, Schiffsuntergang	Pipeline (flacher Abschnitt)	Sinkendes, gestrandetes Schiff	Schaden an der Pipeline, wahrscheinlich nur Knickung		3	C	M	PIMS, und aktive AIS-Überwachung. Regelung für den Schiffsverkehr auf Ems (Lotsen- und Schleppdienst (obligatorisch DWT >10.000)). Pipeline absichern. Sanierungsarbeiten (z. B. Steinschüttung)	Studie zur Risikobewertung beim Erfassen von sinkenden Schiffen	3	B	L	
<i>Erdverlegt/ Nicht erdverlegt</i>	Abgeworfener und schleppender Anker	Tragegurt	Hauptursache sind abgetriebene Schiffe aus der Hauptfahrrinne	Kollision mit Plattform, Beschädigung der Steigleitung. Beschädigung der Steigleitung, Verlust des Containments	Plattform wird in der Nähe von Schifffahrtswegen projiziert. Steigleitung(en) innerhalb des Mantels gelegen	5	C	H	Verwaltung der Sperrzone, Navigationshilfen, aktive AIS-Überwachung mit der Möglichkeit, Schiffe zu warnen, Unterwasser-Rückschlagventil in der Nähe der Plattform, Plattform-Abbruchverfahren	32287-1-MO, Plattform-Kollisionsbericht	5	B	M	ALARP. Wird für die Plattform durchgeführt
<i>Erdverlegt</i>	Fanggeräte	Pipeline	Ziehen und Einhängen der Pipeline	Beschädigung der Pipeline, Dellen, Verschiebungen	Grabenbau bietet ausreichenden Schutz gegen Fanggeräte	2	B	L	PIMS. Regelmäßige visuelle Inspektion unter Wasser (allgemeine visuelle Inspektion (GVI) und Abtasten des Meeresbodens (z. B. Fächerecholot)		2	B	L	
<i>Nicht erdverlegt</i>	Fanggeräte	Pipeline	Ziehen und Einhängen der Pipeline	Beschädigung der Pipeline, Dellen, Verlagerungen	Betongewicht Beschichtung = 140 mm. CWC bieten Schutz gegen Dellen. (CWC-Schaden)	2	C	L	PIMS. Regelmäßige visuelle Inspektion unter Wasser (allgemeine visuelle Inspektion (GVI) und Abtasten des Meeresbodens (z. B. Fächerecholot)	Studie zur Risikobewertung, die die Interaktion mit der Fischerei erfasst	2	B	L	
<i>Erdverlegt/ Nicht erdverlegt</i>	Nicht explodierte Sprengkörper	Pipeline	unentdeckte UXO	Beschädigung der Pipeline, Verlust des Containments	Bei der Vermessung von magnetischen Anomalien wird ein Sicherheitsabstand von 200 m eingehalten.	2	C	L	PIMS. Regelmäßige visuelle Inspektion unter Wasser (allgemeine visuelle Inspektion (GVI) und Abtasten des Meeresbodens (z. B. Fächerecholot)		2	B	L	
<i>Erdverlegt/ Nicht erdverlegt</i>	Wracks, Felsbrocken und Hindernisse	Pipeline	Vorhandensein von Anomalien.	Mögliche Kollision und Beschädigung der Pipeline, Nichtbeachtung (ökologische/archäologische Werte)	Schiffswracks und andere Objekte werden identifiziert und Trennungsabstände werden eingehalten	2	C	L	PIMS. Regelmäßige visuelle Inspektion unter Wasser (allgemeine visuelle Inspektion (GVI) und Abtasten des Meeresbodens (z. B. Fächerecholot)	N05A-7-51-0-72510-01-01_Gesamtfeld-Layoutzeichnung	2	B	L	
<i>Erdverlegt/ Nicht erdverlegt</i>	Bergbau, Sandgewinnung, Baggerarbeiten	Pipeline	Bergbau, Sandgewinnung oder Baggerarbeiten.	Mögliche Kollision und Beschädigung der Pipeline	Es sind keine Kollisionen vorgesehen	2	C	L	Stakeholder- und Wegerechtsmanagement. PIMS, Inspektionen durchführen		2	B	L	
<i>Erdverlegt/ Nicht erdverlegt</i>	Wasser-straße ausbaggern	Pipeline-Fahrrinne	Zukünftige Erweiterung der Hafeneinfahrt, mit Baggerfahrwasser	Nichteinhaltung, Verlust der Betriebserlaubnis	Einholen und Umsetzen der Genehmigungsbedingungen für die Querung der Fahrrinne/ Schifffahrtsrinnenerweiterung.	4	C	M	PIMS, Stakeholder- und Wegerechtsmanagement. Verwalten Sie Genehmigungen.	N05A-7-51-0-72510-01-01_Gesamtfeld-Layoutzeichnung	4	B	M	Kontakt RWS
<i>Erdverlegt/ Nicht erdverlegt</i>	Sabotage	allgemein	Sabotage	Beschädigung der Pipeline		2	C	L			2	C	L	

Pipeline RIE OneDyas													
	Pipeline (Zukunft) Kreuzung(en)	Pipeline	ungünstige Gestaltung	Zusätzliches/übermäßiges Laden auf Pipeline-System.	Konstruktionsstandards.	2	C	L	PIMS, Stakeholder- und Wegerechtsmanagement		2	B	L
Korrosion													
	Innere Korrosion	allgemein	Wechselnde Zusammensetzung der Produktionsflüssigkeiten. Wassertaupunkt zu hoch	Höhere Korrosionsrate als erwartet, der Lebenszykluswird nicht eingehalten, was zu einem Verlust des Containments führt	CA= 3mm, es wird keine Korrosion erwartet (behandelte und betaute Flüssigkeiten)	2	C	L	PIMS, führen Sie Inspektionen und Überwachungen durch. Periodische Wanddickenmessungen. Überwachung der Flüssigkeitseigenschaften, speziell Wassergehalt und Taupunkt, Inhibitionsrate.		2	B	L

Allgemeine Gefahr	Spezifische Gefahr	Pipeline-Abschnitt	Ursache	Potenzieller Effekt	Anfängliche Hürden	Anfängliches Risiko			Steuerung / Absicherung	Quellendokument	Residuales Risiko			Maßnahme
						S	L	RR			S	L	RR	
	Innere Korrosion	allgemein	Unzureichende Hemmung.	Nicht ausreichende Inhibierung führt zu höherer Korrosionsrate als erwartet, Lebensdauer wird nicht eingehalten	CA= 3mm	2	C	L	PIMS, Inspektionen und Überwachung durchführen. Überwachung der Flüssigkeitseigenschaften Hemmungsrate und periodische Kontrolle der Hemmungseffizienz.		2	B	L	
	Galvanische Korrosion	allgemein	Unterschiedliche Materialien im Pipeline-System.	Lokale Korrosion in der Nähe von Materialwechseln, die zu einem Verlust des Containments führen	Übergang durch Isolierung zwischen verschiedenen Metallen.	2	C	L	PIMS, Durchführung von Inspektionen und Überwachung		2	B	L	
	Außenkorrosion (Beschichtungsschäden)	Pipeline	Beschädigung der Beschichtung (z. B. durch abgeworfene Objekte , schleifende Anker)	Lokale Korrosion, die zu einem Verlust des Sicherheitsbehälters führt	CA= 3mm, 3LPE-Beschichtung mit Anoden	3	C	M	PIMS, Inspektionen durchführen. Regelmäßige Sichtprüfung unter Wasser (allgemeine Sichtprüfung (GVI) und CP-Stechen.		3	B	L	
	Außenkorrosion (Beschichtungsschäden)	Tragegurt	Beschädigung der Beschichtung (z. B. durch abgeworfene Objekte, Aufprall von Behältern)	Hohe Korrosionsrate in der Spritzwasserzone durch Sauerstoff und Seewasser, was zum Verlust des Containments führt	CA= 3mm, Neopren (zusätzliche mechanische Festigkeit) im Spritzwasserbereich	2	C	L	PIMS, Inspektionen durchführen. Regelmäßige Sichtprüfung unter Wasser (allgemeine Sichtprüfung (GVI) und CP-Stechen.		2	B	L	
	Außenkorrosion (CP-Ausfall)	allgemein	Anodenverarmung, defekte Kontakte	Zu niedrige Schutzstufen, die zu Außenkorrosion und damit zum Verlust des Containments führen	Die Anodenauslegung beinhaltet eine Kontingenzz.	2	C	L	PIMS, Durchführung von Inspektionen und Überwachung		2	B	L	
	Erosion	allgemein	Partikel in der Produktionsflüssigkeit	Verlust der Wandstärke, was zu einem Verlust des Containments führt	Konstruktionsstandards. CA= 3mm, Sandpartikel und hohe Flüssigkeitgeschwindigkeiten sind nicht vorgesehen. Peer-Review.	2	C	L	PIMS, führen Sie Inspektionen und Überwachungen durch. Wanddickenmessungen und Flüssigkeitseigenschaften (Geschwindigkeit und Sandpartikel).	TR-19018-ONE002 FA Steady-State-Analyse CRS Flow Assurance N05A Steady State PEER Review	2	B	L	
	Ermüdung	Pipeline	Unvorhergesehene Ermüdung, freie Spannweiten,	Risse im Material, die zu einem Verlust des Containments führen	Konstruktionsstandards. Es müssen Ermüdungsanalysen durchgeführt und akzeptable Spannweiten bestimmt werden.	2	C	L	PIMS, Inspektionen durchführen. Regelmäßige visuelle Inspektion unter Wasser (allgemeine visuelle Inspektion (GVI) und Seitensichtsonar		2	B	L	
	Ermüdung	Tragegurt	Unvorhergesehene Ermüdung, lose Klemmen/Führungen	Risse im Material, die zu einem Verlust des Containments führen	Konstruktionsstandards. Ermüdungsanalysen müssen durchgeführt werden.	2	C	L	PIMS, Inspektionen durchführen. Regelmäßige Sichtprüfung Unterwasser (allgemeine Sichtprüfung (GVI).		2	B	L	
	Sprödbbruch	allgemein	Während des Kaltstarts oder beim Wechsel der Betriebsart.	Sprödbbruch führt zu Bruch und Verlust des Containments	Min. Materialauslegungstemperatur eingestellt auf -20 °C für Charpy-Wert.	2	C	L	PIMS, Überwachung der Betriebsarten. Verfahren zum Ändern von Betriebsarten (inkl. Kaltstarts)	TR-19018-ONE002 FA Steady-State-Analyse CRS Flow Assurance N05A Steady State PEER Review	2	B	L	
Strukturelle Gefährdungen														
	Unkontrollierte Steigrohrbewegung	Tragegurt	Verlust der Klemme oder Führung	Überlastung, Nichteinhaltung von Vorschriften und Regeln, Verlust des Containments	Erfasst im Design	3	C	M	PIMS, Verfahren für Überwachung und periodische Inspektionen (spezifisch für Klemmen). Visuelle Inspektionen und integrierte Inspektion (Top-Rope) der Festigkeit der Steigklemmen während der Plattforminspektion. Verfahren für die Überwachung und regelmäßige Inspektionen (spezifisch für die Klemmung).		3	B		
	Übermäßige Steigrohrverschiebung / Lasten	allgemein	Überhöhte Temperatur oder Druck.	Überlastung, Nichteinhaltung der Betriebsauslegungshüllen	Im Design eingefangen, nehmen Spulen die Ausdehnung	2	B	L	PIMS, Inspektionen durchführen. Regelmäßige visuelle Inspektion unter Wasser (allgemeine visuelle Inspektion (GVI) und Abtasten des Meeresbodens (z. B. Fächerecholot). Überwachen und Analysieren von Temperatur- und Druckausschlägen.		2	B	L	
	Auf Bodenstabilität	allgemein	Jede Ursache. Störung des CWC	Große Verlagerungen, Überlastung oder Knicken, nicht konform	Erfasst in der Konstruktion, Pipeline wird erdverlegt	2	B	L	PIMS, Inspektionen durchführen. Regelmäßige visuelle Inspektion unter Wasser (allgemeine visuelle Inspektion (GVI) und Abtasten des Meeresbodens (z. B. Fächerecholot).		2	B	L	
	Statische Überlast	allgemein	Jede Ursache. Übermäßige Steinschüttung.	Überlastung, Nichteinhaltung von Auslegungshüllen, Verlust des Containments	Erfasst im Design	2	B	L	PIMS, Inspektionen durchführen. Regelmäßige visuelle Inspektion unter Wasser (allgemeine visuelle Inspektion (GVI) und Abtasten des Meeresbodens (z.B. Fächerecholot).		2	B	L	
	Ermüdung	allgemein	Jede Ursache. Überhöhte Spannweiten, Kolk.	Überlastung, Nichteinhaltung der Auslegungshüllen, Rissbildung, Bruch. Verlust des Containments.	Erfasst im Design	2	B	L	PIMS, führen Sie Inspektionen durch, überwachen und analysieren Sie Druck- und Temperaturzyklen.		2	B	L	
Betriebs- und Prozessfehler														
	Export nach NGT	allgemein	Compliance- oder Vertragsproblem	Nichteinhaltung/Nichtkonformität von Vereinbarungen, Problem mit dem Export von Gas	Vertragsbedingungen implementieren	2	C	L	PIMS, Vertrags- und Stakeholder-Management. Entwickeln Sie ein Verfahren für den periodischen Datenaustausch.		2	B	L	
	Export nach NGT	allgemein	Off-Spec-Gas, Flüssigkeit in N05A-Pipeline.	Nichtkonformität/Nichtübereinstimmung mit den technischen Anforderungen	Definierte Eigenschaften der Exportflüssigkeit	2	C	L	PIMS, Überwachung von Flüssigkeiten und Entwicklung eines Verfahrens für Off-Spec-Flüssigkeiten. Sicherstellen, dass Prozesshüllkurven in Systemen (DCS) eingestellt sind		2	B	L	
	Prozessumschlag	allgemein	Prozessbedingungen (und Betrieb außerhalb der Hüllkurve)	Nichteinhaltung/Nichtübereinstimmung mit vereinbarten Prozessumfängen, höhere Korrosionsraten als vorgesehen, Hydratblockade. Verlust der Eindämmung	Definierte Prozess- und Betriebsbedingungen	3	C	M	PIMS, Überwachung von Flüssigkeiten und Hemmung. Pflegen Sie Betriebsabläufe für anwendbare Betriebsarten. Sicherstellen, dass Prozesshüllkurven in Systemen (DCS) eingestellt sind.	TR-19018-ONE002 FA Fließgleichgewichtsanalyse. CRS Flow Assurance N05A Steady State PEER Review	3	B	L	
	Prozessparameter Hüllkurve	allgemein	Überschreitung von Auslegungsdruck (DP = 111 bar) und Temperaturen (DT = - 20 und 50 C)	Nichteinhaltung der Auslegungsparameter, Überbeanspruchung, größere Verschiebung als vorgesehen. Verlust des Containments	Definierte Prozess- und Betriebsbedingungen	2	C	L	PIMS, Flüssigkeiten und Verfahren überwachen. Pflegen Sie Betriebsabläufe. Sicherstellen, dass Prozesshüllkurven in Systemen (DCS) eingestellt sind.		2	B	L	
	Bedienerfehler	allgemein	Unfähige oder unzureichende Verfahren und Arbeitssysteme	Hohes Risiko, hohe Kosten und Sicherheitsrisiko	Etablierter Betreiber	3	C	M	PIMS. Betriebliche Unternehmensstandards & Systeme. Regelmäßige Überprüfung und Aktualisierung der Verfahren, Überprüfung der gelernten Lektionen		3	B	L	

