

Frekvenser for uhellsutslipp av olje i Barentshavet:

Rapport til Kystdirektoratet, Beredskapsavdelingen
Rapport nr.: 2006-0054
Rev 01, 11 januar 2006

Frekvenser for uhellsutslipp av olje i Barentshavet

for

Kystdirektoratet, Beredskapsavdelingen
Moloveien 7
Horten

DET NORSKE VERITAS AS
Veritasveien 1
1322 Høvik
Tel: +47 67 57 99 00
Fax: +47 67 57 99 11
Registrert i Norge
NO 945 748 931 MVA

NORWAY

Kontaktperson: Ole Hansen

Rapport nr.: 2006-0054

Emnegruppe: Risiko

Indekseringstermer

:

Utarbeidet av: *Navn*
Severin Frigstad, Peter Hoffman, Lars
Atle Andersen og Ole Øystein Aspholm

Signatur

Verifisert av: *Navn og stilling*
Kjersti Ottestad
Navn og stilling

Signatur

Godkjent av: *Navn og stilling*
Erling Svendby

Signatur

Signatur

Utstedelsesdato: 11 januar 2006

Prosjekt nr: 62113485

- Ingen distribusjon uten tillatelse fra oppdragsgiver eller ansvarlig organisasjonsenhet (forøvrig, fri distribusjon for internt bruk innen DNV etter 3 år)
- Ingen distribusjon uten tillatelse fra oppdragsgiver eller ansvarlig organisasjonsenhet
- Strengt konfidensiell
- Fri distribusjon

Alle opphavsrettigheter tilhører Det Norske Veritas AS. Det er ikke tillatt å reproducere eller overføre denne publikasjonen eller deler av denne i noen form eller på noen måte, inkludert kopiering, nedtegning og opptak, uten at man på forhånd har fått skriftlig samtykke fra Det Norske Veritas AS.

Innhold:

1.0	Introduksjon	1
2.0	Formål	1
3.0	Harmonisering av utslippsmengder	1
4.0	Beskrivelse av scenario 2020	2
4.1	Petroleumsaktivitet	2
4.1.1	Avgrensninger	2
4.2	Skipstrafikk	3
5.0	Frekvens for utslipp fra skip	3
6.0	Frekvens for utslipp fra petroleumsaktiviteter	7
6.1	Vurderinger knyttet til utblåsninger	7
6.1.1	Scenariobeskrivelse	7
6.1.2	Viktige antagelser.....	8
6.1.3	Basisfrekvenser	8
6.1.4	Frekvensberegninger	10
6.1.5	Konsekvensvurderinger.....	11
6.1.6	Frekvenser for oljeutslipp fra utblåsninger	11
6.2	Vurderinger knyttet til stigerør og stålrørledninger:.....	12
6.2.1	Scenariobeskrivelse	12
6.2.1.1	Stigerør.....	12
6.2.1.2	Rørledninger.....	13
6.2.2	Basisfrekvenser	14
6.2.3	Frekvensberegninger	15
6.2.4	Konsekvensvurderinger.....	16
6.2.5	Frekvenser for utslipp fra stigerør og rørledninger	18
6.3	Vurderinger knyttet til FPSO	18
6.4	Oppsummering av frekvenser for utslipp fra petroleumsaktiviteter	20
7.0	Sammenlikning av frekvenser for utslipp fra skipsfart og petroleumsvirksomhet	21
8.0	Konklusjon	24
9.0	Referanser	25
	Appendiks A - Karaktersetting av rør	26

1.0 Introduksjon

Denne rapporten ser på frekvens for uhellsutslipp av olje fra petroleumsvirksomhet og skipstrafikk i Lofoten og Barentshavet med år 2020 som basis. Rapporten bygger på tidligere arbeid utført i /2/, og er i hovedsak basert på en vurdering av historiske datakilder, med enkelte justeringer i forhold til representativitet for aktivitetens og områdespesifikke forhold. Rapporten gir en fremstilling som gjør det mulig å sammenligne frekvensene for de to næringene fordelt på ulike kategorier og typer utslipp.

Studiet begrenser seg til kun å inkludere hendelser med oljeutslipp over 1000 tonn. Gassfelt er ekskludert, da disse ikke forventes å gi store oljeutslipp.

2.0 Formål

Formålet er å beregne frekvens for uhellsutslipp fra skipstrafikk og petroleumsvirksomhet i Barentshavet på et harmonisert format med hensyn på oljemengdekategorier, slik at frekvens for uhellsutslipp fra de to industriene kan sammenliknes.

3.0 Harmonisering av utslippsmengder

Risikoanalyser i oljeindustrien opererer med ulik inndeling av mengdekategorier for uhellsutslipp av olje enn ved risikoanalyser for skipsfart. For bedre å sammenlikne risiko for uhellsutslipp fra de to industriene er det behov for å harmonisere mengdekategoriene. Videre er det svært ulike metoder for å beregne størrelsen på utslipp og frekvensen for utslippene. Metodene for å beregne utslippstørrelser og frekvenser vil bli diskutert i dette dokumentet.

Mengdekategorier for uhellsutslipp som anvendes i denne rapporten er harmonisert med utgangspunkt i mengdekategoriene benyttet for risikoanalyser i skipsfart. Nedre mengdekategori er vanligvis 100-2000 tonn, men i denne analysen er det valgt å sette nedre grense på 1000 tonn. Derfor er nedre mengdekategori kun 1000-2000 tonn. For å få til sammenliknbare frekvenser er følgende kategorier benyttet:

- 1000-2000 tonn
- 2000-20 000 tonn
- 20 000-100 000 tonn
- >100 000 tonn

4.0 Beskrivelse av scenario 2020

4.1 Petroleumsaktivitet

Som grunnlag for rapporten ligger scenario 2020 som beskrevet i /1/. I dette scenarioet er det to aktuelle oljefelt, Nordland VI og Loppfågda. Under følger en kort beskrivelse av de to aktuelle feltene. Informasjonen er basert på /3/.

Feltene vil basere seg på to ulike utbyggingsløsninger. FPSO for Loppfågda og en type overflateinstallasjon for Nordland VI, ref /4/. På Nordland VI vil overflateinstallasjon ha brønnstrømseparasjon og transport gjennom rørledning til land. På Loppfågda vil transport av olje gå med skytteltanker til land. Tabell 1 oppsummerer utbyggingsløsningene.

Tabell 1 – Utbyggingsløsning og ilandføringsmetode

	Nordland VI	Loppfågda
Utbyggingsløsning	Overflateinstallasjon	FPSO
Antatt ilandføringsmetode	Rørledning	Skytteltanker

Tabell 2 gir informasjon om de to feltenes lokasjon og havdybde på stedet.

Tabell 2 - Beliggenhet og havdyp for de to feltene (ref /3/)

Oljefelt	Havdyp	Nord ^o	Øst ^o
Nordland VI	179m	67.646	10.634
Loppfågda	356m	72.453	19.983

4.1.1 Avgrensninger

Denne studien begrenser seg til vurdering av /2/. Funn og frekvenser fra /2/ blir gjennomgått og oppdatert. Studiet begrenser seg videre til å kun inkludere hendelser med oljeutslipp over 1000 tonn. Gassfelt er ekskludert, da disse ikke forventes å gi store oljeutslipp.

4.2 Skipstrafikk

Trafikken i Scenario A ref/1/ karakteriseres av følgende forutsetninger:

- 57 millioner tonn råolje og produkter skipes ut fra Russland årlig
- Eksport fra Russland til USA øker betydelig fra 2012, men 70% av oljen leveres fortsatt til Europa med tankskip med lastekapasitet rundt 100.000 dvt.
- Eksporten til USA går med store tankskip (ca 300.000 dvt).
- Produksjon på gassfeltet Shtockmanovskoje starter i 2016. Eksporteres med LNG skip tilsvarende Snøhvit skipene. Det er benyttet 240 anløp av LNG skip og 100 LPG skip per år.
- Norsk eksport av petroleumsprodukter skjer fra Troms I (gass), Nordland VI (olje) og Lopparyggen Øst (olje). Troms I (olje) avslutter produksjonen i 2014.
- Det er etablert seilingsleder med trafikkseparering langs hele kysten av Nord-Norge fra 2007. Dette innebærer at lastede tankskip går ca 35 nm fra kysten i 2020 mot ca 12 nm tidligere.
- Trafikkentralen (VTS) i Vardø er operativ fra 2007.
- Slepebåtkapasiteten i området ligger tilnærmet på dagens nivå.
- Økt økonomisk aktivitet og internasjonal handel gir en jevn vekst i gods- og passasjertrafikken.
- Økt cruisetrafikk ved Svalbard gir økt risiko for uhellshendelser i dette området. Det er derfor innført seilingsrestriksjoner i løpet av perioden før 2020

5.0 Frekvens for utslipp fra skip

Utslippsfrekvensene presentert i det følgende er basert på statistikk for verdensflåten som er tilpasset forholdene og trafikkmønsteret i Barentshavet og nordlige deler av Norge. Det er blant annet tatt hensyn til at det er mindre skipstrafikk i området enn generelt på verdensbasis, noe som vil senke kollisjonssannsynligheten.

Erfaring viser at det for en del mindre, ulovlige utslipp er underrapportering fra skipsfarten til kyst- og flaggstater. Dette gjelder ikke for akutte oljeutslipp større enn 1000 tonn, eller andre større ulykke/uhellsutslipp. Det er derfor, i denne studien, antatt at utslipp og utslippstørrelser for små uhell generelt er underrapportert i tilgjengelig statistikk. Dette gjelder spesielt for mindre utslipp som ikke så lett får oppmerksomhet og dermed ikke kommer med i statistikken. Det er antatt at frekvensen for større utslipp (over 1 000 tonn) ikke er underrapportert og stemmer overens med virkeligheten.

