



Kapitel 5

Risikobewertung

INHALT

SEITE

5	Risikobewertung	245
5.1	Einführung und Definitionen	245
5.1.1	Gefahren und Risiken	245
5.1.2	Risikobewertung und Risikosteuerung	246
5.1.3	Risikomanagement	246
5.1.4	Kriterien der Risikoakzeptabilität	247
5.1.5	Hierarchie der Risikosteuerung	253
5.2	Mit Gefahren und Risiken verbundene Projektphasen	254
5.3	Risikobewertungsmethodik	255
5.3.1	Qualitative Bewertung – Pipeline-Bau	255
5.3.2	Quantitative Bewertung – Pipeline-Bau und -Betrieb	258
5.4	Ergebnisse der Risikobewertung	276
5.4.1	Personenrisiken – Pipeline-Bau	276
5.4.2	Personenrisiken – Pipeline-Betrieb	278
5.4.3	Umweltrisiken – Pipeline-Bau	292
5.4.4	Umweltrisiken – Pipeline-Betrieb	293
5.4.5	Treibhauspotenzial	298
5.5	Diskussion der Risikoergebnisse	301
5.5.1	Personenrisiken	302
5.5.2	Umweltrisiko	308
5.6	Risikominderungsmaßnahmen	310
5.6.1	Konstruktion	310
5.6.2	Bau	311
5.6.3	Betrieb	313
5.7	Zusammenfassung und Schlussbemerkung	314
5.8	Referenzliste	316

5 Risikobewertung

5.1 Einführung und Definitionen

Bau und Betrieb der Nord Stream-Pipelines sind mit zahlreichen Gefahren verbunden, die Risiken für die Öffentlichkeit/Dritte⁽¹⁾, Arbeiter sowie die Umwelt darstellen. Der Schwerpunkt dieses Kapitels liegt auf der Beschreibung der Bewertungen, anhand derer die Risiken für Dritte und die Umwelt ermittelt wurden. Eine Risikobewertung für die Bauarbeiter wurde ebenfalls vorgenommen; diese Risiken sowie die erforderlichen Minderungsmaßnahmen fallen jedoch in den Zuständigkeitsbereich der Sicherheitsmanagementsysteme von Nord Stream und seinen Bau-/Vertragsunternehmen und sind daher von den in diesem Kapitel dargelegten Bewertungen ausgenommen.

5.1.1 Gefahren und Risiken

Zwar werden die Begriffe „Gefahr“ und „Risiko“ in der Alltagssprache häufig synonym verwendet, es empfiehlt sich jedoch, folgende inhaltliche Unterscheidung vorzunehmen:

- *Gefahr* – das Potential einer Person oder Sache, aufgrund einer inhärenten Eigenschaft oder Wesensart einen Schaden zu verursachen
- *Risiko* – die Wahrscheinlichkeit, dass eine Person oder eine Sache auf bestimmte Weise durch die Gefahr beeinträchtigt wird

Alternativ kann „Risiko“ einfach als „die Möglichkeit einer Gefährdung“ definiert werden. Unabhängig von der genauen Definition lässt sich das Risiko in zwei Hauptbestandteile aufschlüsseln:

- **Wahrscheinlichkeit oder Häufigkeit** (bezeichnet die Aussicht oder Möglichkeit)
- **Konsequenz oder Schweregrad** (bezeichnet das Ausmaß der Beeinträchtigung oder Gefahr).

Das Risiko ist das Produkt dieser Bestandteile (die für alle möglichen Unfallszenarien in Bezug auf ein System, einen Betrieb oder einen Prozess summiert werden können).

(1) Die Begriffe „Öffentlichkeit“ und „Dritte“ werden in diesem Kapitel synonym zur Bezeichnung von Menschen gebraucht, die nicht in das Projekt involviert sind, beispielsweise Besatzung und Passagiere im kommerziellen Schiffsverkehr auf der Ostsee.

5.1.2 Risikobewertung und Risikosteuerung

Gemäß behördlicher Vorschriften müssen Gefahren in der Regel identifiziert, die damit verbundenen Risiken bewertet sowie angemessene Maßnahmen zur Behandlung dieser Risiken umgesetzt werden.

Bei einer Risikobewertung handelt es sich um die sorgfältige Untersuchung der Projektstätigkeiten, die Personen- oder Umweltschäden verursachen können, die Einschätzung der Wahrscheinlichkeit eines derartigen Schadens sowie die Schwere der damit verbundenen Auswirkungen, um sich ein genaues Bild über die Risiken zu verschaffen. Die Risikobewertungen für das vorliegende Projekt wurden in Übereinstimmung mit den entsprechenden Richtlinien, Standards und empfohlenen Verfahrensweisen von Det Norske Veritas (DNV) durchgeführt.

Eine Risikobewertung kann sowohl qualitativer als auch quantitativer Art sein:

- *Qualitativ* (z. B. Bewertung der Wahrscheinlichkeit und der Konsequenzen anhand einer Skala von „sehr gering“ bis „sehr hoch“)
- *Quantitativ* (z. B. Bewertung der Wahrscheinlichkeit hinsichtlich der jährlichen Eintrittshäufigkeit sowie der Einschätzung der Konsequenzen hinsichtlich der jeweiligen Unfallzahlen)

Bei der Risikobewertung handelt es sich um eine vorausschauende Maßnahme, die in der Regel auf Grundlage von historischen Daten, Modellbildungen, Annahmen und Experteneinschätzungen durchgeführt wird und entsprechend immer mit einer gewissen Unsicherheit behaftet ist. Im Falle von wesentlichen Wissenslücken werden Risikobewertung und Risikomanagemententscheidungen in der Regel mit angemessener Vorsicht durchgeführt bzw. getroffen, um mit zunehmender Bedeutung der Unsicherheit in Bezug auf das Risiko einen höheren Schutz zu gewährleisten.

5.1.3 Risikomanagement

Das Risikomanagement bezeichnet den Gesamtprozess zur Bewertung der Risiken, Auswertung der Ergebnisse und Umsetzung der angemessenen Maßnahmen. Im Rahmen des Risikomanagements wird anhand der Ergebnisse der Risikobewertungen ermittelt, ob ausreichende Vorsichtsmaßnahmen ergriffen wurden, oder ob weitere Maßnahmen zur Schadensabwendung erforderlich sind; häufig wird dabei anhand einer Kosten-Nutzen-Analyse die Kosteneffizienz alternativer Verfahren zur Risikominderung ermittelt.

Im Wesentlichen dient die Risikobewertung zur Identifizierung der Maßnahmen, die zur Sicherstellung einer angemessenen Steuerung, eines angemessenen Managements oder einer

vollständigen Eliminierung der mit den Gefahren verbundenen Risiken erforderlich sind. Der Risikomanagement-Ansatz von Nord Stream wird in den entsprechenden Projektunterlagen dargelegt ^{(1),(2)}.

5.1.4 Kriterien der Risikoakzeptabilität

Ein wichtiger Aspekt der Risikobewertung ist die Entwicklung eines Verfahrens, anhand dessen die Ergebnisse einer Risikoanalyse in Empfehlungen hinsichtlich der Akzeptabilität des Gesamtsystemrisikos sowie hinsichtlich des Umfangs, in dem weitere Maßnahmen zur Risikoreduzierung gerechtfertigt sind, umgesetzt werden können. Bei den Risikokriterien handelt es sich im Wesentlichen um Ankerpunkte für ein derartiges Verfahren.

Rahmen für die Beurteilung der Risikoakzeptabilität

Die UK Health and Safety Executive (HSE) hat einen Beurteilungsrahmen für die Risikoakzeptanz (Tolerability of Risk, TOR) entwickelt. Dieser wurde von zahlreichen Ländern/Aufsichtsbehörden übernommen, die routinemäßig risikobasierte Ansätze anwenden ⁽³⁾. Die gemäß diesem Beurteilungsrahmen durchzuführenden wesentlichen Prüfungen zur Entscheidung über die zu treffenden Maßnahmen sind weitgehend identisch mit den Risikoprüfungen, die im Alltag angewandt werden. Im Alltag gibt es bestimmte Risiken, die von den Menschen ignoriert werden und andere Risiken, die die Menschen nicht bereit sind, einzugehen. Es gibt jedoch auch zahlreiche Risiken, die die Menschen einzugehen bereit sind und dabei den damit verbundenen Nutzen gegen die erforderlichen Vorsichtsmaßnahmen abwägen, die man zur Reduzierung der unerwünschten Auswirkungen dieser Risiken ergreifen muss. Der Beurteilungsrahmen ist in **Abbildung 5.1** ⁽⁴⁾ dargestellt.

(1) Nord Stream AG. August 2007. Introduction to Health, Safety and Environmental (HSE) Management in Nord Stream AG. Nord Stream Report No. G-GE-HSE-PRO-000-000604L1.

(2) Nord Stream AG und Snamprogetti. 3. Januar 2008. HSE Activities Management Plan. Nord Stream Report No. G-EN-HSE-REP-102-00085000.

(3) Z. B. Südafrika, Niederlande, Hongkong, Australien.

(4) UK Health and Safety Executive. 2001. Reducing Risks, Protecting People: HSE's decision-making process. ISBN 0 7176 2151 0.

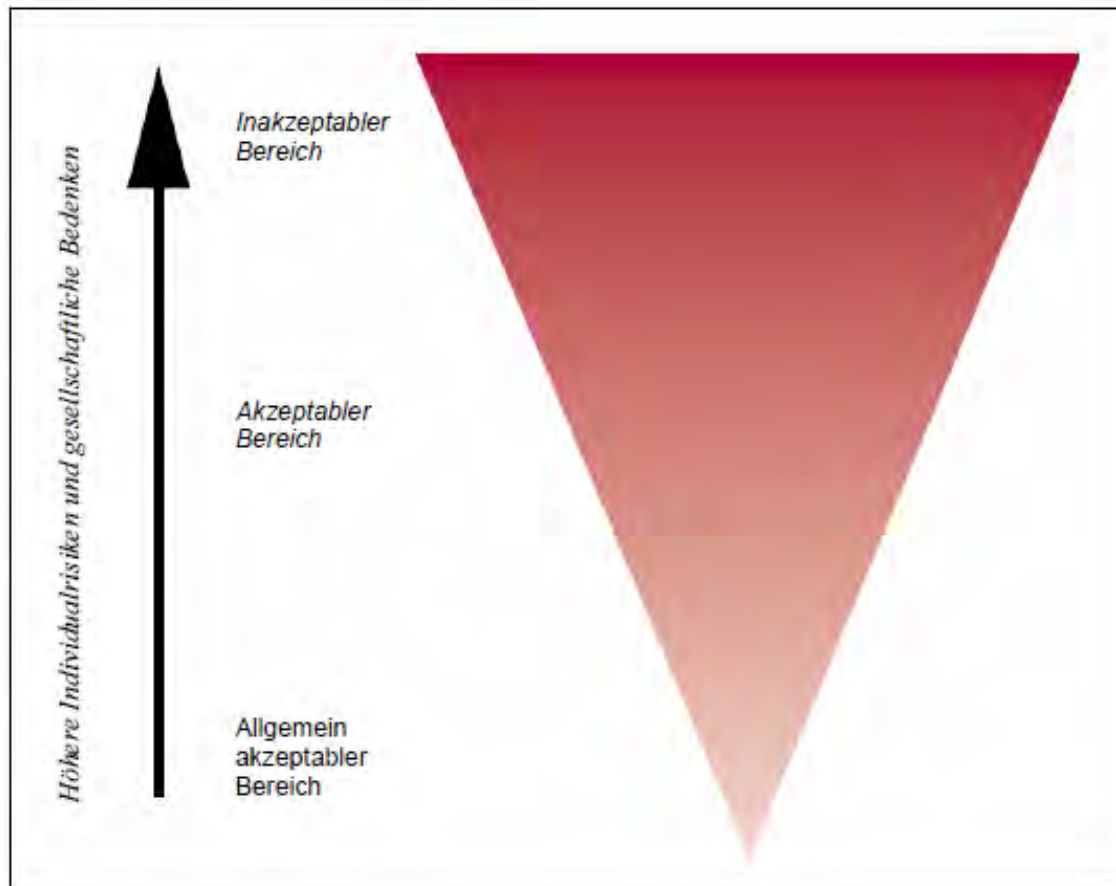


Abbildung 5.1 Rahmen für die Beurteilung der Risikoakzeptabilität

In diesem Rahmenwerk bezeichnet die dunkle Zone oben einen inakzeptablen Bereich, in dem das Risikoniveau unabhängig von dem mit der Aktivität verbundenen Nutzen inakzeptabel hoch ist. Die helle Zone unten bezeichnet einen allgemein akzeptablen Bereich, in dem die Risiken in der Regel als unwesentlich und angemessen beherrschbar eingestuft werden.

Die mittlere Zone bezeichnet den akzeptablen Bereich. „Akzeptabel“ bezeichnet in diesem Zusammenhang die Bereitschaft der Gesellschaft als Ganzes, mit einem Risiko zu leben, um in der Zuversicht, dass es sich lohnt, dieses Risiko einzugehen und dieses angemessen abgesichert ist, einen bestimmten damit verbundenen Nutzen zu erzielen. Dies bedeutet jedoch nicht, dass dieses Risiko von allen Menschen akzeptiert wird. Je näher man sich jedoch an den allgemein akzeptablen Bereich bewegt, desto höher wird die allgemeine Akzeptanz.

In diesem Bereich werden Risiken demnach zum Erzielen eines Nutzens eingegangen und dabei von Folgendem ausgegangen:

- Art und Höhe der Risiken wurden angemessen bewertet und anhand der Bewertungsergebnisse angemessene Steuermaßnahmen umgesetzt

- Die Restrisiken sind nicht übermäßig hoch, und es wird sichergestellt, dass diese so niedrig wie vernünftigerweise praktikabel sind (das ALARP-Prinzip, As Low As Reasonably Practicable)
- Die Risiken werden regelmäßig auf ihre Konformität mit den ALARP-Kriterien hin überprüft

Der TOR-Beurteilungsrahmen lässt sich im Prinzip auf sämtliche Gefahren anwenden. Bei der Bestimmung vernünftigerweise praktikabler Maßnahmen in Bezug auf eine bestimmte Gefahr ist die Angemessenheit der ausgewählten Maßnahme zur Risikosteuerung teilweise jedoch abhängig davon, wo die Grenzen zwischen dem inakzeptablen, akzeptablen und allgemein akzeptablen Bereich gezogen wird.

An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass es sich bei dem oben dargelegten Beurteilungsrahmen um ein konzeptionelles Modell handelt, dessen Anwendung nicht gesetzlich vorgeschrieben ist. Zudem gibt es keine gesetzlich quantifizierten Grenzen zwischen den einzelnen Bereichen. Jedoch haben verschiedene Regulierungsbehörden Richtlinien zu akzeptablen Risiken entwickelt, die von mehreren Branchen als Grundlage zur Bestimmung der angemessenen Anwendbarkeit von Steuerungsmaßnahmen übernommen wurden. Es sei darauf hingewiesen, dass die obere (maximal akzeptable) Risikogrenze (für Individualrisiken oder gesellschaftliche Risiken) nicht anhand wissenschaftlicher Berechnungen sondern vielmehr durch Beobachtung der Akzeptanzbereitschaft der heutigen Gesellschaft festgelegt wird. Es handelt sich daher vielmehr um eine sozio-politische als eine wissenschaftliche Angelegenheit.

Projektspezifische Häufigkeitskriterien für Pipeline-Störungen in kritischen Pipeline-Abschnitten

Für das vorliegende Projekt wurden die möglichen Pipeline-Schäden und -Störungen in Zusammenhang mit Schifffahrtsaktivitäten (z. B. Schleppanker, sinkende Schiffe) detailliert untersucht (siehe Beschreibung in folgenden Abschnitten). Im Rahmen des Pipeline-Betriebs werden die Pipeline-Abschnitte als kritisch eingestuft, in denen mehr als 250 Schiffe/km/Jahr die Pipeline kreuzen. Dieser Wert entspricht weniger als einem Schiff/km/Tag und dient zur Identifizierung der Pipeline-Abschnitte mit intensivem Schiffsverkehr. Für jeden identifizierten Bereich mit einem derartigen oder noch höheren Schiffsverkehr werden die Interaktionshäufigkeit sowie die Häufigkeit von Pipeline-Schäden abgeschätzt.

In Absprache mit DNV sowie in Übereinstimmung mit den maßgeblichen DNV-Standards hat Nord Stream einem Kriteriumswert von 10^{-4} *Störungen pro kritischem Pipeline-Abschnitt pro Jahr* zugestimmt ⁽¹⁾. In den Pipeline-Abschnitten, in denen die Störungs-/Schadenshäufigkeit nachweislich unter diesem Wert liegt, gelten die entsprechenden Risiken als allgemein akzeptabel. Entsprechend ist keine weitere Analyse erforderlich. Dennoch hat Nord Stream zusätzlich Konsequenzanalysen und Risikoberechnungen durchgeführt, damit die Vergleichbarkeit der jeweiligen Risiken mit den vereinbarten Risikoakzeptanzkriterien gegeben ist (siehe Erörterung in den folgenden Abschnitten sowie die Beschreibung der quantitativen Risikobewertungsmethodik in **Abschnitt 5.3.2**).

Individualrisiko

Das Individualrisiko bezeichnet das Risiko für bestimmte Einzelpersonen (z. B. Mitglieder der Öffentlichkeit, Besatzung anderer Schiffe). Hierbei handelt es sich in der Regel um das Todesfallrisiko, ausgedrückt als das Individualrisiko pro Jahr (Individual Risk Per Annum, IRPA) oder als Unfallrate mit Todesfolge (Fatal Accident Rate, FAR) pro 100 Millionen Risikostunden.

Folgende Kriterien für die Akzeptabilität des Individualrisikos (Todesfallrisikos) werden in der Offshore-Industrie generell festgesetzt und wurden entsprechend für das vorliegende Projekt übernommen ⁽²⁾:

- (1) Als mögliche Pipeline-Schadensmechanismen wurden Schwund der Betonummantelung/Stahlfreilegung, Rohreinbeulung/-einschnitt und übermäßige Biegung in Betracht gezogen. Daraus können wiederum bestimmte Störungsmechanismen resultieren, wie beispielsweise Verlust der Stabilität am Boden, Behinderung der Molchung, geringere Bruchfestigkeit, lokale(r) Verkrümmung/Einsturz, Bruch/Kunststoffbruch, Ermüdung und Durchstoß.

- (2) Normierte wissenschaftliche Notation

Die normierte wissenschaftliche Notation bietet eine unkomplizierte Möglichkeit zur Arbeit mit sehr großen oder sehr kleinen Zahlen und wird häufig von Wissenschaftlern Ingenieuren und Mathematikern angewandt. Ohne diese Notationstechnik wäre die Arbeit mit sehr großen oder sehr kleinen Zahlen extrem mühsam.

1.000.000.000.000 wird beispielsweise als $1,0 \times 10^{12}$ oder $1,0 \text{ E}12$ und 0,0000000015 als $1,5 \times 10^{-8}$ oder $1,5 \text{ E}-8$ geschrieben. Dieses Format wird auch von Microsoft Excel© unterstützt und wird zur Präsentation der Ergebnisse in diesem Kapitel verwendet. Nachstehend finden Sie einige Beispiele für die Zahlenformate:

Normale Dezimalschreibweise	Normierte wissenschaftliche Notation	E-Notation
1.000	$1,0 \times 10^3$	1,0 E3
0,00000000095	$9,5 \times 10^{-10}$	9,5 E-10
1.560.000.000.000	$1,56 \times 10^{12}$	1,56 E12
0,001	$1,0 \times 10^{-3}$	1 E-3
0,0001	$1,0 \times 10^{-4}$	1 E-4
0,000001	$1,0 \times 10^{-6}$	1 E-6

- Maximal zulässiges Risiko für Arbeiter 1×10^{-3} /Person/Jahr
- Maximal zulässiges Risiko für die Öffentlichkeit 1×10^{-4} /Person/Jahr
- Allgemein akzeptables Risiko 1×10^{-6} /Person/Jahr

Der niedrigere Wert für Mitglieder der Öffentlichkeit trägt der Tatsache Rechnung, dass diese keinen direkten Nutzen aus ihrer Risikobelastung ziehen, dieses Risiko nicht steuern können und dieses in der Regel nicht freiwillig eingehen würden. Zudem zählen zu der Öffentlichkeit auch besonders anfällige Personengruppen (beispielsweise sehr junge und alte Menschen).

Im Sinne der Vergleichbarkeit dieser Kriterien der Risikoakzeptabilität mit geläufigeren Todesursachen sind in **Tabelle 5.1** die Todesfallrisiken in bestimmten Ländern (infolge von Krebs, Herz-Kreislauf-Erkrankungen und Verkehrsunfällen) dargestellt.

Tabelle 5.1 Jährliche Todeswahrscheinlichkeit in verschiedenen Ländern

Land	Todeswahrscheinlichkeit infolge von Krebs (2002)	Todeswahrscheinlichkeit infolge von Herz-Kreislauf- Erkrankungen (2002)	Todeswahrscheinlichkeit infolge von Verkehrsunfällen (2004)*
Dänemark	1,7 E-3	1,8 E-3	6,8 E-5
Estland	1,5 E-3	4,4 E-3	1,3 E-4
Finnland	1,2 E-3	2,0 E-3	7,2 E-5
Deutschland	1,4 E-3	2,1 E-3	7,1 E-5
Lettland	1,6 E-3	4,8 E-3	2,2 E-4
Litauen	1,6 E-3	3,9 E-3	2,2 E-4
Russische Föderation	1,5 E-3	6,9 E-3	2,4 E-4
Schweden	1,2 E-3	1,8 E-3	5,3 E-5
Mittelwert	1,4 E-3	3,5 E-3	1,3 E-4

Quelle: Daten des statistischen Informationssystems der Weltgesundheitsorganisation (World Health Organisation Statistical Information System, WHOSIS), mit Ausnahme der mit * gekennzeichneten Angabe. Dieser Wert stammt von der Wirtschaftskommission für Europa der Vereinten Nationen (United Nations Economic Commission for Europe)

Gesellschaftliches Risiko

Das gesellschaftliche Risiko (auch Kollektiv- oder Gruppenrisiko genannt) bezeichnet das Gesamtrisiko in Zusammenhang mit einem System oder Betrieb. Bei diesem Risiko werden die möglichen Auswirkungen sämtlicher Schadensereignisse nicht nur auf bestimmte Einzelpersonen (wie dies beim Individualrisiko der Fall ist), sondern auf alle möglicherweise dem Risiko ausgesetzten Einzelpersonen berücksichtigt, unabhängig davon, ob es sich dabei um Arbeiter oder um Dritte handelt. Auch dieses Risiko bezieht sich in der Regel auf das Todesfallrisiko, ausgedrückt als durchschnittliche Anzahl an erwarteten Todesfällen pro Jahr. Dieses Risiko wird teilweise auch als jährliche Todesfallrate oder Potential Loss of Life (PLL) bezeichnet.

Zur Ermittlung des gesellschaftlichen Risikos müssen Schätzungen für die jeweils identifizierten Schadensereignisse und deren mögliche Folgen, der Häufigkeit dieser Ereignisse pro Jahr f und der damit verbundenen Anzahl von Todesfällen N angestellt werden. Die resultierenden Daten werden in Form von f - N -Paaren dargestellt. In der Regel wird die kumulative Häufigkeit F aller Ereignisse betrachtet, deren Folgen zu N oder mehr Todesfällen führen. Diese Daten werden üblicherweise als stetige Kurve in einem System mit logarithmischen Achsen für F und N eingezeichnet. Auf diese Weise ist ein unkomplizierter Vergleich mit Kriterien für inakzeptable und allgemein akzeptable Risiken möglich, die ihrerseits als F - N -Kurve dargestellt werden.

Abbildung 5.2 enthält ein typisches F - N -Diagramm, in dem auch die für dieses Projekt übernommenen Kriteriumslinien eingezeichnet sind.