	Bedienerfehler	Pipeline	Unzureichendes und fehlerhaftes IRM	Hohes Risiko, hohe Kosten und Sicherheitsrisiko	Etablierter Betreiber	3	C	M	PIMS. Betriebliche Unternehmensstandards & Systeme. Regelmäßige Überprüfung und Aktualisierung der Verfahren, Überprüfung der gelernten Lektionen		3	B	L	
--	----------------	----------	-------------------------------------	---	-----------------------	---	---	---	---	--	---	---	---	--

C. Referenzkurven für abgeworfene und schleppende Anker

Es wurden Daten zu verschiedenen Typen von Ankerkonfigurationen (stockless und Baldt) in einem Massenbereich von 550 bis 15400 kg gesammelt. Es wurden die Längen- und Breitenabmessungen projiziert auf die Gegenströmung während des Absinkens auf den Meeresboden ermittelt. Es wurde eine Polynomkurve durch die Daten gefittet und diese wurde verwendet, um die Abmessungen eines Ankers zu schätzen, für den nur die Masse angegeben wurde.

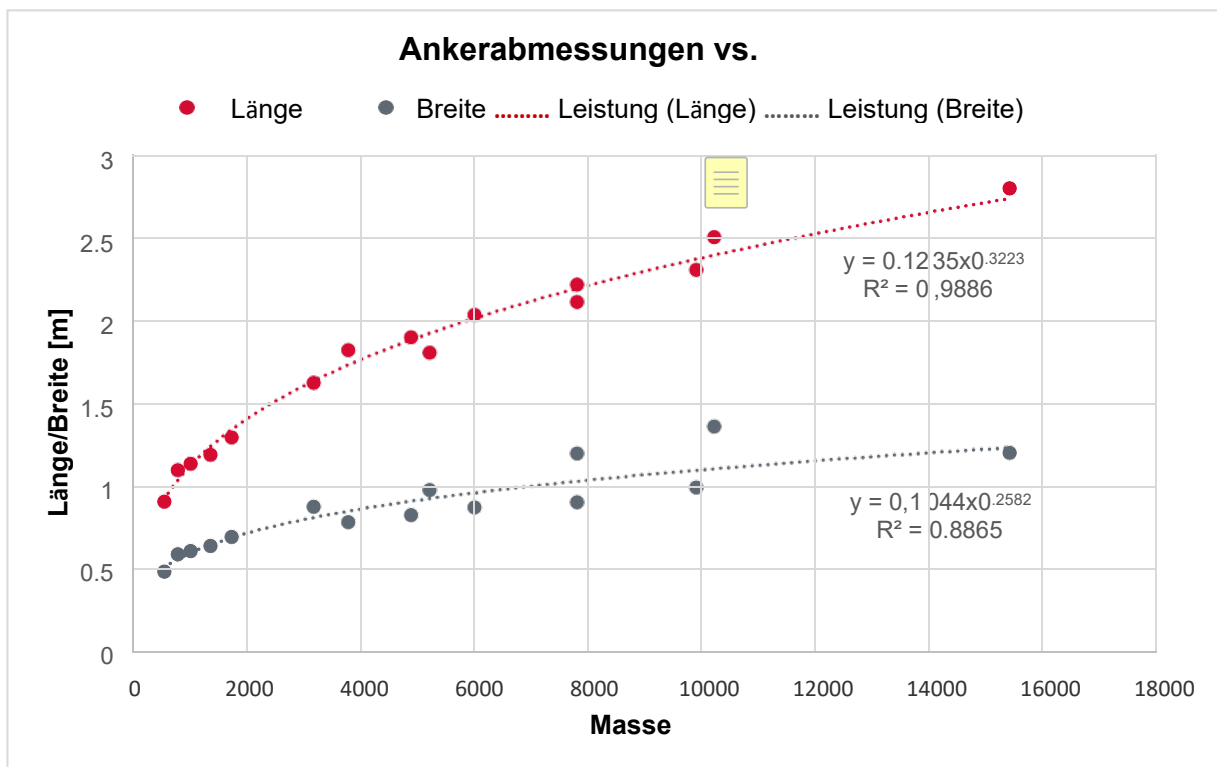


Abbildung 7, Bestimmung der Ankergröße.

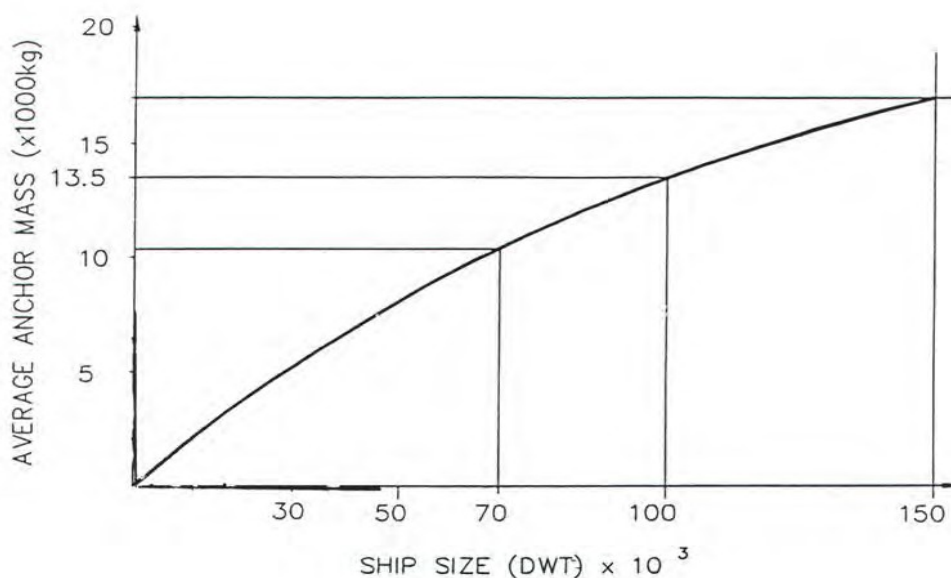


Abbildung 8, A. Schiffsgröße versus Ankermasse

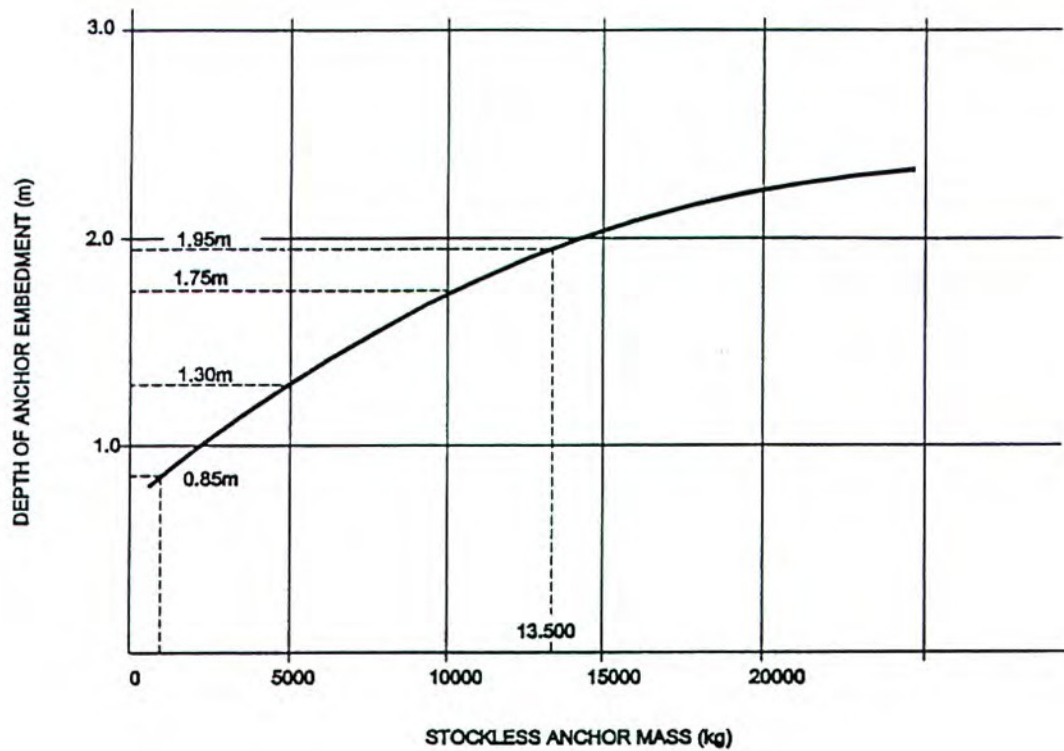
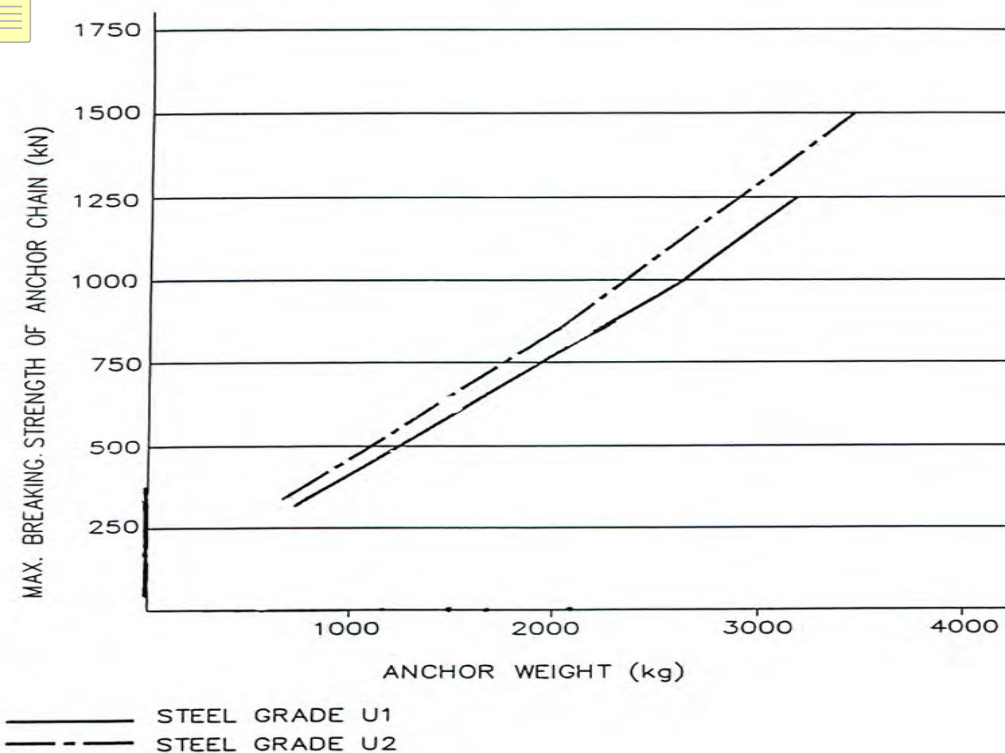


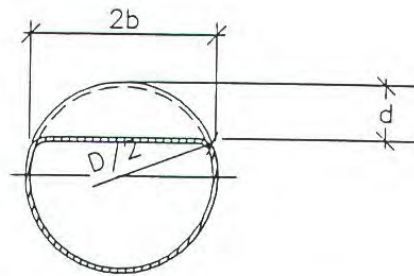
Abbildung. 9, A. Eindringtiefen aufgrund von Ankerwiderstand in Abhängigkeit von der Ankergröße



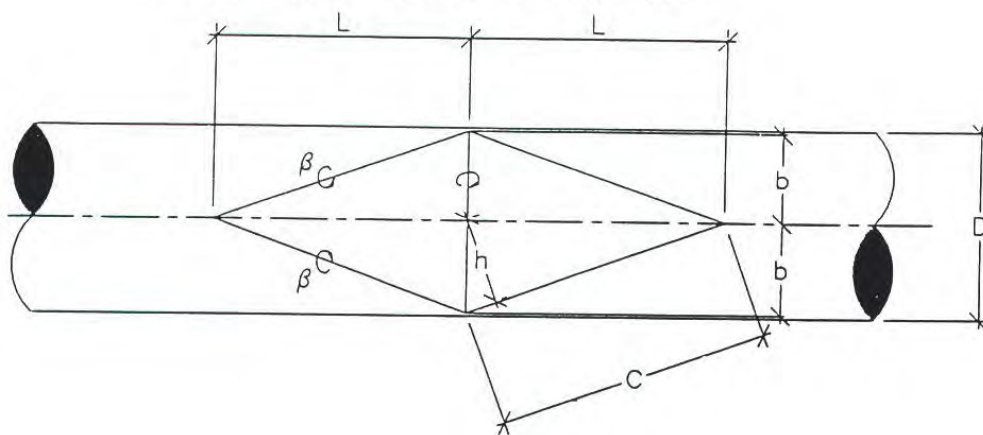
SOURCE: LLOYD'S "REGISTER OF SHIPS"