Utslippsmengden av olje fra et uhellsutslipp, er ofte basert på usikre anslag og varierer mye fra kilde til kilde. Spesielt ved store ulykker hvor skipet forliser eller brenner, er det vanskelig å anslå hvor mye olje som er sluppet ut. På bakgrunn av dette er ikke utslippstørrelsene basert på statistikk, men vurdert av eksperter og beregnet basert på ulykkestype, størrelse på skipet og alvorlighetsgraden av ulykken. Dette betyr at for tallene presentert her er frekvensene basert på statistikk, mens utslippsvolumene er basert på beregninger og ekspertvurderinger.

Generelt er dagens skipstrafikk i nord lav sammenlignet med andre deler av norskekysten og ellers i Europa. Dette gir en tilsvarende lav frekvens per år for ulykker og hendelser som kan føre til utslipp av olje. Trafikken er forventet å stige signifikant fram til 2020 og dette vil medføre en høyere frekvens for akutte oljeutslipp i 2020 enn i 2003 dersom ikke risikoreduserende tiltak iverksettes. Det er foreslått og/eller allerede implementert en del risikoreduserende tiltak som beskrevet i kapittel 4.2 og disse vil reduserende ulykkessannsynligheten for ett gitt skip. Grunnlaget for estimering av trafikknivået i 2020 er "Scenario A" beskrevet i ref/1/, dette er stikkordsmessig beskrevet i kapittel 4.2. Trafikkscenarioet er nærmere beskrevet i /11/.

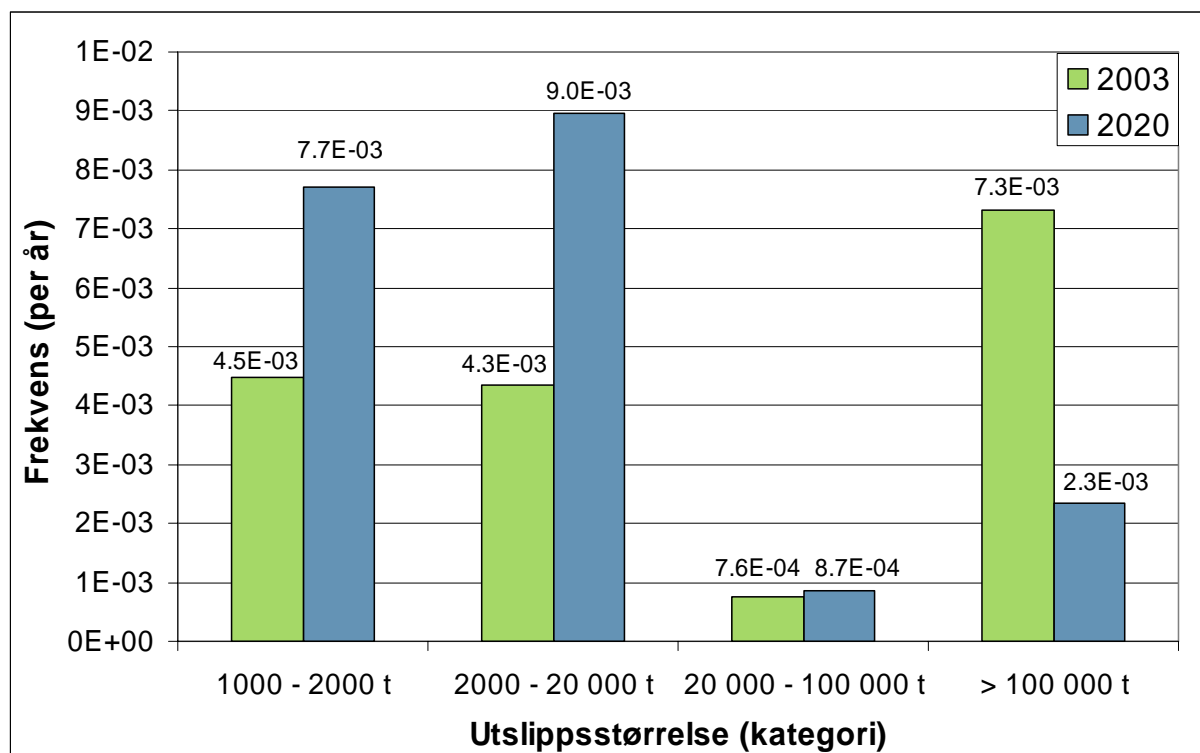
Tabell 3 viser frekvens for akutte oljeutslipp fra skip i området Lofoten – Barentshavet, basert på ett års aktivitet i 2003 og 2020. Frekvensen for oljeutslipp er fordelt på 5 utslippskategorier. Frekvensene for 2020 fremkommer på grunnlag av trafikkscenariobeskrivelsen i ref/11/ og det er tatt hensyn til risikoreduserende tiltak som beskrevet i kapittel 4.2.

Tabell 3 - Frekvens (per år) for akutte oljeutslipp fra skip fordelt på størrelse for 2003 og 2020

År	1000 - 2000 t	2000 - 20 000 t	20 000-100 000 t	> 100 000 t	Totalt
2003	4.5E-03	4.3E-03	7.6E-04	7.3E-03	1.7E-02
2020	7.7E-03	9.0E-03	8.7E-04	2.3E-03	2.0E-02

Som Tabell 3 viser, vil den totale frekvensen for uhellsutslipp øke fra 2003 til 2020. Økningen vil være på 18 %. Dette betyr at selv om trafikkvolumet vil øke markant fra 2003 til 2020 så vil økningen i utslipp over 1 000 tonn ikke øke i like stor grad.

Figur 1 viser fordeling av frekvensen for akutte utslipp fra skipsfarten i Barentshavet for 2003 og 2020 fordelt på utslippsstørrelse.



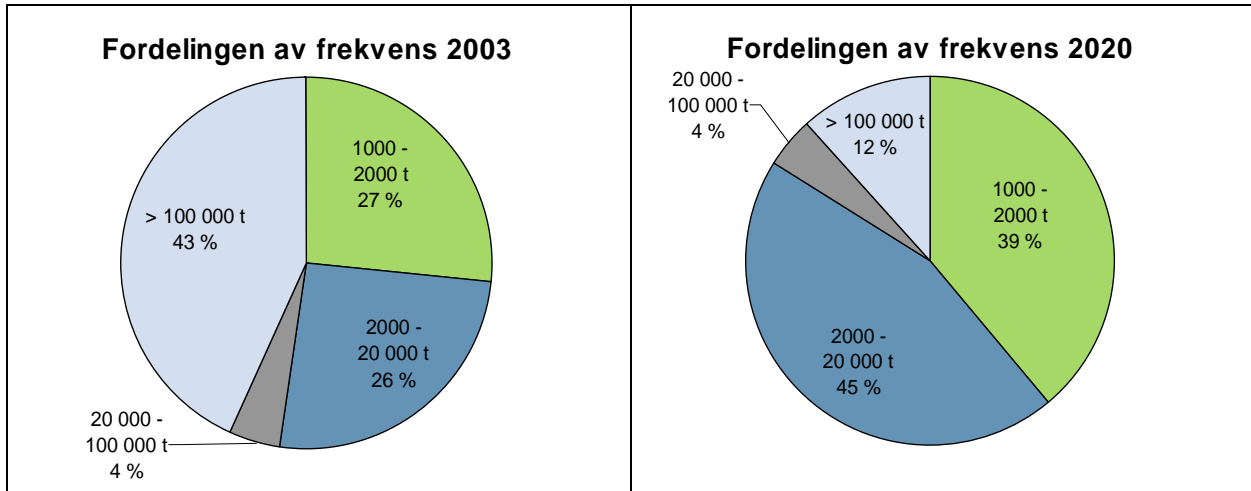
Figur 1 Frekvens for akutte utslipp fra skipstrafikk i Barentshavet, 2003 og 2020

Som Figur 1 viser, er frekvensene for 2003 og 2020 veldig forskjellige selv om den totale frekvensen er nesten lik. Dette skyldes i hovedsak følgende forhold:

Det er forventet en stor økning i trafikken fra 2003 til 2020. Det er i hovedsak olje og gasstankere fra Russland, men også gasseseport fra Snøhvit og Finnmark Øst, samt oljeeksport fra Loppbøgd som vil bidra til den økte trafikken i området. Oljeeksport fra Nordland VI vil ikke påvirke trafikknivået i regionen fordi feltet ligger helt syd i regionen og transporten vil gå ut av regionen. Analysen har også tatt med skytteltankertrafikk til og fra FPSOen på Loppbøgd og en tenkt landterminal innen regionen. Det er ikke skytteltankere i forbindelse med Nordland VI fordi oljen sendes til land i rørledninger.

Økt trafikk vil generelt føre til økt utslippsfrekvens da de fleste ulykkestyper er direkte avhengig av trafikkvolumet. Det er dog flere risikoreduerende tiltak som er tenkt implementert ref /11/, hvor blant annet trafikkseparering og flytting av seilingsleder lenger ut fra kysten (35 nm), vil bidra til å redusere frekvensen for utslipp per seiling langs kysten. Dermed vil den totale frekvensen per år for utslipp være på samme nivå selv om antall skip som seiler strekningen øker markant.

I Figur 2 og Figur 3 er fordelingen av den totale frekvensen for akutte oljeutslipp fra skipstrafikk i Barentshavet gitt for henholdsvis 2003 og 2020.