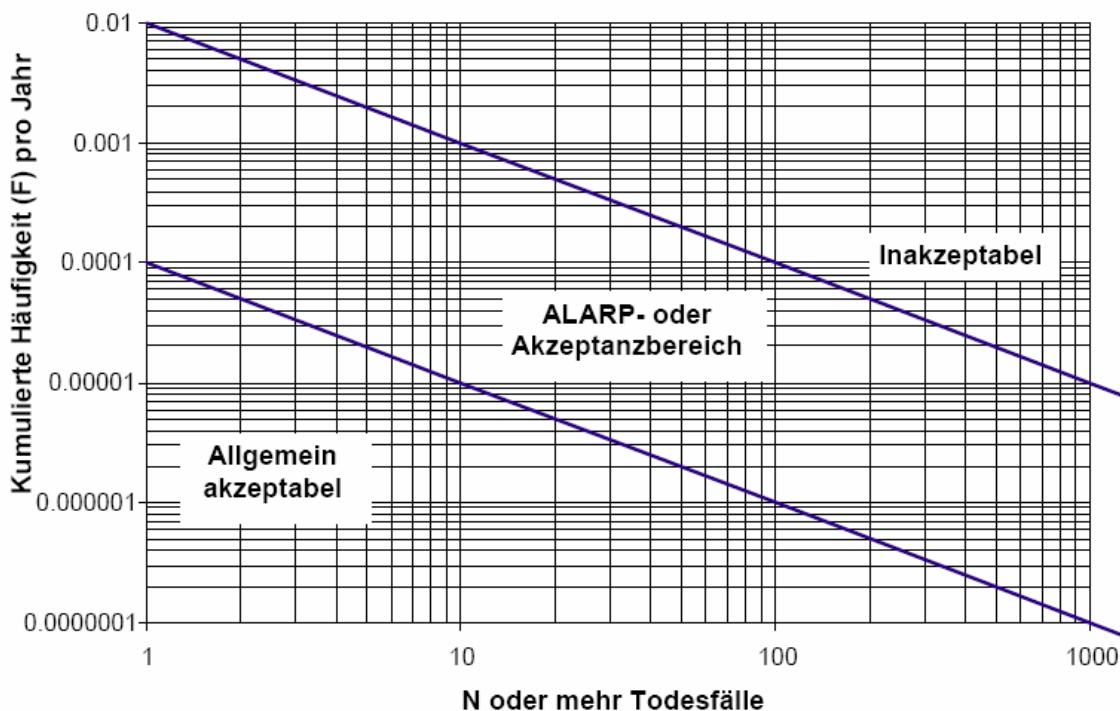


Abbildung 5.2 Beispiel für eine F-N-Kurve

Die *F-N*-Kriteriumslinien zeigen die Beziehung zwischen Häufigkeit und Schweregrad von Unfällen in Bezug auf die Akzeptabilität. Beispiel: Eine kumulierte Häufigkeit von Unfällen mit 10 oder mehr Todesfolgen über $0,001$ (oder $1 \text{ E-}3$) pro Jahr (dies entspricht Unfällen mit 10 oder mehr Todesfolgen, die mehr als einmal in 1.000 Jahren passieren) gilt als inakzeptabel. Liegt die kumulative Häufigkeit dieser Unfälle jedoch unter $0,00001$ (oder $1 \text{ E-}5$) pro Jahr (d. h. derartige Unfälle passieren weniger als einmal alle 100.000 Jahre), so gilt dieses Risiko als allgemein akzeptabel.

5.1.5 Hierarchie der Risikosteuerung

Zur Eliminierung oder Reduzierung aller im Rahmen einer Risikobewertung identifizierten Risiken sind sämtliche vernünftigerweise praktikablen Schritte zu ergreifen. Dabei ist eine Priorisierung der Maßnahmen zur Risikoreduzierung anhand einer *Steuerungshierarchie* vorzunehmen. Dieser Ansatz basiert auf dem Prinzip, dass es wesentlich besser ist, eine Gefahr zu eliminieren oder zu vermeiden, als das Risiko durch Steuerung oder Minderung einzugehen. Nachstehend ist eine typische Hierarchie der Risikosteuerung dargestellt:

- *Eliminierung* – Umsetzung von Maßnahmen zur vollständigen Eliminierung von Gefahren, z. B. Entfernen gefährlicher Objekte wie Munition

- *Substitution* – Umsetzung von Maßnahmen zur Reduzierung von Gefahren, z. B. durch Verwendung weniger gefährlicher Materialien
- *Technische Komponenten* – Umsetzung von Maßnahmen zur Vermeidung oder Reduzierung von Gefahren durch Berücksichtigung geeigneter technischer Komponenten bei der Planung des Verfahrens, wie z. B. extrem sichere Geräte, die für die Reduzierung der Störungswahrscheinlichkeit infolge von mechanischen oder verfahrenstechnischen Gefahren ausgelegt sind. Dabei kann es sich sowohl um passive Komponenten (z. B. hohe Wandstärke) ohne Bedienaufwand als auch um aktive Komponenten (z. B. Korrosionsüberwachung, Sicherheitswarngeräte usw.) mit Reaktionsbedarf handeln. In der Steuerungshierarchie sind die passiven über den aktiven Komponenten angesiedelt
- *Isolierung* – Umsetzung von Maßnahmen zur Isolierung der Gefahr von anderen Gefahren oder von Personen, Sachgegenständen und der Umwelt, z. B. durch Erhöhung des Sicherheitsabstands zwischen einer Gefahrenquelle und der Pipeline mittels Umleitung und Isolierung von Gegenständen, die einen Störfall verursachen können oder möglicherweise von einem solchen beeinträchtigt werden (z. B. Fernhalten anderer Schiffe, großer Sicherheitsabstand zu anderen Anlagen oder Gebäuden)
- *Reduzierung der Gefahrenaussatzung* – Reduzieren der Zeit, in der möglicherweise eine Gefahrenaussatzung eintritt, z. B. durch kürzere Bauzeiten bei ungünstigen Meeresbedingungen, reduzierte Einsätze in umweltempfindlichen Bereichen usw.
- *Verfahren* – Einsatz sicherer Arbeitssysteme (d. h. Verfahren, Anweisungen, Arbeitskontrolle, Aufsicht usw.) zur Gefahrensteuerung. Dazu ist sicherzustellen, dass die entsprechende Tätigkeit von den involvierten Mitarbeitern auf sichere Art und Weise ausgeführt wird
- *Persönliche Schutzausrüstung (PSA)* – Schutz der Arbeiter vor Gefahren durch Tragen von PSA, z. B. Handschuhe, Schutzhelm, Sicherheitsstiefel feuerhemmende Overalls, Schutzbrillen usw.

Projektspezifische Maßnahmen zur Risikoreduzierung, die für Konstruktion, Bau und Betrieb der Pipeline übernommen wurden, sind in den **Abschnitten 5.6.1, 5.6.2 und 5.6.3** dargelegt.

5.2 Mit Gefahren und Risiken verbundene Projektphasen

Aus der Projektbeschreibung in **Kapitel 4** geht hervor, dass der Projektumfang zwei Schlüsselphasen beinhaltet, für die eine Bewertung der (Personen- und Umwelt) Risiken erforderlich ist:

- Bau der Pipelines

- Betrieb der Pipelines

Bestimmte Risiken konnten bereits durch Änderungen im Verlauf der Planung reduziert werden. So sah die Planung zu einem gewissen Zeitpunkt beispielsweise den Bau von Offshore-Plattformen entlang der Pipeline-Trasse vor, wodurch das Risiko einer Kollision zwischen Schiffen und Plattform (sowie einer möglichen Gasfreisetzung) entstanden wäre. Da diese Offshore-Plattformen jedoch wieder aus der Planung ausgenommen wurden, konnte dieses Risiko vollständig eliminiert werden. In diesem Kapitel werden die Risiken in Zusammenhang mit dem aktuellen Planungsstand beschrieben; Risiken, die aufgrund von Planungsänderungen nicht mehr bestehen, finden hingegen keine Erwähnung.

5.3 Risikobewertungsmethodik

Die für die Risikobewertung angewandte Methodik entspricht dem empfohlenen Risikomanagementverfahren von DNV ⁽¹⁾ sowie dem Ansatz und den Kriterien, die von der Internationalen Seeschiffahrtsorganisation in ihrer formalen Sicherheitsbewertungsrichtlinie zur Risikobewertung vorgeschlagen wurden. Im Rahmen der Vorbereitung dieses Kapitels wurde Rückgriff auf verschiedene detaillierte Risikobewertungsberichte genommen, die unter anderem von Ramboll, Global Maritime und Snamprogetti angefertigt wurden.

5.3.1 Qualitative Bewertung – Pipeline-Bau

Berücksichtigte Bauaktivitäten/Gefahren

Die Bewertung erstreckt sich auf die gesamte Bauphase der Trassen 1 (West) und 2 (Ost), einschließlich der Vorbereitung der Anlandungs-Einrichtungen, Vorverlegungs- und Nachbearbeitungsaktivitäten (Arbeiten/Abkippen von Steinen einschließlich Schiffsbeladung), der Hauptrohrverlegung (einschließlich Ausladen und Transport der Rohre) sowie des Vorbetriebs. Die Bau- und Montageaktivitäten können in mehrere Teilaktivitäten aufgeschlüsselt werden, für die jeweils eine Gefahrenidentifizierung sowie eine Risikobewertung durchgeführt werden können. Die wichtigste Bewertung für die Bauphase wurde von Global Maritime ⁽²⁾ durchgeführt.

(1) Det Norske Veritas (DNV). Januar 2003. Risk Management in Marine and Subsea Operations. Recommended Practice. DNV-RP-H101.

(2) Global Maritime. September 2009. Nord Stream Pipeline Project Risk Assessment Construction Phase. Report No. GM-45190-0708-49203. Nord Stream Report No. G-GE-RSK-REP-126-GM-000049203.

Risikomatrix

Die qualitative Bewertung basiert auf der in **Abbildung 5.3** dargestellten Risikomatrix und basiert auf den empfohlenen Verfahrensweisen von DNV ⁽¹⁾. Es wird deutlich, dass zur Verwendung der Matrix Annahmen zur Wahrscheinlichkeit bestimmter Ereignisse (in vier Kategorien von *sehr unwahrscheinlich* bis *sehr wahrscheinlich*) und zu den Auswirkungen dieser Ereignisse (in vier Kategorien von *Krankheit/leichte Verletzung* bis *Todesfall*) getroffen werden müssen. Diese Annahmen wurden von Mitarbeitern mit beträchtlicher Erfahrung auf dem entsprechenden Gebiet getroffen (unter anderem aus den Disziplinen Kapitän, Schiffbauingenieur, Pipeline-Techniker und Unterwassertechniker).

(1) Det Norske Veritas (DNV). Januar 2003. Risk Management in Marine and Subsea Operations. Recommended Practice. DNV-RP-H101.

Diese Matrix beinhaltet zudem die Kriterien der Risikoakzeptabilität (d. h. hohe, inakzeptable Risiken, geringe, allgemein akzeptable Risiken und den Bereich dazwischen, den ALARP- oder Akzeptanzbereich). Konsequenzen			Wahrscheinlichkeit (zunehmende Wahrscheinlichkeit →)			
Erläuterung	Personen	Umwelt	Sehr unwahrscheinlich ($< 10^{-5}/j$)	Unwahrscheinlich ($10^{-5} - 10^{-3}/j$)	Wahrscheinlich ($10^{-3} - 10^{-2}/j$)	Sehr wahrscheinlich ($10^{-2} - 10^{-1}/j$)
1 Erheblich	Todesfälle	Globale oder nationale Auswirkung. Sanierungszeit > 10 Jahre	A1	B1	C1	D1
2 Schwer	Schwere Verletzungen	Sanierungszeit > 1 Jahr. Sanierungskosten > 1 Mio. USD	A2	B2	C2	D2
3 Mittel	Mittlere Verletzung	Sanierungszeit > 1 Monat. Sanierungskosten > 1 Tsd. USD	A3	B3	C3	D3
4 Geringfügig	Krankheit oder leichte Verletzung	Sanierungszeit < 1 Monat. Sanierungskosten < 1 Tsd. USD	A4	B4	C4	D4
HOCH	Das Risiko gilt als inakzeptabel, sodass Sicherheitsvorkehrungen (zur Reduzierung der erwarteten Häufigkeit und/oder der Schwere der Konsequenzen) getroffen werden müssen, um das Risiko auf ein akzeptables Maß zu reduzieren; das Projekt gilt ohne die erfolgreiche Implementierung der vorbenannten Sicherheitsvorkehrungen als nicht realisierbar.					
MITTEL	Das Risiko sollte wenn möglich reduziert werden, sofern die Implementierungskosten nicht in einem Missverhältnis zur Wirkung der möglichen Sicherheitsvorkehrungen stehen.					
GERING	Das Risiko gilt als akzeptabel. Es sind keine weiteren Maßnahmen erforderlich.					

Abbildung 5.3 Risikomatrix und damit verbundene Akzeptanzkriterien

Die Risiken in Zusammenhang mit den in **Abschnitt 5.3.1** aufgeführten Aktivitäten/Gefahren wurden zunächst anhand der Matrix bewertet (einige Risiken wurden jedoch zuvor bereits ausgeschlossen, d. h. diese gelten auf Grundlage nachvollziehbarer Argumente als unwesentlich). Als *mittel* oder *hoch* eingestufte Risiken wurden dann einer detaillierten quantitativen Bewertung unterzogen (einschließlich der Identifizierung möglicher Maßnahmen zur Reduzierung dieser Risiken).

5.3.2 Quantitative Bewertung – Pipeline-Bau und -Betrieb

Die quantitativen Risikobewertungen setzen sich in der Regel aus folgenden Schritten zusammen:

- *Gefahrenidentifizierung* zur Bestimmung der Störfallszenarien, Gefahren und Gefahrenereignisse sowie deren Ursachen und Mechanismen
- *Häufigkeitsabschätzung* zur Bestimmung der Eintrittshäufigkeit der identifizierten Gefahrenereignisse und der jeweiligen Folgen (z. B. anhand einer Ereignisbaumanalyse)
- *Konsequenzanalyse* zur Bestimmung des Ausmaßes der mit einer eingetretenen Gefahr verbundenen Folgen
- *Risikosummierung* zur Bestimmung der Höhe des Risikos
- *Risikobewertung* zur Identifizierung der Akzeptabilität/Inakzeptabilität des Risikos sowie der möglichen Risikominderungsmaßnahmen und zu deren Priorisierung anhand von Verfahren wie Risikoeinstufung und Kosten-Nutzen-Analyse

Diese Elemente werden in dem **Flussdiagramm 5.4** dargestellt.

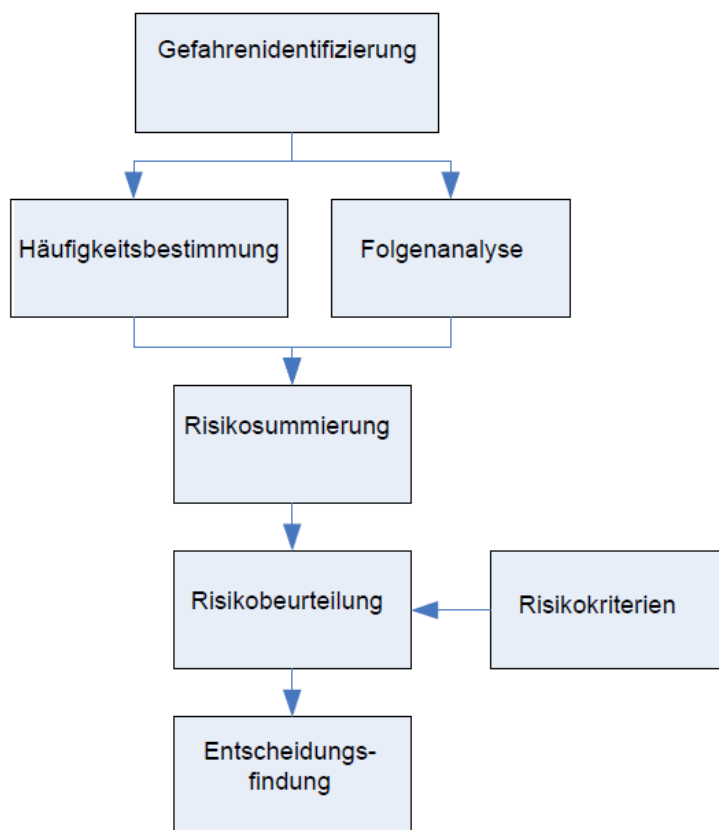


Abbildung 5.4 Methodik zur quantitativen Risikobewertung

Für die Betriebsphase des Pipeline-Projekts wurden für die jeweiligen ausschließlichen Wirtschaftszonen (AWZ), durch die die Pipeline verläuft, separate technische Untersuchungen durchgeführt. Dies gilt für folgende AWZ: Russland, Finnland, Schweden, Dänemark und Deutschland. Zudem wurde ein spezieller Dokumentensatz für die jeweiligen Risiken in den einzelnen Ländern vorbereitet, in dem jeweils die landesspezifischen Merkmale des Pipeline-Abschnitts berücksichtigt werden.

Diese Dokumente enthalten folgende Informationen:

- Häufigkeitsbewertung von Interaktionsszenarien
- Pipeline-Schadensbewertung
- Risikobewertungsbericht

Gefahrenidentifizierung

Wie bereits in Zusammenhang mit dem Pipeline-Bau erwähnt, handelt es sich bei den für eine quantitative Bewertung identifizierten Gefahren um die Risiken, die im Rahmen der qualitativen Bewertung als mittel oder hoch eingestuft wurden (siehe Methodik in **Abschnitt 5.3.1**).

Folgende mögliche Störungsursachen der Pipeline im Rahmen des Betriebs wurden in Betracht gezogen:

- Korrosion (innen und außen)
- Material- und mechanische Fehler
- Naturgefahren, z. B. Strömung, Wellengang, Sturm
- Andere/Unbekannte, z. B. Sabotage, versehentlich mitgeführte Minen
- Äußere Beeinträchtigungen, z. B. Fischfang, militärischer und gewerblicher Schiffsverkehr usw.

Diese Gefahren wurden auf Grundlage einer Gefahrenidentifizierung sowie einer Dokumentationsprüfung von Pipeline-Störfällen ermittelt. Die Identifizierung der möglichen Störfallursachen ist sehr wichtig, da dadurch möglicherweise der Verlauf eines Ereignisses beeinflusst wird. Beispiel: Durch sinkende Schiffe verursachte Pipeline-Schäden verursachen in der Regel einen größeren Schaden (z. B. Gasaustritt) als ein geworfener Anker, da die Masse eines Schiffs im Vergleich zu einem Anker wesentlich höher ist.

Diese möglichen Störungsursachen werden nachstehend detailliert beschrieben:

Korrosion

Innere und äußere Korrosionsbildung gelten aus folgenden Gründen als unwesentlich für die Rate nicht bestimmungsgemäßer Betriebszustände:

- Das Gas ist trocken (entsprechend wird das Risiko einer inneren Korrosionsbildung reduziert)
- Die Pipeline-Innenwand ist beschichtet (hauptsächlich zur Reduzierung hydraulischer Reibung sowie zur Strömungsoptimierung, bietet jedoch auch Schutz gegen innere Korrosionsbildung)
- Äußerer Korrosionsschutz, bestehend aus einem Hauptsystem (qualitativ hochwertige Antikorrosions- und Betonbeschichtung) und einem Nebensystem (kathodischer Schutz durch Opferanoden)

- Hohe Wandstärke der Pipeline (dadurch wird die Wahrscheinlichkeit reduziert, dass durch Korrosion vor deren Erkennung eine Störung verursacht wird)
- Intelligente Molchung zur planmäßigen, regelmäßigen Inspektion (eine mögliche Korrosionsbildung kann so rechtzeitig erkannt werden)

Material- und mechanische Fehler

Unter diese Kategorie fallen sowohl Materialfehler im Stahlrohr (Fehler bei der Plattenfertigung oder Fehler in der Längsschweißnaht des Rohrs) als auch Montagefehler (in der Regel wesentliche Fehler in der Rundnaht). Erfahrungen zeigen, dass derartige Ereignisse nur in seltenen Fällen zu Pipeline-Störungen führen ⁽¹⁾. Dies gilt insbesondere für moderne Pipelines, bei deren Bau eine fortschrittliche Rohrtechnik, Qualitätskontrolle sowie moderne Schweißtechniken und Kontrollverfahren zum Einsatz kommen. Entsprechend wird die durch mechanische Fehler bedingte Austrittshäufigkeit als unwesentlich eingestuft, und es wurden folgende Maßnahmen umgesetzt:

- Sämtliche Materialien, Fertigungsmethoden und -verfahren werden den anerkannten Standards, Verfahren und/oder Auftraggeberspezifikationen entsprechen
- Die zerstörungsfreie Prüfung am Fertigungsstandort (Röhrenwerke) wird entsprechend den DNV-Standards durchgeführt
- Im Röhrenwerk werden die einzelnen Rohrverbindungen einer Druckprüfung unterzogen
- Vor der Rohrverlegung auf dem Meeresboden werden die einzelnen Schweißnähte an Bord des Verlegeschiffs einer automatischen Ultraschallprüfung unterzogen und freigegeben
- Um die Integrität der Pipeline sicherzustellen, wird die Rohrspannung während des Verlegevorgangs permanent überwacht
- Der Ablagepunkt des Rohrs auf dem Meeresboden wird permanent durch einen unbemannten Roboter (Remotely Operated Vehicle, ROV) überwacht, um eine optische Überprüfung der Pipeline-Integrität auf dem Meeresboden gewährleisten zu können
- Korrigierende Maßnahmen (Abkippen von Steinen und nachträgliches Eingraben) um die Pipeline endgültig auf dem Meeresboden zu stabilisieren
- Nach der Offshore-Installation wird das Pipelinesystem einer Druckprüfung unterzogen

(1) Energy Institute. 2003. PARLOC 2001: The update of Loss of Containment Data for Offshore Pipelines. Report prepared by Mott MacDonald Ltd for The Health and Safety Executive, The UK Offshore Operators Association and The Institute of Petroleum. ISBN 0 85293 404 1.

Die Inspektoren der Lieferanten und Bauunternehmen sowie die Inspektoren von Nord Stream und DNV (für Deutschland zudem SGS-TÜV) führen zudem verschiedene Inspektionen durch.

Naturgefahren - Erdbeben

Es wurden geologische Daten zusammengetragen und bewertet. Es wurde eine ausführliche seismische Gefahrenbewertung durchgeführt⁽¹⁾. **Abbildung 5.5** zeigt die historischen Daten und die Verteilung der seismischen Aktivität vom 14. Jahrhundert bis 2006. Südfinnland, die Ostsee und die umgebenden Regionen (d.h. Norddeutschland, Polen, Litauen, Lettland und Estland) sind fast aseismisch. Auf der Grundlage dieser Ergebnisse wurde geschlussfolgert, dass die seismische Aktivität keine vorherrschende Belastung für die Konstruktion der Pipeline darstellt (nach technischem Ermessen). Hingegen, wird angesichts der Robustheit der Pipeline erwartet, dass schon ein starkes Erdbeben erforderlich wäre, um eine ernsthafte Störung zu verursachen. In so einem Fall, werden die hauptsächlichen Auswirkungen auf die Menschen wahrscheinlich nicht durch den Gasaustritt aus den Pipelines hervorgerufen, sondern durch den entstehenden Tsunami.

(1) Snamprogetti. März 2008. Seismic Design Basis. Nord Stream Report No. G-EN-PIE-REP-102-00071738.

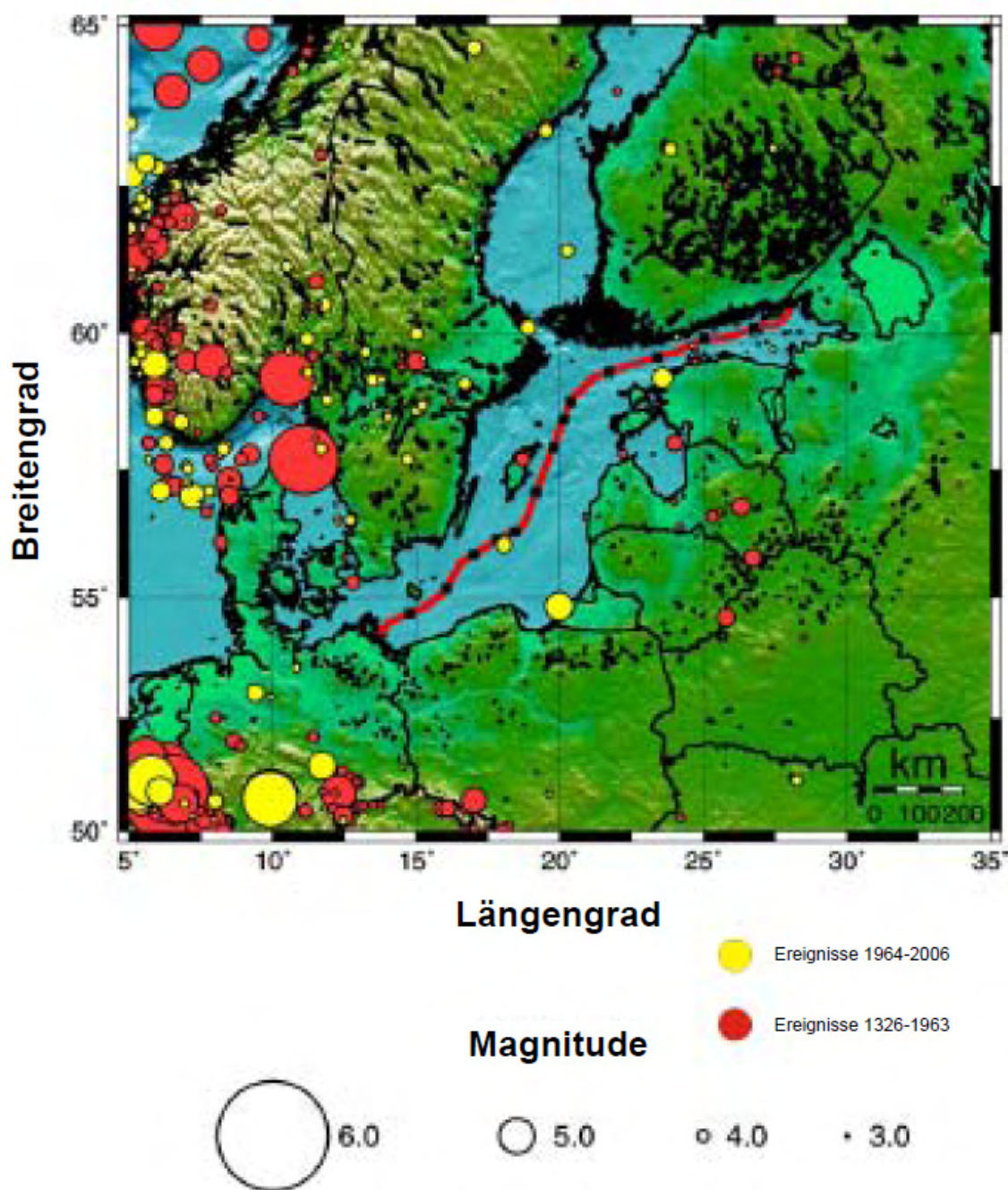


Abbildung 5.5 Seismizität des untersuchten Gebietes

Naturgefahren - Erdbeben

Die Entstehung von Erdbeben, die die Unversehrtheit der Pipeline potentiell beeinflussen könnten, ist am Anfang des Projektes qualitativ für die gesamte Pipelinerroute bewertet worden. Es wurde geschlussfolgert, dass die Pipelines nicht durch Erdbeben bedroht sind.