Abbildung 10, A. Ankermasse versus maximale Bruchfestigkeit der Ankerkette

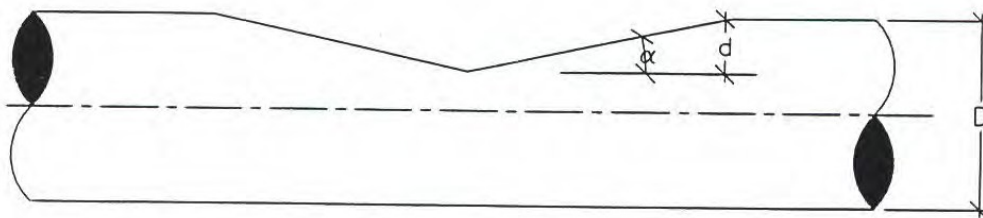
D. Modell der plastischen Verformung



A. PIPE CROSS-SECTION THROUGH DENT



B. PLAN VIEW OF SIMPLIFIED DENT SHAPE



C. SIDE VIEW OF SIMPLIFIED DENT SHAPE

$$\begin{aligned}\tan \alpha &= d/L \\ \tan \beta &= d/h\end{aligned}$$

E. Berechnungen für abgeworfene Anker

Tabelle 18, Berechnung der kinetischen Energie pro Ankermassengruppe

Symbol	Beschreibung	Einheit	Ankermasse 1	Ankermasse 2	Ankermasse 3	Ankermasse 4	Ankermasse 5
g	grav. Beschleunigung	m/s ²	9,81	9,81	9,81	9,81	9,81
M	Ankermasse	kg	400	1000	5000	10000	15000
w	Breite frontal	m	0,49	0,62	0,94	1,13	1,25
B	Breite des Ankers	[m]	0,49	0,71	1,81	2,71	3,43
L	Länge frontal	m	0,85	1,14	1,92	2,40	2,74
A	Ankerstirnseite	m ²	0,42	0,71	1,81	2,71	3,43
V Anker	Ankervolumen	m ³	0,05	0,13	0,64	1,27	1,91
vt	Endgeschwindigkeit	m/s	4,77	5,41	7,58	8,77	9,54
Ma	zusätzliche Masse	kg	52,23	130,57	652,87	1305,73	1958,60
Ek	kinetische Energie gesamt	kJ	5,1	16,5	162,4	434,3	772,3

Tabelle 19, Berechnung der Absorptionsenergie in Abhängigkeit von der Verlegungstiefe

Symbol	Beschreibung	Einheit	Ankermasse 1	Ankermasse 2	Ankermasse 3	Ankermasse 4	Ankermasse 5
Nq	Tragfähigkeitsfaktor	[-]	14,72	14,72	14,72	14,72	14,72
Nc	Tragfähigkeitsfaktor	[-]	25,80	25,80	25,80	25,80	25,80
Sc	Formfaktor	[-]	1,29	1,31	1,47	1,57	1,63
Ng	Tragfähigkeitsfaktor	[-]	10,94	10,94	10,94	10,94	10,94
Fy (z)	Kraft am Meeresboden (z=0,0m)	[N]	7,34E+03	1,81E+04	1,17E+05	2,62E+05	4,20E+05
Epen (z)	absorbierte kinetische Energie (z=0,0m)	[kJ]	1,47	3,62	23,47	52,48	84,03
	absorbierte kinetische Energie (z=0,2m)	[kJ]	5,90	12,22	60,43	126,12	195,75
	absorbierte kinetische Energie (z=0,4m)	[kJ]	13,29	25,79	110,89	220,94	335,15
	absorbierte kinetische Energie (z=0,6m)	[kJ]	23,65	44,34	174,84	336,94	502,25
	absorbierte kinetische Energie (z=0,8m)	[kJ]	36,98	67,86	252,30	474,10	697,03

Tiefe der Überdeckung	Ankermasse	Kritische DWT	P > kr. DWT	Prob. Anker abwerfen
[m]	[kg]			x 10-6
0,0	12350,3	6059,0	23 %	0,58
0,2	1258,8	6178,5	23 %	0,58
0,4	2360,8	11964,7	19 %	0,49
0,6	4052,8	21550,0	17 %	0,44
0,8	14471,3	113250,3	2 %	0,04
1,0	>>13500	>> 100000	2 %	0,04

Hinweise:

- Z ist die Eindringtiefe und wird als die Dicke des Verfüllungsmaterials im Graben angenommen.
- Für den nicht erdverlegten Fall hat die Pipeline mit 140 mm CWC eine kinetische Energieaufnahme von 120 kJ.

F. Berechnungen für schleppende Anker

Tabelle 20, Kritisches Ankergewicht in Abhängigkeit von der ToP- Überdeckung

Tiefe der Über- deck- ung [m]	z [m]	z/D [-]	Nq [-]	Qu [N/m ²]	R [N/m]	Mp [N/m]	F [N]	F [kN]	T=K*F [kN]	T-Brechen (Tb=T) [kN]	Anker- gewicht [kg]	Krit. DWT [kg]	P>Cr.DWT [%]	Prob. Anker schleppen x 10 ⁻⁶
0,0	0,254	0,5	4,80	10156	5159	1.70E+06	3.75E+05	375	488	488	1170	5729	23,5	0,94
0,2	0,454	0,9	5,15	19509	9910	1.70E+06	5.20E+05	520	676	676	1622	8047	21,5	0,86
0,4	0,654	1,3	5,51	30056	15269	1.70E+06	6.45E+05	645	839	839	2013	10102	19,7	0,79
0,6	0,854	1,7	5,87	41799	21234	1.70E+06	7.61E+05	761	989	989	2374	12038	19,3	0,77
0,8	1,054	2,1	6,21	54579	27726	1.70E+06	8.70E+05	870	1130	1130	2713	13889	18,9	0,76
1,0	1,254	2,5	6,47	67694	34389	1.70E+06	9.68E+05	968	1259	1259	3022	15604	18,6	0,74

G. Plattformansatz

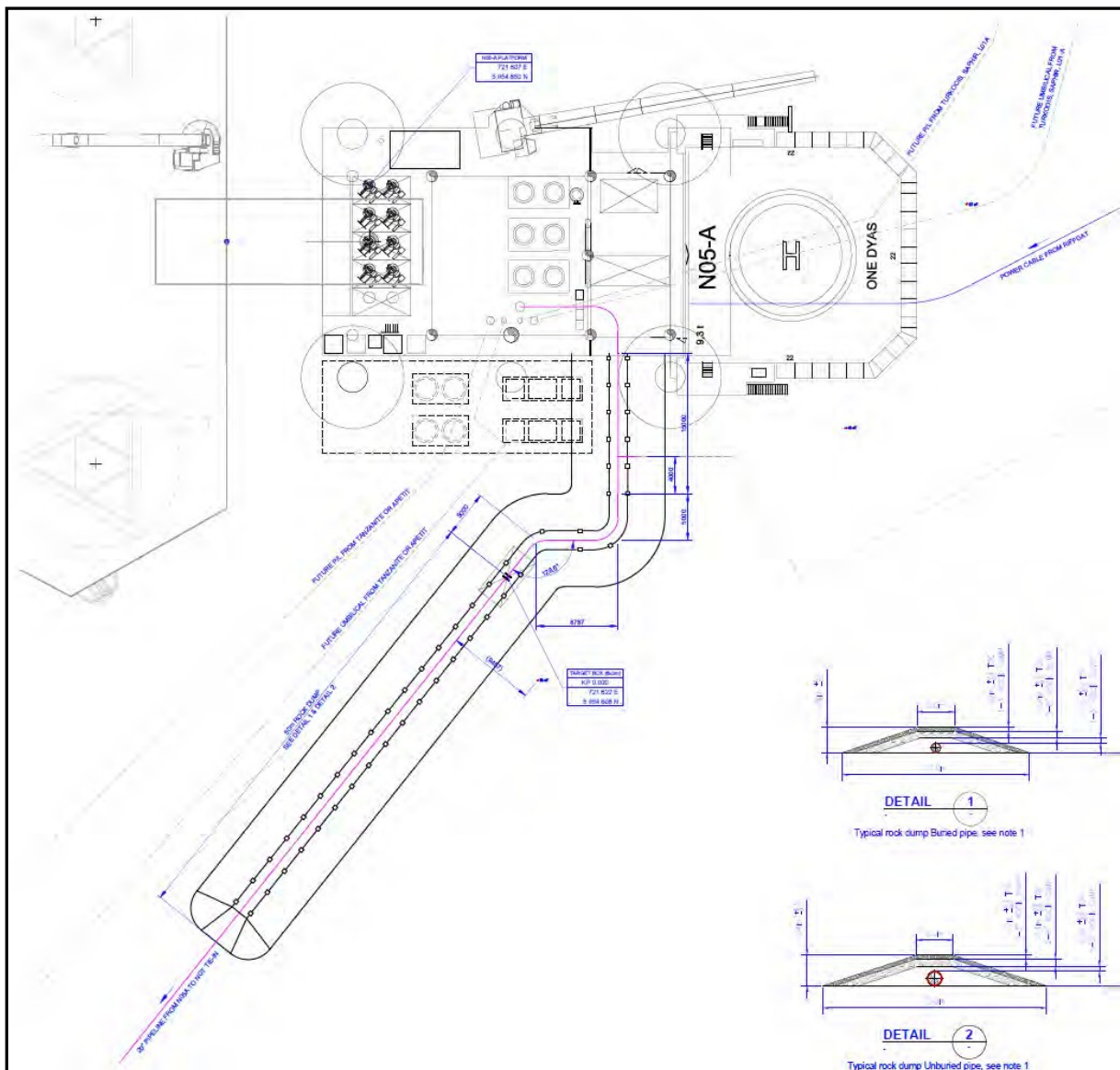


Abbildung 11, N05A-7-50-0-72019-01, Ansatz bei N05A,



BETTER SHIPS, BLUE OCEANS

STUDIE ZUM KOLLISIONSRISIKO VON N5-A-PLATTFORMEN

MARIN Bericht Nr. : 32287-1-MO-rev.1
Datum : 12. Dezember 2019
Versionsverwaltung : Revision 1
Endgültiger Bericht

STUDIE ZUM KOLLISIONSRISIKO VON PLATTFORMEN FÜR DIE N5-A

Im Auftrag von : ONE-Dyas B.V.
UNStudio, 7. Stock
Parnassusweg 815
1082 LP Amsterdam

Unterschrift Geschäftsführung :

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

Revision	Datum	Beschreibung der Fassung
0	20. November 2019	1. Überarbeitung
1	12. Dezember 2019	Endgültige Fassung

INHALTSVERZEICHNIS**SEITE**

1	EINFÜHRUNG	1
2	ZIELE	2
3	BESCHREIBUNG DES MODELLS	3
3.1	AIS-Daten	3
3.2	Verkehrsmodell	3
3.3	Das Schiff-Plattform-Kollisionsmodell	4
3.3.1	Wahrscheinlichkeitsberechnung	4
3.3.2	Klassen der kinetischen Energie	5
3.3.3	Abschirmwirkung andere Objekte/ anderer Plattformen	5
4	INPUT FÜR DIE BERECHNUNGEN DES KOLLISIONSRISIKOS	6
4.1	Plattformeigenschaften	6
4.2	Verkehr rund um die Plattformen	6
4.2.1	Erfassungsbereich und Vollständigkeit der AIS-Daten	6
4.2.2	Verkehrsströme rund um die Plattform	7
4.3	Risikomindernde Maßnahmen	12
5	ERGEBNISSE: KOLLISIONSRISIKO	13
5.1	Ergebnisse N5-A Minimum	13
5.2	Vergleich zweier Größenordnungen	16
	ANHÄNGE	19
ANHANG 1	BESCHREIBUNG DES SCHIFF-OBJEKT-KONTAKTMODELLS VON SAMSON	20
ANHANG 2	BERECHNUNG DES MAXIMALEN UMRISSES	25

1 EINFÜHRUNG

ONE-Dyas wandte sich an MARIN mit der Bitte, eine Studie zur Bewertung des Kollisionsrisikos für einen neuen Plattformstandort in der Nordsee durchzuführen. In der Vergangenheit ermittelte MARIN das Kollisionsrisiko für Offshore-Plattformstandorte mithilfe des SAMSON-Modells. In diesem Modell wurde der Verkehr mit einem Netzwerkansatz modelliert, bei dem der Verkehr einer Wegpunkt- und Verbindungsstruktur zugeordnet wurde. In letzter Zeit wurden die Verkehrs- und Risikomodelle, die zur Bestimmung des Kollisionsrisikos dienen, angepasst und aktualisiert. Die meisten dieser Änderungen betreffen die Nutzung von AIS-Daten. MARIN hat ein Modell entwickelt, welches das Kollisionsrisiko für ein festes Objekt, wie beispielsweise eine Offshore-Anlage, direkt aus den AIS-Daten bestimmt. Besonders in einem Gebiet mit weniger dichtem Verkehr hat dies große Vorteile. Die Modelle zur Bestimmung der Häufigkeit von Kollisionen in der angepassten Methode unter Verwendung von AIS sind noch immer die gleichen und beruhen auf den Methoden, die in SAMSON verwendet werden.

Dieser Bericht beschreibt die Annahmen, den Ansatz und die Ergebnisse der Bewertung des Kollisionsrisikos für einen neuen Offshore-Plattformstandort N-A. Die Berechnungen wurden für zwei verschiedene Größenordnungen der Plattform durchgeführt.

Die Ziele der Studie sind in Kapitel 2 aufgeführt. In Kapitel 3 wird eine kurze Beschreibung des Modells gegeben. Kapitel 4 umfasst die verschiedenen Eingabeparameter sowie einige Verkehrsaufnahmen. Die Ergebnisse werden abschließend in Kapitel 5 dargelegt.

2 ZIELE

Ziel dieser Studie ist es, das Kollisionsrisiko für den neuen Plattformstandort zu bewerten.

Dies geschieht durch die Ermittlung der Häufigkeit von Kollisionen für die Offshore-Anlage durch vorbeifahrende Schiffe (beruhend auf AIS). Die Häufigkeit der Kollisionen wird für verschiedene Energieklassen angegeben, ausgehend von den Eigenschaften (Größe) der kollidierenden Schiffe.

Die Ermittlung von Folgen einer Kollision für die Plattform ist nicht Teil der Studie.

3 BESCHREIBUNG DES MODELLS

Dieses Kapitel enthält eine Beschreibung des Modells, das zur Bestimmung des Kollisionsrisikos eingesetzt wird. Im ersten Abschnitt wird der allgemeine Umriss des Modells dargelegt. Der zweite Abschnitt beschreibt den Teil von SAMSON, der zur Berechnung von Häufigkeiten und Auswirkungen von Kollisionen zwischen Schiff und Plattform genutzt wird.