Figur 2 Fordeling av frekvensen for akutte oljeutslipp > 1000 t i 2003

Figur 3 Fordeling av frekvensen for akutte oljeutslipp > 100 t i 2020

Figurene over viser tydelig hvordan andelen av store utslipp synker fra 2003 til 2020 og at relativt sett små utslipp vil bli dominerende. Dette kommer hovedsakelig av at det innføres flere sannsynlighetsreducerende tiltak mot fullastede oljetankere enn mot skipstrafikken ellers. Dermed vil en større andel av utslippene innebære bunkersutslipp. Siden volumet av bunkers er begrenset vil også sannsynligheten for store utslipp av bunkers være begrenset. Skadene på skipet i seg selv vil nok være identiske, men mengden utslipp vil være mye mindre med en tom oljetanker enn en fullastet.

I 2003 vil utslipp over 100 000 tonn stå for litt over 40 % av total frekvensen for utslipp over 1 000 tonn, mens dette er sunket til rundt 12 % i 2020. Hovedgrunnen til dette er at de store fullastede oljetankerne i 2020 vil måtte seile 35 nautiske mil fra grunnlinjen og i tillegg blir all trafikk overvåket av trafikksentral. Det er i denne studien antatt at disse tiltakene vil bidra signifikant i forhold til å redusere mulighetene for grunnstøting med fullastede oljetankere. Dermed vil frekvensen for oljeutslipp over 100 000 tonn bli redusert.

Det vil mest sannsynlig ikke bli stilt krav til at andre skip enn fullastede oljetankerskip vil måtte seile hele 35 nautiske mil fra grunnlinjen. Dermed vil oljetankerskip i ballast og alle andre lasteskip som fulle LNG tankere kunne seile helt inntil 12 nautiske mil fra kysten. Dermed vil den samme frekvensreduksjon ikke gjelde for disse skipene. De har en varierende, men til dels stor mengde med bunkers om bord og det er primært dette som vil være bidraget til frekvensen for utslipp i kategoriene under 20 000 tonn. Denne frekvensen vil derfor øke mer i tråd med den generelle økningen i trafikkvolumet.

6.0 Frekvens for utslipp fra petroleumsaktiviteter

Beregninger av frekvens for uhellsutslipp fra petroleumsaktiviteter baserer seg på analyser utført i "Studie 7-e" utarbeidet av Scandpower juni 2003 for OED (ref /2/).

Frekvens for store utslipp i ref /2/ blir her gjennomgått og oppdatert, og resultatene blir diskutert. Inndeling av utslippsmengdekategorier er endret i forhold til tidligere analyse for å harmonisere med utslippskategoriene som anvendes for skipstrafikk. Anvendte kategorier er som følger:

- 1000-2000 tonn
- 2000-20 000 tonn
- 20 000-100 000 tonn
- >100 000 tonn

6.1 Vurderinger knyttet til utblåsninger

6.1.1 Scenariobeskrivelse

Store oljeutslipp kan blant annet skje i forbindelse med utblåsning under boring og komplettering av brønner i utbyggingsfasen, fra brønner i produksjon eller i forbindelse med brønnoverhalinger i driftsfasen.

Frekvens for utblåsninger dannes basert på antall operasjoner som foregår over en gitt tidsperiode (vanligvis per år). Tabellen under angir basisen for denne analysen.

Tabell 4 – Antall brønnoperasjoner (ref /2/)

Antall operasjoner pr. år (gjennomsnitt)	Nordland VI	Loppfjorden	Nye felt ¹
Leteboring	0	0	3
Produksjonsboring	0,33	1,13	0
Komplettering	0,33	1,13	0
Kabeloperasjon	1,67	5,67	0
Kveilerøperasjon	0,67	2,27	0
Snubbing	0,03	0,11	0
Overhaling	0,17	0,57	0
Produksjon (ant. brønner)	5	17	0
Injeksjonsbrønner	4	6	0
Avgrensningsbrønner	0	0	0

¹ Nye felt er en samle betegnelse brukt for å inkludere leteboringer i scenariets tidsperiode.

6.1.2 Viktige antagelser

Følgende sentrale forutsetninger er lagt til grunn:

- Det er antatt at kun oljebrønner vil gi oljeutslipp av en størrelse som vil påvirke resultatene i denne rapporten.
- Aktiviteter forbundet med injektorer antas å ikke kunne gi oljeutslipp. Det betyr at det antas at gassinjektorer medfører gassutslipp og vanninjektorer medfører vannutslipp.
- Grunn gass-hendelser antas å ikke kunne medføre oljeutslipp av betydning, jfr. /9/.
- Alle overhalingsoperasjoner forutsettes utført fra en flyttbar boreinnretning.
- Utblåsninger og brønnlekkasjer antas utelukkende å være lokalisert på den flyttbare boreinnretningen eller på havbunnen.
- Sannsynligheten for en økning i utblåsningsraten som følge av utblåsning i to brønner samtidig antas å være neglisjerbar. Dette er en vanlig antagelse i forbindelse med utblåsningsvurderinger.
- Sannsynligheten for hendelser der en borer inn i en nabobrønn blir også neglisjert.
- Utblåsnings- og brønnlekkasjescenariene betraktes som uavhengige, dvs. at en utblåsning eller brønnlekkasje i en gitt brønn ikke vil påvirke sannsynligheten for utblåsning eller brønnlekkasje i en annen brønn, uavhengig av operasjonsfase.
- Brønnlekkasjer vurderes ikke i denne rapporten, i det historiske hendelser viser at disse enten har kort varighet eller lav rate, og ikke har potensial til å nå opp mot 1,000 tonn olje, ref /9/.
- Det forutsettes at brønnene som bores ikke er av typen HTHT (Høyt trykk, høy temperatur).
- Samme rate antas for borer som for produsenter.

6.1.3 Basisfrekvenser

Sintef Offshore Blowout Database (/9/) er den databasen som dekker denne typen utslipp best. Databasen skiller mellom følgende typer hendelser:

Utblåsning (Blowout)	Ukontrollert strøm av formasjonsvæske ut av brønnen eller mellom formasjonslagene til omgivelsene over havbunnen. En utblåsning er et resultat av at alle brønnbarrierer og en eventuell brønnkontrolloperasjon har sviktet.
Undergrunnsutblåsning (Underground blowout)	Ukontrollert strøm av formasjonsvæske fra en geologisk sone til en annen. Ingen utslipp over havbunnen.
Brønnlekkasje (Well release)	Utilsiktet strøm av formasjonsvæske fra brønnen til omgivelsene over havbunnen, som kan stanses ved hjelp av brønnens standard barrieresystem. Brønnlekkasjer har typisk kortere varighet og lavere strømningsrate enn en utblåsning.
Grunn gass-utblåsning (Shallow gas blowout)	Denne typen utblåsninger defineres vanligvis ved strømning fra en gassone som penetreres før BOP settes.

Av hendelsene over, er det antatt at det kun er utblåsning og brønnlekkasje som kan gi oljeutslipp til sjø. Undergrunnsutblåsninger og grunn gassutblåsninger behandles derfor ikke videre. Videre ses det også bort fra brønnlekkasjer, som beskrevet i antagelsene i kapittel 6.1.2.

I rapporten "Blowout and Well Release Frequencies – Based on SINTEF Offshore Blowout Database 2004", ref /6/, er utvalgte data fra SINTEF Offshore Blowout Database behandlet videre for å danne et mer representativt bilde av utblåningsrisiko for Nordsjøen. Rapporten utarbeides årlig på oppdrag fra styringskomiteen til "SINTEF Offshore Blowout Database", og resulterer i frekvenser anbefalt brukt der hvor Nordsjø standard benyttes når det gjelder prosedyrer, praksis og utstyr (Operasjoner gjennomført med bruk av BOP installert, inkludert shear ram og hvor 2 barriere-prinsippet følges). Rapporten baserer seg på hendelser fra Mexicogolfen (US del), Canada (østlig kontinentalsokkel) og Nordsjøen (britisk, nederlandsk og norsk sektor) i perioden 01.01.83 – 31.12.02. Hver registrert hendelse i SINTEF-databasen innenfor denne avgrensningen er så evaluert, og justeringer er gjort på grunnlag av 2 hovedfaktorer:

- Justeringer basert på irrelevant data
- Justeringer basert på trender

Disse frekvensene anses dermed å gi et godt, historisk grunnlag for hvordan operasjoner foregår på norsk sektor. Det vil være forskjeller på Nordsjøen og Barentshavet når det gjelder bl.a. værforhold, men det antas også at det er tatt høyde for dette i planlegging av operasjoner og bruk av utstyr. Med utgangspunkt i en antakelse om at de ovenfor nevnte forhold blir ivaretatt på en forsvarlig måte, er det i denne studien/analysen ikke funnet grunnlag for å foreta eventuelle justeringer av basisfrekvensen i forhold til operasjoner i Barentshavet.

Det bemerkes allikevel at basisfrekvenser etablert med utgangspunkt i historikk bare til en viss grad kan bidra til å belyse risikopotensialet for fremtidige aktiviteter på et felt. Utblåningshistorikken generelt er begrenset, og dersom den skulle begrenses til operasjoner i arktiske strøk ville det ikke vært mulig å etablere gode frekvenser basert på historikk. Dermed må frekvensene i seg selv mer ses på som et forsøk på å rangere de ulike operasjonene i forhold til hverandre, gitt de antakelser som ligger til grunn for vurderingen.

I denne analysen benyttes basisfrekvensene oppgitt i /6/ direkte. Dette er i samsvar med metodikk benyttet i /2/, dog med oppdaterte basisfrekvenser. Frekvenser oppgitt for oljebrønner benyttet i denne analysen er vist i tabellen under.