Das Auftreten von Erdbeben beruht auf dem gleichzeitigen Vorhandensein verschiedener Bedingungen, wie z. B.:

- 1) Dicke Schichten sehr weicher Sedimente liegen auf steilen Abhängen
- 2) Die Neigungswinkel können die Entwicklung von Bodeninstabilitäten auslösen
- 3) Auslösende Mechanismen verursachen die Erdbeben (z. B. seismische Belastungen, Wellenbelastungen, schnelle Ansammlung von weichen Sedimenten)

Entlang der Pipelinerroute wurden solche Bedingungen nicht vorgefunden. Außerdem befindet sich die vorgeschlagene Pipelinerroute weit entfernt von signifikanten querlaufenden Böschungen.

Naturgefahren - Extremer Sturm

Die folgenden meteoceanen Bedingungen wurden bei der Detailkonstruktion der Nord Stream-Pipelines für Wiederholungsperioden von 1, 10 und 100 Jahren eingesetzt.

- Richtungsabhängige Extreme von Wind, Wellen und Strömungen nach Jahreszeiten und für das gesamte Jahr
- Richtungsabhängige signifikante Wellenhöhen
- Wellen und Strömungsklima für eine Ermüdungsanalyse
- Lufttemperaturextreme und Klima an den Anlandungsstellen
- Fortdauer von Sturm und ruhigen Bedingungen für Tätigkeiten am Standort
- Schwankungen der Meereshöhe
- Hydrologische Parameter des Meerwassers (Temperatur, Salzgehalt und Dichte)
- Auftreten und Ausdehnung von Eisschichten

Abbildung 5.6 zeigt ein typisches Beispiel von Daten über extreme Windgeschwindigkeiten und Windrichtungen für eine Wiederholperiode von 1, 10 und 100 Jahren an einem Ort der Pipeline.

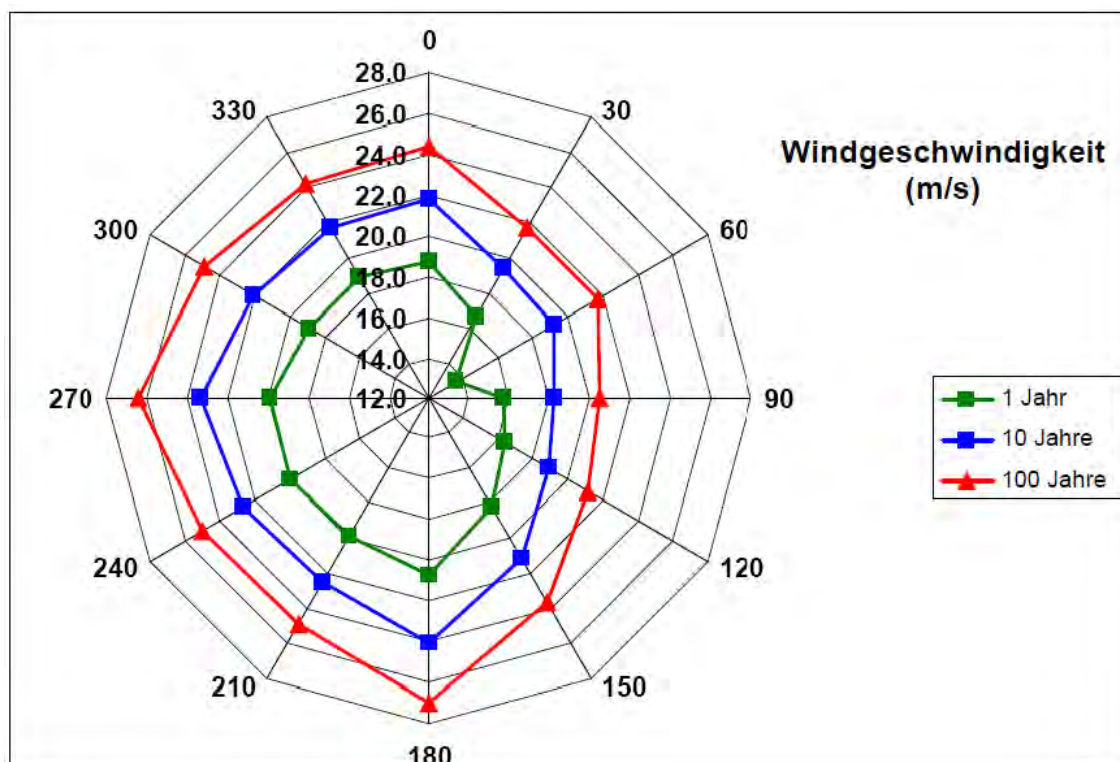


Abbildung 5.6 Extreme richtungsabhängige Windgeschwindigkeiten für eine Wiederholperiode von 1, 10 und 100 Jahren

Die Bedingungen, die die größte Belastung für verschiedene Punkte entlang der Route darstellen wurden als Konstruktionsbedingungen ausgewählt. Die Pipeline wurde so konstruiert, dass sie den maximalen Kräften standhält, die von einem alle hundert Jahre wiederkehrenden Sturmereignis ausgeübt werden (DNV-Code – Anforderungen).

Es wurde kein Verlust der Sicherheitshülle (Entweichen) aus Stahlpipelines durch Naturgewalten ⁽¹⁾ festgestellt und folglich wurde dieser Beitrag als vernachlässigbar angesehen.

Es sollte auch bemerkt werden, dass, beim Auftreten von extremen Wetterbedingungen während des Baus die Rohrträger, Abkippschiffe und Versorgungsschiffe im nächsten ausgewiesenen Sicherheitsbereich Schutz suchen werden, z.B. Hafen oder Anlegestelle. Die Rohrverlegeschiffe sind viel größer und können allgemein einen Sturm überstehen ohne Schutz zu suchen, obwohl es notwendig sein kann, das Rohr abzulegen, bevor das schlechte Wetter einbricht. Bei extremen Bedingungen könnten die Rohrlegeschiffe sich auch für die Dauer des

(1) PARLOC. 2001. The update of Loss of Containment Data for Offshore pipeline.

Sturmes an geschützte Orte begeben. Es wurden keine Vorfälle mit Rohrlegeschiffen bekannt, die gesunken oder gekentert sind.

Naturgewalten – Historische Erfahrungen

Die PARLOC 2001-Datenbank beinhaltet Ereignisse und die dazugehörigen Vorkommen des Versagens der Hülle von Offshore-Pipelines, die in der Nordsee betrieben werden. Es wird über 13 Vorkommnisse aufgrund von Naturgewalten berichtet (10 wurden durch Strömungen und Wellen verursacht, 1 war ein Sturmschaden, 1 wurde durch Auswaschungen verursacht und 1 durch Absenkung. Jedoch verursachte keines dieser Vorkommnisse das Versagen der Sicherheitshülle (Entweichen) der Stahl-Pipeline und nur 3 Leitungen wurden beschädigt (aber nur ihre Beschichtung. Die Nord Stream-Pipelines werden so konstruiert, dass sie Naturgewalten durch Strömung und Wellenaktionen nach DNV RP F109 standhalten.

Alles in allem, wird der Beitrag der Naturgewalten hinsichtlich der Pipeline-Ausfälle als vernachlässigbar angesehen.

Andere/Unbekannte

Andere/Unbekannte Ursachen werden sämtlichen Störfällen zugeordnet, für die keine spezifischen Ursachen ermittelt werden konnten. Für in Betrieb befindliche Stahl-Pipelines mit großem Durchmesser sind jedoch keine derartigen Undichtigkeiten bekannt. Die konstruktionsbedingten Störungen werden im Rahmen des vorliegenden Projekts durch den Einsatz angemessener Qualitätssicherungs- und Qualitätskontrollverfahren, Nachbesprechungen und spezieller HSE-Prüfungen und -Untersuchungen auf ein zu vernachlässigendes Maß reduziert.

Als mögliche *andere/unbekannte* Ursachen wurden lediglich Sabotage oder eine zufällige Umlagerung von Minen identifiziert. Beides gilt jedoch als sehr unwahrscheinlich. Das Sabotagerisiko wird zudem anhand eines robusten Sicherheitssystems reduziert.

Äußere Beeinträchtigungen

Im Rahmen dieses Projekts gelten lediglich äußere Beeinflussungen durch Störfälle in Zusammenhang mit dem Schiffsverkehr als wesentlicher Faktor für mögliche Pipeline-Störungen. Entsprechend wurde dieser Faktor bereits umfangreichen Prüfungen und detaillierten Analysen unterzogen und dabei auch folgende Aspekte berücksichtigt:

- Ladungsverlust
- Geworfene Anker

- Schleppanker
- Sinkende Schiffe
- Auf Grund laufende Schiffe (sofern relevant)

Häufigkeitsabschätzung

Die Häufigkeitsbestimmung beinhaltet die Ermittlung der Eintrittshäufigkeit der auslösenden Ereignisse (z. B. sinkendes Schiff) sowie eine Szenariomodellierung zur Bestimmung der Häufigkeit der Gefahrenauswirkungen (z. B. Belastung der Schiffsbesatzung durch freigesetztes entzündetes Gas).

Im Rahmen der Risikobewertungen wurde anhand einer *Ereignisbaumanalyse* aufgezeigt, wie ein spezifisches unerwünschtes Ereignis je nach maßgeblichen Umgebungsfaktoren (z. B. gutes Wetter), dem Erfolg oder Misserfolg verschiedener menschlicher Reaktionen (z. B. Evakuierung) sowie dem Funktionieren der relevanten Sicherheitssysteme (z. B. Brandlöschanlage) unterschiedliche Auswirkungen haben kann.

Die verschiedenen Schutzvorrichtungen, Sicherheitssysteme oder -verfahren können als „*Sicherheitsbarrieren*“ veranschaulicht werden, mit denen die Entfaltung eines Störfalls vermieden werden soll (d. h. die Folgen sollen begrenzt werden). Im Falle von mehreren Sicherheitsbarrieren kann in einem Ereignisbaum der Erfolg der jeweiligen Sicherheitsbarriere als Abzweigpunkt dargestellt werden. Indem jeder Zweig des Ereignisbaums mit einer Wahrscheinlichkeit versehen wird, kann die letztendliche Häufigkeit der jeweiligen Gefahrenfolgen ermittelt werden: Die Häufigkeit der jeweiligen Folgen ist das Produkt aus der Eintrittshäufigkeit des auslösenden Ereignisses und der Wahrscheinlichkeit, dass das Ereignis die entsprechende Folge hat.

Abbildung 5.7 zeigt ein Beispiel für einen Ereignisbaum zur Bewertung der Abhilfemaßnahmen infolge einer verletzten Wachpflicht.

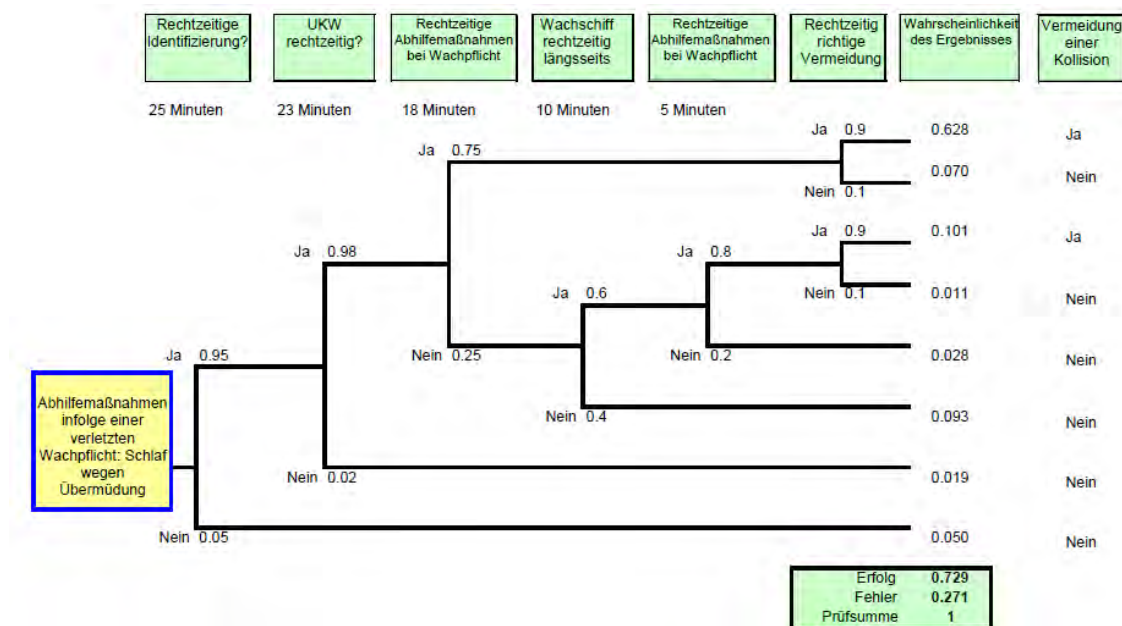


Abbildung 5.7 Beispiel für einen Ereignisbaum

Häufigkeitsbewertung von Interaktionsszenarien

Die Interaktionshäufigkeit ist die Häufigkeit, mit der ein Kontakt mit der Pipeline entsteht (z. B. durch einen Schleppanker oder ein sinkendes Schiff), unabhängig von den daraus möglicherweise resultierenden Pipeline-Schäden (diese werden im Rahmen der Pipeline-Schadensbewertungen gesondert behandelt).

Im Rahmen der Interaktionshäufigkeitsbewertung wird Folgendes berücksichtigt:

- Größe und Position der Pipeline
- Verlauf und Breite der Schifffahrtswege
- Intensität des Schiffsverkehrs, Kreuzungswinkel sowie Verteilung der Schiffsklassen und -typen auf Basis der AIS-Daten (Automatic Identification System)
- Schiffsmerkmale (z. B. Länge, Träger, Gewicht, Geschwindigkeit, Masse des Ankers)
- Containergröße und -gewicht von Frachtschiffen

- Daten zu Schiffsunfällen und Störfällen (z. B. Häufigkeit von Kollisionen, Maschinenausfällen und Steuerproblemen, die zu einer Notankerung führen können)
- Verschiedene Umgebungswahrscheinlichkeiten (z. B. dass sich ein sinkendes Schiff in der Nähe der Pipeline befindet)

Die Hauptschifffahrtswege sind in **Abbildung 5.8** dargestellt.

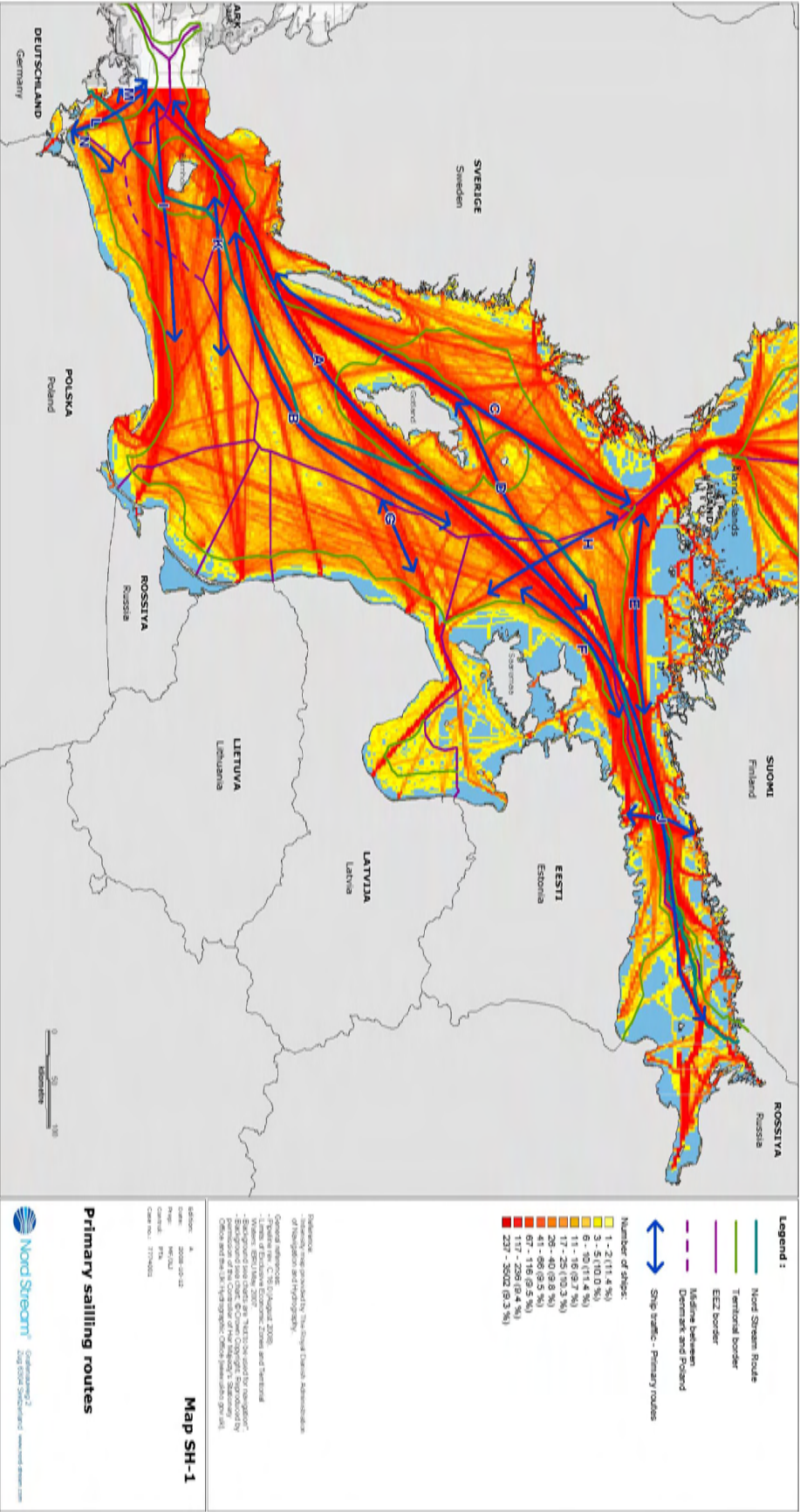


Abbildung 5.8 Hauptschiffahrtswege

Pipeline-Schadensbewertung

Abbildung 5.9 enthält eine Übersicht der verschiedenen Analyseschritte. Mit der Pipeline-Schadensbewertung werden folgende Ziele verfolgt:

- Quantifizierung der Pipeline-Schäden sowie der damit verbundenen Pipeline-Störungsrate an den kritischen Pipeline-Abschnitten, die im Rahmen der Häufigkeitsbewertung der Interaktionsszenarien ermittelt wurden.
- Definieren etwaiger Pipeline-Schutzmaßnahmen an den kritischen Pipeline-Abschnitten, an denen die Störungsrate die Akzeptabilitätskriterien des Nord Stream-Projekts (10^{-4} Störungen pro kritischem Pipeline-Abschnitt pro Jahr, siehe Beschreibung in **Abschnitt 5.1.4**) übersteigt.

Die Berechnung der Pipeline-Störungsrate an den kritischen Abschnitten erfolgt durch Summierung der mit den verschiedenen Beeinflussungsmechanismen verbundenen Störungsrate unter Berücksichtigung der Interaktionsszenarien (Ladungsverlust, geworfene Anker, Schleppanker, sinkende Schiffe und auf Grund laufende Schiffe) sowie der jeweiligen Pipeline-Konfiguration (freiliegend, eingegraben oder geschützt). Diese Störungsrate drückt im Prinzip die Häufigkeit aus, mit der Pipeline-Schäden zu erwarten sind. Dabei wird davon ausgegangen, dass lediglich ein Teil der Schadensereignisse in einer Gasfreisetzung resultiert (andere mögliche Schäden sind möglicherweise eine Einbeulung der Pipeline, durch die bis zur Reparatur eine Molchung verhindert wird).

Die Analyse beinhaltet eine Berechnung der Bewegungsenergie des fallenden Objekts (Schiff, Container, Anker), des mechanischen Bodenverhaltens bei Oberflächenbelastung sowie des auf die Pipeline übertragenen Drucks, eine Berechnung der Stoßfestigkeit der Pipeline, der Schlagenergie, örtlicher Kräfte und globaler Biegemomente sowie eine Bewertung der Wahrscheinlichkeit von Schäden und Rohrbrüchen.

Basierend auf diesen Analysen wird im Falle von Ladungsverlust oder geworfenen Ankern keine Gasfreisetzung erwartet. Im Falle von Schleppankern wird erwartet, dass 30 % der Schadensfälle in einer Gasfreisetzung resultieren werden (es wird jeweils von einem kompletten Bersten der Pipeline ausgegangen). Im Falle von Schäden aufgrund von sinkenden oder auf Grund laufenden Schiffen wird in jedem Fall von einer Gasfreisetzung ausgegangen, wobei für den Großteil dieser Schadensfälle ein komplettes Bersten der Pipeline erwartet wird.