3.1 AIS-Daten

Seit Januar 2005 ist es für alle Handelsschiffe über 300 Bruttoregistertonnen (BRZ) obligatorisch, AIS-Meldungen auszusenden. Diese Meldungen enthalten Informationen über das Schiff, wie z. B. die Maritime Mobile Service Identity (MMSI)-Nummer, den Schiffstyp, die Größe und die Position des Schiffes. Die Meldungen, die die GPS-Position des Schiffes enthalten, werden alle 2 bis 10 Sekunden gesendet. Dieses System wurde zur Vermeidung von Kollisionen entwickelt, ist aber auch eine wertvolle Informationsquelle für das Verhalten von Schiffen. Die AIS-Daten werden von Basisstationen der niederländischen Küstenwache entlang der Küste und auf einigen Offshore-Plattformen empfangen. Diese Daten werden an das Zentrum der Küstenwache in Den Helder gesendet. MARIN darf die Daten für Forschungszwecke nutzen, etwa, um das Verkehrsbild der gesamten Nordsee zu verbessern bzw. zu vervollständigen. Darüber hinaus werden Datenanalysen durchgeführt, um das Wissen über das Verhalten von Schiffen auf See zu vertiefen.

3.2 Verkehrsmodell

Die AIS-Daten werden mit Modulen des SAMSON-Modells kombiniert: dem Modell zur Sicherheitsbewertung für Schifffahrt und Offshore in der Nordsee. Dieses Modell wurde für das niederländische Ministerium für Verkehr, öffentliche Arbeiten und Wasserwirtschaft entwickelt und wird für die Berechnung von Häufigkeiten und Folgen aller Arten von Unfällen auf See eingesetzt. Siehe Quellen [2]–[12]. Ein wichtiger Input für SAMSON ist das Verkehrsmodell. Dieser Input kann eine Verkehrsdatenbank sein, die aus Wegpunkten und Verbindungslinien besteht. Für jede Verbindung (Linie) ist die Anzahl der Bewegungen pro Jahr für bestimmte Schiffstypen und -größen in der Verkehrsdatenbank definiert.

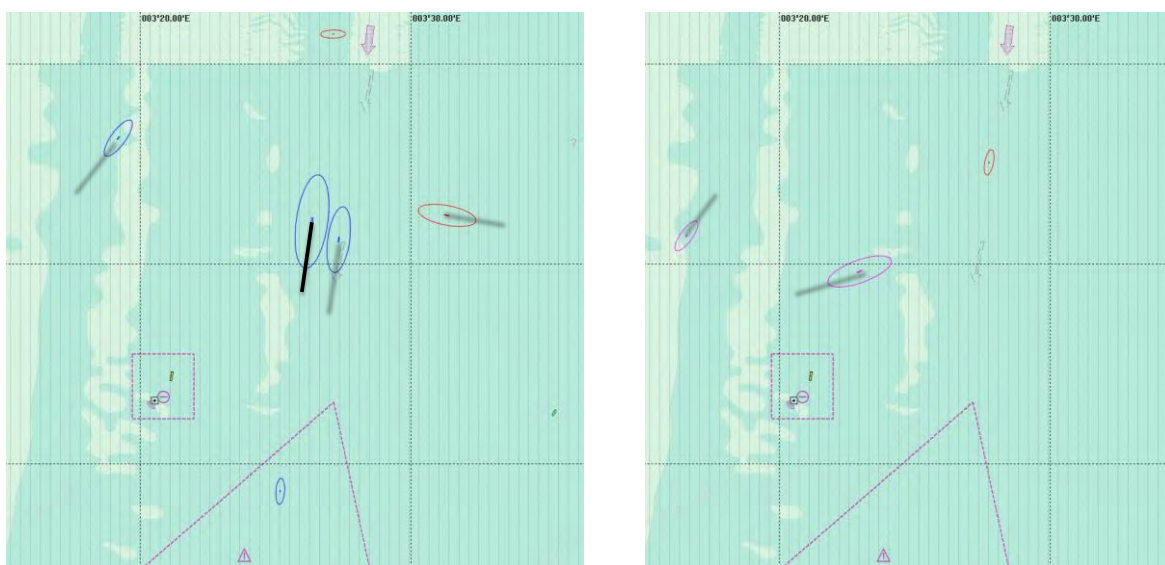


Abbildung 3-1 Schematische Übersicht über die Verwendung von AIS-Daten zur Bestimmung der Häufigkeit von Kollisionen

Mit Hilfe von AIS-Daten kann der Verkehr um bereits vorhandene Offshore-Anlagen sehr genau modelliert werden. Für kleine Zeitschritte wird das Risiko für alle auf der Nordsee vorhandenen Schiffe bestimmt, indem die Schiffe an ihrer aktuellen Position und mit ihrer aktuellen Geschwindigkeit über Grund und ihrem Kurs über Grund modelliert werden. Darüber hinaus werden für jedes Schiff spezifische Unfallquoten ermittelt, die u. a. auf dem Schiffstyp, der Größe, dem Alter und der Flaggenführung basieren. Zu jedem Zeitschritt wird eine Verkehrsdatenbank als Input für das Schiff-Plattform-Kollisionsmodell von SAMSON angelegt, ausgehend von den AIS-Daten der zum jeweiligen Zeitpunkt vorhandenen Schiffe. Eine schematische Übersicht über die Berechnungen ist in Abbildung 3-1 dargestellt. In der Abbildung sind mehrere Schiffe dargestellt (kleine Punkte mit einer ovalen Linie rundherum), die schwarzen Linien geben die Fahrtrichtung an und die Länge dieser Linie repräsentiert ihre Fahrtgeschwindigkeit. Der orange gepunktete Pfeil zeigt die mögliche Vorgehensweise für einen bestimmten Plattformstandort an. Schließlich beweisen alle schwarzen Linien für diesen spezifischen Zeitschritt die "Verkehrsdatenbank", die zur Berechnung der Häufigkeit der Kollisionen in diesem Zeitschritt herangezogen wird. Letztendlich wird die Häufigkeit über ein ganzes Jahr aufaddiert, um die jährliche Häufigkeit von Kollisionen zu ermitteln.

Das Schiff-Plattform-Kollisionsmodell von SAMSON wird im nächsten Abschnitt beschrieben.

3.3 Das Schiff-Plattform-Kollisionsmodell

Im Rahmen dieser Studie wird das Schiff-Plattform-Kollisionsmodell von SAMSON eingesetzt. Es handelt sich dabei um eines der Unfallmodelle von SAMSON. Aufgrund verschiedener Ursachen kann es zu einer Kollision eines Schiffes mit einer Plattform oder Bohrinnsel kommen. Im SAMSON-Modell werden zwei Arten von Kollisionen mit einem Objekt unterschieden: Ramm- und Driftkollisionen. Beide werden im Folgenden kurz behandelt:

- Eine **Rammkollision** tritt auf, wenn sich ein Schiff während des normalen Betriebs auf Kollisionskurs mit einer Plattform befindet und dann ein Navigationsfehler auftritt. Dieser Fehler wird erst nach dem "Point of no Return", wenn es also kein „Zurück“ mehr gibt, erkannt, und dann kollidiert das Schiff mit der Plattform. Die Kollision kann mit hoher oder niedriger Geschwindigkeit erfolgen, abhängig von der Zeitspanne zwischen dem „Point of no Return“ und der Durchführung einer Korrekturmaßnahme nach der Erkennung des Fehlers.
- Eine **Driftkollision** tritt auf, wenn bei einem Schiff in der Nähe einer Plattform/einem Rigg ein Ausfall des Antriebsmotors oder der Steueranlage auftritt. Da das Schiff langsam unkontrollierbar wird, wenn es an Geschwindigkeit verliert, kann es durch die kombinierte Wirkung von Wind, Wellen und Strömung auf die Plattform zugetrieben werden. Wenn das Auswerfen des Ankers keine Abhilfe schafft oder nicht praktikabel ist und die Reparaturzeit die verfügbare Zeit übersteigt, kann es vorkommen, dass das Schiff mit der Plattform/dem Rigg kollidiert. Dies geschieht in der Regel bei geringer Geschwindigkeit.

Eine eher theoretische Beschreibung des Modells finden Sie in Anhang 1.

3.3.1 Wahrscheinlichkeitsberechnung

Für beide Arten von Kollisionen werden zwei Wahrscheinlichkeiten berechnet:

- die Wahrscheinlichkeit für das Ausgangsereignis, das zur Kollision führt
- die Wahrscheinlichkeit, dass dieses Ereignis tatsächlich zu einer Kollision führen wird

Das Produkt beider Wahrscheinlichkeiten ist die Wahrscheinlichkeit einer Kollision. In diesem Abschnitt werden einige Erläuterungen zu den Überlegungen bei der Ermittlung der Wahrscheinlichkeiten gegeben.

Beim Rammen ist das Ausgangsereignis ein Navigationsfehler, der zu einer Situation führt, in der sich das Schiff auf Kollisionskurs mit der Plattform befindet. Ein derartiger Fehler kann beispielsweise auftreten, wenn der Navigator die Brücke verlassen hat oder ein Fehler bei der Kurseinstellung begangen wird, etwa durch falsche Instrumente oder wenn diese nicht korrekt abgelesen wurden.

Herzinfarkt, Trunkenheit und Schlafmangel sind mitwirkende Faktoren für den Navigationsfehler. Weitere selten vorkommende Faktoren sind strafbare Pflichtverletzungen und selbstmörderisches Verhalten. Es ist zudem bekannt, dass Schiffe die NAVAIDS auf einer Plattform als festen Wegpunkt nutzen: Das bedeutet, dass ein Schiff sich an der Anlage orientiert, mit der Absicht, lange vor dem Eintreffen an der Stelle vom Kollisionskurs abzuweichen.

Wenn der Fehler in großer Entfernung von der Plattform auftritt, besteht eine Wahrscheinlichkeit, dass der Fehler korrigiert werden kann, bevor das Schiff mit der Plattform kollidiert. Wenn der Navigator beispielsweise die Brücke verlassen hat und bei seiner Rückkehr feststellt, dass sich sein Schiff auf Kollisionskurs befindet, wird er versuchen, die Kollision zu vermeiden, indem er die Anweisung "Volle Kraft zurück" gibt oder eine Notdrehung einleitet. Dies könnte die Kollision verhindern oder zumindest die Auswirkungen verringern.

Beim *Driften* ist das Ausgangsereignis ein *Motorausfall*, der zu einer Situation führt, in der sich das Schiff auf einem driftenden Kollisionskurs mit der Plattform befindet. In diesem Fall besteht die Wahrscheinlichkeit, dass der Motor rechtzeitig repariert wird und so eine Kollision abgewendet werden kann. Eine andere Möglichkeit ist, dass das Schiff seinen Anker erfolgreich fallen lässt, bevor es gegen die Plattform prallt. Das Abwerfen des Ankers ist jedoch nicht immer möglich, da Kabel und Rohrleitungen vorhanden sind. Außerdem hängt die Erfolgsrate der Maßnahme, den Anker fallen zu lassen, stark von den Wetterbedingungen ab. Eine Reihe anderer Methoden wie Ballast, Einsatz von Ruder und Bugstrahlruder können eingesetzt werden, um eine kleine Änderung der Driftrichtung des Schiffes zu erreichen.

3.3.2 Klassen der kinetischen Energie

Das Ergebnis der Berechnungen ist die Häufigkeit der Kollisionen pro Jahr, verteilt auf eine Anzahl von kinetischen Energieklassen. So können Kollisionen mit hoher und niedriger Aufprallenergie unterschieden werden. Die kinetische Energie für die Ramm- und Driftkollision, die in diesen Berechnungen verwendet wird, ist der Energiewert im schlechtesten Fall, als ob der Kontakt mit der Plattform oder dem Rigg in Richtung der Bewegung des Schiffsschwerpunkts erfolgt. Dies ist sicherlich nicht immer der Fall, und zwar aus den folgenden Gründen:

- beim Rammen wird eine Plattform/ein Rigg nicht immer frontal getroffen. Infolgedessen muss ein Teil der Energie möglicherweise nicht von der Plattform aufgenommen werden;
- beim Driften kann der erste Berührungspunkt über die gesamte Länge des Schiffes verteilt sein. Die Aufprallenergie nähert sich nur dann dem Energiewert aus den Berechnungen, wenn der erste Berührungspunkt nahe der Schiffsmitte liegt.

3.3.3 Abschirmwirkung andere Objekte/ anderer Plattformen

Bei der Berechnung wird jedes Objekt der Plattform als "alleinstehendes" Objekt behandelt. Das bedeutet, dass die abschirmende Wirkung einer anderen Plattform in der Nähe nicht berücksichtigt wird. Dies führt dazu, dass für einige Standorte die berechnete erwartete Häufigkeit von Kollisionen eine Überschätzung (Worst-Case-Szenario) der tatsächlich erwarteten Häufigkeit darstellt.

4 INPUT FÜR DIE BERECHNUNGEN DES KOLLISIONSRISIKOS

4.1 Plattformeneigenschaften

Die Häufigkeit der Kollisionen wird für den Standort ermittelt. Tabelle 4–1 enthält die *minimalen* und *maximalen* Eigenschaften der Plattform, wie sie in der Wahrscheinlichkeitsberechnung verwendet werden, da der endgültige Umriss der Plattform noch unbekannt ist. Bekannt ist, dass die maximale Größe temporär ist (ca. 30 Monate) und die Plattform und die Bohranlage umfasst. Die kleinere Größenordnung gilt für den Lebenszyklus der Anlage (ca. 25 Jahre). Die Ausrichtung der Plattform ist der Winkel zwischen dem geografischen Norden und der Richtung der längsten Seite der Plattform.

Tabelle 4–1 Minimale und maximale Plattformeneigenschaften für die Berechnungen

	Position (WGS84)		Länge (m)	Breite (m)	Orientierung
	Breitengrad	Längengrad			
N5-A minimal	53°41'29.742	6°21'18.497	62	35	270°
N5-A maximal	53°41'29.742	6°21'18.497	153	78	270°

4.2 Verkehr rund um die Plattformen

Wie in Kapitel 3 beschrieben, wird der Schiffsverkehr mit Hilfe der AIS-Daten von 2017-2018 modelliert. In Abschnitt

4.2.1 wird ein Hinweis auf den Erfassungsbereich der verfügbaren AIS-Daten gegeben. In Abschnitt 4.2.2 wird ein Überblick über die Verkehrsströme rund um die Plattform geboten.