Tabell 5 – Basisfrekvenser for utblåsninger (ref /6/)

Operasjon	Frekvens	Benevning
Leteboring	$2,3 \cdot 10^{-4}$	Pr brønn
Produksjonsboring	$4,8 \cdot 10^{-5}$	Pr brønn
Komplettering	$6,8 \cdot 10^{-5}$	Pr operasjon
Kabeloperasjon	$4,7 \cdot 10^{-6}$	Pr operasjon
Kveilerøperasjon	$1,0 \cdot 10^{-4}$	Pr operasjon
Snubbing	$2,4 \cdot 10^{-4}$	Pr operasjon
Overhaling	$1,3 \cdot 10^{-4}$	Pr operasjon
Produksjon	$7,0 \cdot 10^{-6}$	Pr brønnår

6.1.4 Frekvensberegninger

Ved å kombinere aktivitetsnivå og basisfrekvenser fremkommer det totale frekvensbildet.

Tabell 6 – Totalfrekvenser [$\times 10^4$]

Antall operasjoner pr. år (gjennomsnitt)	Nordland VI	Loppføgda	Nye felt ²
Leteboring	-	-	6,90
Produksjonsboring	0,16	0,54	-
Komplettering	0,23	0,77	-
Kabeloperasjon	0,08	0,27	-
Kveilerøroperasjon	0,67	2,27	-
Snubbing	0,08	0,27	-
Overhaling	0,22	0,74	-
Produksjon (ant. brønner)	0,35	1,19	-
Injeksjonsbrønner	-	-	-
Avgrensningsbrønner	-	-	-
Totalt per felt	1,78	6,05	6,90
Totalt	14,72		

Videre er utslippspunktet til en eventuell utblåsning av betydning. I /2/ opereres det med 90% sannsynlighet for havbunnsutslipp ved riggoperasjoner. En kort evaluering av dette gjøres her.

En rigg eller annen flyter som er ankret opp kan velge å trekke seg vekk fra et ulykkesscenario. Dersom riggen trekker seg vekk, er det antatt at en utblåsning på riggen vil gå over til en utblåsning på havbunnen. Ved å evaluere datagrunnlaget i Sintef Offshore Blowout Database, er det funnet at totalt 8 av 12 historiske utblåsninger ville hatt utslippspunkt på havbunnen dersom boringen ble gjennomført med en semi-sub, dvs. 67% (Kun ved å ta hensyn til lokasjon av utstyr, ikke at riggen kan velge å trekke seg vekk). Videre er det historisk registrert at 6 av 8 forsøk på å flytte en semi-sub vekk under en utblåsning har vært suksessfulle, ref. /10/.

Det er verdt å legge merke til at i 14 tilfeller ble det ikke gjort forsøk på å flytte riggen. Det er antatt at dette er hendelser som er å definere som brønnlekkasjer, hvor man fortsatt har mulige barrierer tilgjengelige og det er forsøkt å kontrollere situasjonen. Ved en utblåsning hvor alle barrierer har sviktet, vil man forsøke å flytte riggen. Basert på denne argumentasjonen fremkommer følgende sannsynlighet for utslipp på havbunnen i forbindelse med boring:

$$\begin{aligned} \text{Utblåsningslokasjon på havbunnen:} & \quad 67\% (8 \text{ av } 12) \\ & + 33\% (4 \text{ av } 12) \times 75\% (6 \text{ av } 8) \\ & = 92\% \end{aligned}$$

90% som brukt tidligere er derfor etter DNV's oppfatning et greit estimat.

En produksjonsutblåsning antas å skje på havbunnen.

² Nye felt er en samle betegnelse brukt for å inkludere leteboringer i scenariets tidsperiode

6.1.5 Konsekvensvurderinger

Basis utblåsningsrate er 3.000 Sm³/døgn (/3/). Med en tetthet på 864 kg/m³ på Loppfjorden og tilsvarende 915 kg/m³ på Nordland VI (/3/), gir dette rater på henholdsvis 2.592 tonn/døgn og 2.745 tonn/døgn. Det velges å fortsette med en gjennomsnittlig utblåsningsrate på 2.700 tonn/døgn.

Videre gir SINTEF offshore blowout database en oversikt over varigheter av utblåsninger. Varighetene er også vist med en viss grad av viderebehandling i figur 5.1 i ref /2/. Ved å koble tidspunkt når visse mengder (grenseverdier) overstiges gitt en stabil rate på 2.700 tonn/døgn og sannsynlighetsfordelingen over varigheter, kan tabellen nedenfor fremstilles:

Tabell 7 – Mengdefordeling

Felt	Mengder [tonn]			
	1.000 - 2.000	2.000 – 20.000	20.000 – 100.000	>100.000
Tid til nedre grense med gitt rate	9 timer	18 timer	7 dager	37 dager**
Prosentvis fordeling*	9%	43%	23%	9%

* Blir ikke 100%, i og med at en del utblåsninger vil ha varighet under 9 timer.

** 60 dager er estimert som øvre varighet, basert på tid til fremskaffing av rigg og boring av en avlastningsbrønn.

Denne tabellen kan videre benyttes til å fordele frekvensene.

Det er verdt å merke seg at denne metodikken må anses som relativt grov, i og med at den kun baserer seg på en gjennomsnittlig rate. Det vil være naturlig å se for seg en synkende rate etter som tiden går. Stein, grus og andre fragmenter kan bl.a. være med og tette deler av strømningsbanen. Dette medfører først og fremst usikkerhet i estimatene for langvarige utblåsninger, og ved å beholde samme rate også for disse kategoriene gir dette et konservativt bilde for de øvre kategoriene.

6.1.6 Frekvenser for oljeutslipp fra utblåsninger

Ved å kombinere frekvensbildet med fordelingen i mengdekategorier, fremkommer tabellen under. Dette er et estimat basert på historiske data og de antagelser som ligger til grunn, og ikke en fremtidig forventning.

Tabell 8 – Frekvensbidrag fra utblåsninger [$\times 10^{-4}$]

Felt	Mengder [tonn]			
	1.000 - 2.000	2.000 – 20.000	20.000 – 100.000	>100.000
Nordland VI	0,16	0,77	0,41	0,16
Loppfjorden	0,54	2,60	1,39	0,54
Nye felt	0,62	2,97	1,59	0,62
Totalt	1,33	6,33	3,39	1,33

6.2 Vurderinger knyttet til stigerør og stålrørledninger:

Dette kapittelet baserer seg i stor grad på /2/. Basisfrekvenser er oppdatert og andre antakelser er vurdert, men det er ikke gjennomført vesentlige metodiske endringer.

6.2.1 Scenariobeskrivelse

6.2.1.1 Stigerør

I ref /2/ er disse antakelsene brukt i forhold til antall stigerør og total lengde på rør for hvert felt (Tabell 9).

Tabell 9 – Antall og lengde på stigerør brukt i /2/.

	Antall fleksible stigerør	Lengde på stigerør
Nordland VI	0	0
Loppfågda	8	500

På det tidspunktet var utbyggingsløsningen for Nordland VI en undervannsinstallasjon med rørledning til land, derfor ingen stigerør. Når denne rapporten skrives er utbyggingsløsningen for Nordland VI i scenariet endret til en overflateinstallasjon med rørledning til land, ref. /4/.

DNV har gjennomført en evaluering av antall stigerør basert på de scenariene og det detaljeringsnivået som nå ligger til grunn.

Det er først antatt at begge feltene vil gjøre bruk av fleksible stigerør. Lengden på stigerør for Loppfågda synes greit antatt til 500m i /2/ med tanke på feltdybde. Det samme velges for Nordland VI.

Det er videre antatt at begge alternativene vil gjøre bruk av brønnrammer. Brønnrammene i seg selv er antatt å ha isolerbare segmenter som totalt gir et så lite volum at oljeutslippet konsekvensmessig vil bli neglisjerbart sammenlignet med øvrige kilder.

Fra aktivitetsbeskrivelsen i Tabell 4 ser vi at Nordland VI vil ha 5 produksjonsbrønner og 4 injeksjonsbrønner. Ved å anta at det maksimalt vil være 4 brønner pr brønnramme vil dette da tilsvare 2 brønnrammer for produksjonsbrønner og 1 brønnramme for injeksjonsbrønner.

Med et stigerør fra hver brønnramme opp til installasjonen tilsvarer dette for produksjonsbrønnene 2 stigerør. Injeksjonsbrønnene vurderes ikke i denne sammenheng siden de ikke er oljeførende. Nordland VI vil i tillegg ha et eksportstigerør ned til transportrørledningen til land.

- Totalt 3 produksjonsstigerør for Nordland VI.

For Loppfågda er det antatt 17 produksjonsbrønner og 6 injeksjonsbrønner (Tabell 4). Ved på samme måte å anta at antall brønner ikke overstiger 4 pr brønnramme vil vi typisk ha 5-6 brønnrammer for produksjonsbrønnene. Konservativt velges 6 for videre beregninger.

- Totalt 6 produksjonsstigerør for Loppfågda.

Under (Tabell 10) er antall stigerør og lengde som vil bli brukt for videre utregninger i denne rapporten oppsummert:

Tabell 10 – Antall og lengde på stigerør beregnet av DNV

	Antall fleksible stigerør	Lengde på hvert stigerør
Nordland VI	3	500
Loppfågda	6	500

6.2.1.2 Rørledninger

I referanse /2/ er stålørledninger delt i to hovedkategorier.

- Feltinterne
- Felteksterne

Med feltinterne menes rørledninger mellom havbunnsinstallasjoner og FPSO/Overflateinstallasjon. Disse antas å ha en dimensjon på 10" (/2/). Med felteksterne oljerørledninger menes rørledninger som går fra FPSO til landanlegg. Disse antas å ha en dimensjon på 16-24" (/2/). Antall kilometer rør brukt i ref /2/ ses i Tabell 11.