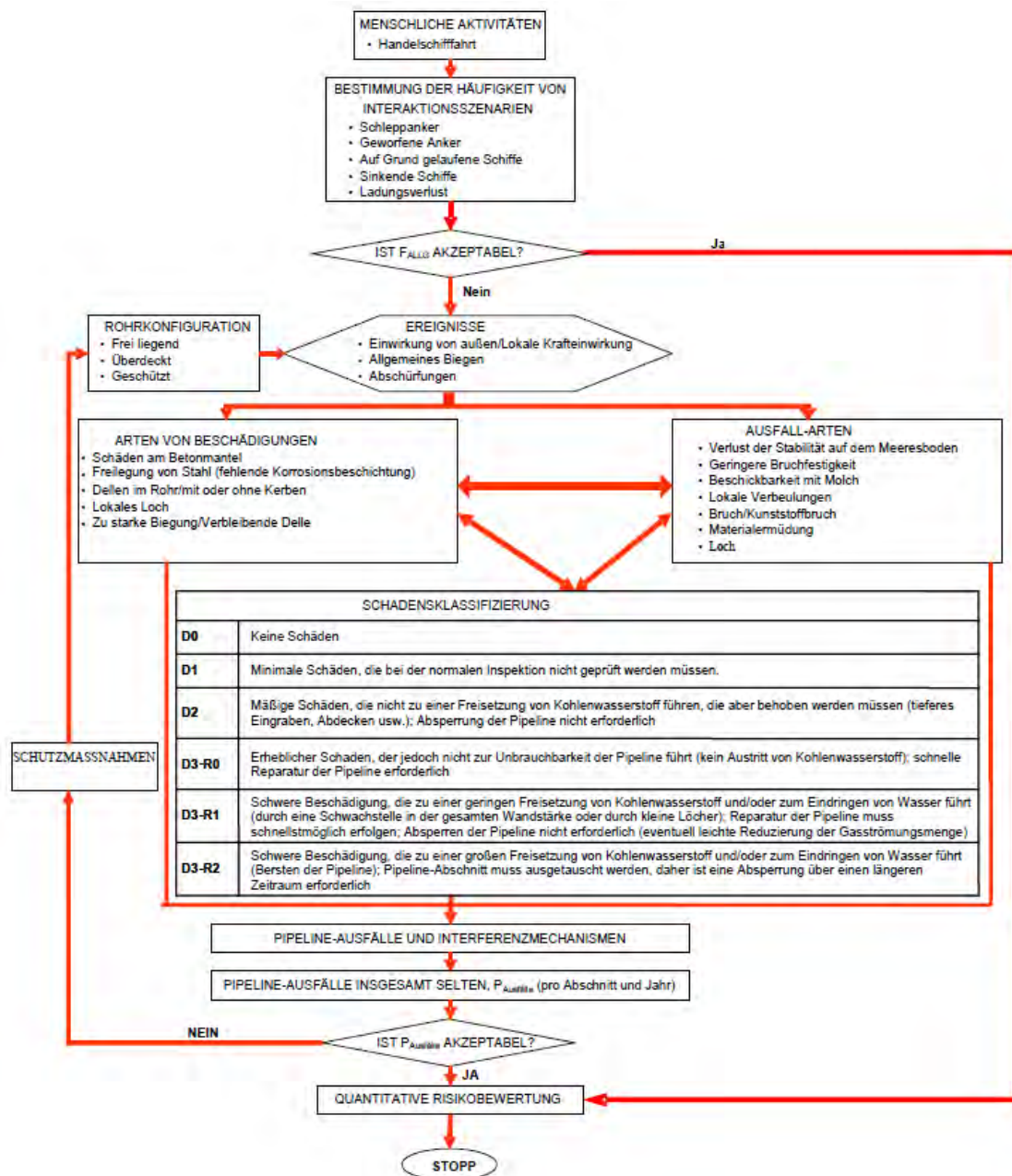


Abbildung 5.9 Übersicht über die Pipeline-Schadensbewertung

Konsequenzanalyse

Im Mittelpunkt der Analyse für den Pipeline-Betrieb stehen die Konsequenzen einer unterseeischen Gasfreisetzung. Dies umfasst verschiedene Stufen, wie die Berechnung der unterseeische Freisetzungsrates und des damit verbundenen Druckverlusts, die Auswirkungen an der Meeresoberfläche und die atmosphärische Modellierung der Gasausbreitung sowie die

Bewertung der physischen Auswirkungen des endgültigen Schadensszenarios. In Abhängigkeit von einer (unmittelbar oder verzögert) eintretenden Zündung sowie der Höhe des Einschlussgrads müssen verschiedene Folgen berücksichtigt werden (z. B. Freistrahlfammen, Stichflammen, Explosion, ungefährliche Ausbreitung).

Dies bedeutet wiederum, dass folgende Aspekte zu berücksichtigen sind:

- Rissgröße (sehr kleines Loch, normales Loch oder komplettes Bersten der Pipeline)
- Art der freigesetzten Substanz (d. h. Erdgas)
- Prozessparameter (d. h. für die Ausströmrates maßgebliche(r) Druck und Temperatur)
- Wassertiefe
- Atmosphärische Bedingungen (d. h. atmosphärische Stabilität und Windgeschwindigkeit)
- Wahrscheinlichkeit einer Entzündung

Die abschließende Bewertung der möglichen Kausalitäten im Falle einer Freisetzung von Gas mit anschließender Entzündung basiert auf der gefährdeten Personenzahl unter Berücksichtigung der typischen Personenanzahl auf verschiedenen Schiffen (Frachtschiff, Tanker, Passagierschiff usw.) und deren Verwundbarkeit (z. B. geht man davon aus, dass nur Personen auf offenen Decks im Falle eines plötzlichen Entflammens getötet werden können).

Risikosummierung

In dieser Stufe werden die Angaben zu Häufigkeit und Auswirkungen für sämtliche Schadensereignisse zusammengeführt sowie zur Erleichterung der Entscheidungsfindung verschiedene Risikomaßstäbe entwickelt. Bezogen auf die quantitative Bewertung bedeutet dies die Ermittlung der Individual- und gesellschaftlichen Risiken, die dann mit den zuvor definierten Kriterien der Risikoakzeptabilität verglichen werden können.

Schleppnetzeinsatz und Risiko für Fischereifahrzeuge

Nord Stream steht im ständigen Dialog mit den Fischereiorganisationen und den Behörden der Ostsee, um die Maßnahmen zu diskutieren und zu vereinbaren, die für die Koordinierung der Fischerei und der Bauarbeiten erforderlich sind.

Um die Themen anzusprechen, die sich auf den Fischfang beziehen und die alle einbezogenen Länder betreffen, wurde eine Fishing Working Group (FWG) bei Nord Stream gegründet, um dort alle den Fischfang betreffenden Aktivitäten zu koordinieren. FWG legt auch innerhalb der nationalen Arbeitsgruppen der Ursprungsländer und anderer betroffener Länder eine allgemeine

Politik fest und führt sie ein. Die Politik wird auf Studien, Tests und Risikobeurteilungen begründet sein, die von FOGA, SINTEF, Rambøll und DNV durchgeführt wurden.

Die Erfahrungen von zahlreichen Offshore-Pipelines in der Nordsee zeigen, dass Fischerei und Offshore-Pipelines sicher nebeneinander existieren können. Jedoch unterscheidet sich die Situation in der Ostsee potentiell in Bezug auf die Art der Schleppnetzausrüstungen, der Größe der Schiffe/Motoren und der Bedingungen des Meeresbodens. Die Nord Stream - Pipelines haben auch einen größeren Durchmesser als jene, die in der Nordsee verwendet werden. Deshalb muss die Wechselwirkung von Schleppnetzausrüstung und Pipeline während der Betriebsphase sorgfältig beurteilt werden.

Während der Bauphase müssen die Fischereiaktivitäten zeitweise in einer Sicherheitszone um das Rohrverlegeschiff und die Versorgungsschiffe herum gesperrt werden. Es ist auch üblich, dass sich ein Vertreter der Fischer auf einem der Bauschiffe befindet, um die Aktivitäten zu koordinieren, wenn es erforderlich ist und um die Fischer vor dem Beginn und während der Arbeiten zu informieren.

Im Rahmen des normalen Pipeline-Betriebs werden in den Bereichen um die Pipelines Schleppnetze eingesetzt. In den Bereichen, in denen die Pipeline in einem Graben verlegt oder durch eine Steinschüttung abgedeckt wurde, besteht nicht die Gefahr, dass Schleppnetzausrüstung mit der Pipeline in Kontakt kommt. Bei freiliegenden Rohren ist jedoch mit einer Beeinträchtigung durch Scherbretter, Grundsleppnetze oder Gewichte zu rechnen, wenn diese über den Meeresboden schleifen.

In den meisten Fällen wird das Schleppnetz einfach über die Pipeline gezogen, allerdings besteht insbesondere bei freien Spannweiten über einer bestimmten Höhe, oder wo der Zugangswinkel zu der Pipeline klein ist, das Risiko, dass sich die Ausrüstung unter der Pipeline verfängt. Dies kann zu einer Beschädigung der Schleppausrüstung führen oder es werden große Kräfte auf das Schleppseil ausgeübt, die zum Bruch des Schleppseils und dem Verlust der Ausrüstung führen könnten. Außerdem beeinflusst die Sedimentart die Wahrscheinlichkeit des Verfangens. Davon hängt ab, wie die Pipeline in dem Meeresboden liegt und wie tief sich ein Schleppnetzscherbrett in den Meeresboden eingräbt, wenn es entlang der Pipeline gezogen wird.

Das Verfangen kann in Extremfällen von inkorrektem Gebrauch zum Verlust des Fischerbootes und seiner Mannschaft führen, wie es in den britischen Gewässern 1997 geschehen ist. Jedoch kenterte das Schiff während des Einholens der verfangenen Ausrüstung und nicht als Folge des eigentlichen Verfangens. Dies betont die Wichtigkeit der Informationsübermittlung und der Schulung der Fischer darüber, was zu tun ist und zu unterlassen ist, wenn sich die Schleppausrüstung verfängt oder festhakt.

Nord Stream hat diese Probleme im Einzelnen untersucht und ist noch dabei sie zu untersuchen. Dazu gehörte:

- Die Ermittlung von Fischfangmethoden, Fischereifahrzeugen und der verwendeten Schleppausrüstung in der Ostsee (FOGA)
- Eine Untersuchung zur Wechselwirkung von Pipeline und Schleppnetzausrüstung (Snamprogetti), die sich auf die Unversehrtheit der Pipeline konzentriert. Dabei wurden die folgenden Phasen der Wechselwirkungen von Schleppnetzausrüstung und Pipeline betrachtet
 - Auswirkung, einschließlich der Bewertung der Aufprallenergie (Beurteilung blanker Stahlrohre, den Stosskräften zu widerstehen und gesondert, die genaue Lastfähigkeit, die erforderlich ist, um die kinetische Energie der Schleppnetzausrüstung abzuführen)
 - Herüberziehen, einschließlich der Berechnung der wechselseitigen Kräfte und Analyse der Rohrreaktion während und nach einer Störung durch Schleppnetzausrüstung. Die gegenseitigen Belastungen durch die größte Schleppnetzausrüstung werden für die Reaktionsanalyse der Rohre betrachtet
 - Festhaken/verfangen, einschließlich der Analyse der Rohrreaktion nachdem es vom Meeresboden gehoben wurde
- Eine Risikobeurteilung für die Beschädigung der Schleppnetzausrüstung (Rambøll). Diese beurteilte die Schleppzeit pro Fang, die Schleppgeschwindigkeit und die Anzahl der Schleppvorgänge pro Tag, um die Anzahl der Übergänge der Pipeline und die damit verbundenen Risiken einzuschätzen
- Ein Test der Übersleppbarkeit wurde an einem maßstabgerechten Modell mit einer Spannweite von bis zu 2 m von SINTEF in Hirthals, Dänemark, in der Zeit vom 16. – 19. Dezember 2008 durchgeführt. Es nahmen Fischereiorganisationen aus Deutschland, Dänemark, Finnland, Schweden, Polen, den Niederlanden und Vertreter von BS-RAC, FOGA und DNV daran teil

5.4 Ergebnisse der Risikobewertung

5.4.1 Personenrisiken – Pipeline-Bau

Die qualitative Bewertung ergab keine „hohen“ Risiken für Dritte oder die Umwelt, jedoch wurden folgende „mittlere“ Risikokategorien ermittelt und anschließend einer weiteren quantitativen Bewertung unterzogen ⁽¹⁾:

- Kollision zwischen vorbeifahrenden Schiffen und Bauschiffen
- Ölaustritt bei Lagerungsarbeiten
- Ladungsverlust

Im Rahmen der quantitativen Bewertung wurden die Individualrisiken für Drittmitarbeiter auf vorbeifahrenden Schiffen wie folgt bestimmt (sämtliche Angaben bezogen auf Person und Jahr) ⁽²⁾:

- Frachtschiff $4,0 \times 10^{-6}$
- Tanker $8,2 \times 10^{-7}$
- Passagierschiff $1,7 \times 10^{-8}$

Es wird deutlich, dass die Risiken für diese Drittmitarbeiter deutlich unter dem für dieses Projekt festgelegten Kriteriumswert in Bezug auf Risiken für Mitglieder der Öffentlichkeit von 1×10^{-4} liegen.

Die Aufschlüsselung nach Ländern ist in **Tabelle 5.2** dargestellt.

(1) Verschiedene weitere „mittlere“ Risiken, die ausschließlich Bauarbeiter betreffen, wurden ebenfalls identifiziert und einer Quantifizierung unterzogen. Dazu zählen beispielsweise Brände auf Bauschiffen, auf Grund laufen, Sinken oder Kentern von Bauschiffen, Hubschrauberunfälle, instabile Bailey-Brücken, Tensioner-Störungen, Störungen von A&R-Winden und -Drahtseilen, Verlust der Position von Schiffen (festgemacht und dynamisch positioniert) und Tauchgänge.

(2) Die Berücksichtigung dieser Zahlen wäre unsachgemäß, da diese das Risiko für bestimmte Einzelpersonen unter Berücksichtigung deren Gefahrenaussetzung ausdrücken (z. B. vollzeitbeschäftigtes Besatzungsmitglied auf einem Frachtschiff). Auf allen drei Schiffstypen ist keine Einzelperson dem Jahresrisiko ausgesetzt.

Tabelle 5.2 Individualrisiken für Drittmitarbeiter auf vorbeifahrenden Schiffen nach Land und Schiffstyp

Land	Pipeline-Länge (km)	Individualrisiken für Mitarbeiter auf		
		Frachtschiffen	Tankern	Passagierschiffen
Russland	123	6,4 E-8	1,3 E-8	2,7 E-10
Finnland	370	5,6 E-7	1,1 E-7	2,3 E-9
Schweden	506	2,7 E-6	5,5 E-7	1,1 E-8
Dänemark	136	2,6 E-7	5,3 E-8	1,1 E-9
Deutschland	85	4,2 E-7	8,6 E-8	1,8 E-9
Gesamt	1220	4,0 E-6	8,2 E-7	1,7 E-8

Die Risiken in Verbindung mit Munition, militärischen Übungen und chemischen Kampfstoffen wurden ebenfalls als mittlere Risiken eingestuft, obwohl die Quantifizierung aufgrund von begrenzter Datenverfügbarkeit schwerer fällt. In den **Abschnitt 5.5.1** werden diese Risiken dennoch unter qualitativen Gesichtspunkten anerkannt und erörtert sowie entsprechende Minderungsmaßnahmen aufgezeigt.

Die Gruppenrisiken für Drittmitarbeiter sowie die Kriterien der Risikoakzeptabilität werden durch die *F-N*-Kurve in **Abbildung 5.10** dargestellt. In **Abschnitt 5.1.4** wurde zuvor bereits die Erstellung von *F-N*-Kurven sowie deren Interpretation erläutert.

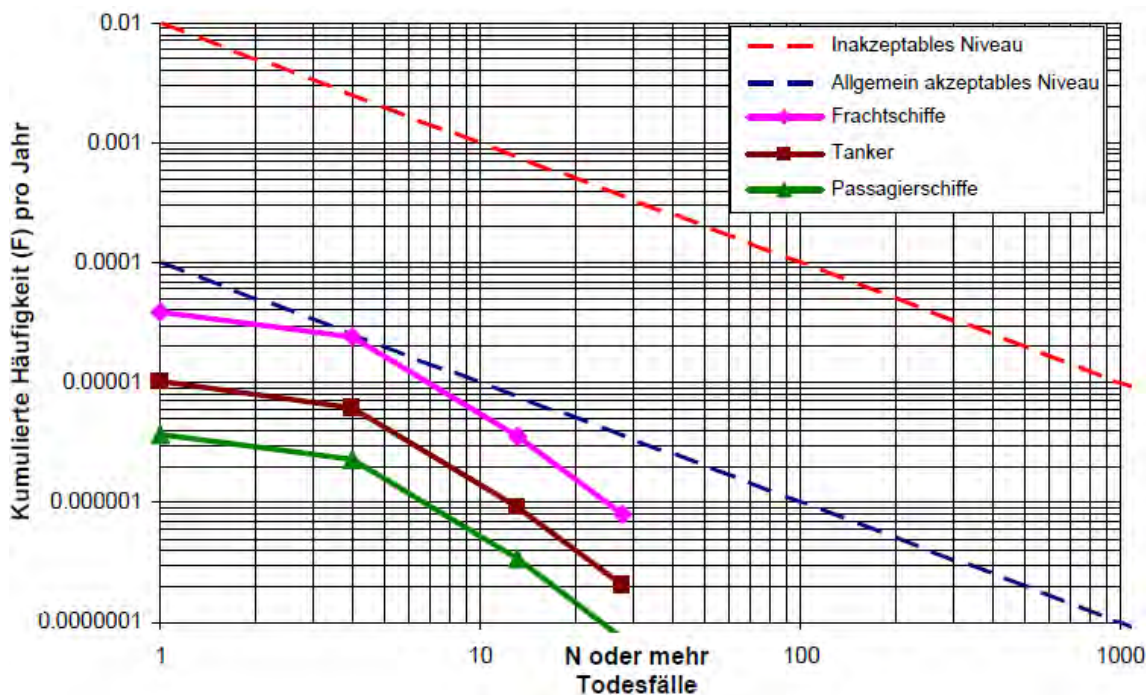


Abbildung 5.10 F-N-Kurve für das Kollisionsrisiko mit vorbeifahrenden Schiffen während der Bauphase

Es wird deutlich, dass die Risiken für die Besatzungen aller Schiffstypen im allgemein akzeptablen Bereich liegen, wobei die Risiken für die Besatzung von Frachtschiffen am größten sind. Kollisionsrisiken werden durch die Implementierung von Standard-Risikominderungsverfahren der Offshore-Öl- und Gasindustrie gesteuert. Diese beinhalten beispielsweise die Schaffung einer Sicherheitszone, die unbeschadet der normalen Navigationsverfahren von Handelsschiffen genutzt werden kann.

5.4.2 Personenrisiken – Pipeline-Betrieb

Die Risiken wurden für verschiedene Pipeline-Trassenoptionen untersucht (siehe **Kapitel 6 – Alternativen**). Infolge kürzlicher Besprechungen mit den maßgeblichen nationalen Behörden hat sich Nord Stream für die Route südlich der Insel Bornholm und des Kalbadagrund-Korridors als bevorzugte Trassenoption entschieden. Entsprechend werden im folgenden Abschnitt lediglich die Ergebnisse für diese bevorzugte Trassenoption dargelegt.

Wie zuvor bereits erwähnt, erfolgen die Ermittlung sowie die Berechnung der Ergebnisse getrennt für die jeweiligen Länder, durch die die Pipeline verläuft. Dies sind: Russland, Finnland, Schweden, Dänemark und Deutschland. Die Ergebnisse für die einzelnen Länder sind in den folgenden Abbildungen und Tabellen dargestellt und setzen sich wie folgt zusammen:

- Häufigkeit von Interaktionsszenarien in den kritischen Pipeline-Abschnitten
- Wahrscheinlichkeit nicht bestimmungsgemäße Betriebszustände der Pipeline in den kritischen Pipeline-Abschnitten (der Ausdruck *Wahrscheinlichkeit* wird an dieser Stelle allgemein gebraucht, da die entsprechenden Angaben eigentlich die jährliche Wahrscheinlichkeit von Pipeline-Schäden ausdrücken)
- Häufigkeit von Gasfreisetzungen in den kritischen Pipeline-Abschnitten
- *F-N*-Kurve für die kritischen Pipeline-Abschnitte sowie die entsprechenden Akzeptanzkriterien (in **Abschnitt 5.1.4** wurde zuvor bereits die Erstellung von *F-N*-Kurven sowie deren Interpretation erläutert).

Zudem werden die wichtigsten Faktoren für die Häufigkeit von Interaktionsszenarien und die Wahrscheinlichkeit nicht bestimmungsgemäßer Betriebszustände der Pipeline kommentiert, ebenso wie die Vergleichbarkeit der Wahrscheinlichkeit nicht bestimmungsgemäßer Betriebszustände der Pipeline und der *F-N*-Daten mit den zuvor beschriebenen Akzeptanzkriterien.

Russland

Tabelle 5.3 Häufigkeit von Interaktionsszenarien – Russland

Länge und Position der Abschnitte mit hohem Schiffsverkehr					Häufigkeit des Wechselwirkungsszenarios (Ereignis/Abschnitt/Jahr) in den Abschnitten mit hoher Schiffsverkehrsdichte (>250 Schiffe/km/Jahr)					
Abschnitts-ID	Von KP	Zu KP	Abschnitts-länge	Schiffe – Gesamtzahl	Ladungs-verlust	Geworfene Anker	Schleppanker	Sinkende Schiffe	Auf Grund gelaufene Schiffe	Insgesamt
[#]	[km]	[km]	[km]	(Schiffe/Abschnitt/Jahr)	(Ereignis/Abschnitt/Jahr)					
1	1	10	10	189	1.0 E-6	2.8 E-8	2.2 E-7	5.6 E-8	8.3 E-7	2.2 E-6
2	112	123	12	2042	9.4 E-6	3.5 E-7	3.6 E-6	1.6 E-7	-	1.4 E-5

Es wird deutlich, dass der Ladungsverlust den wichtigsten Faktor für die Gesamtinteraktionshäufigkeit (48 % in Abschnitt 1 und 70 % in Abschnitt 2) darstellt. Auf Grund laufende Schiffe schlagen in Abschnitt 1 mit 38 % und Schleppanker in Abschnitt 1 und 2 mit 10 bzw. 27 % zu Buche.

Tabelle 5.4 Wahrscheinlichkeit des nicht bestimmungsgemäßen Betriebszustandes der Pipeline und Häufigkeit von Gasfreisetzungen – Russland

Abchnitts-ID	Von KP	Zu KP	Abchnitts-länge	Ladungs-verlust	Geworfene Anker	Schlep-panker	Sinkende Schiffe	Auf Grund gelaufene Schiffe	Gesamtaus-fallwahr-scheinlichkeit	Gasfreiset-zungshäu-figkeit
[#]	[km]	[km]	[km]	(Ausfall/Abschnitt/Jahr)					(Ausfall/Abschnitt/Jahr)	
1	1	10	10	1.0 E-10	2.8 E-13	3.0 E-15	2.1 E-8	8.3 E-7	8.5 E-7	8.5 E-7
2	112	123	12	9.4 E-10	3.5 E-12	3.4 E-6	5.9 E-8	-	3.5 E-6	1.1 E-6

Die Wahrscheinlichkeit des nicht bestimmungsgemäßen Betriebszustandes der Pipeline wird dominiert durch auf Grund laufende Schiffe (98 %) Abschnitt 1 sowie durch Schleppanker (98 %) Abschnitt 2. Es ist ersichtlich, dass alle Abschnitte das Akzeptanzkriterium von 10^{-4} Störungen/Abschnitt/Jahr erfüllen.

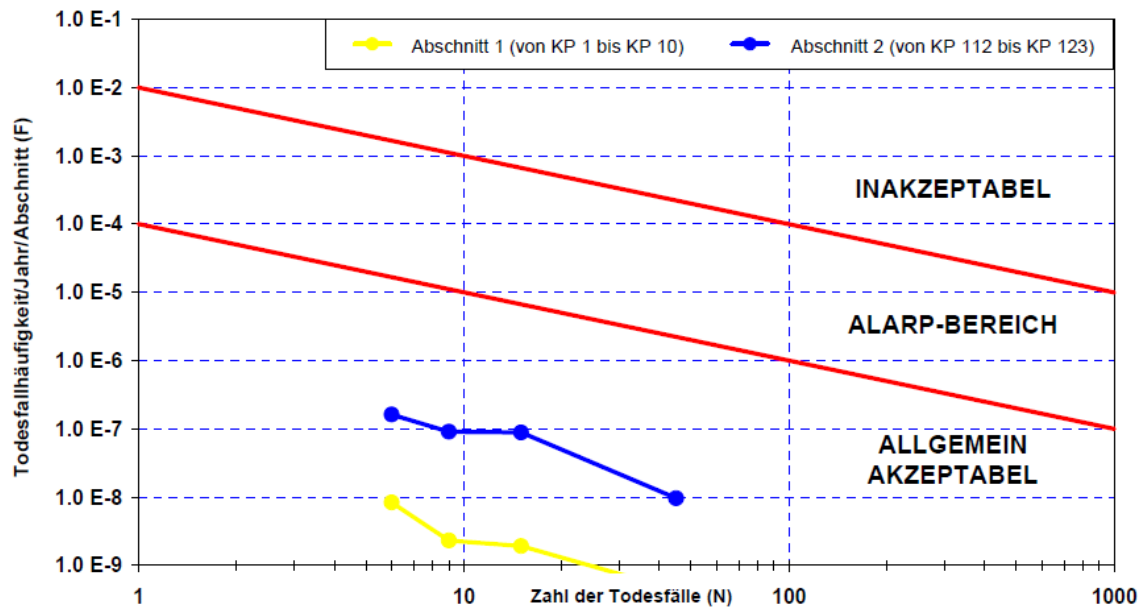


Abbildung 5.11 F-N-Kurve – Russland

Die *F-N*-Ergebnisse zeigen, dass die Todesfallhäufigkeit in allen Abschnitten im allgemein akzeptablen Bereich liegt.