4.2.1 Erfassungsbereich und Vollständigkeit der AIS-Daten

Die AIS-Meldungen werden von Basisstationen entlang der Küste und auf Offshore-Plattformen gesammelt. Diese Basisstationen decken einen Bereich von etwa 20 Seemeilen ab, abhängig von den Witterungsbedingungen. Gebiete, die nicht vollständig abgedeckt sind, können anhand von verschwundenen Schiffen identifiziert werden, von denen über längere Zeit keine AIS-Meldungen mehr empfangen werden. In Abbildung 4–1 ist die Anzahl der verschwundenen Signale im Verhältnis zur Gesamtzahl der Beobachtungen für September 2017 dargestellt. Aus der Abbildung wird ersichtlich, dass weiter östlich des Standortes der Erfassungsbereich der AIS-Daten sehr schnell abnimmt. Am Standort der geplanten Plattform ist die Abdeckung jedoch ausreichend, um als Input für die Berechnungen zu dienen.

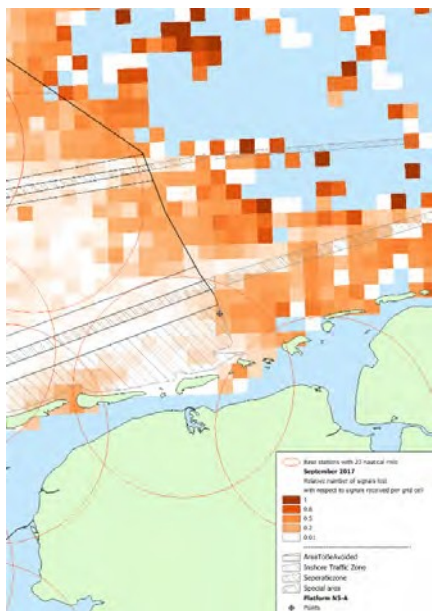


Abbildung 4–1 Anzahl der verlorenen Signale im Verhältnis zur Gesamtzahl der Beobachtungen

4.2.2 Verkehrsströme rund um die Plattform

Anhand der verfügbaren AIS-Daten wird ein Überblick über die Verkehrssituation rund um die verschiedenen Standorte geschaffen, um einige Hintergrundinformationen zu den endgültigen Ergebnissen der Häufigkeit von Kollisionen zu liefern.

Abbildung 4–2 veranschaulicht sämtliche Tracks (Positionen) der im Januar 2017 beobachteten Schiffe, wobei die Position der Schiffe alle 6 Minuten aufgezeichnet wird.

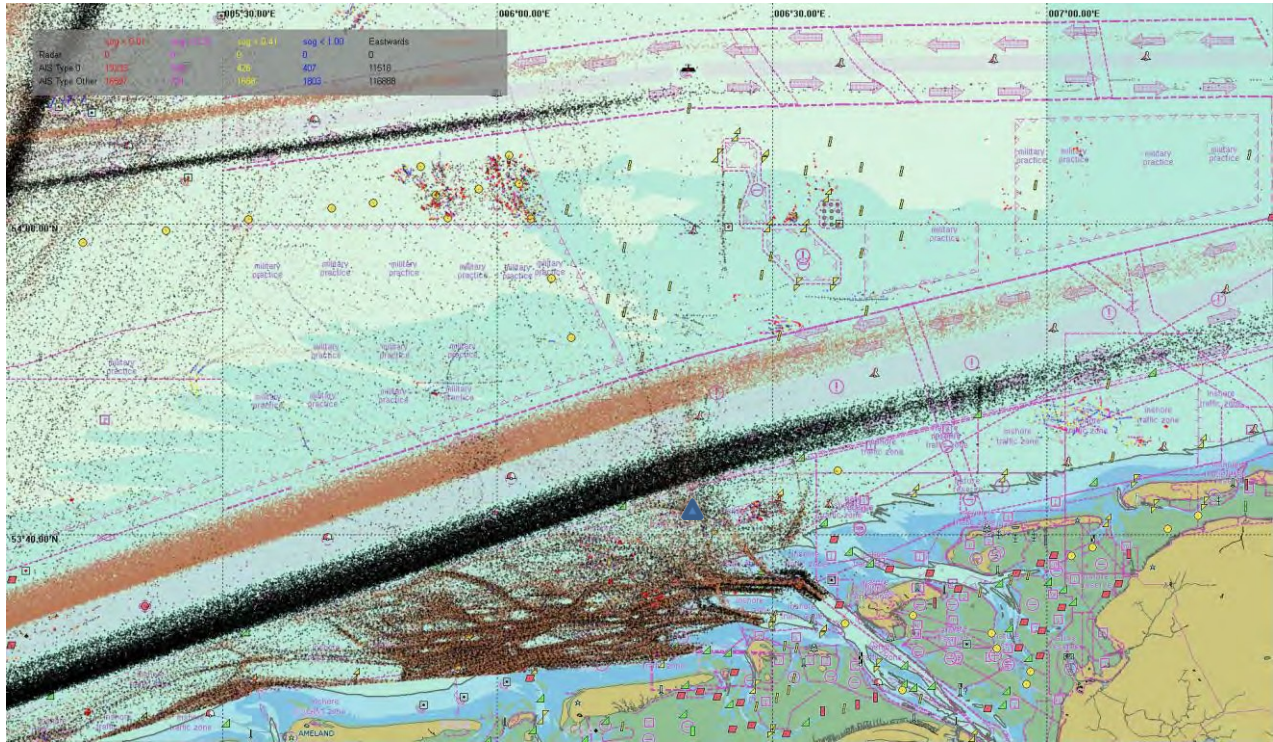


Abbildung 4–2 Verkehrssituation (alle mit AIS beobachteten Schiffe) um den weiteren Umkreis der Plattform, Januar 2017. Die Positionen sind in Abständen von 6 Minuten eingezeichnet.

In Abbildung 4–3 bis Abbildung 4–6 sind verschiedene Dichtediagramme der Umgebung des vorgeschlagenen Standorts der Plattformen, beruhend auf AIS-Daten über 2017, dargestellt. In Abbildung 4–3 ist ein Dichtediagramm anhand aller beobachteten Schiffe (nicht routengebunden und routengebunden zusammen) dargestellt. Abbildung 4–4 zeigt eine Karte, die nur auf den routengebundenen (Handels-)Schiffen fußt. Deutlich sichtbar sind die Fahrrinnen auf der Nordseite der Plattform und Schiffe, die in Richtung Emser Hafen abbiegen.

Ein dicht befahrenes Gebiet ist im Bereich rund um den Standort der Plattform zu finden, siehe Abbildung 4–5. An diesem Standort steht dies wahrscheinlich im Zusammenhang mit Offshore-Aktivitäten. Da Arbeitsschiffe spezielle Operationen durchführen, die sich vom normalen Fahrbetrieb unterscheiden, werden diese Art von Schiffen bei der Analyse nicht berücksichtigt. Die Zahlen zur Häufigkeit von Kollisionen stammen aus den Ergebnissen der AIS-Analyse ohne die Schiffe, die als Arbeitsschiffe aufgeführt sind.

Darüber hinaus ist N5-A keine existierende Plattform und der aktuelle Verkehr berücksichtigt den vorgesehenen Standort nicht. Daher wird der gesamte übrige Verkehr im 500 m-Puffergebiet bei den Risikoanalysen nicht berücksichtigt.

Die Verkehrsdichte von ausschließlich Fischereifahrzeugen ist schließlich in Abbildung 4–6 zu finden.

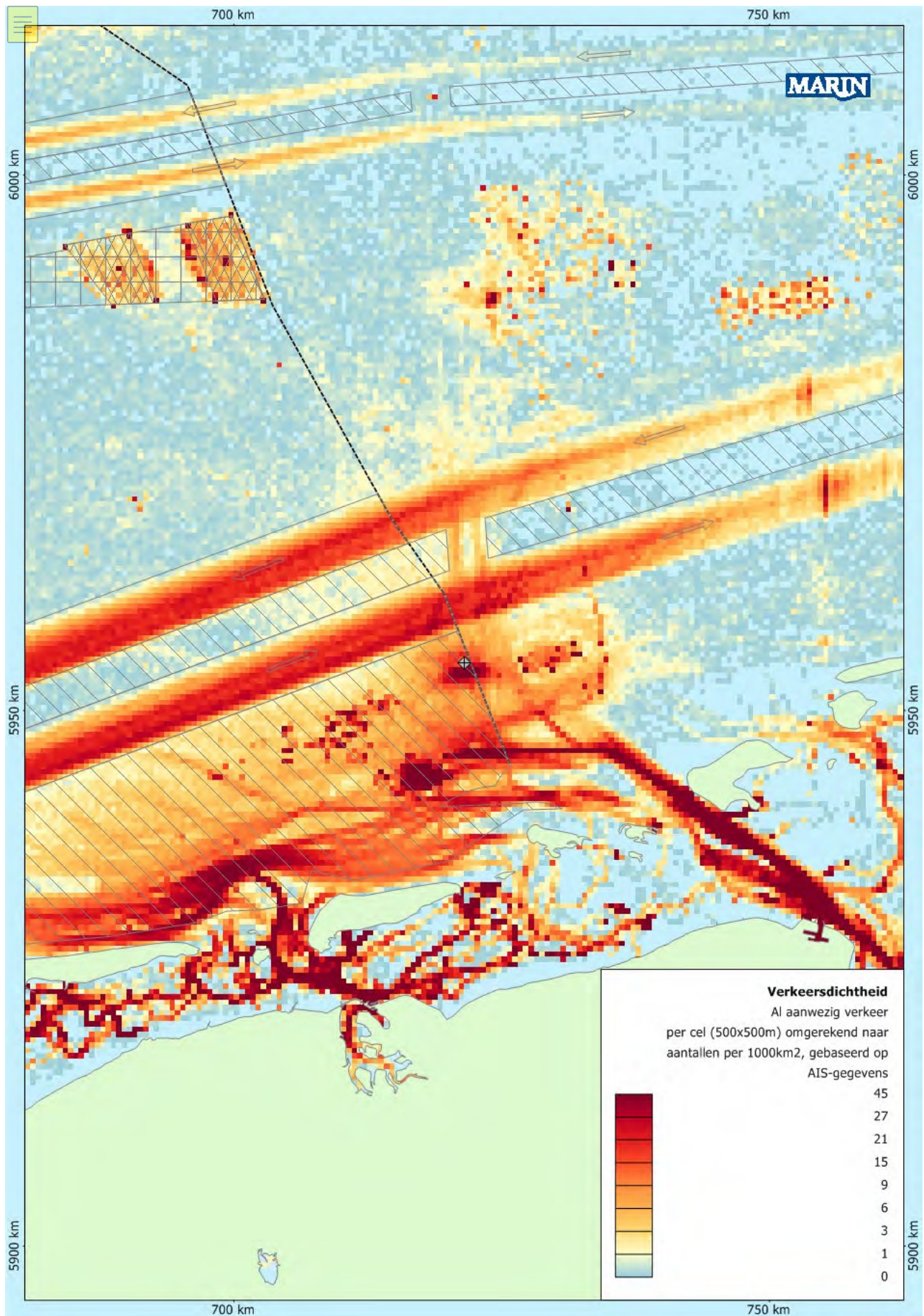


Abbildung 4-3 Heatmap des Verkehrs rund um die Plattform, auf der Grundlage von AIS-Daten über 2017, die Verkehrsdichte für alle Schiffstypen (mit AIS).

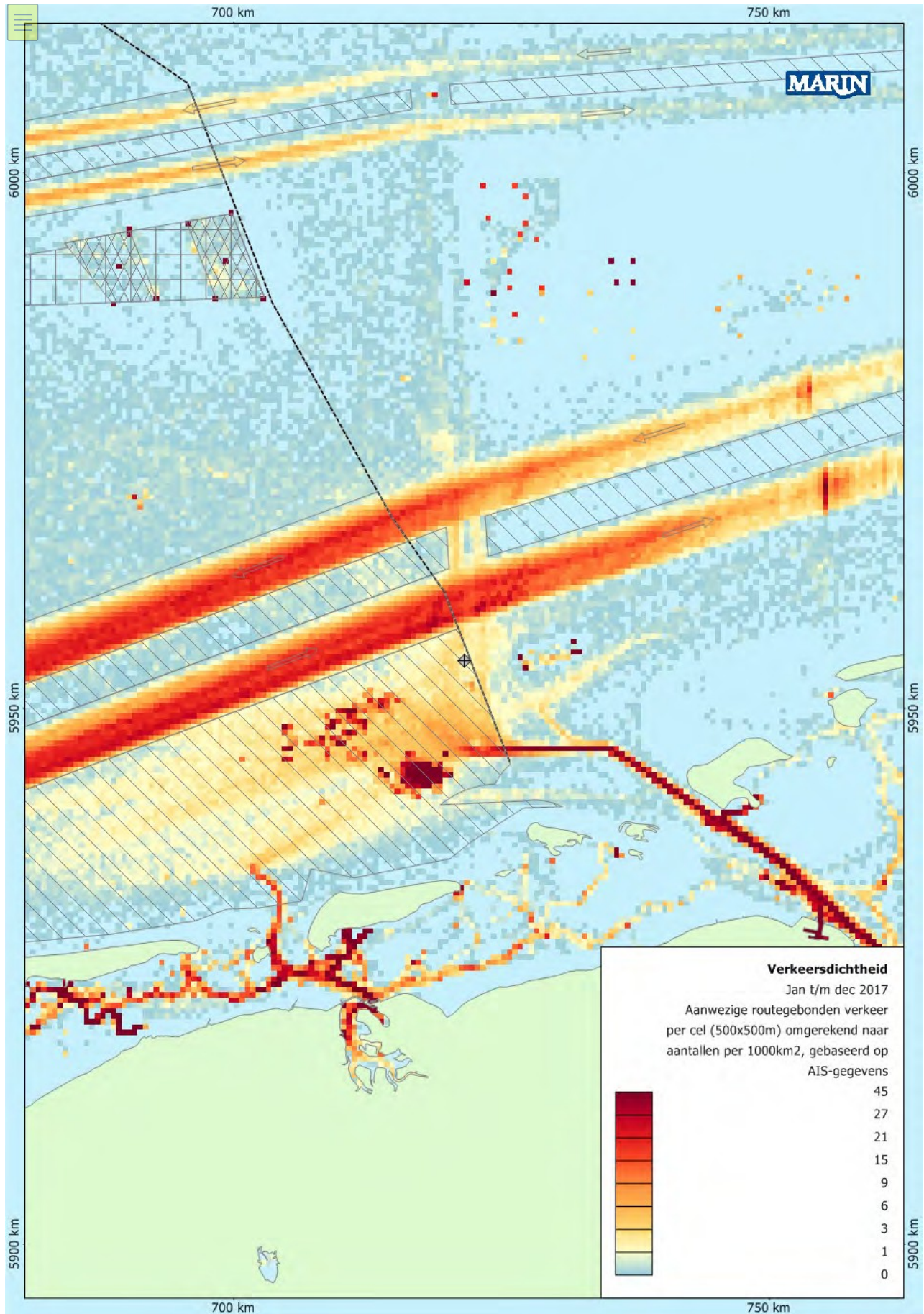


Abbildung 4–4 Heatmap des Verkehrs rund um die Plattform, auf der Grundlage von AIS-Daten über 2017, die Verkehrsdichte für routegebundene Schiffe (mit AIS).