Tabell 11 – Lengde på rørledninger brukt i ref /2/

Felt	Antall km med rørledninger som transporterer olje		
	Feltinterne	Felteksterne	Totalt
Nordland VI	50	200	250
Loppfågda	50	0	50

Basert på det oppdaterte scenariet foreslår DNV en noe nærmere vurdering av feltinterne rørledninger.

Feltinterne rør:

Losseslange mellom FPSO og skytteltanker

På Loppfågda feltet vil oljen bli hentet fra FPSO'en med skytteltanker. Mellom disse vil det normalt være en fleksibel rørledning. I /2/ blir potensialet for store utslipp fra slike rør ansett som ubetydelig og ikke analysert videre.

Volumet som kan lekke ut til sjø vil være svært begrenset grunnet to faktorer. Ved en lekkasje vil normalt sett pumpene raskt stoppe lossesstrømmen som følge av trykkfall i slangen. Volumet i losseslangen er også normalt sett begrenset av en ESD ventil før cargotankene på FPSO'en (/8/). En lekkasje fra en losseslange er med dette antatt å ligge under 1000 tonn.

DNV støtter dermed konklusjonen i /2/.

Brønnstrømsrør

Fra hver brønnramme til installasjonen vil det ligge et brønnstrømsrør. Brønnstrømsrørene er antatt å være av stål.

For Nordland VI med 2 produksjonsbrønnrammer medfører dette 2 brønnstrømsrør. For Lophøgda medfører dette 6 brønnstrømsrør. Lengden på slike brønnstrømsrør vil variere. I denne analysen settes den gjennomsnittelige lengden på brønnstrømsrørene til 4 km pr stk.

- Nordland VI: 2 brønnstrømsrør a 4 km, totalt 8 km
- Lophøgda: 6 brønnstrømsrør a 4 km, totalt 24 km

Felteksterne rør:*Transportrørledning*

På Nordland VI vil oljen bli fraktet til land gjennom transportrør. I /2/ blir dette anslått til å være et 200 km langt stålrør med dimensjon på 16-24". Dette synes fornuftig med hensyn til enkel estimering på kart og blir brukt også i denne rapporten. 20" blir brukt som dimensjon på røret i etterfølgende beregninger.

Tabell 12 – Kilometer rørledninger fordelt i feltintern og feltekstern kategori estimert av DNV

Felt	Antall km med rørledninger som transporterer olje		
	Feltinterne	Felteksterne	Totalt
Nordland VI	8	200	208
Lophøgda	24	0	24

6.2.2 Basisfrekvenser

I /2/ ble det for stigerør og rørledninger brukt basisfrekvenser fra Parloc 96. Videre ble data fra CODAM benyttet til å demonstrere en reduksjonsfaktor på 0,5 for stål-rørledninger basert på norske trender. Det ble også benyttet en faktor på 0,8 for å ta høyde for nedgraving av rørledningene. Stigerør justeres ikke.

I tillegg til vurderingene i /2/ mener DNV at det er viktig å være klar over at forskjellen i frekvenser kan påvirkes av sammensetningen av rørdimensjoner på norsk sokkel. En stor andel av norske rør er store, dvs. $\geq 26"$ (de lange rørene ned til Kontinentet er typisk 40-42"). Store rør har lavere feilfrekvens enn mindre rør fordi en stor rørledning vil være svært bestandig mot ytre påvirkninger og vil ha tykt gods som det tar tid å korrodere gjennom.

Ved å benytte samme fremgangsmåte som i /2/, men med oppdaterte data fra Parloc 2001 databasen (/7/), fremkommer Tabell 13 under. Felteksterne rør og "Ekstern ulykkesbelastning i nærplattformsonen" er bare justert med reduksjonsfaktoren på 0,5. For felteksterne rør er nedgraving inkludert gjennom en annen justeringsfaktor, nærmere beskrevet i **Appendiks A - Karaktersetting av rør**. I nærplattformsonen antas det at rørene ikke er nedgravd, derfor ingen justering av dette for "Ekstern ulykkesbelastning i nærplattformsonen".

Tabell 13– Basis lekkasjefrekvenser DNV, ref /7/

Rørledning	Beskrivelse		Feilfrekvens	Benevning
Rørledning under vann, åpent hav	Felt-interne	Brønnstrømsrør og andre små rørledninger med uprosessert væske	$2,0 \cdot 10^{-4}$	per km-år
	Felt-eksterne	Prosessert olje eller gass med rørdiameter $\leq 24''$	$1,25 \cdot 10^{-5}$ $1,75 \cdot 10^{-4}$	per km-år per karakter og rør-år
Rørledning under vann. Ekstern ulykkesbelastning i nærplattformsonen	Diameter $\leq 16''$		$3,95 \cdot 10^{-4}$	per år
	Diameter $> 16''$		$9,5 \cdot 10^{-5}$	per år
Stigerør	Fleksible		$6,0 \cdot 10^{-3}$	per stigerør år

6.2.3 Frekvensberegninger

Under følger frekvensberegninger for rør basert på Tabell 13.

Tabell 14– Frekvensberegninger basert på basisfrekvenser fra DNV (7/)

		Nordland VI	Loppfjorden	
Fase	Enhet	Feilfrekvens	Feilfrekvens	Benevning
Sikkerhetssone:	Stigerør	$3 \text{ stk} \times 6,0 \times 10^{-3}$	$6 \text{ stk} \times 6,0 \times 10^{-3}$	Per år
	Ekstern ulykkesbelastning i nærplattformsonen (under vann)	Brønnstrømsrør: $2 \times 3,95 \times 10^{-4}$ Transportrørledning: $1 \times 9,5 \times 10^{-5}$	Brønnstrømsrør: $6 \times 3,95 \times 10^{-4}$	Per år
Havgående strekk	Brønnstrømsrør	$2 \times 3,5 \text{ km}^3 \times 2,0 \times 10^{-4}$	$6 \times 3,5 \text{ km}^2 \times 2,0 \times 10^{-4}$	Pr år
	Transport rørledning, lengdeavhengig frekvens	$200 \text{ km} \times 1,25 \times 10^{-5}$	-	Per år
	Transport rørledning, karakteravhengig frekvens	Karakter 2 $\times 1,75 \times 10^{-4}$	-	Per år
Totalt		$2,31 \times 10^{-2}$	$4,26 \times 10^{-2}$	Per år

Feilfrekvensen for rørledninger under vann er her delt opp i to ulike ledd. Et som er lengdeavhengig og et som ikke er lengdeavhengig. Det siste leddet er i stedet avhengig av

³ 3.5 km brukes istedenfor 4km, siden 500m ligger i plattformens sikkerhetssone. Denne delen blir dekket av Ekstern ulykkesbelastning i nærplattformsonen.

rørets beskaffenhet og eksterne forhold. Utrekningen av justeringsfaktoren er nærmere beskrevet i Appendiks A.

For Nordland VI ser vi at stigerør/brønnstrømsrør og rørledningen har en årlig total lekkasjefrekvens på $2,31 \times 10^{-2}$.

Lopphøgda alternativet har en årlig total lekkasjefrekvens fra stigerør og brønnstrømsrør på $4,26 \times 10^{-2}$.

6.2.4 Konsekvensvurderinger

I /2/ antas det at den viktigste faktoren for hvor stort et oljeutslipp fra en rørledning kan bli er tiden til nedstenging (og trykkavlasting). For at nedstenging skal skje forutsetter det at lekkasjevolumet er av en slik størrelse at det er detekterbart. Det være enten visuelt med oljeflak på overflaten eller ved hjelp av måleinstrumenter på volummengder. Små hullstørrelser vil ha en lavere lekkasjerate enn større hullstørrelser og kan derfor være vanskeligere å oppdage. Dette kan medføre en lengre varighet for slike lekkasjer.

Basert på dette, argumenteres det for at små lekkasjer med lav rate vil ha en høyere fordeling på store lekkasjemengder enn store lekkasjer med høy rate vil ha. En liten lekkasje over lang tid, kan resultere i en større total lekkasjemengde enn en stor, men tidsmessig kort lekkasje.

Som en volummessig betraktning er dette en grei fremgangsmåte. Det er allikevel viktig å vurdere om en langvarig mindre lekkasje vil ha samme miljøkonsekvens som en større, akutt hendelse, selv om volumene totalt sett er like. Basert på argumentasjonen i /2/, men med oppdaterte grenseverdier legges følgende fordeling til grunn:

Prosentvis fordeling i mengdekategorier for feltinterne rør er presentert i Tabell 15.

Tabell 15 – Mengdefordeling feltinterne rør

Mengde i tonn	Olje på overflaten	Ikke olje på overflaten ⁴
<1.000	95%	30%
1.000-2.000	2%	30%
2.000-20.000	3%	38%
20.000-100.000	Negl.	2%
>100.000	Negl.	Negl.

Prosentvis fordeling i mengdekategorier for felteksterne rør er presentert i Tabell 16.

⁴ Basert på årlig inspeksjonsintervall

Tabell 16 – Mengdefordeling felteksterne rør

Mengde i tonn	Olje på overflaten	Ikke olje på overflaten ²
<1.000	70%	30%
1.000-2.000	10%	30%
2.000-20.000	20%	40%
20.000-100.000	Negl.	Negl.
>100.000	Negl.	Negl.

Prosentvisfordeling i mengdekategorier for stigerør er presentert i Tabell 17.

Tabell 17 – Mengdefordeling stigerør

Mengde i tonn	Olje på overflaten	Ikke olje på overflaten ²
<1.000	99%	99%
1.000-2.000	1%	1%
2.000-20.000	Negl.	Negl.
20.000-100.000	Negl.	Negl.
>100.000	Negl.	Negl.