Finnland

Tabelle 5.5 Häufigkeit von Interaktionsszenarien – Finnland

Länge und Position der Abschnitte mit hohem Schiffsverkehr					Häufigkeit des Wechselwirkungsszenarios (Ereignis/Abschnitt/Jahr) in den Abschnitten mit hoher Schiffsverkehrsdichte (>250 Schiffe/km/Jahr)				
Abschnitts-ID	Von KP	Zu KP	Abschnitts-länge	Schiffe – Gesamtzahl	Ladungs-verlust	Geworfene Anker	Schleppanker	Sinkende Schiffe	Insgesamt
[–]	[km]	[km]	[km]	(Schiffe/Abschnitt/Jahr)	(Ereignis/Abschnitt/Jahr)				
1	129	198	70	41493	6.2 E-4	3.0 E-6	8.6 E-5	4.8 E-6	7.2 E-4
2	211	241	31	26056	3.3 E-4	6.0 E-6	5.8 E-5	3.6 E-6	4.0 E-4
3	251	284	34	23745	5.3 E-4	3.7 E-6	2.0 E-6	2.7 E-6	5.4 E-4
4	293	310	18	4033	7.4 E-5	5.3 E-7	1.5 E-6	3.9 E-7	7.7 E-5
5	316	325	10	1590	1.3 E-5	1.1 E-7	2.0 E-6	1.9 E-7	1.6 E-5
6	336	345	10	1474	2.2 E-5	1.1 E-7	1.2 E-6	1.3 E-7	2.3 E-5
7	364	384	21	14634	2.1 E-4	9.7 E-7	1.4 E-5	1.5 E-6	2.3 E-4

Die Gesamtinteraktionshäufigkeit wird in allen Abschnitten dominiert von Ladungsverlusten (zwischen 83 und 98 %), gefolgt von Schleppankern mit 14, 13 und 12 % in Abschnitt 2, 5 bzw. 1.

Tabelle 5.6 Wahrscheinlichkeit des nicht bestimmungsgemäßen Betriebszustandes der Pipeline und Häufigkeit von Gasfreisetzung – Finnland

Abschnitts-ID	Von KP	Zu KP	Abschnitts-länge	Ladungs-verlust	Geworfene Anker	Schleppanker	Sinkende Schiffe	Gesamtausfallwahrscheinlichkeit	Gasfreisetzungshäufigkeit
[#]	[km]	[km]	[km]	(Ausfall/Abschnitt/Jahr)				(Ausfall/Abschnitt/Jahr)	
1	129	198	70	6.2 E-8	3.0 E-11	5.2 E-5	1.8 E-6	5.4 E-5	1.7 E-5
2	211	241	31	3.3 E-8	6.0 E-11	3.4 E-5	1.3 E-6	3.6 E-5	1.2 E-5
3	251	284	34	5.3 E-8	3.7 E-11	1.3 E-6	1.0 E-6	2.4 E-6	1.4 E-6
4	293	310	18	7.4 E-9	5.4 E-12	1.1 E-6	1.4 E-7	1.3 E-6	4.9 E-7
5	316	325	10	1.3 E-9	1.3 E-12	1.0 E-6	7.1 E-8	1.1 E-6	3.7 E-7
6	336	345	10	2.2 E-9	1.3 E-12	9.7 E-7	4.7 E-8	1.0 E-6	3.4 E-7
7	364	384	21	2.1 E-8	1.0 E-11	1.0 E-5	5.6 E-7	1.1 E-5	3.7 E-6

Schleppanker stellen für die Wahrscheinlichkeit des nicht bestimmungsgemäßen Betriebszustandes der Pipeline in allen Abschnitten mit Ausnahme von Abschnitt 3 den wichtigsten Faktor dar (>88 %). In Abschnitt 3 schlagen diese mit (55 %) zwar ebenfalls deutlich zu Buche, sinkenden Schiffen kommt in diesem Abschnitt mit (43 %) jedoch ebenfalls große

Bedeutung zu. Es ist ersichtlich, dass alle Abschnitte das Akzeptanzkriterium von 10^{-4} Störungen/Abschnitt/Jahr erfüllen.

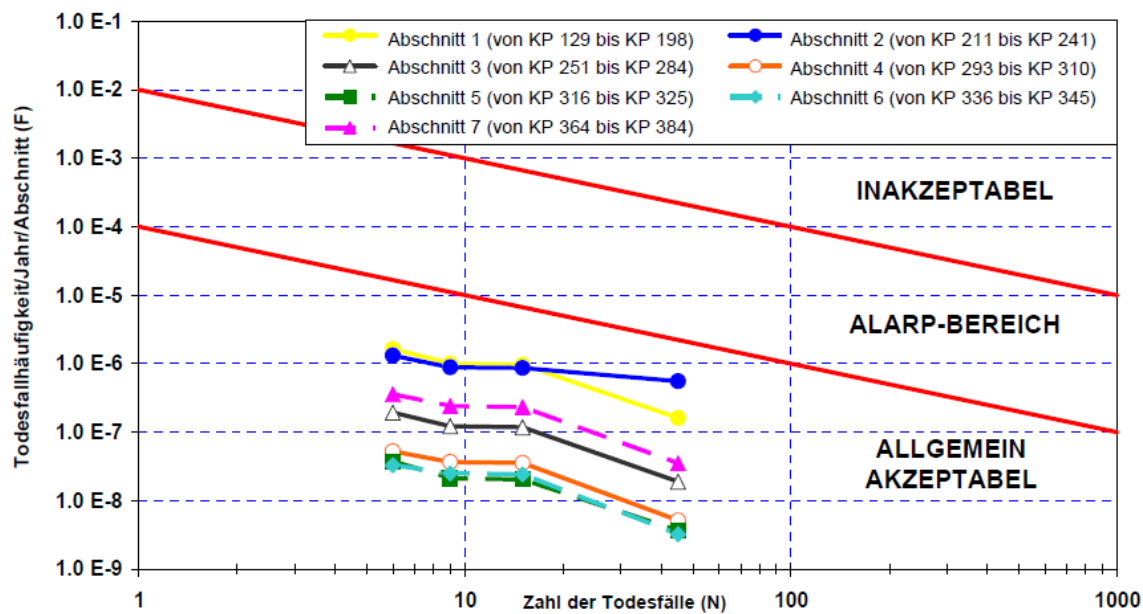


Abbildung 5.12 F-N-Kurve – Finnland

Die *F-N*-Ergebnisse zeigen, dass die Todesfallhäufigkeit in allen Abschnitten im allgemein akzeptablen Bereich liegt.

Schweden

Tabelle 5.7 Häufigkeit von Interaktionsszenarien – Schweden

Länge und Position der Abschnitte mit hohem Schiffsverkehr					Häufigkeit des Wechselwirkungsszenarios (Ereignis/Abschnitt/Jahr) in den Abschnitten mit hoher Schiffsverkehrsdichte (>250 Schiffe/km/Jahr)				
Abschnitts-ID	Von KP	Zu KP	Abschnitts-länge	Schiffe – Gesamtzahl	Ladungs-verlust	Geworfene Anker	Schleppanker	Sinkende Schiffe	Insgesamt
[-]	[km]	[km]	[km]	(Schiffe/Abschnitt/Jahr)	(Ereignis/Abschnitt/Jahr)				
1	521	546	26	4573	6.5 E-5	1.3 E-7	4.7 E-6	1.7 E-7	7.0 E-5
2	593	602	10	822	4.2 E-6	2.0 E-8	1.0 E-6	2.8 E-8	5.3 E-6
3	625	636	12	6691	1.1 E-4	2.6 E-7	1.2 E-7	3.0 E-7	1.1 E-4
4	650	667	18	7523	1.4 E-4	3.6 E-7	2.4 E-7	3.0 E-7	1.4 E-4
5	706	725	20	4672	6.2 E-5	1.1 E-7	4.7 E-6	2.3 E-7	6.8 E-5
6	909	918	10	2176	1.5 E-5	8.0 E-8	1.1 E-6	6.7 E-8	1.7 E-5
7	950	959	10	1646	4.4 E-6	4.5 E-8	2.4 E-6	4.6 E-8	6.9 E-6

Ladungsverluste stellen in allen Abschnitten den wichtigsten Faktor für die Gesamtinteraktionshäufigkeit dar (meist über 90 %). Allerdings kommt Schleppankern mit 35 und 19 % in Abschnitt 7 bzw. 2 ebenfalls eine gewisse Bedeutung zu.

Tabelle 5.8 Wwahrscheinlichkeit des nicht bestimmungsgemäßen Betriebszustandes der Pipeline und Häufigkeit von Gasfreisetzungen – Schweden

Abchnitts-ID	Von KP	Zu KP	Abchnitts-länge	Ladungsverlust	Geworfene Anker	Schleppanker	Sinkende Schiffe	Gesamtausfallwahrscheinlichkeit	Gasfreisetzungshäufigkeit
[#]	[km]	[km]	[km]	(Ausfall/Abschnitt/Jahr)			(Ausfall/Abschnitt/Jahr)		
1	521	546	26	6.5 E-9	1.4 E-12	3.3 E-6	6.1 E-8	3.4 E-6	1.1 E-6
2	593	602	10	4.2 E-10	2.0 E-13	8.2 E-7	1.0 E-8	8.4 E-7	2.6 E-7
3	625	636	12	1.1 E-8	2.7 E-12	5.9 E-8	1.1 E-7	1.8 E-7	1.3 E-7
4	650	667	18	1.4 E-8	3.8 E-12	1.6 E-7	1.1 E-7	2.8 E-7	1.6 E-7
5	706	725	20	6.2 E-8	1.1 E-12	2.3 E-6	8.4 E-8	2.4 E-6	7.7 E-7
6	909	918	10	1.5 E-8	8.6 E-13	1.0 E-6	2.5 E-8	1.1 E-6	3.3 E-7
7	950	959	10	4.4 E-9	5.0 E-13	2.3 E-6	1.7 E-8	2.3 E-6	7.0 E-7

Schleppanker dominieren die Wahrscheinlichkeit des nicht bestimmungsgemäßen Betriebszustandes der Pipeline in den Abschnitten 1 bis 2 und 5 bis 7 mit 94 % oder mehr; in Abschnitt 4 stellen Schleppanker mit 55 % ebenfalls den wichtigsten Faktor dar, sinkende Schiffe sind mit 40 % jedoch ebenfalls zu berücksichtigen. In Abschnitt 3 schlagen sinkende Schiffe mit 61 % sowie Schleppanker mit 33 % zu Buche. Es ist ersichtlich, dass alle Abschnitte das Akzeptanzkriterium von 10^{-4} Störungen/Abschnitt/Jahr erfüllen.

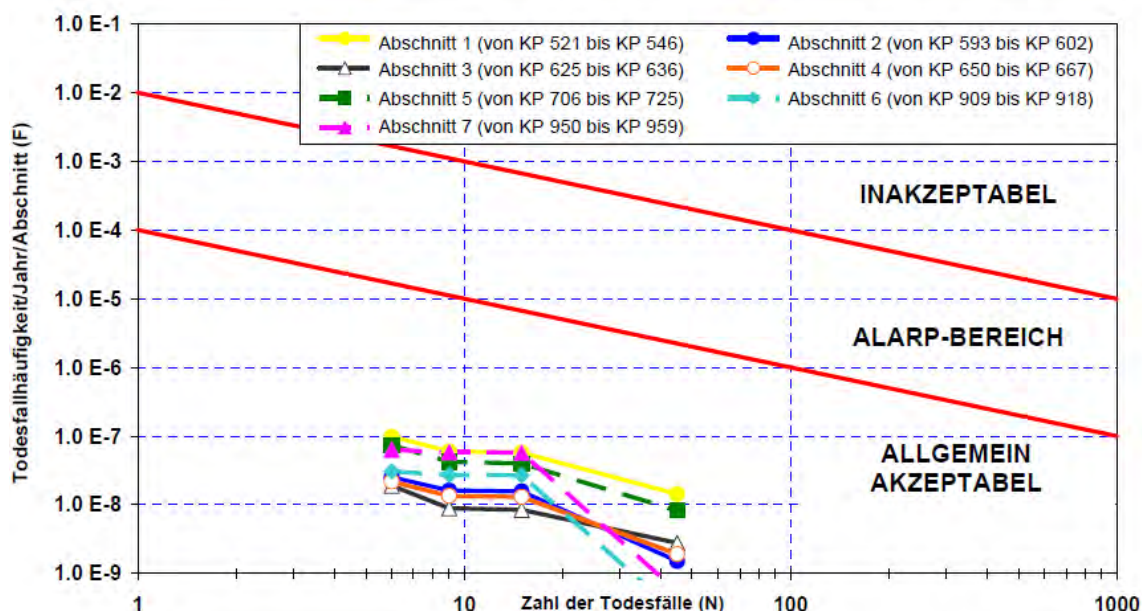


Abbildung 5.13 F-N-Kurve – Schweden

Die *F-N*-Ergebnisse zeigen, dass die Todesfallhäufigkeit in allen Abschnitten im allgemein akzeptablen Bereich liegt.

Dänemark

Tabelle 5.9 Häufigkeit von Interaktionsszenarien – Dänemark

Länge und Position der Abschnitte mit hohem Schiffsverkehr					Häufigkeit des Wechselwirkungsszenarios (Ereignis/Abschnitt/Jahr) in den Abschnitten mit hoher Schiffsverkehrsdichte (>250 Schiffe/km/Jahr)				
Abschnitts-ID	Von KP	Zu KP	Abschnitts-länge	Schiffe – Gesamtzahl	Ladungs-verlust	Geworfene Anker	Schleppanker	Sinkende Schiffe	Insgesamt
[-]	[km]	[km]	[km]	(Schiffe/Abschnitt/Jahr)	(Ereignis/Abschnitt/Jahr)				
1	1014	1023	10	1991	2.6 E-5	8.8 E-8	4.3 E-6	4.2 E-7	3.1 E-5
2	1072	1086	15	4151	5.2 E-5	1.9 E-7	4.6 E-6	1.1 E-6	5.8 E-5
3	1124	1133	10	4681	6.6 E-5	2.0 E-7	9.0 E-6	9.8 E-7	7.6 E-5

Ladungsverluste stellen in allen Abschnitten den wichtigsten Faktor für die Gesamtinteraktionshäufigkeit dar (zwischen 85 % und 90 %). Schleppanker schlagen mit 14 und 12 % in Abschnitt 1 bzw. 3 zu Buche.

Tabelle 5.10 Wahrscheinlichkeit des nicht bestimmungsgemäßen Betriebszustandes der Pipeline und Häufigkeit von Gasfreisetzung – Dänemark

Abschnitts-ID	Von KP	Zu KP	Abschnitts-länge	Ladungs-verlust	Geworfene Anker	Schleppanker	Sinkende Schiffe	Gesamtausfallwahrscheinlichkeit	Gasfreisetzungshäufigkeit
[#]	[km]	[km]	[km]	(Ausfall/Abschnitt/Jahr)				(Ausfall/Abschnitt/Jahr)	
1	1014	1023	10	2.6 E-8	1.0 E-12	2.9 E-6	1.5 E-7	3.0 E-6	1.0 E-6
2	1072	1086	15	5.2 E-8	1.9 E-12	2.3 E-6	3.9 E-7	2.8 E-6	1.1 E-6
3	1124	1133	10	6.6 E-8	2.0 E-12	4.4 E-6	3.6 E-7	4.8 E-6	1.7 E-6

Schleppanker stellen in allen Abschnitten den wichtigsten Faktor für die Wahrscheinlichkeit des nicht bestimmungsgemäßen Betriebszustandes der Pipeline dar (>84 %) In Abschnitt 2 sind jedoch auch sinkende Schiffe mit 14 % zu berücksichtigen. Es ist ersichtlich, dass alle Abschnitte das Akzeptanzkriterium von 10^{-4} Störungen/Abschnitt/Jahr erfüllen.

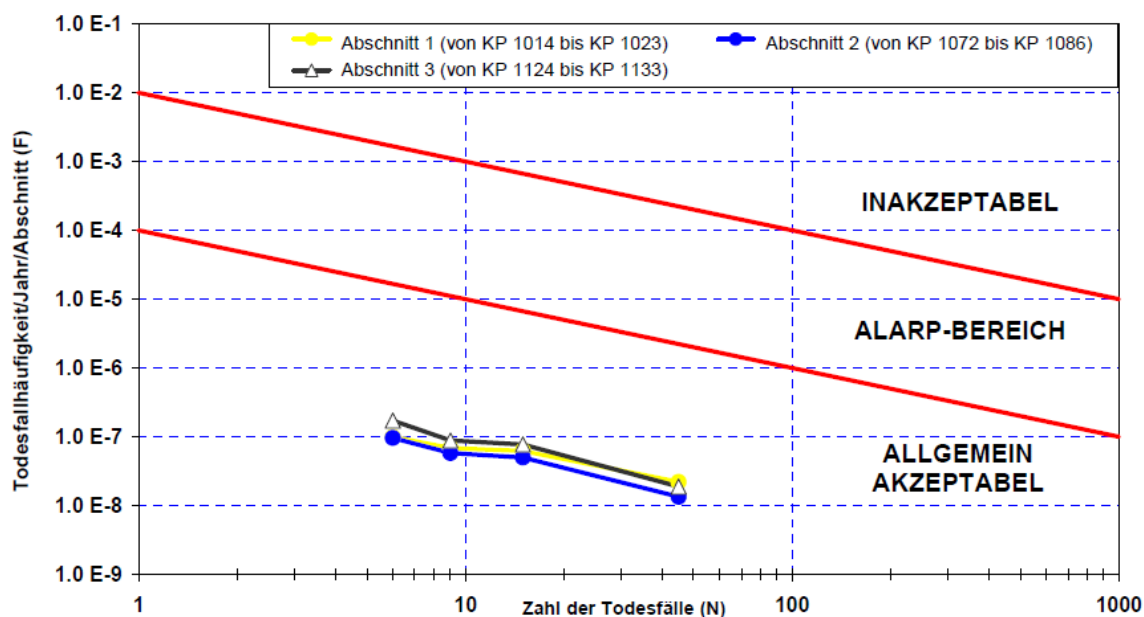


Abbildung 5.14 F-N-Kurve – Dänemark

Die *F-N*-Ergebnisse zeigen, dass die Todesfallhäufigkeit in allen Abschnitten im allgemein akzeptablen Bereich liegt.

Deutschland

Tabelle 5.11 Häufigkeit von Interaktionsszenarien – Deutschland

Länge und Position der Abschnitte mit hohem Schiffsverkehr					Häufigkeit des Wechselwirkungsszenarios (Ereignis/Abschnitt/Jahr) in den Abschnitten mit hoher Schiffsverkehrsdichte (>250 Schiffe/km/Jahr)					
Abschnitts-ID	Von KP	Zu KP	Abschnitts-länge	Schiffe – Gesamtzahl	Ladungs-verlust	Geworfene Anker	Schleppanker	Sinkende Schiffe	Auf Grund gelaufene Schiffe	Insgesamt
[–]	[km]	[km]	[km]	(Schiffe/Abschnitt/Jahr)	(Ereignis/Abschnitt/Jahr)					
1	1163	1172	10	3321	6.6 E-6	1.2 E-7	6.4 E-6	4.1 E-7	-	1.3 E-5
2	1180	1189	10	5625	7.9 E-5	1.5 E-7	7.0 E-6	1.3 E-6	-	8.7 E-5
3	1206	1215	10	3350	7.9 E-5	3.8 E-7	5.8 E-6	2.1 E-6	8.9 E-5	1.8 E-4

Ladungsverluste dominieren die Gesamtinteraktionshäufigkeit in Abschnitt 1, 2 und 3 mit 49 %, 90 % bzw. 45 %. Schleppanker schlagen in Abschnitt 1 mit 47 % und auf Grund laufende Schiffe in Abschnitt 3 mit 50 % zu Buche. Allerdings ist ein auf Grund laufen nur an KP 1213 und 1214 (Elsgrund) in Abschnitt 3 möglich. Da die Pipeline dort jedoch eingegraben wird, wurden durch auf Grund laufen verursachte Pipeline-Schäden in diesem Fall außer Acht gelassen.

Tabelle 5.12 Wahrscheinlichkeit des nicht bestimmungsgemäßen Betriebszustandes der Pipeline und Häufigkeit von Gasfreisetzungen – Deutschland

Abchnitts-ID	Von KP	Zu KP	Abchnitts-länge	Ladungs-verlust	Geworfene Anker	Schlepp-panker	Sinkende Schiffe	Gesamtaus-fallwahr-scheinlichkeit	Gasfreiset-zungshäu-figkeit
[#]	[km]	[km]	[km]	(Ausfall/Abschnitt/Jahr)				(Ausfall/Abschnitt/Jahr)	
1	1163	1172	10	6.6 E-9	1.2 E-12	5.4 E-6	1.5 E-7	5.6 E-6	1.8 E-6
2	1180	1189	10	7.9 E-8	1.5 E-12	3.6 E-6	4.7 E-7	4.2 E-6	1.6 E-6
3	1206	1215	10	7.9 E-8	3.8 E-12	1.6 E-7	7.9 E-7	1.0 E-6	8.3 E-7

Schlepppanker dominieren die Wahrscheinlichkeit des nicht bestimmungsgemäßen Betriebszustandes der Pipeline in Abschnitt 1 und 2 mit 97 % bzw. 86 %. In Abschnitt 3 schlagen sinkende Schiffe mit 77 %, Schlepppanker mit 16 % und Ladungsverluste mit 8 % zu Buche. Es ist ersichtlich, dass alle Abschnitte das Akzeptanzkriterium von 10^{-4} Störungen/Abschnitt/Jahr erfüllen.

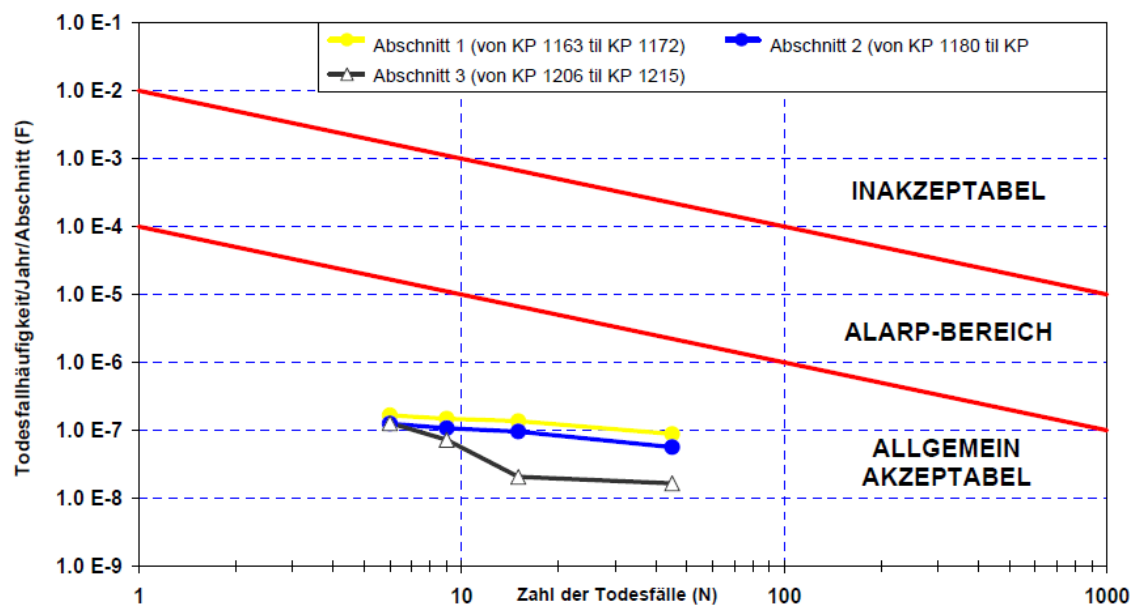


Abbildung 5.15 F-N-Kurve – Deutschland

Die *F-N*-Ergebnisse zeigen, dass die Todesfallhäufigkeit in allen Abschnitten im allgemein akzeptablen Bereich liegt.

Gesamthäufigkeit von Interaktionsszenarien Wahrscheinlichkeit nicht bestimmungsgemäßer Betriebszustände/Beschädigung der Pipeline und Häufigkeit von Gasfreisetzungen – Zusammenfassung

Die in den vorangegangenen Abschnitten dargelegte jährliche Interaktionswahrscheinlichkeit sowie die Häufigkeit von Pipeline-Schäden und Gasfreisetzung sind in **Tabelle 5.13** zusammengefasst.