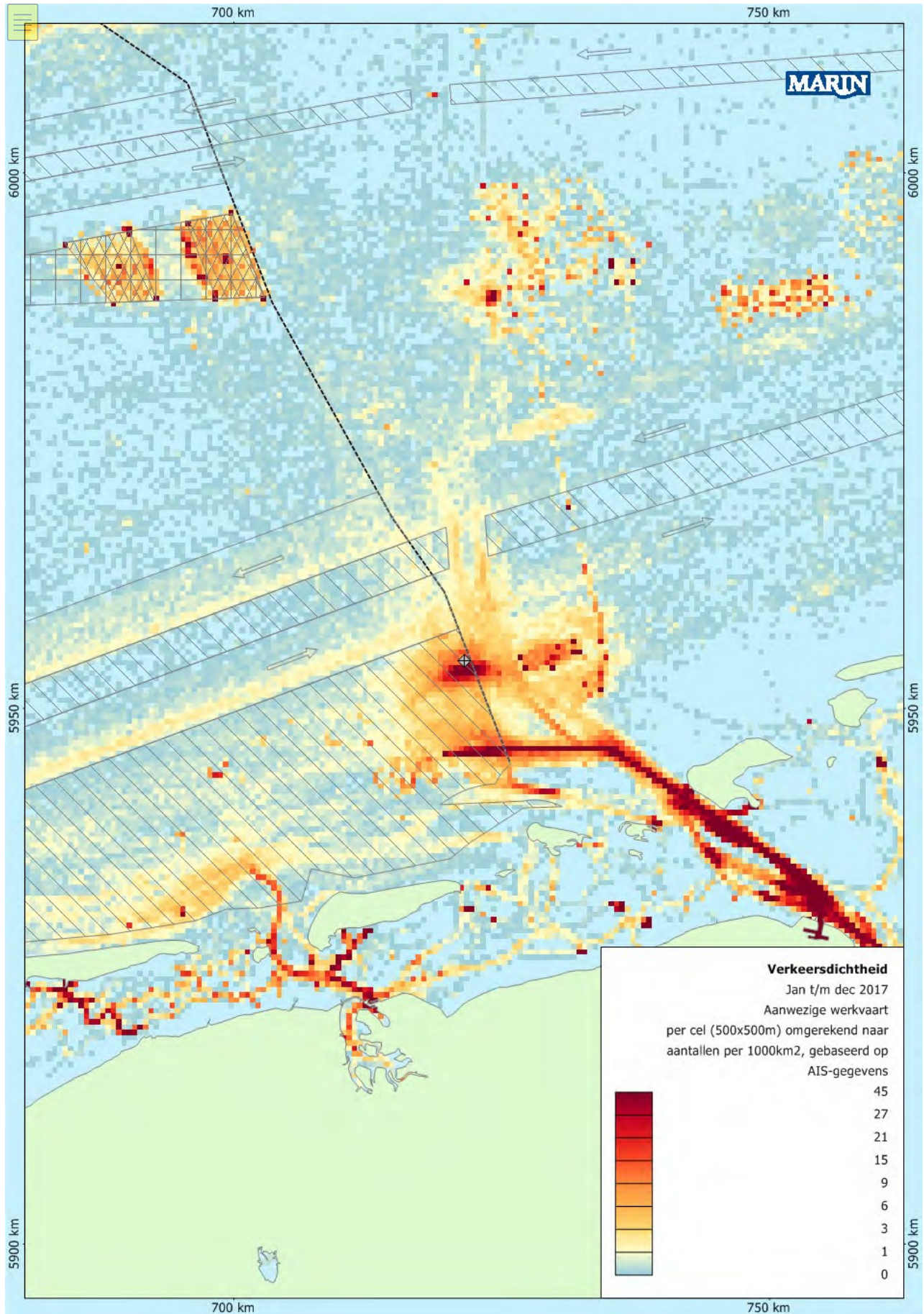


Abbildung 4–5 Heatmap des Verkehrs rund um die Plattform, auf der Grundlage von AIS-Daten über 2017, die Verkehrsdichte nur für Arbeitsschiffe (mit AIS)

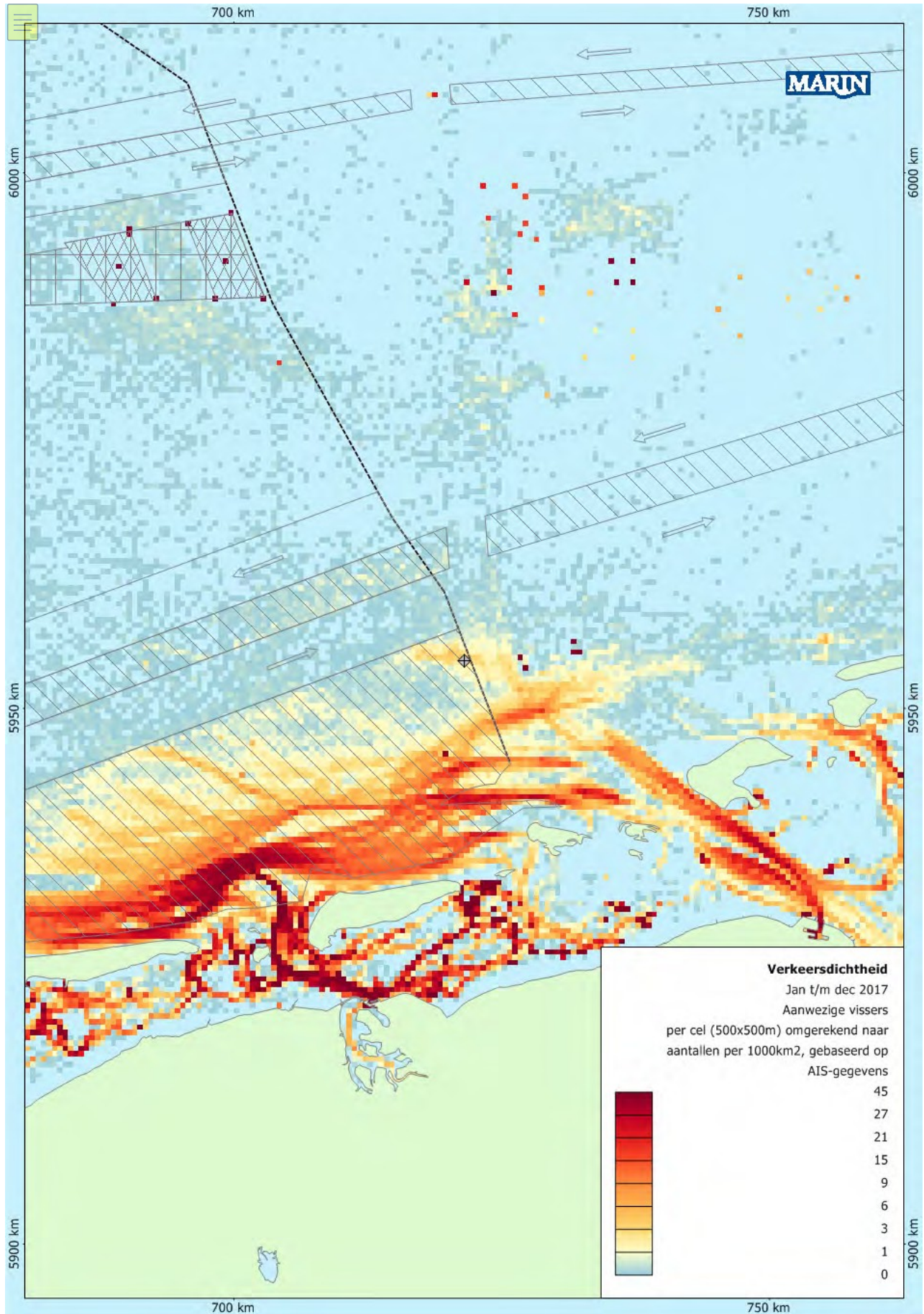


Abbildung 4–6 Heatmap des Verkehrs rund um die Plattform, auf der Grundlage von AIS-Daten über 2017, die Verkehrsdichte nur für Fischereifahrzeuge (mit AIS)

4.3 Risikomindernde Maßnahmen

Das Risiko in diesem Bericht wurde ohne Berücksichtigung der risikomindernden Wirkung des Einsatzes eines Notschleppschiffs (ETV) berechnet. Die niederländische Küstenwache betreibt die Guardian, ein Notschleppschiff, das in Bereitschaft steht, um in Notfällen zu helfen. Mit der Unterstützung der Guardian sinkt die Wahrscheinlichkeit einer Driftkollision, da ein driftendes Schiff geborgen werden kann, bevor es auf eine Plattform trifft. Der Guardian kann eine Rammkollision nicht vermeiden.

Da das ETV in Den Helder stationiert ist, wird erwartet, dass dies die Wahrscheinlichkeit einer Driftkollision am bewerteten Plattformstandort nicht verringert. Neben der Entfernung gibt es keine Garantie, dass das ETV in Zukunft verfügbar sein wird. Aus diesem Grund wird die risikomindernde Wirkung eines ETV in der Analyse nicht berücksichtigt.

Während spezieller Operationen wie etwa Bohrungen wird ein ETV oder ein Bereitschaftsschiff am Standort der Plattform anwesend sein. In diesen Analysen ist die maximale Größe temporär (ca. 30 Monate) und umfasst die Plattform und die Bohranlage (siehe Abschnitt 4.1). Ihre risikomindernde Wirkung wird in dieser Studie jedoch nicht berücksichtigt. Dies bedeutet, dass die vorgestellten Ergebnisse ein Worst-Case-Szenario für den Fall darstellen, dass ein ETV vorhanden ist.

Eine weitere risikomindernde Maßnahme könnte die aktive Überwachung durch ein lokales Bereitschaftsschiff oder die aktive AIS-Überwachung (vom Land aus) sein. Dies könnte Rammvorfälle verhindern, indem vorbeifahrende Schiffe präventiv gewarnt werden, wenn sie sich auf Rammkurs mit einer Plattform befinden. Es ist schwierig, die tatsächliche Wirkung der Maßnahme „vorherzusagen“, da der Abstand noch zu gering sein könnte, um alle Unfälle zu verhindern. In früheren Studien hat MARIN einen Reduktionsfaktor von 30 % auf Navigationsfehler für die Einführung eines VTS (Vessel Traffic Services) in einem Hafengebiet angesetzt; dies basierte auf einer Studie anhand von Daten aus Rotterdam.

Eine aktive Überwachung von Schiffen in der Nähe könnte ebenfalls Driftvorfälle verhindern, da eine frühzeitige Erkennung dieser driftenden Schiffe dazu beitragen könnte, dass diese Schiffe nicht auf die Plattform reagieren. Auch dieser Effekt wird nicht zu 100 % eintreten, da die Dauer, bis das driftende Schiff erreicht und die Drift „gestoppt“ ist, viel länger sein kann als die Zeit, die das driftende Schiff zum Erreichen der Plattform „braucht“.

5 ERGEBNISSE: KOLLISIONSRISIKO

In Kapitel 5.1 werden die minimalen Merkmale des N5-A-Plattformminimums besprochen (siehe Tabelle 4–1). Die Tabellen für den maximalen Umriss (Plattform und Bohranlage) sind im Anhang enthalten. In Kapitel 5.2 werden die Ergebnisse für beide Größen verglichen.

5.1 Ergebnisse N5-A Minimum

Die Risikobeurteilung ergibt die Häufigkeit von Drift- und Rammkollisionen. Um einen Einblick in die Folgen der Kollisionen zu schaffen, werden die Ergebnisse pro Klasse der kinetischen Energie des Aufpralls dargestellt. Die kinetische Energie des Schiffes zum Zeitpunkt der Kollision wird auf der Grundlage des Schiffstyps und der Schiffsgröße sowie der erwarteten Geschwindigkeit zum Zeitpunkt der Kollision bestimmt. Diese Geschwindigkeit wird auf der Grundlage der AIS-Daten zu diesem Zeitpunkt bestimmt, mit einer Reduzierung von 15 %, um die Maßnahmen der letzten Minute an Bord der Schiffe zu berücksichtigen. Die Driftgeschwindigkeit hängt von den Wind- und Strömungsbedingungen, dem Schiffstyp und der Schiffsgeschwindigkeit ab.

Tabelle 5–1 enthält die Häufigkeit pro Jahr für die Plattform N5-A für driftende und rammende Energieklassen bis zu 200 MJoules. Oberhalb dieses Wertes wird die kinetische Energie nicht weiter unterteilt, da davon ausgegangen wird, dass oberhalb von 200 MJ alle Kollisionen tödliche Folgen für die Plattform haben.

Aus der Tabelle geht hervor, dass die totale Häufigkeit von Zusammenstößen 0,00366 pro Jahr beträgt. Das entspricht einer zu erwartenden Kollision der Plattform alle 273 Jahre. Die zweite Spalte zeigt die Häufigkeit von Zusammenstößen aufgrund eines Navigationsfehlers (Rammen) pro Energieklasse und die dritte Spalte zeigt die Häufigkeit von Zusammenstößen als Folge eines Motorproblems (Driften). Es ist zu erkennen, dass die Wahrscheinlichkeit eines Rammkontakts höher ist als die eines Driftkontakts; ein Driftkontakt wird im Durchschnitt einmal alle 711 Jahre und ein Rammkontakt einmal alle 443 Jahre auftreten.