6.2.5 Frekvenser for utslipp fra stigerør og rørledninger

For fordeling av rørledningsfrekvenser antas det at 2/3 av alle lekkasjer ikke gir olje til havoverflaten. Dette er det samme som ble antatt i ref /2/. I de to tabellene under er både lekkasjer som gir utslipp til sjøbunn og overflate inkludert.

Under er rørledningslekkasjer fra stigerør, brønnstrømsrør og transportrørledning oppsummert for Nordland VI (Tabell 18).

Tabell 18 – Nordland VI, utslipp fra rør oppsummert [$\times 10^4$]

Mengde i tonn	1.000- 2.000	2.000- 20.000	20.000- 100.000	>100.000
Totalt	13,2	15,6	0,29	-

Under er rørledningslekkasjer fra stigerør og brønnstrømsrør oppsummert for Loppfjorden (Tabell 19).

Tabell 19 – Loppfjorden, utslipp fra rør oppsummert [$\times 10^4$]

Mengde i tonn	1.000- 2.000	2.000- 20.000	20.000- 100.000	>100.000
Totalt	17,1	17,3	0,88	-

6.3 Vurderinger knyttet til FPSO

På Loppfjorden vil en FPSO (Floating, Production, Storage and Offloading unit) operere. En FPSO er vanligvis et ombygd tankskip eller et spesialbygd skip. På verdensbasis er det fremdeles få slike installasjoner i drift, og tallmaterialet for ulykker er derfor tynt. Gjennomgang av tilgjengelig datamateriale i /2/ viser at det ikke har vært noe utslipp fra FPSO'er større en 1000 m³.

Fra /2/ er det likevel identifisert fire ulike hendelser som kan gi store utslipp av olje til sjø fra FPSO (Over 1000 m³):

- Kollisjon med skip
- FPSO som driver på land
- Brudd på tank(er)
- Lekkasje/brann på toptank området.

Av disse er det kun lekkasje/brann på toptank området som blir vurdert videre i /2/. DNV mener oljeutslipp til miljø er relativt lite sannsynlig ved prosesslekkasjer. I de aller fleste tilfeller forventes dreneringssystemet å håndtere slike lekkasjer, slik at mengden som eventuelt renner overbord vil være liten (Dette kan antas å gjelde for Nordland VI også). Eksplosjon i prosessanlegg kan føre til skade på rørrangement tilknyttet tankene - i tillegg til selve tankene, noe som kan gi utslipp av olje til sjøen. En slik hendelse er i Norne TRABA antatt til å være i størrelsesorden 100 -1.000 tonn.

Med erfaring fra Norne TRABA, ref. /8/, mener derfor DNV hendelsene i Tabell 20 under er de aktuelle med hensyn på mengdekategorien over 1000 tonn olje.

Tabell 20 - Frekvenser for hendelser for FPSO >1000 tonn (basert på ref /8/) [$\times 10^{-4}$]

	1.000-2.000 tonn	2000-20.000 tonn	20.000-100.000 tonn	>100.000 tonn
Skipskollisjon	0,14	0,14	0,15	0,07
Miljølaster			0,10	
Totalt	0,14	0,14	0,25	0,07

Værforhold som er så ekstreme at det kan forårsake skade på produksjonsskipet har blitt diskutert i tidligere analyser, ref. /8/. Hvis skipet kantrer, er det en mulighet for at noen eller alle av skipets tanker revner, og dermed frigjør tankinnholdet til sjøen. I tillegg kan innholdet i rørledninger og stigerør lekke ut. De totale mengder olje som maksimalt vil kunne lekke ut ligger et sted mellom 10.000 og 60.000 tonn.

Skipskollisjon blir i Norne TRABA vurdert som den hendelsen som gir størst bidrag til risiko for skade på miljø. Ved svært kraftig kollisjon antas det at 60% av innholdet i alle lagertankene vil slippe ut i sjøen umiddelbart. De resterende 40% forblir i tankene, og slippes gradvis ut over en lang tidsperiode. Resultatet er at omtrent 60.000 tonn med råolje slipper direkte ut i sjøen.

Ved kraftig kollisjon, antas det at en av sentertankene punkteres. Hvis alt innholdet i en av de største tankene slippes ut, betyr dette normalt at 8.000 tonn råolje slippes ut i sjøen. Det antas ikke å bli oljeutslipp ved mindre kraftige kollisjoner. I skipskollisjon er handelsfartøy, forsyningsfartøy, skyttelskip, fiskefartøy som tråler, forsynings- og beredskapsfartøy i nærområdet og drivende skytteltankskip fra lastebøyer inkludert.

6.4 Oppsummering av frekvenser for utslipp fra petroleumsaktiviteter

Basert på det gitte aktivitetsnivået, basisfrekvenser med eventuell justering og de antagelser som er beskrevet i denne rapporten, har DNV estimert frekvenser for utslipp av olje til sjø. Resultatene er oppsummert i tabellene under. Det er viktig å merke seg at resultatene i stor grad bygger på historiske frekvenser.

Nordland VI:

Tabell 21 – Totalt for Nordland VI [$\times 10^{-4}$]

Mengde i tonn	1.000- 2.000	2.000- 20.000	20.000- 100.000	>100.000
Utblåsninger	0,16	0,77	0,41	0,16
Rørledninger og stigerør	13,2	15,6	0,29	-
Totalt	13,4	16,4	0,70	0,16

Loppvågda:

Tabell 22 – Totalt for Loppvågda [$\times 10^{-4}$]

Mengde i tonn	1.000- 2.000	2.000- 20.000	20.000- 100.000	>100.000
Utblåsninger	0,54	2,60	1,39	0,54
Rørledninger og stigerør	17,1	17,3	0,88	-
FPSO	0,14	0,14	0,25	0,07
Totalt	17,8	20,0	2,51	0,61

Leteboringer:

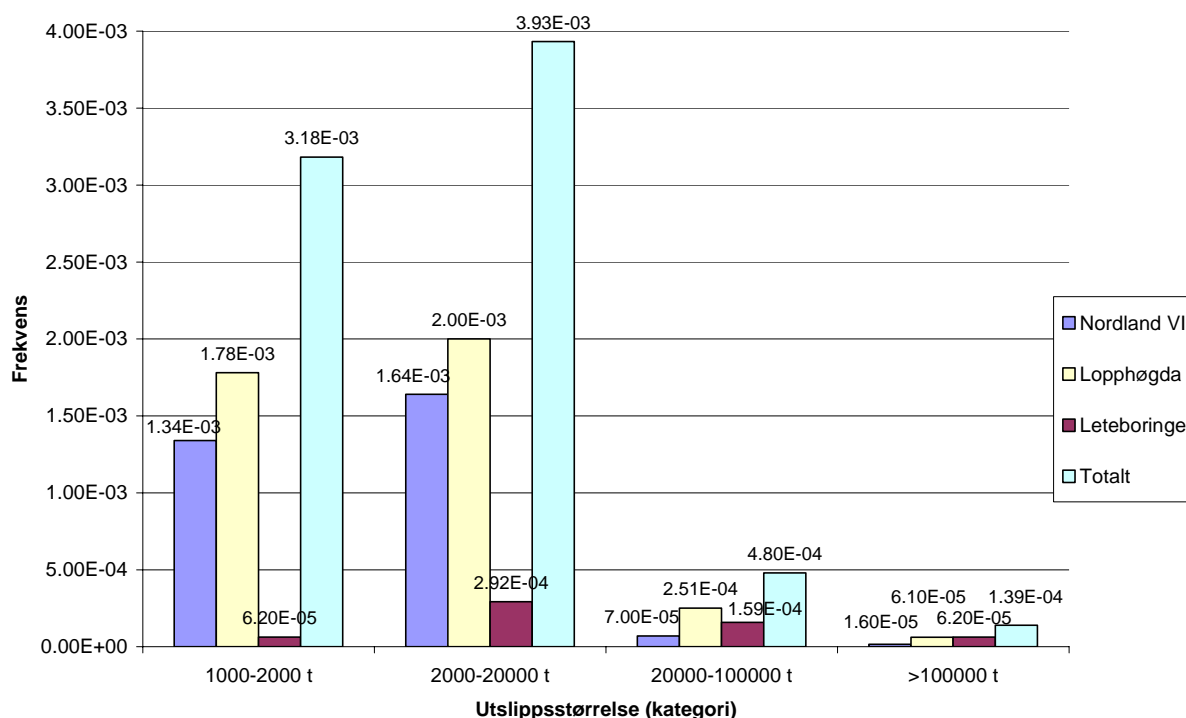
Tabell 23 – Totalt for leteboringer [$\times 10^{-4}$]

Mengde i tonn	1.000- 2.000	2.000- 20.000	20.000- 100.000	>100.000
Utblåsning	0,62	2,92	1,59	0,62

Total frekvens for utslipp større en 1000 tonn er vist i tabellen nedenfor og i Figur 4.

Tabell 24 – Samlet oppsummering for alle uhellsutslipp over 1000 tonn olje [$\times 10^{-4}$]

Mengde i tonn	1.000- 2.000	2.000- 20.000	20.000- 100.000	>100.000
Nordland VI	13,4	16,4	0,70	0,16
Loppvågda	17,8	20,0	2,51	0,61
Leteboringer	0,62	2,92	1,59	0,62
Totalt for alle store hendelser	31,8	39,3	4,80	1,39



Figur 4 Frekvens for uhellsutslipp > 1000 tonn fra petroleumsvirksomheten basert på forventet aktivitetsnivå for 2020.