Tabelle 5.13 Gesamthäufigkeit von Interaktionsszenarien, Wahrscheinlichkeit nicht bestimmungsgemäßer Betriebszustände/Beschädigung der Pipeline und Häufigkeit von Gasfreisetzungen

Land	Abschnitt-nummer	Von KP (km)	Bis KP (km)	Abschnitts-länge (km)	Anzahl der Schiffe	Häufigkeit des Wechselwirkungsszenarios (Bel./Jahr)	Wahrscheinlichkeit einer Pipelinebetriebsstörung (Ausfall/Jahr)	Kriterium erfüllt (✓/x)	Gasfreisetzungshäufigkeit (pro Jahr)	% Gasfreisetzungshäufigkeit
Russland	1	1	10	10	189	2,2 E-6	8,5 E-7	✓	8,5 E-7	4.0%
	2	112	123	12	2,042	1,4 E-5	3,5 E-6	✓	1,1 E-6	
	Insgesamt			22	2,232	1,6 E-5	4,3 E-6		1,9 E-6	
Finnland	1	129	198	70	41,493	7,2 E-4	5,4 E-5	✓	1,7 E-5	72.7%
	2	211	241	31	26,056	4,0 E-4	3,6 E-5	✓	1,2 E-5	
	3	251	284	34	23,745	5,4 E-4	2,4 E-6	✓	1,4 E-6	
	4	293	310	18	4,033	7,7 E-5	1,3 E-6	✓	4,9 E-7	
	5	316	325	10	1,590	1,6 E-5	1,1 E-6	✓	3,7 E-7	
	6	336	345	10	1,474	2,3 E-5	1,0 E-6	✓	3,4 E-7	
	7	364	384	21	14,634	2,3 E-4	1,1 E-5	✓	3,7 E-6	
	Insgesamt			194	113,025	2,0 E-3	1,1 E-4		3,5 E-5	
Schweden	1	521	546	26	4,573	7,0 E-5	3,4 E-6	✓	1,1 E-6	7.0%
	2	593	602	10	822	5,3 E-6	8,4 E-7	✓	2,6 E-7	
	3	625	636	12	6,691	1,1 E-4	1,8 E-7	✓	1,3 E-7	
	4	650	667	18	7,523	1,4 E-4	2,8 E-7	✓	1,6 E-7	
	5	706	725	20	4,672	6,8 E-5	2,4 E-6	✓	7,7 E-7	
	6	909	918	10	2,176	1,7 E-5	1,1 E-6	✓	3,3 E-7	
	7	950	959	10	1,646	6,9 E-6	2,3 E-6	✓	7,0 E-7	
	Insgesamt			106	28,103	4,2 E-4	1,1 E-5		3,4 E-6	
Dänemark	1	1014	1023	10	1,991	3,1 E-5	3,0 E-6	✓	1,0 E-6	7.8%
	2	1072	1086	15	4,151	5,8 E-5	2,8 E-6	✓	1,1 E-6	
	3	1124	1133	10	4,681	7,6 E-5	4,8 E-6	✓	1,7 E-6	
	Insgesamt			35	10,822	1,6 E-4	1,1 E-5		3,8 E-6	
Deutschland	1	1163	1172	10	3,321	1,3 E-5	5,6 E-6	✓	1,8 E-6	8.6%
	2	1180	1189	10	5,625	8,7 E-5	4,2 E-6	✓	1,6 E-6	
	3	1206	1215	10	3,350	1,8 E-4	1,0 E-6	✓	8,3 E-7	
	Insgesamt			30	12,296	2,8 E-4	1,1 E-5		4,2 E-6	
Insgesamt				387	166,478	2,9 E-3	1,4 E-4		4,9 E-5	100.0%

Es ist ersichtlich, dass die Wahrscheinlichkeit nicht bestimmungsgemäßer Betriebszustände/Beschädigung der Pipeline in allen kritischen Abschnitten unter dem Kriteriumswert von 10^{-4} Störungen pro kritischem Pipeline-Abschnitt pro Jahr liegt.

Gesamtangaben für *sämtliche kritischen Pipeline-Abschnitte*:

- Interaktionshäufigkeit: 2,9 E-3 pro Jahr; dies entspricht ungefähr einer Interaktion alle 350 Jahre

- Häufigkeit von nicht bestimmungsgemäßen Betriebszuständen und Schäden der Pipeline: $1,4 \cdot 10^{-4}$ pro Jahr; dies entspricht ungefähr einem Schaden alle 7.000 Jahre
- Häufigkeit von Gasfreisetzungen: $4,9 \cdot 10^{-5}$ pro Jahr; dies entspricht ungefähr einer Gasfreisetzung alle 20.000 Jahre

Es wird deutlich, dass Finnland in den Ergebnissen am deutlichsten vertreten ist. Dies ist dem wesentlich höheren Schiffsverkehr und somit längeren kritischen Pipeline-Abschnitten geschuldet.

Abbildung 5.1.6 zeigt eine Karte der Pipeline-Trasse mit den kritischen Pipeline-Abschnitten.

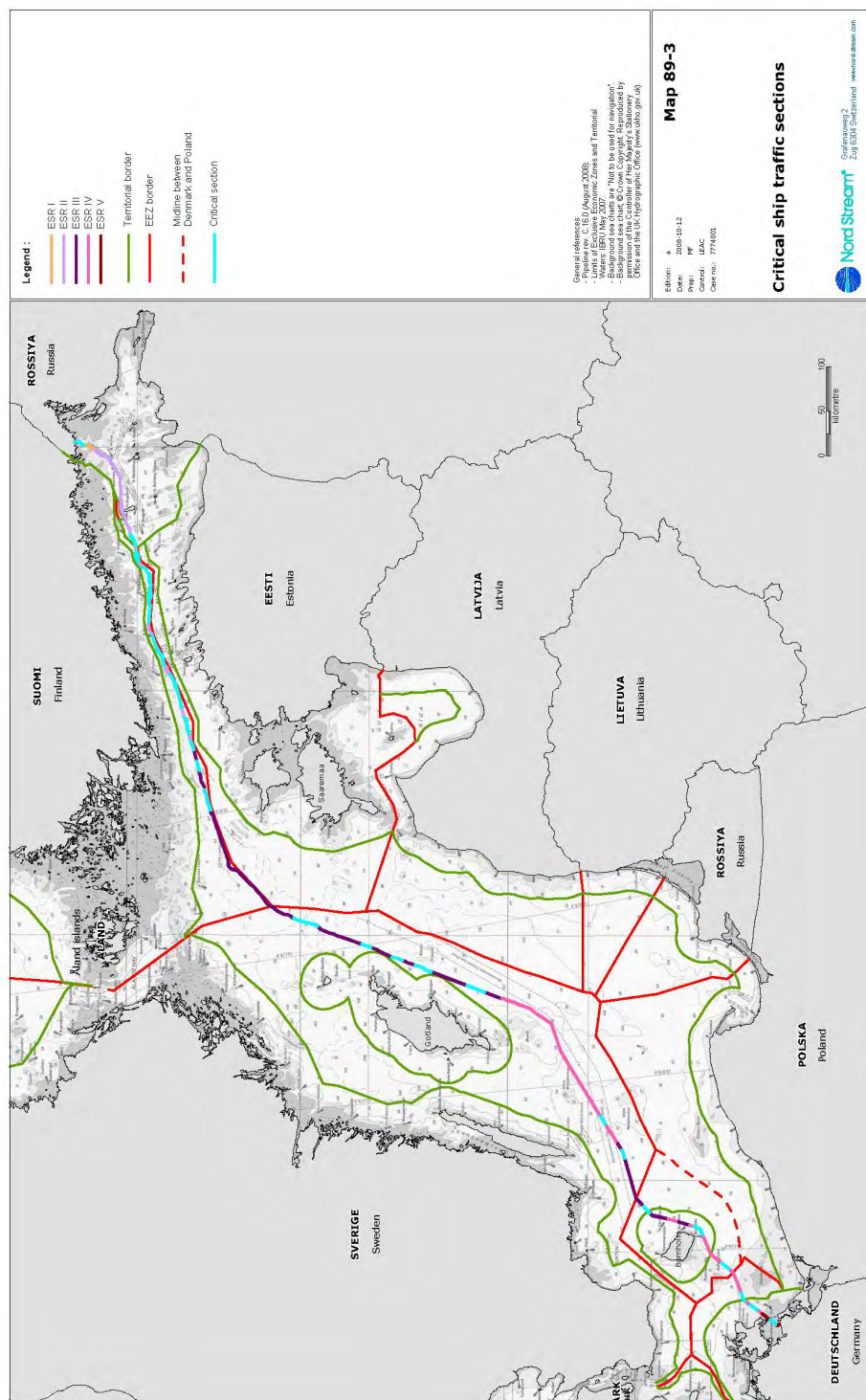


Abbildung 5.16 Kritische Pipeline-Abschnitte

Es gibt keine relevanten Kriterien, gegenüber denen die Tolerierbarkeit einer Häufigkeit des Gesamtgasausbruchs zu bewerten ist (d.h. ein Gasausbruch alle 20000 Jahre). Es sollte jedoch bemerkt werden, dass es auch kein Individuum oder keine Volksgruppe gibt, die dem Risiko über die gesamte Pipeline-Länge hinweg ausgesetzt sein wird. Folglich, wie bereits vorher beschrieben, war es das Herangehen von Nord Stream, in Übereinkunft mit DNV und entsprechend der relevanten DNV-Standards, zu demonstrieren, dass die Häufigkeit des Pipelineausfalls (Beschädigung) unterhalb von 10^{-4} Ausfällen pro kritischem Pipelineabschnitt pro Jahr liegt.

Da es sich für das Kriterium gezeigt hat, dass es von allen kritischen Pipelineabschnitten erreicht wird, geht man davon aus, dass die damit zusammenhängenden Risiken weitgehend annehmbar sind, so dass keine weitere Untersuchung notwendig sein wird. Trotz alledem hat Nord Stream auch die gesellschaftlichen Risiken beurteilt (und die Ergebnisse als F-N-Kurven, wie vorher dargestellt, vorgelegt) und damit gezeigt, dass das Risiko weitgehend annehmbar ist, wenn man es mit den vereinbarten Kriterien zur Risikotolerierbarkeit vergleicht.

Risiken für das Ansehen

Neben der Beurteilung der Risiken für Menschen und Umwelt haben die Snamprogetti-Bewertungen auch die Risiken für das Ansehen berücksichtigt. Diese Risiken wurden für jede AWZ (5 Länder) bewertet. Dabei wurde die Matrix benutzt, die vorher in **Bild 5.3.** gezeigt wurde, aber mit der zusätzlichen Abstufung der Folgen für das Ansehen, gezeigt in **Tabelle 5.14.**

Tabell 5.14 Zusätzliche Risiko-Matrix über die Abstufung der Folgen

Folgen	Ansehen
1. Ausgedehnt	Internationale Auswirkung-Negative Wirkung
2. schwerwiegend	Ausgedehnte nationale Auswirkung
3. Mäßig	Beschränkte nationale Auswirkung
4. Gering	Lokale Auswirkung

Die Risiken wurden in allen Fällen als niedrig erachtet, außer dem totalen Rohrbruch in der finnischen AWZ, der als mittelmäßig eingestuft wurde (mit schwerwiegenden Folgen und einer Häufigkeit zwischen 10^{-5} und 10^{-3} pro Jahr).

Schleppnetzeinsatz und Risiko für Fischereifahrzeuge

Die Anfangsanalyse über die Beschädigung der Schleppnetzausrüstung beurteilte die Häufigkeit der Beschädigung durch das Verfangen in der Pipeline als niedrig und die Häufigkeit, ein Schiff

zu verlieren, als extrem niedrig. Die Daten aus Russland wurden nicht mit bewertet, da die russischen Schleppnetzfischer nicht am Boden schleppen.

Trotz alledem, entsprechend der Bedeutung des Themas und der Schlussfolgerungen auf der Grundlage des technischen Urteilsvermögens, die ein wichtiger Teil solch einer Analyse sind, hat Nord Stream weitere Untersuchungen und Empfindlichkeitsanalysen initiiert, um die Standhaftigkeit der Schlussfolgerungen sicherzustellen.

Die Analyse der Schleppnetzfischerei hat gezeigt, dass die Pipeline den Auswirkungen der Schleppnetze in Form von Anfangsaufprall und dem Darüberschleifen über die Pipeline widerstehen kann, wobei die Pipeline auf dem Meeresboden liegt. Die größten Kräfte würden auf die Pipeline ausgeübt, wenn sich eine Schleppausrüstung unter der Pipeline verfängt (verhakt). Die Schleppausrüstung würde beschädigt werden, bevor die Pipeline beschädigt würde.

5.4.3 Umweltrisiken – Pipeline-Bau

Die Umweltrisiken während des Pipeline-Baus sind in der Risikomatrix in **Abbildung 5.17** dargestellt.

Konsequenzen	Wahrscheinlichkeit (zunehmende Wahrscheinlichkeit →)			
	Sehr unwahrscheinlich ($< 10^{-5}/j$)	Unwahrscheinlich ($10^{-5} - 10^{-3}/j$)	Wahrscheinlich ($10^{-3} - 10^{-2}/j$)	Sehr wahrscheinlich ($10^{-2} - 10^{-1}/j$)
Erheblich				
Schwer	d, e, g, l, n, o, p, q, r, t, u, v, x, y, aa	c, f, h		
Mittel	m, w, z	b, i, j, k, s		
Geringfügig		a	bb, cc, dd	

- | | |
|--|--|
| a Kollision mit Drittschiff, Ölspill 1-10 t | p Brand auf Taucherversorgungsschiff (Diving Support Vessel, DSV)/Versorgungsschiff für die Grabenlegung |
| b Kollision mit Drittschiff, Ölspill 10-100 t | q Brand auf Flachwasser-Pipelineverlegungsschiff |
| c Kollision mit Drittschiff, Ölspill 100-1000 t | r Brand auf DP-Pipelineverlegungsschiff (Solitaire) |
| d Kollision mit Drittschiff, Ölspill 1000-10.000 t | s Aufgrundlaufen von Rohrtransportschiffen |
| e Kollision mit Drittschiff, Ölspill >10.000 t | t Aufgrundlaufen von Versorgungsschiffen |
| f Kollision mit Pipelineverlegungsschiff | u Aufgrundlaufen von Steinschüttern |
| g Kollision mit DSV/Versorgungsschiff für die Grabenlegung | v Untergang von DSV/Versorgungsschiff für die Grabenlegung |
| h Kollision mit Steinschütter | w Untergang von Pipelinetransportschiff/Ankerschlepper (Anchor Handling Tug, AHT) |
| i Kollision mit Rohrtransportschiff/Versorgungsschiff | x Untergang von Pipelineverlegungsschiff |
| j Kollision mit Ankerschlepper | y Untergang von Steinschütter |
| k Kollision mit Flachwasser-Pipelineverlegungsschiff (C10) | z Untergang von Flachwasser-Pipelineverlegungsschiff |
| l Kollision mit DP-Pipelineverlegungsschiff (Solitaire) | aa Untergang von DP-Pipelineverlegungsschiff |
| m Brand auf Rohrtransportschiff/Ankerschlepper | bb Lagerungsarbeiten – Ankerschlepper/Versorgungsschiff |
| n Brand auf Steinschütter | cc Lagerungsarbeiten – Rohrverlegungsschiff |
| o Brand auf Pipelineverlegungsschiff | dd Lagerungsarbeiten – Solitaire/C10 |

Abbildung 5.17 Risikomatrix – Umweltrisiken während des Baus

Aus obigen Angaben wird deutlich, dass keine hohen Risiken, dafür aber verschiedene mittlere Risiken bestehen, die nachstehend aufgeführt sind:

- Kollision mit Drittschiff, die einen Ölspill von 100-1.000 t zur Folge hat
- Kollision mit Rohrverlegungsschiff
- Kollision mit Steinschütter

Die mit Schiffskollisionen verbundenen Umweltgefährdungen resultieren aus dem Risiko von Ölspills. Die größten Spills würden bei einer Kollision mit einem Öltanker auftreten. Maßnahmen zum Management dieser Risiken werden in **Abschnitt 5.6.2** erörtert.

5.4.4 Umwelt Risiken – Pipeline-Betrieb

Die mit Gasfreisetzungen aus sehr kleinen Löchern, normalen Löchern oder Rissen in der Pipeline verbundenen Umwelt Risiken werden durch einen Punkt auf der in **Abbildung 5.3** dargestellten Risikomatrix ausgedrückt. Die entsprechenden Ergebnisse für die einzelnen Länder werden in den nachfolgenden Abbildungen und Tabellen dargestellt; eine Erörterung dieser Ergebnisse unter Relevanz Gesichtspunkten finden Sie in **Abschnitt 5.5**.

Ausfallursache	Häufigkeit der Gasfreisetzung pro Jahr		
	Sehr kleines Loch (A)	Normales Loch (B)	Riss (C)
Interaktion mit Handelschiffahrt	7.1 E-8	7.1 E-8	4.0 E-6

Konsequenz	1. Erheblich				
	2. Schwer				
	3. Mittel	B C			
	4. Geringfügig	A			
		Sehr unwahrscheinlich	Unwahrscheinlich	Wahrscheinlich	Häufig
		$<10^{-5}/a$	$10^{-5} - 10^{-3}/a$	$10^{-3} - 10^{-2}/a$	$10^{-2} - 10^{-1}/a$

Häufigkeit der Gasfreisetzung pro Jahr

Abbildung 5.18 Umweltrisiken – Russland

Ausfallursache	Häufigkeit der Gasfreisetzung pro Jahr		
	Sehr kleines Loch (A)	Normales Loch (B)	Riss (C)
Interaktion mit Handelschifffahrt	2.5 E-7	2.5 E-7	3.5 E-5

Konsequenz	1. Erheblich				
	2. Schwer				
	3. Mittel	B	C		
	4. Geringfügig	A			
		Sehr unwahrscheinlich	Unwahrscheinlich	Wahrscheinlich	Häufig
		$<10^{-5} /a$	$10^{-5} - 10^{-3} /a$	$10^{-3} - 10^{-2} /a$	$10^{-2} - 10^{-1} /a$

Häufigkeit der Gasfreisetzung pro Jahr

Abbildung 5.19 Umweltrisiken - Finnland

Ausfallursache	Häufigkeit der Gasfreisetzung pro Jahr		
	Sehr kleines Loch (A)	Normales Loch (B)	Riss (C)
Interaktion mit Handelschifffahrt	2.1 E-8	2.1 E-8	3.4 E-6

Konsequenz	1. Erheblich				
	2. Schwer				
	3. Mittel	B	C		
	4. Geringfügig	A			
		Sehr unwahrscheinlich	Unwahrscheinlich	Wahrscheinlich	Häufig
		$<10^{-5}/a$	$10^{-5} - 10^{-3}/a$	$10^{-3} - 10^{-2}/a$	$10^{-2} - 10^{-1}/a$

Häufigkeit der Gasfreisetzung pro Jahr

Abbildung 5.20 Umweltrisiken – Schweden

Ausfallursache	Häufigkeit der Gasfreisetzung pro Jahr		
	Sehr kleines Loch (A)	Normales Loch (B)	Riss (C)
Interaktion mit Handelschiffahrt	4.5 E-8	4.5 E-8	3.7 E-6

Konsequenz	1. Erheblich				
	2. Schwer				
	3. Mittel	B	C		
	4. Geringfügig	A			
		Sehr unwahrscheinlich	Unwahrscheinlich	Wahrscheinlich	Häufig
		$<10^{-5}/a$	$10^{-5} - 10^{-3}/a$	$10^{-3} - 10^{-2}/a$	$10^{-2} - 10^{-1}/a$

Häufigkeit der Gasfreisetzung pro Jahr

Abbildung 5.21 Umwelt Risiken – Dänemark

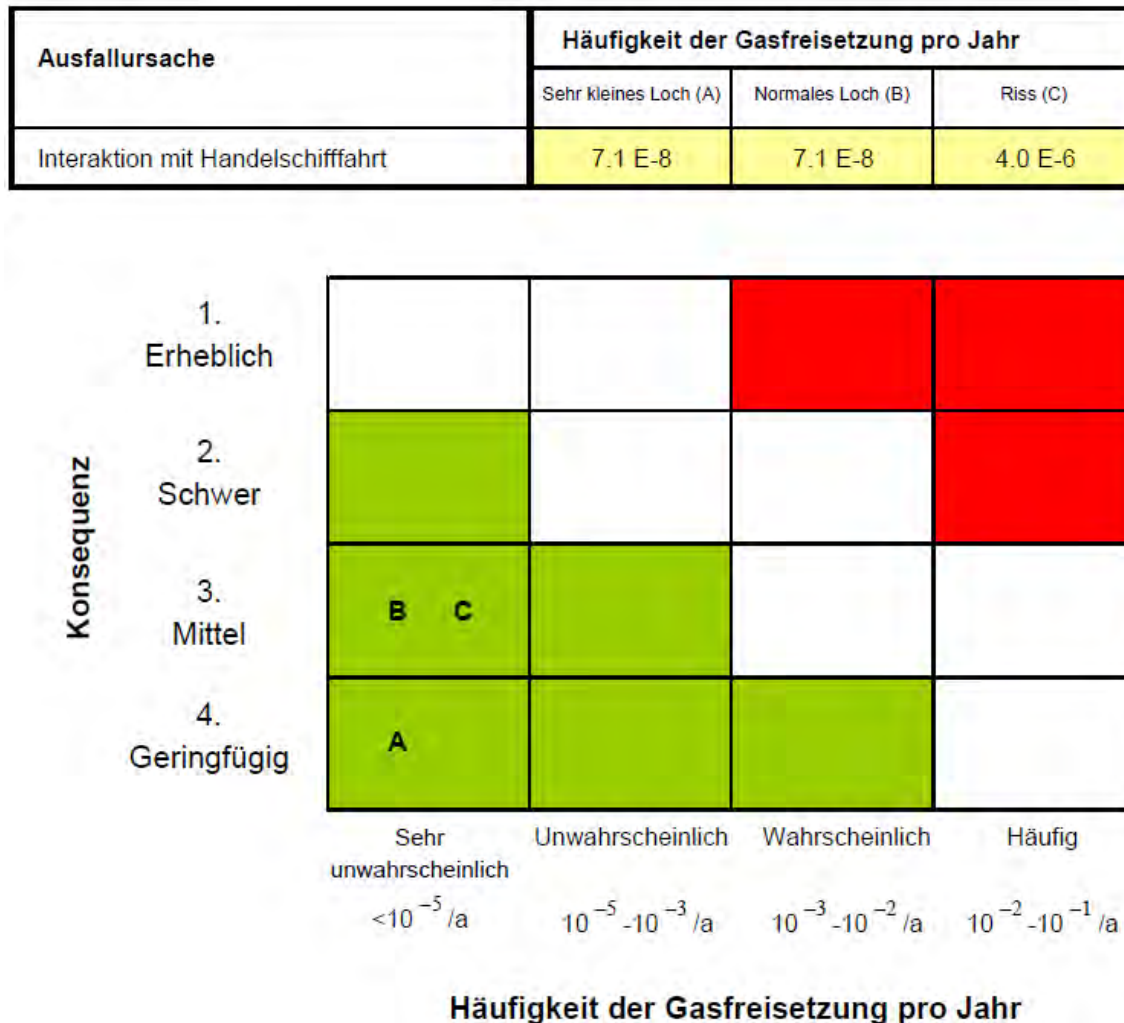


Abbildung 5.22 Umweltrisiken – Deutschland.

5.4.5 Treibhauspotenzial

Durch jede Nord Stream-Pipeline werden pro Jahr 27,5 Mrd. Kubikmeter ⁽¹⁾ trockenes, „süßes“ Erdgas zwischen Russland und Deutschland transportiert. Unter gemeinsamer Berücksichtigung sämtlicher kritischer Pipeline-Abschnitte wird ein komplettes Bersten der Pipeline einmal alle 20.000 Jahre erwartet (**siehe Abschnitt 5.4**). Während der Lebensdauer der Pipeline ist ein solches Ereignis dementsprechend zwar sehr unwahrscheinlich, dennoch hat Nord Stream das Treibhauspotenzial einer solchen Störung berücksichtigt.

(1) Standard-Kubikmeter – Gas unter Standardbedingungen, definiert als Druck von 1 Atmosphäre und einer Temperatur von 15 °C.