In Tabelle 5–1 ist die totale Häufigkeit von Zusammenstößen angegeben. Tabelle 5–2 (Rammen) und Tabelle 5–3 (Driften) zeigen wieder die Häufigkeit von Kollisionen auf, nun aber verteilt auf verschiedene Schiffstypen. Und schließlich ist die Gliederung der Häufigkeit von Kontakten über die Schiffstypen und Energieklassen in Tabelle 5–4 angegeben. Diese Tabelle zeigt, dass 28 % aller Rammvorfälle mit Handelsschiffen (GDC/Bulkcarrier/Container/Tanker) eine Kollision mit mehr als 200 MJoules zur Folge haben werden. Diese relativ hohe Häufigkeit ist eine Kombination aus den relativ großen Schiffen, die den Standort passieren, mit der höheren Geschwindigkeit dieser Schiffe und der kurzen Entfernung zwischen den Hauptrouten und der Plattform. Dies beinhaltet, dass, wenn etwas an Bord schief geht, die Zeit zum Reduzieren der Geschwindigkeit kurz ist, so dass die Geschwindigkeit beim Aufprall immer noch hoch ist und damit die verfügbare kinetische Energie.

Tabelle 5–1 Häufigkeit von Kollisionen pro Jahr und Energieklasse für Plattform N5-A (62 x 35 m)

Energie-Klasse [MJoules]	Rammen	Driften	Gesamt	Einmal in ... Jahr(en)
<1	5.43E-06	1.03E-03	1.03E-03	968
1–3	7.54E-06	2.10E-04	2.17E-04	4599
3–5	1.96E-05	3.82E-05	5.78E-05	17296
5–10	4.59E-05	3.69E-05	8.28E-05	12080
10–15	1.30E-05	2.41E-05	3.71E-05	26959
15–50	3.48E-04	5.07E-05	3.99E-04	2507
50–100	5.10E-04	1.35E-05	5.23E-04	1912
100–200	2.70E-04	4.19E-06	2.75E-04	3642
>200	1.04E-03	3.79E-07	1.04E-03	965
Gesamt	2.26E-03	1.41E-03	3.66E-03	273
Einmal in ... Jahr(en)	443	711	273	

Tabelle 5–2 Häufigkeit von Rammkollisionen pro Jahr pro Schiffstyp und pro Energieklasse für Plattform N5-A (62 x 35 m)

Energie-klasse [MJoules]	Rammen				Gesamt
	GDC/ Bulkcarrier/ Containerschiff	Tanker	Fähre/ RoRo-Schiff/ Passagierschiff	Fischereischiff	
<1	3.75E-06	4.98E-11	5.53E-08	1.63E-06	5.43E-06
1–3	5.22E-06	6.52E-11	2.79E-07	2.04E-06	7.54E-06
3–5	3.39E-07	6.13E-10	1.49E-08	1.93E-05	1.96E-05
5–10	2.67E-05	1.67E-08	2.40E-07	1.90E-05	4.59E-05
10–15	7.40E-06	9.22E-07	4.12E-07	4.29E-06	1.30E-05
15–50	3.18E-04	1.20E-05	5.03E-06	1.27E-05	3.48E-04
50–100	4.73E-04	3.07E-05	6.31E-06	5.96E-08	5.10E-04
100–200	1.40E-04	1.03E-04	2.72E-05	0.00E+00	2.70E-04
>200	3.31E-04	2.98E-04	4.07E-04	2.42E-11	1.04E-03
Gesamt	1.31E-03	4.45E-04	4.46E-04	5.89E-05	2.26E-03
Einmal in ... Jahr(en)	766	2248	2241	16974	443

Tabelle 5-3 Häufigkeit von Driftkollisionen pro Jahr pro Schiffstyp und pro Energieklasse für Plattform N5-A (62 x 35 m)

Energie- klasse [MJoules]	Driften				
	GDC/ Bulkcarrier/ Container- schiff	Tanker	Fähre/ RoRo-Schiff/ Passagier- schiff	Fischerei- schiff	Gesamt
<1	5.65E-04	1.90E-04	7.37E-05	2.00E-04	1.03E-03
1–3	1.51E-04	3.22E-05	2.61E-05	3.63E-07	2.10E-04
3–5	1.86E-05	1.34E-05	6.25E-06	1.62E-09	3.82E-05
5–10	2.23E-05	5.57E-06	9.03E-06	0.00E+00	3.69E-05
10–15	1.16E-05	2.34E-06	1.01E-05	0.00E+00	2.41E-05
15–50	2.57E-05	3.81E-06	2.12E-05	0.00E+00	5.07E-05
50–100	9.50E-06	1.79E-07	3.78E-06	0.00E+00	1.35E-05
100–200	3.62E-06	3.16E-07	2.56E-07	0.00E+00	4.19E-06
>200	2.39E-07	1.38E-07	1.87E-09	0.00E+00	3.79E-07
Gesamt	8.07E-04	2.48E-04	1.50E-04	2.00E-04	1.41E-03
Einmal in ... Jahr(en)	1239	4028	6650	5003	711

Tabelle 5–4 Gliederung der Häufigkeit von Kollisionen (Rammen und Driften) in die verschiedenen Energieklassen und Schiffstypen für die Plattform N5-A (62 x 35 m)

Energie- klasse [MJoules]	% aller Rammvorfälle			% aller Driftvorfälle		
	GDC/ Bulkcarrier/ Containerschiff/ Tanker	Fähre/ RoRo-Schiff/ Passagier- schiff	Fischerei- schiff	GDC/Bulkcarrier/ Containerschiff/ Tanker	Fähre/ RoRo-Schiff/ Passagier- schiff	Fischerei- schiff
<1	0 %	0 %	0 %	54 %	5 %	14 %
1–3	0 %	0 %	0 %	13 %	2 %	0 %
3–5	0 %	0 %	1 %	2 %	0 %	0 %
5–10	1 %	0 %	1 %	2 %	1 %	0 %
10–15	0 %	0 %	0 %	1 %	1 %	0 %
15–50	15 %	0 %	1 %	2 %	2 %	0 %
50–100	22 %	0 %	0 %	1 %	0 %	0 %
100–200	11 %	1 %	0 %	0 %	0 %	0 %
>200	28 %	18 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Gesamt	78 %	20 %	3 %	75 %	11 %	14 %

Um eine Aussage über die möglichen Folgen zu treffen, wird die totale Häufigkeit von Zusammenstößen (Rammen und Driften) pro Plattform pro Energieklasse (<50 MJoules und >50 MJoules) ermittelt. Die Ergebnisse sind in Tabelle 5–5 dargestellt. Da sich die Plattform relativ nahe an einer Schifffahrtsstraße befindet, ist hier die Wahrscheinlichkeit eines Rammvorfalls die dominierende Wahrscheinlichkeit einer Kollision. Diese Vorfälle werden sich bei relativ hoher Geschwindigkeit ereignen, wobei es sich bei den vorbeifahrenden Schiffen auch um größere Schiffe handelt. Dies bedeutet, dass die Energie beim Aufprall relativ stark für die Plattform ist. Daraus ergibt sich eine Häufigkeit von Kollisionen mit großem Aufprall (>50 MJoules) einmal alle 545 Jahre und einmal alle 547 Jahre für geringere Aufprälle (<50 MJoules).

Tabelle 5-5 Totale Häufigkeit von Zusammenstößen (Rammen und Driften) pro Energieklasse und Plattformstandort (62 x 35 m).

Standort der Plattform	Totale Häufigkeit pro Jahr			Einmal in ... Jahre(n)		
	<50 MJoules	>50 MJoules	Gesamt	<50 MJoules	>50 MJoules	Gesamt
N5-A	1.83E-03	1.83E-03	3.66E-03	547	545	273

5.2 Vergleich zweier Größenordnungen

In Tabelle 5–6 werden der minimale und maximale Umriss der Plattform N5-A für die totale Häufigkeit pro Energieklasse verglichen. Bei der temporär größeren Dimension (Plattform und Bohranlage) erhöht sich das Gesamtrisiko des Rammens und Driftens um fast 50 Prozent.

Tabelle 5–6 Totale Häufigkeit von Zusammenstößen (Rammen und Driften) pro Energieklasse und Plattformstandort.

Standort der Plattform	Länge (m)	Breite (m)	Totale Häufigkeit pro Jahr			Einmal in ... Jahre(n)		
			<50 MJoules	>50 MJoules	Gesamt	<50 MJoules	>50 MJoules	Gesamt
N5-A Minimum	62	35	1.83E-03	1.83E-03	3.66E-03	547	545	273
N5-A maximal	153	78	3.35E-03	3.99E-03	7.35E-03	298	250	136

QUELLEN

- [1] Y. Koldenhof, C. van der Tak
Collision risk for platform K1A
MARIN, Report 21056.620/1, July 2006
- [2] C. van der Tak, C.C. Glansdorp
Validatie en uitbouw MANS-scheepvaartmodel
MSCN, OV040, februari 1994
- [3] M.J. Barratt, C. van der Tak
Task 1.1 European Traffic Database
September 1993
- [4] C. van der Tak, P.R. Lyon, G. Trant
Casualty Databank
MSCN, OV001, July 1994
EURET 1.3 TAIE
- [5] C.C. Glansdorp, C. van der Tak
Safety of Platforms in the North Sea
1st World Congress on Safety of Transportation
Delft, November 1992
- [6] C.C. Glansdorp, C. van der Tak
Ship Offshore Collision Risk Assessment (SOCRA)
5th International Conference Loss Prevention in the Oil and Gas Industry
Aberdeen, UK 11–13 September 1995
- [7] W.E. Walker, M. Pöyhönen, C. van der Tak, J.H. de Jong
POLSSS- – Policy for Sea Shipping Safety
RAND Europe / MARIN December 1998
- [8] C. van der Tak
Update Navigational Error Rate for rammings against platforms
MARIN, 17159, Memo, June 2001
- [9] C. van der Tak
Update of casualty rates in SAMSON
MARIN, 18591.620/2, November 2003
- [10] Y. Koldenhof
Taking on the challenge of risk assessment at sea
MARIN-report, issue 100, August 2010
<http://www.marin.nl/web/News/News-items/Taking-on-the-challenge-of-risk-assessment-at-sea.htm>.
- [11] Y. Koldenhof, M. Hermans, C. van der Tak
SAMSON: Technical Documentation
MARIN, 30751-4-MSCN-rev.0.2_TechnicalDocumentationSAMSON, March 2019
- [12] <https://www.iala-aism.org/wiki/iwrap/index.php/SAMSON>

ABKÜRZUNGEN

AIS	= Automatic Identification System (Automatisches Identifikationssystem)
ETV	= Emergency Towing Vessel (Notfall-Schleppschiff)
GPS	= Global Positioning System (Globales Positionierungssystem)
GT	= Gross Tonnage (Bruttotonnage)
LMIU	= Lloyd's Marine Intelligence Unit (Lloyd's Marine-Nachrichtendienst)
MMSI	= Maritime Mobile Service Identity (Rufnummer des mobilen Seefunkdienstes)
SAMSON	= Safety Assessment Model for Shipping and Offshore on the North Sea (Sicherheitsbewertungsmodell für Schifffahrt und Offshore auf der Nordsee)
TSS	= Traffic Separation Scheme (Schema zur Verkehrstrennung)
VTS	= Vessel Traffic Services (Schiffsverkehrsdienste)

ANHÄNGE

**ANHANG 1 DESCRIPTION OF THE SHIP-OBJECT CONTACT MODELL
VON SAMSON
(BESCHREIBUNG DES SCHIFF-OBJEKT-KONTAKTMODELLS VON
SAMSON)**

Beschreibung des Schiff-Objekt-Kontaktmodells

Bei der Unfallanalyse werden zwei Ursachen für den Kontakt zwischen einem Schiff und einem Objekt festgestellt:

- einen Kontakt infolge eines Navigationsfehlers,
- ein Kontakt infolge eines mechanischen Fehlers des Motors oder des Lenkmotors.

Der erste Typ ist auf ein menschliches Versagen in der Nähe eines Objekts zurückzuführen, das nicht korrigiert werden kann oder erst nach dem "Point of no Return" korrigiert wird. In manchen Fällen sind die Naturkräfte zu groß, um sie mit der Leistung an Bord kompensieren zu können. In diesen Fällen hat der Nautiker den Fehler gemacht, sich einem Objekt zu sehr genähert zu haben, und das Schiff hat keine ausreichenden Mittel, um die Situation zu bewältigen.

Der zweite Typ ist das Ergebnis eines Stromausfalls in der Nähe eines Objekts.

Beide Unfalltypen haben ein gemeinsames Merkmal: Die Schiffe befinden sich in der Nähe eines Objekts.

Kontakt mit einem Objekt infolge eines Navigationsfehlers (Rammen)

In Abbildung B-1 ist ein Schiff in einer Entfernung x vom letzten Wegpunkt dargestellt. Das Schiff fährt zum nächsten Wegpunkt, an dem das Schiff seinen Kurs ändern muss. Für eine gegebene Position des Schiffes werden 3 Linien auf jeder Seite der Schiffsspur mit einem Abstand von 10° gezeichnet. Das Objekt in der Nähe des Schiffes wird als eine Auswahl von geraden Linien zwischen verschiedenen Punkten definiert. Diese Geraden sind durch zwei geografische Positionen gekennzeichnet. In der Abbildung sind sie mit 1 und 2 bezeichnet.