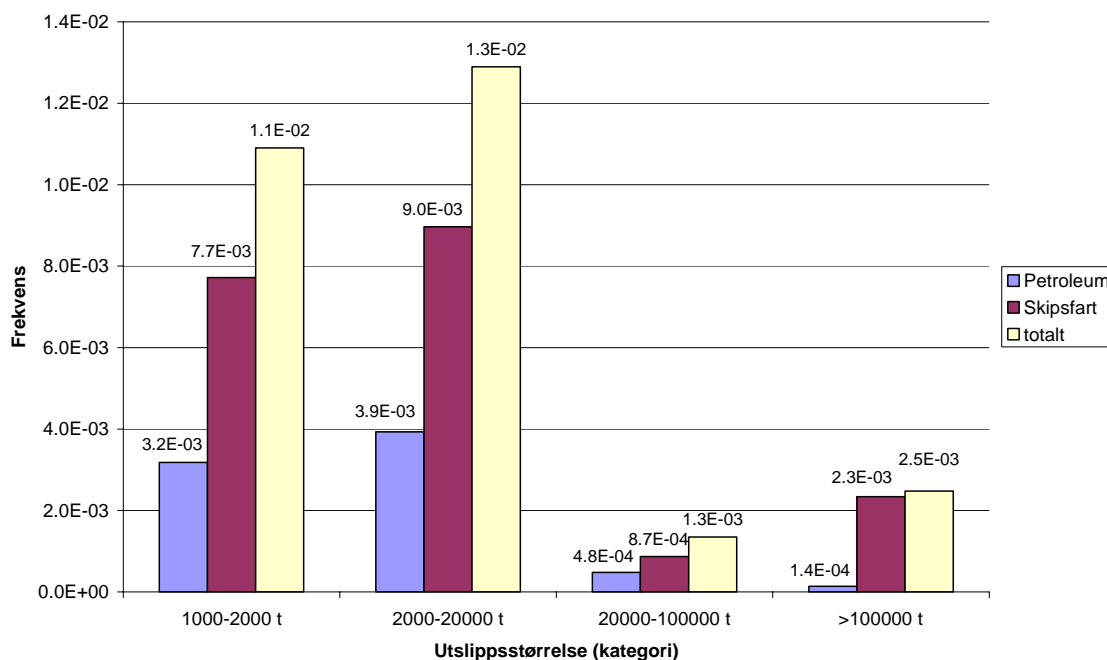
7.0 Sammenlikning av frekvenser for utslipp fra skipsfart og petroleumsvirksomhet

Basert på antatt aktivitetsnivå for skipsfarten og petroleumssektoren i Lofoten og Barentshavet i år 2020, er det beregnet frekvens for uhellsutslipp av olje fordelt på fire utslippskategorier. Figur 5 viser frekvens for uhellsutslipp for skipstrafikk, petroleumsvirksomhet og den totale summen, fordelt på de fire utslippskategoriene. Frekvens for uhellsutslipp av over 1000 tonn olje fra petroleumsvirksomheter utgjør 28% av total utslippsfrekvens, mens skipstrafikk utgjør 72% (Figur 6).

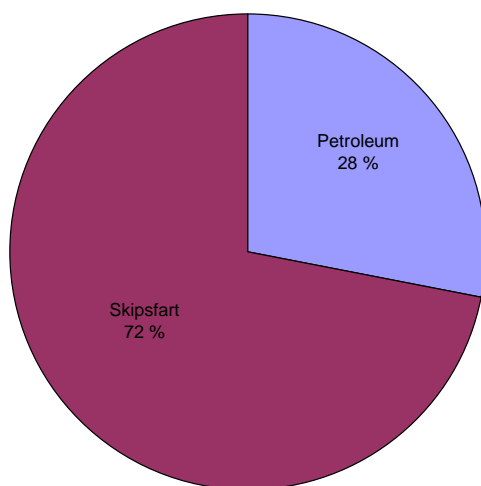
Figur 7 viser at frekvens for utslipp fra petroleumsvirksomheten utgjør 30-35 prosent av den totale frekvensen for utslipp i størrelseskategoriene 1000-2000 tonn, 2000-20000 tonn og 20000-100000 tonn, mens for den høyeste kategorien >100000 tonn utgjør petroleumsvirksomheten kun 6%. Frekvens for uhellsutslipp fra skip utgjør 65-70% av frekvensene for de tre laveste utslippstørrelseskategoriene og 94% for den høyeste.

Den relative fordelingen av frekvens for uhellsutslipp i forhold til total frekvens for uhellsutslipp er vist i Figur 8. Frekvens for uhellsutslipp av 2000-20000 tonn fra skip utgjør 32% av den totale utslippsfrekvensen, mens frekvens for uhellsutslipp fra petroleumsvirksomhet utgjør 14% for den

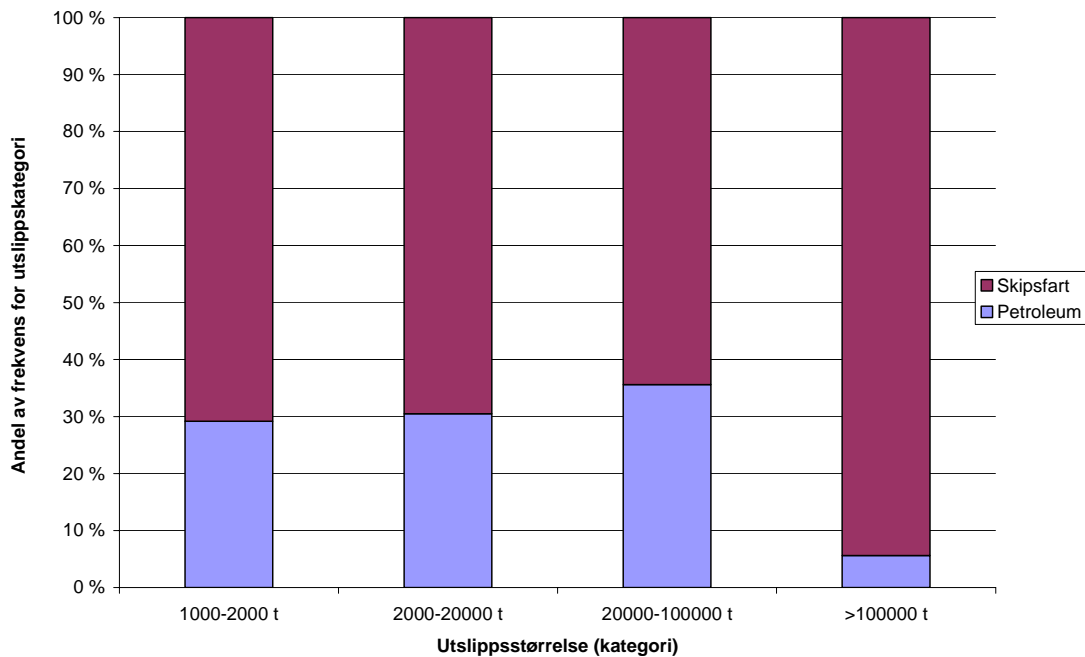
samme størrelseskategorien. Det er et klart skille mellom de to laveste kategoriene for utslippsstørrelser som utgjør 86% av total utslippsfrekvens og de to høyeste kategoriene som utgjør 14% av total utslippsfrekvens.



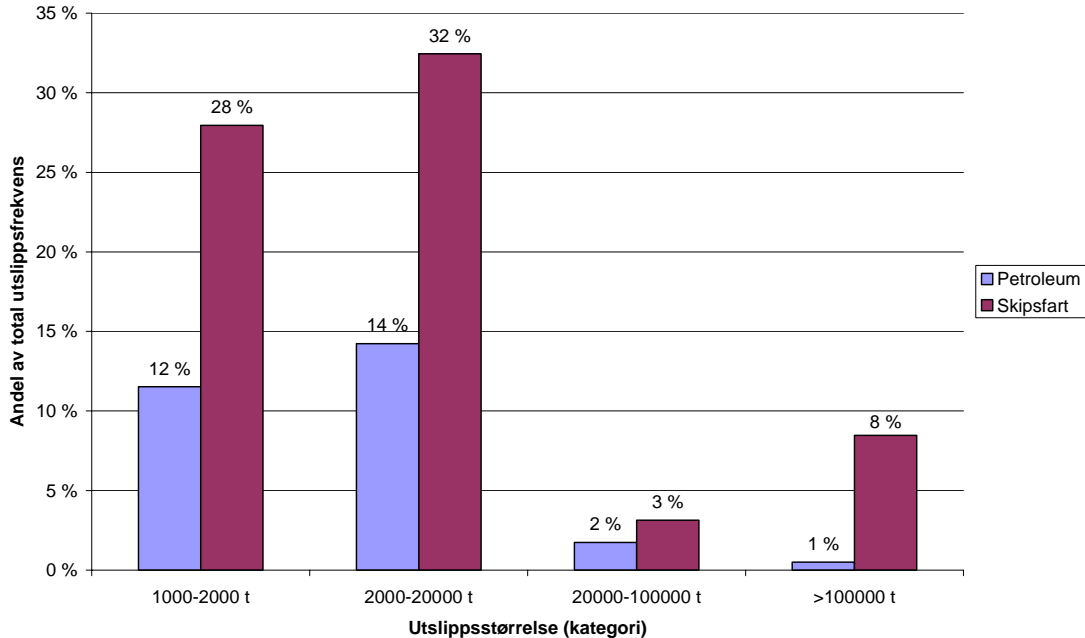
Figur 5 Frekvens for uhellsutslipp >1000 tonn fra petroleumsaktivitet og skipsfart, basert på forventet aktivitetsnivå for 2020.



Figur 6 Relativ fordeling mellom frekvens for uhellsutslipp fra skipsfart og petroleumsaktivitet i Lofoten og Barentshavet, basert på forventet aktivitetsnivå for 2020.