Im Falle eines kompletten Berstens der Pipeline schließt das Einlassventil, und über das Auslassventil wird möglichst viel Gas aus der Pipeline ausgelassen. Zur Bestimmung der größtmöglich austretenden Gasmenge kann von einer gleichzeitigen Schließung des Einlass- und des Auslassventils ausgegangen werden, nach der in der Pipeline ein Ausgleichsdruck von rund 165 bar herrscht (siehe **Abbildung 5.23**)

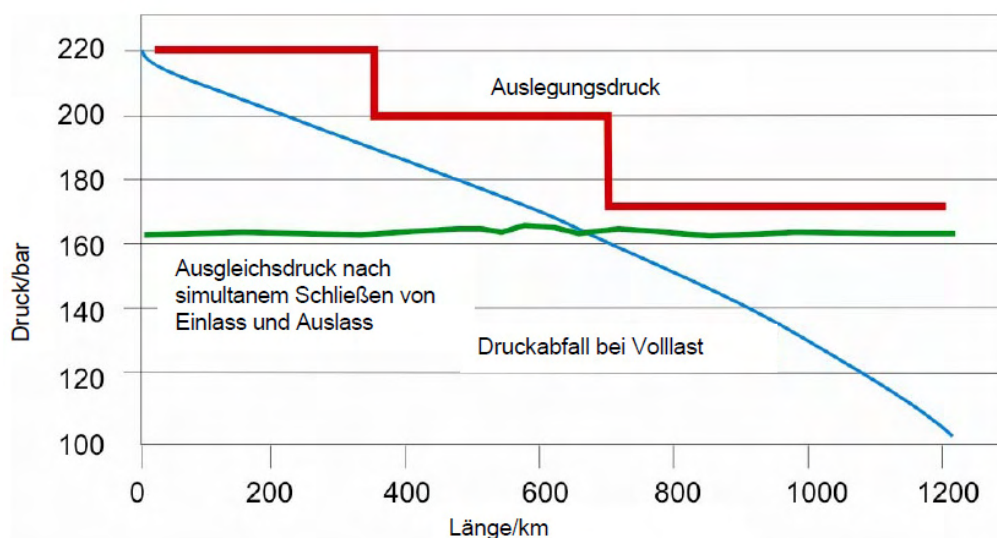


Abbildung 5.23 Methandruck in der Nord Stream-Pipeline ⁽¹⁾

Anhand der in der Projektbeschreibung angegebenen Pipeline-Abmessungen ⁽¹⁾ (1.153 mm Innendurchmesser, 1.220 km Länge) lässt sich ein Pipeline-Volumen von 1,27 Mio. Kubikmeter errechnen. Bei oben genanntem Ausgleichsdruck von 165 bar befinden sich 210 Mio. Kubikmeter Gas (bei Atmosphärendruck) in der verschlossenen Pipeline. Die Methandichte ist temperaturabhängig. Bei einem Druck von 1 Atmosphäre hat Methan eine Dichte von 0,688 kg/m³ (bei 20 °C) bzw. 0,717 kg/m³ (bei 0 °C). Gemäß dem Swedish Meteorological Institute ⁽²⁾ liegt die Temperatur am Grund der Ostsee zwischen 4 °C und 6 °C. Bei 5 °C beträgt die Methandichte 0,705 kg/m³, und die Gasmasse in der Pipeline (bei 165 bar und 5 °C) liegt bei rund 148.000 t.

(1) Nord Stream AG und Rambøll. 6. Juni 2008. Project Description. Work Paper for Danish Permit Application (Auszug vom Espoo-Arbeitspapier, Mai 2008).

(2) Swedish Meteorological and Hydrological Institute. SMHI's mission is to manage and develop information on weather, water and climate that provides knowledge and advanced decision-making data for public services, the private sector and the general public. <http://www.smhi.se/cmp/jsp/polopoly.jsp?d=11122&l=sv> (Zugriff vom August 2008).

Da Methan eine geringe Wasserlöslichkeit aufweist, wurde im Rahmen der in diesem Dokument beschriebenen Berechnungen davon ausgegangen, dass durch einen Riss freigesetztes Methan vollständig in die Atmosphäre eintritt. Im aktuellen Vierten Sachstandsbericht des IPCC wird darauf hingewiesen, dass das Treibhauspotenzial von Methan 25 mal so hoch ist wie das von Kohlendioxid. Die Emission von einer Tonne Methan ist daher vergleichbar mit der Emission von 25 Tonnen Kohlendioxid. Bezogen auf das Treibhauspotenzial entspricht die Freisetzung von 148.000 Tonnen Methan in die Atmosphäre somit der Freisetzung von 3,7 Millionen Tonnen Kohlendioxid.

Wenn man die nationalen Kohlendioxidemissionen betrachtet (siehe **Tabelle 5.15**), entsprechen 3,7 Mio. Tonnen Kohlendioxid weniger als einem Viertel der jährlichen Emissionen Russlands (Daten aus dem Jahr 2004), weniger als 0,5 % der jährlichen Emissionen Deutschlands, jedoch 7,0 % der jährlichen Emissionen Dänemarks oder Schwedens.

Tabelle 5.15 Nationale Kohlendioxidemissionen (2004)

Land	Jährliche CO ₂ -Emissionen (in Tsd. metrischen Tonnen)	Entsprechende jährliche Emissionen aus gerissener Pipeline (in %)
Russland	1.524.993	0,24
Deutschland	808.767	0,46
Finnland	65.799	5,6
Schweden	53.033	7,0
Dänemark	52.956	7,0

Daten des Carbon Dioxide Information Analysis Centre, Veröffentlichung durch die United National Statistics Division (<http://millenniumindicators.un.org/unsd/mdg/SeriesDetail.aspx?srid=749&crld>)

Zum Vergleich: Wenn das durch einen Riss austretende Methanvolumen an Kunden geliefert und verbrannt wird und somit Kohlendioxid und Wasser bildet, würden dadurch 407.500 t Kohlendioxid entstehen. Das bedeutet, dass das durch einen möglichen Riss freigesetzte Methan bezogen auf das Treibhauspotenzial einer neunmal höheren Kohlendioxidmenge entspricht als dies bei der Verbrennung des gleichen Volumens der Fall wäre.

Dem Schiffsverkehr in der Ostsee wird derzeit eine Gesamtemission von 41,4 Mio. t Kohlendioxid zugeschrieben ⁽¹⁾. Mit 16 Mio. t Kohlendioxid sind die Tanker dabei die größten Emittenten (siehe **Tabelle 5.16**).

(1) Nord Stream AG und Ramboll. September 2008. Memo 4.3p - Air emissions and climate. Nord Stream Report No. G-PE-PER-EIA-100-43P00000.

Tabelle 5.16 Kohlendioxidemissionen aufgrund des Schiffsverkehrs in der Ostsee

Schiffstyp	Geschätzte CO ₂ -Emissionen (in Tsd. t/j)	Entsprechende Emissionen aus gerissener Pipeline (in %)
Fracht	13.526,4	27,4
Tanker	15.995,8	23,2
Passagier	2.757,5	134,3
Sonstige	2.899,3	127,8
Unbekannt	4.131,3	89,7
Kombiniert (95 % des Schiffsverkehrs)	39.310,3	9,4
Gesamt (100 % des Schiffsverkehrs)	41.379,3	9,0

Wie aus **Tabelle 5.16** ersichtlich, entspricht das aufgrund eines Pipeline-Risses freigesetzte Methan bezogen auf das Treibhauspotenzial rund 9 % der jährlichen Kohlendioxidemissionen des gesamten Schiffsverkehrs auf der Ostsee. Aufgrund der sehr geringen Häufigkeit eines solchen Ereignisses (diese entspricht für alle kritischen Pipeline-Abschnitte zusammengekommen rund einer Störung alle 20.000 Jahre) entspricht die infolge eines kompletten Berstens der Pipeline freigesetzte Durchschnittsmasse 180 Tonnen pro Jahr bzw. 0,00044 % der jährlichen Kohlendioxidemissionen aufgrund des Schiffsverkehrs in der Ostsee.

5.5 Diskussion der Risikoergebnisse

Es wird allgemein als unausweichliche Tatsache des Lebens anerkannt, dass wir von Gefahren umgeben sind, die alle das Potenzial haben, unerwünschte Konsequenzen herbeizuführen. Keine menschliche Tätigkeit ist frei von Risiko. Bestimmte Risiken, denen wir uns gegenübersehen, resultieren möglicherweise aus natürlich auftretenden Gefahren (z. B. Erdbeben, Blitzschlag) oder sind das Ergebnis industrieller Prozesse (z. B. Raffinieren von Kraftstoff zum Einsatz in Fahrzeugen), andere wiederum sind mit der individuellen Lebensart verbunden und werden in Kauf genommen, um einen bestimmten Nutzen zu erzielen (z. B. Fahren oder Fliegen).

Die Risikobetrachtung muss immer im Kontext des Nutzens erfolgen, der mit dem Eingehen der jeweiligen Risiken verbunden ist. Bei voller Betriebsfähigkeit befördern die beiden Pipelines 55 Mrd. Kubikmeter Gas von den Gasfeldern in Russland zu den Zielmärkten in Europa und versorgen somit Verbraucher und Unternehmen für die nächsten 50 Jahre mit Energie. Eines der Hauptziele von Nord Stream besteht in der sicheren Konstruktion, sowie dem sicheren Bau und Betrieb des Pipeline-Systems, damit der erwünschte Nutzen erzielt und gleichzeitig sichergestellt wird, dass die damit verbundenen Risiken im allgemein akzeptablen Bereich liegen.

Zu diesem Zweck wurden im Rahmen der in den vorherigen Abschnitten dargelegten umfangreichen Risikoanalysen sowohl die Personen- als auch die Umweltrisiken beurteilt.

5.5.1 Personenrisiken

In diesem Abschnitt werden die Risikoergebnisse im Kontext der in **Abschnitt 5.1.4** dargelegten Akzeptanzkriterien diskutiert.

Pipeline-Bau

Mit dem Pipeline-Bau verbundene Risiken für Dritte *an Land* treten nur dann auf, wenn andere Personen als die Bauarbeiter die Anlandungsstellen betreten oder sich küstennahen Bauschiffen nähern. Der Öffentlichkeit ist der Zutritt zu diesen Stellen und Schiffen jedoch untersagt. Zu diesem Zweck werden an Land gängige Sicherheitsvorkehrungen getroffen und um die küstennahen Schiffe entsprechende Sicherheitszonen errichtet. Das Verletzungs- und Todesfallrisiko für die Öffentlichkeit wird daher als sehr gering eingestuft.

Die Wahrscheinlichkeit, dass im Rahmen der Bauaktivitäten an Land Blindgänger freigelegt werden, ist sehr gering, da das Gebiet bereits mit Magnetometern und Metalldetektoren überprüft wurde und dabei keine entsprechenden Objekte gefunden wurden. Wenn jedoch im Rahmen der Anlandungs-Vorbereitungen Blindgänger gefunden werden, wird um die Baustelle herum gegebenenfalls eine Sicherheitszone eingerichtet, um sicherzustellen, dass sich keine Mitglieder der Öffentlichkeit im Explosionsbereich aufhalten.

Auf *offener See* sind die Besatzungen und Passagiere vorbeifahrender Schiffe den Risiken ausgesetzt, die in Zusammenhang mit einer Kollision mit Bauschiffen stehen. Im Rahmen der quantitativen Bewertung wurde eine konservative Schätzung der Individualrisiken für solche Drittmitarbeiter angestellt. Das Ergebnis dieser Schätzung sieht wie folgt aus (pro Person und Jahr):

- Frachtschiff $4,0 \times 10^{-6}$
- Tanker $8,2 \times 10^{-7}$
- Passagierschiff $1,7 \times 10^{-8}$

Diese Risiken für Drittmitarbeiter liegen deutlich unter dem Kriteriumswert in Bezug auf Risiken für Mitglieder der Öffentlichkeit von $1,0 \times 10^{-4}$ pro Person und Jahr. Das Risiko für Passagiere auf den vorbeifahrenden Schiffen beträgt rund 0,013 % des Risikos eines tödlichen Unfalls im Straßenverkehr (basierend auf dem Mittelwert aus **Tabelle 5.1**). Das Risiko für die Besatzung von Frachtschiffen wird am höchsten eingestuft (dieses entspricht 3,1 % des Risikos eines tödlichen Unfalls im Straßenverkehr).

Während der Bauphase wird unbeschadet der normalen Navigationsverfahren von Handelsschiffen um die Bauschiffe eine Sicherheitszone errichtet.

Während die Leitung zwei im Bau ist, wird die Leitung 1 betrieben und mit der Risikobewertung wurde die potentielle Beschädigung der Leitung betrachtet, die von herunterfallenden Verbindungsstücken während des Ladeprozesses herrühren kann. Man fand heraus, dass das Risiko bei Rohrabständen von 100 m sehr niedrig ist, jedoch wird in manchen Abschnitten der Route der Abstand geringer sein und das muss berücksichtigt werden, wenn in diesen Bereichen Rohre verladen werden.

Pipeline-Betrieb

Die mit dem Betrieb verbundenen Risiken resultieren aus Beschädigungen der Pipeline aufgrund von Interaktionen mit Schiffen in der Ostsee sowie der damit verbundenen Möglichkeit einer Gasfreisetzung und -entzündung. Mögliche Interaktionsszenarien sind Ladungsverlust (z. B. Container von Frachtschiffen), geworfene Anker, Schleppanker, sinkende Schiffe und auf Grund laufende Schiffe (in der Nähe der Landfälle). Weiterhin besteht das Risiko, dass sich Fischfangausrüstung in der Pipeline verfängt, und was in extremen Fällen inkorrektem Gebrauch zum Verlust eines Fischerboots führen kann.

Die Analysen zeigen, dass sämtliche kritischen Pipeline-Abschnitte (d. h. Bereiche mit intensivem Schiffsverkehr) in allen Ländern das für das Projekt festgelegte Akzeptanzkriterium von 10^{-4} Störungen/Abschnitt/Jahr erfüllen. Deshalb ist kein zusätzlicher Schutz der Pipeline erforderlich.

Die in den *F-N*-Kurven der jeweiligen kritischen Pipeline-Abschnitte dargestellten Risikoergebnisse machen zudem deutlich, dass das Risikoniveau extrem niedrig ist (d. h. das Risiko gilt entsprechend den vereinbarten Risikoakzeptabilitätskriterien in allen Fällen als „allgemein akzeptabel“). Die *F-N*-Daten der jeweiligen kritischen Pipeline-Abschnitte eines Landes können summiert und auf Landesebene dargestellt werden (siehe **Abbildung 5.24**).

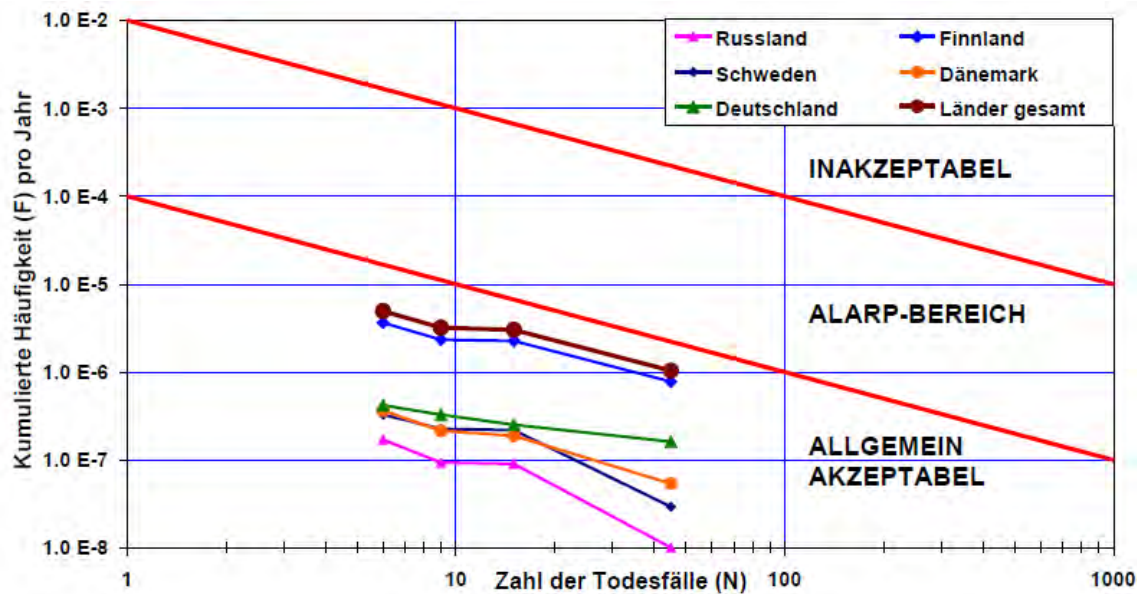


Abbildung 5.24 F-N-Ergebnisse auf Landesebene

Es ist ersichtlich, dass das Risikoniveau in allen Fällen im allgemein akzeptablen Bereich liegt.

Das niedrige Risikoniveau ist zum Teil der Konstruktion (und der entsprechenden Prüfung) der Pipeline geschuldet. Konstruktion und Bau erfolgen gemäß DNV-Standard OS-F101 *Unterwasser-Pipeline-Systeme* von Det Norske Veritas (DNV), Norwegen. Dieser Standard enthält Kriterien und Richtlinien zu Konstruktion, Materialien, Erzeugung, Fertigung, Montage, Vorinbetriebnahme, Inbetriebnahme, Betrieb und Wartung der Pipeline-Systeme. Die DNV-Konstruktionsnormen gelten schon seit mehreren Jahrzehnten als anerkannter Standard für Offshore-Konstruktionsunternehmen. Die Norm zu Unterwasser-Pipelines findet derzeit in sämtlichen Meerespipeline-Konstruktionen für die Erschließung von Öl- und Gasvorkommen in der dänischen und norwegischen Nordsee Anwendung und wird auch weltweit häufig eingesetzt.

Die Wandstärke der Pipeline variiert zwischen 26,8 und 41,0 mm. In Kombination mit der dreifachen Korrosionsschutzbeschichtung aus Polyethylen sowie dem 60 bis 110 mm starken Betonmantel wird so eine extrem hohe Stoßfestigkeit erzielt, die lediglich für extrem große Schiffe und Schleppanker nicht ausreichend ist. Um das Störungsrisiko durch auf Grund laufende Schiffe ebenfalls zu reduzieren, wird die Pipeline in der Nähe der Landfälle die Pipeline unterirdisch verlegt.

In dem sehr unwahrscheinlichen Fall eines großen Unterwasser-Gasausbruchs, wird das Gas in die Wassersäule entlassen und steigt als Gasfahne zur Oberfläche. Es wird an der Oberfläche eine Region geben, in der das Gas in die Luft eintritt. Die Größe dieser Region wird abhängig sein von der Wassertiefe, in der der Ausbruch stattfindet, von der Art der Beschädigung und von

den Bedingungen unter denen die Gaspipeline zur Zeit der Beschädigung gearbeitet hat. Das Ausmaß der Gaswolke aus einem großen Gasleck ist abhängig von der tatsächlichen Art der Beschädigung und den Wetterbedingungen (vorwiegend Wind und Stabilität). Es sollte nicht vorkommen, dass ein Schiff den Auftrieb verliert, wenn es über eine Gasfahne fährt⁽¹⁾.

Erdgas ist viel leichter als Luft und deshalb steigt es schneller nach oben. Deshalb ist die Gefahr, dass Menschen an Land von einem Offshore-Gasausbruch beeinträchtigt werden, besonders gering. Es gibt außerdem keine Dörfer in der unmittelbaren Nähe dieses Gebietes in Russland und Deutschland, wo die Pipelines die Küste erreichen.

Generell gibt es keine dauerhaft eingerichteten Sperrzonen entlang der Pipeline. Die einzige Ausnahme bildet die küstennahe Annäherung in Deutschland, wo die Pipeline parallel zum Schifffahrtskanal verläuft. Hier ist zusammen mit den deutschen Behörden ein 200 m breiter Sicherheitskorridor eingerichtet worden, da es dort häufige, regelmäßige Wartungsarbeiten im Schifffahrtskanal in der Nähe der Pipeline gibt (zur Sicherung der ausreichenden Tiefe des Schifffahrtskanals).

Schleppnetzeinsatz und Risiko für Fischereifahrzeuge

Die Verlusthäufigkeit eines Fischereifahrzeugs aufgrund von Schleifen und inkorrektem Gebrauch wurde anfangs als sehr niedrig eingeschätzt. Trotz des geringen Restrisikos wird empfohlen, dass die Pipelinekonstruktion sicherstellt, dass die Anzahl der freien Spannweiten auf ein Minimum reduziert wird; dass den Fischern Schulung und Information über die Gefahr des Fischens in der Nähe der Pipeline gegeben wird; und dass die Pipeline in die Seekarten eingetragen wird. Bei der Beurteilung der Fischerei ist man zu dem Vorschlag gekommen, dass ein Fond eingerichtet werden sollte, aus dem die Fischer einen Ausgleich für die Beschädigung der Schleppnetzausrüstung durch die Pipeline bekommen sollten (da es sicherer für die Fischer und die Unversehrtheit der Pipeline ist, die Schleppseile zu kappen, anstatt zu versuchen, die Ausrüstung frei zu bekommen).

Nord Stream betrachtet gerade auch Minderungsmaßnahmen, so wie Fischereibeschränkungen in bestimmten Gebieten, wo die Pipeline ein Risiko für Fischereifahrzeuge und ihre Besatzung darstellen könnte. Dies wird auf der nationalen Ebene diskutiert.

Schleppnetzeinsatz und Risiko für die Pipeline

Die Analyse von Schleppnetzeinsätzen zeigt, dass die Pipeline durch einen Kontakt mit Schleppnetzausrüstung nicht beeinträchtigt wird und dass die Schleppnetzausrüstung ausfallen würde bevor die Pipeline beschädigt wird.

(1) Vinnem, J. E. 2007. Offshore Risk Assessment Principles, Modelling and Applications of QRA Studies. ISBN: 978-1-84628-716-9.

Munition

Um sicherzustellen, dass der Pipeline-Korridor keine Blindgänger enthält, die während der Bauarbeiten und der Lebensdauer des Pipeline-Systems möglicherweise eine Gefahr für die Pipeline oder die Umwelt darstellen, wurde eine entsprechende Munitionssuche durchgeführt. Die entsprechenden genauen Angaben und Ergebnisse finden Sie in **Kapitel 8, Ausgangsbeschreibung**. Die Umweltbelastungen durch Munition und chemische Kampfstoffe wird in **Kapitel 9, Umweltverträglichkeitsprüfung und Minderungsmaßnahmen diskutiert**.

Mit der Munitionssuche wurden folgende Ziele verfolgt:

- Identifizieren und Aufzeichnen von möglicher Munition, die gegebenenfalls Konstruktion, Bau und langfristige Integrität der Pipeline beeinträchtigen kann
- Durchführen einer Sichtprüfung von Zielen und Klassifizierung, um mögliche Munition zu identifizieren
- Übernahme von Anomalien, identifizierten Objekten und Zielen aus vorherigen Untersuchungen und Abgleich mit öffentlichen Daten

Auf Grundlage derartiger Untersuchungen wurde die Pipeline-Trasse so gewählt, dass Munitionsvorkommen soweit möglich umgangen werden; als Alternative entfernt werden. Die Maße des „Räumungskorridors“ (25 m auf jeder Seite der Route) beruhen auf einer detaillierten Untersuchung der Auswirkungen von Unterwasserexplosionen ⁽¹⁾, die die Ausbreitung der Schockwelle, die die Pipelinebelastung und die Pipelinereaktion betreffen (hinsichtlich der lokalen und globalen Deformationsarten, der Beanspruchung des Rohrstahls und des elastoplastischen Verhaltens der Betonbeschichtung. Die Analyse beruht auf der theoretischen Ladung von 2000 kg (der größte tatsächliche Blindgänger, der jemals in der Ostsee gefunden wurde, hatte 935 kg Ladungsgewicht und die meisten sind unter 300 kg) und zeigt, dass solch eine Explosion innerhalb von 12 m von der Pipeline nicht zu einem Gasausbruch führen würde. Saipem ist damit beauftragt worden, die Pipeline mit einer Toleranz von +/- 7,5 m zu legen und folglich sichert das ab, dass explodierende Munition an der Seite des Korridors keinen Schaden an der Pipeline verursachen würde.

Es besteht zudem die geringe Wahrscheinlichkeit, dass Munition während der Bauarbeiten aufgestöbert wird und nach Abschluss der Bauarbeiten auf das Rohr zu driftet. An den Klappstellen sind die Strömungen im Bereich des Meeresbodens Angaben zufolge jedoch zu schwach, um schwere Munition zu bewegen ⁽²⁾. Entsprechend wird dieses Risiko als gering eingestuft.

(1) Snamprogetti. 10 June 2008. Effects of Underwater Explosions. Nord Stream Report No. G-EN-PIE-REP-102-0072528-2.

(2) Ramboll. März 1994. Report on Chemical Munitions Dumped in the Baltic Sea - Helcom.

Militärische Übungen

Die NATO sowie verschiedene baltische Staaten führen in der Ostsee militärische Übungen durch und unterhalten dort unter anderem Übungsgebiete für Bombardierungen, Minenverlegung und U-Boot-Tauchgänge. Die Bereiche entlang der Pipeline-Trasse, in denen militärische Übungen durchgeführt werden, wurden im Rahmen einer speziellen Projektstudie identifiziert⁽¹⁾. Nord Stream informiert die entsprechende nationalen Verteidigungs-/Marinebehörden über die maßgeblichen Bauarbeiten und die nachfolgenden Aktivitäten. Ziel ist ein möglichst kurzer Verlauf der Pipeline-Trasse durch Gebiete, in denen möglicherweise Militärschiffe kreuzen sowie, allgemeiner gefasst, eine Vereinbarung zur Reduzierung militärischer Aktivitäten, die zu einer Beeinträchtigung der Pipeline führen können. Um sicherzustellen, dass die in der Nähe der Pipeline verkehrenden Schiffe deren genaue Position kennen, wird die Pipeline auf den maßgeblichen Seekarten vermerkt.