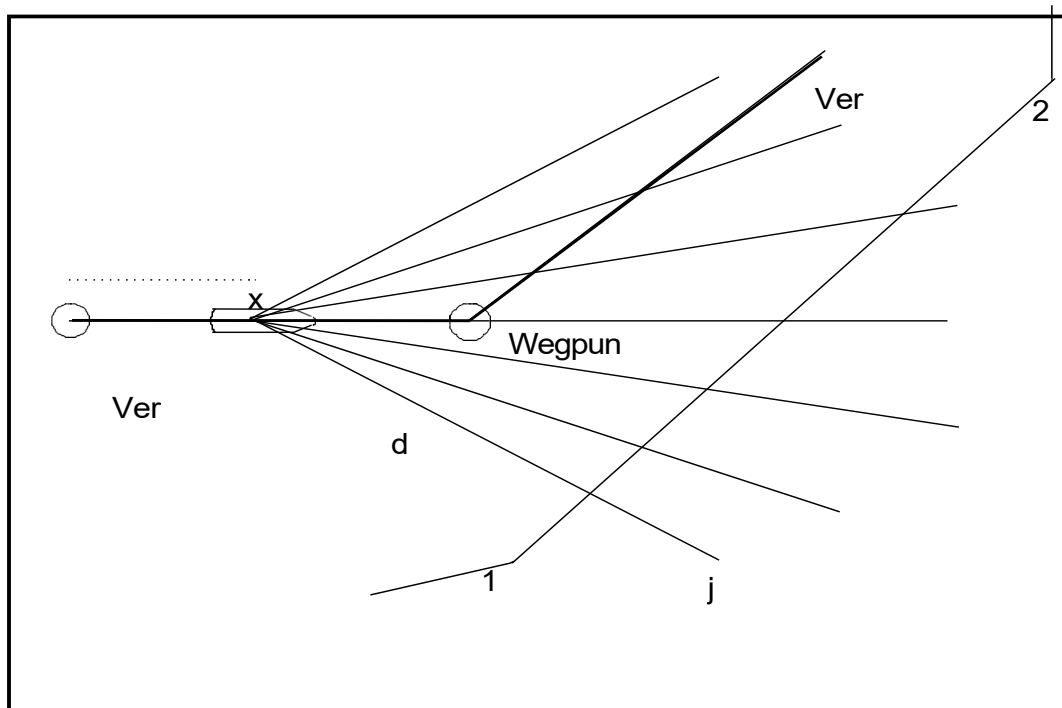


Abbildung B-1

Definition der Möglichkeit des Rammens

Der Kontakt mit dem Objekt (Rammen) aufgrund eines Navigationsfehlers kann an jeder Position beginnen. Es wird angenommen, dass die Geschwindigkeit, bei der der Navigationsfehler auftritt, gleich der Dienstgeschwindigkeit ist. Die Entfernung zum Objekt, die durch die Anzahl der Schiffslängen ausgedrückt wird, wird sowohl für die ursprüngliche Kurslinie als auch für die sechs neuen Linien ermittelt. Die Richtungen werden wie folgt gewichtet: 0,05, 0,1, 0,2, 0,3, 0,2, 0,1, 0,05. Die Anzahl der Schiffslängen, die in jeder Richtung zum Objekt zur Verfügung stehen, geben die verfügbare Zeit für den Navigator an, um die Folgen seines Fehlers abzumildern. Die Wahrscheinlichkeit eines Navigationsfehlers hängt wie folgt mit der Entfernung zusammen:

$$p_{nav} = \int_{x_1}^{x_2} e^{-a \frac{d_{\psi}(x)}{L_i}} dx \quad (1)$$

mit	
a	= Gefahrenmaßnahme
d_{ψ}	= Abstand des Schiffes auf der Verbindung zum Objekt in Richtung ψ
L_i	= Schiffslänge der Klasse i
x	= Position des Schiffes auf einer Verbindung
P_{nav}	= Wahrscheinlichkeit eines Navigationsfehlers

Die beste Übereinstimmung zwischen der vorhergesagten Anzahl von Unfällen und der beobachteten Anzahl wurde für $a = 0,1$ gefunden. Das bedeutet, dass die Wahrscheinlichkeit eines Kontakts durch einen Navigationsfehler bei 6 Schiffslängen mehr als 4 mal so groß ist wie die Wahrscheinlichkeit nach einem Navigationsfehler bei 20 Schiffslängen Abstand zum Objekt.

Die Möglichkeit des Rammens ist nun durch folgende Formel gegeben.

$$RO_k = \sum_{\psi} \sum_i p_{\psi} N_{ij} \int_{x_1}^{x_2} e^{-a \frac{d_{\psi}(x)}{L_i}} dx \quad (2)$$

mit	
N_{ij}	= Anzahl der Schiffe, die die Verbindung j der Schiffsklasse i nutzen
P_{ψ}	= Wahrscheinlichkeit eines Kurses in Richtung ψ
RO_k	= Möglichkeit des Rammens für ein Objekt auf Verbindung k

Die Anzahl der Kontakte kann berechnet werden, wenn die Möglichkeit des Rammens bekannt ist:

$$\#contacts_{NE} = CASRAT_{RO} \sum_k RO_k \quad (3)$$

mit	
NE	= Anzahl der Schiffe, die die Verbindung j der Schiffsklasse i nutzen
$CASRAT_{RO}$	= Matrix mit Kontaktrate für Kontakte aufgrund eines Navigationsfehlers, $0,65 \cdot 10^{-4}$ für jedes Schiff

Kontakt infolge eines Motorausfalls (Driften)

Ein Kontakt mit einem Objekt infolge eines Motorausfalls kann prinzipiell an jeder Position des Schiffes entstehen. Das Schiff kann in jede durch die Umweltbedingungen vorgegebene Richtung driften. Die Entfernung zur nächstgelegenen Objektklinie ist ein Maß für die Zeit, die zur Reparatur des Motors zur Verfügung steht. In diesem Modell wird die Driftgeschwindigkeit als abhängig von der Beaufort-Klasse angenommen.

Die Wahrscheinlichkeit eines Motorausfalls mit einer gegebenen Dauer wird gemäß den folgenden Angaben ermittelt:

- ein Ausfall zwischen 2 und 6 Stunden hat eine Häufigkeit von 3R
- ein Ausfall von mehr als 6 Stunden hat eine Häufigkeit von R

mit

R = Wahrscheinlichkeit, dass ein Schiff einen Motorausfall von mehr als 6 Stunden hat
(Zahl /Jahr)

Der Wert von R wird anhand der Lloyds-Unfalldatenbank unter der Annahme ermittelt, dass alle Schiffe mit einem Motorausfall von mehr als 6 Stunden durch einen Schlepper unterstützt werden. Diese Zahl ist bekannt. Der entsprechende Wert von R ist gleich 10^{-6} /Jahr.

Um festzustellen, ob die Drift zu einem Kontakt mit einem Objekt führt, sollten zwei Zeiten verglichen werden:

1. die Driftzeit: die Zeit zwischen dem Einsetzen des Motorausfalls und dem Zeitpunkt, an dem das Schiff ein Objekt rammt, und
2. die Reparaturzeit: die Dauer des Motorausfalls.

Mit anderen Worten: Ein Kontakt tritt auf, wenn die Motorreparaturzeit länger ist als die Driftzeit.

Wir nehmen an, dass die Motorausfallrate durch eine Wahrscheinlichkeitsfunktion wie folgt beschrieben werden kann:

$$p(t) = ce^{-t/T} \quad (4)$$

mit

p(t) = Wahrscheinlichkeit eines Motorausfalls zu einer bestimmten Zeit (t)
c = erster Motorausfallparameter
t = Zeitausfall des Motors
T = zweiter Motorausfallparameter

Die Parameter c und T werden anhand der Anzahl der Ausfälle mit einer Dauer von mehr als 6 Stunden und der Anzahl der Ausfälle zwischen 2 und 6 Stunden berechnet.

$$c = 2.774R$$

$$T = 2.885$$

Die Wahrscheinlichkeit, dass die Dauer des Motorausfalls größer ist als die Driftzeit, ist wie folgt gegeben:

$$P(t > t_s) = \int_{t_s}^{\infty} 2.774 \text{Re}^{-t/2885} dt = 8 \text{Re}^{-t_s/2885} \quad (5)$$

mit

t_s = Driftzeit

Die Anzahl der Schiffe, die bei einer gegebenen Verbindung k für die Beaufort-Skala b das Objekt auf den Gefahrenmeilen DM (danger miles) treffen, kann durch die Bereitstellung der Gefahrenmeilen DM bestimmt werden:

$$DM_{bk} = \sum_n \sum_{n\psi} \sum_i p_n p_{n\psi} N_{ik} \int_{x_1}^{x_2} P(t > d_{n\psi}(x) / v_{dbin}) dx \quad (6)$$

In dieser Gleichung werden die folgenden Parameter verwendet:

b = Beaufort-Klasse

DM_{bk} = Gefahrenmeilen für Verbindung k und Beaufort-Skala b

$d_{n\psi}$ = Abstand eines Punktes x auf einer Verbindung zum Objekt

i = Schiffsklasse

k = Verbindung

n = Beladungszustand

N_{ik} = Anzahl der Schiffe der Schiffsklasse i auf der Verbindung k

$P_{n\psi}$ = Wahrscheinlichkeit einer Windrichtung

P_n = Wahrscheinlichkeit eines Beladungszustandes

v_{dbin} = Resultierende Driftgeschwindigkeit von Schiff i im Beladungszustand n bei der Beaufort-Skala-Zahl b

x = Integrationsgrenzen werden durch die geografischen Gegebenheiten bestimmt

Die Anzahl der Kontakte ergibt sich wie folgt aus der Summe aller Verbindungen multipliziert mit der Motorausfallrate:

$$\#contacts_{EF} = CASRAT_{EF0-7} \sum_k \sum_{b=0}^7 p_b DM_{bk} + CASRAT_{EF8up} \sum_k \sum_{b=8}^{11} p_b DM_{bk} \quad (7)$$

$CASRAT_{EF0-7}$ = Motorausfallrate für 0–7 Beaufort

$CASRAT_{EF8up}$ = Motorausfallrate für 8–11 Beaufort

P_b = Wahrscheinlichkeit der Beaufort-Klasse b

ANHANG 2 BERECHNUNG DES MAXIMALEN UMRISSES

Tabelle A-7 Häufigkeit von Kollisionen pro Jahr und Energieklasse für Plattform N5-A (153 x 78 m)

Energie- klasse [MJoules]	Rammen	Driften	Gesamt	Einmal in ... Jahr(en)
<1	1.34E-05	1.86E-03	1.87E-03	535
1–3	1.80E-05	3.39E-04	3.57E-04	2801
3–5	5.80E-05	5.88E-05	1.17E-04	8562
5–10	8.85E-05	5.47E-05	1.43E-04	6985
10–15	3.57E-05	3.45E-05	7.01E-05	14258
15–50	7.25E-04	6.95E-05	7.95E-04	1258
50–100	1.16E-03	1.73E-05	1.18E-03	851
100–200	6.29E-04	5.19E-06	6.34E-04	1576
>200	2.18E-03	4.70E-07	2.18E-03	458
Gesamt	4.91E-03	2.44E-03	7.35E-03	136
Einmal in ... Jahr(en)	204	411	136	

Tabelle A-8 Häufigkeit von Rammkollisionen pro Jahr pro Schiffstyp und pro Energieklasse für Plattform N5-A (153 x 78 m)

Energie- klasse [MJoules]	Rammen				
	GDC/ Bulkcarrier/ Container	Tanker	Fähre/ RoRo-Schiff/ Passagier- schiff	Fischerei	Gesamt
<1	8.81E-06	2.24E-10	1.13E-07	4.49E-06	1.34E-05
1–3	6.55E-06	4.42E-09	3.53E-07	1.11E-05	1.80E-05
3–5	1.14E-06	1.33E-09	1.07E-07	5.68E-05	5.80E-05
5–10	3.93E-05	2.05E-08	8.12E-07	4.84E-05	8.85E-05
10–15	2.05E-05	1.86E-06	3.24E-06	1.01E-05	3.57E-05
15–50	6.49E-04	3.66E-05	1.05E-05	2.89E-05	7.25E-04
50–100	1.05E-03	9.33E-05	1.46E-05	1.41E-07	1.16E-03
100–200	3.73E-04	1.96E-04	5.94E-05	0.00E+00	6.29E-04
>200	7.73E-04	5.96E-04	8.16E-04	4.76E-11	2.18E-03
Gesamt	2.92E-03	9.24E-04	9.05E-04	1.60E-04	4.91E-03
Einmal in ... Jahr(en)	342	1082	1105	6257	204

Tabelle A-9 Häufigkeit von Driftkollisionen pro Jahr pro Schiffstyp und pro Energieklasse für Plattform N5-A (153 x 78 m)

Energie- klasse [MJoules]	Driften				
	GDC/ Bulkcarrier/ Container	Tanker	Fähre/ RoRo-Schiff/ Passagier	Fischerei	Gesamt
<1	1.02E-03	3.34E-04	1.25E-04	3.80E-04	1.86E-03
1–3	2.42E-04	5.03E-05	4.62E-05	6.66E-07	3.39E-04
3–5	2.87E-05	2.02E-05	9.89E-06	2.66E-09	5.88E-05
5–10	3.32E-05	8.25E-06	1.32E-05	0.00E+00	5.47E-05
10–15	1.63E-05	3.36E-06	1.48E-05	0.00E+00	3.45E-05
15–50	3.50E-05	5.38E-06	2.92E-05	0.00E+00	6.95E-05
50–100	1.20E-05	2.29E-07	5.00E-06	0.00E+00	1.73E-05
100–200	4.47E-06	3.99E-07	3.20E-07	0.00E+00	5.19E-06
>200	2.93E-07	1.75E-07	2.27E-09	0.00E+00	4.70E-07
Gesamt	1.39E-03	4.23E-04	2.43E-04	3.81E-04	2.44E-03
Einmal in ... Jahr(en)	720	2367	4109	2627	411

Tabelle A-10 Gliederung der Häufigkeit von Kollisionen (Rammen und Driften) über die verschiedenen Energieklassen und Schiffstypen für die Plattform N5-A (153 x 78 m)

Energie- klasse [MJoules]	% aller Rammvorfälle			% aller Driftvorfälle		
	GDC/ Bulkcarrier/ Container/ Tanker	Fähre/ RoRo=Schiff /Passagier- schiff	Fischerei- schiff	GDC/Bulkcarrier/ Containerschiff/ Tanker	Fähre/RoRo- Schiff/ Passagier- schiff	Fischerei- schiff
<1	0 %	0 %	0 %	55 %	5 %	16 %
1–3	0 %	0 %	0 %	12 %	2 %	0 %
3–5	0 %	0 %	1 %	2 %	0 %	0 %
5–10	1 %	0 %	1 %	2 %	1 %	0 %
10–15	0 %	0 %	0 %	1 %	1 %	0 %
15–50	14 %	0 %	1 %	2 %	1 %	0 %
50–100	23 %	0 %	0 %	1 %	0 %	0 %
100–200	12 %	1 %	0 %	0 %	0 %	0 %
>200	28 %	17 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Gesamt	78 %	18 %	3 %	74 %	10 %	16 %

Tabelle A-11 Totale Häufigkeit von Zusammenstößen (Rammen und Driften) pro Energieklasse und Plattformstandort (153 x 78 m).

Standort der Plattform	Totale Häufigkeit pro Jahr			Einmal in ... Jahre(n)		
	<50 MJoules	>50 MJoules	Gesamt	<50 MJoules	>50 MJoules	Gesamt
N5-A	3.35E-03	3.99E-03	7.35E-03	298	250	136