Figur 7 Relativ fordeling mellom frekvens for uhellsutslipp fra petroleumssektor og skipsfart for hver enkelt utslippsstørrelseskategori, basert på frekvensberegninger for aktivitetsnivået som forventet for år 2020.



Figur 8 Relativ fordeling av frekvens for uhellsutslipp i forhold til total utslippsfrekvens over 1000 tonn, fra petroleumssektoren og skipsfart fordelt på fire kategorier for utslippsstørrelse.

8.0 Konklusjon

Med utgangspunkt i forventet aktivitetsnivå i Lofoten og Barentshavet i 2020 er frekvens for uhellsutslipp større enn 1000 tonn olje, beregnet for skipstrafikk og oljeproduksjon/oljeleting (petroleumsvirksomhet). Det er en klart høyere frekvens for uhellsutslipp av olje fra skipstrafikk enn fra petroleumsvirksomhet. Dette betyr imidlertid ikke at frekvensen for uhellsutslipp fra skip er høy sammenliknet med andre farvann, både nasjonalt og internasjonalt. En viktig årsak til dette er at beregningene har tatt hensyn til risikoreduserende tiltak som forutsettes innført for skipsfarten innen 2020. Dette er blant annet trafikkseparering, påbudt seilingsavstand fra land på 35 nm for skip i last og en trafikksentral for området.

Det er viktig å merke seg at risikoberegninger som vurderer risikoen for en fremtidig aktivitet inneholder en del usikkerhet. Frekvens for uhellsutslipp beregnes basert på historikk/statistikk og er dermed et produkt av "gamle synder" og et sikkerhetsnivå som kan ha blitt forbedret i ettertid. For petroleumsvirksomheten er frekvensene til en viss grad justert på grunnlag av historiske trender i statistikkgrunnlaget. For skipsfarten er frekvensene også justert på grunnlag kommende risikoreduserende tiltak som nevnt ovenfor.

Beregningene i denne rapporten skal tolkes som estimert frekvens for uhellsutslipp i 2020, basert på dagens statistikk og justert for antatt aktivitetsnivå i området i 2020. Dette gir som nevnt ingen absolutte tall for hva frekvensen for uhellsutslipp vil være i 2020 (det kan vi bare vite i ettertid), men det bidrar forhåpentligvis til å etablere et bedre grunnlag for sammenligning av frekvens for uhellsutslipp fra skipsfart og petroleumsvirksomhet.

9.0 Referanser

- /1/ Direktoratet for naturforvaltning, Fiskeridirektoratet, Havforskningsinstituttet, Kystdirektoratet, Norsk polarinstitutt, Oljedirektoratet, Sjøfartsdirektoratet, Statens forurensningstilsyn, Statens strålevern. 2005. Konsekvenser av samlet påvirkning på Lofoten Barentshavet med dagens aktiviteter og i 2020. Rapport fra Faggruppa 15. April 2005.
- /2/ Utredning av konsekvenser av helårig petroleums virksomhet i området Lofoten – Barentshavet. Studie 7- e. 11. juni 2003. Utarbeidet av Scandpower for OED.
- /3/ Utredning av konsekvenser av helårig petroleumsvirksomhet i området Lofoten – Barentshavet. Tema: Oljedriftsmodellering, spredning av olje ved akutt utslipp til sjø. November 2003. Utarbeidet av DNV for OED.
- /4/ Telefonsamtale med Gunnar Einang i OD. 6/1-06 - Konseptvalg
- /5/ Miljørettet risikoanalyse – Konsept alternativer Gjøa. Rapport nr. 12165. 4/10-05
Utarbeidet av DNV for Statoil.
- /6/ Blowout and Well release frequencies – Based on SINTEF offshore blowout database, 2004. Rapport utgitt April 2005. Utført av Scandpower
- /7/ DNV Risk Workbook - Technical Notes – TN7 - Riser/Pipeline Frequencies – Revisjon 2.
- /8/ NORNE TRABA Total Risiko og Beredskapsanalyse. Rapport nummer 2003-0223. Utgitt 2004. Utført av DNV for Statoil.
- /9/ SINTEF Offshore Blowout Database, 2004, inkludert rapporten “Blowout and Well Release Characteristics and Frequencies, 2004”. Rapportnr. STF38 F04431. SINTEF 3.desember 2004
- /10/ DNV, 1999. ARF Technical Note number T6, Oktober 1999
- /11/ Håndtering av risiko for akutt oljeforurensning i Barentshavet og i havområdene utenfor Lofoten med dagens aktivitetsnivå og scenario for aktivitet i 2020, Rapport fra en arbeidsgruppe Horten 20. oktober 2005

Appendiks A - Karaktersetting av rør

I DNV Risk Workbook – TN7 (/7/) er det for rørledningene valgt å dele opp feilfrekvensen i to ulike ledd. Et som er lengdeavhengig og et som ikke er lengdeavhengig. Det siste leddet er i stedet avhengig av rørets beskaffenhet og eksterne forhold. Dette leddet skal settes av en gruppe med solid erfaring innen rørledningsteknologi og risikoanalyse. Siden denne rapporten blir skrevet i en tidlig fase av konseptet er en detaljert ekspertanalyse ikke brukt. Det er isteden forsøkt å velge fornuftige verdier i henhold til kap 5.2.3 i /7/.

Under følger karaktersettingen for det 200 km lange transportrøret.
Her er de rør spesifikke forholdene oppsummert:

Støt fra trålbord:	Karakter 1
Etterlatenskaper fra krigen:	Karakter 0
Korrosjon:	Karakter 0
Frie spenn:	Karakter 1
Utknekning:	Karakter 0
Ras:	Karakter 0
Totalt:	Karakter 2

Støt fra trålbord

Rør som ligger i områder hvor trålfiske forekommer kan påføres en skade. Verdiene som kan velges er fra 1-3 avhengig om tråling er forutsatt i design. Hvis røret i tillegg i et slikt område har frispenn har det en forsterkende negativ effekt, og karakteren bør økes. I /2/ blir det antatt at rørene blir nedgravd. Dette gjør dem godt beskyttet mot overtråling.
Det velges karakter 1. Rørene vil være nedgravd og godt beskyttet mot overtråling.

Etterlatenskaper fra krigen

Karakter her er normalt 0, men rør gjennom tidligere minelagte områder får 1.
Det velges karakter 0.

Korrosjon

Korrosjon kan føre til lekkasje fra røret. Korrosjonen tar noe tid for å utvikle seg, og ved inspeksjon, monitorering og ved å kontrollere operasjonen, kan korrosjonen reduseres til et minimum. Verdiene som kan velges er fra 1-10 avhengig av korrosjonsfaren og hvor sannsynlig det er.
Det velges her karakter 0. Det brukes normalt anoder på rørene. Disse er beregnet til å vare hele rørets levetid (/5/).

Frie spenn (Utmatting)

Frie spenn kan resultere i utmatting. Noen kan også utvikles ved at grunnen vaskes ut. Eksisterende frispenn kan også vokse fordi frispennet kan påvirke de lokale strømningsforholdene. Verdiene som kan velges er fra 1-3.
Her velges karakter 1. Det er få ikke-stasjonære eller underbygde spenn.

Utknekning

Utknekning kan skje hvis røret hindres i å forlenges og det oppstår aksialspenninger forårsaket av trykk og temperatur. Noen rør kan være designet slik at en styrt utknækning kan skje for å utløse disse spenningene. Utknekninger vil vanligvis skje i de første årene når temperaturen er høyest. Verdiene som kan velges er fra 0-1. Standard er 0.

Her velges karakter 0. Det er standard verdien.

Ras

Det er vanskelig å anslå nøyaktig hvor mye ras vil bidra til lekkasjefrekvensen. Verdiene som kan velges er fra 0-1, der standard er 0.

Her velges karakter 0

DNV Consulting:

er et annerledes konsultentselskap som tilbyr avansert tverrfaglig kompetanse innen ledelse og teknologi. Vi er solid forankret i Det Norske Veritas og basert på DNVs omfattende teknologikompetanse, internasjonale erfaring og unike uavhengighet som en stiftelse. Våre 400 konsulenter betjener internasjonale kunder fra kontorer i Norge, Storbritannia, Tyskland, Belgia og USA med full tilgang til DNVs verdensomspennende nettverk.

DNV CONSULTING
Veritasveien 1
N-1322 Hovik
Norway
Phone: +47 67 57 99 00

DNV CONSULTING
Johan Berentsenvei
109-111
N-5020 Bergen
Norway
Phone: +47 55 94 36 00

DNV CONSULTING
Bjergstedveien 1
N-4002 Stavanger
Norway
Phone: +47 51 50 60 00

DNV CONSULTING
Ingvald Ystgaardsvei 15
N-7496 Trondheim
Norway
Phone: +47 73 90 3500

DNV CONSULTING
Businesspark
Essen - Nord
Schnieringshof 14
45329 Essen
Germany
Phone: +49 201 7296 412

DNV CONSULTING
Duboisstraat 39 – Bus 1
B-2060 Antwerp
Belgium
Phone: +32 (0) 3 206 65 40

DNV CONSULTING
Palace House
3 Cathedral Street
London SE1 9DE
United Kingdom
Phone: +44 20 7357 6080

DNV CONSULTING
Highbank House
Exchange Street
Stockport
Cheshire SK3 0ET
United Kingdom
Phone: +44 161 477 3818

DNV CONSULTING
Cromarty House
67-72 Regent Quay
Aberdeen AB11 5AR
United Kingdom
Phone: +44 1224 335000

DNV CONSULTING
16340 Park Ten Place
Suite 100
Houston, TX 77084
USA
Phone: +1 281 721 6600

en ny virkelighet, en annen tilnærming:

DNV CONSULTING