Kollisionen mit Militärschiffen wurden im Rahmen der quantitativen Risikobewertung nicht gesondert erörtert, da die erforderlichen Daten zu diesen Schiffen nicht ohne weiteres zur Verfügung stehen. Der Grund dafür ist, dass diese Schiffe nicht über AIS (Automatic Identification System) verfügen müssen. Offenbar ist der militärische Schiffsverkehr im Vergleich zum kommerziellen Schiffsverkehr jedoch relativ gering, und daher würde eine Berücksichtigung von Militärschiffen höchstwahrscheinlich nicht zu einer Erhöhung der Interaktionshäufigkeit zwischen Schiffen und Pipeline führen. Zudem verfügen Militärschiffe in der Regel über eine größere Besatzung und bessere Wachmaßnahmen als gewerbliche Schiffe und weisen daher ein geringeres Kollisionsrisiko auf.

Chemische Kampfstoffe

Nach dem Ende des Zweiten Weltkriegs wurden im Jahr 1947 chemische Kampfstoffe auf dem Meeresboden abgeladen, insbesondere an den Klappstellen Gotland und Bornholm. Es wird befürchtet, dass diese chemischen Kampfstoffe im Rahmen der Bauarbeiten freigesetzt werden und möglicherweise eine Gefahr für Personen oder die Meeresumwelt darstellen.

Daher hat das dänische National Environmental Research Institute (NERI) of Denmark zwei spezielle Studien zu chemischen Kampfstoffen durchgeführt⁽²⁾ ⁽³⁾ und dabei unter anderem Interviews mit betroffenen Interessengruppen auf Bornholm geführt (z. B. Fischereiverband, Natural Conservation Society, Tiefseetaucher). Im Bereich der Pipeline-Trasse in der Nähe der

(1) Nord Stream AG and Ramboll. Oktober 2007. Memo no. 4.9-2. Military Practice Areas. Nord Stream Report No. G-PE-PER-EIA-100-49200000-01.

(2) Sanderson, H. & Fauser, P. 20. Juni 2008. Risk screening of chemical warfare agents towards humans and the fish community resulting from sediment perturbation from construction of the planned Nord Stream offshore pipelines through risk area 3 (S-route) in the Baltic Sea. NERI report.

(3) Sanderson, H. & Fauser, P. Juli 2008. Historical and qualitative analysis of the state and impact of dumped chemical warfare agents in the Bornholm basin from 1947-2008 NERI report.

Klappstellen wurden zudem umfangreiche Bodenproben entnommen und Sedimentanalysen durchgeführt.

Zwar wurden durch die Verklappung von chemischen Kampfstoffen im Jahr 1947 Fischbestände getötet, und Fischer sind seitdem mit chemischen Kampfstoffen in Kontakt gekommen, seit mindestens einem Jahrzehnt wurde in den dänischen Medien jedoch kein entsprechender akuter Arbeitsunfall gemeldet. Ein Großteil der verklappten chemischen Kampfstoffe hat seit 1947 seine gefährliche Wirkung verloren, derzeit lassen sich an den Klappstellen große Fischbestände beobachten, und die Studien zeigen, dass die Umweltrisiken im Großen und Ganzen begrenzt sind.

Die Laborergebnisse haben entlang der Pipeline-Trasse keine Schadstoffquellen ergeben. Angesichts der Geschichte dieses Gebiets weisen die Ergebnisse offenbar auf eine diffuse, niedrige Hintergrundbelastung hin. Die ermittelten Konzentrationen sind sehr gering und stellen keine Beeinträchtigung für die Meeresumwelt dar. Die Maximalkonzentrationen deuten nicht auf ein Problem in Bezug auf die Rohrverlegung entlang der Trasse hin (diese wurde so gelegt, dass bekannte Wracks mit möglichen Beständen an Munition oder chemischen Kampfstoffen vermieden werden).

Da die Ergebnisse der Studie jedoch auf Schleppnetzaktivitäten in den Sperrgebieten hinweisen, muss davon ausgegangen werden, dass die restlichen Munitionsbestände auf ein sehr breites Gebiet verteilt sind.

5.5.2 Umweltrisiko

Ölspills

Das Umweltrisiko während der Bauphase resultiert aus der Möglichkeit eines Ölspills infolge einer Kollision zwischen einem Drittschiff mit einem Bauschiff oder während des Betankens der Bauschiffe. In Übereinstimmung mit den MARPOL-Auflagen ⁽¹⁾ müssen daher sämtliche Schiffe über einen Notfallplan für Ölverschmutzungen (Shipboard Oil Pollution Emergency Plan, SOPEP) verfügen, der der Genehmigung durch eine Schiffsklassifizierungsorganisation bedarf. Dieser Plan beinhaltet Verfahren zur Leckagekontrolle sowie Berichtsanforderungen im Falle eines versehentlichen Ölspills. Die angemessene Reaktion auf einen Ölspill ist in dem Nord Stream-Notfallbenachrichtigungsverfahren enthalten, das für die Bauphase umgesetzt wird.

Sollte es zu einer Kollision mit einem Öltanker kommen, besteht offensichtlich das Risiko eines relativ großen Ölspills. Im Falle von Ölspills würden die entsprechenden Reaktionsmaßnahmen

(1) Das MARPOL-Übereinkommen ist das wichtigste internationale Übereinkommen zum Schutz der Meeresumwelt durch Verhütung der Meeresverschmutzung durch Schiffe (Betriebs- oder Unfallursachen).

wie z. B. Eingrenzung und Zerstreuung/Entsorgung des Ölfilms eingeleitet (siehe weitere Erörterung in **Kapitel 9.8, Ungeplante Ereignisse**) und so die negativen Auswirkungen minimiert werden.

Gasfreisetzung

Während des normalen Pipeline-Betriebs findet keine Gasfreisetzung in die Umgebung statt. Dies wäre nur im unwahrscheinlichen Fall eines Lecks/Risses in der Pipeline möglich. Die Gesamthäufigkeit von Gasfreisetzungen in allen kritischen Pipeline-Abschnitten wurde mit $4,9 \cdot 10^{-5}$ pro Jahr angesetzt, was rund einer Störung alle 20.000 Jahre entspricht. In diesem Fall würde das Gas an die Wasseroberfläche steigen und sich dort schnell zerstreuen. Es ist davon auszugehen, dass durch Wasser aufsteigendes Erdgas keine Auswirkungen auf die im Wasser lebenden Säugetiere hat, da es sich dabei um ein ungiftiges Gas handelt. Eine örtliche Reduzierung des Sauerstoffgehalts in der Wassersäule wäre vorübergehender Natur. Sobald das Gas die Meeresoberfläche erreicht hat, verteilt es sich in der Atmosphäre, sodass weitere Auswirkungen auf Meeressäuger ausgeschlossen sind.

Die Gefahr einer Beeinträchtigung der Umwelt durch freigesetztes Gas, die zu einer Beschädigung von Schiffen führt, sodass gefährliche Ladung freigesetzt wird, ist sehr gering. Damit solch ein Szenario stattfinden kann, muss eine Kombination einer Vielzahl von Ereignissen vorliegen.

- Die Pipeline muss in so einem Umfang beschädigt sein, dass ein großer Gasausbruch stattfindet (totaler Rohrbruch) – ein sehr unwahrscheinliches Ereignis
- Ein Schiff muss die Gaswolke passieren bevor sich die Information über die Freisetzung des Gases im Schiffsverkehr verbreitet hat (d.h. bevor Schiffe gewarnt werden können, um den betroffenen Bereich zu meiden)
- Die Gaswolke muss durch vorbeifahrende Schiffe entzündet werden
- Das Schiff muss in solch einem Umfang beschädigt werden, dass es die Ladung verliert (dies ist sehr unwahrscheinlich in einem explosionsartigen Feuerszenario, da kein signifikanter Überdruck erzeugt wird)

Es sollte bemerkt werden, dass die Häufigkeit der Schiffskollisionen mit folgender Freisetzung von Öl oder anderer Arten gefährlicher Materialien viel größer ist, als die geschätzte Häufigkeit des Pipelineausfalls mit Freisetzung von Gas.

Treibhauspotenzial

Die Gesamtmasse des Methans in der Pipeline ist sehr hoch. Zudem hat Methan ein 25 mal höheres Treibhauspotenzial als Kohlendioxid. Aufgrund der erwarteten sehr geringen Häufigkeit von Methanfreisetzungen entspricht die durchschnittliche freigesetzte Masse pro Jahr infolge eines kompletten Berstens lediglich 0,00044 % der jährlichen Kohlendioxidemissionen aufgrund des Schiffsverkehrs in der Ostsee (bezogen auf das Treibhauspotenzial).

Laichgebiete

Pipeline-Bauarbeiten in Laichgebieten können schwere Umweltschäden verursachen. Entsprechend wurde im Rahmen der Projektplanung die mögliche Zugangsbeschränkung zu diesen Gebieten während der Laichsaison berücksichtigt. Die möglichen Auswirkungen auf Laichgebiete sowie die entsprechenden Maßnahmen zur Reduzierung dieser Auswirkungen werden im Rahmen der Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) in **Kapitel 9** erörtert.

5.6 Risikominderungsmaßnahmen

Im Rahmen der verschiedenen für Bau und Betrieb der Nord Stream-Pipeline durchgeführten Risikobewertungen wurden spezielle Risikominderungsmaßnahmen aufgezeigt, mit denen sichergestellt wird, dass das Risiko für Dritte und die Umwelt jederzeit innerhalb der in den Bewertungen festgelegten Bereiche liegt. Im Rahmen der Untersuchungen wurden zudem weitere optimale Verfahrensweisen erörtert, die in diesem Projekt umzusetzen sind. Diese Risikominderungsmaßnahmen und optimalen Verfahrensweisen sind nachstehend unter den Überschriften „Konstruktion“, „Bau“ und „Betrieb“ zusammengefasst (siehe auch Hierarchie der Risikosteuerung in **Abschnitt 5.1.5**).

5.6.1 Konstruktion

- Druckregelung in der Pipeline, automatisches Druckwächtersystem
- Leckageerkennung in der Pipeline (Aufsichts- und Datenerfassungssystem, automatische Alarmer und Signale an das ESD-System)
- Überwachung der Pipeline-Parameter (einschließlich Überwachung der Pipeline-Temperatur)
- Brand-/Gaserkennung und -Schutz
- Notabschaltung
- Reduzierung freier Pipeline-Spannlängen auf dem Meeresboden

- Äußerer Korrosionsschutz
- Schutz durch Betonmantel, der zusätzlichen Schutz gegenüber Stößen bietet
- Abkippen von Steinen über der Pipeline in empfindlichen Bereichen (z. B. in der Nähe der Anlandungsstelle, um Beschädigungen der Pipeline durch Schiffe zu vermeiden).
- Umfassende Vermessungen als Grundlage zur Beseitigung identifizierter Munition
- Unabhängige Qualitätsprüfung der Konstruktionsarbeiten durch DNV und SGS/TÜV
- Qualitätssicherung/-kontrolle und relevante Inspektionen und Prüfungen in allen Projektphasen
- Abschließende Konformitätsbescheinigung für das gesamte Pipeline-System durch DNV

5.6.2 Bau

- Maßnahmen zur Reduzierung des Kollisionsrisikos mit Schiffen, wie z. B.:
 - Navigationswarnungen
 - Hinweise an Kapitäne
 - ARPA-Radarsysteme, die automatisch die Bewegungsbahn vorbeifahrender Schiffe aufzeichnen und im Falle einer möglichen Kollisionssituation einen Alarm ausgeben
 - AIS-Systeme zur Identifizierung vorbeifahrender Schiffe sowie zur Bereitstellung von Positions-, Kurs- und Geschwindigkeitsinformationen
 - Funksprüche auf UKW
 - Einsatz erfahrener Unternehmen/Mitarbeiter ⁽¹⁾
 - Muttersprachler auf dem Verlegungsschiff, um die Kommunikation mit örtlichen Schiffen zu ermöglichen
 - Notfallmaßnahmen zur Kollisionsvermeidung
- Ölspill-Notfallmaßnahmen und -ausrüstung auf allen Bauschiffen

(1) Der größte an dem Bau der Nord Stream-Pipelines beteiligte Auftragnehmer ist das Unternehmen Saipem UK Ltd der Eni-Gruppe. Saipem verfügt über ein HSE-Managementsystem, und das Qualitätsmanagementsystem des Unternehmens wurde von der Lloyd's Register Group nach ISO 9001:2000 zertifiziert.

- Notfallschutzpläne auf allen der Bauschiffe und an den Landanlagen in Russland und Deutschland
- Ein Fischereivertreter auf einem der Bauschiffen zur etwaigen Aktivitätskoordination
- Permanente visuelle und Radarüberwachung auf den Bauschiffen
- Durch Wachschiff durchgesetzte Sicherheitszone um das Rohrverlegungsschiff herum, wenn es als notwendig erachtet wird (d.h. in Bereichen mit hohem Schiffsverkehr)
- Sicherheitsmaßnahmen/-zäune entlang der Anlandungs-Baubereiche
- Überqueren von Unterwasser-Komponenten, (Kabel/Pipelines) anhand von speziellen Einrichtungen
- Einschränkung der Bauaktivitäten zu kritischen Zeiten in der Nähe von Laichgebieten
- Konformität mit MARPOL-Anforderungen an die Öl- und Abfallentsorgung
- Einsatz von Tankwällen und doppelwandigen Tanks zur Kraftstofflagerung an Land
- Einsatz von Ölübernahmeschläuchen mit selbstdichtenden Kupplungen (diese verschließen den Schlauch nach der Trennung von den Lagerpunkten)
- Ölspill-Reinigungssätze an den Baustellen zur Reaktion auf örtliche Spills
- Aktionspläne zur Munitionshandhabung für sämtliche Länder zur Beseitigung (d. h. Heben, Entschärfung, Transport und Entsorgung) sämtlicher während der Bauarbeiten gefundener Munition; ggf. kommen hierbei Spezialisten zum Einsatz (der russische Zivilschutz unterstützt beispielsweise die Arbeiten an der russischen Anlandung).
- Zugprüfung der Anker von Bauschiffen nach deren Installation, um das Risiko eines geschleppten Ankers zu reduzieren
- Wettervorhersage zur Identifizierung beginnender unbeständiger/schlechter Wetterbedingungen sowie zur Aufstellung von Kriterien zur Aussetzung von Bauarbeiten
- Minimierung des auf Grund laufens von Schiffen durch Einsatz von speziellen Schiffsnavigationsverfahren, Offizierskompetenz, Lotsen bei Bewegungen im Hafen und Vorbereitung von Durchfahrtsplänen
- Einsatz spezieller Betank/-Lagerungsverfahren für das Rohrverlegungsschiff und den Ankerschlepper (damit wird Folgendes sichergestellt: Schläuche werden geprüft,

Auffangbecken und Ölspeichersätze sind vorhanden, Speigatte sind blockiert, Kommunikation ist hergestellt, Betrieb wird gründlich überwacht, um Spills beim Öltransport zu reduzieren)

- Maßnahmen zur Reduzierung von Eingriffen auf dem Meeresboden, wie z. B.:
 - Getrennte Lagerung verschiedener Bodentypen zur Rückverfüllung (Deutschland, Natura 2000 Gebiet)
 - Entsorgung von Material mit hohem Anteil an organischen Stoffen an Land (Deutschland, Natura 2000 Gebiet)
 - Rückverfüllung an der jeweiligen Aushubstelle nach der Rohrverlegung
 - Grabenlegung durch Pflug anstelle von Strahlbohrung mit hydraulischem Jet Sled (sofern möglich)
 - Reduzierung der eingriffsbedingten Sedimentverteilung durch Einsatz von Siltcurtains und Blasenschirmen, wo notwendig
- Informieren der maßgeblichen nationalen Verteidigungs-/Marinebehörden über die Baumaßnahmen und die nachfolgenden Aktivitäten (ggf. mit dem Ziel der Reduzierung der von Militärschiffen gekreuzten Pipeline-Abschnitte, der Verlegung von U-Boot-Übungsgebieten usw.)

5.6.3 Betrieb

- Überwachung des Verbrauchszustands von Opferanoden
- Vermerkung der Pipeline auf den maßgeblichen Seekarten
- Informieren und Schulen der Fischereigemeinschaft
- Trocknen der Pipeline vor Erstinbetriebnahme zwecks Korrosionsschutz
- Druckprüfung vor Gasbefüllung
- Einsatz intelligenter Molche zur regelmäßigen Inspektion/Überwachung
- Permanente Besetzung des Hauptkontrollraums durch einen bis zwei Bediener
- Vollständige Überwachung der Pipeline-Parameter unabhängig vom Kontrollraum
- Pipeline-Notfallschutzplan

- Managementsystem für die Pipeline-Integrität (einschließlich z.B. der regelmäßigen Vermessung, Beobachtung der Erosion, Beobachtung der Entwicklung der Spannweiten.)
- Durchführung der geplanten Wartung und Inspektion in Übereinstimmung mit Herstellerangaben, gesetzlichen Auflagen und anerkannten optimalen Branchenverfahren

5.7 Zusammenfassung und Schlussbemerkung

Die Ergebnisse der umfangreichen Analysen der Personen- und Umweltrisiken während des Baus und des Betriebs der Nord Stream-Pipelines zeigen, dass entsprechend den für das Projekt festgelegten Risikoakzeptabilitätskriterien *keine als inakzeptabel eingestuft* Risiken bestehen. Dies ist insofern nicht verwunderlich, als dass Erdgas-Pipelines auf der ganzen Welt zum Einsatz kommen und als sichere Möglichkeit zum Transport großer Gasvolumen gelten. So verlaufen beispielsweise Pipelines mit einer Länge von 122.000 km durch Europa ⁽¹⁾, Erdgas-Pipelines mit einer Länge von mehr als 548.000 km durch die USA ⁽²⁾, ebenfalls Erdgas-Pipelines mit einer Länge von 21.000 km durch Australien ⁽³⁾ und zahlreiche weitere Gas-Pipelines durch Russland und Kanada. Offshore-Pipelines beeinträchtigen die Umwelt nur minimal und zeitweilig während ihrer Installation und kaum während des Betriebs. Mehr als 6000 km Pipeline werden in der Nordsee betrieben, einige davon sind seit etwa 1970 in Betrieb, was die Durchführbarkeit und die Auswirkung der Offshore-Pipeline kennzeichnet.

Die Risiken für Dritte während des Baus beschränken sich auf Besatzung und Passagiere von vorbeifahrenden Schiffen, die mit den Bauschiffen kollidieren können. Diese Risiken liegen jedoch deutlich unter den Risikokriterien für Mitglieder der Öffentlichkeit. Die größten Umweltrisiken im Rahmen der Bauphase resultieren aus möglichen Ölspills infolge von Kollisionen zwischen Tankern und Bauschiffen. Die Wahrscheinlichkeit dieses Szenarios wird allerdings durch die Schaffung von Sicherheitszonen im Bereich der Bauschiffe reduziert.

Die Risiken für Dritte während des Pipeline-Betriebs resultieren aus der Möglichkeit von Pipeline-Schäden, Gasfreisetzung und -zündung, durch die Personen auf Schiffen in dem betroffenen Bereich beeinträchtigt werden können. Diese Risiken sind erwiesenermaßen sehr gering. Die wesentliche Ursache für Pipeline-Schäden sind geschleppte Anker (bzw. in einigen Bereichen sinkende Schiffe). Um sicherzustellen, dass die in der Nähe der Pipeline fahrenden

-
- (1) European gas pipeline incident data group (EGIG). EGIG ist eine Kooperation zwischen einer Gruppe von 15 Hauptbetreiber von Gasüberliefersystemen in Westeuropa und ist the Eigentümer einer extensiven Datenbank von Gaspipeline-Vorkommnissen - www.egig.nl (Zugriff vom August 2008).
- (2) Der Auslandsnachrichtendienst der Vereinigten Staaten (US Central Intelligence Agency - CIA). The world factbook. <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/> (Zugriff August 2008).
- (3) Website der australischen Gesellschaft für Pipelineindustrie. APIA ist eine nationale Körperschaft, die Interessen des australischen Sektors der Hochdruck-Transportleitungen repräsentiert. www.apia.net.au (Zugriff im August 2008).

Schiffe deren Position kennen, wird die Pipeline jedoch auf den maßgeblichen Seekarten vermerkt. Zudem wird die Pipeline in bestimmten Bereichen durch Abkippen von Steinen gesichert, um eine Beschädigung durch Schleppanker zu vermeiden.

Wie vorher in **Abschnitt 5.1.2** bemerkt, gibt es immer einen gewissen Grad an Ungewissheit bei der Risikobeurteilung. Jedoch zeigen die oben diskutierten Einschätzungen, dass die geschätzten Risikowerte wesentlich unter dem Kriterium der Risikotolerierbarkeit liegen, die für das Projekt vereinbart wurde und sogar wenn die Ergebnisse um eine Größenordnung höher liegen würden, würden sie deshalb noch weitgehend annehmbar sein.

Nicht geplante Ereignisse, wie z.B. ausgelaufener Kraftstoff oder Öl, das Stören von konventioneller Munition und ein Pipelinestörfall, haben das Potential grenzüberschreitende Auswirkungen hervorzurufen (d.h. Auswirkung auf die Ressourcen/Rezeptoren in den anderen Ländern, in denen das Ereignis nicht stattgefunden hat.). Es hat sich jedoch gezeigt, dass das Gesamtrisiko (welches für den Pipeline-Betrieb die Summe aus allen nationalen Auswirkungen darstellt), einschließlich der Auswirkung auf die Fischereiindustrie und die kommerzielle Schifffahrt, niedrig ist.

5.8 Referenzliste

Australian pipeline industry association website. APIA is a national body representing the interests of Australia's high-pressure transmission pipeline sector. www.apia.net.au (accessed August 2008).

Det Norske Veritas (DNV). January 2003. Risk Management in Marine and Subsea Operations. Recommended Practice, DNV-RP-H101.

Energy Institute. 2003. PARLOC 2001: The update of Loss of Containment Data for Offshore Pipelines. Report prepared by Mott MacDonald Ltd for The Health and Safety Executive, The UK Offshore Operators Association and The Institute of Petroleum. ISBN 0 85293 404 1.

European gas pipeline incident data group (EGIG). EGIG is a co-operation between a group of fifteen major gas transmission system operators in Western Europe and is the owner of an extensive gas pipeline-incident database. www.egig.nl (accessed August 2008).

Global Maritime. September 2008. Nord Stream Pipeline Project Risk Assessment Construction Phase. Report No. GM-45190-0708-49203. Nord Stream Report No. G-GE-RSK-REP-126-GM-000049203.

Nord Stream AG. August 2007. Introduction to Health, Safety and Environmental (HSE) Management in Nord Stream AG. Nord Stream Report No. G-GE-HSE-PRO-000-000604L1.

Nord Stream AG and Snamprogetti. January 2008. HSE Activities Management Plan. Nord Stream Report No. G-EN-HSE-REP-102-00085000.

Nord Stream AG and Rambøll. June 2008. Project Description. Work Paper for Danish Permit Application (Extract from Espoo Work Paper, May 2008).

Nord Stream AG and Rambøll. September 2008. Memo 4.3p - Air emissions and climate. Nord Stream Report No. G-PE-PER-EIA-100-43P00000.

Nord Stream AG and Rambøll. 4 October 2007. Memo no. 4.9-2. Military Practice Areas. Nord Stream Report No. G-PE-PER-EIA-100-49200000-01.

Rambøll. March 1994. Report on Chemical Munitions Dumped in the Baltic Sea - Helcom.

Sanderson, H. & Fauser, P. June 2008. Risk screening of chemical warfare agents towards humans and the fish community resulting from sediment perturbation from construction of

the planned Nord Stream offshore pipelines through risk area 3 (S-route) in the Baltic Sea. NERI report.

Sanderson, H. & Fauser, P. July 2008. Historical and qualitative analysis of the state and impact of dumped chemical warfare agents in the Bornholm basin from 1947-2008 NERI report.

Snamprogetti. March 2008. Seismic Design Basis, Snamprogetti report. Nord Stream Report No. G-EN-PIE-REP-102-00071738.

Swedish Meteorological and Hydrological Institute. SMHI's mission is to manage and develop information on weather, water and climate that provides knowledge and advanced decision-making data for public services, the private sector and the general public.
<http://www.smhi.se/cmp/jsp/polopoly.jsp?d=11122&l=sv> (accessed August 2008).

Snamprogetti. June 2008. Effects of Underwater Explosions. Nord Stream Report No. G-EN-PIE-REP-102-0072528-2.

UK Health and Safety Executive. 2001. Reducing Risks, Protecting People: HSE's decision-making process. ISBN 0 7176 2151 0.

US Central Intelligence Agency (CIA): The CIA is an independent US Government agency responsible for providing national security intelligence to senior US policymakers. The world factbook <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/> (accessed August 2008).

Vinnem, J. E. 2007. Offshore Risk Assessment Principles, Modelling and Applications of QRA Studies. Springer. 2nd edition. ISBN 978-1-84628-716-9.